



Τ.Ε.Ι. ΚΡΗΤΗΣ
ΤΜΗΜΑ Π.Σ.Ε. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ
ΜΕΛΕΤΗ
ΘΑΛΑΣΣΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ
ΠΑΡΚΟΥ 20 MW ΣΤΗ ΘΕΣΗ
ΜΟΧΛΟΣ
ΔΗΜΟΥ ΣΗΤΕΙΑΣ
ΝΟΜΟΥ ΛΑΣΙΘΙΟΥ

ΒΕΛΓΑΚΗ ΕΛΕΝΗ
ΒΑΣΙΛΕΙΑΔΗΣ ΑΘΑΝΑΣΙΟΣ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΧΡΗΣΤΑΚΗΣ ΔΗΜΗΤΡΗΣ

ΗΡΑΚΛΕΙΟ 2005



Στις οικογένειές μας



-	-	
<u>ΠΡΟΛΟΓΟΣ</u>		<u>1</u>
-	-	
<u>ΜΕΡΟΣ Α΄ ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ</u>		<u>2</u>
-	-	
<u>-Κεφάλαιο 1ο</u>		<u>2</u>
<u>Στροφή στις ΑΠΕ</u>		<u>2</u>
<u>1.1 Εισαγωγή</u>		<u>2</u>
-	-	
-	-	
<u>-Κεφάλαιο 2^ο</u>		<u>4</u>
<u>Αιολική Ενέργεια</u>		<u>4</u>
<u>2.1 Εισαγωγή</u>		<u>4</u>
<u>2.1.1 Άνεμος</u>		<u>4</u>
<u>2.2 Χαρακτηριστικά του ανέμου</u>		<u>9</u>
<u>2.3 Παράγοντες που επηρεάζουν την ταχύτητα και τη διεύθυνση του ανέμου</u>		<u>9</u>
-	-	
-	-	
<u>-Κεφάλαιο 3^ο</u>		<u>11</u>
<u>Το Αιολικό Δυναμικό</u>		<u>11</u>
<u>3.1 Εισαγωγή</u>		<u>11</u>
<u>3.2 Οι μετρήσεις</u>		
<u>3.3 Τεχνική προσδιορισμού του Αιολικού Δυναμικού μιας περιοχής</u>		<u>13</u>
<u>3.4 Η ψηφιοποίηση του χάρτη</u>		<u>19</u>
<u>3.5 Το λογισμικό WasP</u>		<u>19</u>
-	-	
-	-	
<u>-Κεφάλαιο 4^ο</u>		<u>21</u>
<u>Οι Ανεμογεννήτριες</u>		<u>21</u>
<u>4.1 Εισαγωγή</u>		<u>21</u>
<u>4.2 Τύποι Α/Γ (offshore Α/Γ)</u>		<u>21</u>
<u>4.3 Επιλογή θέσης εγκατάστασης Α/Γ</u>		<u>24</u>
-	-	
-	-	<u>26</u>
<u>-Κεφάλαιο 5^ο</u>		<u>26</u>
<u>Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα</u>		<u>26</u>
<u>5.1 Ιστορία θαλάσσιων αιολικών πάρκων</u>		<u>26</u>
<u>5.2 Επισκόπηση</u>		<u>26</u>
<u>5.3 Τεχνικά ζητήματα</u>		<u>28</u>
<u>5.4 Λειτουργικά και οικονομικά</u>		<u>29</u>
<u>5.5 Μελλοντική εργασία</u>		<u>29</u>
<u>5.6 Νέα τεχνολογία- Ερωτηματολόγιο</u>		<u>30</u>
-	-	
-	-	



<u>ΜΕΡΟΣ Β΄ ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ</u>	<u>35</u>
-	-
<u>-Κεφάλαιο 1^ο</u>	<u>35</u>
<u>Παρουσίαση Περιοχής</u>	<u>35</u>
<u>1.1 Εισαγωγή</u>	<u>35</u>
<u>1.1.1 Γενική περιγραφή της θαλάσσιας περιοχής</u>	<u>35</u>
<u>1.2 Μελέτη Αιολικού Δυναμικού και Χωροθέτηση Α/Γ</u>	<u>35</u>
<u>1.3 Μελέτη Θορύβου</u>	<u>39</u>
-	-
-	-
<u>-Κεφάλαιο 2^ο</u>	<u>40</u>
<u>Βασικές Εργασίες</u>	<u>40</u>
<u>2.1 Περίληψη</u>	<u>40</u>
<u>2.2 Περιγραφή των βασικών εργασιών</u>	<u>40</u>
-	-
-	-
<u>-Κεφάλαιο 3^ο</u>	<u>44</u>
<u>Οικονομική Μελέτη</u>	<u>44</u>
<u>3.1 Εισαγωγή</u>	<u>44</u>
<u>3.2.1 Οικονομικά Ανεμογεννήτριας 2 MW</u>	-
<u>3.2.2 Οικονομικά Ανεμογεννήτριας 3 MW</u>	-
<u>3.2.3 Οικονομικά Ανεμογεννήτριας 5 MW</u>	-
<u>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ</u>	<u>45</u>
-	-
<u>Βιβλιογραφία</u>	-
<u>Παραρτήματα</u>	-
<u>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 Τοπογραφικό διάγραμμα σε ψηφιοποιημένο μοντέλο, κλίμακα 1: 5000</u>	
<u>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 Χάρτης Αιολικού Δυναμικού κλίμακα 1: 5000</u>	
<u>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 3 Στοιχεία Α/Γ</u>	
<u>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 4 Αναλυτικοί πίνακες Α/Γ</u>	-
-	-



ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η τεchnοοικονομική μελέτη ενός αιολικού πάρκου στη θαλάσσια περιοχή Μόχλου στο νομό Λασιθίου κοντά στην πόλη Σητεία.

