

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΑΙΓΑΙΟΥ

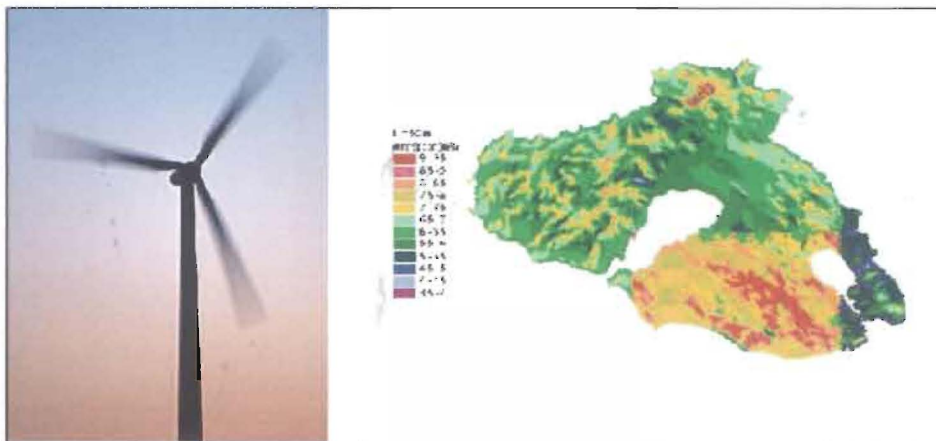
ΤΜΗΜΑ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

ΘΕΟΦΡΑΣΤΕΙΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
“ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ & ΟΙΚΟΛΟΓΙΚΗ ΜΗΧΑΝΙΚΗ”

Αρ. Εργ. 16

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

ΘΕΜΑ: ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΗ ΛΕΣΒΟ



ΦΟΙΤΗΤΗΣ: ΘΕΟΔΩΡΟΠΟΥΛΟΣ ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ

ΥΠΕΥΘΥΝΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΧΑΡΑΛΑΜΠΟΠΟΥΛΟΣ ΔΙΑΣ

ΜΥΤΙΛΗΝΗ 2004

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα μεταπτυχιακή διατριβή εκπονήθηκε στα πλαίσια του Θεοφράστειου Προγράμματος Μεταπτυχιακών Σπουδών “Περιβαλλοντική & Οικολογική Μηχανική”. Η εργασία αυτή δεν θα είχε πραγματοποιηθεί αν δεν είχα στη διάθεση μου το απαραίτητο λογισμικό το οποίο μου το παρείχε το εργαστήριο “Αιολικής Ενέργειας & Σύνθεσης Ενεργειακών Συστημάτων” του Τ.Ε.Ι. Κρήτης. Για τον λόγο αυτό αφιερώνω την εργασία αυτή στον υπεύθυνο του εργαστηρίου κ. Δημήτρη Χρηστάκη και τον ευχαριστώ για τη βοήθεια που μου παρείχε. Θέλω να ευχαριστήσω ακόμη τον κ. Κώστα Τσαμπάζη, στέλεχος του εργαστηρίου, καθώς και τους συναδέλφους μου, κ. Αντώνη Ανδρουλάκη και κα Ελένη Αλεξίου, για την βοήθεια και τις συμβουλές τους. Τέλος θέλω να ευχαριστήσω τον υπεύθυνο καθηγητή μου κ. Δία Χαραλαμπίοπουλο, για την συνεργασία μας.

Μυτιλήνη 2004

Θεοδωρόπουλος Παναγιώτης

Πρόλογος

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι να εντοπιστούν οι περιοχές της Λέσβου, οι οποίες πληρούν τις κατάλληλες προϋποθέσεις για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων. Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιήθηκε και το διεθνές αναγνωρισμένο λογισμικό ανάπτυξης αιολικού άτλαντα WAsP του Εθνικού Εργαστηρίου της Δανίας (RISOE). Αρχικά κατασκευάστηκε ο αιολικός χάρτης της Λέσβου, ο οποίος αποτελεί εργαλείο χρήσιμο και σε άλλες εφαρμογές εκτός από την συγκεκριμένη. Στη συνέχεια ακολουθεί η χωρική ανάλυση με τη χρήση των Συστημάτων Γεωγραφικών Πληροφοριών (Σ.Γ.Π), για τον προσδιορισμό του Διαθέσιμου και του Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού Δυναμικού της Λέσβου.

Περιεχόμενα

Πίνακας Πινάκων	4
Πίνακας Σχημάτων	5
Εισαγωγή	6
1. Άνεμοι και στοιχεία του αιολικού δυναμικού	7
1. Δημιουργία των ανέμων	7
1.1.1 Η ένταση του ανέμου.....	8
1.1.2 Η διεύθυνση του ανέμου	9
1.1.3 Η τύρβη του ανέμου	11
1.1.4 Χωρική μεταβολή της έντασης του ανέμου	12
1.2 Μέτρηση του αιολικού δυναμικού	13
1.2.1 Τεχνικοί ορισμοί.....	13
1.2.2 Τύποι αισθητηρίων	15
1.2.3 Μετρούμενα μεγέθη	16
1.2.4 Μονάδες και κλίμακες των ανεμολογικών στοιχείων	17
1.3 Η εκτίμηση του αιολικού δυναμικού.....	19
1.3.1 Χρονικές μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου	20
1.3.2 Καμπύλες διαστημάτων νηνεμίας	21
2. Αιολικές Μηχανές	22
2.1 Δυνατότητες των αιολικών μηχανών.....	22
2.2 Κατάταξη των αιολικών μηχανών.....	22
2.3 Χαρακτηριστικά μεγέθη των αιολικών μηχανών	24
2.4 Σύγκριση της συμπεριφοράς των αιολικών μηχανών	25
2.5 Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας Ανεμογεννήτριας	28
2.6 Ενεργειακή απόδοση αιολικών μηχανών	29
2.7 Επίδραση των παραμέτρων της κατανομής “Weibull” στον μέσο συντελεστή ισχύος ω	32
2.7.1 Επίδραση της παραμέτρου C	32
2.7.2 Επίδραση της παραμέτρου k.....	33
2.8 Επίδραση του ύψους στον μέσο συντελεστή ισχύος ω	36
2.9 Η αναγκαιότητα σωστής αλληλεπίδρασης διαθέσιμου αιολικού δυναμικού – χαρακτηριστικών λειτουργίας ανεμογεννήτριας.....	38
3. Επιλογή Θέσης Αιολικών Εγκαταστάσεων.....	39
3.1 Παράμετροι Επιλογής Τοποθεσίας Αιολικών Εγκαταστάσεων	39
3.2 Περιβαλλοντικοί παράμετροι	40
3.3 Κανονισμοί και περιορισμοί στη χρήση γης	42
3.4 Κοινωνικοί παράγοντες	43
3.5 Κλιματικοί παράμετροι.....	44
3.6 Τοπογραφικοί παράμετροι και η μορφολογία του εδάφους.....	46
3.7 Χωροθέτηση Ανεμογεννητριών σε Αιολικά Πάρκα	51
3.7.1 Πεδίο ροής ομόρρου ανεμογεννήτριας.....	52
3.7.2 Συστοιχίες ανεμοκινητηρών	53
3.7.3 Αποστάσεις μεταξύ ανεμογεννητριών.....	53
4. Οικονομικά μεγέθη αιολικών εγκαταστάσεων.....	55
4.1 Κόστος αγοράς ανεμογεννητριών	55
4.2 Κόστος γης και υποδομής.....	57
4.3 Αιολικό δυναμικό - Συντελεστής χωρητικότητας A/K	59

4.4. Κόστος κwh συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας.....	60
4.5 Διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών και κόστος συντήρησης.....	61
4.6 Οικονομική βιωσιμότητα αιολικών επενδύσεων.....	61
4.7 Θεσμικό και τιμολογιακό πλαίσιο	64
5. Επιλογή Θέσης Αιολικών Εγκαταστάσεων.....	66
5.1 Μεθοδολογία για τον προσδιορισμό θέσεων εγκατάστασης ανεμογεννητριών....	66
5.2 Εκτίμηση Αιολικού Δυναμικού με τη χρήση Συστημάτων Γεωγραφικών Πληροφοριών (Σ.Γ.Π.)	69
6. Μεθοδολογία Αποτίμησης Αιολικού Δυναμικού για το νησί της Λέσβου	72
6.1 Εκτίμηση του Φυσικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού	72
6.1.1. Ανεμολογικά δεδομένα.....	72
6.1.2 Υπολογιστικό πρόγραμμα WAsP	73
6.1.3 Υπολογισμός του αιολικού δυναμικού	77
6.1.4 Αιολικός Άτλαντας	78
6.1.5 Αιολικός Χάρτης	80
6.2 Αποτίμηση του Οικονομικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού της Λέσβου	82
6.3.1 Η διαθεσιμότητα αιολικής ενέργειας γενικά	87
6.3.2 Κατασκευή του διαγράμματος “Πυκνότητας Πιθανότητας –Συντελεστή Λειτουργίας Αιολικών Μηχανών”.....	88
7. Συμπεράσματα.....	95
Βιβλιογραφικές Αναφορές	97

Πίνακας Πινάκων

Πίνακες	Σελίδα
Πίνακας 1.1: Σύμβολα και ονομασίες ανέμων	10
Πίνακας 1.2: Κλίμακες μέτρησης ταχυτήτων αέρα	18
Πίνακας 1.3 Τυπικές τιμές συνάρτησης “Γάμμα”	20
Πίνακας 2.1: κατάταξη αιολικών μηχανών σύμφωνα με την ισχύ N_0	23
Πίνακας 4.1 Κίνητρα Νόμου 1262/82 για ενεργειακές επενδύσεις	64
Πίνακας 6.1 Θέσεις Μετεωρολογικών Σταθμών	72
Πίνακας 6.2 Αποτελέσματα των ανεμολογικών στοιχείων	74
Πίνακας 6.3: Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Μυτιλήνης	78
Πίνακας 6.4: Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Αγ. Παρασκευής	79
Πίνακας 6.5: Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Ακρασίου	79
Πίνακας 6.6 : Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Πετρούνας	80
Πίνακας 6.7: Κριτήρια επιλογής θέσης αιολικών εγκαταστάσεων και περιοριστικοί παράμετροι	82
Πίνακας 6.8: Κριτήρια και βαθμολογία για την χωροθέτηση αιολικών πάρκων	83
Πίνακας 6.9: Λειτουργικά χαρακτηριστικά & καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας S.60 /1000	89
Πίνακας 6.10: Λειτουργικά χαρακτηριστικά & καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας S.64 /1000	90
Πίνακας 6.11: Παραγωγή Αιολικής Ενέργειας	93

Πίνακας Σχημάτων

Σχήματα	Σελίδα
Σχήμα 1.1: Τυπικό ανεμολόγιο 16 διευθύνσεων	9
Σχήμα 2.1 βασικοί τύποι ανεμογεννητριών	24
Σχήμα 2.2 Καμπύλες αεροδυναμικής απόδοσης ($C_p - \lambda$) Πτερωτών Α/Γ	27
Σχήμα 2.3 Μεταβολή του Συντελεστή ισχύος Α/Γ Οριζοντίου άξονα συναρτήσει του λ .	28
Σχήμα 2.4 Τυπική καμπύλη ισχύος Α/Γ	28
Σχήμα 2.5 Στιγμιαία παραγωγή ισχύος στην έξοδο Α/Γ ισχύος 1MW	30
Σχήμα 2.6 Επίδραση της έντασης του ανέμου στο μέσο συντελεστή ισχύος.	33
Σχήμα 2.7 Επίδραση της διασποράς του ανέμου στο μέσο συντελεστή ισχύος.	34
Σχήμα 2.8 Ενεργειακή παραγωγή Α/Γ Bonus MkIV.	35
Σχήμα 2.9 Ενεργειακή παραγωγή – Μέση ταχύτητα Α/Γ Bonus MkIV	36
Σχήμα 2.10 Μεταβολή της $f(V)$ με το ύψος	37
Σχήμα 3.1: Επίδραση της τραχύτητας του εδάφους στη κατανομή ταχύτητας ανέμου.	45
Σχήμα 3.2: Ροή γύρω από κτίριο.	47
Σχήμα 3.3: Περιοχή διαταραγμένης ροής πάνω από κτίρια	48
Σχήμα 3.4: Επίδραση εμποδίου στην αδιατάραχτη ροή	48
Σχήμα 3.5: Ορισμός λοφοσειράς	49
Σχήμα 3.6: Επιτάχυνση ανέμου	49
Σχήμα 3.7: Αξιολόγηση διεύθυνσης λοφοσειράς	49
Σχήμα 3.8: Μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου.	50
Σχήμα 3.9: Αξιολόγηση μορφής λοφοσειρών	50
Σχήμα 3.10: Λοφοσειρά με επίπεδη κορυφή	51
Σχήμα 3.11: Μορφή περάσματος	51
Σχήμα 3.12: Ομόρρους Ανεμογεννήτριας	52
Σχήμα 3.13: Τυπική διανομή ταχυτήτων στον ομόρρου Α/Κ.	53
Σχήμα 3.14: Ρυθμός μεταβολής της ταχύτητας στον άξονα του ομόρρου.	54
Σχήμα 4.1: Μεταβολή του ανηγμένου κόστους παραγωγής Α/Γ στην Καλιφόρνια.	56
Σχήμα 4.2: Πλήθος εγκατεστημένων ανεμογεννητριών	56
Σχήμα 4.3: Εγκαταστημένη ισχύς Α/Κ στην Καλιφόρνια σε MW.	57
Σχήμα 4.4: Σύγκριση συνολικού κόστους επένδυσης για Α/Κ διαφορετικής ισχύος.	58
Σχήμα 4.5: Μέση μηνιαία μεταβολή συντελεστή χωρητικότητας.	59
Σχήμα 4.6: Κόστος λειτουργίας, συντήρησης και καυσίμων για διάφορους ενεργειακούς σταθμούς	60
Σχήμα 4.7: Μεταβολή της ειδικής επένδυσης με την ονομαστική ισχύ	62
Σχήμα 4.8: Ειδική Επένδυση ως συνάρτηση του αιολικού δυναμικού	63
Σχήμα 5.1 Αλγόριθμος για την επιλογή θέσης αιολικών εγκαταστάσεων με τη χρήση Σ.Γ.Π.	69
Σχήμα 5.2 Δημιουργία επιπέδων πληροφοριών με χρήση Σ.Γ.Π	70
Σχήμα 5.3 Μεθοδολογία αποτίμηση αιολικού δυναμικού με Σ.Γ.Π	71
Σχήμα 6.1 Μεθοδολογία του Αιολικού Άτλαντα του WAsP	75
Σχήμα 6.2: Ο ψηφιοποιημένος χάρτης, ο οποίος έχει μετατραπεί σε WAsP map στον οποίο απεικονίζονται οι θέσεις των ανεμογράφων.	77
Σχήμα 6.3: Ο χάρτης με το Φυσικά Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό της Λέσβου	81
Σχήμα 6.4: Διάγραμμα ροής για την κατασκευή του χάρτη του Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού	84
Σχήμα 6.5: Διάγραμμα ροής για την κατασκευή του χάρτη του Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού Δυναμικού	84
Σχήμα 6.6: Ο χάρτης με το Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό της Λέσβου	85
Σχήμα 6.7: Ο χάρτης με το Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμο Αιολικό Δυναμικό της Λέσβου	86
Σχήμα 6.8 Διαγράμματα $P - t$ ανεμογεννήτριας S.60/1000	91
Σχήμα 6.9 Διαγράμματα $P - t$ ανεμογεννήτριας S.64/1000	92
Σχήμα 6.10 Διαγράμματα Πυκνότητας πιθανότητας - λειτουργίας ανεμογεννήτριας S.60/1000	94
Σχήμα 6.11 Διαγράμματα Πυκνότητας πιθανότητας - λειτουργίας ανεμογεννήτριας S.64/1000	94
Σχήμα 7.1: Γραμμική Μέσης Τάσης στη Λέσβο	

Εισαγωγή

“Α – νομος” έμοιαζε στους αρχαίους Έλληνες, ο Άνεμος, όταν αρθρώσανε για πρώτη φορά όνομα για την κίνηση του αέρα. Η νομή του φαινότανε δύσκολη για τον ανθρώπινο νου, και η πάλη μαζί του γέννησε ιστορίες όπως αυτή της εκστρατείας των Αχαιών στην Τροία και της “επί πτερύγων ανέμων” περιπλάνησης του πολυμήχανου βασιλιά της Ιθάκης Οδυσσέα. Η αγωνία για την πνοή ούριου ανέμου στα πανιά των Ελλήνων, ήταν αυτή που ανάγκασε των αρχιστράτηγο Αγαμέμνονα να θυσιάσει την κόρη του Ιφιγένεια, ενώ οι άνεμοι από τον ασκό του Αιόλου, κατόπιν της προτροπής του Πωσειδώνα, βούλιαξαν τα καράβια του Οδυσσέα, διδάσκοντας τους ανθρώπους ένα μάθημα “περί νομής του ανέμου”.

Σήμερα η γνώση “περί της νομής” του ανέμου αποτελεί σημαντικό εργαλείο για τους επιστήμονες που ασχολούνται με περιβαλλοντικά θέματα. Μια ελάχιστη συμβολή στη κατανόηση της νομής του ανέμου πάνω από το νησί της Λέσβου αποτελεί το αντικείμενο της παρούσας εργασίας. Η “εικόνα του ανέμου” η αλλιώς του αιολικού χάρτη της Λέσβου, η δημιουργία του οποίου αποτελεί τον πρώτο στόχο της εργασίας αυτής, συμβάλει στο να γίνει κατανοητή από τον ανθρώπινο νου, η νομή του Αιολικού Δυναμικού του νησιού.

Ο αιολικός χάρτης είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για τους μηχανικούς που μελετούν τα αιολικά συστήματα αλλά και όχι μόνο. Κάθε μελέτη χωροθέτησης εγκαταστάσεων, που καθορίζονται ή επηρεάζονται από τον άνεμο θα μπορεί να πραγματοποιηθεί αξιόπιστα χάρη στις πληροφορίες που απορρέουν από τον αιολικό χάρτη. Η πληροφορία που παρέχει ο αιολικός χάρτης είναι δομημένη με ανάλυση 200 m σε τετραγωνικό κάναβο, λαμβανομένης υπ’ όψιν και της τραχύτητας του εδάφους της γύρω περιοχής.

Με τον τρόπο αυτό η μελέτη και ο σχεδιασμός όλων των έργων που εξαρτούνται ή επηρεάζονται από το αιολικό δυναμικό, όπως είναι:

- Ο σχεδιασμός αιολικών πάρκων
- Ο σχεδιασμός μικρών αυτόνομων αιολικών συστημάτων για την ηλεκτροδότηση απομονωμένων κατοικιών, αγροτικών και κτηνοτροφικών εγκαταστάσεων ή και μικρών οικισμών.
- Η εγκατάσταση αναμεταδοτών σήματος τηλεόρασης, ραδιοφωνίας και κινητής τηλεφωνίας φωτισμού δρόμων, αλλά και άλλες εφαρμογές

γίνετε εφικτή με αξιοπιστία.

Ο δεύτερος στόχος της εργασίας αυτής είναι η εύρεση των κατάλληλων θέσεων για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων στο νησί. Με την χρήση των Γεωγραφικών Συστημάτων Πληροφοριών, ο χάρτης του αιολικού δυναμικού της Λέσβου συνδυάζεται με άλλους θεματικούς χάρτες που παρέχουν πληροφορίες για τους περιορισμούς και τα κριτήρια χωροθέτησης των αιολικών πάρκων. Με τον συνδυασμό αυτό προκύπτει ο χάρτης, που υποδεικνύει τις δόκιμες θέσεις για την εγκατάσταση αιολικών μηχανών.

Τέλος διερευνούνται οι τρόποι με τους οποίους πρέπει να γίνει η διάταξη και η κατανομή των αιολικών πάρκων στο νησί της Λέσβου ώστε να αυξηθεί η διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η εγκατάσταση ενός μεγάλου σχετικά αριθμού ανεμογεννητριών σε συνδυασμό με την κατάλληλη κατανομή - διασπορά τους σε όλο το νησί, μπορούν να εξασφαλίσουν την κάλυψη ενός σημαντικού μέρους των ενεργειακών αναγκών από τον άνεμο.

Στα κεφάλαια που ακολουθούν αναπτύσσεται όλη η θεωρία που περιγράφει τους νόμους που διέπουν τον άνεμο (τελικά η επιστήμη απέδειξε πως μόνο ά – νομος δεν είναι ο άνεμος) και η μεθοδολογία που εφαρμόστηκε για την αποτίμηση του αιολικού δυναμικού της Λέσβου.

1. Άνεμοι και στοιχεία του αιολικού δυναμικού

1. Δημιουργία των ανέμων

Ως άνεμος, ορίζεται ο ευρισκόμενος σε κίνηση ατμοσφαιρικός αέρας. (Καλδέλης 1999). Όπως για την περίπτωση οποιουδήποτε κινούμενου ρευστού, έτσι και για την περίπτωση του ανέμου, για τον καθορισμό του διανύσματος της ταχύτητάς απαιτείται η γνώση του μέτρου (ένταση του ανέμου) και της φοράς (διεύθυνση του ανέμου).

Η διεύθυνση και η ένταση του ανέμου εξαρτώνται τόσο από ειδικούς παράγοντες (ατμοσφαιρική κυκλοφορία, πεδίο πιέσεων), όσο και από τοπικούς παράγοντες (ανάγλυφο περιοχής). Η ατμοσφαιρική κυκλοφορία οφείλεται κυρίως στην ηλιακή ακτινοβολία και στην περιστροφή της γης. Η διαφορετική θερμοκρασία μεταξύ του ισημερινού και των πόλων του πλανήτη, η οποία οφείλεται στην πρόσπτωση διαφορετικής έντασεως ηλιακής ακτινοβολίας στα διάφορα σημεία της επιφάνειας της γης, έχει ως αποτέλεσμα τη συνεχή κίνηση αερίων μαζών από τους πόλους προς τον ισημερινό της γης και αντίστροφα. Επομένως ψυχροί επιφανειακοί άνεμοι πνέουν από τους πόλους στον ισημερινό για να αντικαταστήσουν το θερμό αέρα που ανυψώνεται εξαιτίας της μείωσης της πυκνότητας του και ο οποίος κινείται διαμέσου της ανώτερης ατμόσφαιρας προς τους πόλους. Παράλληλα η περιστροφή της γης γύρω από τον άξονα της έχει ως αποτέλεσμα την κίνηση ψυχρών αερίων επιφανειακών μαζών προς τη δύση, ενώ ο θερμός αέρας κινείται σε μεγαλύτερα ύψη προς την ανατολή. Τέλος η ανομοιομορφία της θερμικής συμπεριφοράς μεταξύ ξηράς και θάλασσας αποτελεί την αιτία δημιουργίας ζωνών διαφορετικής θερμοκρασίας που οδηγούν σε αντίστοιχα επίπεδα στατικής πίεσης. Αποτέλεσμα του συνδυασμού των παραπάνω παραγόντων είναι η συνεχής διαταραχή της κατάστασης της ατμόσφαιρας και η δημιουργία περιοχών υψηλών πιέσεων (αντικυκλώνες) και χαμηλών πιέσεων (κυκλώνες).

Από το σύνολο των κινήσεων του ανέμου, η σπουδαιότερη για τον προσδιορισμό του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής είναι η οριζόντια συνιστώσα της ταχύτητας του ανέμου. Ωστόσο για την πλήρη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής, απαιτούνται επιπλέον γνώσεις για:

- Την ένταση του ανέμου
- Την διεύθυνση του ανέμου
- Την τύρβη του ανέμου,

Την μεταβολή του μέτρου της ταχύτητας συναρτήσει του χρόνου και ύψους από την επιφάνεια του εδάφους.

1.1.1 Η ένταση του ανέμου

Η κίνηση του ανέμου διέπεται από τους νόμους της ρευστομηχανικής που περιγράφουν την τυρβώδη ροή συνεκτικού ρευστού. Συνεπώς η ταχύτητα του ανέμου είναι ένα ιδιαίτερα μεταβλητό μέγεθος, που εμφανίζει διακυμάνσεις τόσο σε μικρά διαστήματα (εκατοστά του δευτερολέπτου), όσο και σε μεγάλα διαστήματα (ώρες).

Ακολουθώντας την ανάλυση που ισχύει για πεδία τυρβώδους ροής, η στιγμιαία ταχύτητα του ανέμου γράφεται ως άθροισμα της μέσης ταχύτητας V_{av} και μιας διακύμανσης $V(t)$, δηλαδή:

$$V_{av} = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} V(t') dt' \quad (1.1)$$

Εξετάζοντας το πεδίο ταχυτήτων μιας περιοχής είναι σημαντικό να καταγραφούν οι μέγιστες τιμές της ταχύτητας του ανέμου. Οι μέγιστες ταχύτητες εξαρτώνται από τη γεωγραφική θέση και το τοπογραφικό ανάγλυφο της περιοχής.

Για την στατιστική πρόβλεψη των μέγιστων ταχυτήτων, χρησιμοποιούνται οι μέσες ωριαίες τιμές της ταχύτητας του ανέμου για μια σειρά ετών. Οι μετρήσεις αναλύονται με βάση τον στατιστικό νόμο των ακραίων τιμών, οπότε επιχειρείται ο προσδιορισμός της μέγιστης ταχύτητας ανέμου που αναμένεται να εμφανιστεί σε μία χρονική περίοδο ορισμένων ετών. Έτσι, με τον τρόπο αυτό και με μία σχετική βεβαιότητα, προσδιορίζεται από τους κατασκευαστές των μηχανών η μέγιστη καταπόνηση τους.

Επίσης προβλήματα σε μια αιολική εγκατάσταση δημιουργούνται και από ξαφνικούς ανέμους ιδιαίτερα μεγάλης έντασης και μικρής διάρκειας μικρότερης των 20 δευτερολέπτων, οι οποίοι καλούνται ριπές. Ως ριπή ανέμου ορίζεται μια ξαφνική, μικρής διάρκειας (<20 sec) αύξηση της ταχύτητας του ανέμου, η οποία διαφέρει από τη μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου που προηγήθηκε και ακολουθεί, κατά τουλάχιστον 4,6 m/s (Καλδέλης 1999). Ο άνεμος είναι λιγότερο ριπιαίος πάνω από εκτεταμένες υδάτινες επιφάνειες και περισσότερο ριπιαίος πάνω από επιφάνειες με έντονο τοπογραφικό ανάγλυφο ή με ψηλά εμπόδια.

Για τον προσδιορισμό της μέσης μέγιστης ριπής $V_{av \max}$ του ανέμου σε ύψος z συναρτήσει της μέσης ωριαίας τιμής της ταχύτητας στο ίδιο ύψος μπορεί να γραφεί ότι:

$$V_{av \max}(z) = V_{av}(z) [1 + \gamma I_u(z)] \quad (1.2)$$

όπου γ ο συντελεστής ριπής και I_u η αδιάστατη τιμή της τύρβης κατά τη διεύθυνση του ανέμου. Ο συντελεστής ριπής δίνεται από τη σχέση:

$$\gamma = 0,42 \ln \left(\frac{3600}{t} \right) \quad (1.3)$$

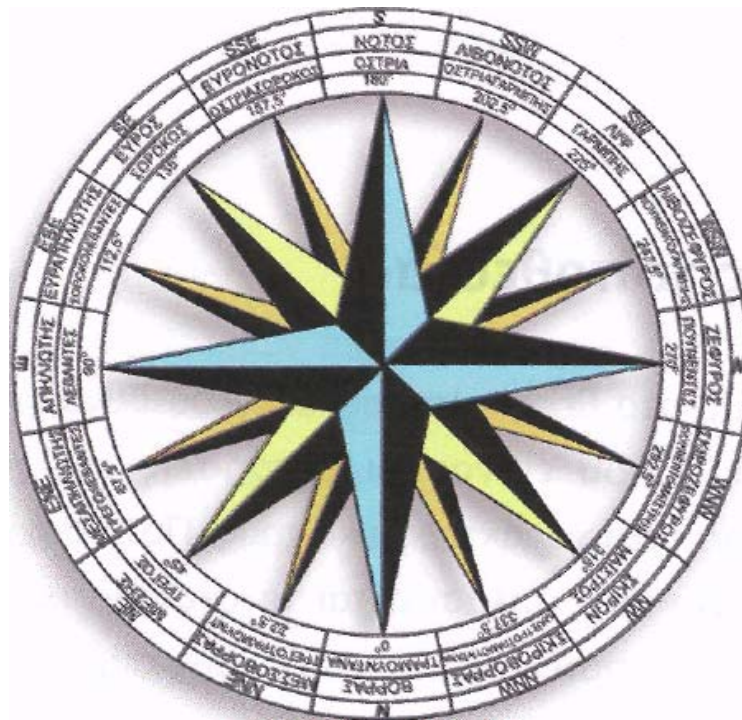
Παρόμοια αποτελέσματα δίνονται από την εξίσωση (1.4), η οποία προσδιορίζει τη ριπή του ανέμου V_t χρονικής διάρκειας t δευτερολέπτων συναρτήσει της μέσης ωριαίας ταχύτητας στο ύψος μελέτης z , του συντελεστή τραχύτητας z_0 της περιοχής και ενός συντελεστή $C(t)$.

$$V_t(z) = V_{av}(z) \left[1 + 0,98 \frac{C(t)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \right] \quad (1.4)$$

Η τιμή του z_0 εξαρτάται από το τοπογραφικό ανάγλυφο της περιοχής. Τυπικές τιμές είναι: για θάλασσες $z_0=0,0005\text{m}$, για επίπεδες επιφάνειες $z_0=0,001\text{m}$ και για πυκνόφυτες περιοχές και προάστια πόλεων $z_0=0,5\text{m}$.

1.1.2 Η διεύθυνση του ανέμου

Η διεύθυνση του ανέμου, σε έναν τόπο, δεν είναι σταθερή αλλά μεταβάλλεται συνεχώς. Για τον καθορισμό της χρησιμοποιούμε τόξα σε μοίρες από τον αληθή Βορρά. Συνήθως χρησιμοποιούνται “ανεμολόγια” 16 διευθύνσεων καθώς και εμπειρικά ονόματα που έχουν επικρατήσει από τους ναυτικούς. Στο σχήμα 1.1 παρουσιάζεται ένα “ανεμολόγιο” 16 διευθύνσεων και στον πίνακα 1.1. οι επίσημες και οι λαϊκές ονομασίες των ανέμων – καιρών



Σχήμα 1.1: Τυπικό ανεμολόγιο 16 διευθύνσεων

Πίνακας 1.1: Σύμβολα και ονομασίες ανέμων

Σύμβολο	Επίσημη ονομασία	Λαϊκή ονομασία	
N	Βορράς	Τραμουντάνα	Μ
NNE	Μεσοβορράς	Γρεγοτραμουντάνα	ε
NE	Μέσης	Γρέγος	β
ENE	Μεσαπηλιώτης	Γρεγολεβάντες	ά
E	Απηλιώτης	Λεβάντες	σ
ESE	Ευραπηλιώτης	Σιροκολεβάντες	η
SE	Εύρος	Σιρόκος	τι
SSE	Ευρονότος	Οστριασιρόκος	ς
S	Νότος	Όστρια	με
SSW	Λιβονότος	Όστριογαρμπης	τρ
SW	Λίβας	Γάρμπης	ή
WSW	Λιβοζέφυρος	Πονεντογάρμπης	σε
W	Ζέφυρος	Πουνέντες	ις
WNW	Σκυρονοζέφυρος	Πονεντομάϊστρος	τη
NW	Σκύρων	Μάϊστρος	ς
NNW	Σκυρονοβοράς	Μαϊστροτραμοντάνα	δι

ράζουμε σε πολικό διάγραμμα (η ανεμολογία – ροζέτα) τις συχνότητες (%), σε σχέση επί το σύνολο των παρατηρήσεων που διαθέτουμε ανάλογα με το σημείο του ορίζοντα όπου πνέει ο άνεμος. Στο ίδιο διάγραμμα είναι δυνατό να παρασταθεί και η μέση ταχύτητα του ανέμου για κάθε διεύθυνση.

Κατά την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής χαρακτηρίζουμε ως κύρια διεύθυνση του ανέμου κάθε διεύθυνση η οποία συνεισφέρει τουλάχιστο 10%στη διαθέσιμη αιολική ενέργεια. Οι κύριες διευθύνσεις του ανέμου διαφέρουν από τοποθεσία σε τοποθεσία, δεδομένου ότι ο προσανατολισμός των λόφων, των βουνών,

των κοιλάδων, η υπάρχουσα βλάστηση καθώς και η ύπαρξη κτιρίων επηρεάζουν τη διεύθυνση του ανέμου.

Η διεύθυνση του ανέμου που εμφανίζει την μεγαλύτερη συχνότητα σε μία περιοχή ονομάζεται επικρατούσα διεύθυνση. Η επικρατούσα διεύθυνση μεταβάλλεται συνήθως από εποχή σε εποχή. Τέλος ο χώρος μεταξύ του σημείου που θέλουμε να εγκαταστήσουμε μια ανεμογεννήτρια και του σημείου του ορίζοντα από όπου πνέει ο άνεμος, μας προσδιορίζει την προσήνεμη περιοχή. Αντίστοιχα η υπήνεμη περιοχή είναι αυτή που είναι προστατευμένη από τον άνεμο. Για τον ελληνικό χώρο η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου είναι συνήθως η βόρεια και η βορειοανατολική ιδιαίτερα στην περιοχή του Αιγαίου, χωρίς αυτό να σημαίνει ότι αποκλείονται οι υπόλοιπες διευθύνσεις.

1.1.3 Η τύρβη του ανέμου

Με τον όρο τύρβη περιγράφεται τη διακύμανση της ταχύτητας του ανέμου γύρω από μία μέση ταχύτητα. Μέτρο της διακύμανσης της ταχύτητας του ανέμου αποτελεί η διασπορά της ταχύτητας του ανέμου σ_v^2 η οποία ορίζεται ως:

$$\sigma_v^2 = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} (V(t') - \bar{V})^2 dt' \quad (1.5)$$

με τυπική χρονική περίοδο $T_a = 10 \text{ min}$.

Ως ένταση της τύρβης I ονομάζουμε τον λόγο της διασποράς ως προς τη μέση ταχύτητα του ανέμου.

$$I = \frac{\sigma_v}{\bar{V}} \quad (1.6)$$

Η ένταση της τύρβης εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου την τραχύτητα του εδάφους και την μορφολογία του. Ο τρόπος με τον οποίο η τύρβη εξαρτάται από την τραχύτητα του εδάφους περιγράφεται από τις εξισώσεις (2.7) και (2.8)

$$I(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (1.7) \quad I(z) = \frac{a}{1 - a \ln\left(\frac{10}{z}\right)} \quad (1.8)$$

Ο τρόπος που η μορφολογία του εδάφους επιδρά στην τύρβη του ανέμου είναι δύσκολο να περιγραφεί με εξισώσεις ιδίως όταν πρόκειται για έντονες μορφολογίες.

Η μεγάλη ένταση της τύρβης στην περιοχή της χωροθέτησης ενός αιολικού πάρκου προκαλεί προβλήματα στη λειτουργία των ανεμογεννητριών. Πιο συγκεκριμένα δημιουργούνται μεγάλα δυναμικά φορτία στα πτερύγια των ανεμογεννητριών, με αποτέλεσμα την πρόωρη κόπωση και την καταστροφή τους.

Η ποιότητα της ισχύος, στην έξοδο των ανεμογεννητριών μειώνεται λόγω των διακυμάνσεων της ηλεκτρικής τάσης εξόδου. Οι διαταραχές στην ταχύτητα του ανέμου προκαλούν μεταβολές στην ταχύτητα της περιστροφής του ρότορα. Σε πολλούς τύπους

ανεμοκινητήρων οι διαταραχές των στροφών του ρότορα μεταφράζεται σε διακυμάνσεις της τάσης εξόδου της γεννήτριας, οι οποίες προκαλούν προβλήματα στο ηλεκτρικό δίκτυο. Η μεγάλη ένταση τύρβης μπορεί να οδηγήσει στην ανάγκη εγκατάστασης επιπλέον εξοπλισμού, ώστε να βελτιώνεται η ποιότητα της παραγόμενης ισχύος.

Τέλος κατά την εκκίνηση των ανεμογεννητριών δημιουργούνται προβλήματα εξαιτίας εσφαλμένων σημάτων από το σύστημα ελέγχου των μηχανών. Οι μεγάλες διακυμάνσεις που προκαλούνται εξαιτίας των μεγάλων εντάσεων τύρβης δεν μπορούν πάντοτε να ανιχνευθούν από τα όργανα ελέγχου της ανεμογεννήτριας με αποτέλεσμα να υπάρχουν προβλήματα αεροδυναμικής φύσεως στις ανεμογεννήτριες μεταβλητού βήματος πτερυγίων (pitch control).

1.1.4 Χωρική μεταβολή της έντασης του ανέμου

Για την μελέτη της ροής του ανέμου πάνω από την επιφάνεια του εδάφους, είναι δυνατή η χρήση μεθόδων που υπόκεινται στους νόμους της ρευστομηχανικής. Πιο συγκεκριμένα η κατακόρυφη κατανομή της ταχύτητας του ανέμου ακολουθεί τη συμπεριφορά τυρβώδους οριακού στρώματος, όπου βέβαια πρέπει να ληφθεί υπόψη η επίδραση της τραχύτητας του εδάφους. Γενικά η ταχύτητα του ανέμου αυξάνεται σημαντικά με το ύψος από το έδαφος στο οποίο αναφέρονται οι μετρήσεις. Οι μεταβολές αυτές στην ταχύτητα του ανέμου είναι αισθητά αντιληπτές στα πρώτα 100 m από το έδαφος, δηλαδή μέχρι το συνηθισμένο πάχος του οριακού στρώματος της ατμόσφαιρας. Για την περιγραφή της κατακόρυφης κατανομής των ταχυτήτων του ανέμου έχουν προταθεί διάφορες αναλυτικές σχέσεις οι οποίες στηρίζονται στη θεωρία των οριακών στρωμάτων (Καλδέλης 1999). Οι κυριότερες από αυτές είναι:

A) Η λογαριθμική κατανομή (log – law), η οποία δίνει την ταχύτητα σε ύψος z από το έδαφος συναρτήσει κάποιων αριθμητικών σταθερών, του τυπικού ύψους τραχύτητας της περιοχής z_0 και του ύψους μετατόπισης μηδενικού επιπέδου.

$$V(z) = k_1 \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + k_2 \quad (1.9)$$

B) Η εκθετική κατανομή (power law) η οποία εκφράζεται από τη σχέση:

$$\frac{V(z)}{V(z_1)} = \left(\frac{z}{z_1} \right)^a \quad (1.10)$$

η οποία δίνει την ταχύτητα του ανέμου σε ύψος z από το έδαφος συναρτήσει της παραμέτρου a της οποίας η τιμή εξαρτάται από την τραχύτητα του εδάφους. Οι τιμές της παραμέτρου a κυμαίνονται από 0,08 για παγωμένες επιφάνειες και 0,45 για αστικές περιοχές.

Οι εξισώσεις (1,9) και (1,10) ισχύουν για επίπεδη επιφάνεια η οποία ορίζεται βάσει των κάτωθι περιορισμών, δεχόμενοι ότι η θέση που γίνονται οι μετρήσεις συμπίπτει με τη θέση πιθανής εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας:

- Η διαφορά ύψους μεταξύ της θέσης της ανεμογεννήτριας και του περιβάλλοντος χώρου σε ακτίνα 12 km να μην είναι μεγαλύτερη των 60 m.
- Όλοι οι λόφοι με λόγο ύψους προς πλάτος μικρότερο από 0,016 σε ακτίνα 4 km πρέπει να έχουν διαφορά ύψους μεταξύ του υψηλότερου και του χαμηλότερου σημείου το πολύ το 1/3 της διαφοράς ύψους μεταξύ του κάτω μέρους του στροφείου της ανεμογεννήτριας και του χαμηλότερου σημείου από το έδαφος.

Πρέπει να σημειωθεί ότι είναι σχεδόν πάντοτε απαραίτητη η αναγωγή των μετρήσεων στο ύψος τοποθέτησης της ανεμογεννήτριας, δεδομένου ότι οι μετρήσεις γίνονται σε ύψος 10 m από την επιφάνεια του εδάφους. Η εφαρμογή όμως των εξισώσεων (1,9) και (1,10) απαιτεί ιδιαίτερη προσοχή εξαιτίας της αβεβαιότητας που υπεισέρχεται στην εκτίμηση των παραμέτρων z_0 και α . Για το λόγο αυτό και για τον περιορισμό του σφάλματος στη καμπύλη ισχύος των ανεμογεννητριών, οι κανονισμοί IEA (International Energy Association) συνιστούν την τοποθέτηση των ανεμομέτρων στο ύψος πλήμνης της μηχανής και όχι τη χρήση των παραπάνω εμπειρικών αναγωγικών εξισώσεων.

1.2 Μέτρηση του αιολικού δυναμικού

Για τη μέτρηση του ανέμου και την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού, χρησιμοποιούνται ειδικές συσκευές (ανεμογράφοι) που μετρούν την ταχύτητα και την διεύθυνση του ανέμου. Συμπληρωματικά μπορεί να χρησιμοποιούνται θερμομέτρα και βαρόμετρα για την μέτρηση της ατμοσφαιρικής πίεσης.

1.2.1 Τεχνικοί ορισμοί

Παρενθετικά είναι χρήσιμο αρχικά να δώσουμε μερικούς τεχνικούς όρους που χρησιμοποιούνται συχνά για να περιγράψουν τα αισθητήρια, τα όργανα μέτρησης, και την απόκριση τους.

Αισθητήριο μέτρησης (Sensor): είναι ένα ειδικό στοιχείο αίσθησης που αντιδρά σε αλλαγές του περιβάλλοντος(π.χ. αισθητήριο. πίεσης)

Μετατροπέας ενέργειας (Transducer): είναι συσκευή για την μετατροπή ενέργειας από μια μορφή σε άλλη (π.χ. μετατροπή περιστροφικής κίνησης ανεμομέτρου σε ηλεκτρικούς παλμούς),

Καταγραφικό δεδομένων (Data Logger or data processor): είναι συσκευή που δέχεται εξόδους από διάφορα αισθητήρια ή μετατροπείς και τα μετατρέπει σε μορφή που να μπορούν να αποθηκευτούν.

Σύστημα απόκτησης δεδομένων (Data Acquisition System): είναι πλήρες σύστημα με

αισθητήρια, μετατροπείς, Data Logger, μνήμη , κατάλληλο λογισμικό και πομπό επικοινωνίας.

Ανεμογράφος ή ανεμόμετρο (Wind measuring system): είναι όργανο που περιλαμβάνει αισθητήρια, μετατροπείς, Data Logger, μνήμη , κατάλληλο λογισμικό συλλογής δεδομένων και ιστό στήριξης.

Διακριτικότητα ή ανάλυση (Resolution): είναι η μικρότερη μεταβολή στο περιβάλλον, που προκαλεί μια ανιχνεύσιμη μεταβολή στην ένδειξη ενός οργάνου π.χ. +0.1 m/s.

Ακρίβεια οργάνου (Accuracy): είναι ο βαθμός με τον οποίο ένα όργανο μπορεί να μετρήσει μια μεταβλητή και σε σύγκριση με το πραγματικό της μέγεθος, π.χ. +0.2 m/s στα 10m/s.

Ευαισθησία (Sensitivity): είναι ο λόγος των τιμών πλήρους κλίμακας εξόδου προς εισόδου και είναι διάφορο της Διακριτικότητας, π.χ. 10 παλμοί ανά m/s.

Αξιοπιστία οργάνου (Reliability): είναι μια μέτρηση της πιθανότητας λειτουργίας του μέσα σε περιορισμένα όρια σφάλματος, για χρονική περίοδο και κάτω από συγκεκριμένες συνθήκες.

Σφάλμα μέτρησης (ERROR): είναι η αλγεβρική διαφορά μεταξύ της τιμής ένδειξης και της πραγματικής τιμής του μετρούμενου μεγέθους , π.χ. + 0.1 m/s.

Επαναληπτικότητα οργάνου (Repeatability): είναι η πλησιέστερη συμφωνία, μεταξύ ενός αριθμού διαδοχικών μετρήσεων του ίδιου μεγέθους, κάτω από τις ίδιες συνθήκες.

Ταχύτητα απόκρισης (Speed of Response): είναι ο χρόνος που μεσολαβεί μετά από μια απότομη μεταβολή στην είσοδο ενός συστήματος, μέχρι η έξοδος να σταθεροποιηθεί ή να φθάσει το 90 % της πλήρους μεταβολής της.

Σταθερά χρόνου (Time Constant): είναι η χρονική περίοδος που απαιτείται για ένα αισθητήριο, ώστε να ανταποκριθεί στο 63.2 % (1-1/e) της τελικής του τιμής. Εφόσον στις μετεωρολογικές μετρήσεις η ένδειξη προκαλείται από άλλους περιβαλλοντικούς παράγοντες αυτοί πρέπει να καθορίζονται.

Σταθερά Απόστασης (Distance Constant): είναι το μήκος ρευστού που πρέπει να περάσει από ένα αισθητήριο για να αποκριθεί αυτό στο 63.2 % της μεταβολής της ταχύτητας του ρευστού.

Λόγος εξομάλυνσης (Damping ratio): χρησιμοποιείται στα αισθητήρια διεύθυνσης που έχουν δευτέρας τάξης απόκριση στο σήμα διέγερσης.

Νεκρή ζώνη (Dead Band): είναι η περιοχή μέσα στην οποία μπορεί να μεταβάλλεται η είσοδος χωρίς να προκαλεί μεταβολή στο σήμα εξόδου του οργάνου, π.χ. στα συνηθισμένα αισθητήρια διεύθυνσης με ποντεσιόμετρο έχουμε 8 μοίρες Dead Band.

1.2.2 Τύποι αισθητηρίων

Υπάρχουν πολλοί τύποι αισθητηρίων για την μέτρηση του ανέμου. Οι σπουδαιότεροι και οι επικρατέστεροι αναφέρονται στη συνέχεια.

α, Περιστροφικά κυπελοφόρα ή περιστροφικά τύπου προπέλας (3 cup or propeller instruments) (Καλδέλλης Ι., Καββαδίας Κ, 2001)

Είναι τα περισσότερο χρησιμοποιούμενα, και η ταχύτητα περιστροφής τους είναι ανάλογη της ταχύτητας του ανέμου.

Η περιστροφή τους δίνει κίνηση σε μικρή ηλ. γεννήτρια που παράγει σήμα μεταβλητής συχνότητας ή σε μαγνήτες που με την βοήθεια πηνίου παράγουν παλμούς που μετρούνται και μεταφράζονται σε ταχύτητα ανέμου. Ακόμα χρησιμοποιούνται και φωτοηλεκτρικοί διακόπτες που παράγουν παλμούς, Οι κούπες κωνικού τύπου προτιμούνται έναντι των ημισφαιρικών,

Η σταθερά χρόνου τους μεταβάλλεται αντιστρόφως με την ταχύτητα του ανέμου και έτσι επιταχύνουν γρηγορότερα από ότι επιβραδύνουν. Ένα άλλο πρόβλημα είναι ότι επειδή μετρούν τις δύο μόνο οριζόντιες συνιστώσες της ταχύτητας προκαλείται σφάλμα μέτρησης της τάξης του 6% από την κάθετη συνιστώσα του ανέμου (ιδιαίτερα σε ανώμαλη επιφάνεια εδάφους),

β. Με αισθητήριο τάσης, επίπεδο ή σφαιρικό (Strain gauges)

γ. Με αισθητήριο που ανιχνεύει την μεταβολή της θερμοκρασίας ενός σύρματος εξαιτίας της ροής του ανέμου (Hot wire) (Κορωνάκης Π.,1996)

Έχουν πολύ μικρή σταθερά χρόνου αλλά είναι ευαίσθητα,

δ. Με μέτρηση της ταχύτητας του ήχου που εκπέμπεται και λαμβάνεται από δύο απεναντινούς πομποδέκτες.(Sonic effect).

Αν ο αέρας κινείται η ταχύτητα του ήχου ελαττώνεται. Έχουν πολύ μικρή σταθερά χρόνου και διακριτικότητα 5 mm/s, είναι όμως πολύ ακριβά και όχι φορητά.

ε. Laser ανεμόμετρα .

στ. Dopler ανεμόμετρα.

Στα περισσότερα από τα παραπάνω ανεμόμετρα διαπιστώνονται κοινά σφάλματα όπως:

- Σφάλμα βαθμονόμησης.
- Σφάλμα από την σκιά του ιστού στήριξης.
- Σφάλμα περιόδου δειγματοληψίας.
- Σφάλμα από δυσκολία επεξεργασίας στην διάρκεια πολύ χαμηλών ανέμων.
- Σφάλμα τοποθέτησης όταν εμποδίζεται από μια πλευρά.

Η επιλογή ενός τύπου οργάνου εξαρτάται συνήθως από το κόστος, την ευαισθησία, την ακρίβεια, την αντοχή, την περιοχή τοποθέτησης κ.α.

1.2.3 Μετρούμενα μεγέθη

Τα μεγέθη που είναι απαραίτητα για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού και που πρέπει να μετράει ένας ανεμογράφος είναι(Μηναδάκης Ι., 2000):

- Η μέση ταχύτητα του ανέμου ανά χρονική περίοδο μίας ώρας ή και λιγότερο ανάλογα με την ακρίβεια που απαιτείται.
- Η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου στην περίοδο αυτή.
- Η μέγιστη τιμή της ταχύτητας στην περίοδο (Ρυπή ανέμου, Gust).
- Η διεύθυνση της μέγιστης ταχύτητας,
- Η μέση τυπική απόκλιση (Standard Deviation)
- Θερμοκρασία (προαιρετικά)
- Ατμοσφαιρική πίεση (προαιρετικά)

Οι μετρήσεις γίνονται σε ύψος 10m ή και 30m από το έδαφος όπως συστήνει ο παγκόσμιος μετεωρολογικός οργανισμός (WMO) και καταγράφονται σε RAM, EEPROM μαγνητοταινίες κ.λ.π. από ειδικό Data Logger που περιέχει κατάλληλο πρόγραμμα συλλογής και αποθήκευσης των μετρήσεων. Στη συνέχεια μεταφέρονται σε υπολογιστή και γίνεται η επεξεργασία τους με διάφορα προγράμματα. Στο σημείο αυτό πρέπει να σημειωθεί ότι οι μετρήσεις του ανεμογράφου δεν αντιπροσωπεύουν πλήρως τις συνθήκες του ανέμου στην περιοχή εγκατάστασης του αιολικού πάρκου(Κανελλόπουλος Δ. κ.α., 1999)

Το ανεμόμετρο μετράει την ταχύτητα του ανέμου ανά 1-2 sec. Οι μετρήσεις αυτές αποθηκεύονται στη μνήμη του Data Logger και ολοκληρώνονται ανά 10 λεπτά ή μια ώρα οπότε αποθηκεύονται σαν μέσες ωριαίες τιμές. Ο χρόνος που γίνεται η ολοκλήρωση των μετρήσεων είναι σημαντικός διότι, αν και η μέση τιμή της ταχύτητας δεν μεταβάλλεται σημαντικά με την περίοδο ολοκλήρωσης των μετρήσεων είτε είναι ανά 10 λεπτά είτε είναι ανά μία ώρα, διαφοροποιείται σημαντικά ο συντελεστής K της κατανομής Weibull, με αποτέλεσμα να υπάρχει κίνδυνος λανθασμένης εκτίμησης.

Βέβαια για μεγέθη όπως η ατμοσφαιρική πίεση και η θερμοκρασία δεν απαιτείται μεγάλη συχνότητα δειγματοληψίας εξαιτίας των “αργών” μεταβολών τους. Τυπικές συχνότητες δειγματοληψία για τα μεγέθη αυτά είναι ανά 3 ώρες για την ατμοσφαιρική πίεση και μισή ώρα για την θερμοκρασία.

1.2.4 Μονάδες και κλίμακες των ανεμολογικών στοιχείων

Ταχύτητα.

Η μονάδα μέτρησης της ταχύτητας του ανέμου που χρησιμοποιείται από τους μηχανικούς, είναι το m/s ενώ οι μετεωρολόγοι χρησιμοποιούν την κλίμακα Beaufort, Knots ή miles per hour (mph). Μαζί με το μέτρο της ταχύτητας, σε οποιαδήποτε κλίμακα, είναι αναγκαίο πάντοτε να αναφέρεται και το ύψος που έγιναν οι μετρήσεις.

Διεύθυνση

Ως αισθητήριο διεύθυνσης χρησιμοποιείται το γνωστό πτερύγιο πάνω σε κάθετο άξονα.

Η κίνηση του εξομαλύνεται με διάφορους τρόπους για να αποφεύγονται πολύ γρήγορες μεταβολές,

Συνήθως χρησιμοποιείται ως μετατροπέας (transducer) ποντεσιόμετρο ή οπτικά αισθητήρια. Οι μετρήσεις καταγράφονται και απεικονίζονται γραφικά σε οθόνη υπολογιστή ή σε εκτυπωτή γραφίδας.

Η ένδειξη της διεύθυνσης του ανέμου μπορεί να βρεθεί και με επίλυση των εξόδων δύο ή τριών ορθογωνικά τοποθετημένων αισθητηρίων ταχύτητας τύπου "3 cup".

Θερμοκρασία και ατμοσφαιρική πίεση

Η θερμοκρασία και η ατμοσφαιρική πίεση μετρούνται για τον καθορισμό της ισχύος της μηχανής και για πρόληψη παγετών.

Ο οργανισμός WMO χρησιμοποιεί βαθμούς Κελσίου για τη θερμοκρασία.

Η διεθνής μονάδα πίεσης είναι το Newton/m² ονομαζόμενο και Pascal (Pa). Χρησιμοποιείται επίσης από τους μετεωρολόγους το millibar (mb) ενώ μερικά όργανα χρησιμοποιούν κλίμακες σε mmHg ή και inHg. Είναι χρήσιμο να γνωρίζουμε ότι:

$$1\text{mb} = 100\text{ Pa} , 1\text{mmHg} = 133,22\text{ Pa} \text{ και } 1\text{inHg} = 25,4\text{ mmH}$$

Πίνακας 1.2: Κλίμακες μέτρησης ταχυτήτων αέρα

Beaufort	m/s	knotts	mph	Km/h	Όνομασία	Παρατηρήσεις
0	0	<1	<1	<2	Νηνεμία	Κάθετη άνοδος
1	0,3 – 1,5	1 – 3	1 – 3	2 – 6	Ελαφρός άνεμος	Κίνηση καπνού
2	1,6 – 3,3	4 – 6	4 – 7	7 – 11	Ασθενής αύρα	Αισθητός στο πρόσωπο
3	3,4 – 5,4	7 – 10	8 – 12	12 – 19	Μέτρια αύρα	Κυματισμός σημαίας
4	5,5 – 7,9	11 – 16	3 – 18	20 – 30	Δροσερή αύρα	Κίνηση μικρών κλαδιών
5	8 – 10,7	17 – 21	19 – 24	31 – 40	Ισχυρή αύρα	Κίνηση μικρών δέντων
6	10,8 – 13,3	22 – 27	25 – 31	41 – 50	Ισχυρός άνεμος	Κίνηση μεγάλων κλαδιών
7	13,9 – 17,1	28 – 33	32 – 38	51 – 60	Σφοδρός άνεμος	Κίνηση δέντρων
8	17,2 – 20,7	34 – 40	39 – 46	62 – 74	Ορμητικός άνεμος	Εμποδίζει το βάδισμα
9	20,8 – 24,4	41 – 47	47 – 54	75 – 87	Θύελλα	Κίνδυνος για ελαφρές κατασκευές
10	24,5 – 28,4	48 – 55	55 – 63	88 – 102	Ισχυρή θύελλα	Ξεριζώνει δέντρα
11	28,5 – 32,5	56 – 65	64 – 75	103 – 120	Σφοδρή θύελλα	
12	32,6 – 36,9	>65	>75	>120	Καταιγίδα	

1.3 Η εκτίμηση του αιολικού δυναμικού

Η εκτίμηση του αιολικού δυναμικού μίας περιοχής έχει σαν στόχο τον προσδιορισμό της δυνατότητας και γενικά της ποιότητας του ανέμου, για να χρησιμοποιηθεί αξιόπιστα για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών. Για να γίνει αυτό πρέπει να προσδιοριστεί με ακρίβεια πώς μεταβάλλεται η ταχύτητα και η διεύθυνση του. Τα στοιχεία που μελετούνται για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού είναι:

- Η μέση τιμή της ταχύτητας
- Η τυπική απόκλιση των τιμών της ταχύτητας
- Το ιστόγραμμα πιθανοτήτων της ταχύτητας
- Η καμπύλη διάρκειας του ανέμου
- Χαρακτηριστικά μικρής κλίμακας ή τύρβη του ανέμου
- Η μέγιστη τιμή της ταχύτητας " Gust"
- Η μεταβολή της ταχύτητας στις διευθύνσεις
- Η μεταβλητότητα των διευθύνσεων
- Η επίδραση της τοπογραφίας (τραχύτητα εδάφους)
- Η καμπύλη νηνεμίας
- Στατιστικές προβλέψεις ανώτερης τάξης

Για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής δεν είναι αρκετό να γνωρίζουμε απλώς τη μέση ταχύτητα του ανέμου της περιοχής, αλλά απαιτείται η κατά το δυνατόν ακριβέστερη γνώση της κατανομής των συχνοτήτων εμφάνισης των διαφόρων ταχυτήτων καθώς και των αντίστοιχων διευθύνσεων. Επιπλέον χρήσιμες είναι και άλλου είδους πληροφορίες και στοιχεία για την υπό εξέταση περιοχή. Τέτοια είναι:

Ο διαθέσιμος ευρωπαϊκός ανεμολογικός άτλαντας (Troen I., Petersen E.L., 1989)

Βιολογικοί δείκτες αιολικού δυναμικού, όπως για παράδειγμα η ύπαρξη δέντρων που έχουν παραμορφωθεί από τους συνεχής ανέμους (Γιανακόπουλος Δ., Καλδέλλης Ι., 1998

Λαογραφικά στοιχεία και παραδόσεις π.χ. η ύπαρξη παλαιών ανεμόμυλων στην περιοχή.

Τοπογραφικές λεπτομέρειες της περιοχής

1.3.1 Χρονικές μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου

Για τις ανάγκες υπολογισμού του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής δεν επαρκεί η γνώση της μέσης ταχύτητας του ανέμου της περιοχής, αλλά απαιτούνται αναλυτικές πληροφορίες και για την κατανομή εμφάνισης των διαφόρων τιμών ταχύτητας του ανέμου μέσα στο χρόνο, με έμφαση στην καταγραφή των διαστημάτων νηνεμίας καθώς και των διαστημάτων εμφάνισης πολύ ισχυρών ανέμων.

Επομένως πριν την επιλογή της θέσης της ανεμογεννήτριας είναι απαραίτητο να συγκεντρώσουμε τα διαθέσιμα ανεμολογικά στοιχεία να τα επεξεργαστούμε στατιστικά

και να δημιουργήσουμε τα αντίστοιχα διαγράμματα πυκνότητας πιθανότητας και διάρκειας των ανέμων. Επιπλέον είναι απαραίτητος ο εντοπισμός της συχνότητας και της διάρκειας των περιόδων χαμηλών ταχυτήτων και άπνοιας.

Για να είναι λοιπόν τα αποτελέσματα αξιόπιστα απαιτούνται μακροχρόνιες και αναλυτικές μετρήσεις. Όμως το σημαντικό κόστος και η καθυστέρηση, μας αναγκάζουν να καταφύγουμε σε ημιεμπειρικά αναλυτικά μοντέλα, που περιγράφουν το τοπικό αιολικό δυναμικό μιας περιοχής βάσει μικρού αριθμού παραμέτρων. Οι χρησιμοποιούμενες αυτές σχέσεις πέρα από τα προβλήματα ακρίβειας που παρουσιάζουν, εμφανίζουν και επιπλέον προβλήματα αξιοπιστίας σε τοπικό επίπεδο.

Οι ευρύτερα χρησιμοποιούμενες αναλυτικές κατανομές πιθανότητας είναι η κατανομή “Weibull” και η κατανομή “Rayleigh”. Η κατανομή Weibull περιγράφει σε ικανοποιητικό βαθμό τα χαρακτηριστικά του ανέμου στις περιοχές της εύκρατης ζώνης για ύψος μέχρι και 100m από την επιφάνεια του εδάφους. Η συγκεκριμένη κατανομή προσδιορίζει την πιθανότητα η ταχύτητα του ανέμου να βρίσκεται σε μια περιοχή της ταχύτητας, βάσει δύο μόνο παραμέτρων. Η αναλυτική έκφραση της κατανομής “Weibull” είναι:

$$f(V) = \frac{k}{C} \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right\} \quad (1.11)$$

Η παράμετρος C συνδέεται με τη μέση ταχύτητα V_{av} με τη σχέση:

$$V_{av} = C\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1.12)$$

όπου με Γ συμβολίζουμε την αριθμητική συνάρτηση “Γάμμα”. Τυπικές τιμές της συνάρτησης “Γάμμα” δίνονται στον πίνακα 1.3:

Πίνακας 1.3 Τυπικές τιμές συνάρτησης “Γάμμα”

n	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00
$\Gamma(n)$	1,0000	0,9514	0,9182	0,8975	0,8873	0,8862	0,8935	0,9086	0,9314	0,9618	1,0000

Για σύντομους υπολογισμούς για την περιοχή του Αιγαίου μπορούμε να θεωρήσουμε την παράμετρο C ίση με : $C = 1,1V_{av}$ (2.13) (Καλδέλης 1999).

Για την συνάρτηση “Γάμμα” ισχύει ότι:

$$\Gamma(n+1) = n\Gamma(n) \quad n > 0 \quad (1.14)$$

με αποτέλεσμα να είναι δυνατός ο υπολογισμός της $\Gamma(n)$ για κάθε τιμή του $n > 0$ με τη βοήθεια του πίνακα 2.

Η δεύτερη παράμετρος k της κατανομής “Weibull”, είναι αντιστρόφως ανάλογη της διασποράς “ σ^2 ” των ταχυτήτων του ανέμου ως προς τη μέση ταχύτητα

$$\sigma^2 = C^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right)^2 \right] \quad (1.15)$$

Για να προσδιοριστεί η καμπύλη διάρκειας των ταχυτήτων του ανέμου, γίνεται προσδιορισμός του χρονικού διαστήματος, στο οποίο η ταχύτητα είναι μεγαλύτερη από κάποια προκαθορισμένη τιμή. Για την περίπτωση της κατανομής “Weibull” η καμπύλη διάρκειας προσδιορίζεται από τη συνάρτηση ολικής πιθανότητας, η οποία είναι συμπληρωματική και δίνει την πιθανότητα “ F ” η ταχύτητα “ V ” να είναι μικρότερη μιας τιμής “ V_0 ” δηλαδή:

$$F(V \leq V_0) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V_0}{C}\right)^k\right] \quad (1.16)$$

Σε λεπτομερέστερη ανάλυση η κατανομή “Weibull” υπερεκτιμά τις μετρήσεις για τις χαμηλές ταχύτητες ανέμου, εκτός από την περιοχή πλήρους άπνοιας ($V=0,0$), όπου επιβάλλει μηδενική πιθανότητα εμφάνισης, ενώ τα μετρημένα ανεμολογικά στοιχεία παρουσιάζουν σημαντικές τιμές, που μάλιστα κυμαίνονται σε επίπεδα της τάξης του 10%. Αντίθετα γίνεται υποεκτίμηση των στοιχείων στην περιοχή των υψηλών ταχυτήτων. Πρέπει να σημειωθεί ότι στην αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού η περιοχή των χαμηλών και των υψηλών ταχυτήτων, για διαφορετικούς η κάθε μία λόγους δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον.

1.3.2 Καμπύλες διαστημάτων νηνεμίας

Η μελέτη των συνεχών χρονικών περιόδων (π.χ. ώρες, ημέρες) με νηνεμία ή με χαμηλές ταχύτητες ανέμου, παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον, δεδομένου ότι μπορούν να προσδιοριστούν οι χρονικές περίοδοι, που η ανεμογεννήτριες βρίσκονται εκτός λειτουργίας. Η πληροφορία αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική στην περίπτωση των αυτόνομων συστημάτων όπου για τις περιόδους αυτές θα πρέπει να χρησιμοποιήσουν άλλες πηγές ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών.

Τα χρησιμοποιούμενα διαγράμματα παρέχουν στον οριζόντιο άξονα το πλήθος των συνεχών χρονικών περιόδων (π.χ. ημέρες) και στον κατακόρυφο άξονα τη συχνότητα επανάληψης των περιόδων νηνεμίας. Στα διαγράμματα αυτά χαράσσονται οι αντίστοιχες

καμπύλες για ταχύτητες μικρότερες συγκεκριμένων τιμών, στις οποίες θεωρείται ότι δεν είναι δυνατό να λειτουργήσει μια ανεμογεννήτρια.

2. Αιολικές Μηχανές

Οι αιολικές μηχανές αποτελούν ανθρώπινες επινοήσεις που αποσκοπούν στην αξιοποίηση όσο το δυνατόν μεγαλύτερου ποσοστού της κινητικής ενέργειας του ανέμου. Στοχεύουν στην μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ωφέλιμη ενέργεια, δηλαδή σε ενέργεια οποιασδήποτε εύχρηστης μορφής. Έχει ειπωθεί, πως μέχρι σήμερα έχουν επινοηθεί και χρησιμοποιηθεί περισσότεροι τύποι ανεμοκινητήρων από οποιονδήποτε άλλο τύπο μηχανής. Παρόλα αυτά όμως η εξέλιξή τους, δεν έφτασε σε σημείο δυνατό να εκμεταλλευτεί ολόκληρη την ενέργεια του ανέμου.

2.1. Δυνατότητες των αιολικών μηχανών

Μια αιολική μηχανή δεν μπορεί να αξιοποιήσει όλο το ποσό της ενέργειας του ανέμου, αλλά μόνο ένα ποσοστό αυτής. Η στιγμιαία ισχύς του ανέμου που περιέχεται σε ένα ρεύμα αέρα διατομής A , στιγμιαίας ταχύτητας V και πυκνότητας ρ υπολογίζεται από τη σχέση (2.17)

$$P = \frac{\rho}{2} AV^3 \quad (2.1)$$

Η ισχύς όμως που μπορεί να εκμεταλλευτεί ένας ανεμοκινητήρας είναι μικρότερη από αυτή κατά ένα ποσοστό και υπολογίζεται από τη σχέση (2.2).

$$P = C_p \frac{\rho}{2} AV^3 \quad (2.2)$$

όπου C_p είναι ο συντελεστής ισχύος του ανεμοκινητήρα και εκφράζει ουσιαστικά το ποσοστό της ισχύος του ανέμου που μπορεί να εκμεταλλευτεί. Να σημειωθεί ότι ο συντελεστής ισχύος δεν είναι αυστηρά ο βαθμός απόδοσης του ανεμοκινητήρα, αφού αναφέρεται σε μια ισχύ που δεν μπορούμε να εκμεταλευτούμε εξολοκλήρου ακόμη και με την ιδανική έλικα. Ο Betz απέδειξε πως για την ιδανική έλικα ο C_p ισούται με :

$$C_p = 19/27 = 0,593 \quad (2.3)$$

Η τιμή αυτή του συντελεστή ισχύος αποτελεί όριο στην εκμετάλλευση της ισχύος του ανέμου από έναν ανεμοκινητήρα και είναι γνωστή ως όριο Betz.

2.2 Κατάταξη των αιολικών μηχανών

Η κυριότερη κατάταξη των αιολικών μηχανών γίνεται σύμφωνα με τον προσανατολισμό του άξονα περιστροφής τους σε σχέση με την ροή του ανέμου. Οι επικρατέστεροι τύποι αιολικών μηχανών είναι οι ανεμοκινητήρες οριζοντίου και κατακόρυφου άξονα.

Μια άλλη κατάταξη μπορεί να γίνει σύμφωνα με την ταχύτητα περιστροφής τους η ακριβέστερα την τιμή της παραμέτρου περιστροφής λ .

$$\lambda = \frac{\omega_o R}{V_w} \quad (2.4)$$

όπου R η ακτίνα της πτερωτής, ω_o η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής και V_w η ταχύτητα του ανέμου

Έτσι οι αιολικές μηχανές διακρίνονται σε ταχύστροφες και σε αργόστροφες. Η ταχύτητα περιστροφής της πτερωτής εκτός από τις αεροδυναμικές παραμέτρους εξαρτάται και από τον αριθμό των πτερυγίων, δεδομένου ότι πρέπει να ληφθούν υπόψη λόγοι στατικής αντοχής, φαινόμενα δυναμικών καταπονήσεων κ.λ.π. Επιπλέον καθοριστικό ρόλο παίζει η διασύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο, δεδομένου ότι οι σύγχρονες ηλεκτρογεννήτριες πρέπει να λειτουργούν με τη συχνότητα του δικτύου 50 Htz.

Μια άλλη σημαντική παράμετρος που χρησιμοποιείται για την κατάταξη των αιολικών μηχανών είναι η μηχανική τους ισχύ N_o . Σύμφωνα με την μηχανική ισχύ που παρέχουν οι αιολικές μηχανές διακρίνονται σε μικρές, μεσαίες και μεγάλες. Στον πίνακα 2.1 παρουσιάζεται ο χαρακτηρισμός των ανεμογεννητριών ανάλογα με την ισχύ τους.

Πίνακας 2.1: κατάταξη αιολικών μηχανών σύμφωνα με την ισχύ N_o

Χαρακτηρισμός Ανεμογεννήτριας	Μηχανική ισχύς N_o
Μικρή	50 W – 30 kW
Μεσαία	30 kW – 200 kW
Μεγάλη	200 kW – 4 MW

Ο χαρακτηρισμός μιας ανεμογεννήτριας σε μικρή ή μεγάλη δεν ακολουθεί αυστηρά τις τιμές του πίνακα 2.1. Οι τιμές αυτές αλλάζουν κάθε χρονική περίοδο ανάλογα με την ανάπτυξη της τεχνολογίας.

Τέλος μια άλλη παράμετρος που χρησιμοποιείται για το χαρακτηρισμό και την ταξινόμηση των αιολικών μηχανών είναι η στιβαρότητα σ (solidity) της κατασκευής η οποία για μηχανές οριζοντίου άξονα ορίζεται ως:

$$\sigma = \frac{zcR}{\pi R^2} \quad (2.5)$$

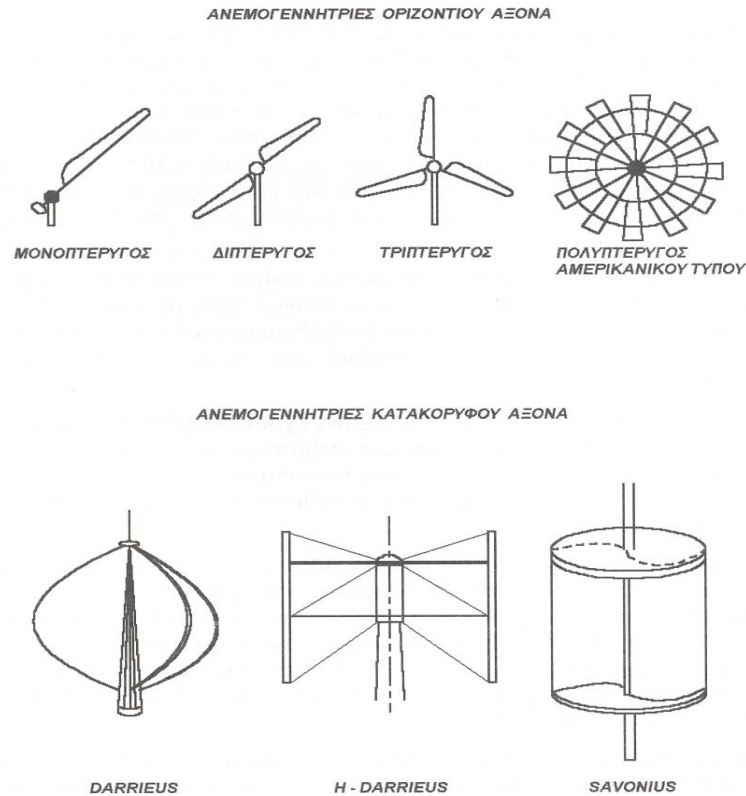
ενώ για μηχανές κατακόρυφου άξονα:

$$\sigma = \frac{zc}{R} \quad (2.6)$$

όπου z είναι ο αριθμός των πτερυγίων της πτερωτής, R η ακτίνα της πτερωτής και c η χορδή (πλάτος) των πτερυγίων. Η παράμετρος στιβαρότητας καθορίζει το λόγο του εμβαδού όλων των πτερυγίων προς το εμβαδόν της επιφάνειας της πτερωτής.

Κατά κανόνα οι ανεμογεννήτριες μεγάλης στιβαρότητας είναι αργόστροφες και αποδίδουν την ονομαστική τους ισχύ σε χαμηλές τιμές της παραμέτρου περιστροφής λ , έχουν χαμηλό βαθμό απόδοσης, αλλά είναι ανθεκτικές και απαιτούν ελάχιστη συντήρηση. Αντίθετα οι ανεμογεννήτριες μικρής στιβαρότητας, είναι πολύστροφες, αποδίδοντας την ονομαστική τους ισχύ σε μεγάλες τιμές της παραμέτρου λ , διαθέτουν μεγάλο βαθμό απόδοσης, αλλά πιο ευπαθείς από τις μηχανές μεγάλης στιβαρότητας και χαρακτηρίζονται από μικρές δυνάμεις στα πτερύγια και περιορισμένη ροπή στον άξονα περιστροφής τους.

Στο σχήμα 2.1 παρουσιάζονται οι κυριότεροι τύποι ανεμογεννητριών.



Σχήμα 2.1 βασικοί τύποι ανεμογεννητριών

2.3 Χαρακτηριστικά μεγέθη των αιολικών μηχανών

Κατά των σχεδιασμό μιας αιολικής εγκατάστασης πρέπει να ληφθούν υπόψη τα χαρακτηριστικά των μηχανών που θα τοποθετηθούν, ώστε να εξασφαλιστεί η βέλτιστη λειτουργία και η μέγιστη ενεργειακή απόδοση του αιολικού πάρκου. Τα μεγέθη που χαρακτηρίζουν μια ανεμογεννήτρια είναι:

Η διάμετρος της πτερωτής D , η οποία καθορίζει την ενεργό επιφάνεια δια μέσου της οποίας αξιοποιείται η αιολική ενέργεια. Έχοντας εκτιμήσει την πυκνότητα της αιολικής ισχύος (W/m^2) στη περιοχή που πρόκειται να εγκατασταθεί το αιολικό πάρκο και καθορίζοντας την ισχύ που θέλουμε να παράγουμε, επιλέγουμε τη διάμετρο της πτερωτής.

Το ύψος τοποθέτησης. Αυξανόμενου του ύψους αυξάνεται η ταχύτητα του ανέμου (μέχρι το τέλος του οριακού στρώματος), συνεπώς και η παραγωγή της μηχανής. Αυξανόμενου όμως και του ύψους αυξάνεται και το κόστος της εγκατάστασης. Γενικά ο μόνος περιορισμός που υπάρχει, εκτός από τον οικονομικό, στην επιλογή του ύψους είναι η ελάχιστη απόσταση που πρέπει να απέχουν τα πτερύγια από το έδαφος. Το ύψος τοποθέτησης ενός ανεμοκινητήρα καθορίζεται συνήθως από τη διάμετρο της πτερωτής. Συνήθως είναι 1,0 με 1,5 το μήκος της διαμέτρου της πτερωτής.

Το πλήθος των πτερυγίων z της πτερωτής, σπουδαιότερο και με τη στιβαρότητα της μηχανής. Ο καθορισμός του πλήθους των πτερυγίων μιας ανεμογεννήτριας βασίζεται στις εξισώσεις (2.5) και (2.6). Βέβαια στις σημερινές εφαρμογές έχουν επικρατήσει οι τριπτέρυγες και οι διπτέρυγες ανεμογεννήτριες

Το είδος των πτερυγίων, δηλαδή το αν τα πτερύγια ανήκουν σε κάποιον τυποποιημένο τύπο, τα χαρακτηριστικά των αεροτομών τους και το υλικό κατασκευής τους.

Την ονομαστική ταχύτητα περιστροφής n της πτερωτής, η οποία εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως η συχνότητα του ηλεκτρικού δικτύου, την αντοχή των πτερυγίων σε φυγόκεντρες τάσεις, τον αεροδυναμικό θόρυβο κ.α.

Το βήμα της πτερωτής, το οποίο ορίζεται από τη γωνία β η οποία σχηματίζεται από τη χορδή της αεροτομής και το επίπεδο περιστροφής της πτερωτής. Το βήμα αποτελεί γεωμετρικό στοιχείο της πτερωτής και συνήθως μεταβάλλεται από το πόδι ως το κεφάλι της πτέρυγας, δηλαδή $\beta = \beta(r)$. Το βήμα της έλικας μειώνεται από το πόδι ως το κεφάλι της πτερύγωσης, ενώ ο τρόπος που μεταβάλλεται κατά το ύψος του πτερυγίου αποτελεί ένα από τα βασικά στοιχεία του επιτυχούς σχεδιασμού του δρομέα. Συνήθως ο ορισμός του βήματος μιας πτερωτής αναφέρεται (όπως και στις αεροπορικές έλικες), κατά σύμβαση σε απόσταση $2/3$ της ακτίνας της μηχανής από τον άξονά της ή στη θέση $2/3$ του ύψους του πτερυγίου με επικρατέστερη τη δεύτερη άποψη.

Ο συντελεστής ισχύος C_p . Αποτελεί στην ουσία των αεροδυναμικό βαθμό απόδοσης μιας πτερωτής. Ο συντελεστής ισχύος περιγράφει το ποσοστό της ισχύος του ανέμου που εκμεταλλεύεται η πτερωτή. Για μια ιδανική έλικα ο συντελεστής ισχύος δεν μπορεί να υπερβεί το όριο Betz δηλαδή: $C_p \leq 16/27 = 0,593$ (2.7)

Στη πραγματικότητα ο C_p είναι αρκετά μικρότερος του ορίου Betz εξαιτίας της συνεκτικότητας του ανέμου, του πεπερασμένου αριθμού πτερυγίων της πτερωτής και των απωλειών κινητικής ενέργειας, που δεν μετατρέπονται σε στατική πίεση λόγω της μη βέλτιστης σχεδίασης των πτερυγίων.

Η ονομαστική ισχύς N_o . Από αυτήν καθορίζεται το μέγεθος της μηχανής και αποτελεί το μέτρο της στιγμιαίας ωφέλιμης ενέργειας που προέρχεται από την αξιοποίηση της αιολικής ισχύος σε μια επιφάνεια εμβαδού A , όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι V και η πυκνότητά του ρ . Στην περίπτωση αυτή η ισχύει η σχέση:

$$N = \frac{1}{2} C_p \rho n p A V^3 \quad (2.8)$$

όπου η ο βαθμός απόδοσης της μηχανής που εκφράζει τις απώλειες του μηχανικού συστήματος η_M (απώλειες τριβής, εδράσεως, πολλαπλασιασμού στροφών) καθώς και τις απώλειες μετατροπής της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική η_E .

Δηλαδή ισχύει:

$$\eta = \eta_M \cdot \eta_E \quad (2.9)$$

2.4 Σύγκριση της συμπεριφοράς των αιολικών μηχανών

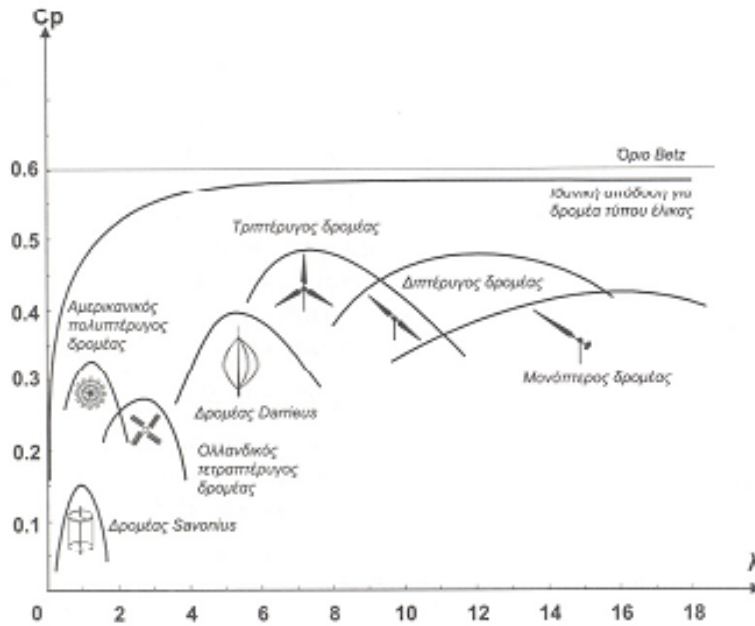
Όπως έχει ήδη επισημανθεί οι αιολικές μηχανές κατατάσσονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες, τις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα και αυτές του κατακόρυφου άξονα. Οι επικρατέστεροι τύποι ανεμοκινητήρων της πρώτης κατηγορίας είναι οι μηχανές τύπου "αεροπορικής έλικας", ενώ τη δεύτερη κατηγορία αντιπροσωπεύουν επάξια οι μηχανές τύπου

"Darrieus". Στο σημείο αυτό πρέπει να παρουσιάσουμε τα βασικότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των δύο αυτών κατηγοριών ανεμοκινητηρών, υπενθυμίζοντας ότι σήμερα η συντριπτική πλειοψηφία των εγκατεστημένων αιολικών μηχανών είναι τύπου οριζοντίου άξονα, ενώ στην αγορά διατίθενται και πολυπτέρυγες μηχανές "αμερικανικού τύπου" καθώς και μηχανές τύπου "Savonius", κυρίως για εφαρμογές μικρής ισχύος.

- Οι μηχανές κατακόρυφου άξονα δεν χρειάζονται σύστημα προσανατολισμού, το οποίο είναι άκρως απαραίτητο για τις μηχανές οριζοντίου άξονα.
- Στις μηχανές κατακόρυφου άξονα το παραγόμενο μηχανικό έργο μεταφέρεται μέσω κατακόρυφου άξονα απ' ευθείας στο έδαφος, όπου βρίσκεται τοποθετημένη και η ηλεκτρική γεννήτρια, σε αντίθεση με τις μηχανές οριζοντίου άξονα.
- Στις μηχανές κατακόρυφου άξονα η κατασκευή του πύργου στήριξης είναι απλή, ενώ στις μηχανές οριζοντίου άξονα ο πύργος στήριξης έχει ειδικές απαιτήσεις.
- Στις μηχανές κατακόρυφου άξονα δεν υπάρχει η δυνατότητα και η ανάγκη ρύθμισης του βήματος της περωτής για τον έλεγχο της ισχύος της μηχανής, πράγμα που είναι απαραίτητο για τις μηχανές οριζοντίου άξονα. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην κατάλληλη μορφή της καμπύλης (C_p - λ) του δρομέα "Darrieus", βλέπε και σχήμα 2.2, δεδομένου ότι το " C_p " είναι μικρό σε μεγάλες ταχύτητες ανέμου και συνεπώς η ισχύς (εξίσωση 2.8) παραμένει περίπου σταθερή. Προϋπόθεση των ανωτέρω είναι η σταθερότητα των στροφών, όπως για παράδειγμα όταν η σύγχρονη γεννήτρια εμπλακεί στη συχνότητα του δικτύου.
- Οι μηχανές τύπου "Darrieus" λειτουργούν σε μεγάλες τιμές της παραμέτρου " λ ", γεγονός που εξασφαλίζει μεγάλες τιμές του αριθμού "Reynolds" και συνεπώς τυρβώδη ροή και ικανοποιητική αεροδυναμική απόδοση της περωτής της μηχανής. Βέβαια η τελευταία παρατήρηση πρέπει να συνδυασθεί και με την επόμενη, η οποία αφορά την αεροδυναμική συμπεριφορά του συνόλου των αιολικών μηχανών.
- Ο συντελεστής ισχύος των μηχανών κατακόρυφου άξονα είναι εν γένει μικρότερος από αυτόν των μηχανών οριζοντίου άξονα. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι για εμπορικές μηχανές κατακόρυφου άξονα η μέγιστη αναφερθείσα τιμή του συντελεστή ισχύος είναι $C_p=0.36$, ενώ για τις μηχανές τύπου "έλικας" η μέγιστη τιμή είναι $C_p=0.45$.
- Οι μηχανές τύπου "Darrieus" παρουσιάζουν σημαντικό πρόβλημα κατά την εκκίνηση, και απαιτείται εξωτερική βοήθεια, πράγμα που δεν εμφανίζεται στις μηχανές οριζοντίου άξονα.

Συνοψίζοντας έχουμε ότι οι μηχανές οριζοντίου άξονα πλεονεκτούν σε συνολική απόδοση και θεωρούνται σαφώς πιο εξελιγμένες από κάθε άλλου τύπου αιολικές μηχανές. Οι μηχανές κατακόρυφου άξονα είναι απλούστερες στην κατασκευή τους και πέραν των προβλημάτων που εμφανίζουν είναι αρκετά ανταγωνιστικές των μηχανών οριζοντίου άξονα, λαμβάνοντας υπόψη και το κόστος της αρχικής εγκατάστασης.

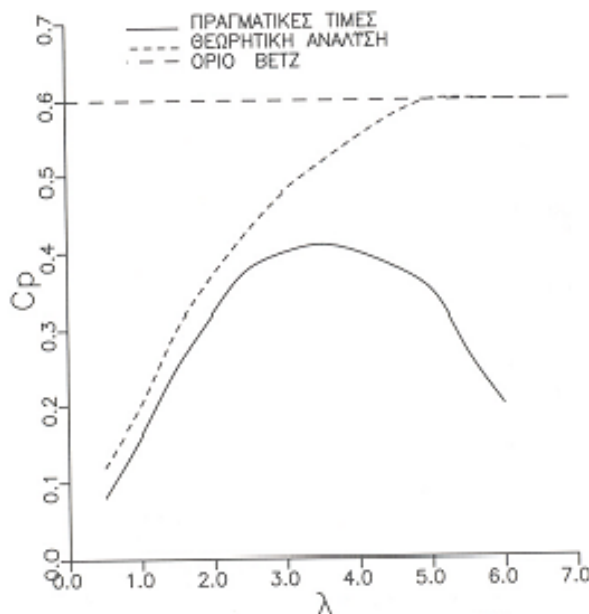
Στο σχήμα 2.2, παρουσιάζονται οι τυπικές καμπύλες ($C_p - \lambda$) για τις πλέον διαδεδομένες αιολικές μηχανές. Όπως φαίνεται οι μηχανές οριζοντίου άξονα τύπου "έλικας" και οι μηχανές τύπου "Darrieus" έχουν τον καλύτερο βαθμό απόδοσης, λειτουργώντας μάλιστα σε μεγάλες τιμές του " λ ". Αξιόλογο βαθμό απόδοσης παρουσιάζουν και οι πολυπτέρυγες μηχανές, ενώ για τις μηχανές τύπου "Savonius" ο βαθμός απόδοσης δεν υπερβαίνει το 0.15.