Η μελέτη αυτή ασχολείται με το αιολικό δυναμικό σε ρηχές θαλάσσιες περιοχές, με την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου μέσα στη θάλασσα και με τις ειδικές συνθήκες που συναντώνται σε τέτοιου είδους εγκαταστάσεις.

Η εργασία είναι χωρισμένη σε δύο μέρη. Το πρώτο μέρος είναι το θεωρητικό κομμάτι όπου αναφέρονται κάποια γενικά για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, για την αιολική ενέργεια, το αιολικό δυναμικό τις ανεμογεννήτριες και τα θαλάσσια αιολικά πάρκα. Στο δεύτερο μέρος που είναι και το κύριο μέρος της μελέτης, παρουσιάζεται η τεchnοοικονομική ανάλυση του πάρκου που απαρτίζεται από την περιγραφή της περιοχής, την παρουσίαση όλων των απαραίτητων τεχνικών στοιχείων του πάρκου, καθώς και την οικονομική μελέτη του πάρκου.

Για την πραγματοποίηση της πτυχιακής εργασίας εκτός από τις γνώσεις που αποκτήσαμε από τα μαθήματα της σχολής μας πολύτιμη ήταν η βοήθεια του υπεύθυνου καθηγητή της πτυχιακής κ. Δημήτρη Χρηστάκη. Επίσης θέλουμε να ευχαριστήσουμε ιδιαίτερα τον κ. Κώστα Τσαμπάζη συνεργάτη και βοηθό του αιολικού εργαστηρίου και τον συμφοιτητή μας Μάριο Κασαπάκη για τις πληροφορίες που μας έδωσαν και τον χρόνο που αφιέρωσαν προκειμένου να πραγματοποιήσουμε την πτυχιακή μας εργασία.



ΜΕΡΟΣ ΠΡΩΤΟ

Κεφάλαιο 1^ο

Στροφή στις Α.Π.Ε.

1.1 Εισαγωγή

Τις τελευταίες δύο δεκαετίες έχει αναπτυχθεί ζωηρό ενδιαφέρον για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και την αξιοποίησή τους. Οικονομικοί και περιβαλλοντικοί λόγοι έχουν οδηγήσει τη διεθνή κοινότητα προς αυτή την κατεύθυνση. Υπάρχει η αίσθηση ότι στο κοντινό μέλλον οι Α.Π.Ε. θα έχουν κυριαρχήσει στην παραγωγή ενέργειας, αφού υπερτερούν των συμβατικών μεθόδων. Οι πιο γνωστές μορφές των Α.Π.Ε. είναι η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η γεωθερμική ενέργεια, η υδροδυναμική ενέργεια και η ενέργεια που παράγεται από τη βιομάζα. Από τις παραπάνω μορφές ενέργειας οι δύο πρώτες είναι οι πιο διαδεδομένες σήμερα.

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας δεν είναι δυνατόν αυτή τη στιγμή να επιλύσουν το συνολικό ενεργειακό πρόβλημα της ανθρωπότητας, τουλάχιστον με τα σημερινά οικονομικά και τεχνολογικά δεδομένα. Εάν όμως η αξιοποίησή τους συνδυαστεί με την προσπάθεια εξοικονόμησης των συμβατικών πηγών ενέργειας και με τη σωστή διαχείριση των υφιστάμενων ενεργειακών πόρων τότε θα είχαμε μερική λύση του παγκόσμιου ενεργειακού προβλήματος.

Οι περισσότερες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας είναι γνωστές από την αρχαιότητα. Όσον αφορά την αιολική ενέργεια μέχρι και τον 18^ο αιώνα η ναυτιλία στηριζόταν σε ιστιοφόρα πλοία, ενώ στην ξηρά οι ανεμόμυλοι χρησιμοποιήθηκαν για την άντληση νερού και την άλεση των σιτηρών.

Η Ελλάδα έχει παράδοση στη χρήση των ανεμόμυλων λόγω και της ιδιαίτερης γεωγραφικής μορφής της. Οι κυκλαδίτικοι ανεμόμυλοι που βρίσκονται στην Μύκονο αλλά και οι ανεμόμυλοι του οροπεδίου του Λασιθίου είναι παγκοσμίως γνωστοί.

Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

- Είναι πρακτικά ανεξάντλητες και συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τους συμβατικούς πόρους, των οποίων τα ανά τον κόσμο αποθέματα ελαττώνονται με την πάροδο του χρόνου.
- Είναι φιλικές προς το περιβάλλον, καθώς δεν είναι ρυπογόνες
- Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτησίας και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο
- Είναι γεωγραφικά διεσπαρμένες και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, δίνοντας τη δυνατότητα να καλύπτονται οι ενεργειακές δαπάνες σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, μειώνοντας έτσι τον ενεργειακό συγκεντρωτισμό της παραγωγής με τις μεγάλες ενεργειακές απώλειες που αυτός συνεπάγεται.
- Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος, το οποίο επιπλέον δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων



- Η εγκατάσταση συστημάτων Α.Π.Ε. είναι μία απλή και σχετικά σύντομη διαδικασία πράγμα που επιτρέπει τη γρήγορη ανταπόκριση της προσφοράς σε ενδεχόμενη ζήτηση ενέργειας
- Οι επενδύσεις σε Α.Π.Ε. μπορούν σε πολλές περιπτώσεις να αποτελέσουν πυρήνα για την αναζωογόνηση υποβαθμισμένων περιοχών και να γίνουν πόλος τοπικής ανάπτυξης δημιουργώντας νέες θέσεις εργασίας και προωθώντας επενδύσεις, που στηρίζονται στις Α.Π.Ε. ή σχετίζονται με αυτές
- Η κατασκευή ανεμομηχανών, για την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας, γίνεται εύκολα με μέσα που μπορούν να παραχθούν από μια μικρή σε έκταση βιοτεχνία
- Η λειτουργία των συστημάτων εκμετάλλευσης των Α.Π.Ε. είναι σε μεγάλο ποσοστό ακίνδυνη
- Δεν παρουσιάζονται συνήθως ιδιαίτερα τεχνολογικά προβλήματα

Παρακάτω παρουσιάζονται τα μειονεκτήματα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που λειτουργούν ανασταλτικά στην αξιοποίησή τους

- Το διασπαρμένο δυναμικό τους είναι δύσκολο να συγκεντρωθεί σε μεγάλα μεγέθη ισχύος και να αποθηκευτεί
- Δεδομένης της χαμηλής πυκνότητας ισχύος και ενέργειας που έχουν, για μεγάλη ισχύ απαιτούνται συχνά εκτεταμένες σε μέγεθος εγκαταστάσεις
- Η στοχαστικότητα μεγεθών, όπως ο άνεμος και η ηλιακή ακτινοβολία, έχουν σαν αποτέλεσμα η τιμή της παραγόμενης ισχύος να έχει μεγάλες διακυμάνσεις, απαιτώντας έτσι την εφεδρεία άλλων ενεργειακών πηγών ή δαπανηρές μεθόδους αποθήκευσης
- Οι εγκαταστάσεις συνήθως είναι αισθητικά μη αποδεκτές από το κοινό, μιας και έχουν πολλές φορές εκφραστεί παράπονα για αισθητική και ηχητική ρύπανση όσο αφορά στις ανεμογεννήτριες
- Το κόστος επένδυσης ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος, σε σύγκριση με τις σημερινές τιμές συμβατικών καυσίμων, είναι ακόμα υψηλό



Κεφάλαιο 2^ο

Η αιολική ενέργεια

2.1 Εισαγωγή

Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια ανανεώσιμη και ήπια προς το περιβάλλον μορφή ενέργειας, αφού δεν ρυπαίνει το περιβάλλον και θεωρητικά είναι μια ανεξάντλητη μορφή ενέργειας. Προέρχεται από τη μετατροπή μικρού ποσοστού της ηλιακής ακτινοβολίας σε κινητική ενέργεια του ανέμου. Η χρήση της αιολικής ενέργειας στις μεταφορές και στην παραγωγική διαδικασία ανάγεται στα πρώιμα ιστορικά χρόνια, όπου υπάρχει και η αναφορά της Ελληνικής μυθολογίας στο θεό Αίοιο.

Τα μειονεκτήματα που προκύπτουν κατά την προσπάθεια αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας εξακολουθούν να είναι σημαντικά, όμως η εξέλιξη της τεχνολογίας και η ενεργειακή και περιβαλλοντική κατάσταση του πλανήτη μας, προσέδωσε μεγαλύτερο βάρος στα αναμφισβήτητα πλεονεκτήματα των αιολικών μηχανών. Ειδικότερα στη χώρα μας η ύπαρξη εξαιρετικού αιολικού δυναμικού και η εξάρτηση της οικονομίας μας από εισαγόμενα καύσιμα, είναι από τους σημαντικότερους λόγους που επιβάλλεται να αξιοποιήσουμε την αιολική ενέργεια.

Ένα από τα μειονεκτήματα της αιολικής ενέργειας είναι το ότι με τα σημερινά δεδομένα σημαντικό ποσοστό του αιολικού δυναμικού δεν είναι δυνατό να απορροφηθεί από τις διαθέσιμες ανεμογεννήτριες. Όμως ο σημαντικός αριθμός των εφαρμογών των αιολικών μηχανών κάθε μεγέθους και οι δυνατότητες μερικής ή ολικής αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας, ενισχύουν την ανταγωνιστική θέση των εφαρμογών της αιολικής ενέργειας.

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω τα πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας υπερτερούν σε σχέση με τα μειονεκτήματα, τα οποία μειώνονται καθημερινά. Μερικά από τα πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας και κατά συνέπεια των αιολικών πάρκων τόσο στην ξηρά όσο και στη θάλασσα παρουσιάζονται παρακάτω.

Μειονεκτήματα της αιολικής ενέργειας

- Η χαμηλή ροή αξιοποιήσιμης κινητικής ενέργειας του ανέμου (Watt/m^2) κατατάσσει την αιολική ενέργεια στις "αραιές" μορφές ενέργειας. Τυπικές τιμές ροής της αξιοποιούμενης αιολικής ισχύος κυμαίνονται μεταξύ 200 W/m^2 και 400 W/m^2 . Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη χρήση είτε μεγάλου αριθμού ανεμογεννητριών είτε τη χρήση μηχανών μεγάλων διαστάσεων, για την παραγωγή της επιθυμητής ποσότητας ενέργειας. Σήμερα καταβάλλονται προσπάθειες αύξησης της συγκέντρωσης ισχύος των αιολικών μηχανών, οι οποίες σε επιλεγμένες περιπτώσεις πλησιάζουν ή και υπερβαίνουν τα 500 W/m^2 .
- Η αδυναμία ακριβούς πρόβλεψης της ταχύτητας και της διεύθυνσης των ανέμων δεν μας δίνει τη δυνατότητα να έχουμε την απαραίτητη αιολική ενέργεια τη στιγμή που τη χρειαζόμαστε. Το γεγονός αυτό μας υποχρεώνει να χρησιμοποιούμε τις αιολικές μηχανές κυρίως σαν εφεδρικές πηγές ενέργειας σε συνδυασμό πάντοτε με κάποια άλλη πηγή ενέργειας (π.χ. σύνδεση με ηλεκτρικό δίκτυο, παράλληλη λειτουργία με μονάδες Diesel κ.λπ.).
- Σε περιπτώσεις διασύνδεσης της αιολικής εγκατάστασης με το ηλεκτρικό δίκτυο η παραγόμενη ενέργεια δεν πληρεί πάντοτε τις τεχνικές απαιτήσεις του δικτύου, με αποτέλεσμα να είναι απαραίτητη η τοποθέτηση αυτοματισμών ελέγχου, μηχανημάτων ρύθμισης τάσεως και συχνότητας, καθώς και ελέγχου της άεργης



ισχύος. Η εξέλιξη της τεχνολογίας σήμερα έχει δώσει λύσεις στα περισσότερα από τα αναφερόμενα προβλήματα, ιδιαίτερα με την κατασκευή ανεμογεννητριών μεταβλητού βήματος και μεταβλητών στροφών. Παρόλα αυτά υπάρχει κάποιος αυξημένος κόστος για τη βελτίωση των χαρακτηριστικών της παραγόμενης ενέργειας, το οποίο προστίθεται στο συνολικό κόστος της παραγόμενης kWh. Τέλος, ακόμα και σήμερα εξακολουθούν να μας απασχολούν οι διαδικασίες ζεύξης-απόζευξης αιολικών μηχανών στο ηλεκτρικό δίκτυο, λόγω των μεταβατικών φαινομένων που αυτές προκαλούν. Λόγω των τελευταίων προβλημάτων απαγορεύεται η διασύνδεση, πέραν ενός ορίου παραγόμενης ισχύος, αιολικών μηχανών σε μικρά τοπικά ηλεκτρικά δίκτυα, τα οποία όμως αποτελούν και την πλειοψηφία των δικτύων του ελληνικού Αρχιπελάγους

- Αντίστοιχα, σε περιπτώσεις αυτόνομων μονάδων είναι απαραίτητη η ύπαρξη συστημάτων αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας, σε μια προσπάθεια να έχουμε συγχρονισμό της ζήτησης και της διαθέσιμης ενέργειας. Το γεγονός αυτό συνεπάγεται αυξημένο αρχικό κόστος (λόγω της προσθήκης του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας) και βέβαια επιπλέον απώλειες ενέργειας κατά τις φάσεις μετατροπής και αποθήκευσης, καθώς και αυξημένες υποχρεώσεις συντήρησης και εξασφάλισης της ομαλής λειτουργίας.
- Ένα ακόμα μειονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι η περιορισμένη δυνατότητα αξιοποίησης του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού. Στην πραγματικότητα αξιοποιούμε μερικώς μόνο την κινητική ενέργεια, η οποία αντιστοιχεί σε ένα περιορισμένο φάσμα ταχύτητας του ανέμου.
- Πρέπει επίσης να ληφθεί υπόψη ότι από το σύνολο της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια, μόνο ένα περιορισμένο μέρος της μετατρέπεται σε ωφέλιμη ενέργεια λόγω των αεροδυναμικών και των μηχανικών απωλειών και περιορισμών.
- Τέλος, θα πρέπει να επισημάνουμε το σχετικά υψηλό κόστος της αρχικής επένδυσης για την εγκατάσταση μιας ανεμογεννήτριας, ειδικά μάλιστα για μεμονωμένες περιπτώσεις αιολικών μηχανών μικρού μεγέθους. Στο σημείο αυτό πρέπει να προσθέσουμε ότι η συνεχής εξέλιξη της τεχνολογίας και ο ανταγωνισμός μεταξύ των κατασκευαστών έχει τα τελευταία χρόνια συμπίεσει σημαντικά τις τιμές των ανεμογεννητριών.

Πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα

- Η χώρα μας διαθέτει πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό (κυρίως τα νησιωτικά συμπλέγματα του Αιγαίου, η ανατολική Πελοπόννησος, η νότια Εύβοια και η Κρήτη) και μάλιστα άριστης ποιότητας. Πράγματι στα περισσότερα νησιά του αρχιπελάγους εμφανίζονται άνεμοι σημαντικής ταχύτητας και διάρκειας σχεδόν ολόκληρο το έτος. Τα παραπάνω ισχύουν για περιοχές στην ξηρά. Στη θάλασσα ο άνεμος είναι σταθερός και υπάρχουν αρκετές περιοχές ιδιαίτερα στο Ιόνιο και στη Βόρεια Ελλάδα που το θαλάσσιο αιολικό πάρκο παράγει πολλή περισσότερη ενέργεια απ' ό,τι το χερσαίο.
- Η περιορισμένη συμβολή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο, με αμελητέα μάλιστα τη συμμετοχή της αιολικής ενέργειας, καθιστά προφανείς τις σχεδόν απεριόριστες δυνατότητες σύστασης αιολικών εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας, σε μια αγορά με σημαντικό αριθμό αναξιοποίητων θέσεων εγκατάστασης.



- Η ισχυρή εξάρτηση της χώρας μας από εισαγόμενα καύσιμα, τα οποία οδηγούν αφ' ενός σε συναλλαγματική αιμορραγία τη χώρα μας, αφ' ετέρου σε εξάρτησή της από χώρες εκτός της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ας σημειωθεί ότι η χώρα μας εξαρτάται κυρίως από το εισαγόμενο πετρέλαιο, που προέρχεται κυρίως από χώρες υψηλού πολιτικοοικονομικού κινδύνου και οι οποίες εμπλέκονται αρκετά συχνά σε πολιτικές και στρατιωτικές κρίσεις. Με τον τρόπο αυτό το μεσοπρόθεσμο κόστος παραγωγής ενέργειας, η οποία αποτελεί τον κυριότερο ίσως παραγωγικό συντελεστή για πλήθος βασικών αγαθών, δεν μπορεί να προβλεφθεί με λογικά σενάρια, πράγμα που οδηγεί σε υπερβολική αβεβαιότητα τον αντίστοιχο σχεδιασμό της εθνικής οικονομίας
- Η υψηλή σεισμικότητα της χώρας μας εγκυμονεί κινδύνους για τις θερμοηλεκτρικές και κυρίως τις πυρηνικές εγκαταστάσεις, με αποτέλεσμα να θεωρείται προβληματική στο άμεσο μέλλον η κατασκευή πυρηνικών μονάδων στη χώρα μας. Προφανώς με τα σημερινά τεχνολογικά δεδομένα είναι δυνατή η δημιουργία υψηλής ασφαλείας συμβατικών μονάδων, με δυσανάλογη όμως αύξηση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας.
- Η σημαντική διασπορά και ανομοιομορφία του κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας στα διάφορα τμήματα της χώρας μας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, ότι ακόμα και σε περίπτωση που η μέση τιμή διάθεσης της ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας θα είναι ελαφρώς κατώτερη του οριακού κόστους της παραγόμενης αιολικής kWh, σε αρκετά νησιά της χώρας μας το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολλαπλάσιο, ενίοτε και υπερδεκαπλάσιο του οριακού κόστους παραγωγής της Δ.Ε.Η. Πράγματι από τα διαθέσιμα στοιχεία, ενώ το οριακό κόστος παραγωγής της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού κυμαίνεται μεταξύ των 0.04 και των 0.05 €/kWh για τα έτη 1990 και 1992 συμπεριλαμβανομένου και του κόστους μεταφοράς, το αντίστοιχο μέσο κόστος παραγωγής των αυτόνομων σταθμών παραγωγής κυμαίνεται το ίδιο διάστημα μεταξύ 0.07 και 0.08 €/kWh. Την ίδια στιγμή προκύπτει ότι υπάρχουν αυτόνομοι σταθμοί, των οποίων και μόνο η συμμετοχή του καυσίμου στο κόστος παραγωγής υπερβαίνει κατά πολύ το οριακό κόστος παραγωγής της επιχείρησης. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι είναι δυνατή η αντικατάσταση των συμβατικών καυσίμων από την αιολική ενέργεια, τουλάχιστον στις νησιωτικές περιοχές που είναι διασυνδεδεμένες με το εθνικό δίκτυο, δεδομένου μάλιστα ότι αυτές διαθέτουν και το καλύτερο αιολικό δυναμικό
- Η δυνατότητα τόνωσης της ελληνικής κατασκευαστικής δραστηριότητας με προϊόντα υψηλής Εγχώριας Προστιθέμενης Αξίας (Ε.Π.Α.) και συγκριτικά χαμηλού επενδυτικού κόστους, όπως θα μπορούσε να αποτελέσει η απόφαση συμπαραγωγής ανεμογεννητριών στη χώρα μας, συνεισφέροντας ταυτόχρονα και στη μείωση της ανεργίας.
- Η υψηλή Ε.Π.Α. η οποία συνοδεύει την απόφαση εγχώριας παραγωγής ανεμογεννητριών. Η εκτιμώμενη Ε.Π.Α μπορεί να φθάσει και να υπερβεί με τη σταδιακή απόκτηση εμπειρίας και στο 90% του συνολικού κόστους μιας ανεμογεννήτριας, ενισχύοντας ταυτόχρονα την εθνική οικονομία.
- Η αξιολογία εγχώρια ηλεκτρομηχανολογική εμπειρία, καθώς και το σημαντικό επιστημονικό-ερευνητικό ενδιαφέρον και δραστηριότητα στη γνωστική περιοχή της αιολικής ενέργειας.
- Η δυνατότητα αξιοποίησης επενδυτικών προγραμμάτων, που χρηματοδοτούνται εν μέρει από ελληνικούς και κοινοτικούς φορείς, δεδομένων των υψηλών επιχορηγήσεων και του συγκριτικά χαμηλού κόστους που συνοδεύουν παρόμοιες