Σχήμα 2.2 Καμπύλες αεροδυναμικής απόδοσης ($C_p - \lambda$) Πτερωτών Α/Γ (Πηγή βιβλίο Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη)

Να σημειωθεί ότι είναι δυνατή η κατάταξη των αιολικών μηχανών σε βραδύστροφες (όταν το " λ_{opt} " είναι σχετικά μικρό, της τάξεως της μονάδος), και σε ταχύστροφες (όταν το " λ_{opt} " είναι σχετικά μεγάλο, της τάξεως του πέντε ή έξι), βάσει της καμπύλης ($C_p - \lambda$) της μηχανής.

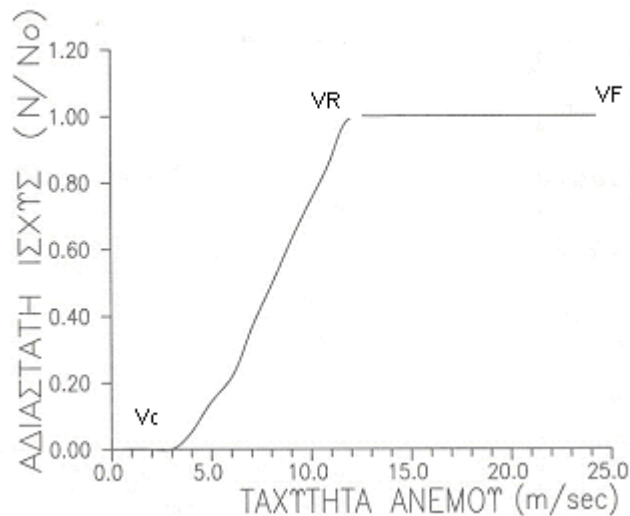
Τέλος, στο σχήμα 2.3 παρουσιάζεται μια τυπική μορφή του συντελεστή ισχύος μιας ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα σαν συνάρτηση της παραμέτρου περιστροφής " λ ". Ο συντελεστής ισχύος της ανεμογεννήτριας εμφανίζει κάποια περιοχή μέγιστης τιμής, η οποία και προσδιορίζει το ονομαστικό σημείο λειτουργίας της μηχανής. Στο ίδιο σχήμα δίνεται και η καμπύλη του θεωρητικού συντελεστή ισχύος καθώς και το όριο του Betz. Οι αποκλίσεις μεταξύ θεωρητικής και πραγματικής καμπύλης γίνονται έντονες για μεγάλες τιμές του " λ ".



Σχήμα 2.3 Μεταβολή του Συντελεστή ισχύος A/Γ Οριζοντίου άξονα συναρτήσει του λ . (Πηγή βιβλίο Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη, 1999)

2.5 Χαρακτηριστική καμπύλη λειτουργίας Ανεμογεννήτριας

Η καμπύλη ισχύος μιας ανεμογεννήτριας σαν συνάρτηση της ταχύτητας του ανέμου, είναι απαραίτητο στοιχείο για τον καθορισμό της παραγόμενης ενέργειας, αλλά και για την εκτίμηση του χρόνου απόσβεσης μιας αιολικής εγκατάστασης. Στο σχήμα 2.4 παρουσιάζεται μια απλοποιημένη αλλά αντιπροσωπευτική μορφή της καμπύλης παραγόμενης ισχύος μιας ανεμογεννήτριας συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου.



Σχήμα 2.4 Τυπική καμπύλη ισχύος A/Γ (Πηγή βιβλίο Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη, 1999)

Παρατηρείτε ότι η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας είναι μηδενική, όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι μικρότερη από την ταχύτητα ενάρξεως λειτουργίας " V_C ", δεδομένου ότι η παραγόμενη ισχύς δεν αρκεί να καλύψει τις απώλειες κενού φορτίου.

Συνεπώς για ταχύτητες ανέμου μικρότερες " V_C " δεν έχουμε αξιοποίηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού. Οι τιμές της ταχύτητας έναρξης λειτουργίας κυμαίνονται μεταξύ των 3m/s και των 6m/s.

Όταν η ταχύτητα του ανέμου υπερβεί την ταχύτητα ενάρξεως λειτουργίας και μέχρι την ταχύτητα ονομαστικής ισχύος " V_R " η ισχύς της ανεμογεννήτριας αυξάνεται καθώς αυξάνεται η ταχύτητα του ανέμου. Ο ρυθμός αύξησης της ισχύος στη λεγόμενη "μεταβατική" περιοχή λειτουργίας της ανεμογεννήτριας ποικίλει, και εκτός από τη γραμμική μορφή του σχήματος έχουμε παραβολικούς ή και εκθετικούς ρυθμούς με-

ταβολής, ανάλογα με τον τύπο της συγκεκριμένης μηχανής. Οι τιμές της ταχύτητας ονομαστικής ισχύος βρίσκονται από 8m/s έως και 15 m/s.

Από την ταχύτητα ονομαστικής λειτουργίας και μέχρι την ταχύτητα διακοπής λειτουργίας " V_F " μιας ανεμογεννήτριας επιχειρείται η παραγόμενη ισχύς να είναι κατά το δυνατόν σταθερή και ίση με την ονομαστική τιμή της μηχανής, ανεξάρτητα από τη διαθέσιμη ισχύ του ανέμου. Η σταθεροποίηση της ισχύος ενός ανεμοκινητήρα αποκαλείται **διαδικασία ρύθμισης ισχύος** και γίνεται κύριως για να αποφευχθεί η υπερφόρτιση της εγκαταστάσεως. Η ρύθμιση ισχύος, κύρια σε μηχανές οριζοντίου άξονα, γίνεται μηχανικά με τη χρήση αερόφρενων ή με τη μεταβολή της διεύθυνσης της πτερωτής σε σχέση με αυτήν του ανέμου, καθώς και με τη μεταβολή του βήματος των πτερωγών (μηχανές ελέγχου βήματος, pitch control) ή και με τη μεταβολή των στροφών της πτερωτής (μηχανές μεταβλητών στροφών). Η ρύθμιση ισχύος δεν είναι πάντοτε επιθυμητή ούτε τελείως επιτυχής, ενώ και ο ρυθμός ανόδου της ισχύος στη μεταβατική περιοχή λειτουργίας συχνά είναι υπερ-γραμμικός. Οι τιμές της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας μεταβάλλονται από τα 20 m/s για ελαφρές κατασκευές μέχρι τα 30 m/s για πλέον στιβαρές μηχανές.

Για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από την ταχύτητα διακοπής λειτουργίας, η παραγόμενη ισχύς είναι μηδενική, δεδομένου ότι λόγοι ασφάλειας της εγκατάστασης επιβάλλουν τη διακοπή λειτουργίας της ανεμογεννήτριας.

Τέλος η εγκατάσταση είναι ασφαλής, χωρίς βέβαια να παράγει ωφέλιμη ενέργεια, μέχρι τη λεγόμενη ταχύτητα επιβίωσης " V_s " της εγκατάστασης, η οποία κυμαίνεται μεταξύ των 50m/s και των 80 m/s. Οι ταχύτητες αυτές αντιστοιχούν σε ανέμους θυελλώδεις, που ξεπερνούν τα 9 ή και τα 10 Beauforts.

Συνοψίζοντας, η μαθηματική έκφραση των παραπάνω περιορισμών, που εκφράζει τμηματικά την καμπύλη ισχύος μιας ανεμογεννήτριας, μπορεί να γραφεί ως ακολούθως:

$$\begin{aligned} N &= 0 & (V \leq V_c) \\ N &= N(V) & (V_c \leq V \leq V_R) \\ N &= N_o & (V_R \leq V \leq V_F) \\ N &= 0 & (V \geq V_F) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Όπως φαίνεται και από την εξίσωση (2.10), τελικά μόνο μια μικρή περιοχή ταχυτήτων του ανέμου είναι αξιοποιήσιμη.

2.6 Ενεργειακή απόδοση αιολικών μηχανών

Σκοπός των αιολικών μηχανών είναι η αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας του ανέμου και η παραγωγή ωφέλιμης ισχύος στην έξοδο της μηχανής. Για τον υπολογισμό της παραγόμενης ωφέλιμης ενέργειας κάποια χρονική στιγμή t είναι απαραίτητη η γνώση της έντασης του ανέμου (ταχύτητα " $v(t)$ "), της διαθεσιμότητας της μηχανής, καθώς και της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας, την οποία εγγυάται ο κατασκευαστής. Συγκεκριμένα ισχύει ότι:

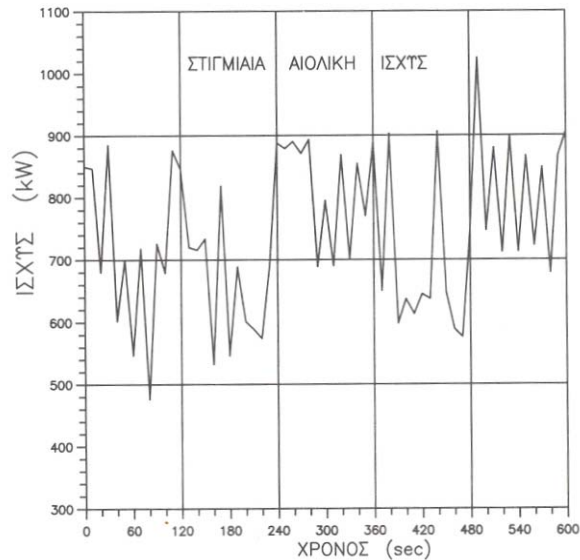
$$N(t) = N[V(t)] \cdot \delta(t) \quad (2.11)$$

όπου $\delta(t)$ η συνάρτηση διαθεσιμότητας της μηχανής ($\delta(t) = 1$ όταν η μηχανή βρίσκεται σε λειτουργία, ενώ $\delta(t) = 0$ όταν η μηχανή βρίσκεται εκτός λειτουργίας)

Η παραγόμενη ενέργεια από τη λειτουργία της ανεμογεννήτριας για κάποιο χρονικό διάστημα $\Delta(t)$ δίνεται από τη σχέση:

$$N(t) = \int_{t_0}^{t_1} N(t)dt \quad (2.12)$$

Στο σχήμα 2.5 παρουσιάζεται γραφικά η στιγμιαία παραγόμενη ισχύς στην έξοδο μιας ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 1MW για ένα χρονικό διάστημα 10 min.



Σχήμα 2.5 Στιγμιαία παραγωγή ισχύος στην έξοδο Α/Γ ισχύος 1MW. (Πηγή βιβλίο Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη)

Για την οικονομοτεχνική μελέτη μιας αιολικής εγκατάστασης είναι χρήσιμο να αντιστοιχίσουμε την ανεμογεννήτρια με μια ισοδύναμη γεννήτρια συνεχούς ισχύος, η οποία παράγει την ίδια ενέργεια με την υπό μελέτη ανεμογεννήτρια στο ίδιο χρονικό διάστημα $\Delta(t)$. Με την αντιστοιχία αυτή μπορούμε να ορίσουμε έναν καθαρό αριθμό ω αντιπροσωπευτικό για την λειτουργία της ανεμογεννήτριας. Η παράμετρος αυτή ονομάζεται μέσος συντελεστής ισχύος $\omega(\Delta t)$ (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη) ή συντελεστής διαθεσιμότητας (Capacity factor C_f) (Ferris L.L., 1990) και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\omega(\Delta t) = \frac{E(\Delta t)}{N_o \cdot \Delta t} \quad (2.13)$$

Με τον ορισμό του μέσου συντελεστή ισχύος θεωρείται ότι η ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος N_o συμπεριφέρεται συνολικά για ένα χρονικό διάστημα Δt ως μία μηχανή συνεχούς ισχύος ίσης με (ωN_o) .

Η μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια υπολογίζεται από την εξίσωση:

$$E = 8760\Omega N_o \quad (2.14)$$

Όπου με Ω συμβολίζεται ο μέσος ετήσιος συντελεστής ισχύος της εγκατάστασης που ορίζεται από την εξίσωση:

$$\Omega = \frac{1}{T_o} \int_0^T \frac{N(V)}{N_o} \cdot \delta \cdot dt \quad (2.15)$$

ενώ η παράμετρος T αναφέρεται στη χρονική περίοδο ενός έτους.

Ένας πλέον εύχρηστος τρόπος για τον υπολογισμό του μέσου συντελεστή ισχύος, ιδιαίτερα χρήσιμος για ενεργειακές προβλέψεις και προκαταρκτικούς υπολογισμούς προκύπτει αν χρησιμοποιηθεί η μέση ετήσια διαθεσιμότητα Δ της εγκατάστασης καθώς και τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας εμφάνισης ανέμων, $f(V)$, για μια περιοχή. Τα μεγέθη που αναφέρονται παραπάνω συνδέονται με την εξίσωση:

$$E = 8760 \Delta \omega N_o \quad (2.16)$$

Όπου :

$$\omega = \int_0^{\infty} \frac{N(V)}{N_o} \cdot f(V) \cdot dV \quad (2.17)$$

Επειδή η παραγόμενη ενέργεια από την ανεμογεννήτρια είναι μηδενική για ταχύτητες μικρότερες της ταχύτητας έναρξης λειτουργίας, και μεγαλύτερες της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας η (2.32) παίρνει την μορφή:

$$\omega = \int_{V_c}^{V_F} \frac{N(V)}{N_o} \cdot f(V) \cdot dV \quad (2.18)$$

Υπενθυμίζεται ότι :

$$\int_0^{\infty} f(V) \cdot dV = 1,0 \quad (2.19)$$

Από τις εξισώσεις (2.16) & (2.18) προκύπτει ότι η ακριβής τιμή του μέσου συντελεστή ισχύος είναι συνάρτηση του τοπικού αιολικού δυναμικού και τον λειτουργικών χαρακτηριστικών της ανεμογεννήτριας.

Με τη χρήση της εξίσωσης (2.16) είναι δυνατό να εκτιμηθεί η συνεισφορά ενός μέρους του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής π.χ. $V \leq V_o$, στη μέση ενεργειακή παραγωγή της αιολικής μονάδος. Μπορεί λοιπόν να γραφεί:

$$\omega(V_o) = \int_{V_c}^{V_o} \frac{N(V)}{N_o} \cdot f(V) \cdot dV \quad (2.20)$$

Για να εκτιμήσουμε την ενεργειακή συνεισφορά ω_1 του μεταβατικού σταδίου λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας παίρνουμε:

$$\omega_1 = \int_{V_c}^{V_R} \frac{N(V)}{N_o} \cdot f(V) \cdot dV \quad (2.21)$$

Αντίστοιχα για την περιοχή ονομαστικής λειτουργίας της ανεμογεννήτριας ο συντελεστής ισχύος ω_2 είναι:

$$\omega_2 = \int_{V_R}^{V_F} \frac{N(V)}{N_o} \cdot f(V) \cdot dV \quad (2.22)$$

Στην περίπτωση που η χαρακτηριστική λειτουργίας $(N - V)$ της ανεμογεννήτριας ακολουθεί την τυπική μορφή του σχήματος 2.5 η (2.22) παίρνει την μορφή:

$$\omega_2 = \int_{V_R}^{V_F} f(V) \cdot dV \quad (2.23)$$

Επομένως ο συνολικός συντελεστής ισχύος θα ισούται με το άθροισμα των δύο επιμέρους συντελεστών ω_1 & ω_2 , δηλαδή:

$$\omega = \omega_1 + \omega_2 \quad (2.24)$$

Για την ειδική περίπτωση που χρησιμοποιείται η κατανομή “Weibull” για την περιγραφή του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής η (2.22) γράφεται με την μορφή:

$$\omega_2 = \exp[-(V_R / C)^k] - \exp[-(V_F / C)^k] \quad (2.25)$$

Από την τελευταία εξίσωση είναι δυνατόν να εκτιμηθεί η αριθμητική τιμή του " ω_2 " βάσει των τιμών των V_R , V_F , k και C , γεγονός που αποδεικνύει την εξάρτηση του " ω_2 " από τη σχέση της ονομαστική ταχύτητας της ανεμογεννήτριας και της μέσης ταχύτητας του ανέμου στην υπό μελέτη περιοχή. Βάσει της (2.24) η επίδραση της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας στη τελική τιμή του " ω_2 " είναι σχετικά μικρή έως ελάχιστη, δεδομένης της πολύ μικρής πιθανότητας εμφάνισης αντίστοιχων τιμών της ταχύτητας του ανέμου.

Ο αξιόπιστος υπολογισμός του μέσου συντελεστή ισχύος μιας εγκατάστασης παίζει καθοριστικό ρόλο στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης. Παρόλα αυτά, στη βιβλιογραφία εμφανίζονται σημαντικές αποκλίσεις στις προτεινόμενες τιμές του μέσου συντελεστή ισχύος, οι οποίες μεταβάλλονται από 0.2 για τους απαισιόδοξους έως και 0.6 για τους πλέον αισιόδοξους μελετητές. Η μεγιστοποίηση της τιμής του " ω " δεν αποτελεί θέμα ψυχολογικής διάθεσης και κοσμοθεωρίας του μελετητή, αλλά καθαρά θέμα προσπάθειας και ικανότητας, δεδομένου ότι μεγάλες τομές του " ω " επιτυγχάνονται μετά από τη βέλτιστη συνεργασία μιας επιλεγμένης ανεμογεννήτριας με το αιολικό δυναμικό μιας συγκεκριμένης περιοχής. Έτσι η μεταβλητότητα των τιμών του " ω " αποδεικνύει ότι υπάρχουν σημαντικές δυνατότητες βελτίωσης των τιμών του με τη χρήση της σωστής διαδικασίας αλληλεπίδρασης των χαρακτηριστικών του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής και των λειτουργικών χαρακτηριστικών μιας ανεμογεννήτριας.

2.7 Επίδραση των παραμέτρων της κατανομής “Weibull” στον μέσο συντελεστή ισχύος ω

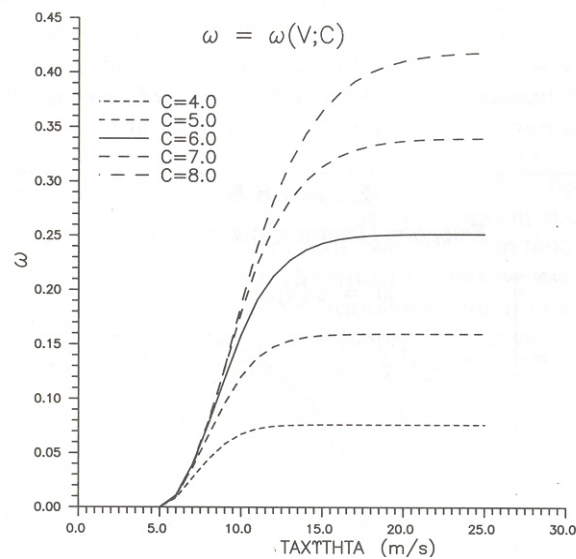
2.7.1 Επίδραση της παραμέτρου C

Η παράμετρος C της κατανομής “Weibull” συνδέεται με την μέση ετήσια τιμή της ταχύτητας του ανέμου σε μία περιοχή. Πιο συγκεκριμένα μεγάλες τιμές της παραμέτρου C αντιπροσωπεύουν περιοχές με καλό αιολικό δυναμικό ενώ μικρές τιμές της παραμέτρου C αντιπροσωπεύουν περιοχές με μικρή ένταση ανέμου.

Το Αιγαίο Πέλαγος είναι μια περιοχή με ιδιαίτερα υψηλό αιολικό δυναμικό, ως εκ τούτου τιμές της παραμέτρου " C " μεταξύ των 5.0 m/s και 7.0 m/s θεωρούνται αντιπροσωπευτικές για τη συγκεκριμένη γεωγραφική περιφέρεια. Αξίζει δε να διευκρινισθεί ότι για αρκετά νησιά του Αρχιπελάγους, ειδικά στο κεντρικό Αιγαίο, οι τιμές του " C " υπερβαίνουν κατά πολύ τα 8.0 m/s, με μικρή μάλιστα διασπορά. (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλης 1999)

Χρησιμοποιώντας συνεπώς τρεις τυπικές συντηρητικές τιμές της παραμέτρου " C " (δηλαδή 5.0, 6.0 και 7.0), σχήμα 2.6, καθώς και δύο ακραίες τιμές της εν λόγω παραμέτρου (δηλαδή $\theta=4.0$ και $\theta=8.0$), σε συνδυασμό με την τιμή $K=1.7$ για την παράμετρο διασποράς της διανομής “Weibull”, και τη χαρακτηριστική λειτουργίας της

ανεμογεννήτριας του σχήματος 4.4 διερευνούμε, τη διανομή του μέσου συντελεστή ισχύος $\omega = \omega(V;C)$ σαν συνάρτηση της έντασης του ανέμου, βλέπε σχήμα 2.7



Σχήμα 2.6 Επίδραση της έντασης του ανέμου στο μέσο συντελεστή ισχύος. (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη 1999)

Αρχικά είναι ενδιαφέρον να επισημάνουμε ότι, τουλάχιστον για τη συγκεκριμένη μηχανή, οι διαφορές στην υπολογισμένη τιμή του " ω " είναι αρκετά σημαντικές. Για παράδειγμα, ο μέσος συντελεστής ισχύος για $C=7.0$ είναι σχεδόν διπλάσιος ($\omega=0.3398$) της αντίστοιχης τιμής για $C=5.0$ ($\omega=0.1597$). Πρακτικά αυτό σημαίνει ότι η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια θα παράγει διπλάσια ενέργεια εάν εγκατασταθεί σε μια περιοχή με $C=7.0$ σε σύγκριση με μια περιοχή με $C=5.0$. Αντίστοιχα για τις ακραίες περιπτώσεις τιμών της παραμέτρου " C " έχουμε ($\omega_{\min}=0.0763$ (για $C=4.0$) και $\omega_{\max}=0.4183$ (για $C=8.0$), δηλαδή μια σχέση ετήσιας παραγόμενης ενέργειας, για την ίδια μηχανή, περίπου 1:6. (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλης 1999)

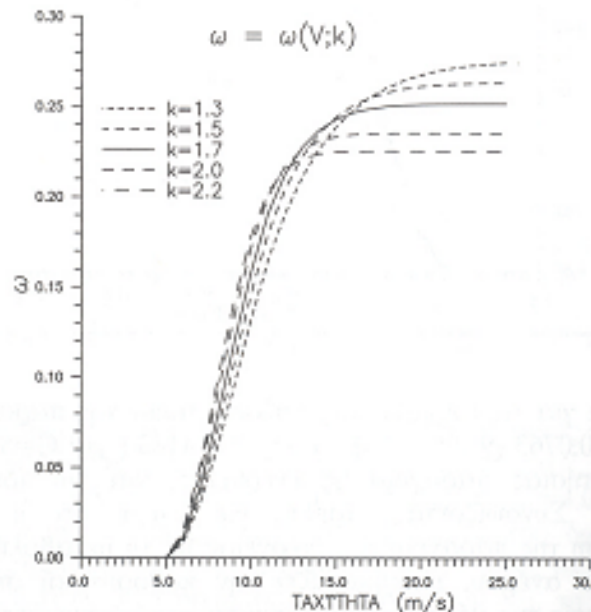
Συνοψίζοντας, πρέπει να σημειωθεί ότι η σημαντική διαφοροποίηση της παραγόμενης ενέργειας με τη μεταβολή της μέσης ταχύτητας του ανέμου, υπογραμμίζει την καθοριστική σημασία της σωστής επιλογής της θέσεως εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας στη βιωσιμότητα των αιολικών μονάδων.

2.7.2 Επίδραση της παραμέτρου k

Η παράμετρος k της κατανομής "Weibull" εξαρτάται άμεσα από τη διασπορά της ταχύτητας του ανέμου γύρω από τη μέση τιμή για την υπό μελέτη περιοχή. Χαμηλές τιμές του k οδηγούν σε πλέον επίπεδες και "διασπαρμένες" κατανομές πιθανότητας, ενώ υψηλές τιμές του k αντιπροσωπεύουν οξείες κατανομές, εκ των οποίων η κατανομή

πιθανότητας είναι συγκεντρωμένη γύρω από τη μέση τιμή. Τέλος η τιμή του k επηρεάζει ελαφρά και τη μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου.

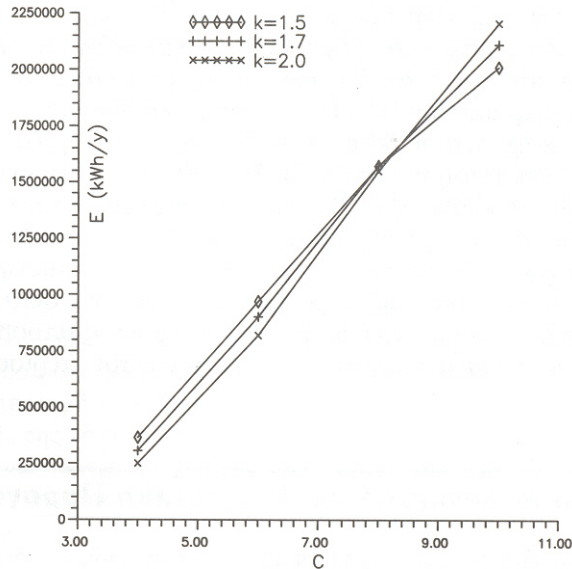
Σύμφωνα με αναλύσεις των ανεμολογικών δεδομένων για την περιοχή του Αιγαίου, οι τιμές του k κυμαίνονται μεταξύ του 1.3 και του 2.2. Χρησιμοποιώντας στη συνέχεια τρεις τυπικές τιμές της παραμέτρου k για την περιοχή του Αιγαίου (δηλ. 1.5, 1.7 και 2.0), καθώς και δύο ακραίες τιμές της (δηλ. $k=1.3$ και $k=2.2$), σε συνδυασμό με την τιμή της παραμέτρου $C=6.0$ και τη χαρακτηριστική της ανεμογεννήτριας του σχήματος 2.4 υπολογίζεται η κατανομή $\omega=\omega(V;k)$. (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλης 1999). Τα αποτελέσματα των υπολογισμών δίνονται στο σχήμα 2.7.



Σχήμα 2.7 Επίδραση της διασποράς του ανέμου στο μέσο συντελεστή ισχύος. (Πηγή βιβλίο Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλης)

Όπως προκύπτει και από το σχήμα 2.7 η τιμή του μέσου συντελεστή ισχύος είναι σχετικά ανεξάρτητη των μεταβολών της τιμής του k (δηλαδή 0.2744, 0.2633, 0.2516, 0.2353 και 0.2254 όταν το k παίρνει τιμές 1.3, 1.5, 1.7, 2.0 και 2.2 αντιστοίχως), τουλάχιστον για τον υπό μελέτη ανεμοκινητήρα και στο εξεταζόμενο εύρος μεταβολής της παραμέτρου διασποράς, ιδιαίτερα εάν αναλογισθούμε τις μεταβολές που προκαλεί η μεταβολή της παραμέτρου C . Η μέγιστη μεταβολή για το σύνολο του φάσματος της παραμέτρου k είναι 19.5%, και αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στην επίδραση της υπό μελέτη παραμέτρου στη μέση ταχύτητα του ανέμου. Επιπλέον παρατηρείται η μείωση της τιμής του " ω " με την αύξηση της τιμής του k , που όμως πιθανόν να οφείλεται και στη χαρακτηριστική λειτουργίας της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας.

Προκύπτει λοιπόν ότι η επίδραση της παραμέτρου C στην τιμή του μέσου συντελεστή ισχύος " ω ", είναι σημαντική ενώ μικρότερη είναι η επίδραση της παραμέτρου k . Ανάλογη επίδραση προκύπτει και για την ετησίως παραγόμενη ενέργεια " E ". Στο σχήμα 2.9 παρουσιάζεται η μεταβολή της " E " (σε kWh/year) σαν συνάρτηση της μεταβλητής C με παράμετρο το k , δηλαδή έχουμε $E=E(C;k)$ για μια εμπορική μηχανή (π.χ. Bonus 600kW, MkIV).

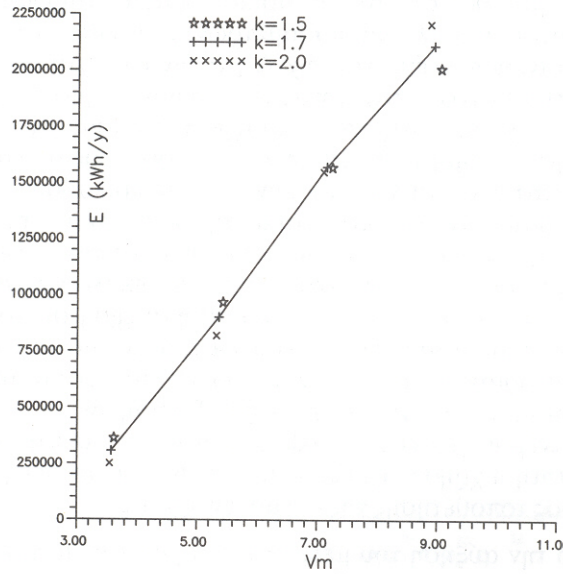


Σχήμα 2.8 Ενεργειακή παραγωγή Α/Γ Bonus MkIV. (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη1999)

Από τα αποτελέσματα του σχήματος προκύπτει η σημαντική αύξηση του "E" με το C, ενώ αξιοσημείωτη είναι η αλλαγή της επίδρασης του k για τιμές του C μικρότερες ή μεγαλύτερες του οκτώ. Πράγματι ενώ για μικρότερες του οκτώ τιμές πλεονεκτούν ενεργειακά μικρότερες τιμές του k, πράγμα που συμφωνεί και με το σχήμα 2.8, αντίθετα για τιμή του C μεγαλύτερη του οκτώ πλεονεκτούν μεγαλύτερες τιμές του k. Η συμπεριφορά αυτή εξηγείται εάν αναλογισθούμε τη σημασία των παραμέτρων C και k στη μορφή της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας $f(V)$, όπου για μικρότερες τιμές του C χαμηλές τιμές του k εξασφαλίζουν μεγαλύτερη διασπορά της ταχύτητας γύρω από τη μέση τιμή, πράγμα που κάνει αρκετά πιθανή και την εμφάνιση μεγαλύτερων (όπως και μικρότερων) ταχυτήτων από αυτή της μέσης ταχύτητας, άρα και μεγαλύτερη ενεργειακή παραγωγή.

Αντίθετα για μεγαλύτερες τιμές του C επιδιώκουμε μεγάλες τιμές του k ώστε να εξασφαλισθεί η συγκέντρωση της ταχύτητας του ανέμου κοντά στην υψηλή μέση τιμή, οπότε εξασφαλίζεται και η υψηλή ετήσια ενεργειακή παραγωγή της εγκατάστασης.

Στο σχήμα 2.9 παρουσιάζεται η ενεργειακή παραγωγή "E" με βάση τη μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου "V". Από τα διαθέσιμα στοιχεία προκύπτει αύξηση της ενεργειακής παραγωγής με την ταυτόχρονη αύξηση της μέσης ταχύτητας. Ωστόσο αξιόλογη είναι η μεταβολή του "E" για περίπου τις ίδιες τιμές του "V" αλλά για διαφορετικές τιμές του "V", γεγονός που μας επισημαίνει ότι η ετήσια ενεργειακή παραγωγή δεν εξαρτάται αποκλειστικά από τη μέση ταχύτητα του ανέμου, αλλά και από τη διασπορά της ταχύτητας γύρω από τη μέση τιμή, ιδιαίτερα για περιπτώσεις με μικρές ($V < 5$ m/s) και μεγάλες ταχύτητες ($V > 8$ m/s).



Σχήμα 2.9 Ενεργειακή παραγωγή – Μέση ταχύτητα A/T Bonus MkIV. (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη 1999)

2.8 Επίδραση του ύψους στον μέσο συντελεστή ισχύος ω

Η τιμή της ταχύτητας του ανέμου αυξάνεται με την αύξηση του ύψους, εφόσον αυτό είναι μικρότερο από το πάχος "δ" του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος της περιοχής. Το γεγονός αυτό είναι σημαντικό εάν αναλογισθούμε ότι η συντριπτική πλειοψηφία των ανεμοκινητήρων λειτουργεί μέσα στο ατμοσφαιρικό οριακό στρώμα. Για την ακρίβεια δε η κατανομή της ταχύτητας με το ύψος z σε μια περιοχή δίνεται ως:

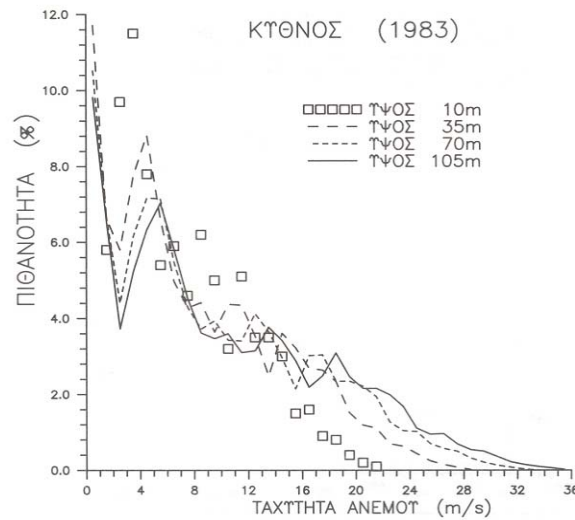
$$V = V(z) \quad z < \delta$$

$$V = V(\delta) \quad z > \delta \quad (2.26)$$

Το ακριβές μέγεθος του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος μιας περιοχής εξαρτάται από πλήθος παραμέτρων, ενώ και η αξιοπιστία των αναλυτικών διανομών ελέγχεται συχνά για την επιτυχία της. Ο ακριβής υπολογισμός της κατανομής της ταχύτητας του ανέμου σε μια περιοχή μπορεί να εκτιμηθεί είτε με ακριβείς και μακροχρόνιες πειραματικές μετρήσεις, είτε με τη χρήση αριθμητικών μεθόδων, οι οποίες πρέπει να είναι δοκιμασμένες με επιτυχία και να μπορούν να συμπεριλάβουν σαν οριακές συνθήκες τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της κάθε περιοχής. Βάσει των ανωτέρω συμπεραίνουμε ότι αν και ο υπολογισμός της διανομής της ταχύτητας του ανέμου σε μια περιοχή δεν είναι εύκολο να υλοποιηθεί με πλήρη αξιοπιστία, εν γένει έχουμε σημαντική αύξηση της ταχύτητας του ανέμου με την αύξηση του ύψους αναφοράς, μέχρι βέβαια το τέλος του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος. Πάνω από το ύψος αυτό η ταχύτητα του ανέμου παραμένει σχεδόν σταθερή. Επειδή δε οι μετρήσεις της έντασης του ανέμου γίνονται συνήθως σε ύψος z=10m από το έδαφος, είναι απαραίτητη η χρήση της εξίσωσης (2.42) για την αναγωγή των μεγεθών στο ύψος τοποθέτησης της ανεμογεννήτριας.

Εκτός από την αύξηση του μέτρου της ταχύτητας με την αύξηση του ύψους αναμένεται και μια μεταβολή στη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας, η οποία μετατοπίζεται σε μεγαλύτερες μέσες τιμές, βλέπε σχήμα 2.11. Παράλληλα λόγω της αύξησης της ταχύτητας, μεταβάλλονται σημαντικά και οι πιθανότητες ύπαρξης ανέμων μικρότερων της ταχύτητας έναρξης λειτουργίας, καθώς και μεγαλύτερων της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας. Για το λόγο αυτό επιχειρείται να ε-

κτιμηθεί η επίδραση του ύψους τοποθέτησης μιας ανεμογεννήτριας στην ακριβή τιμή του " ω ".



Σχήμα 2.10 Μεταβολή της $f(V)$ με το ύψος. (Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας Ι.Κ. Καλδέλη 1999)

Για το σκοπό αυτό επιλέχθηκαν δύο ανεμοκινητήρες γνωστών δυτικοευρωπαϊκών εταιρειών ονομαστικής ισχύος 200 kW και διερευνήθηκε η σχέση $\omega = \omega(z)$ για δύο περιοχές του Αιγαίου Πελάγους. Για λόγους αντιπροσωπευτικότητας επιλέχθηκε μια περιοχή με αρκετά καλό αιολικό δυναμικό (Κύθηνος) καθώς και μια περιοχή με πολύ καλό αιολικό δυναμικό (Ανω Μούλια Κρήτης). Για την πληρότητα της ανάλυσης εξετάστηκαν τρεις περιπτώσεις που αφορούν στο πάχος του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος, δηλαδή λεπτό οριακό στρώμα ($\delta=50\text{m}$), μέτριο οριακό στρώμα ($\delta=100\text{m}$) και παχύ οριακό στρώμα με ($\delta=200\text{m}$).

Σε όλους τους συνδυασμούς που μελετήθηκαν παρατηρήθηκε αύξηση του μέσου συντελεστή ισχύος με την αύξηση του ύψους τοποθέτησης, εφ' όσον βέβαια δεν είχε γίνει υπέρβαση του ύψους του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος.

Τέλος, για επιλεγμένους συνδυασμούς μηχανής και τοποθεσίας εγκατάστασης ο μέσος συντελεστής ισχύος πλησιάζει τιμές πραγματικά εξαιρετικές, π.χ. $\omega = 0,76$, γεγονός που υποδηλώνει ότι σε αυτές τις περιπτώσεις οι ανεμογεννήτριες μπορούν να παράγουν το 76% περίπου της ενέργειας μιας μηχανής συνεχούς λειτουργίας της ίδιας ονομαστικής ισχύος.

2.9 Η αναγκαιότητα σωστής αλληλεπίδρασης διαθέσιμου αιολικού δυναμικού – χαρακτηριστικών λειτουργίας ανεμογεννήτριας.

Η ακριβής τιμή του "ω" εξαρτάται μεταξύ από τον τύπο της ανεμογεννήτριας, από τα χαρακτηριστικά του αιολικού δυναμικού της περιοχής, από το ύψος τοποθέτησης της μηχανής, από το έτος ή τη χρονική περίοδο ανάλυσης αλλά και από τον τρόπο εξαγωγής των αποτελεσμάτων.

Η ακριβής τιμή όμως του "ω" επηρεάζει σε καθοριστικό βαθμό την οικονομική βιωσιμότητα μιας εγκατάστασης, γεγονός που μας υποχρεώνει να ασχοληθούμε με προσοχή για τον υπολογισμό του. Είναι μάλιστα σκόπιμο να διαθέσουμε αρκετό χρόνο ώστε να ερευνήσουμε την αγορά, με βάση τα στοιχεία μιας συγκεκριμένης περιοχής, ώστε να επιλεγεί η πλέον κατάλληλη ανεμογεννήτρια, για τη συγκεκριμένη περιοχή αλλά και για το επιθυμητό ύψος τοποθέτησης. Είναι δε σημαντικό να αποδοθεί επιτέλους η πραγματική βαρύτητα στη σωστή συνεργασία και αλληλεπίδραση μεταξύ των λειτουργικών χαρακτηριστικών μιας μηχανής και του εγχώριου αιολικού δυναμικού. Με τη σωστή αυτή συνεργασία μπορούμε να επιτύχουμε μέχρι και τριπλασιασμό της ενεργειακής παραγωγής μιας εγκατάστασης, μειώνοντας αντίστοιχα και το χρόνο απόσβεσης της αιολικής επένδυσης,

Από σχεδιαστικής δε και κατασκευαστικής σκοπιάς, η συνεχής τεχνολογική πρόοδος στη μελέτη σύγχρονων ανεμοκινητήρων παρέχει τις απαραίτητες πληροφορίες για το σχεδιασμό και την κατασκευή βελτιωμένων ανεμοκινητήρων, προσαρμοσμένων στις εκάστοτε ανάγκες του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής.

Ένας άλλος καθοριστικός παράγοντας για την αποδοτική συμπεριφορά μιας αιολικής εγκατάστασης είναι η ετήσια τεχνική διαθεσιμότητα της. Η τεχνική διαθεσιμότητα μιας εγκατάστασης υπολείπεται του 100% για αρκετούς λόγους, οι σημαντικότεροι από τους οποίους είναι:

- α. Προγραμματισμένη επιθεώρηση συντήρησης
- β. Τυχαίες βλάβες, μη ομαλή λειτουργία
- γ. Λειτουργία μηχανισμών αυτοπροστασίας της μηχανής (ριπές ανέμου, αυτοπεριστροφή καλωδίων, προβλήματα συχνότητας-τάσης, ψευδοσφάλματα κ.λπ.)
- δ. Αδυναμία του τοπικού ηλεκτρικού δικτύου να απορροφήσει την παρεχόμενη ισχύ, λόγω προβλημάτων συχνότητας, τάσης, χαμηλής ζήτησης κ.λπ.

Σε όλες αυτές τις περιπτώσεις η εγκατάσταση δεν παράγει ενέργεια ανεξάρτητα της έντασης του ανέμου στην περιοχή. Η χαμηλή τεχνική διαθεσιμότητα των πρώτων αιολικών πάρκων της Καλιφόρνια (~60%) αποτέλεσε έναν από τους βασικότερους παράγοντες της χαμηλής αποδοτικότητας των πρώτων εκείνων εγκαταστάσεων. Το γεγονός αυτό ήταν αναμενόμενο, δεδομένης της έλλειψης εμπειρίας αλλά και των τεχνικών αδυναμιών των πρώτων ανεμοκινητήρων. Στα τέλη της δεκαετίας του '80 η τεχνική διαθεσιμότητα των αιολικών εγκαταστάσεων πλησίασε το 90%, ενώ σήμερα η γενικά αποδεκτή διαθεσιμότητα των ευρωπαϊκών αιολικών πάρκων κυμαίνεται στα επίπεδα του 95% με σαφείς αυξητικές τάσεις. Σε ειδικές μάλιστα περιπτώσεις δημοσιοποιούνται στοιχεία από αιολικές εγκαταστάσεις με τεχνική διαθεσιμότητα στα επίπεδα του 99%. Στη χώρα μας τα πρώτα αιολικά πάρκα εμφανίζουν απaráδεκτα χαμηλή διαθεσιμότητα, η οποία για την περίπτωση της ΔΕΗ κυμαίνεται στα επίπεδα του 30%, ενώ για τις εγκαταστάσεις ιδιωτών και ΟΤΕ σε επίπεδα 35% έως 40%.

Παρόλη την απόκτηση εμπειρίας αλλά και τη βελτίωση των λειτουργικών χαρακτηριστικών των εμπορικών ανεμογεννητριών, νέο πρόβλημα προέκυψε στην τεχνική διαθεσιμότητα των αιολικών εγκαταστάσεων, λόγω της πιθανής αδυναμίας των τοπικών δικτύων να απορροφήσουν την παραγόμενη ενέργεια, κυρίως σε περιόδους χαμηλής ζήτησης φορτίου. Το καθοριστικό αυτό θέμα, για την οικονομική βιωσιμότητα μιας αιολικής επένδυσης αποτέλεσε αντικείμενο σκληρών διαπραγματεύσεων μεταξύ ΔΕΗ και των ανεξάρτητων παραγωγών αιολικής ενέργειας, και η κατ' αρχήν συμφωνία (P.P.A.) υπεγράφη μετά από πάροδο τριών ετών, οδηγώντας σε αντίστοιχη καθυστέρηση και το εθνικό αιολικό πρόγραμμα.

3. Επιλογή Θέσης Αιολικών Εγκαταστάσεων

Ο αντικειμενικός σκοπός της διαδικασίας επιλογής της θέσης εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας είναι ο εντοπισμός των θέσεων, που παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη πιθανότητα οικονομικοτεχνικής βιωσιμότητας των μελλοντικών αιολικών εγκαταστάσεων με την ταυτόχρονη μεγαλύτερη αποδοχή εκ μέρους του κοινωνικού περίγυρου.