επενδύσεις σε τομείς αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Επιπλέον είναι δυνατή στην περίπτωση ίδρυσης αιολικών πάρκων η σταδιακή εγκατάσταση των μηχανών, με διαχρονική κατανομή του κόστους επένδυσης σύμφωνα με το σχεδιασμό του επενδυτή.

- Η έλλειψη ισχυρών ελληνικών οικονομικών συμφερόντων, που έχουν επενδύσει σε άλλες μορφές ενέργειας, όπως για παράδειγμα η πυρηνική ενέργεια στη Γαλλία, το πετρέλαιο στις Αραβικές χώρες, και τα οποία θα μπορούσαν να αποθαρρύνουν τυχόν κυβερνητικό ενδιαφέρον για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας. Πράγματι, τα τελευταία χρόνια με την ενθάρρυνση της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η πολιτεία έχει δείξει αυξημένο ενδιαφέρον για τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην εγχώρια ενεργειακή αγορά, με τη θέσπιση νομικού πλαισίου (π.χ. νόμος 2244/94) αλλά και τη χρηματοδότηση αντίστοιχων έργων (π.χ. νόμος 2234/94 ή 2601/98), χωρίς βέβαια να αρθούν πλήρως οι αντιξοότητες που συνοδεύουν τη λειτουργία της κρατικής μηχανής και των αντίστοιχων γραφειοκρατικών μηχανισμών.
- Η δυνατότητα αποκεντρωμένης ανάπτυξης μέσα από αυτόνομα συστήματα παραγωγής ενέργειας, γεγονός που μπορεί να ενισχύσει σημαντικά την οικονομική δραστηριότητα των τοπικών κοινωνιών.

Συμπερασματικά έχουμε, ότι η αιολική ενέργεια έχει πολλά πλεονεκτήματα που υπερτερούν κατά πολύ τα μειονεκτήματα όχι μόνο σε αριθμό αλλά και σε προσφορά. Η εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου θεωρείται λοιπόν μία οικονομικά βιώσιμη αλλά και ελκυστική επένδυση. Παράλληλα με την προσφορά στην οικονομία υπάρχουν οφέλη και στην προστασία του περιβάλλοντος.



2.1.1 Ο Άνεμος Η κινητική ενέργεια του ανέμου αποτελεί μια ενδιαφέρουσα πηγή ενέργειας, η οποία ονομάζεται "αιολική ενέργεια". Η αιολική ενέργεια ανήκει στις ήπιες ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.) , δεδομένου ότι αφ' ενός δε ρυπαίνει το περιβάλλον (ήπια ως προς το περιβάλλον) και αφ' ετέρου είναι θεωρητικά ανεξάντλητη (ανανεώνεται συνεχώς).

Η αιολική ενέργεια προέρχεται από μετατροπή ενός μικρού ποσοστού (περίπου 0.2%) της ηλιακής ενέργειας, που φθάνει στο έδαφος του πλανήτη μας, σε κινητική ενέργεια του ανέμου. Η ισχύς του ανέμου σε ολόκληρο τον πλανήτη μας εκτιμάται σε 3.6×10^9 MW, ενώ σύμφωνα με εκτιμήσεις του Παγκόσμιου Οργανισμού Μετεωρολογίας, ποσοστό περίπου 1% της αιολικής ενέργειας, που ανέρχεται σε 175×10^{12} KWh είναι διαθέσιμο για ενεργειακή αξιοποίηση σε διάφορα μέρη του κόσμου.

Οι πλέον ευνοημένες περιοχές του πλανήτη μας από πλευράς αιολικού δυναμικού είναι οι χώρες της πολικής και εύκρατης ζώνης, ιδιαίτερα κοντά στις ακτές . Βέβαια η αξιοποίηση της δωρεάν ενέργειας που προσφέρει η φύση στον άνθρωπο, προϋποθέτει την ύπαρξη των κατάλληλων μηχανών, για τη δέσμευση της αιολικής ενέργειας και τη μετατροπή της στην επιθυμητή μορφή ενέργειας.