Αν εξαιρεθούν οι απαιτήσεις που συνδέονται με τα ανεμολογικά στοιχεία μιας περιοχής, η διαδικασία εγκατάστασης μιας ή περισσοτέρων ανεμογεννητριών χαρακτηρίζεται από τα ίδια οικονομικοτεχνικά κριτήρια, που δεσμεύουν οποιαδήποτε ενεργειακή επένδυση. Δηλαδή η ανεμογεννήτρια θα πρέπει να βρίσκεται σε περιοχή προσπελάσιμη στα συνήθη μεταφορικά μέσα και να είναι κοντά στο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα απαιτείται και η σύμφωνη γνώμη του κοινωνικού περιγύρου, με τη διαβεβαίωση ότι η εγκατάσταση των ανεμογεννητριών δεν θα αλλοιώσει το περιβάλλον.

Από την πλευρά της βέλτιστης επιλογής της τοποθεσίας εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας σε σχέση με το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό η τήρηση των βασικών ανεμολογικών κριτηρίων προϋποθέτει την επιλογή τοποθεσιών με:

1. Υψηλή μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου (στα 10 m από το έδαφος), μεγαλύτερη από 4 m/s (Μπεργελές 1994).
2. Αιολικό δυναμικό υψηλής ποιότητας, δηλαδή μεγάλη διάρκεια ισχυρών ανέμων και περιορισμένη ύπαρξη περιόδων νηνεμίας.
3. Να μην υφίστανται ιδιαίτερη λόγοι που να μην επιτρέπουν την εγκατάσταση ανεμογεννητριών.

Σύμφωνα με τα παραπάνω κριτήρια, ενδιαφέροντα μέρη αποτελούν οι κορυφές λείων και κυκλοτερών λόφων με ελαφρές κατωφέρειες και ανοικτό ορίζοντα, καθώς και οι ανοικτές πεδιάδες, οι ακρογιαλιές ή τέλος και τα ανοίγματα των βουνών που δημιουργούν φυσικούς επιταχυντές (ρεύματα αέρα).

3.1 Παράμετροι Επιλογής Τοποθεσίας Αιολικών Εγκαταστάσεων

Η εκτίμηση του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής αποτελεί καθοριστικό αλλά όχι και το μοναδικό παράγοντα προσδιορισμού της θέσης εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας. Κατά την επιλογή πρέπει να συνυπολογιστούν και άλλοι επιμέρους παράμετροι, προκειμένου να καταλήξουμε στην επιλογή της οριστικής θέσης εγκατάστασης. Η επιλογή θα είναι η καλύτερη δυνατή εφόσον συνυπολογισθούν και οι ακόλουθες συνιστώσες:

- Περιβαλλοντικοί παράμετροι
- Κανονισμοί και περιορισμοί στη χρήση γης
- Κοινωνικοί παράμετροι
- Κλιματικοί παράμετροι
- Τοπογραφικοί παράμετροι
- Αναπτυξιακοί παράμετροι.

3.2 Περιβαλλοντικοί παράμετροι

Είναι γνωστό ότι οι αιολικές μηχανές προκαλούν περιορισμένες επιδράσεις στο περιβάλλον. Αυτό μάλιστα γίνεται σαφέστερο, όταν αναλογισθούμε τις επιδράσεις των αντίστοιχων θερμοηλεκτρικών ή πυρηνικών σταθμών παραγωγής ενέργειας στα οικοσυστήματα μιας περιοχής. Παρόλα αυτά σε μεμονωμένες περιπτώσεις αναφέρονται ορισμένες αρνητικές επιπτώσεις των αιολικών μονάδων στο περιβάλλον

α) Η οπτική αισθητική επίδραση, η οποία είναι έντονη σε περιπτώσεις εγκαταστάσεως ανεμογεννητριών μεγάλων διαστάσεων (άνω των 500 kW, ύψος 50m, διάμετρος πτερωτής 35m) σε σχετικά κλειστές περιοχές (Καλδέλλης Ι., Κοδοσάκης Δ., 1999). Αντίθετα η εγκατάσταση μηχανών ή και ενός αιολικού πάρκου σε ανοικτές εκτάσεις δε φαίνεται να επηρεάζει αρνητικά την οπτική αισθητική της περιοχής.

Επειδή στο θέμα της οπτικής όχλησης έχει δοθεί υπερβολική δημοσιότητα τα τελευταία χρόνια, συνοψίζονται εν συντομία τα αποτελέσματα πρόσφατων ερευνών. Πράγματι η χρήση απλών σωληνωτών πύργων σε χρωματισμό που συμφωνεί με το περιβάλλον παρουσιάζει καλύτερη οπτική αποδοχή από τη χρήση δικτυωτού πύργου. Παράλληλα η επίτευξη οπτικής ομοιομορφίας έχει αποδειχθεί ότι δεν διαταράσσει ιδιαίτερα την αρμονία της περιοχής.

Τέλος όταν οι ανεμογεννήτριες περιστρέφονται το ανθρώπινο μάτι τις θεωρεί χρήσιμες με αποτέλεσμα να γίνονται ευκολότερα οπτικά αποδεκτές καθώς φαίνεται να εξυπηρετούν κάποιο σκοπό. Αντίθετα, όταν σημαντικός αριθμός ανεμογεννητριών δεν δουλεύει ενώ πνέουν άνεμοι, η προσδοκία του παρατηρητή για χρησιμότητα των αιολικών μηχανών παραβιάζεται. Για το λόγο αυτό θεωρείται σκόπιμη η διατήρηση περιστροφής των δρομέων για το μεγαλύτερο δυνατό διάστημα, ενώ οι ιδιοκτήτες των αιολικών πάρκων θα πρέπει να συντηρούν τακτικά τις μηχανές τους και να αντικαθιστούν το συντομότερο τυχόν κατεστραμμένα τμήματα, ώστε να αυξηθεί η δημόσια αποδοχή των εγκαταστάσεων τους. Επιπλέον οι ανεμογεννήτριες που διαθέτουν τρία πτερύγια δίνουν ένα αισθητικά αρμονικότερο αποτέλεσμα, ενώ ο χρωματισμός των πύργων στήριξης και των πτερυγίων διαδραματίζει ουσιαστικό ρόλο στην ομαλή ενσωμάτωση των μηχανών στον περιβάλλοντα χώρο, με επικρατέστερη επιλογή το λευκό χρώμα και σαν εναλλακτική λύση το γκρι.

β) Οι επιδράσεις στα πουλιά είναι δυνατόν να περιορισθούν, εφόσον αποφεύγονται περιοχές οι οποίες αποτελούν νυκτερινά περάσματα αποδημητικών πουλιών. Με τον τρόπο αυτό αποφεύγεται η μείωση του πληθυσμού των πτηνών και εμποδίζεται η καταστροφή των πτερυγίων της μηχανής.

Μελέτες που έγιναν για το σκοπό αυτό τόσο στις Η.Π.Α. όσο και στην Ολλανδία, κατέγραψαν ένα μικρό αριθμό νεκρών πτηνών στην περιοχή των αιολικών πάρκων (π.χ. περίπου 60 πτηνά σε ένα έτος στην ευρύτερη περιοχή αιολικού πάρκου 25x300kW). Σημαντικό μάλιστα ποσοστό των πτηνών αυτών βρέθηκε κοντά στο χώρο περιφράξης του οικοπέδου του αιολικού πάρκου. Ωστόσο το πρόβλημα δεν θεωρείται σημαντικό δεδομένης και της περιβαλλοντικής καθαρότητας της αιολικής ενέργειας σε σύγκριση με τις υπόλοιπες εναλλακτικές ενεργειακές λύσεις.

γ) Η ηλεκτρομαγνητική αλληλεπίδραση δημιουργείται εξαιτίας της ανάκλασης των ηλεκτρομαγνητικών κυμάτων πάνω στα περιστρεφόμενα πτερύγια του δρομέα. Μάλιστα κάποια στιγμή δόθηκε στις Η.Π.Α. υπερβολική δημοσιότητα στο θέμα αυτό, αναφέροντας παρεμβολές των αιολικών πάρκων στις τηλεοπτικές μεταδόσεις. Όμως η αντικατάσταση των μεταλλικών πτερυγίων από πλαστικά μέρη έχει περιορίσει σημαντικά το πρόβλημα αυτό. Σε κάθε όμως περίπτωση καλό είναι να αποφεύγονται περιοχές με εγκατεστημένες τηλεπικοινωνιακές κεραίες και αναμεταδότες.

Ειδικότερα στη χώρα μας το θέμα έχει αντιμετωπισθεί και νομοθετικά καθώς για την έκδοση άδειας εγκατάστασης από το ΥΠ.ΑΝ. απαιτείται είτε βεβαίωση της αρμόδιας Νομαρχίας ότι η αιολική εγκατάσταση απέχει τουλάχιστον 1km από τηλεοπτικούς αναμεταδότες και τηλεφωνικούς πομπούς, είτε έγγραφη συναίνεση των ραδιοηλεκτρικών οργανισμών για μικρότερες αποστάσεις.

δ) Ο θόρυβος αποτελεί ίσως τη μόνη πραγματική επιβάρυνση του περιβάλλοντος από την ύπαρξη αιολικών μονάδων, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις πολλών μηχανών μεγάλων διατάσεων. Βέβαια στο σημείο αυτό πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι η εγκατάσταση αιολικών πάρκων γίνεται κυρίως σε απομονωμένες περιοχές, ενώ ο προσεκτικός σχεδιασμός των σύγχρονων μηχανών έχει περιορίσει στο ελάχιστο τόσο τον αεροδυναμικό όσο και κάθε άλλο ηλεκτρομηχανολογικό θόρυβο.

Ο μηχανικός θόρυβος προξενεί τη μεγαλύτερη όχληση σε ανεμογεννήτριες μικρού ή μεσαίου μεγέθους ($N_0 < 200$ kW), ενώ στις μεγαλύτερες μηχανές ο μηχανικός θόρυβος είναι σημαντικά μικρότερης έντασης από το συνολικά μετρούμενο θόρυβο (έως και 10dB).

Οι κυριότερες πηγές μηχανικού θορύβου είναι το κιβώτιο ταχυτήτων, η γεννήτρια και τα έδρανα στήριξης. Η αντιμετώπιση του μηχανικού θορύβου γίνεται είτε στην πηγή είτε στη διαδρομή του. Ο μηχανικός θόρυβος στην πηγή μειώνεται είτε με επέμβαση στα θορυβώδη στοιχεία π.χ. χρησιμοποιώντας οδοντωτούς τροχούς στο κιβώτιο μετάδοσης με πλάγια οδόντωση αντί ευθείας οδόντωσης είτε με εσωτερική ηχομονωτική επένδυση στη νασσέλα (κέλυφος) της μηχανής. Επίσης ο μηχανικός θόρυβος αντιμετωπίζεται και στη διαδρομή του χρησιμοποιώντας ηχομονωτικά πετάσματα καθώς και αντικραδασμικά πέσματα στήριξης. Τέλος σημαντική μείωση του μηχανικού θορύβου επιτυγχάνεται με την εξέλιξη της τεχνολογίας και τη χρήση ανεμοκινητήρων νέας γενιάς, όπου περιορίζονται τα εξαρτήματα που "θορυβούν", π.χ. το κιβωτίου μετάδοσης κίνησης

Ο αεροδυναμικός θόρυβος πρέπει να αντιμετωπισθεί κατά το στάδιο σχεδιασμού και κατασκευής της μηχανής, αποτελείται δε από το θόρυβο περιστροφής και το θόρυβο τύρβης. Ο θόρυβος περιστροφής περιλαμβάνει όλους τους θορύβους οι οποίοι έχουν διακριτές συχνότητες και παράγονται σε πολλαπλάσιες αρμονικές της συχνότητας διέλευσης των πτερυγίων, (δηλαδή το γινόμενο αριθμού πτερυγίων επί την τιμή της γωνιακής ταχύτητας). Η στάθμη του θορύβου περιστροφής αυξάνεται με τη διάμετρο, τη μείωση του αριθμού των πτερυγίων, τη μεγαλύτερη ταχύτητα των ακροπτερυγίων και την αεροδυναμική φόρτιση των πτερυγίων (αύξηση απορροφούμενης ισχύος).

Ο θόρυβος τύρβης συνδέεται με το στροβιλισμό του χείλους εκφυγής των ακροπτερυγίων αλλά και με το γενικό πεδίο τύρβης κατάντι της πτερωτή. Για να μειωθεί ο θόρυβος τύρβης πρέπει να ελαττωθεί η ταχύτητα των ακροπτερυγίων, περιορίζοντας ταυτόχρονα την αποδιδόμενη αιολική ισχύ.

3.3 Κανονισμοί και περιορισμοί στη χρήση γης

Κατά τη φάση προεπιλογής των θέσεων εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας ή ενός αιολικού πάρκου πρέπει να ληφθούν υπόψη η υπάρχουσα νομοθεσία και οι κανονισμοί, που πιθανόν να εμποδίζουν τη χρήση της γης, για την εγκατάσταση κυρίως μεγάλων ανεμοκινητήρων. Τέτοιοι νόμοι αναφέρονται είτε στην προστασία ιστορικών και αρχαιολογικών χώρων, είτε στην προστασία του περιβάλλοντος με τη διατήρηση των τοπικών οικοσυστημάτων.

Στην περίπτωση ύπαρξης αρχαιολογικών ευρημάτων ή ιστορικών μνημείων (π.χ. απολιθωμένο δάσος στη Λέσβο) θα υπάρξουν πιθανώς αξεπέραστα εμπόδια από τις τοπικές αρχές (αρχαιολογικές υπηρεσίες, νομαρχία κ.λ.π.) αλλά και από τους κατοίκους, οι οποίοι θα θελήσουν να προστατεύσουν την ιστορική τους κληρονομιά. Αντίστοιχα στην περίπτωση χαρακτηρισμού της περιοχής σαν οικοσύστημα, που πρέπει να προστατευθεί (π.χ. εθνικός δρυμός), θα τεθούν σημαντικά εμπόδια και από τις αρχές αλλά και από τους οικολογικούς συλλόγους.

Επιπλέον πρέπει να αποφεύγονται περιοχές με έντονη σεισμικότητα, καθώς και περιοχές με πρόβλημα κατολισθήσεων ή τέλος και περιοχές βραχώδεις, που θα δυσχεράνουν την προσπάθεια μεταφοράς και θεμελίωσης των μηχανών.

Αντίθετα πρέπει να συνυπολογισθεί θετικά κάθε επενδυτικό κίνητρο και κάθε αναπτυξιακός εθνικός ή κοινοτικός νόμος, ο οποίος πιθανόν να ενθαρρύνει έμπρακτα την εγκατάσταση ανεμοκινητήρων σε συγκεκριμένες περιοχές. Πράγματι η δημιουργία ενός αιολικού πάρκου έχει σαν επακόλουθο και τη δημιουργία κάποιων έργων υποδομής (π.χ. οδικό δίκτυο) καθώς και την άφθονη παραγωγή ενέργειας. Στα θετικά στοιχεία μπορεί επίσης να προστεθεί και η δυνατότητα χρήσης της περιοχής εγκατάστασης για την κτηνοτροφία.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να προστεθεί ότι πρόσφατα ανακινήθηκε το θέμα των "δικαιωμάτων επί του ανέμου", που σχετίζεται με την ελάχιστη απόσταση μεταξύ διαδοχικών ανεμοκινητήρων, έτσι ώστε να περιορίζεται η αλληλεπίδραση μεταξύ μηχανών που βρίσκονται σχετικά κοντά η μία στην άλλη. Επίσης η ισχύουσα νομοθεσία καθορίζει την ελάχιστη απόσταση του πλησιέστερου κινητού σημείου της πτερωτής από τα όρια γειτονικών οικοπέδων, από παρακείμενο δρόμο ή κοινόχρηστο χώρο αλλά και από τυχόν υπάρχοντα κτίσματα και οικοδομές.

Τέλος, στα θέματα χρήσης γης υπάρχει μια σαφής τάση για περιορισμό της απαιτούμενης έκτασης, είτε με την εγκατάσταση μεγαλύτερων και λιγότερων μηχανών είτε με την πυκνότερη διάταξη των ανεμογεννητριών, στα ιδρυόμενα αιολικά πάρκα. Έτσι σήμερα αναλογούν μόλις 50m² γης για κάθε 1m² επιφάνειας πτερωτής, ενώ και από την προαναφερόμενη έκταση μόλις το 1% χρησιμοποιείται για την ανεμογεννήτρια, τη θεμελίωση του πύργου, το απαραίτητο οδικό δίκτυο και τις υπόλοιπες εγκαταστάσεις υποδομής.

3.4 Κοινωνικοί παράγοντες

Βασικός παράγοντας επιτυχούς επιλογής μιας τοποθεσίας αιολικής εγκατάστασης είναι και η αποδοχή της από την κοινή γνώμη της περιοχής. Το κοινό πρέπει να ενημερωθεί για τα έργα υποδομής τα οποία αφενός θα διευκολύνουν τη ζωή των κατοίκων αφετέρου δεν θα αλλοιώσουν το τοπίο. Παράλληλα θα πρέπει να υπογραμμισθεί η δημιουργία κάποιων νέων θέσεων εργασίας, ενώ η παραγόμενη ενέργεια θα συνεισφέρει στην ανάπτυξη της περιοχής.

Δεδομένων των περιβαλλοντικών προβλημάτων, η κοινή γνώμη έχει θετική άποψη για τις αιολικές εγκαταστάσεις, αφού αυτές δε ρυπαίνουν το περιβάλλον, εξοικονομούν συμβατικά καύσιμα και έχουν ως πρώτη ύλη μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Εφόσον ληφθεί μέριμνα στο να περιορισθεί στο ελάχιστο δυνατόν η στάθμη του παραγόμενου θορύβου κατά τη λειτουργία της εγκατάστασης, δεν αναμένονται ιδιαίτερα προβλήματα από τους κατοίκους των υποψήφιων περιοχών. Ειδική αναφορά πρέπει να γίνει βέβαια και σε περιπτώσεις αλληλοσυγκρουόμενων συμφερόντων των κατοίκων μιας περιοχής (π.χ. από που θα περάσει κάποιος δρόμος), η πιθανή άρνηση διάθεσης γης για διάφορους λόγους καθώς και τα φαινόμενα κερδοσκοπίας, που συχνά παρατηρούνται σε κάθε νέα παραγωγική μονάδα που δημιουργείται.

Όμως αν και οι έρευνες έχουν δείξει ότι η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας έχει μεγάλη υποστήριξη, ωστόσο η αιολική ενέργεια παρουσιάζει ένα σχετικό μεγάλο ποσοστό της παραμέτρου "NIMBY" (Not In My Back Yard). Τον παράγοντα αυτό καθορίζουν εκείνοι οι πολίτες, οι οποίοι αποδέχονται κάποια τεχνολογική εφαρμογή στη χώρα τους, ωστόσο δεν αποδέχονται τις αντίστοιχες εγκαταστάσεις που βρίσκονται κοντά στην κατοικία τους (π.χ. σε απόσταση 5km από το σπίτι τους).

Επειδή λοιπόν η υποστήριξη ή όχι της κοινής γνώμης μπορεί να αποτελέσει αστάθμητο παράγοντα, που πιθανόν να εμποδίσει τη δημιουργία ενός αιολικού πάρκου, πρέπει οι υπεύθυνοι της εγκατάστασης να εξασφαλίσουν ότι οι ανεμογεννήτριες θα αποτελέσουν "κάλους γείτονες". Ένας τρόπος αύξησης της αποδοχής είναι η τήρηση των οδηγιών αισθητικής καθώς και η μείωση των επιπέδων του εκπεμπόμενου θορύβου. Άλλοι, λιγότερο σημαντικοί παράγοντες που πρέπει να αντιμετωπισθούν είναι η δυσπιστία στη χρήση των ανεμογεννητριών και στη σωστή εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού, καθώς και ο φόβος μήπως οι μηχανές βλάψουν τους κατοίκους.

Είναι απαραίτητο να επισημανθεί ότι όλες οι συνιστώσες που προαναφέρθηκαν επιδρούν στην οικονομική βιωσιμότητα μιας αιολικής εγκατάστασης, για το λόγο αυτό πρέπει να συνεκτιμώνται κατά τη λήψη των τελικών αποφάσεων. Ακόμα όμως και στην περίπτωση μιας ολοκληρωμένης μελέτης, είναι πιθανόν να μην έχει επιλεγθεί η βέλτιστη θέση εγκατάστασης, κυρίως λόγω της διαρκούς μεταβολής των μετεωρολογικών φαινομένων αλλά και της παρεμβολής τριτογενών (εξωγενών) παραγόντων. Σκοπός βέβαια μιας αντίστοιχης εργασίας είναι η ελαχιστοποίηση των σφαλμάτων επιλογής.

3.5 Κλιματικοί παράμετροι

Κατά την αξιολόγηση θέσεων για εγκατάσταση ανεμοκινητήρων πρέπει επίσης να συνυπολογισθούν και πιθανές ακραίες μετεωρολογικές συνθήκες που επικρατούν στις υποψήφιες περιοχές. Ορισμένες από αυτές είναι δυνατόν να προκαλέσουν σημαντικές φθορές στην εγκατάσταση, ενώ οι υπόλοιπες αυξάνουν το κόστος συντήρησης και λειτουργίας της μηχανής περιορίζοντας ίσως και τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης.

Ο παγετός επιδρά στη λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας με αρκετούς τρόπους. Αρχικά η επικάλυψη πάγου στα μέρη της εγκατάστασης αυξάνει τη στατική και δυναμική τους καταπόνηση, με αποτέλεσμα να πρέπει τα μέρη της εγκατάστασης αλλά και οι γραμμές μεταφοράς ενέργειας να υπολογισθούν σε αυξημένα φορτία.

Επίσης, η επικάλυψη πάγου πάνω στα πτερύγια μιας μηχανής εκτός από το αυξημένο βάρος έχει και σαν πιθανή συνέπεια την εκτόξευση τμημάτων πάγου κατά την περιστροφή των πτερυγίων. Για να αντιμετωπισθούν τα προβλήματα αυτά θα πρέπει να ακινητοποιηθεί η ανεμογεννήτρια και να ακολουθήσει καθαρισμός των πτερυγίων. Σε περιπτώσεις δε συχνών παγετών είναι κατανοητή η μείωση της διαθεσιμότητας της εγκατάστασης.

Ένας επιπρόσθετος κίνδυνος που συνοδεύει την εμφάνιση παγετού, είναι η καταστροφή των ανεμόμετρων ή η βλάβη των συστημάτων ελέγχου της εγκατάστασης. Είναι συνεπώς σκόπιμη η επιλογή περιοχών με μειωμένο κίνδυνο εμφάνισης παγετών. Η ανάγκη αυτή ενισχύεται και από την επιδείνωση της αεροδυναμικής συμπεριφοράς της πτερωτής της μηχανής, λόγω αλλαγής του αεροδυναμικού σχήματος των πτερυγίων από τις επικαθίσεις πάγου σε αυτά.

Τέλος ακόμα και οι συχνές χιονοπτώσεις αυξάνουν σημαντικά το κόστος συντήρησης και λειτουργίας της μονάδος, ιδιαίτερα όταν η περιοχή αποκλείεται συχνά από τα χιόνια.

Η υγρασία και οι συχνές **βροχοπτώσεις** επιδρούν επίσης σημαντικά στη συμπεριφορά μιας αιολικής μηχανής. Πράγματι η υψηλή υγρασία επιταχύνει φαινόμενα οξειδωσης και διάβρωσης της μηχανής, ενώ αντίθετα αυξάνει την πυκνότητα του αέρα και συνεπώς και την αποδιδόμενη ισχύ.

Βέβαια με την αύξηση της υγρασίας σε επίπεδα κορεσμού εμφανίζονται σταγόνες νερού πάνω στα πτερύγια, οι οποίες όπως και στην περίπτωση της βροχής αλλοιώνουν την αεροδυναμική συμπεριφορά των πτερυγίων οδηγώντας σε πρόωρη αποκόλληση το οριακό στρώμα και σε πρόωρη απώλεια στήριξης τα πτερύγια της μηχανής. Στην περίπτωση αυτή η σχετική μείωση ισχύος είναι της τάξεως του 10% έως και 20% για ισχυρή βροχόπτωση. Ταυτόχρονα οι συχνές βροχοπτώσεις δυσκολεύουν το έργο συντήρησης της εγκατάστασης, ενώ στην περίπτωση που συνοδεύονται και από κεραυνούς οι τελευταίοι απειλούν σοβαρά την ακεραιότητα και την εύρυθμη λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας.

Το υψόμετρο και η θερμοκρασία της περιοχής επηρεάζουν σημαντικά την αποδιδόμενη ισχύ μιας ανεμογεννήτριας. Πράγματι η υψηλή θερμοκρασία οδηγεί σε μείωση της πυκνότητας σύμφωνα με την εξίσωση

$$\rho = 1,2256 \frac{288,16}{273,16 + \theta} \frac{p}{1,01325 \times 10^5} \quad (3.1)$$

Φυσικά η μεταβολή στη συμπεριφορά της ανεμογεννήτριας εξαρτάται και από το χρησιμοποιούμενο τρόπο ελέγχου ισχύος. Συνεπώς για θερμά κλίματα ($\theta > 15^{\circ}\text{C}$) και μηχανές ελέγχου απώλειας στήριξης (stall control) παρατηρείται μια σχετική μείωση της αποδιδόμενης ισχύος σε σύγκριση με αυτή του κατασκευαστή της μηχανής για όλο το φάσμα λειτουργία της μηχανής, η οποία για θερμοκρασίες της τάξεως των 30°C υπερβαίνει το 5%. Αντίστοιχα για μηχανές ελέγχου βήματος (pitch control) η προαναφερθείσα μείωση αποδιδόμενης ισχύος εμφανίζεται στο μεταβατικό στάδιο λειτουργίας της μηχανής, ενώ παρατηρείται μετάθεση κατά 1m/s έως και 2m/s της ταχύτητας επίτευξης ονομαστικής λειτουργίας της ανεμογεννήτριας. Στην περίπτωση αυτή η αποδιδόμενη ισχύς στην περιοχή ονομαστικής λειτουργίας παραμένει αναλλοίωτη. Αντίστοιχα, η επιλογή του υψομέτρου της περιοχής εγκατάστασης επιδρά στην επικρατούσα πίεση στην περιοχή της μηχανής, γεγονός που επιδρά και στην τιμή της πυκνότητας του αέρα.

Η συχνότητα εμφάνισης υπερβολικά ισχυρών ανέμων (άνω των 9 Beaufort) σε μια περιοχή πρέπει να συνεκτιμάται κατά την επιλογή της υπονήφιας περιοχής. Αυτό είναι δυνατόν να γίνει με αρκετή ακρίβεια κάνοντας χρήση των διαθέσιμων ανεμολογικών στοιχείων. Με τον τρόπο αυτό επιλέγονται κατασκευές που είναι ικανές να λειτουργούν και σε μεγάλες ταχύτητες του ανέμου, ενώ διαθέτουν και την απαραίτητη στιβαρότητα να επιβιώσουν σε ιδιαίτερα δυσμενείς ανεμολογικές καταστάσεις.

Οι μηχανές για αντίστοιχες περιοχές έχουν αυξημένο κόστος κατασκευής, μεγαλύτερη ταχύτητα διακοπής λειτουργίας, ενώ η ταχύτητα επιβίωσης της εγκατάστασης πλησιάζει τα 80m/s . Όλες οι παραπάνω ειδικές κατασκευαστικές απαιτήσεις μιας ανεμογεννήτριας πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την οικονομική αξιολόγηση της περιοχής εγκατάστασης.

Ανάλογα προβλήματα δημιουργούν τα μεγάλα διαστήματα "νηνεμίας" (ταχύτητα ανέμου μικρότερης των 3m/s ή των 5m/s) καθώς για τα χρονικά αυτά διαστήματα δεν παράγεται καθόλου αιολική ενέργεια, προκαλώντας ιδιαίτερα προβλήματα σε απομονωμένους καταναλωτές. Ο προσδιορισμός των καμπυλών νηνεμίας καθορίζει τη συχνότητα (σε ετήσια βάση) εμφάνισης προκαθορισμένων συνεχών ωρών νηνεμίας σε μια περιοχή

Η έντονη τύρβη σε μια περιοχή έχει ως συνέπεια τη διαρκή μεταβολή του μέτρου και της διεύθυνσης του ανέμου. Οι μεταβολές αυτές προκαλούν κόπωση στα μέρη της κατασκευής, με αποτέλεσμα τη μείωση της διάρκειας ζωής της ανεμογεννήτριας, αλλά και την αύξηση του κόστους συντήρησης της εγκατάστασης. Φυσικά η αξιόπιστη πρόβλεψη για τη μορφή ενός τυρβώδους πεδίου ροής εξαρτάται από τα ακριβή στοιχεία της περιοχής (ανάγλυφο, διεύθυνση και ένταση ανέμων, τυχόν καλλιέργειες κ.λπ.) με αποτέλεσμα την αδυναμία προβλέψεως του επιπέδου τύρβης και της επίδρασης του στην ομαλή και μακρόχρονη λειτουργία μιας εγκατάστασης. Εν γένει είναι προτιμότερη η επιλογή θέσεων με την ελάχιστη δυνατή ένταση τύρβης, καθώς η αύξηση της τύρβης του ανέμου προκαλεί και σχετική μείωση της αποδιδόμενης ισχύος στο μεταβατικό τμήμα λειτουργίας της μηχανής και ταυτόχρονα μετατόπιση σε μεγαλύτερες ταχύτητες του ονομαστικού σημείου λειτουργίας της μηχανής (π.χ. αύξηση κατά 3m/s για 10% αύξηση της τύρβης).

Τα μεταφερόμενα υλικά από τον άνεμο προκαλούν συχνά σημαντικές αλλοιώσεις στα μέρη μιας μηχανής. Έτσι μηχανές οι οποίες πρόκειται να εγκατασταθούν σε παραθαλάσσιες περιοχές κινδυνεύουν από διάβρωση, δεδομένου των σημαντικών ποσοτήτων αλάτων που περιέχει ο αέρας στις περιοχές αυτές. Για το λόγο αυτό ορισμένα τουλάχιστον τμήματα της κατασκευής πρέπει να διαθέτουν αυξημένη αντισκωριακή προστασία.

Επίσης οι ανεμογεννήτριες κινδυνεύουν από τη μεταφερόμενη σκόνη, την άμμο και το ψιλό χαλίκι, τα οποία προξενούν βλάβες στα πτερύγια, στα προστατευτικά

καλύμματα, τα λιπαντικά κ.λπ. Για την προστασία της μηχανής απαιτούνται ειδικές διαδικασίες συντήρησης, με την ανάλογη οικονομική επιβάρυνση της παραγόμενης ενέργειας.

Από αντίστοιχες πειραματικές αναλύσεις προκύπτει ότι η αύξηση της τραχύτητας των πτερυγίων, προκαλούμενη είτε από κακή ποιότητα κατεργασίας είτε κυρίως από σκόνη, άλατα και έντομα που προσκολλώνται στο χείλος προσβολής των πτερυγίων, οδηγεί κατά κανόνα σε μειωμένη απόδοση της ανεμογεννήτριας, η οποία εντοπίζεται σε σχετικά μεγάλες ταχύτητες ανέμου (<10m/s) και οδηγεί σε μείωση της ονομαστικής ισχύος της εγκατάστασης. Το γεγονός αυτό μπορεί να εξηγηθεί, καθώς οι αεροδυναμικές απώλειες των πτερυγίων (για μεγάλες τιμές του αριθμού Reynolds) εξαρτώνται κυρίως από την τραχύτητα της επιφάνειας των πτερυγίων. Αντιθέτως σε μικρούς αριθμούς Reynolds είναι δυνατόν η αυξημένη τραχύτητα να σταθεροποιεί το στρωτό οριακό στρώμα μετατρέποντας το σε τυρβώδες, με αποτέλεσμα την αρχική βελτίωση της αεροδυναμικής συμπεριφοράς της μηχανής.

Η σταθερότητα των πνεόντων ανέμων σε μια περιοχή συνεισφέρει σημαντικά στη μείωση της καταπόνησης ενός ανεμοκινητήρα, με αποτέλεσμα την επιμήκυνση του χρόνου ζωής της εγκατάστασης. Συνεπώς η ταχεία μεταβολή τόσο της έντασης όσο και της διεύθυνσης του ανέμου προκαλούν αυξημένα και μεταβαλλόμενα καμπικά φορτία στα πτερύγια της μηχανής. Αν και δεν έχει γίνει ακόμα δυνατό να αποδειχθεί με βεβαιότητα, είναι προφανές ότι η λειτουργία μιας μηχανής σε μια θέση με συχνές αλλαγές στα χαρακτηριστικά του ανέμου είναι μειονεκτικότερη μιας άλλης, η οποία είναι τοποθετημένη σε περιοχή με σταθερότερους ανέμους.

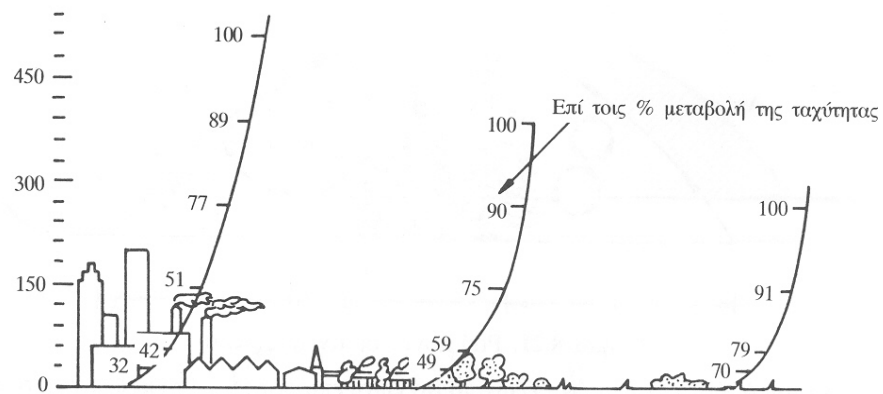
3.6 Τοπογραφικοί παράμετροι και η μορφολογία του εδάφους

Είναι ευρύτατα γνωστό ότι από τους κύριους λόγους κακής απόδοσης των ανεμοκινητήρων είτε αστοχίας των είναι η κακή επιλογή της θέσης εγκατάστασης των. Συγκεκριμένα δεν είναι ασύνηθες το φαινόμενο της εγκατάστασης ανεμογεννητριών σε θέσεις που υπάρχουν γενικά χαμηλές ταχύτητες ή υψηλής έντασης τύρβη επειδή επηρεάζονται από την ύπαρξη γειτονικών κτιρίων ή δένδρων ενώ σε μικρή απόσταση πάρα πέρα από τη θέση εγκατάστασης του A/K να φυσάει υψηλής ταχύτητας και χαμηλής τύρβης άνεμος. Επίσης η αστοχία των A/K πολλές φορές αποδίδεται στο γεγονός της υψηλά διακυμαινόμενης φόρτισης (δυναμικής) των διαφόρων μερών του A/K που οφείλεται κατ' αρχή στο χρονικά μεταβαλλόμενο αεροδυναμικό πεδίο γύρω από τον A/K. Γι' αυτό είναι γενικά αποδεκτό ότι η καλή επιλογή θέσης εγκατάστασης ενός A/K έχει σπουδαιότερη σημασία από τον σωστό Αεροδυναμικό σχεδιασμό του δρομέα που σε τελευταία ανάλυση θα δώσει λίγο τοις εκατό παραπάνω απόδοση ενώ η κακή θέση θα μειώσει την απόδοση του A/K κατά σημαντικό ποσοστό.

Βασικό στοιχείο για τα κριτήρια επιλογής της θέσης αποτελεί η μορφολογία του εδάφους δηλαδή αν πρόκειται για επίπεδη έκταση γύρω από την πιθανή θέση εγκατάστασης του A/K ή πράγμα συνηθέστερο για ανώμαλη.

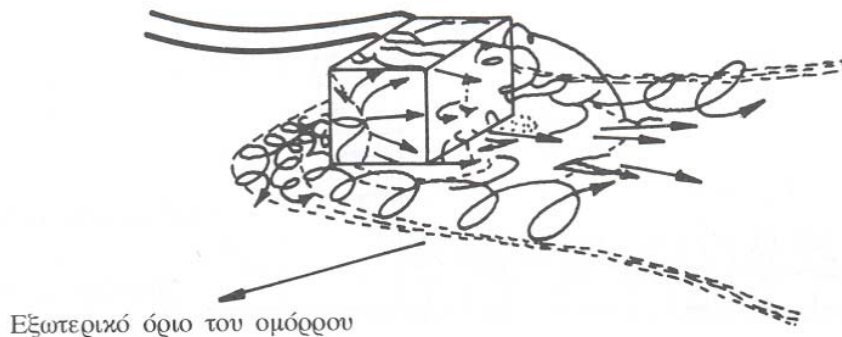
Επίπεδη μορφολογία

Η ταχύτητα του ανέμου μεταβάλλεται με το ύψος. Η μεταβολή αυτή επηρεάζεται άμεσα από την τραχύτητα του εδάφους. Η τραχύτητα του εδάφους επηρεάζει άμεσα την τιμή του συντελεστή α και παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του προφίλ των ταχυτήτων του ανέμου. Επομένως όσο ψηλότερα από το έδαφος βρίσκεται ο δρομέας τόσο μεγαλύτερη είναι η ένταση του ανέμου επομένως και η ισχύς που παράγεται.



Σχήμα 3.1: Επίδραση της τραχύτητας του εδάφους στη κατανομή ταχύτητας ανέμου.

Ένα άλλο συχνά εμφανιζόμενο είδος εμποδίων είναι τα παρακείμενα κτίρια προς την πιθανή θέση εγκατάστασης του Α/Κ. Το κτίριο ευρισκόμενο μέσα στο παράλληλο ρεύμα αέρα διαταράσσει σε μεγάλη έκταση την ροή του αέρα (σχήμα2). Στο πεδίο ροής είναι φανερή η ύπαρξη εκπεμπόμενων στροβίλων από τις οξείες ακμές του κτιρίου, με αποτέλεσμα τη διακύμανση των φορτίσεων στον παρακείμενο Α/Κ.



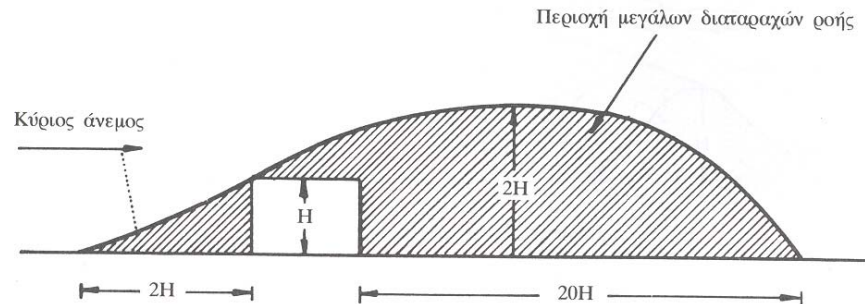
Σχήμα 3.2: Ροή γύρω από κτίριο.

Εκτεταμένες έρευνες που έχουν γίνει πάνω στο θέμα της έκτασης ζώνης της ροής του ανέμου γύρω από κτίρια έχουν καταλήξει σε συμπεράσματα για σχετικά με την σωστή θέση εγκατάστασης του Α/Κ .

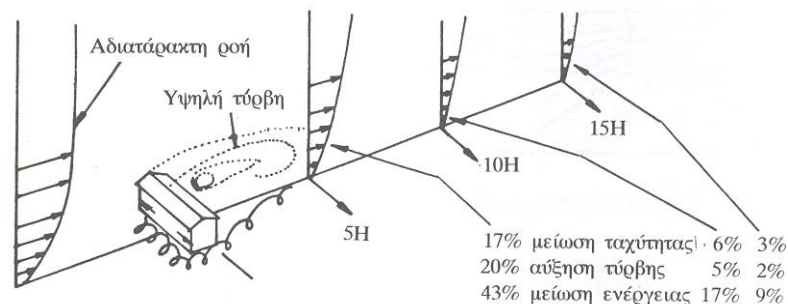
- Σε ανάντι απόσταση από το κτίριο, ο Α/Κ πρέπει να απέχει 2 τουλάχιστον φορές το ύψος του.

- Σε κατάντι απόσταση από το κτίριο, ο Α/Κ πρέπει να απέχει 10 τουλάχιστον φορές το ύψος του και το ύψος του δρομέα να είναι 2 τουλάχιστον φορές το ύψος του κτιρίου.

Οι παραπάνω οδηγίες συμπληρώνονται από το σχήμα 3.3, ενώ στο σχήμα 3.4 παρουσιάζονται οι επί τοις εκατό μείωση της ταχύτητας του ανέμου με την κατάντι απόσταση από το κτίριο.



Σχήμα 3.3: Περιοχή διαταραγμένης ροής πάνω από κτίρια



Σχήμα 3.4: Επίδραση εμποδίου στην αδιατάρακτη ροή.

Θέση εγκατάστασης Α/Κ σε σύνθετη μορφολογία εδάφους

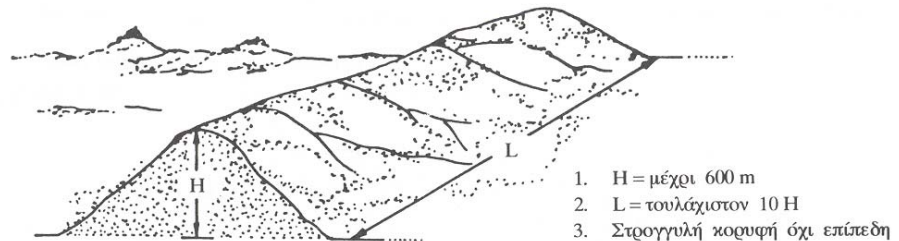
Η διαμόρφωση του πεδίου ροής του ανέμου σε ανώμαλα εδάφη επηρεάζεται τοπικά από τα υπάρχοντα επιφανειακά εμπόδια όπως αναφέρθηκαν προηγουμένα. Μεγαλύτερη βαρύτητα όμως, έχουν οι εδαφολογικές ιδιομορφίες στην γειτονιά της πιθανής θέσης εγκατάστασης του Α/Κ. Για τον λόγο αυτό είναι δύσκολο να γίνει τυποποίηση στην γενικότητα της μορφολογίας του εδάφους και της ζώνης επιρροής της και κάθε περίπτωση εξετάζεται ξεχωριστά. Οι ιδιαίτερες αυτές μελέτες γίνονται κύριως σε τοπογραφικά ομοιώματα μέσα σε Αεροδυναμικές σήραγγες ή και τώρα τελευταία με τη βοήθεια μαθηματικών μοντέλων σε ηλεκτρονικό υπολογιστή (WAsP & WAsP Engineering).

Είναι όμως δυνατό να τυποποιήσουμε ορισμένες μορφολογικές τοπογραφίες και να τις χρησιμοποιήσουμε ως κατευθυντήριες γραμμές στην προκαταρκτική λήψη απόφασης για τη θέση εγκατάστασης της Α/Γ.

Παρακάτω παρουσιάζονται μερικές περιπτώσεις:

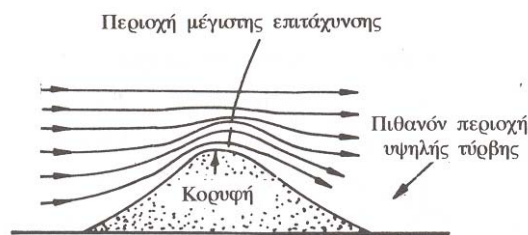
Περίπτωση 1: Λοφοσειρές

Ο τυπικός ορισμός της λοφοσειράς δίνεται με το σχήμα 3.5 όπου η λοφοσειρά θεωρείται κάθετη στην επικρατούσα κατεύθυνση του ανέμου.