Τα τελευταία είκοσι χρόνια, ιδιαίτερα μετά τις διαδοχικές ενεργειακές κρίσεις και σε συνδυασμό με τα οξυμένα περιβαλλοντικά προβλήματα, οι άνθρωποι έδειξαν ιδιαίτερο ενδιαφέρον για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας. Αξίζει να σημειώσουμε στο σημείο αυτό, ότι από τεχνικοοικονομικής απόψεως η αιολική ενέργεια αποτελεί σήμερα την πλέον συμφέρουσα ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, δεδομένου ότι ήδη το κόστος της παραγόμενης αιολικής kWh συναγωνίζεται το κόστος της συμβατικής kWh , χωρίς μάλιστα να συμπεριληφθεί το κοινωνικό και περιβαλλοντικό κόστος από την παραγωγή ενέργειας. Για το λόγο αυτό τα τελευταία χρόνια γίνονται σοβαρές επενδύσεις στον τομέα της αιολικής ενέργειας τόσο από δημόσιους όσο και από ιδιωτικούς φορείς, κυρίως στις πιο ανεπτυγμένες χώρες του πλανήτη μας.

Βέβαια από την άλλη πλευρά αντιπαρατίθεται το γεγονός ότι η αιολική ενέργεια δεν είναι ακριβώς προβλέψιμη ούτε και συνεχής, ενώ παράλληλα είναι μια μορφή ενέργειας χαμηλής πυκνότητας ("αραιή" μορφή ενέργειας), γεγονός που μας υποχρεώνει σε μεγάλες κατασκευές.

Ολοκληρώνοντας , πρέπει να επισημάνουμε ότι αρκετοί επιστήμονες (κυρίως οικονομολόγοι) έχουν υποστηρίξει ότι η κατάλληλη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας μπορεί να λύσει το παγκόσμιο ενεργειακό πρόβλημα . Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα που χρησιμοποιείται αρκετά συχνά είναι το γεγονός ότι οι ενεργειακές ανάγκες των Η.Π.Α. αποτελούν μόλις το ένα δέκατο του αντίστοιχου αιολικού δυναμικού της χώρας αυτής.

Οπωσδήποτε οι παραπάνω ισχυρισμοί, ότι η αιολική ενέργεια μπορεί να επιλύσει τα ενεργειακά προβλήματα μιας χώρας, είναι υπερβολικοί, τουλάχιστον με τις σημερινές τεχνολογικές δυνατότητες, δεδομένου ότι ένα πολύ μικρό τμήμα του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί τελικά.

Είναι όμως τελείως ρεαλιστική η εκτίμηση ότι η σωστή αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας θα βελτιώσει το παγκόσμιο ενεργειακό ισοζύγιο, ενώ στην περίπτωση της χώρας μας θα ανακουφίσει σημαντικά το πλήρως εξαρτώμενο από εισαγόμενα καύσιμα ενεργειακό ισοζύγιο της, χωρίς ταυτόχρονα να επιβαρύνει με πρόσθετους ρύπους το ήδη βεβαρημένο περιβάλλον μας.

Τέλος, αν και είναι ευρύτερα αποδεκτό ότι η αιολική ενέργεια μπορεί να αποτελέσει μια καθαρή και οικονομικά ενδιαφέρουσα πηγή ενέργειας, ιδιαίτερα για τη χώρα μας, προτού διατυπωθούν τελικά συμπεράσματα πρέπει να λάβουμε υπόψη μας τα βασικά θετικά και αρνητικά στοιχεία, που συνοδεύουν την εγκατάσταση ανεμογεννητριών και την αξιοποίηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού μιας περιοχής.



2.2 Χαρακτηριστικά του ανέμου

Ο κινούμενος ατμοσφαιρικός αέρας, προκαλείται από την ηλιακή ακτινοβολία, την περιστροφή της γης αλλά επηρεάζεται και από το ανάγλυφο της κάθε περιοχής, την ύπαρξη θάλασσας κ.λ.π. Αυτό ονομάζεται άνεμος. Η κίνηση του αέρα διέπεται από τους νόμους που περιγράφουν την τυρβώδη ροή συνεκτικού ρευστού.

Για τη μέτρηση της έντασης του ανέμου χρησιμοποιούνται συνήθως τα ανεμόμετρα ή ανεμογράφοι, απλούστερη μορφή των οποίων είναι τα κυπελλοφόρα ανεμόμετρα. Η διεύθυνση του ανέμου καθορίζεται σε σχέση με το σημείο του ορίζοντα από το οποίο πνέει ο άνεμος, και σαν αποτέλεσμα της καταγραφής της διεύθυνσης του ανέμου προκύπτει το πολικό διάγραμμα. Η διεύθυνση του ανέμου μετρείται με τη βοήθεια ανεμοδεικτών ή τριαξονικών ανεμογράφων.

Εκτός από την ένταση και τη διεύθυνση του ανέμου, είναι χρήσιμο να καταγραφεί η ύπαρξη ριπών ανέμου, η ύπαρξη στροβιλισμού και αναταράξεων καθώς και το επίπεδο της τύρβης του ανέμου.

Για την περιγραφή της διανομής ταχύτητας του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος χρησιμοποιούνται αρκετοί ημιεμπειρικοί αναλυτικοί νόμοι, οι οποίοι βασίζονται στο γεγονός της αύξησης της ταχύτητας του ανέμου με το ύψος μέσα στα όρια του οριακού στρώματος. Βέβαια η διανομή της ταχύτητας του ανέμου επηρεάζεται από την τραχύτητα του εδάφους, την ύπαρξη επιφανειακών εμποδίων καθώς και από το τοπογραφικό ανάγλυφο της περιοχής.