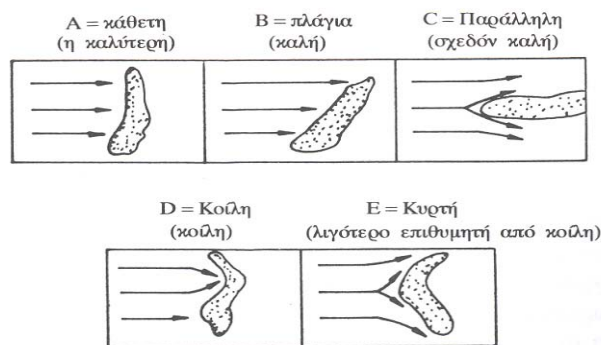
Σχήμα 3.5: Ορισμός λοφοσειράς.

Ο άνεμος καθώς περνάει πάνω από την λοφοσειρά (η λοφοσειρά πρέπει να είναι επιμήκης, αλλιώς ο άνεμος θα περάσει κυρίως από τα πλάγια και όχι από πάνω) επιταχύνεται σημαντικά οπότε η κορυφή της λοφοσειράς είναι μια πολύ καλή θέση εγκατάστασης Α/Κ, σχήμα 3.6.



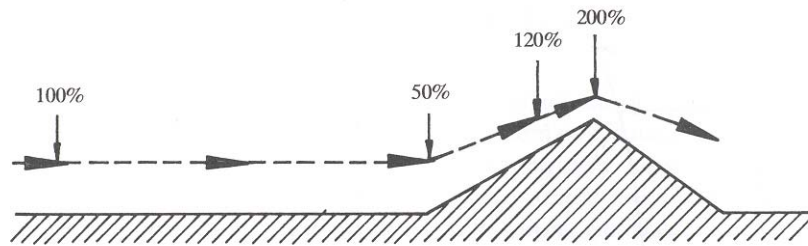
Σχήμα 3.6: Επιτάχυνση ανέμου.

Στο σχήμα 3.7 φαίνεται η καταλληλότητα της λοφοσειράς για πιθανή θέση εγκατάστασης Α/Κ ανάλογα με την τευθυνση του άξονα της λοφοσειρας ως προς την κυρία κατεύθυνση του Α/Κ, όπου είναι σαφής η ανωτερότητα της λοφοσειρας με άξονα κάθετο στην επικρατούσα κατεύθυνση του ανέμου.



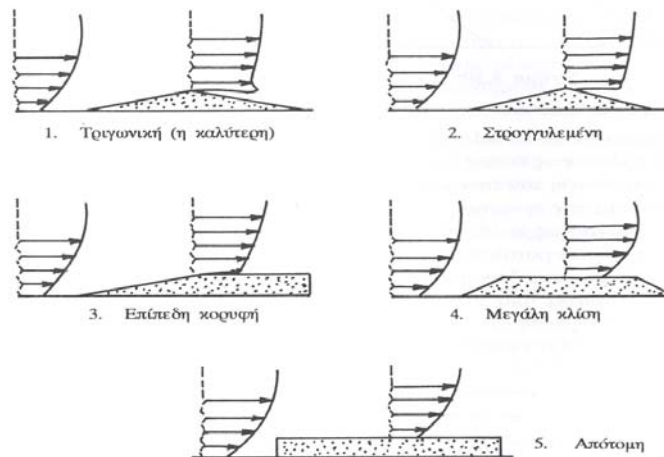
Σχήμα 3.7: Αξιολόγηση διεύθυνσης λοφοσειράς.

Στο σχήμα 3.8 φαίνεται η επιτάχυνση του ανέμου πάνω από μια εξιδανικευμένη λοφοσειρά όπου στην κορυφή έχουμε διπλασιασμό της ταχύτητας που σημαίνει οκταπλασιασμό της αποδιδόμενης ισχύος του Α/Κ.



Σχήμα 3.8: Μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου.

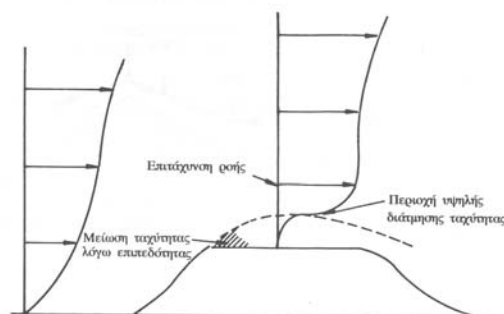
Το σχήμα 3.9 παρουσιάζεται μία τυποποίηση διαφόρων λοφοσειρών και γίνεται η αξιολόγηση τους για εγκατάσταση Α/Κ.



Σχήμα 3.9: Αξιολόγηση μορφής λοφοσειρών

Η ποσοτικοποίηση των προηγούμενων δείχνει ότι η ιδανική λοφοσειρά είναι αυτή που παρουσιάζει κλίση 16° ως προς την οριζόντιο επίπεδο με λιγότερο ικανοποιητική την λοφοσειρά χαμηλής κλίσης 3°.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η ποιότητα της ροής του ανέμου στην επίπεδη οροφή μιας λοφοσειράς δεν είναι πάντοτε τέτοια που να επιτρέπει εκ του ασφαλούς και χωρίς παραπέρα μελέτη την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία του Α/Κ γιατί υπάρχει δυνατότητα ακόμη και εμφάνισης αρνητικής διάτμησης σχ. 3.10.

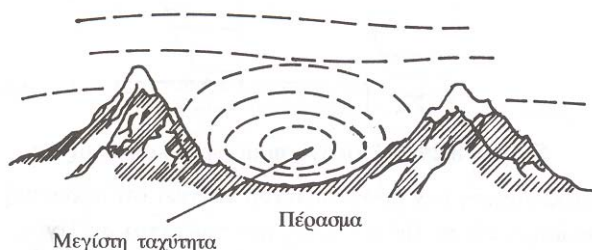


Σχήμα 3.:10 Λοφοσειρά με επίπεδη κορυφή

Περίπτωση 2: Περάσματα και διάσελα

Τα περάσματα και τα διάσελα που συχνά εμφανίζονται σε ορεινές περιοχές είναι συνήθως ευπρόσδεκτες θέσεις εγκατάστασης Α/Κ ιδιαίτερα αν το άνοιγμα τους είναι κατά την κατεύθυνση του επικρατούντος ανέμου. Οι θέσεις αυτές είναι ευκολότερα προσβάσιμες για την εγκατάσταση Α/Κ και είναι γενικά θέσεις υψηλού και καλής ποιότητας αιολικού δυναμικού.

Το σχήμα 2.22 δείχνει τυπική διάταξη περάσματος ανάμεσα από τα δύο βουνά που όσο ψηλότερα είναι τα βουνά τόσο ευνοϊκότερη είναι η θέση και όσο ομαλότερη η επιφάνεια του εδάφους του περάσματος τόσο καλύτερη για την ενεργειακή απόδοση του Α/Κ.



Σχήμα 3.11: Μορφή περάσματος

Οι θέσεις που περιγράφονται στις παραπάνω περιπτώσεις πρέπει να εξετάζονται για εγκατάσταση Α/Κ και μετά να ακολουθεί λεπτομερής μελέτη με μαθηματικά μοντέλα ή με ομοιώματα εδάφους σε αεροσύραγγες

3.7 Χωροθετηση Ανεμογεννητριών σε Αιολικά Πάρκα

Η πυκνότητα της αιολικής ενέργειας είναι μικρή με αποτέλεσμα για να παραχθεί μια αξιόλογη ποσότητα ενέργειας, συγκρίσιμη με αυτή συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, να απαιτούνται εκατοντάδες αιολικές μηχανές. Λόγω προβλημάτων διαθεσιμότητας γης σε συνδυασμό με ύπαρξη καλού αιολικού δυναμικού, καθώς και την επιδίωξη της ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης η σοβαρή ηλεκτροπαραγωγή από ανεμοκινητήρες γίνεται σε αιολικά πάρκα δηλαδή σε περιοχές ολίγων τετραγωνικών χιλιομέτρων όπου εγκαθίστανται σε ορισμένες αποστάσεις μεταξύ των οι αιολικές μηχανές.

Η θέση εγκατάστασης των αιολικών μηχανών, η διάταξη τόσο μεταξύ τους όσο και ως προς την επικρατούσα κατεύθυνση ανέμου αποτελεί αντικείμενο ερευνητικής

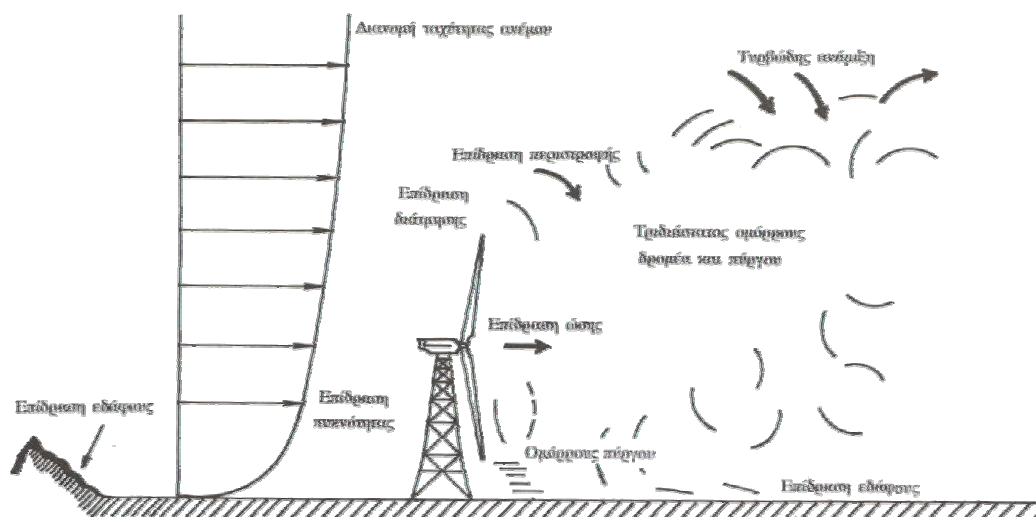
προσπάθειας σήμερα με στόχο την ελαχιστοποίηση της αλληλεπίδρασης των ανεμοκινητήρων που μπορούν να εγκατασταθούν στην διαθέσιμη γη και τέλος της μεγιστοποίησης της ενεργειακής απόδοσης του αιολικού πάρκου.

Όπως είναι φανερό σημαντικός παράγοντας στην απόδοση του αιολικού πάρκου αποτελεί ο ρυθμός ανάπτυξης του ομόρρου του ανεμοκινητήρα και η ενεργειακή του κατάσταση όταν αλληλεπιδρά με τον κατάντι ανεμοκινητήρα.

Υπάρχουν διάφορες μεθοδολογίες βελτιστοποίησης της διάταξης των ανεμοκινητήρων ο& αιολικό πάρκο, σχεδόν δε όλες βασίζονται σε κάποιο μοντέλο ανάπτυξης του ομόρρου του ανεμοκινητήρα.

3.7.1 Πεδίο ροής ομόρρου ανεμογεννήτριας

Στο Σχήμα 2.23 παρουσιάζονται σε σχηματικό διάγραμμα τα σπουδαιότερα από τα ποικίλα φαινόμενα που παρατηρούνται σε ομόρρους ανεμογεννητριών



Σχήμα 3.12: Ομόρρους Ανεμογεννήτριας

Η μελέτη του ομόρρου ενός αξονοσυμμετρικού σώματος είναι κλασσικό πρόβλημα ρευστομηχανικής. Παρόλα αυτά, η ακριβής πρόβλεψη των χαρακτηριστικών ακόμη και αυτών των απλών ροών είναι δύσκολη. Επομένως, είναι φυσικό τα πολυπλοκότερα χαρακτηριστικά του ομόρρου μιας ανεμογεννήτριας να είναι δυσκολότερα τόσο στην πρόβλεψη όσο και στη μέτρηση τους.

Ο σπουδαιότερος παράγοντας που επηρεάζει τη φύση της ροής του ομόρρου, είναι η ώση. Αυτή είναι μια δύναμη από το δρομέα στο ρευστό, η οποία προκύπτει λόγω της εξαγωγής ισχύος από τη ροή. Η δύναμη αυτή ενεργεί στη διεύθυνση της ταχύτητας του αδιατάρακτου ρεύματος (Μπεργελές, 1994).

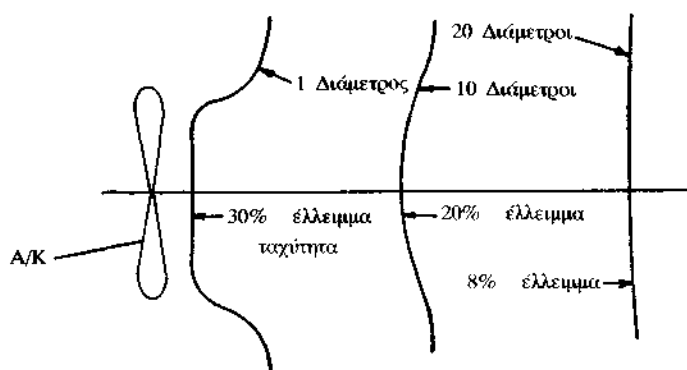
Λόγω εξάλλου της παρουσίας και της επίδρασης στο πεδίο ροής του πύργου στήριξης (που παίρνει την οπισθέλκουσα), ο ομόρρους μιας ανεμογεννήτριας δεν είναι αξονοσυμμετρικός. Πρέπει λοιπόν να ληφθούν υπόψη, σε μια τέτοια μελέτη, οι επιδράσεις της τριδιάστατης τυρβώδους ανάμιξης. Το έλλειμα ταχύτητας σ' ένα τριδιάστατο ομόρρου, επανακτάται με όμοιο τρόπο όπως σ' ένα αξονοσυμμετρικό ομόρρου, με τη διαφορά ότι η ανάπτυξη των ορίων του ομόρρου στις δυο γεωμετρίες είναι πολύ διαφορετική.

Το ατμοσφαιρικό οριακό στρώμα χαρακτηρίζεται επίσης από κλίσεις πυκνότητας κάθετες στην επιφάνεια. Οι κλίσεις αυτές μπορούν να γίνουν σημαντικές στον προσ-

διορισμό της κίνησης του ρευστού. Βρέθηκε ότι ουσιώδεις αλλαγές στην ανάπτυξη του ομόρρου μπορούν να προκληθούν από κλίσεις πυκνότητας στο αδιατάρακτο ρευστό, ως η λεγόμενη «κατάρρευση» του ομόρρου (wake collapse). Τέτοια φαινόμενα μπορούν να επιταχύνουν τη διαδικασία ανάμιξης και επανενεργοποίησης του ομόρρου ανεμογεννήτριας.

3.7.2 Συστοιχίες ανεμοκινητηρών

Η ανεμογεννήτρια, γενικά, επιβραδύνει τον αέρα που προσπίπτει σ' αυτή, και δημιουργείται ένας ομόρρος χαμηλής ταχύτητας, ο οποίος ανοίγει βαθμιαία, λόγω συνεκτικής και τυρβώδους ανάμειξης. Αν όμως αυτό το ρεύμα συναντήσει άλλη ανεμογεννήτρια πριν ολοκληρωθεί η επανενεργοποίησή του, τότε σαφώς η απόδοση της δεύτερης μηχανής θα είναι μικρότερη απ' αυτή της πρώτης. Η απόδοση της δεύτερης μηχανής θα εξαρτάται από τη σχετική της θέση ως προς την πρώτη, αφού ο ομόρρος έχει διανομή ταχυτήτων της μορφής του Σχήματος 2.24, που σταδιακά επανεργοποιείται



Σχήμα 3.13: Τυπική διανομή ταχυτήτων στον ομόρρο A/K. (Πηγή: βιβλίο Ανεμοκινητήρες, Μπεργελές, 1994)

3.7.3. Αποστάσεις μεταξύ ανεμογεννητριών

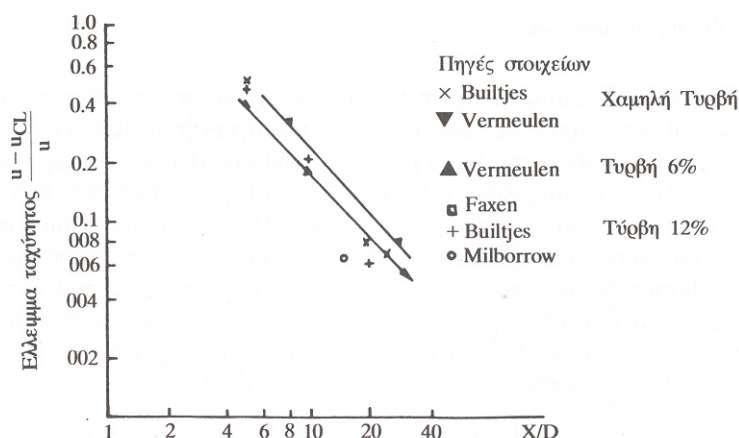
Ο κενός χώρος μεταξύ των ανεμογεννητριών σε μια συστοιχία δεν πρέπει να είναι μικρότερος από 5 – 6 διαμέτρους δρομέα αφού, για μικρότερα διαστήματα η απόδοση του αιολικού πάρκου πέφτει σε χαμηλές τιμές (Μπεργελές, 1994). Έχει υποστηριχτεί ότι μπορούν να χρησιμοποιηθούν και μικρότερα διαστήματα σε ορθές όμως γωνίες κατά τη διεύθυνση του ανέμου αλλά, σ' αυτή την περίπτωση, η παραγωγή ισχύος αμελείται όταν η διεύθυνση του ανέμου συμπίπτει με την εφαπτομενική διεύθυνση, εκτός εάν υπάρχει επικρατούσα κατεύθυνση ανέμου.

Ο Vermeulen παρουσίασε στοιχεία που δείχνουν ότι 6 διαμέτρους δρομέα και πέρα κατά τη διεύθυνση του ανέμου, τα μοντέλα εξασθένισης του ομορρου μοντέλου οριζόντιου άξονα και ανεμογεννητριών Dargieus παρόλο που ο μηχανισμός αφαίρεσης ισχύος είναι διαφορετικός είναι πράγματι όμοια, πράγμα που ενισχύει την άποψη που εκτέθηκε για την ελάχιστη πρακτική απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών. Επιπλέον, η εξασθένιση του ομορρου μπορεί να εκφραστεί με εξισώσεις παρόμοιες μ' αυτές που αναπτύχθηκαν από τον Abramovich για τη γενική περίπτωση αξονοσυμμετρικού ομόρρου. Ας σημειωθεί ότι μηχανές κατακόρυφου άξονα μπορεί να παράγουν ομόρρους που είναι γενικά αξονοσυμμετρικοί, λόγω διακυμάνσεων της περιφερειακής και της κατά τη χορδή ωστικής δύναμης, οπότε δημιουργείται εντονότερη τυρβώδης ανάμειξη, απ' ότι στους A/K οριζόντιου άξονα.

Επομένως, φαίνεται πιθανό ότι 5 διαμέτρους και πέρα κατά τη φορά του ρεύματος μπορεί να υπάρχει ένας παγκόσμιος «πρότυπος ομόρρους», τον οποίο θα παράγουν όλες οι ανεμογεννήτριες που λειτουργούν με μέγιστη έξοδο.

Ο Abramovich έδειξε ότι τα χαρακτηριστικά του ομόρρου μπορούν να προδιαγραφούν από το έλλειμμα, στη κεντρική γραμμή ταχύτητας και από μια έκφραση για την εγκάρσια διανομή ταχύτητας, που είναι ανεξάρτητη της αξονικής απόστασης.

Όσον αφορά το έλλειμμα ταχύτητας στον άξονα του ομόρρου, τα στοιχεία που προτείνονται από τους Vermeulen και Boschloo είναι πολύ συνεπή και παρουσιάζονται ως αναφορά στο Σχήμα 2.25 όπου φαίνονται συγκεντρωμένα στοιχεία για το έλλειμμα ταχύτητας κεντρικής γραμμής από διάφορους μελετητές και για διάφορες συνθήκες.



Σχήμα 3.14: Ρυθμός μεταβολής της ταχύτητας στον άξονα του ομόρρου. (Πηγή: βιβλίο Ανεμοκινητήρες, Μπεργελές, 1994)

Όσον αφορά τις διανομές ταχυτήτων εγκάρσια στον άξονα του ομόρρου, η μεταβολή της ταχύτητας με την ακτίνα σε οποιαδήποτε ακτινική θέση, μπορεί να παρασταθεί από την εξίσωση:

$$\frac{U - U_r}{U - U_c} = \exp\left(-0,693 \frac{r^2}{b^2}\right) \quad (3.2)$$

όπου:

U: η ταχύτητα του αδιατάρακτου ρεύματος σε ύψος άξονα,

U_r: η ταχύτητα σε ακτίνα r από τον άξονα, στον ομορρου, και

U_c: η ταχύτητα στον άξονα της μηχανής, μέσα στον ομορρου.

Προκύπτει λοιπόν η ανάγκη να προσδιοριστεί το «μέσο εύρος» b του ομόρρου, δηλαδή η ακτίνα στην οποία το έλλειμμα ταχύτητας είναι το μισό του ελλείμματος κεντρικής γραμμής ταχύτητας. Η σχέση:

$$\frac{2b}{D} = 0,3 \left(\frac{x}{D} \right)^{0,63} \quad (3.3)$$

επιβεβαιώνεται από μετρήσεις που έγιναν σε προσομοιωτές ανεμοκινητήρων με προσομοιωμένη ατμοσφαιρική τύρβη.

4. Οικονομικά μεγέθη αιολικών εγκαταστάσεων

Η οικονομική βιωσιμότητα ενός αιολικού πάρκου είναι συνάρτηση πολλών παραγόντων. Οι κυριότεροι από αυτούς είναι:

- Το κόστος αγοράς των ανεμογεννητριών
- Το κόστος γης και της απαιτούμενης υποδομής
- Το αιολικό δυναμικό της περιοχής
- Ο συντελεστής διαθεσιμότητας της ανεμογεννήτριας που πρόκειται να εγκατασταθεί.
- Το κόστος της kwh που παράγεται από συμβατικούς ενεργειακούς σταθμούς
- Η διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών
- Το κόστος χρήματος

Όλοι οι παραπάνω οικονομικοί παράγοντες εμπλέκονται κατά τη διαδικασία ελέγχου της οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης σε αιολικό πάρκο, καθώς και άλλοι παράγοντες μικρότερης σημασίας που μπορεί να χαρακτηρίζουν την περιοχή εγκατάστασης, γεγονός που επιβάλλει την αναγκαία σοβαρότητα στην οικονομική μελέτη.

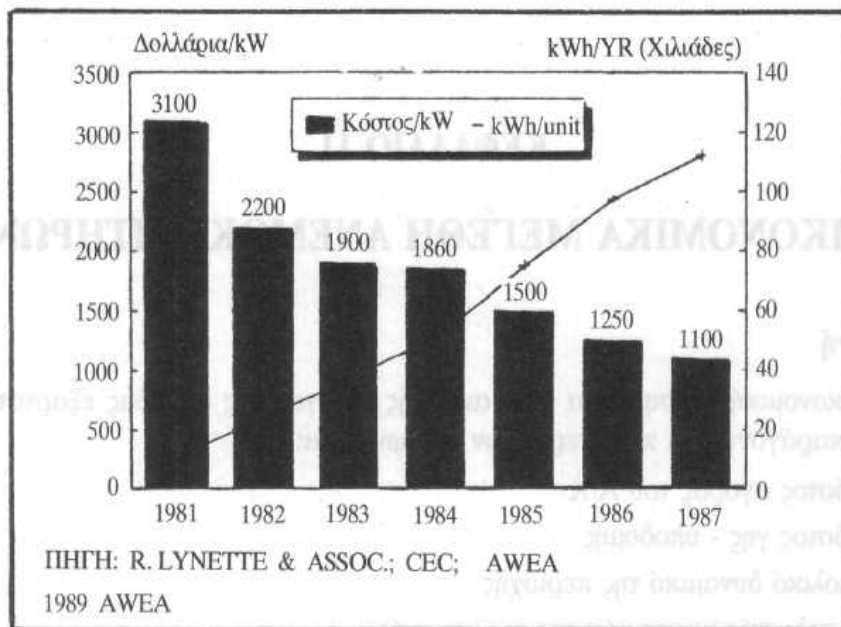
Από τους παραπάνω οικονομικούς παράγοντες κάποιοι έχουν μεγαλύτερο ή μικρότερο περιθώριο αβεβαιότητας και ως εκ τούτου η σταθμιστική τους επίδραση στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης πρέπει να λαμβάνεται υπόψη.

Παρακάτω εξετάζεται, ξεχωριστά κάθε οικονομικός παράγοντας από τους παραπάνω και παρουσιάζεται μια απλή σχετικά μεθοδολογία ελέγχου της οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης.

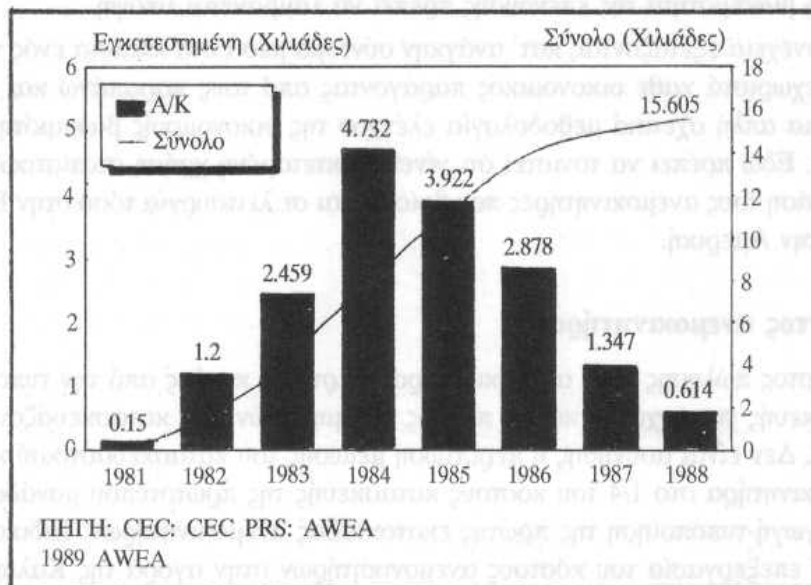
4.1 Κόστος αγοράς ανεμογεννητριών

Το κόστος αγοράς μιας ανεμογεννήτριας εξαρτάται κυρίως από την τυποποίηση της κατασκευής της μηχανής και το πλήθος των μηχανών που κατασκευάζονται και πωλούνται. Συχνά παρατηρείται το φαινόμενο της μείωσης του κατασκευαστικού κόστους μιας ανεμογεννήτριας στο 1/4 του κόστους κατασκευής του πρωτοτύπου μοντέλου της μηχανής, ύστερα από τυποποιημένη παραγωγή των πρώτων εμπορικά διαθέσιμων μηχανών.

Από στατιστική επεξεργασία του κόστους ανεμοκινητήρων που έγινε στην αγορά της Καλιφόρνιας προέκυψε το Σχήμα 4.1 όπου περιγράφεται η μεταβολή του ανηγμένου κόστους (ανηγμένο κόστος ανεμογεννήτριας $A/\Gamma = (\text{κόστος } A/\Gamma) / \text{KW}$). Ενώ το 1981 ήταν 3100 δολάρια Η.Π.Α (\$), το 1987 είχε πέσει στα 1.100\$ με τάση περαιτέρω μείωσης. Η μείωση αυτή του κόστους των αιολικών μηχανών οφείλεται στην τυποποίηση της παραγωγής και την αύξηση των πωλήσεων. (Γ. Μπεργελές 1994 Ανεμοκινητήρες).

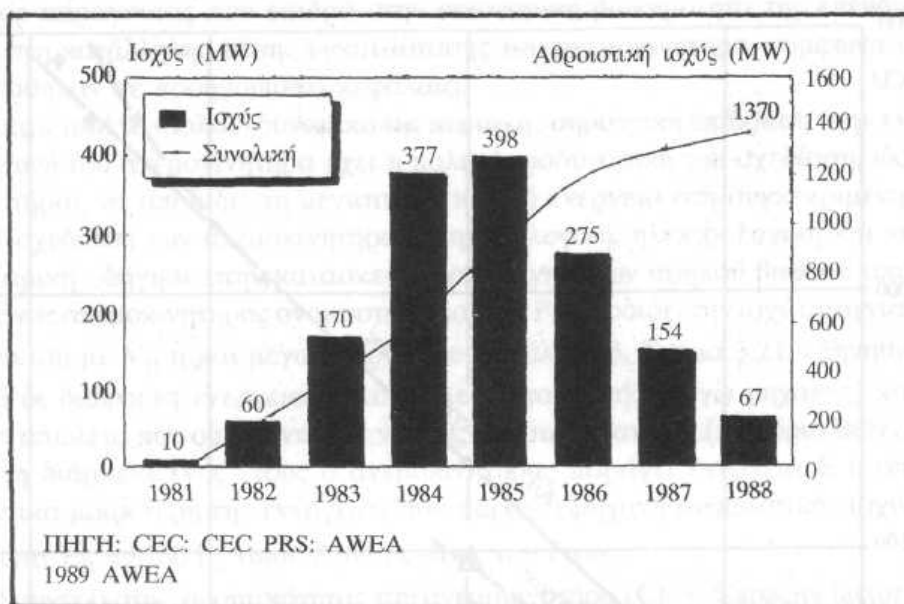


Σχήμα 4.1: Μεταβολή του ανηγμένου κόστους παραγωγής Α/Γ στην Καλιφόρνια.



Σχήμα 4.2: Πλήθος εγκατεστημένων ανεμογεννητριών

Στο Σχήμα 4.2, παρουσιάζεται η αύξηση του αριθμού των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών. Το 1981 ήταν μόλις 1500 μονάδες ενώ το 1988 οι συνολικές εγκαταστημένες μονάδες μόνο στην Καλιφόρνια είχαν φθάσει τις 15.605 με συνολική εγκαταστημένη ισχύ 1370 MW (σχήμα 4.2).



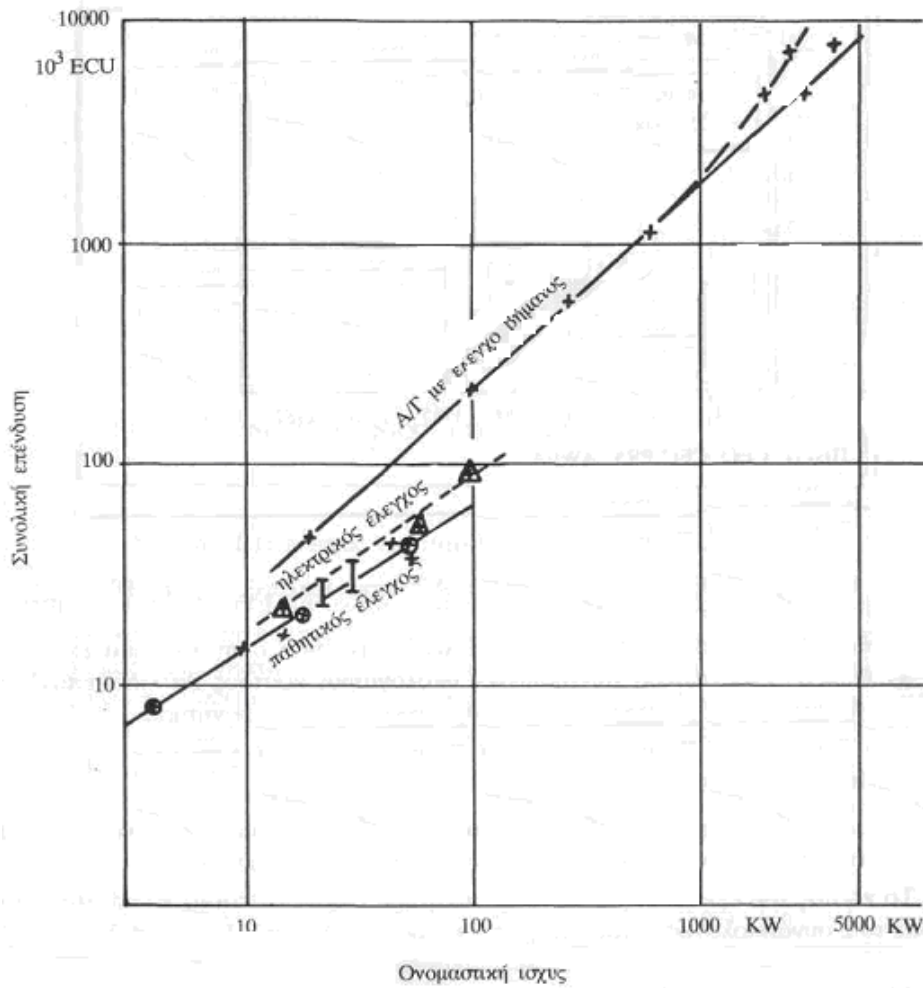
Σχήμα 4.3: Εγκαταστημένη ισχύς Α/Κ στην Καλιφόρνια σε MW.

Σήμερα λοιπόν για ένα μεγάλο αιολικό πάρκο το μέσο ανηγμένο κόστος εγκατεστημένης ισχύος ανέρχεται στα 1000\$/kW (RISOE, 2004, Guided tour on wind energy).

4.2. Κόστος γης και υποδομής

Το κόστος του εγκαταστημένου ανεμοκινητήρα επιβαρύνεται με το κόστος μεταφοράς του, συναρμολόγησής του, αγοράς ή ενοικίασης της γης. Επίσης πολλές φορές σημαντικό μέρος του κόστους αποτελεί η δημιουργία της κατάλληλης υποδομής απαραίτητης για τη μεταφορά, εγκατάσταση και λειτουργία της ανεμογεννήτριας, όπως η διάνοιξη δρόμων ικανών να επιτρέπουν την κίνηση μεγάλων γερανών για τη μεταφορά του πύργου, των πτερυγίων ή του κουβουκλίου (νασέλας). Επίσης έργα πολιτικού μηχανικού απαιτούνται για τη θεμελίωση του ανεμοκινητήρα, τη διαμόρφωση του χώρου για τη θεμελίωση του καθώς επίσης και για την εγκατάσταση του κτιρίου, όπου πρόκειται να τοποθετηθούν, τα όργανα παρακολούθησης του αιολικού σταθμού. Σημαντικό μερίδιο στη διαμόρφωση του τελικού κόστους έχει ο ηλεκτρικός υποσταθμός καθώς και οι γραμμές μεταφοράς.

Όλα τα παραπάνω έξοδα επιβαρύνουν το αρχικό κόστος της ανεμογεννήτριας. Από στατιστική επεξεργασία που έγινε βασισμένη σε στοιχεία αιολικών πάρκων οδήγησε στο σχήμα 4.4, που παρουσιάζει τη σχέση κόστους συνολικής επένδυσης ως συνάρτηση της ονομαστικής ισχύος της μηχανής. Οι ανεμογεννήτριες σταθερού βήματος, που είναι μηχανές μέσης ή μικρής συνήθως ονομαστικής ισχύος, έχουν αντίστοιχο κόστος 1700 ECU/KW δηλαδή περίπου 2100 \$/KW (Γ. Μπεργελές, 1994 Ανεμοκινητήρες).



Σχήμα 4.4: Σύγκριση συνολικού κόστους επένδυσης για Α/Κ διαφορετικής ισχύος.

Για την μείωση λοιπόν του κόστους υποδομής ενός αιολικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητο να εξεταστή και η απόσταση της θέσης εγκατάστασης από το οδικό δίκτυο και το ηλεκτρικό δίκτυο. Πιο συγκεκριμένα για την σύνδεση του αιολικού πάρκου με το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται η εγκατάσταση υποσταθμού για την διαμόρφωση της παραγόμενης τάσης. Πρέπει λοιπόν να εξεταστή η απόσταση της θέσης εγκατάστασης από τον πλησιέστερο υποσταθμό της Δ.Ε.Η. ή να εξεταστή η εγκατάσταση νέου υποσταθμού από τον ιδιοκτήτη του αιολικού πάρκου.

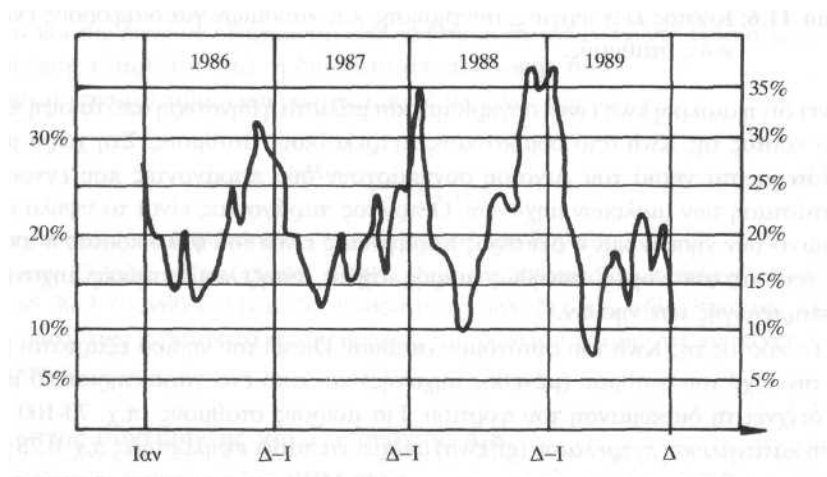
4.3. Αιολικό δυναμικό - Συντελεστής χωρητικότητας A/K

Η ύπαρξη καλού αιολικού δυναμικού στην περιοχή έχει άμεση επίδραση στην ενεργειακή απόδοση της ανεμογεννήτριας. Κατά συνέπεια βασικός παράγοντας που επιδρά στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης είναι η επιλογή κατάλληλης θέσης εγκατάστασης των ανεμογεννητριών, συμφωνά με τα όσα αναφέρθηκαν έχουν αναφερθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο της εργασίας.

Εκτός από το αιολικό δυναμικό της περιοχής σημαντική επίδραση στην ενεργειακή απόδοση ενός ανεμοκινητήρα έχει η καλή Αεροδυναμική του σχεδίαση, ώστε να αποδίδει τη μέγιστη ηλεκτρική ενέργεια στη συγκεκριμένη θέση, ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου. Η σχεδίαση των ανεμοκινητήρων, μηχανολογική, ηλεκτρολογική και κυρίως αεροδυναμική οδήγησε στην κατασκευή μηχανών υψηλού βαθμού απόδοσης.

Το μέγεθος που συνδυάζει το αιολικό δυναμικό της ευρύτερης περιοχής εγκατάστασης του αιολικού πάρκου με την απόδοση των αιολικών μηχανών είναι ο συντελεστής διαθεσιμότητας του ανεμοκινητήρα ($C_f = \text{Capacity factor}$), ο ορισμός του οποίου έχει δωθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο. Ο C_f ουσιαστικά υποδηλώνει την ποιότητα σχεδίασης –κατασκευής της ανεμογεννήτριας.

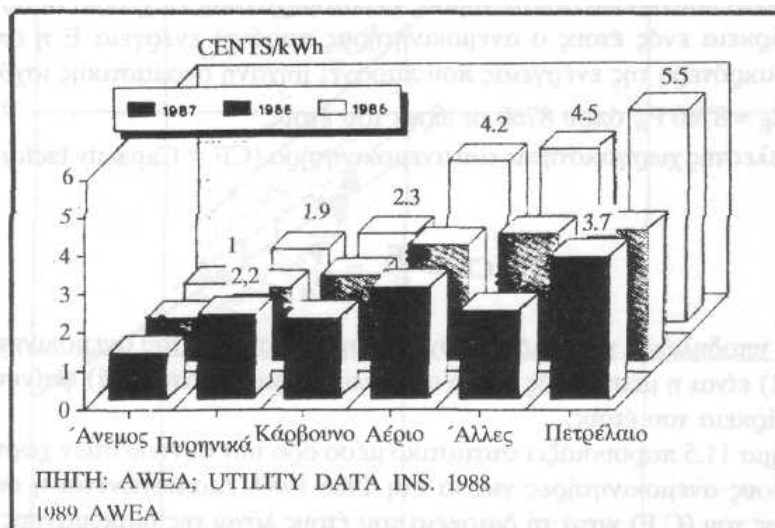
Το σχήμα 4.4 παρουσιάζει τον στατιστικό μέσο όρο των συντελεστών διαθεσιμότητας για διάφορους ανεμοκινητήρες για τα έτη 1986-1989. Διαπιστώνεται η σοβαρότητα διακύμανσης του (C_f) κατά τη διάρκεια του έτους λόγω της διακύμανσης της μέσης τιμής της ταχύτητας του ανέμου (λειτουργία ανεμοκινητήρα σε μη βέλτιστη κατάσταση) και ελάχιστη τιμή γύρω στα 15% με μέγιστη τιμή γύρω στα 35%. Αποτέλεσμα του στατιστικού διαγράμματος είναι να θεωρείται σήμερα ότι ένας ανεμοκινητήρας με μέσο ετήσιο συντελεστή χωρητικότητας (C_f) πάνω από 25% είναι καλής σχεδίασης και κατασκευής (Γ. Μπεργελές, Ανεμοκινητήρες).



Σχήμα 4.5: Μέση μηνιαία μεταβολή συντελεστή χωρητικότητας.

4.4. Κόστος kwh συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας

Οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχουν φθάσει σε ένα καλό επίπεδο τεχνολογικής ωρίμανσης, με αποτέλεσμα την τυποποίηση της τεχνολογικής σχεδίασης, κατασκευής και τον αυτοματισμό τους. Επομένως η σύγκριση του κόστους της παραγόμενης kwh, από τους σταθμούς αυτούς, με το κόστος παραγωγής της αιολικής kwh να είναι άνιση. Παρόλα αυτά όμως η αιολική kwh είναι συγκρίσιμη και μάλιστα φθηνότερη από άποψη κόστους με το κόστος της Kwh από συμβατικούς πετρελαϊκούς σταθμούς (σχήμα 4.6).



Σχήμα 4.6: Κόστος λειτουργίας, συντήρησης και καυσίμων για διάφορους ενεργειακούς σταθμούς (Γ. Μπεργελές, Ανεμοκινητήρες, 1994)

Στην Ελλάδα και ειδικότερα στα νησιά του Αιγαίου συνυπάρχουν δύο παράγοντες που εννοούν την εγκατάσταση των αιολικών μηχανών. Ο πρώτος παράγοντας είναι το υψηλό αιολικό δυναμικό των νησιών και ο δεύτερος παράγοντας είναι το υψηλό κόστος παραγωγής Kwh από τις αυτόνομες, συνήθως μικρής ισχύος, Ντιζελομηχανές ηλεκτροπαραγωγής των νησιών.

Το κόστος της Kwh ενός αυτόνομου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής Diesel για τα νησιά εξαρτάται κυρίως από την ισχύ του σταθμού (μέγεθος μηχανής) και από ένα χαρακτηριστικό μέγεθος που δείχνει τη διακύμανση του φορτίου. Για μικρούς σταθμούς (π.χ. 70-100 KW) η ειδική κατανάλωση πετρελαίου (gr/kwh) μπορεί να πάρει υψηλές τιμές π.χ. 0.78 gr/kwh, ενώ για μεγάλες αυτόνομες εγκαταστάσεις (40 MW) παίρνει χαμηλές τιμές π.χ. 0.23 gr/Kwh (Γ. Μπεργελές, Ανεμοκινητήρες).

Η εγκατάσταση αιολικών πάρκων σ' ένα νησί οδηγεί ουσιαστικά σε εξοικονόμηση καυσίμου χωρίς προς το παρόν, εξαιτίας του μικρού αριθμού μονάδων που είναι εγκαταστημένες, να οδηγεί και σε εξοικονόμηση εγκαταστατημένης ισχύος. Έτσι σημαντική επίδραση στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης αιολικών συστημάτων έχει η συμβολή του καυσίμου στο κόστος της παραγόμενης Kwh από τον αυτόνομο σταθμό Diesel. Το κόστος αυτό εξαρτάται σημαντικά από το μέγεθος της ντιζελομηχανής. Επομένως για μικρά νησιά, όπου η εγκατεστημένη ισχύς των ντιζελομηχανών είναι μικρή το κόστος είναι μεγάλο ενώ αντίστροφα για μεγάλα νησιά ό είναι μικρό.

Με στοιχεία του 1984, η συμβολή του καυσίμου στο κόστος της παραγόμενης Kwh ήταν στη Χίο 5 δρχ/Kwh, στην Κύνθο 9.3 δρχ/kwh και 10.5 δρχ/kwh στην Ικαριά (Γ. Μπεργελές, Ανεμοκινητήρες).

4.5 Διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών και κόστος συντήρησης

Όλες οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες σχεδιάζονται για διάρκεια ζωής τουλάχιστον 20 ετών. Με την βελτίωση των υλικών, ώστε να έχουν μεγαλύτερη αντοχή των σε κόπωση, τη βελτίωση των μηχανουργικών επεξεργασιών, την αύξηση των γνώσεων σχετικά με την αλληλεπίδραση ανέμου και αιολικής μηχανής σε συνδυασμό και με την εξέλιξη των ηλεκτρονικών υπολογιστών και κατά συνέπεια την αύξηση της υπολογιστικής ισχύος ώστε να είναι επιτρεπτός ο ακριβής υπολογισμός των στατικών και δυναμικών φορτίων σε μεταβαλλόμενες ταχύτητες ανέμου, καθώς και με την σωστή και τακτική συντήρηση είναι σχεδόν βέβαιο ότι οι αιολικές μηχανές θα επιτύχουν διάρκεια ζωής μεγαλύτερη των 20 ετών.

Δεδομένου ότι η διάρκεια ζωής μιας ανεμογεννήτριας έχει άμεση επίδραση στην οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης η παραδοχή ως διάρκεια ζωής του ανεμοκινητήρα 20 έτη αποτελεί μια συντηρητική εκτίμηση.

Ο ανεμοκινητήρας έχει πολύ λίγα ετήσια λειτουργικά έξοδα καθώς και έξοδα συντήρησης. Έτσι το κόστος αυτό είναι χαμηλό και μπορεί «τυπικά να μηδενισθεί» με την τεχνολογική βελτίωση των μηχανών και την οργάνωση των συνεργείων συντήρησης.

Από στατιστικά λειτουργικά στοιχεία κόστους ανεμοκινητήρων κυρίως της Καλιφόρνια προκύπτει ότι το μέσο λειτουργίας και συντήρησης των ανεμοκινητήρων είναι περίπου 0.02 \$/Kwh, ενώ λόγω βελτίωσης της τεχνολογίας των μηχανών και των συνεργείων συντήρησης η διαθεσιμότητα των ανεμοκινητήρων (ΔΜ) έχει, τουλάχιστον στην Καλιφόρνια, ξεπεράσει το 95% (ΔΜ = 0.95). Στατιστικά στοιχεία ανάγουν το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του Α/Κ (σε ετήσια βάση) σε 2% του κόστους αρχικής επένδυσης (Γ. Μπεργελές, Ανεμοκινητήρες)

4.6 Οικονομική βιωσιμότητα αιολικών επενδύσεων

Η αρχική επένδυση κεφαλαίου για την κατασκευή αιολικού πάρκου επιβαρύνεται με τους τόκους από το δάνειο του κεφαλαίου της επένδυσης και με το ετήσιο κεφάλαιο αποπληρωμής του. Οι τόκοι του δανείου εξαρτώνται από το ετήσιο επιτόκιο, ενώ το ετήσιο κεφάλαιο αποπληρωμής εξαρτάται από τη διάρκεια αποπληρωμής του.

Η ετήσια επιβάρυνση ενός κεφαλαίου R θα είναι ίση με:

$$R = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (4.1)$$

όπου:

r: το επιτόκιο και

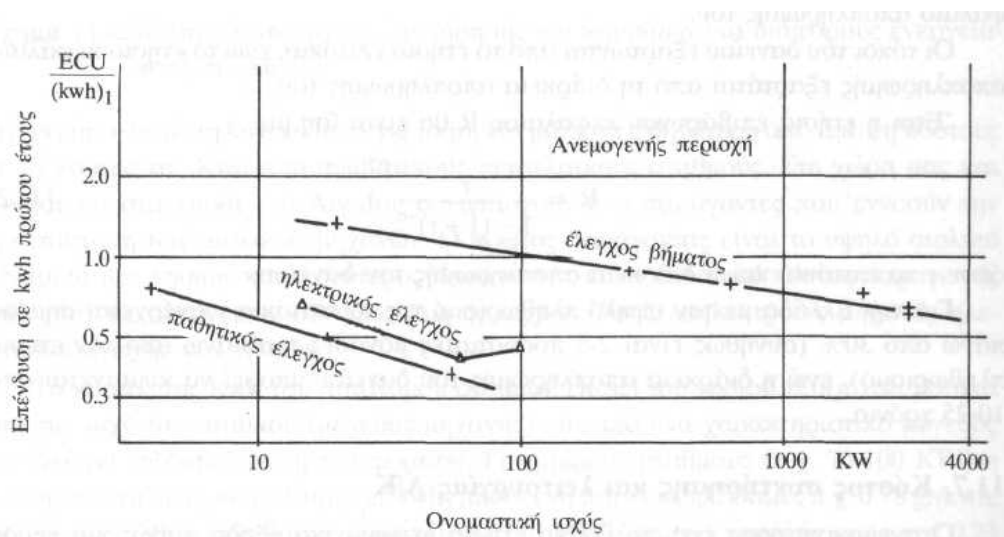
n: η διάρκεια αποπληρωμής του δανείου.

Η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, μεταξύ αυτών και το κόστος του κεφαλαίου. Μια χρήσιμη παράμετρος είναι η ειδική επένδυση (EE) που ορίζεται ως:

$$EE = \text{Συνολική επένδυση} / \text{ενεργειακή παραγωγή στο πρώτο έτος} \quad (4.2)$$

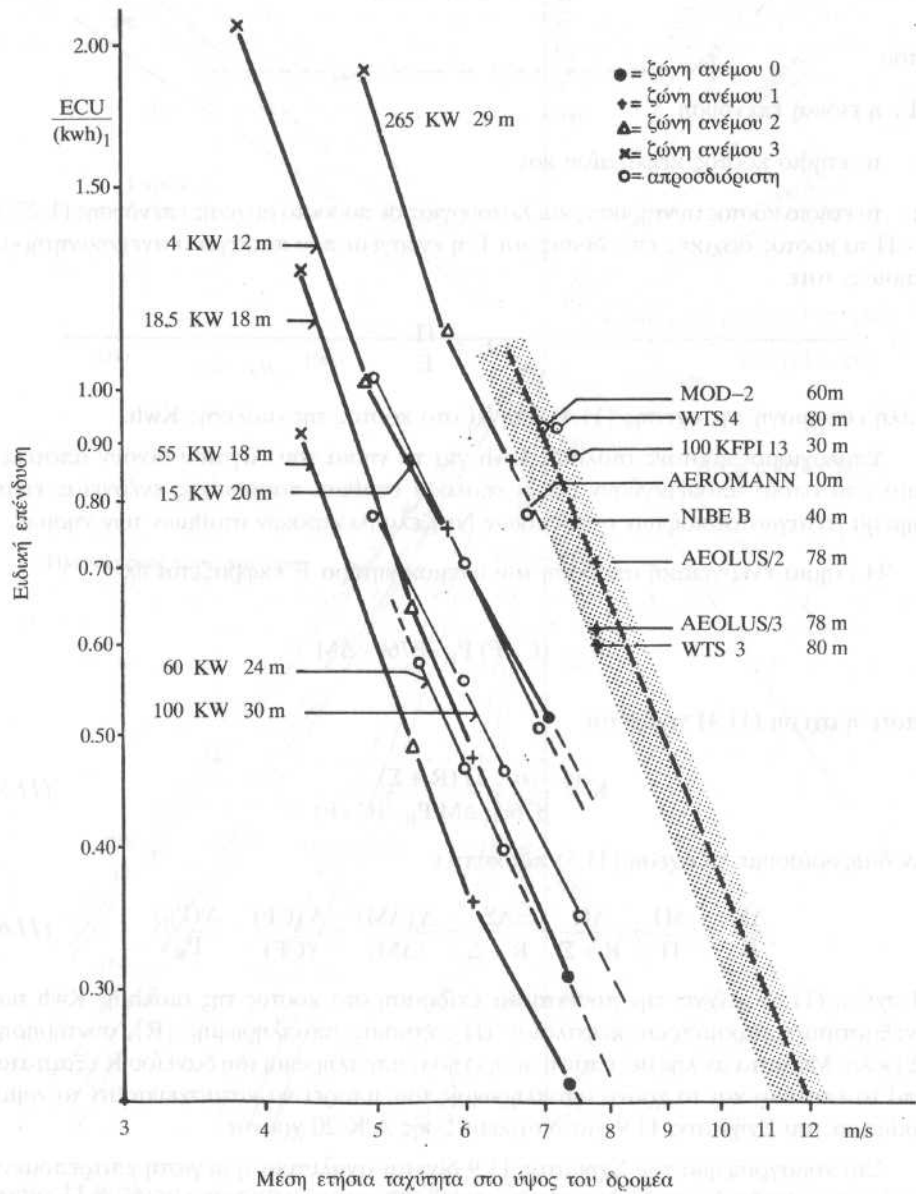
Η ειδική επένδυση έχει άμεση σχέση με το κόστος επένδυσης, την ποιότητα κατασκευής της μηχανής και το αιολικό δυναμικό της περιοχής.

Στατιστικά στοιχεία από την Ευρωπαϊκή Κοινότητα οδηγούν στο Σχήμα 4.7 που δείχνει την σημαντική μείωση της ειδικής επένδυσης ανάλογα με το μέγεθος της μηχανής και τιμή EE από 0.5 έως 1 ECU/(Kwh του πρώτου έτους).



Σχήμα 4.7: Μεταβολή της ειδικής επένδυσης με την ονομαστική ισχύ. (Ανεμοκινητήρες, Γ. Μπεργελέ)

Πιο συγκεκριμένα, από στατιστικά στοιχεία (σχήμα 4.8) προκύπτει ότι για άνεμο μέσης ετήσιας ταχύτητας 10.5 m/s η Ειδική Επένδυση είναι 0.35 ECU/(Kwh)₁ ενώ για μικρότερης ταχύτητας άνεμο 6,5 m/s η ειδική επένδυση είναι 1.05 ECU/(Kwh)₁ δηλαδή περίπου 3 φορές μεγαλύτερη.



Σχήμα 4.8: Ειδική Επένδυση ως συνάρτηση του αιολικού δυναμικού. (Ανεμοκινητήρες, Γ. Μπεργελέ, 1994)

Το κόστος της παραγόμενης αιολικής Kwh (K) προκύπτει από τη σχέση

$$K = EE (R + \Sigma) \quad (4.3)$$

όπου

EE: η ειδική επένδυση

R: το ετήσιο κόστος κεφαλαίου και

Σ: το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας σε ποσοστό αρχικής επένδυσης (1-2%).

Αν Π το κόστος αρχικής επένδυσης και E η ενέργεια που παράγει ο ανεμοκινητήρας ετησίως, τότε

$$EE = \frac{\Pi}{E} \quad (4.4)$$

Από τη σχέση (4.4) προκύπτει το κόστος της παραγόμενης αιολικής Kwh.

Οι υπολογισμοί κόστους της αιολικής Kwh για τα νησιά του Αιγαίου δίνουν αποτελέσματα τα οποία αποδεικνύουν ότι οι αιολικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας είναι σήμερα ανταγωνιστικοί των συμβατικών Νηξελοληλεκτρικών σταθμών των νησιών.

Η ετήσια ενεργειακή απόδοση του ανεμοκινητήρα E εκφράζεται ως

$$E = CFP_R 8760 \Delta M \quad (4.5)$$

Επομένως από την (4.3) προκύπτει:

$$K = \frac{\Pi(R + \Sigma)}{8760 \Delta M P_R CF} \quad (4.6)$$

Αν διαφορίσουμε την (4.6) προκύπτει:

$$\frac{\Delta K}{K} = \frac{\Delta \Pi}{\Pi} + \frac{\Delta R}{R + \Sigma} + \frac{\Delta \Sigma}{R + \Sigma} - \frac{\Delta(\Delta M)}{(\Delta M)} - \frac{\Delta(CF)}{(CF)} - \frac{\Delta(P_R)}{P_R} \quad (4.7)$$

Η σχέση (4.7) δείχνει την ποσοστιαία επίδραση στο κόστος της αιολικής Kwh των ανεξαρτήτων παραμέτρων κεφαλαίου (Π), ετήσιας αποπληρωμής (R), συντήρησης (Σ) κ.λπ.

4.7 Θεσμικό και τιμολογιακό πλαίσιο

Το θεσμικό πλαίσιο για τις ενεργειακές επενδύσεις, ορίζεται από τους παρακάτω νόμους:

Ο Ν. 1262/82 για την οικονομική και περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας. Ο νόμος αυτός ορίζει ποιες επενδύσεις μπορούν να υπαχθούν σε αυτόν, καθώς και τα κίνητρα που προβλέπονται για κάθε είδους επένδυση και για κάθε περιφέρεια της χώρας. Οι επενδύσεις που αφορούν την εξοικονόμηση ενέργειας και την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, υπάγονται στις ειδικές επενδύσεις, για τις οποίες προβλέπεται αυξημένη επιχορήγηση ύψους 15%. Ο παρακάτω πίνακας δείχνει τα κίνητρα και τις προϋποθέσεις χρηματοδότησης του Ν. 1262/82 για τις επενδύσεις αυτές.

Πίνακας 4.1 Κίνητρα Νόμου 1262/82 για ενεργειακές επενδύσεις

Περιοχή Εγκατάστασης	Ίδια Συμμετοχή (%)	Επιχορήγηση (%)	Δανειοδότηση (%)	Επιδότηση Επιτοκίου
A	30	Μέχρι 30	Μέχρι 40	Επί τρία (3)
B	25 – 35	25 – 55	50 – 1	χρόνια με το
Γ	15 – 25	30 – 70	45 – 5	ποσοστό
Δ	1 – 15	35 – 70	50 – 15	επιχορήγησης

Ο νόμος 2244/94, ο οποίος αναφέρεται στη ρύθμιση θεμάτων Ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. και συμβατικά καύσιμα. Ο νόμος αυτός αποτελεί βελτίωση του Ν. 1559/85. Με το νόμο αυτό επιχειρείται να αναθερμανθεί το ενδιαφέρον αξιοποίησης των Α.Π.Ε. από τη ΔΕΗ, την Τοπική Αυτοδιοίκηση άλλους φορείς καθώς και ιδιώτες, οι οποίοι θα ήθελαν να συμβάλλουν προς την κατεύθυνση αυτή (Κοσοδάκης Κ., Καλδέλλης Ι.), 1998. Ο Ν. 2244/94 διαφοροποιήθηκε σε σχέση με τον Ν. 1559/85 και Ν.2165/93 αφενός στη θέση της ΔΕΗ στον ενεργειακό τομέα της χώρας και αφετέρου στη δυνατότητα των ιδιωτών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και συμπαραγωγή.

Σύμφωνα με τους συντάκτες του Ν. 2244/94 αποκαθίσταται ο σημαντικός ρόλος της ΔΕΗ, η οποία διατηρεί έτσι το αποκλειστικό της δικαίωμα κατασκευής και λειτουργίας όλων των μεγάλων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής. Απαγορεύεται δε ρητά η πρόσβαση τρίτων στα δίκτυα της ΔΕΗ. Απελευθερώνεται η ανεξάρτητη παραγωγή περιορισμένης ισχύος μέχρι 50 MW ηλεκτρικής ενέργειας αποκλειστικά και, κατ' εξαίρεση από ΑΠΕ εκτός ΔΕΗ, τόσο από ΟΤΑ και τις επιχειρήσεις τους (σύμφωνα και με τις διατάξεις του Ν. 1559/85) όσο και από ιδιώτες επενδυτές.

Επιπλέον δίνεται η δυνατότητα συμψηφισμού» της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται αποκλειστικά από ΑΠΕ, με τις καταναλώσεις του αυτοπαραγωγού και όχι μέσω υπουργικής απόφασης, όπου ίσχυε μέχρι τη ψήφιση του νέου νόμου (Υπουργική απόφαση ΣΕ 2769/27.4.88 παράγραφος 3). Παράλληλα γίνεται σχετική επέκταση και για τους ΟΤΑ, τις επιχειρήσεις τους και τους αγροτικούς συνεταιρισμούς για συμψηφισμό μιας ή περισσότερων καταναλώσεων τους. Επιπλέον περιορίζεται η γραφειοκρατία στην έκδοση των σχετικών αδειών ίδρυσης, εγκατάστασης και λειτουργίας, καθώς οι άδειες μειώνονται σε δύο από τρεις, καταργούμενης της άδειας ίδρυσης του σταθμού.

Με τις διατάξεις των παραγράφων 6 και 7 του άρθρου 5 του Ν. 2244 του 94 δίνεται η δυνατότητα σύστασης και λειτουργίας περιφερειακών γραφείων και κέντρων, ενώ το ΚΑΠΕ θα αναλάβει το συντονισμό τους για την προώθηση των ΑΠΕ και την εξοικονόμηση ενέργειας.

Τέλος για πρώτη φορά καθορίζονται οι κανόνες τιμολόγησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, μέσα από το νόμο και όχι με υπουργικές αποφάσεις (τιμολόγια με τιμές εύλογες και σχετικά αποδεκτές από όλους, δηλαδή ΔΕΗ, αυτοπαραγωγούς και ανεξάρτητους παραγωγούς από ΑΠΕ). Επιχειρείται δε τα τιμολόγια ηλεκτρικής παραγωγής από ΑΠΕ να καθορίζονται σε εύλογα επίπεδα, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος αποφυγής παραγωγής αντίστοιχης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα. την εξοικονόμηση κεφαλαίων ίδρυσης νέων σταθμών συμβατικής παραγωγής, το περιβαλλοντικό κόστος και το εξωτερικό κοινωνικό κόστος παραγωγής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα.

5. Επιλογή Θέσης Αιολικών Εγκαταστάσεων

Ο αντικειμενικός σκοπός της διαδικασίας επιλογής της θέσης εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας είναι ο εντοπισμός των θέσεων, που παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη πιθανότητα οικονομικοτεχνικής βιωσιμότητας των μελλοντικών αιολικών εγκαταστάσεων με την ταυτόχρονη μεγαλύτερη αποδοχή εκ μέρους του κοινωνικού περίγυρου.

Αν εξαιρεθούν οι απαιτήσεις που συνδέονται με τα ανεμολογικά στοιχεία μιας περιοχής, η διαδικασία εγκατάστασης μιας ή περισσοτέρων ανεμογεννητριών χαρακτηρίζεται από τα ίδια οικονομικοτεχνικά κριτήρια, που δεσμεύουν οποιαδήποτε ενεργειακή επένδυση. Δηλαδή η ανεμογεννήτρια θα πρέπει να βρίσκεται σε περιοχή προσπελάσιμη στα συνήθη μεταφορικά μέσα και να είναι κοντά στο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα απαιτείται και η σύμφωνη γνώμη του κοινωνικού περιγύρου, με τη διαβεβαίωση ότι η εγκατάσταση των ανεμογεννητριών δεν θα αλλοιώσει το περιβάλλον, καθώς και με την υπενθύμιση ότι η αιολική ενέργεια είναι μια τελείως καθαρή μορφή ενέργειας.

Από την πλευρά της βέλτιστης επιλογής της τοποθεσίας εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας σε σχέση με το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό (RENA CT94 – 0054, 1996) η τήρηση των βασικών ανεμολογικών κριτηρίων προϋποθέτει την επιλογή τοποθεσιών με:

4. Υψηλή μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου.
5. Αιολικό δυναμικό υψηλής ποιότητας, δηλαδή μεγάλη διάρκεια ισχυρών ανέμων και περιορισμένη ύπαρξη περιόδων νηνεμίας.
6. Απουσία αποφράξεων του ανέμου καθώς και υψηλών εμποδίων.

Σύμφωνα με τα παραπάνω κριτήρια, ενδιαφέροντα μέρη αποτελούν οι κορυφές λείων και κυκλωτερών λόφων με ελαφρές κατωφέρειες και ανοικτό ορίζοντα, καθώς και οι ανοικτές πεδιάδες, οι ακρογιαλιές ή τέλος και τα ανοίγματα των βουνών που δημιουργούν φυσικούς επιταχυντές (ρεύματα αέρα).

5.1 Μεθοδολογία για τον προσδιορισμό θέσεων εγκατάστασης ανεμογεννητριών

Η επιλογή της θέσης εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας αποτελεί μια αρκετά σύνθετη διαδικασία, που πρέπει να λάβει υπόψη πολλούς και διαφορετικής φύσης παράγοντες. Στη συνέχεια παρουσιάζονται εν συντομία τα τυπικά βήματα επιλογής της ακριβούς τοποθεσίας εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας.

Πιο συγκεκριμένα:

A. Γίνεται επιλογή της ευρύτερης περιοχής ενδιαφέροντος.

Στο στάδιο αυτό, εφαρμόζεται μία διαδικασία έρευνας μέσα στην Περιοχή Ενδιαφέροντος, προκειμένου να καθοριστούν οι Υποψήφιες Περιοχές που παρουσιάζουν υψηλό αιολικό δυναμικό. Η έκταση της Περιοχής Ενδιαφέροντος μπορεί να κυμαίνεται από λίγα μέχρι ορισμένες χιλιάδες τετραγωνικά χιλιόμετρα. Αφού τελειώσει η διαδικασία έρευνας, η οποία χρησιμοποιεί υπάρχουσες πληροφορίες παραμένει μία πολύ μικρότερη περιοχή μέσα στην οποία η εγκατάσταση ανεμογεννητριών φαίνεται να είναι οικονομικά βιώσιμη και

κοινωνικά αποδεκτή. Αυτή η παραμένουσα περιοχή υποδιαιρείται σε Υποψήφιες Περιοχές.

Κάθε Υποψήφια περιοχή πλήρη τις ακόλουθες ιδιότητες:

- i. Επαρκές αιολικό δυναμικό για δυνατή οικονομική βιωσιμότητα
- ii. Σταθερούς ανέμους σε καλά εκτιθέμενες θέσεις (ανοιχτές θέσεις, αυχένες, όχι δένδρα κλπ.).
- iii. Ομογενή τοπογραφικά χαρακτηριστικά
- iv. Προσιτό μέγεθος

Το μέγεθος αυτών των περιοχών ποικίλει. Εξαρτάται από το πόσες λεπτομέρειες είναι διαθέσιμες για τις υπάρχουσες πληροφορίες για το αιολικό δυναμικό από την υποκειμενική κρίση του ερευνητή. Όταν τοποθετηθούν οι Υποψήφιες Περιοχές, ταξινομούνται ανάλογα με τις δυνατότητες τους να περιέχουν μία ή περισσότερες οικονομικά βιώσιμες θέσεις.

B. Εντοπισμός των υποψήφιων περιοχών με υψηλής ποιότητας αιολικό δυναμικό

Με υποδιαίρεση της παραπάνω περιοχής, εντοπίζονται οι *υποψήφιες περιοχές*, που διαθέτουν αιολικό δυναμικό υψηλής ποιότητας. Μια καλή ένδειξη αυτών των περιοχών προκύπτει και από την επεξεργασία των ιστορικών-λαογραφικών στοιχείων μιας περιοχής, όπου για παράδειγμα υπήρξαν εγκατεστημένοι στο παρελθόν ανεμόμυλοι.

Διακρίνονται δύο τρόποι ελέγχου:

Τρόπος Α

1. Προσδιορίζονται οι καλύτερες αιολικές ζώνες μέσα στην Υποψήφια Περιοχή.
2. Ερευνώνται οι ζώνες αυτές χρησιμοποιώντας μη μετεωρολογικές παραμέτρους και επιλέγονται τις Πιθανές Υποψήφιες θέσεις.

Τρόπος Β

1. Ερευνάται η Περιοχή χρησιμοποιώντας μη μετεωρολογικά κριτήρια.
2. Προσδιορίζονται οι τοποθεσίες με τα υψηλότερα αιολικά δυναμικά και επιλέγουμε οι Πιθανές Υποψήφιες θέσεις.

Ο πιο αποτελεσματικός τρόπος είναι αυτός που αποκλείει το μεγαλύτερο κομμάτι γης από το προπό κιάλας βήμα. Έτσι ο τρόπος Α ακολουθείται όταν οι περιοχές με καλό αιολικό δυναμικό (οι καλύτερες αιολικές ζώνες) αποτελούν μικρό τμήμα της Υποψήφιας Περιοχής. Ο τρόπος Β ακολουθείται αν το αιολικό δυναμικό είναι περίπου το ίδιο σ' όλη την Υποψήφια Περιοχή, και οι μη μετεωρολογικοί παράγοντες (όπως περιορισμοί στη χρησιμοποίηση της γης) είναι πιο σημαντικοί ώστε να μας καθοδηγούν σε οικονομικά βιώσιμες θέσεις.

Γ. Επιλέγονται οι υποψήφιες θέσεις στις οποίες είναι δυνατή από τεχνικής πλευράς η εγκατάσταση ανεμογεννητριών.

Σ' αυτό το στάδιο γίνεται κατάταξη των Πιθανών Υποψήφιων Θέσεων που προσδιορίστηκαν στο στάδιο 2 και επιλέγεται ένας μικρότερος αριθμός Υποψήφιων θέσεων για περαιτέρω ανάλυση. Συγκεντρώνονται επαρκή δεδομένα προκειμένου να γίνουν υπολογισμοί του κόστους για τα έργα υποδομής και εγκατάστασης των μηχανών. Συγκεντρώνουν ακόμη πληροφορίες για το πως η τοπογραφία της περιοχής μπορεί να επηρεάσει τη ροή του ανέμου στην Πιθανή Υποψήφια θέση και υπολογίζεται η πιθανότητα εμφάνισης ακραίων μετεωρολογικών συνθηκών. Χρησιμοποιώντας αυτές τις πληροφορίες και υπολογίζοντας την πιθανότητα της θέσης να εμφανίζει αιολικό δυναμικό μεγαλύτερο μιας οριακής τιμής, αξιολογείται η οικονομική δυνατότητα κάθε θέσης. Η οριακή τιμή δεν είναι πάντα η ίδια. Εξαρτάται από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας, το κόστος εγκατάστασης ανεμογεννήτριας στη συγκεκριμένη θέση και το κόστος παραγωγής ενέργειας από άλλες μονάδες.

Δ. Επιλογή και επαλήθευση της τελικής θέσεως.

Στο τέταρτο στάδιο απαιτούνται πιο ακριβείς μελέτες για την οικονομική βιωσιμότητα κάθε Υποψήφιας θέσης, η ανάλυση που γίνεται στο τρίτο στάδιο για τον καθορισμό των Πιθανών Υποψήφιων θέσεων με τις μεγαλύτερες οικονομικές δυνατότητες δεν είναι επαρκής. Σε πολλές περιπτώσεις, η ανάλυση αυτή, δεν στηρίζεται σε επί τόπου μετρήσεις των αιολικών χαρακτηριστικών. Επιπλέον, το κόστος για έργα υποδομής, εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης των ανεμογεννητριών υπολογίζεται χονδρικά.

Οι αναλύσεις όμως κατά το τέταρτο στάδιο αποσκοπούν σε μεγαλύτερη ακρίβεια και δίνουν μια πιο σωστή εικόνα όσον αφορά την οικονομική αξία των ανεμογεννητριών σε κάθε Υποψήφια θέση. Οι μελέτες κατά το στάδιο αυτό απαιτούν ανεμολογικά δεδομένα από κάθε Υποψήφια θέση. Τα δεδομένα αυτά πρέπει να είναι ακριβή για να προβλεφθεί η συμπεριφορά των ανεμογεννητριών καθ' όλη τη διάρκεια ζωής τους και η συνεισφορά τους στο κόστος της μελλοντικής ενεργειακής παραγωγής. Προκειμένου να καθοριστεί το ακριβές κόστος των έργων υποδομής και εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας, είναι απαραίτητα τα προκαταρκτικά τοπογραφικά σχέδια της Υποψήφιας θέσης. Ακολουθώντας γίνονται λεπτομερείς οικονομικές αναλύσεις. Τελικά γίνεται ταξινόμηση των Υποψήφιων θέσεων και επιλέγονται οι καταλληλότερες θέσεις.

Τα παραπάνω στάδια δεν έχουν την ίδια χρονική διάρκεια, δεδομένου ότι τα πρώτα δύο είναι σχετικά σύντομα. Συνήθως απαιτείται μια περίοδος περίπου 18 – 24 μηνών για την τελική επιλογή της ακριβούς θέσεως για την εγκατάσταση μιας ή περισσότερων ανεμογεννητριών.

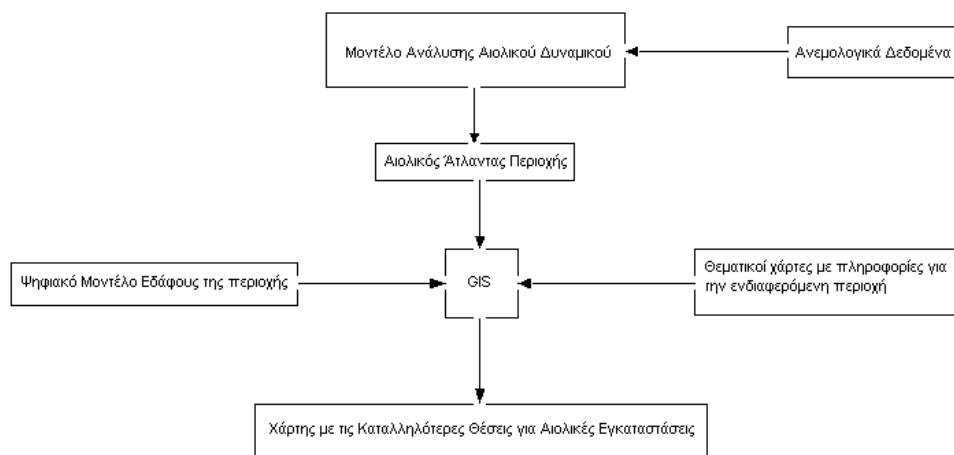
5.2 Εκτίμηση Αιολικού Δυναμικού με τη χρήση Συστημάτων Γεωγραφικών Πληροφοριών (Σ.Γ.Π.)

Τα Συστήματα Γεωγραφικών Πληροφοριών (Σ.Γ.Π.) είναι μία οργανωμένη συλλογή από υπολογιστές, λογισμικό, γεωγραφικά δεδομένα, σχεδιασμένη να λαμβάνει, να αποθηκεύει, να ενημερώνει, να διαχειρίζεται, να αναλύει, και να παρουσιάζει όλα τα είδη της πληροφορίας του γεωγραφικού χώρου.

Το θέμα της συλλογής διαχείρισης και επεξεργασίας πληροφοριών του γεωγραφικού χώρου είναι μια αρκετά πολύπλοκη διαδικασία η οποία όμως με την ανάπτυξη της πληροφορικής έχει γίνει εφικτή και έχει απλουστευθεί.

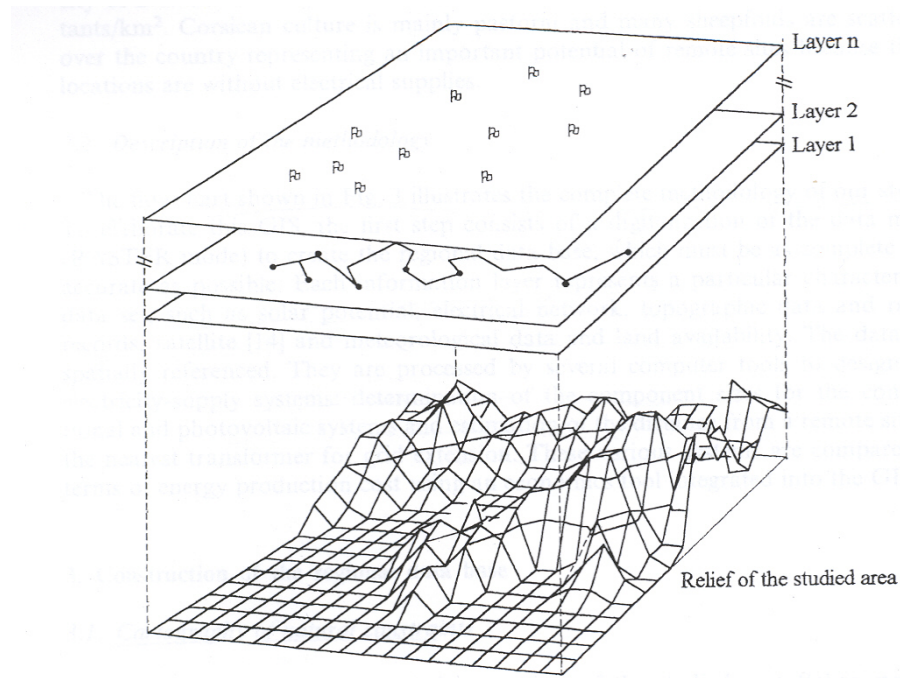
Παράλληλα με τα Σ.Γ.Π. έχουν αναπτυχθεί και συστήματα ποικίλων εφαρμογών όπως η διαχείριση πόρων, περιβαλλοντικές εφαρμογές, λήψη αποφάσεων, τα οποία είναι ενσωματώνονται άμεσα με τα Σ.Γ.Π..

Ένα σύστημα Σ.Γ.Π. σε συνεργασία με ένα μοντέλο ανάλυσης αιολικού δυναμικού σε συνδυασμό με τα ανεμολογικά στοιχεία μιας περιοχής και λοιπές χωρικές πληροφορίες σχετικές με το γεωγραφικό χώρο μελέτης, μπορεί να συμβάλει στον εντοπισμό των καταλληλότερων θέσεων για την εγκατάσταση αιολικών μηχανών σχήμα 5.1.



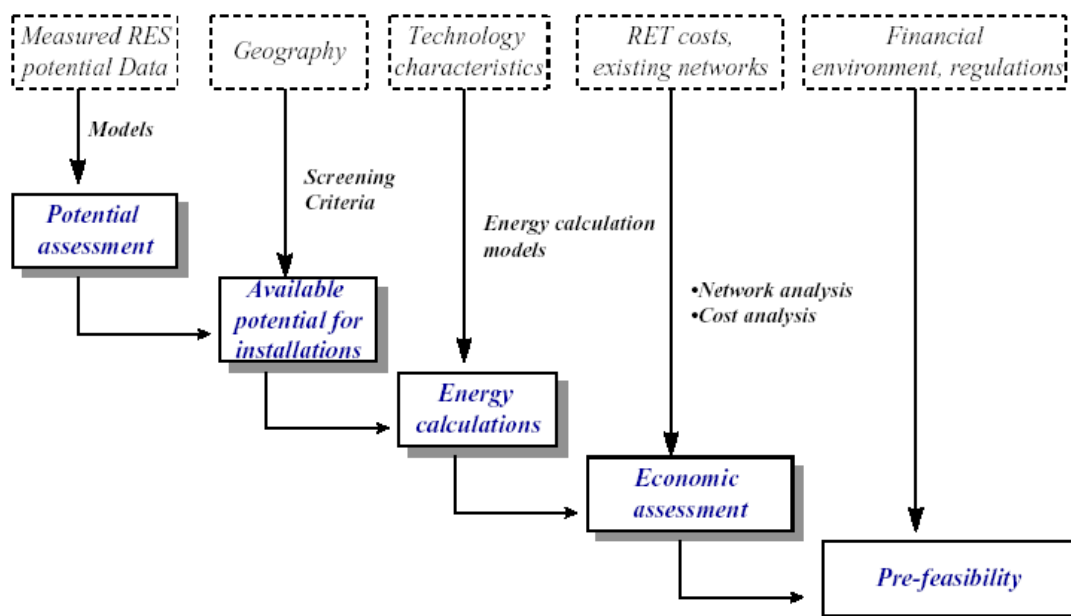
Σχήμα 5.1 Αλγόριθμος για την επιλογή θέσης αιολικών εγκαταστάσεων με τη χρήση Σ.Γ.Π.

Τα Σ.Γ.Π. έχουν τη δυνατότητα να δημιουργήσουν επίπεδα με πληροφορίες (M.Muselli et all, 1999) τα οποία επικαλύπτουν την ίδια γεωγραφική θέση σχήμα 5.2. Πάνω από μία περιοχή δηλαδή, μπορεί να υπάρχει ένα επίπεδο που να περιέχει την κατανομή των ταχυτήτων του ανέμου. Άλλα επίπεδα της ίδιας περιοχής μπορεί να έχουν: υψόμετρα, κλίσεις, αγροτικές καλλιέργειες, κτηνοτροφικές περιοχές, πόλεις και οικισμούς περιοχές προστασίας του φυσικού περιβάλλοντος κλπ. Όλα αυτά τα στοιχεία με την κατάλληλη επεξεργασία σε ένα λογισμικό Σ.Γ.Π. είναι αρκετά για να μας βοηθήσουν να πάρουμε μια απόφαση για την χωροθέτηση μιας αιολικής εγκατάστασης σε μια περιοχή.



Σχήμα 5.2 Δημιουργία επιπέδων πληροφοριών με χρήση Σ.Γ.Π. (Πηγή: M. Muselli et all, 1999)

Για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού, μιας περιοχής, με τη χρήση Σ.Γ.Π. ακολουθείται μία σειρά βημάτων, που αντιπροσωπεύουν τα σύνολα των περιορισμών της εκμεταλλεύσιμης αιολικής ενέργειας. Έτσι λοιπόν σε πρώτη φάση γίνεται ο προσδιορισμός του *Θεωρητικού ή Φυσικού Αιολικού Δυναμικού* στη συνέχεια γίνεται εκτίμηση του *Διαθέσιμου* και του *Τεχνικά Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού δυναμικού* και τέλος υπολογίζεται το *Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμο Αιολικό Δυναμικό* (Voivontas et all, 1998).



Σχήμα 5.3 Μεθοδολογία αποτίμηση αιολικού δυναμικού με Σ.Γ.Π (Πηγή: Assessment of the technical & economical potential of wind energy along the Black Sea Coast of Bulgaria & Romania, HECOPET – CRES 2002) .

Το Θεωρητικά ή Φυσικά Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό, εκφράζει ουσιαστικά την συνολική ενέργεια του ανέμου πάνω από την περιοχή μελέτης. (Economical Potential Use of Renewable Energy. EUROPE Project(RENA CT94 – 0054), INESTENE, Final Report, March 1996). Για τον προσδιορισμό του Φυσικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού, αρχικά πραγματοποιούνται μετεωρολογικές μετρήσεις. Στη συνέχεια ακολουθεί επεξεργασία και αξιολόγηση των μετεωρολογικών στοιχείων, και γίνεται η αποτίμηση του Φυσικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού (Katsoulis B. D., 1993). Η αξιολόγησή γίνεται με τη χρήση ειδικών μοντέλων ανάλυσης αιολικού δυναμικού π.χ. WasP και δημιουργείται ένας θεματικός χάρτης κατανομής των ταχυτήτων του ανέμου πάνω από τη περιοχή, σε ψηφιακή μορφή. Από τον χάρτη των ταχυτήτων μπορεί να δημιουργηθεί εύκολα ο χάρτης κατανομής της μέσης ετήσιας πυκνότητας ισχύος (Assessment of the technical & economical potential of wind energy along the Black Sea Coast of Bulgaria & Romania, HECOPET – CRES 2002)

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (5.1)$$

Το Φυσικά Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό δεν είναι εξολοκλήρου εκμεταλλεύσιμο. Η διαθεσιμότητά του περιορίζεται από κάποιους παράγοντες. Το υποσύνολο του Θεωρητικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού στο οποίο δεν υφίστανται οι περιοριστικοί παράγοντες αποτελεί το Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό. Για την αποτίμηση του θεσπίζονται ορισμένα κριτήρια [(Michael R. Thomas, 2002),(Serwan MJ. Baban, Tim Parry, 2000)] που προκύπτουν από παραμέτρους που εμποδίζουν την πλήρη εκμετάλλευση του Φυσικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού της περιοχής.

Παρουσιάζεται και αυτό με τη μορφή θεματικού χάρτη, με τη διαφορά ότι σε αυτόν περιέχονται και οι παράμετροι που περιορίζουν το θεωρητικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό. Οι παράμετροι αυτοί είναι κυρίως η ορογραφία της περιοχής (υψόμετρο και κλίσεις), περιβαλλοντικοί – οικολογικοί παράμετροι και περιορισμοί λόγω των χρήσεων γης (Kidner B, 1996).

Το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό είναι αυτό που η τεχνολογία της εποχής επιτρέπει την εκμετάλλευσή του ενώ το οικονομικά διαθέσιμο αιολικό δυναμικό καθορίζεται καθαρά από οικονομικούς παράγοντες και αναλύσεις. Για την αξιολόγηση του τεχνικά εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού υποθέτουμε πως όλες οι διαθέσιμες περιοχές χρησιμοποιούνται πλήρως από αιολικά πάρκα με έναν αντιπροσωπευτικό τύπο ανεμογεννητριών με τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά (ονομαστική ισχύ, καμπύλη ισχύος, ύψος πλήμνης, διάμετρος πτερωτής) (European Wind Turbine Catalogue. A THERMIE Programme Action Mo WE 15, Energy Centre, Denmark).

Τέλος το οικονομικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό καθορίζεται με βάση τα έργα υποδομής που απαιτούνται και την ήδη υπάρχουσα υποδομή στην περιοχή (οδικό δίκτυο και γραμμές μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας), η οποία έχει επιπτώσεις στη βιωσιμότητα και την οικονομική απόσβεση της επένδυσης.

Εκτός από την αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού της περιοχής πρέπει να ληφθεί υπόψη και η υπάρχουσα νομοθεσία καθώς και το πλαίσιο της ενεργειακής πολιτικής και ενεργειακού προγραμματισμού του κράτους (Perakis, K. And Tassiou, R., 1996)

6. Μεθοδολογία Αποτίμησης Αιολικού Δυναμικού για το νησί της Λέσβου

6.1 Εκτίμηση του Φυσικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού

6.1.1. Ανεμολογικά δεδομένα

Για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού της Λέσβου χρησιμοποιήθηκαν ανεμολογικά δεδομένα από τέσσερις ανεμογράφους που εγκαταστάθηκαν από το τμήμα Γεωγραφίας του πανεπιστημίου Αιγαίου. Οι θέσεις των ανεμογράφων παρουσιάζονται στον πίνακα 2.4 και στο σχήμα 2.3.

Πίνακας 6.1 Θέσεις Μετεωρολογικών Σταθμών

A.A	Θέση Εγκατάστασης	Γεωγραφικές Συντεταγμένες (φ/λ)
1	Μυτιλήνη	39° 05,013' / 26° 034,133'
2	Αγία Παρασκευή	39° 13,488' / 26° 17,633'
3	Ακράσι	39° 01,744' / 26° 18,380'
4	Πτερούντα	39° 13,053' / 26° 02855'

Από τους ανεμογράφους αυτούς δημιουργήθηκε μία βάση ανεμολογικών δεδομένων για τη χρονική περίοδο 2003 – 2004. Τα δεδομένα αυτά επαρκούν για να βγούνε αξιόπιστα συμπεράσματα για το Φυσικά Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό του νησιού. Τα αποτελέσματα από την επεξεργασία των μετεωρολογικών στοιχείων παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.2

6.1.2 Υπολογιστικό πρόγραμμα WAsP

Η εκτίμηση του Αιολικού δυναμικού γίνεται με την βοήθεια του διεθνώς αναγνωρισμένου λογισμικού ανάπτυξης Αιολικού Άτλαντα WAsP του Εθνικού Εργαστηρίου ης Δανίας (RISOE). Το λογισμικό WAsP χρησιμοποιεί ως αρχικά δεδομένα τις μετρήσεις ανεμογράφων και την ορογραφία του εδάφους σε ψηφιοποιημένη μορφή.

Η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων του WAsP είναι ανάλογη της αξιοπιστίας των δεδομένων που χρησιμοποιούνται. Θα πρέπει πάντα να έχει κάποιος υπόψη του, ότι όποιος κάνει χρήση τέτοιου είδους δεδομένων και για να αποτελούν αυτά έγκυρη πηγή, θα πρέπει να είναι αρκετά μεγάλου χρονικού διαστήματος.

Τα μεγαλύτερα αναμενόμενα σφάλματα που προκαλούνται από το WAsP σχετίζονται με την πνοή του ανέμου σε σύνθετα εδάφη και αυτό γιατί η μεγάλου εύρους ορογραφία δίδει στο πρόγραμμα αυξανόμενη ανεπάρκεια, λόγω ης έλλειψης της δυναμικής του ανέμου που δεν παρουσιάζεται στο μοντέλο. Πάντως πρέπει πάντα να γίνεται κριτική εκτίμηση στα αποτελέσματα, η οποία μπορεί να βοηθηθεί από τα γραφήματα που παρέχει το πρόγραμμα.

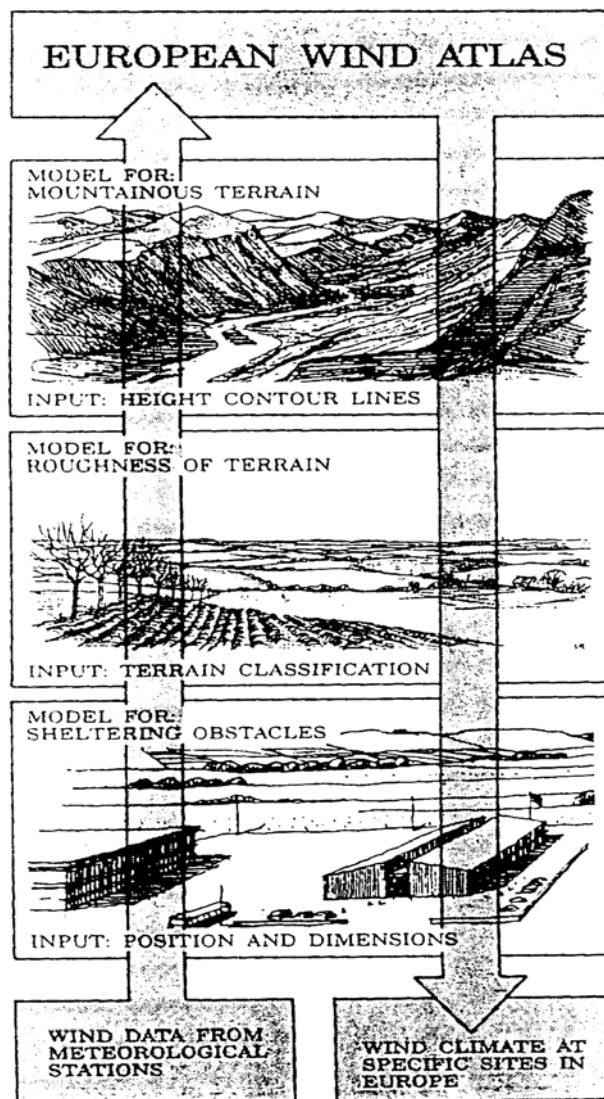
Το WAsP αποτελείται από τέσσερα κυρίως υπολογιστικά μπλοκ δηλ. τέσσερις κυρίως λειτουργίες:

- Ανάλυση και επεξεργασία πληροφοριών. Αυτή η εκλογή δίνει την δυνατότητα ανάλυσης της κάθε είδους χρονοσειράς ανεμολογικών μετρήσεων.
- Δημιουργία των δεδομένων Αιολικού Άτλαντα. Τα αναλυμένα ανεμολογικά δεδομένα μπορούν να μετατραπούν σ' ένα σετ δεδομένων για τους ανεμολογικούς χάρτες. Σε ένα τέτοιο σετ, οι πληροφορίες από τις παρατηρήσεις του ανέμου έχουν «καθαριστεί» από τις ιδιομορφίες της εξεταζόμενης περιοχής και ανάγονται σε σταθερές συνθήκες.
- Εκτίμηση του κλίματος του ανέμου. Χρησιμοποιώντας το σετ δεδομένων που παρέχει ένας ανεμολογικός άτλαντας, το πρόγραμμα μπορεί να δώσει μια εκτίμηση του κλίματος του ανέμου στην συγκεκριμένη περιοχή, κάνοντας τους αντίστροφους υπολογισμούς μ' αυτούς που χρησιμοποιεί για την δημιουργία του Άτλαντα.
- Εκτίμηση δυνατοτήτων παραγωγής ισχύος. Το ολικό ενεργειακό αποτέλεσμα του μέσου ανέμου υπολογίζεται από το WAsP. Επιπλέον, αν δοθεί στο WAsP η καμπύλη ισχύος της Α/Γ που θα χρησιμοποιηθεί, αυτό μπορεί να δώσει μια εκτίμηση της μέσης ετησίας παραγωγής ενέργειας.

Πίνακας 6.2 Αποτελέσματα των ανεμολογικών στοιχείων

Μετεωρολογικός Σταθμός	Ροζέτα ανέμου	Κατανομή Weibul
1.Μυτιλήνη Ύψος 10m Μέση ετήσια ταχύτητα $V= 2,6 \text{ m/s}$		
2.Αγ. Παρασκευή Ύψος 10m Μέση ετήσια ταχύτητα $V= 3.8 \text{ m/s}$		
3.Ακράσι Ύψος 10m Μέση ετήσια ταχύτητα $V= 5.0 \text{ m/s}$		
4. Πτερούντα Ύψος 10m Μέση ετήσια ταχύτητα $V= 4.3 \text{ m/s}$		

Στο σχήμα 6.1 που ακολουθεί είναι μια σχηματική παρουσίαση της μεθοδολογία του αιολικού άτλαντα του WAsP.



Σχήμα 6.1 Μεθοδολογία του Αιολικού Άτλαντα του WasP

Ο Κύριος στόχος του WAsP είναι δίπτυχος. Πρώτον, χρησιμοποιεί ρουτίνες για να διορθώσει τα ανεμολογικά δεδομένα που έχουν μετρηθεί σε ένα συγκεκριμένο σημείο και να τα μετατρέψει σε ένα σύνολο που να περιγράφει το ανεμολογικό κλίμα μιας περιοχής, τον αποκαλούμενο Αιολικό Άτλαντα. Δεύτερον, χρησιμοποιεί αυτά τα σύνολα δεδομένων ώστε να εκτιμήσει τις ανεμολογικές συνθήκες σε οποιοδήποτε συγκεκριμένο σημείο και ύψος στην περιοχή, χρησιμοποιώντας κυρίως τις ίδιες ρουτίνες ή μοντέλα.

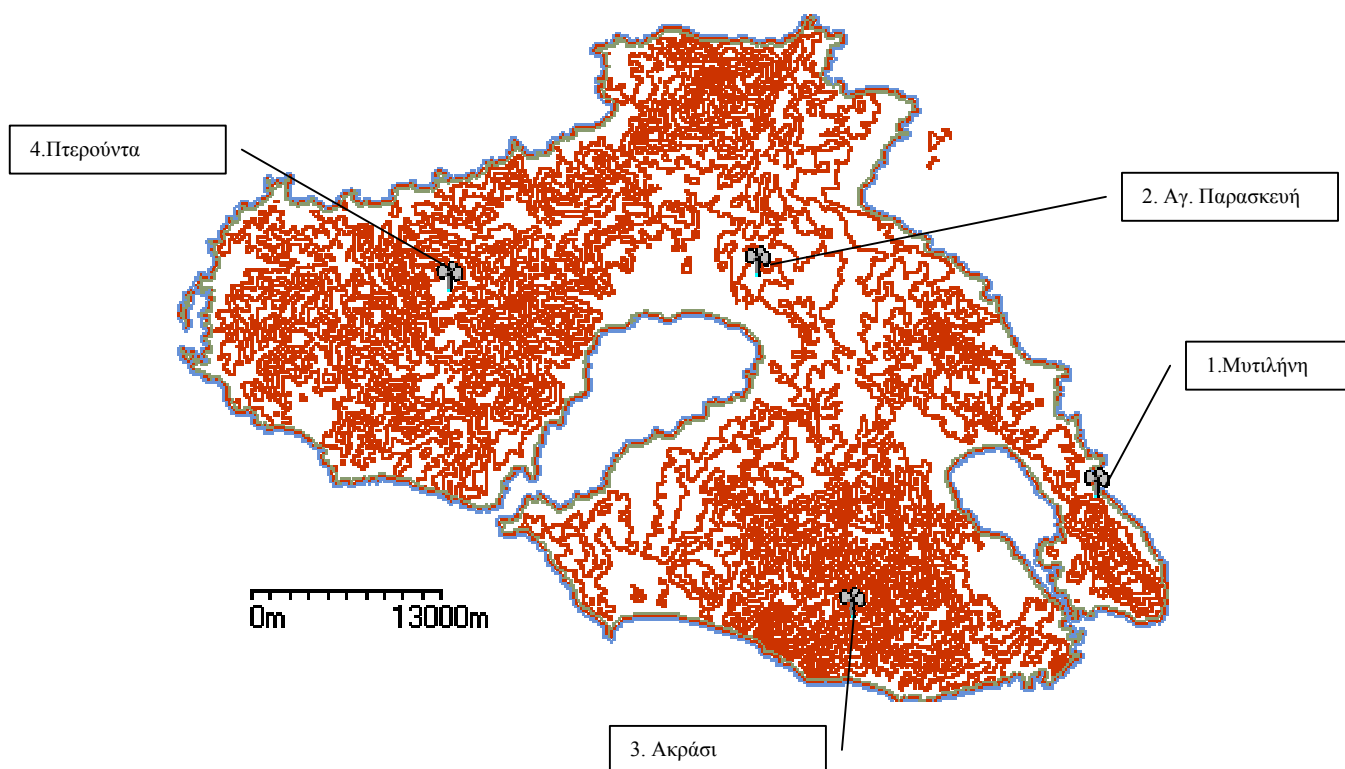
Η δημιουργία Αιολικού Άτλαντα με το WASP ακολουθεί τα παρακάτω βήματα:

1. Τα υπάρχοντα μετεωρολογικά δεδομένα, είτε σε μορφή χρονοσειρών είτε σε κλιματολογικό πίνακα μεταφέρονται σε ένα φάκελο του δίσκου.
2. Η περιγραφή του μετεωρολογικού σταθμού μπορεί να εισαχθεί απ' ευθείας από το πληκτρολόγιο ή με ψηφιοποίηση που μπορεί μετά να αποθηκευτεί για αναφορά αργότερα. Η περιγραφή το ύψος του ανεμομέτρου, την τραχύτητα του εδάφους γύρω από τον σταθμό και πιθανόν την παρουσία εμποδίων κοντά στο σταθμό. Σε περίπτωση που οι μετρήσεις να επηρεάζονται και άπω την ορογραφία, οι πληροφορίες που απαιτούνται από το μοντέλο του πολύπλοκου εδάφους πρέπει επίσης να παρασχεθούν.
3. Οι πληροφορίες που δίνονται στα παραπάνω δυο σημεία χρησιμοποιούνται σαν βάση για να υπολογίσει το WASP την τάξη ταχύτητας του ανέμου σε ιστόγραμμα, την αντίστοιχη διεύθυνση και την ταχύτητα του ανέμου πιο ψηλά από το ανεμόμετρο και όλα αυτά για κάθε περιοχή. Σ' αυτή την διαδικασία οι πληροφορίες «φιλτράρονται» από τα αποτελέσματα των εμποδίων, της ανομοιογένειας της τραχύτητας και τις διαταράξεις λόγω της γεωμετρίας του εδάφους
4. Χρησιμοποιώντας τις εμπειρικές σχέσεις μεταξύ του ανέμου πάνω από ομοιογενές έδαφος και την υποτιθέμενη μεγάλη ή συνοπτική διαβάθμιση του ανέμου, τα δεδομένα προσεγγίζονται για να αναλογούν στο γεωστροφικό κλίμα της περιοχής. Αυτό είναι ανεξάρτητο από τις ειδικές συνθήκες στην επιφάνεια. Αυτή η διαδικασία αναφέρεται στο πρόγραμμα ως «κατακόρυφη» μετατόπιση.
5. Οι αντίστροφοι υπολογισμοί πραγματοποιούνται για να δώσουν το αιολικό δυναμικό σε ορισμένα, ύψη και σε διάφορες -ορισμένες επίσης- τραχύτητες του εδάφους.
6. Τελικά αυτά τα δεδομένα αναλύονται σε όρους της κατανομής Weibull. Οι παράμετροι της Weibull αποτελούν τον αιολικό άτλαντα της περιοχής και είναι η αρχή των υπολογισμών για την τοποθέτηση συστημάτων αιολικής ενέργειας.

6.1.3 Υπολογισμός του αιολικού δυναμικού

Για τον υπολογισμό του αιολικού δυναμικού χρησιμοποιούμε το υπολογιστικό πρόγραμμα WASP, το οποίο παρουσιάστηκε στις προηγούμενες παραγράφους. Στο WASP εισάγουμε τα εξής:

- Τον ψηφιοποιημένο χάρτη, ο οποίος έχει μετατραπεί σε WASP map μέσω ενός κατάλληλου προγράμματος που έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο “Αιολικής Ενέργειας & Σύνθεσης Ενεργειακών Συστημάτων” του Τ.Ε.Ι. Κρήτης.
- Τις μετρήσεις του ανέμου από την περιοχή ‘Επανοσήφης’.
- Την τραχύτητα του εδάφους, η οποία επιλέχθηκε 0.1 και για την θαλάσσια περιοχή, μηδέν.



Σχήμα 6.2: Ο ψηφιοποιημένος χάρτης, ο οποίος έχει μετατραπεί σε WASP map, στον οποίο απεικονίζονται οι θέσεις των ανεμογράφων.

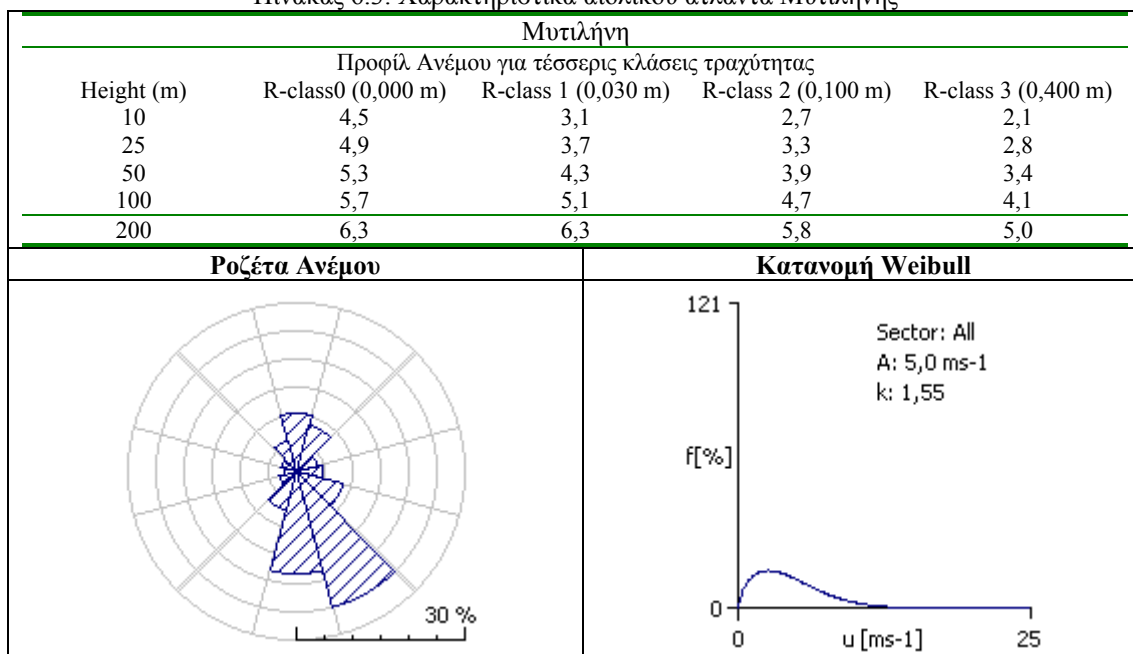
Το νησί της Λέσβου χωρίστηκε σε τέσσερις περιοχές (μία για κάθε ανεμογράφο) για τις οποίες υπολογίστηκε ξεχωριστά το αιολικό δυναμικό. Για κάθε μία περιοχή δημιουργήθηκε ένα πλέγμα (grid) με τετράγωνα διαστάσεων 200 x 200 μέτρα. Υπάρχει η δυνατότητα στον χρήστη του WASP να καθορίσει ο ίδιος τις διαστάσεις των τετραγώνων του grid. Όσο πιο μικρό είναι το grid, τόσο μεγαλύτερη

θα είναι και η ακρίβεια του αποτελέσματος. Τέλος πρέπει να οριστεί το ύψος από την επιφάνεια του εδάφους για το οποίο θα υπολογιστεί το αιολικό δυναμικό. Συνήθως το ύψος αυτό είναι 50 m , όσο δηλαδή είναι και το ύψος της πλήμνης των ανεμογεννητριών. Όταν ολοκληρωθεί ο υπολογισμός, σε κάθε τετράγωνο που έχουμε ορίσει, φαίνεται η μέση ετήσια ταχύτητα, η πυκνότητα της ισχύος, οι παραμέτροι της καμπύλης Weibull, k και c, όπως επίσης το υψόμετρο.

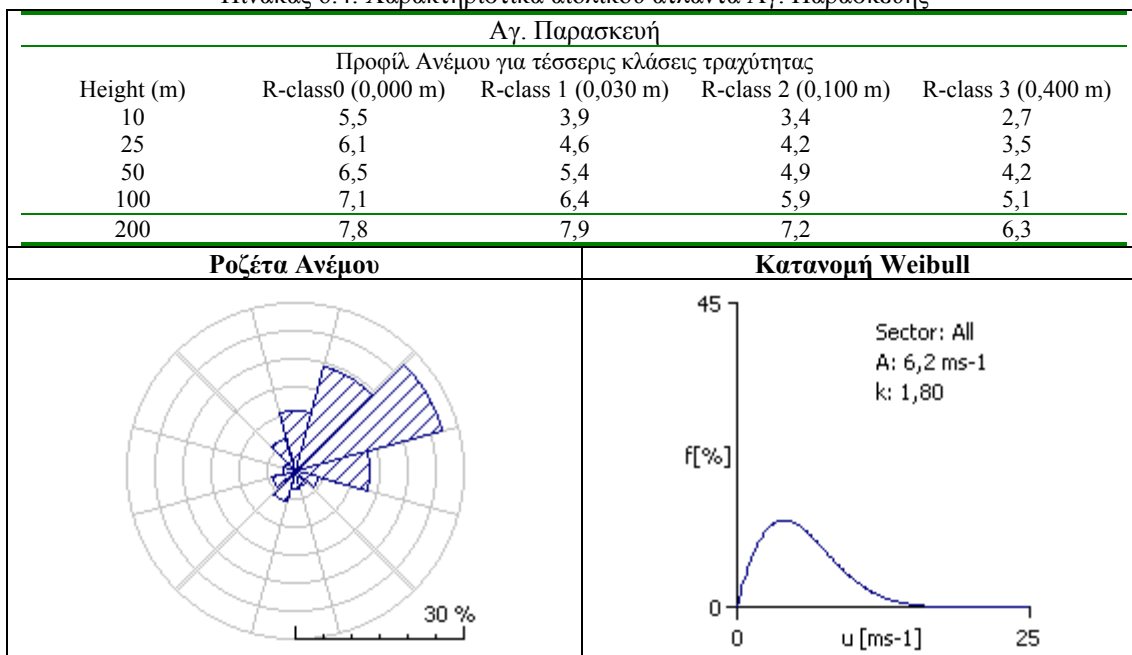
3.1.4 Αιολικός Άτλαντας

Για κάθε μία από τις περιοχές που χωρίστηκε ο χάρτης της Λέσβου, το WAsP υπολογίζει το χαρακτηριστικά του αιολικού άτλαντα. Τα χαρακτηριστικά αυτά είναι το προφίλ του ανέμου, η ροζέτα των διευθύνσεων και η κατανομή Weibull. Τα αποτελέσματα αυτά παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.3, 6.4, 6.5, 6.6.

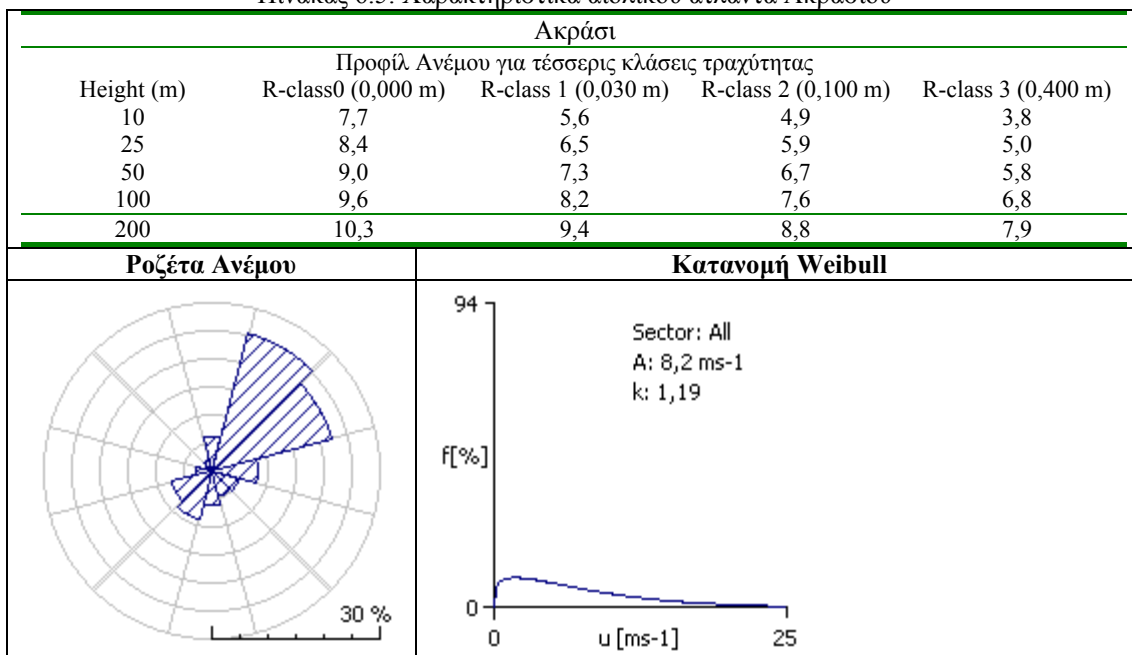
Πίνακας 6.3: Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Μυτιλήνης



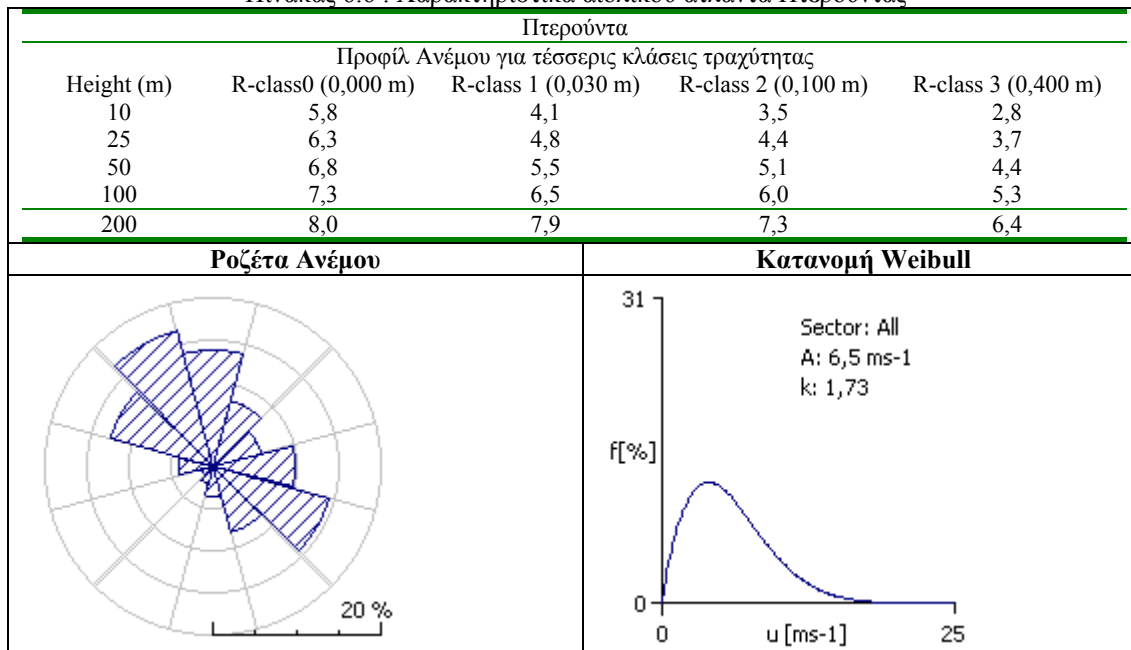
Πίνακας 6.4: Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Αγ. Παρασκευής



Πίνακας 6.5: Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Ακράσιου

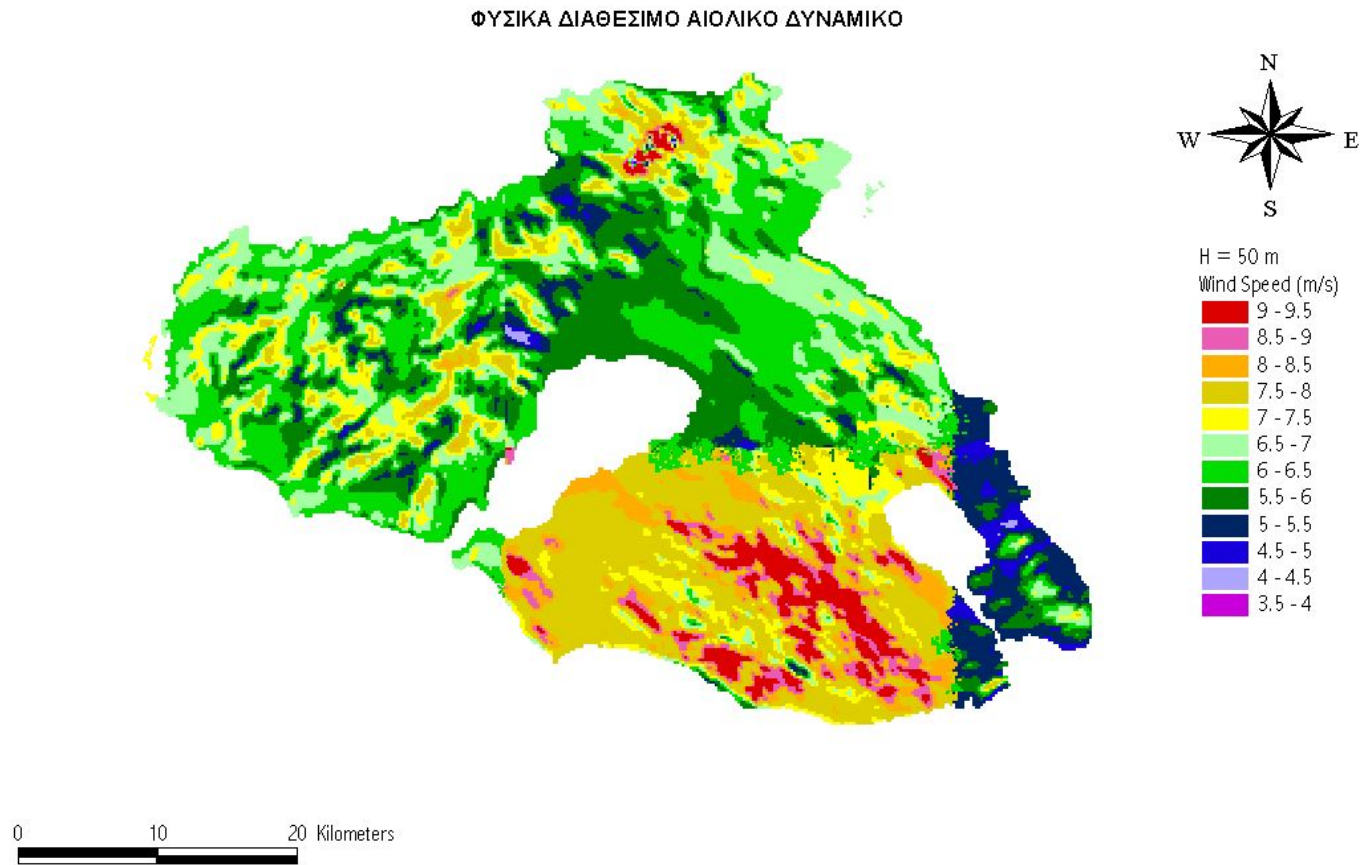


Πίνακας 6.6 : Χαρακτηριστικά αιολικού άτλαντα Πτερούνας



6.1.5 Αιολικός Χάρτης

Τα αποτελέσματα του WAsP παρουσιάζονται με την μορφή αιολικού χάρτη. Με την βοήθεια ενός κατάλληλου προγράμματος που έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο “Αιολικής Ενέργειας & Σύνθεσης Ενεργειακών Συστημάτων” του Τ.Ε.Ι. Κρήτης ο αιολικός χάρτης μπορεί να μετατραπεί σε αρχείο DXF, που είναι συμβατό AutoCad καθώς και με τα προγράμματα των Γεωγραφικών Συστημάτων Πληροφοριών Arc map και Arc GIS. Με την χρήση των Γεωγραφικών Συστημάτων Πληροφοριών δημιουργούνται οι χάρτες του “Θεωρητικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού” που απεικονίζουν την κατανομή της μέσης ετήσιας ταχύτητας (m/s) του ανέμου και την μέση ετήσια πυκνότητα της αιολικής ισχύος (W/m^2).



Σχήμα 6.3: Ο χάρτης με το Φυσικά Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό της Λέσβου

6.2 Αποτίμηση του Οικονομικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού της Λέσβου

Για την αποτίμηση του Οικονομικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού της Λέσβου με τη χρήση ενός βοηθήματος λήψης απόφασης με Σ.Γ.Π. χρησιμοποιούνται τα εξής δεδομένα

- Ψηφιακός χάρτης περιοχών με ταχύτητες ανέμων
- Ψηφιακός χάρτης ακτογραμμών,
- Ψηφιακός χάρτης ισοϋψών καμπυλών με 100 μέτρα ισοδιάσταση
- Ψηφιακός χάρτης κλίσεων πρηνών με κλίσεις 0-70% σε 10% ισοδιάσταση
- Ψηφιακός χάρτης των οικισμών
- Ψηφιακός χάρτης αεροδρομίων και αρχαιολογικών χώρων,
- Ψηφιακός χάρτης του δικτύου ηλεκτροδότησης με πληροφορίες για τη μέγιστη ισχύ μεταφοράς σε κάθε γραμμή,
- Ψηφιακός χάρτης δρόμων με πληροφορίες για το κατασκευαστικό κόστος νέων δρόμων,
- Χαρακτηριστικά εμπορικών διαθέσιμων ανεμογεννητριών

Λαμβάνοντας υπόψη τις παραμέτρους που αναπτύχθηκαν στο δεύτερο κεφάλαιο καταλήγουμε σε ορισμένα κριτήρια, τα οποία αποτελούν βοηθήματα για τη λήψη αποφάσεων όσον αφορά την εγκατάσταση ή όχι μιας ανεμογεννήτριας. Τα κριτήρια αυτά παρουσιάζονται στον πίνακα 3.7.

Πίνακας 6.7: Κριτήρια επιλογής θέσης αιολικών εγκαταστάσεων και περιοριστικοί παράμετροι

Κριτήρια	Περιοριστικοί παράμετροι
Για τη χωροθέτηση των αιολικών πάρκων πρέπει:	
Να αποφεύγονται οι κορυφογραμμές	Τοπογραφία
Οι κλίσεις πρηνών να είναι < 10%	Τοπογραφία
Να υπάρχει ταχύτητα ανέμου > 5,5m/s	Αιολικό Δυναμικό
Να μη τοποθετούνται σε απόσταση <500 m από δασικές εκτάσεις	Χρήσεις γης
Να μη τοποθετούνται σε απόσταση <2000 m από μεγάλες εγκαταστάσεις	Κοινωνικοί
Να μη τοποθετούνται σε απόσταση <500 m από μονοκατοικίες	Κοινωνικοί
Να τοποθετούνται σε απόσταση d ($500m < d < 10000 m$) από το οδικό δίκτυο.	Πρόσβαση & Αισθητική
Να μη τοποθετούνται σε απόσταση >10000 m τις γραμμές μεταφοράς (μέση τάση) της ηλεκτρικής ενέργειας	Οικονομικοί
Να μη τοποθετούνται σε απόσταση <1000 m από περιοχές επιστημονικού και οικολογικού ενδιαφέροντος	Οικολογία
Να μη τοποθετούνται σε απόσταση <1000 m από χώρους εθνικής κληρονομιάς	Κοινωνικοί

Κάθε κριτήριο αξιολογείται με έναν βαθμό που κυμαίνεται από μηδέν (0) έως ένα (1). ένα αντιπροσωπεύει τις ιδανικές περιπτώσεις όπου δεν υπάρχει κανένας περιορισμός και το μηδέν τις περιπτώσεις που πρέπει να αποφευχθούν. Στον πίνακα 6.8 παρουσιάζονται τα κριτήρια με την αντίστοιχη βαθμολογία.

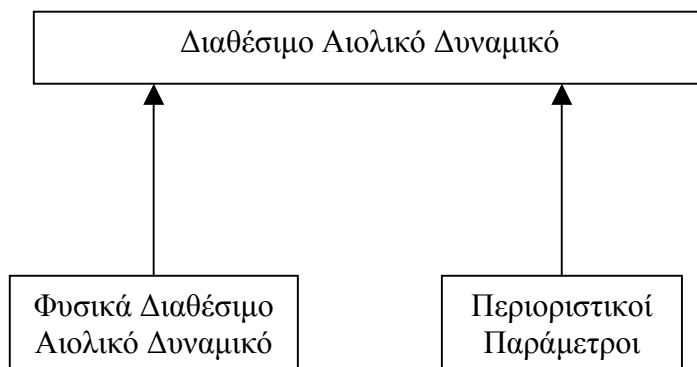
Πίνακας 6.8: Κριτήρια και βαθμολογία για την χωροθέτηση αιολικών πάρκων

Κριτήρια	Βαθμολογία
<u>Αιολικό δυναμικό</u>	
Ταχύτητες >5,5 m/s	1
Ταχύτητες <5.5 m/s	0
<u>Περιοριστικοί Παράγοντες</u>	
Αστικές Περιοχές	
Απόσταση <1 km	1
Απόσταση >1km	0
Εθνική Ασφάλεια & Προστασία Κοινού	
Απόσταση από (Αεροδρόμια, Στρατιωτικές εγκαταστάσεις, Τηλεοπτικούς & Τηλεφωνικούς αναμεταδότες) <1 km	1
Απόσταση από (Αεροδρόμια, Στρατιωτικές εγκαταστάσεις, Τηλεοπτικούς & Τηλεφωνικούς αναμεταδότες) >3 km	0
Οικολογικοί – Περιβαλλοντικοί παράμετροι	
Απόσταση από προστατευμένες <1km	1
Απόσταση από προστατευμένες >1km	0
<u>Οικονομικοί Παράγοντες</u>	
Απόσταση < 500 m από το οδικό δίκτυο	0
Απόσταση <10000 m από το οδικό δίκτυο	1
Απόσταση >10000 m από το οδικό δίκτυο	0
Απόσταση <10000 m τις γραμμές μεταφοράς (μέση τάση) της ηλεκτρικής ενέργειας	1
Απόσταση >10000 m τις γραμμές μεταφοράς (μέση τάση) της ηλεκτρικής ενέργειας	0

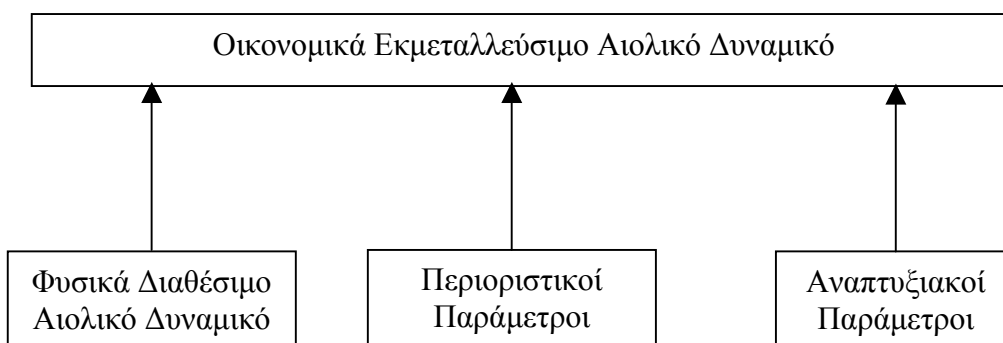
Για κάθε ένα από τα κριτήρια που αναφέρονται στον Πίνακα 6.8, δημιουργήθηκε ένας θεματικός χάρτης, με την βοήθεια του λογισμικού Arc Map. Οι χάρτες αυτοί συνδυάστηκαν μεταξύ τους ως εξής:

- Από τον συνδυασμό του “Θεωρητικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού” και των “Περιοριστικών Παραγόντων” του Πίνακα 6.8, (Σχήμα 6.6) προκύπτει ο ο χάρτης του “Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού”.

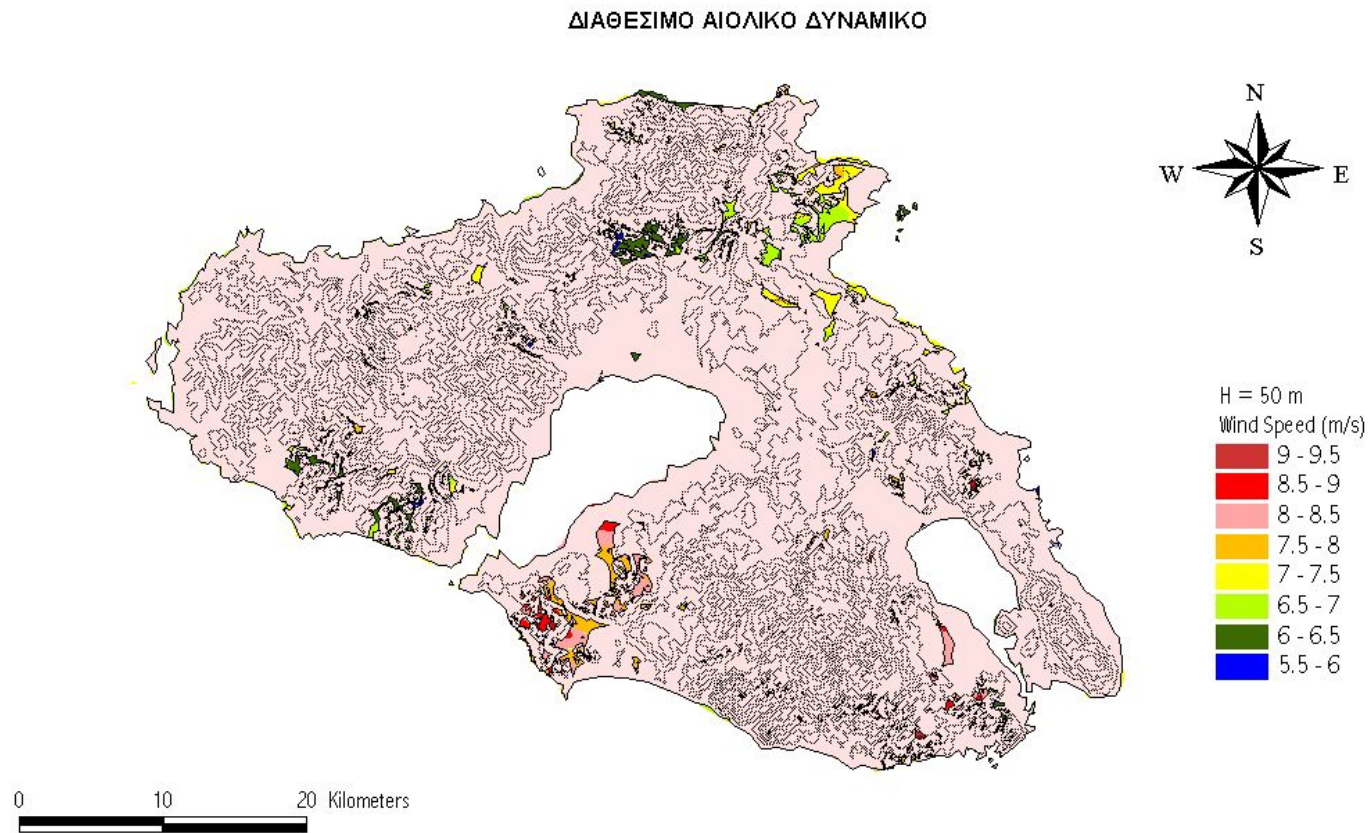
Από τον συνδυασμό του “Θεωρητικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού” των “Περιοριστικών Παραγόντων” και των “Οικονομικών Παραγόντων” του Πίνακα 6.8, (Σχήμα 6.7) προκύπτει ο χάρτης του “Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού Δυναμικού” για το νησί της Λέσβου.



Σχήμα 6.4: Διάγραμμα ροής για την κατασκευή του χάρτη του Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού

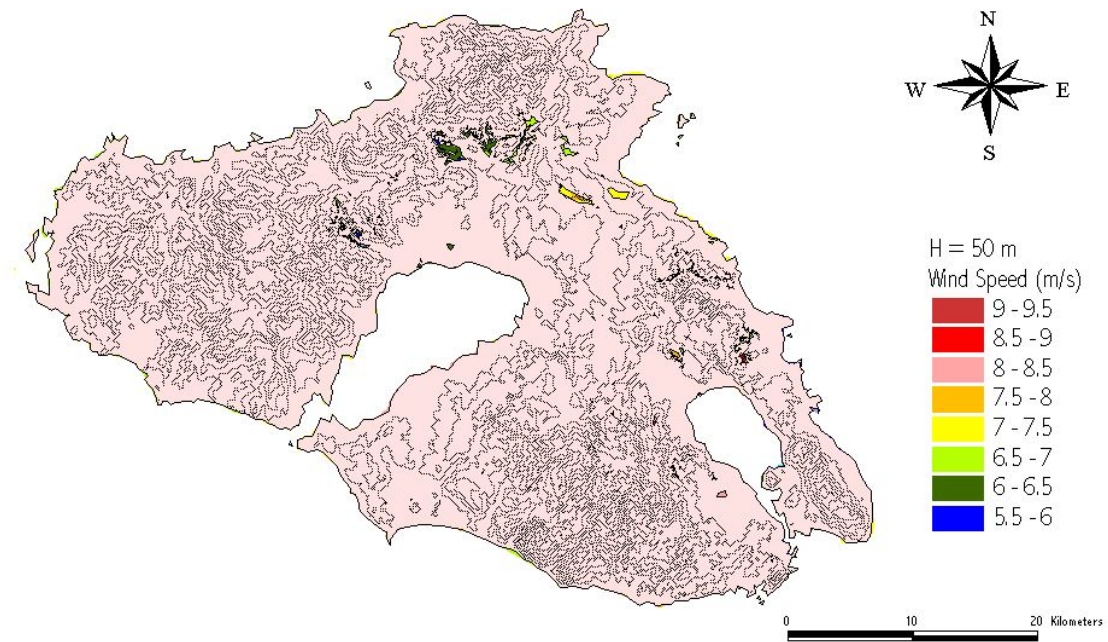


Σχήμα 6.5: Διάγραμμα ροής για την κατασκευή του χάρτη του Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού Δυναμικού



Σχήμα 6.6: Ο χάρτης με το Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό της Λέσβου

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΙΜΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ



6.6: Ο χάρτης με το Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμο

6.3.1 Η διαθεσιμότητα αιολικής ενέργειας γενικά

Ένα από τα σημαντικότερα μειονεκτήματα της αιολικής ενέργειας είναι οι διακυμάνσεις της έντασης του ανέμου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την διακοπτόμενη λειτουργία των αιολικών μηχανών με αποτέλεσμα να υπάρχουν διακυμάνσεις στην παραγόμενη ενέργεια. Άλλοτε η ενέργεια που παράγεται από τον άνεμο είναι σε περίσσια, με αποτέλεσμα ένα μεγάλο μέρος της να μην μπορεί να απορροφηθεί από το ηλεκτρικό δίκτυο και άλλοτε δεν επαρκεί για να καλύψει τις απαιτήσεις των καταναλωτών.

Στην περίπτωση που η παραγόμενη αιολική ενέργεια δεν επαρκεί, οι ανάγκες των καταναλωτών καλύπτονται από τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (Θερμοηλεκτρικούς Σταθμούς). Στην αντίθετη περίπτωση όπου η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια υπερκαλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών, η περίσσια ενέργειας απορρίπτεται. Μπορεί λοιπόν να υπάρχουν οι κατάλληλες συνθήκες, ώστε οι αιολικές μηχανές να αποδίδουν στο μέγιστο, αλλά η ενέργεια που θα παραχθεί να μην καταναλώνεται, γιατί δεν την κατάλληλη στιγμή.

Το γεγονός αυτό περιορίζει σημαντικά την διαθεσιμότητα των αιολικών μηχανών. Είναι απαραίτητο λοιπόν να ληφθεί υπόψη, κατά των σχεδιασμό των αιολικών εγκαταστάσεων, το ποσοστό της ενέργειας που μπορεί να διατεθεί στο δίκτυο και να ληφθεί μέριμνα για την αξιοποίηση της απορριπτόμενης από το δίκτυο αιολικής ενέργειας. Η ανάπτυξη της τεχνολογίας μας επιτρέπει, σήμερα να αποθηκεύσουμε την περίσσια ενέργειας, με διάφορες τεχνικές, όπως είναι η αντλησιοταμίευση (Χρηστάκης Δ., 1998) ή η παραγωγή υδρογόνου με την μέθοδο της ηλεκτρόλυσης (Καλδέλης, 1999).

Σε ένα αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο όπως είναι της Λέσβου η το ποσοστό διείσδυσης της αιολικής ενέργειας εξαρτάται:

- Από το μέγεθος της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.
- Την ικανότητα του ηλεκτρικού δικτύου να απορροφήσει την παραγόμενη αιολική ενέργεια. (Neonakis J.K. et all, 2000)

Για να αυξηθεί το ποσοστό διείσδυσης της αιολικής ενέργειας μέσα στο ηλεκτρικό δίκτυο πρέπει να γίνει κατανομή της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, ώστε:

1. Να εξασφαλιστεί η εγκατάσταση μεγάλου αριθμός μηχανών
2. Να εξασφαλιστεί η διασπορά των μηχανών σε όλο το νησί.

Η κατανομή της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος προϋποθέτει και τον κατάλληλο τύπο μηχανών. Βάση της επιτρεπόμενης εγκατεστημένης ισχύος και των ανεμολογικών συνθηκών καθορίζεται το μέγεθος της κάθε μηχανής και τα λειτουργικά της χαρακτηριστικά.

Η διασπορά των ανεμογεννητριών σε όλο το νησί, εξασφαλίζει την συνεχή παραγωγή αιολικής ενέργειας. Η πιθανότητα να επικρατεί άπνοια σε όλα τα σημεία μια μεγάλης περιοχής όπως είναι το νησί της Λέσβου είναι πολύ μικρή. Επομένως ο μεγάλος αριθμός ανεμογεννητριών σε συνδυασμό με την διασπορά τους σε όλο το νησί εξασφαλίζουν σχεδόν πάντα την είσοδο στο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενός ποσοστού ενέργειας που παράγεται από τον άνεμο. Ανάλογη μελέτη που έγινε

για την Κρήτη απέδειξε πως με τους παραπάνω τρόπους είναι δυνατό να αυξηθεί η διαθεσιμότητα της αιολικής ενέργειας (Χρηστάκης Δ., 2001).

6.3.2 Κατασκευή του διαγράμματος “Πυκνότητας Πιθανότητας –Συντελεστή Λειτουργίας Αιολικών Μηχανών”

Ανεμολογικά στοιχεία:

Χρησιμοποιήθηκαν οι τέσσερις χρονοσειρές, διάρκειας ενός έτους η κάθε μία , για την περίοδο 2003 – 2004, από τους ανεμογράφους των οποίων οι θέσεις φαίνονται στο Σχήμα 6.2.

Περιγραφή:

Για κατασκευή του διαγράμματος απαιτούνται ως δεδομένα οι χρονοσειρές εξόδου των ανεμογεννητριών. Για την μελέτη που ακολουθεί έγινε η στην υπόθεση ότι στη θέση του κάθε ανεμογράφου, είναι εγκατεστημένη μια ανεμογεννήτρια. Οι χρονοσειρές από κάθε ανεμογράφο χρησιμοποιήθηκαν για να εκτιμηθούν οι χρονοσειρές εξόδου δηλαδή η ενέργεια που παράγεται κάθε χρονική στιγμή στην έξοδο της κάθε ανεμογεννήτριας.

Χρησιμοποιήθηκαν δύο διαφορετικοί τύποι ανεμογεννητριών του ίδιου μεγέθους, 1 MW η κάθε μία. Τα λειτουργικά χαρακτηριστικά και οι καμπύλες ισχύος των ανεμογεννητριών που “χρησιμοποιήθηκαν” παρουσιάζονται στους πίνακες 8.2, 8.3.

Με την εφαρμογή της σχέσης (6.1) έγινε αναγωγή των χρονοσειρών των ταχυτήτων του ανέμου στο ύψος της πλήμνης των ανεμογεννητριών.

$$\frac{V_{(Z)}}{V_{(Z_1)}} = \left(\frac{Z}{Z_1} \right)^a \quad (6.1)$$

όπου:

$V_{(Z)}$: η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης της μηχανής

$V_{(Z_1)}$: η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του ανεμογράφου

Z : το ύψος της πλήμνης $Z = 10$ m

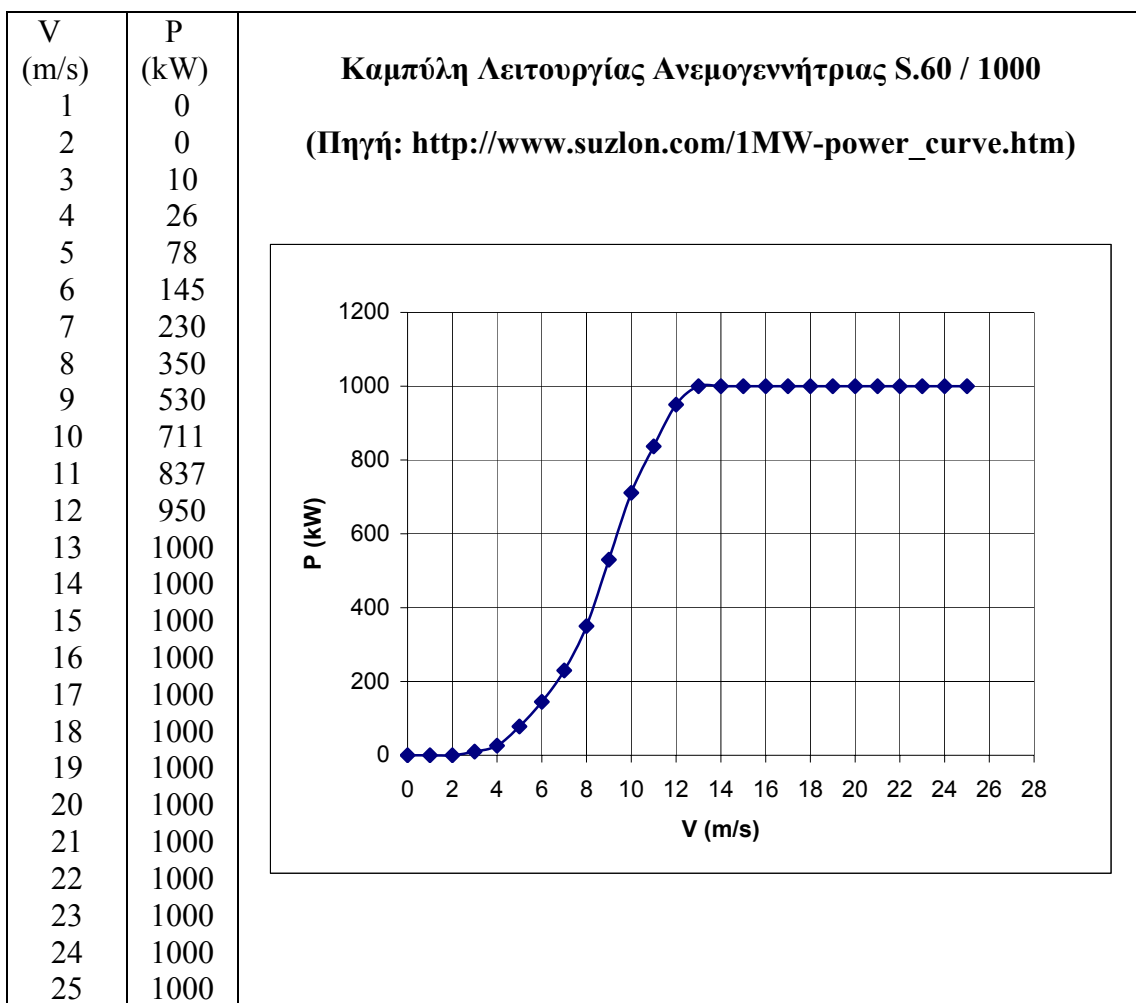
Z_1 : το ύψος της πλήμνης $Z_1 = 65$ m

$a = 0,20$

Σε κάθε τιμή της νέας χρονοσειράς, των ταχυτήτων του ανέμου, γίνεται αντιστοίχιση μιας τιμής ισχύος, σύμφωνα με την καμπύλη ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας, οπότε προκύπτει η χρονοσειρά εξόδου της ανεμογεννήτριας (διάγραμμα P – t) σχήματα 6.8 & 6.9

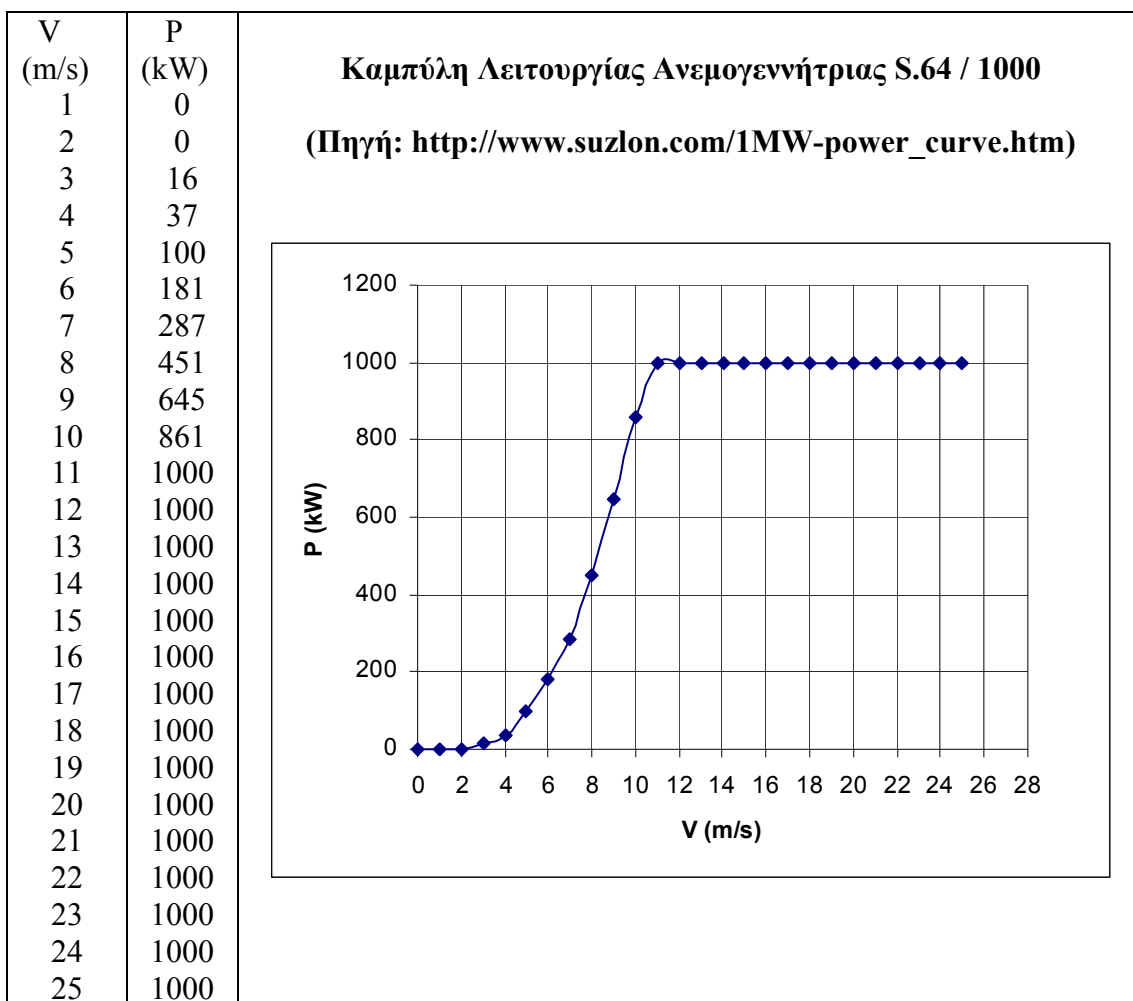
Πίνακας 6.9: Λειτουργικά χαρακτηριστικά & καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας S.60 /1000

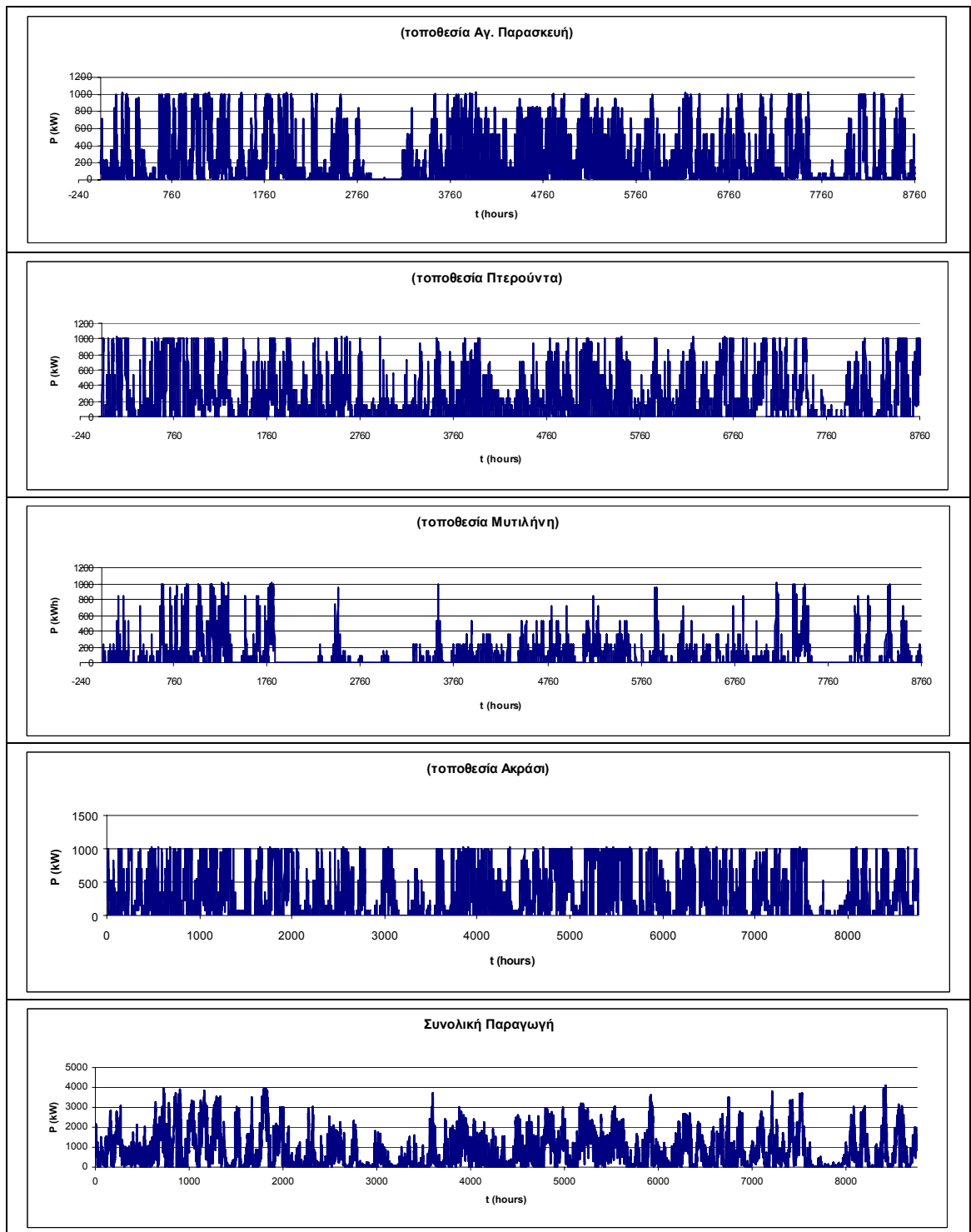
Χαρακτηριστικά Λειτουργίας Ανεμογεννήτριας S.60 / 1000 (Πηγή: http://www.suzlon.com/1MW-technical-data.htm)	
Διάμετρος δρομέα	60 m
Ύψος Πλήμνης	65 m
Ονομαστική Ισχύς Εξόδου	1000 kW
Ταχύτητα Έναρξης Λειτουργίας	3 m/s
Ονομαστική Ταχύτητα Λειτουργίας	13 m/s
Ταχύτητα Αποκοπής	25 m/s
Μέγιστη ταχύτητα επιβίωσης	67 m/s



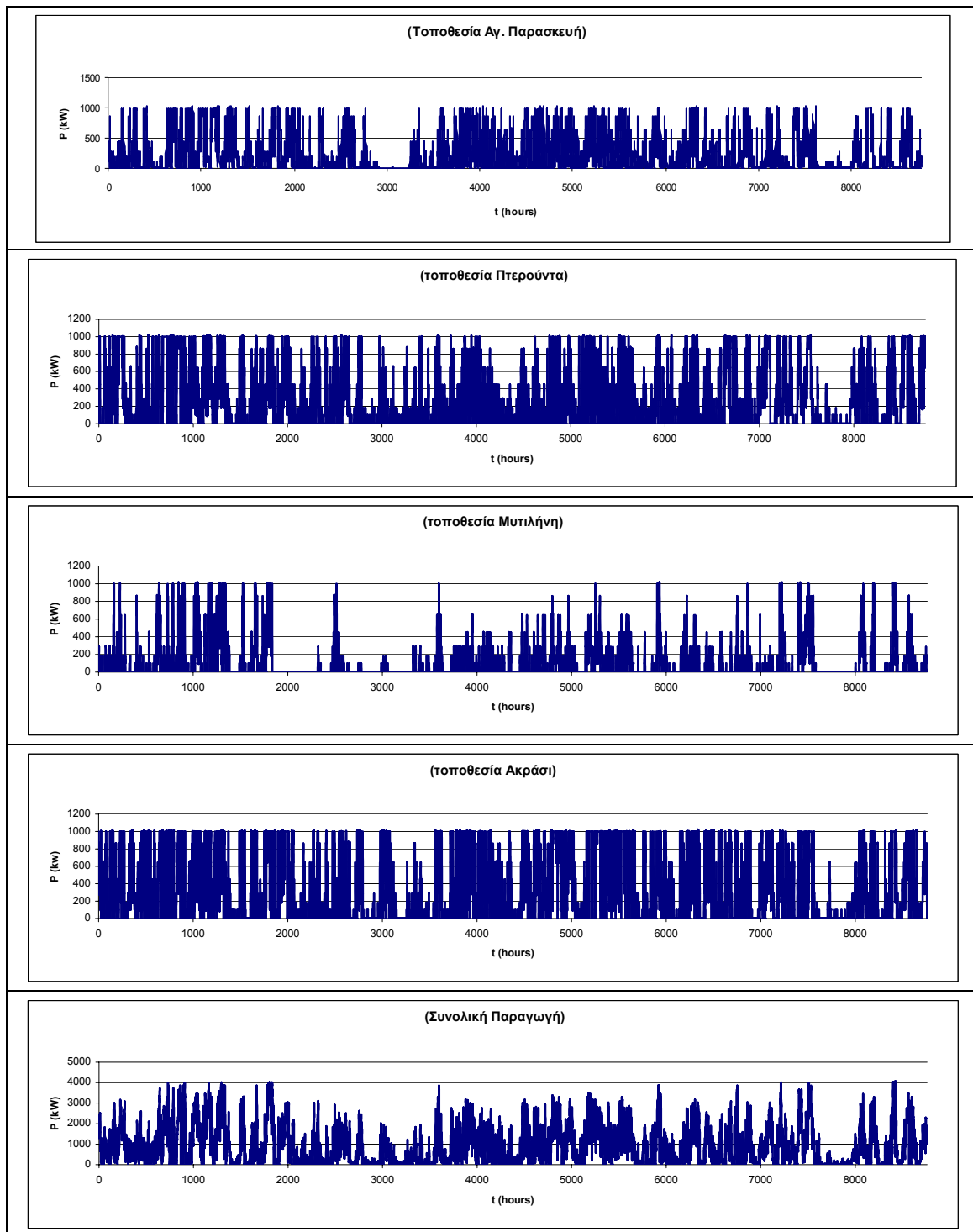
Πίνακας 6.10: Λειτουργικά χαρακτηριστικά & καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας S.64 /1000

Χαρακτηριστικά Λειτουργίας Ανεμογεννήτριας S.64 / 1000 (Πηγή: http://www.suzlon.com/1MW-technical-data.htm)	
Διάμετρος δρομέα	64 m
Ύψος Πλήμνης	65 m
Ονομαστική Ισχύς Εξόδου	1000 kW
Ταχύτητα Έναρξης Λειτουργίας	3 m/s
Ονομαστική Ταχύτητα Λειτουργίας	11 m/s
Ταχύτητα Αποκοπής	25 m/s
Μέγιστη ταχύτητα επιβίωσης	67 m/s





Σχήμα 6.8 Διαγράμματα P – t ανεμογεννήτριας S.60/1000



Σχήμα 6.9 Διαγράμματα P – t ανεμογεννήτριας S.64/1000

Η ετήσια παραγόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτρια είναι αριθμητικά ίση με το εμβαδόν της καμπύλης (P – t) και υπολογίζεται από τον τύπο:

$$E = \sum_{i=1}^{i=8760} P_i \quad (6.2)$$

Στον Πίνακα 6.11 παρουσιάζεται η ενέργεια που παράγεται σε κάθε θέση για κάθε τύπο ανεμογεννήτριας.

Πίνακας 6.11: Παραγωγή Αιολικής Ενέργειας

Θέση	Αγ, Παρασκευή Πτερούντα	Ακράσι	Μυτιλήνη	Σύνολο	
Παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ S.64 /1000 (kWh/y)	2061022	2285108	2996622	852174	8194926
Παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ S.60 /1000 (kWh/y)	1747900	1968509	2690518	701239	7108166
Σύγκριση της Παραγόμενης Ενέργειας Ποσοστό (%)	15,19	13,85	10,21	17,71	13,26

Παρατηρείται πως υπάρχει σημαντική απόκλιση στην παραγωγή ενέργειας παρά το γεγονός ότι η μηχανές είναι του ίδιου μεγέθους. Η απόκλιση αυτή οφείλεται στο γεγονός ότι οι μηχανές αποδίδουν την ονομαστική τους ισχύ σε διαφορετικές ταχύτητες αέρα. Η μηχανή λοιπόν με την μικρότερη ονομαστική ταχύτητα παρουσιάζει μεγαλύτερη ενεργειακή απόδοση.

Για την εκτίμηση της πυκνότητας της πιθανότητας της μέσης αιολικής ισχύος χρησιμοποιείται ο συντελεστής λειτουργίας (ξ) της κάθε μηχανής. Ο συντελεστής λειτουργίας εκφράζει το ποσοστό % της ισχύος που λειτουργεί η κάθε ανεμογεννήτρια και ορίζεται από τη σχέση:

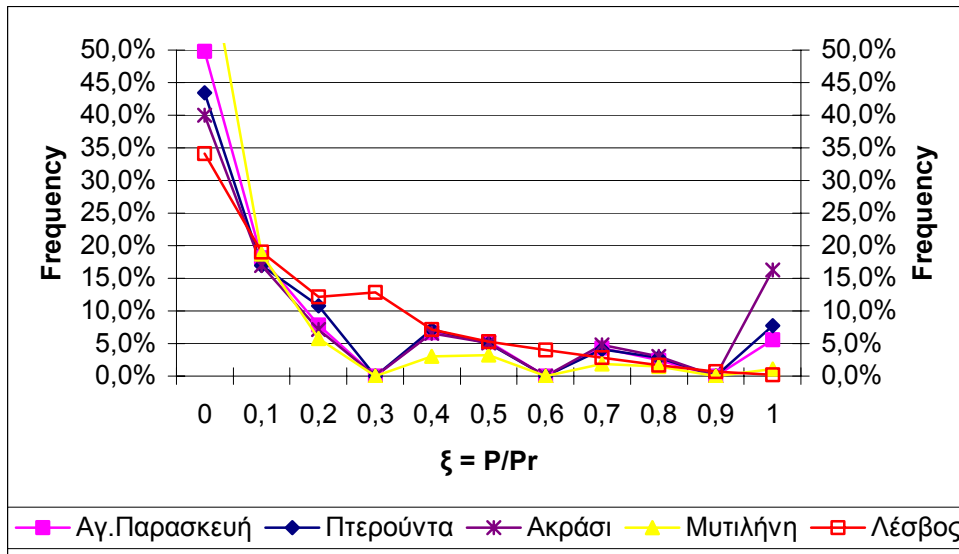
$$\xi = \frac{P_i}{P_r}$$

Όπου:

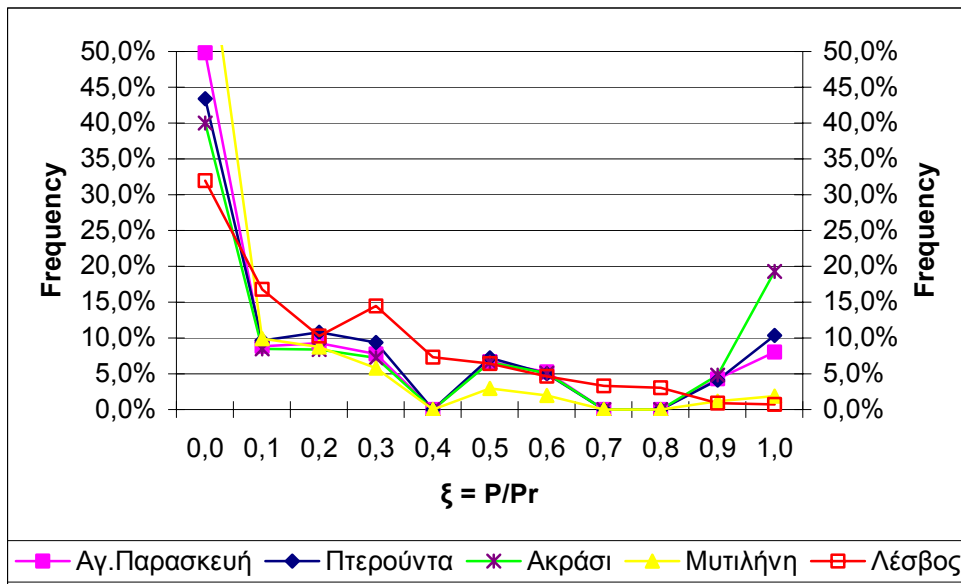
P_i η ισχύς που αποδίδει η ανεμογεννήτρια την χρονική στιγμή i .

P_r η ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας.

Οι τιμές του συντελεστή λειτουργίας κυμαίνονται από μηδέν, όταν η ανεμογεννήτρια δεν λειτουργεί μέχρι ένα, όταν η ανεμογεννήτρια λειτουργεί στην ονομαστική της ισχύ. Για κάθε τιμή του συντελεστή λειτουργίας υπολογίζεται η πιθανότητα εμφάνισής του στη διάρκεια του έτους. Με τον τρόπο αυτό προκύπτει το διάγραμμα της πυκνότητας πιθανότητας της αιολικής ισχύος για κάθε τύπο ανεμογεννήτριας για κάθε θέση, τα οποία παρουσιάζονται στα σχήματα 6.10, 6.11.



Σχήμα 6.10 Διαγράμματα Πυκνότητας πιθανότητας - λειτουργίας ανεμογεννήτριας S.60/1000



Σχήμα 6.11 Διαγράμματα Πυκνότητας πιθανότητας - λειτουργίας ανεμογεννήτριας S.64/1000

Από τα διαγράμματα προκύπτει πως σε κάθε θέση χωριστά, η πιθανότητα να μην λειτουργεί μια ανεμογεννήτρια ($\xi = 0$) ή να λειτουργεί σε μικρούς συντελεστές λειτουργίας είναι μεγάλη. Αντίθετα εξετάζοντας την συνολική λειτουργία των τεσσάρων μηχανών μαζί, η πιθανότητα εμφάνισης μέσω συντελεστών λειτουργίας αυξάνεται, ενώ ελαττώνεται η πιθανότητα να μην λειτουργεί καμία μηχανή. Το διάγραμμα “Πυκνότητας Πιθανότητας – Συντελεστή Λειτουργίας Αιολικών Μηχανών” έναν μεγαλύτερο αριθμό ανεμογεννητριών εγκατεστημένες σε διαφορετικά σημεία, αναμένεται να δώσει ακόμη πιο ικανοποιητικά αποτελέσματα όσον αφορά την αύξηση της διαθεσιμότητας της αιολικής ενέργειας.

7. Συμπεράσματα

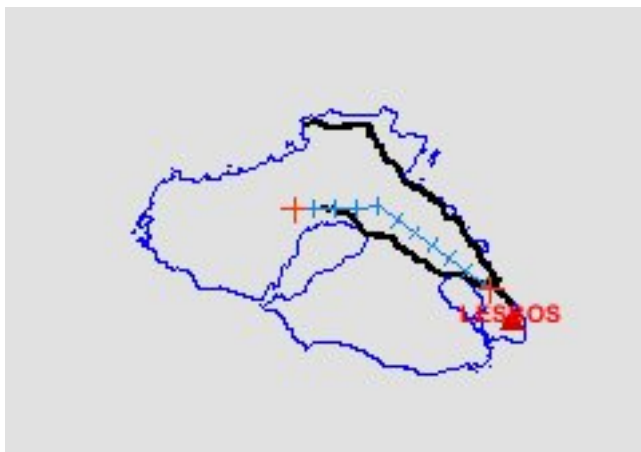
Η μελέτη του αιολικού δυναμικού επιβεβαιώνει την πλούσια διαθεσιμότητα της Λέσβου σε αιολικό δυναμικό, αφού όπως φαίνεται, στον αιολικό χάρτη του Φυσικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού (Σχήμα 3.3), στο μεγαλύτερο μέρος της η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου είναι μεγαλύτερη από 5,5 m/s

Ο χάρτης αυτός αποτελεί χρήσιμο εργαλείο για τους μηχανικούς που ασχολούνται με τα αιολικά συστήματα αλλά και με άλλα περιβαλλοντικά θέματα. Οι εφαρμογές του επίσης δεν περιορίζονται μόνο στην χωροθέτηση των αιολικών πάρκων, αλλά μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για τη χωροθέτηση και άλλων εγκαταστάσεων, που καθορίζονται ή επηρεάζονται από τον άνεμο, αν συνδυασθεί με τα αντίστοιχα κριτήρια, για κάθε περίπτωση.

Χρησιμότερο εργαλείο για τους επενδυτές που σκοπεύουν να επενδύσουν στον ενεργειακό τομέα αποτελούν οι χάρτες του Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού και του Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού Δυναμικού (Σχήματα 3.6 & 3.7). Για τις τοποθεσίες που υποδεικνύονται στους χάρτες αυτούς, αξίζει να γίνει ακριβέστερη διερεύνηση για την ίδρυση αιολικών πάρκων.

Παρατηρώντας τους τρεις χάρτες, φαίνεται, με μια πρώτη ματιά πως το Διαθέσιμο Αιολικό Δυναμικό, είναι σημαντικά μικρότερο από το Φυσικά Διαθέσιμο. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η Λέσβος διαθέτει πολλά προστατευόμενα μέρη, τα οποία θέτουν περιορισμούς στην εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας.

Ακόμη δε μικρότερο σε σχέση με το Διαθέσιμο και το Φυσικά Διαθέσιμο, είναι το Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμο Αιολικό Δυναμικό, εξαιτίας της έλλειψης της απαραίτητης υποδομής και κυρίως του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το δίκτυο της μέσης τάσης, στο οποίο γίνεται και η διασύνδεση των αιολικών πάρκων, στη Λέσβο περιορίζεται μόνο μεταξύ της Μυτιλήνης και της Καλλονής (Σχήμα 4.1). Το γεγονός αυτό περιορίζει σημαντικά το Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμο Αιολικό Δυναμικό, αφού η απόσταση του χώρου εγκατάσταση από το δίκτυο της μέσης τάσης είναι ένα από τα σημαντικότερα οικονομικά κριτήρια.



Σχήμα 7.1: Γραμμή Μέσης Τάσης στη Λέσβο (Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης)

Για να υπάρξει λοιπόν μεγαλύτερη εκμετάλλευση του Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού, είναι απαραίτητη προϋπόθεση η ανάπτυξη ενός ισχυρού δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Τον τελευταίο καιρό γίνονται συζητήσεις, στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής στη Λέσβο για την μεταφορά του θερμοηλεκτρικού σταθμού (Θ.Η.Σ.) της Δ.Ε.Η., στην δυτική πλευρά του νησιού. Ένα τέτοιο έργο προϋποθέτει σαφώς την επέκταση του δικτύου της μέσης τάσης. Έτσι λοιπόν είναι δυνατό να αξιοποιηθεί ένα μεγαλύτερο μέρος του Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού.

Η επέκταση αυτή του δικτύου λόγω της μετεγκατάστασης του Θ.Η.Σ, στο Δυτικό μέρος του νησιού, δημιουργεί τις απαραίτητες προϋποθέσεις και για την αύξηση της διαθεσιμότητας της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προϋποθέσεις αυτές είναι:

1. Ισχυρό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας
2. Αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος
3. Διασπορά της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος

Η πρώτη προϋπόθεση, δημιουργείται, όπως αναφέρθηκε από την ανάγκη διασύνδεσης του Θ.Η.Σ. με τους καταναλωτές, ενώ η δύο τελευταίες απορρέουν έμμεσα από την επέκταση του δικτύου, εξαιτίας της αύξησης του Οικονομικά Διαθέσιμου Αιολικού Δυναμικού. Οι παραπάνω προϋποθέσεις σε συνδυασμό με έναν σωστό προγραμματισμό και διαχείριση από τον Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε) της Λέσβου, συντελούν στην αύξηση της χρήσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο, από τους καταναλωτές, συμβάλλοντας έτσι στην εξοικονόμηση σημαντικής ποσότητας συμβατικών καυσίμων και αερίων ρύπων.

Όπως προαναφέρθηκε η πληροφορία που απορρέουν από τον αιολικό χάρτη είναι δομημένη σε τετραγωνικό κάναβο με ανάλυση 200 x 200 m. Η ανάλυση αυτή επιλέχθηκε μόνο και μόνο για λόγους υπολογιστικής ισχύος και κατά συνέπεια εξοικονόμηση χρόνου κατά τους υπολογισμούς του WAsP. Κατά τον σχεδιασμό των αιολικών πάρκων απαιτείται ακόμη μεγαλύτερη ακρίβεια, τόσο στην ανάλυση όσο και στα υπόλοιπα στοιχεία όπως:

- Οι χρονοσειρές των ανεμολογικών στοιχείων. Πρέπει να είναι τουλάχιστον τριών ετών, ενώ θα βγουν πιο αξιόπιστα συμπεράσματα αν χρησιμοποιηθούν στοιχεία από περισσότερους ανεμογράφους.
- Στην ισοδιάσταση των ισοϋψών καμπυλών στους χάρτες με τα υψόμετρα. Η ισοδιάσταση πρέπει να είναι τουλάχιστον 20 m, ώστε να προκύπτουν αξιόπιστα συμπεράσματα για την κλίση του εδάφους και το ανάγλυφο της περιοχής.

Συνεπώς για να παρέχει ο αιολικός χάρτης ακριβέστερες πληροφορίες, μπορεί να κατασκευαστεί πάλι με την ίδια μέθοδο χρησιμοποιώντας καλύτερη ανάλυση 50 x 50 m ή ακόμη και 10 x 10 m. Η κατασκευή ενός αιολικού χάρτη με τέτοια λεπτομέρεια μπορεί να αποτελέσει αντικείμενο έρευνας ή ακόμη και διπλωματικής εργασίας.

Αντικείμενο έρευνας ή διπλωματικής διατριβής επίσης μπορεί να αποτελέσει και η αύξηση της διαθεσιμότητας της αιολικής ενέργειας, αλλά και των υπόλοιπων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που διαθέτει η Λέσβος, ώστε να εξασφαλιστεί σε μεγάλο βαθμό η ανεξάρτησή της από τα συμβατικά καύσιμα. Το γεγονός ότι το νησί της Λέσβου δεν διασυνδέεται με το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της ηπειρωτικής Ελλάδας, σε συνδυασμό με το πλούσιο δυναμικό σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας που διαθέτει, καθιστά το νησί ένα μεγάλο “εργαστήριο” για έρευνα πάνω στον τομέα αυτό.

Βιβλιογραφικές Αναφορές

1. Γιαννακόπουλος Δ., Καλδέλλης Ι., 1998 Μέθοδοι Καταγραφής, “Προβλεψης και Αξιολόγησης του Αιολικού Δυναμικού”, D – 9, Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας, Τ.Ε.Ι. Πειραια
2. Καλδέλλης Κ. Ι., 1999, “Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας”
3. Καλδέλλης Ι., Κοδοσάκης Δ., “Καταγραφή Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων από τη Λειτουργία Αιολικών Πάρκων”, 6^ο Διεθνές Συνέδριο Περιβαλλοντικής Επιστήμης & Τεχνολογίας, Παν. Αιγαίου, pp. 675 – 683, Πυθαγόρειοι – Σάμου
4. Καλδέλλη Κ.Ι., Καββαδίας Κ., 2001 “Εργαστηριακές Εφαρμογές Ήπιων Μορφών Ενέργειας”, Εκς Αθ. Σταμούλης
5. Κανελλόπουλος Δ., Καψάλης Γ., Κυριακόπουλος Κ., Μαντά Ε., 1999, “Αξιολόγηση της απόδοσης αιολικού πάρκου εγκατεστημένο σε έδαφος πολύπλοκης τοπογραφίας”, 6^ο Εθνικό Συνέδριο για Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Τόμος Α.
6. Κοσοδάκης Κ., Καλδέλλης Ι., 1998, “1983 – 1998 Το Ελληνικό Πρόγραμμα Αιολικών Εφαρμογών”, Εθνικό Συνέδριο για την Εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Ε.Μ.Π. – RENES, pp 471 – 478, Ίδρυμα Ευγενίδου, Αθήνα.
7. Κωρονάκης Π. 1996 “Εργαστηριακή Ρευστομηχανική”, Τόμος Ι,ΙΙ, Εκδ. Ιων, Πειραιάς
8. Μηναδάκης Ι., 2000, “Ανεμολογικές μετρήσεις”, Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας & Σύνθεσης Ενεργειακών Συστημάτων. Τ.Ε.Ι. Κρήτης
9. Μπεργελές Γ 1994, “Ανεμοκινητήρες”, Εκδ. Συμεών, Αθήνα
10. Χρηστάκης Δ., Μηναδάκης Ι, Νικηφοράκης Μ, Φασουλός Β, 1999 “Προς την 100% Παροχή Ενέργειας από Α.Π.Ε. για την Ηλεκτροδότηση της Κρήτης”, Εργαστήριο Αιολικής ενέργειας, Τ.Ε.Ι. Ηρακλείου
- Neonakis J.K. et all, 2000, “Estimating the Starting Point for Substantial Wind Energy
11. Economical Potential Use of Renewable Energy, EPURE Project (RENA CT94 – 0054), INESTENE, Final Report, March 1996.
12. European Wind Turbine Catalogue, a THERMIE Programme Axction No WE 15, Energy Centr, Denmark.
13. Freris L.L., 1990, “Wind Energy Conversion Systems”, ed. Prentice Hall
14. HECOPET – CRES – 2002, “Assessment of the Technical & Economical Potential of Wind Energy along the Black Sa Coast of Bulgaria & Romania”
15. Katsoulis, B. D., A. Survey on the assessment of wind energy potential in Greece. Theoretical and Applied Climatology, 1994, 47.
16. Kidner, B. Site selection and visibility analysis for a wind farm development: A problem for GIS. Proceedings of 1st International Conference on Geographic Information Systems in Urban and Environmental Planning, Samos, Greece, 1996.
17. Krewitt W., Nitsch J, 2003, “ The potential for electricity generation from on – shore wind energy under the constraints of regions in Germany, German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, System Analysis and Technology Assesment, Pfffenwaldrin 38 – 40, D – 70569 Stuttgart, Germany
18. Michael R. Thomas, 2001, “A GIS – based support system for brownfield redevelopment” Department of Development, 323 Natural Resources, Michigan State University, East Lansing, MI 48824, USA.
19. M. Muselli, 1999, G. Notton, P. Poggi, A. Louche, “ Computer – aided analysis of integration of renewable – energy systems in remote areaw using a geographical – information system

20. Penetration in the Greek Market”, World Renewable Energy Congress VI, Brighton, U.K.
21. Perrakis, K. and Tassiou, R., National incentives for deployment of renewables in Greece. Altener Seminar – Market incentives on renewable energies Lisbon, March. 1996
22. Pettit, C., Winds of Change: GIS helps site wind farms in NE France. CIS Europe, Vol.4, No.6, July 1995
23. Troen I., Petersen E.L, 1989, “European Wind Atlas”, Riso National Laboratory, Roskilde.
24. Voivntas D, Assimacopoulos D and Mourelatos, 1998, “Evaluation of Renewable Energy Potential using A GIS Decision Support System, National Technical University of Athens, Section II: Process Analysis & Plant Design, 9, Hecroon Polytechniou St., Zografou Campus, GR – 157 80, Athens, Greece
25. Serwan M. J. Bban, Tim Parry, 2001, “ Developing and applying a GIS – assisted approach to locating wind farms in the U.K.