Μετά την καταγραφή της έντασης και της διεύθυνσης του ανέμου, συνήθως σε ετήσια βάση, ακολουθεί η επεξεργασία των ανεμολογικών στοιχείων με στόχο την κατασκευή του ιστογράμματος συχνότητας πιθανότητας του ανέμου, της ετήσιας καμπύλης διάρκειας, του πολικού διαγράμματος και των καμπυλών των διαστημάτων νηνεμίας της περιοχής. Λιγότερο ακριβείς είναι οι ανεμολογικές μετρήσεις που βασίζονται στη κλίμακα Beaufort, λόγω της σχετικής ασάφειας που εμφανίζουν οι επιμέρους βαθμίδες της κλίμακας.

Στη θαλάσσια περιοχή ο άνεμος θεωρείται σταθερός. Δεν υπάρχουν στροβιλισμοί και η τραχύτητα του εδάφους λαμβάνεται μηδέν.

2.3 Παράγοντες που επηρεάζουν την ταχύτητα και την διεύθυνση του ανέμου

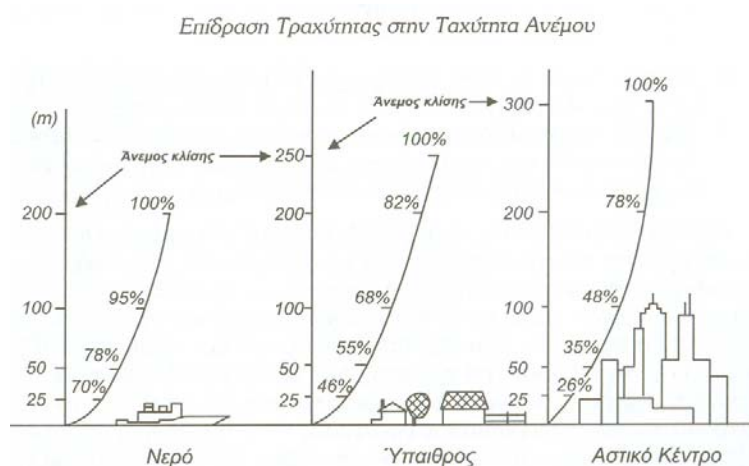
Επίδραση της τραχύτητας του εδάφους

Είναι συνηθισμένο το φαινόμενο της μέτριας λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας αν και έχει εγκατασταθεί σε περιοχή με υψηλό αιολικό δυναμικό. Στις περισσότερες από τις περιπτώσεις αυτές η ανεμογεννήτρια λειτουργεί σε έντονα μεταβαλλόμενο πεδίο ροής λόγω της υψηλής τύρβης της περιοχής. Η εμφάνιση υψηλής τύρβης όπως έχουμε προαναφέρει εξαρτάται εκτός από τις γενικές ατμοσφαιρικές συνθήκες, τόσο από την ύπαρξη μεμονωμένων κτιρίων ή άλλων εμποδίων όσο και από την τραχύτητα του εδάφους της περιοχής. Στο σχήμα 2.1 παρουσιάζεται η επίδραση της τραχύτητας του εδάφους στη διανομή της ταχύτητας του ανέμου. Στην περίπτωση αυτή έχουμε τη δυνατότητα μελέτης του πεδίου ταχύτητας σε αστικές περιοχές, σε περιοχές με βλάστηση καθώς και σε θαλάσσιες περιοχές.



ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ	Περιγραφή	z_0 (m)
Πάγος, Βούρκος	Λεία Επιφάνεια	$\approx 10^{-5}$
Ήρεμη Θάλασσα, Χιονισμένη Περιοχή	Επίπεδη ή Λοφώδης Περιοχή	$\approx 10^{-4}$
Άμμος, Έρημος, Υψηλή Παραλία	Εξαρτάται από το μέγεθος των κόκκων και την παρουσία αμμιολόφων ή κυματώσεων	$\approx 3 \cdot 10^{-4}$
Χιονισμένη Αγροτική Περιοχή	Ομαλή Επιφάνεια	$\approx 10^{-3}$
Γυμνό Έδαφος	Μεγαλύτερες τιμές για οργωμένο	$10^{-3} \div 10^{-2}$
Γρασιδι-Χόρτα	Ύψους από 0.02 ÷ 0.1m	0.003÷0.01
	Ύψους από 0.25 ÷ 1.0m	0.04÷0.1
Αεροδρόμιο-Διάδρομος	Περιοχή Διαδρόμου	≈ 0.02
Αγροτικές Καλλιέργειες	Εξαρτάται και από την ένταση του ανέμου	0.04÷0.20
Τυπικές Αγροτικές Περιοχές	Χωράφια με μεμονωμένα δένδρα και κτίρια	0.01÷0.1
Περιβόλι Οπωροφόρων	Εξαρτάται από τις Εποχές	0.5÷1.0
Πολλά δένδρα, Δενδρόφυτοι Φράκτες, Λίγα Κτίσματα	Εξαρτάται από το είδος των Δένδρων	0.01÷0.03
Δάση	-	1.0÷6.0
Μικρές Πόλεις ή Προάστια	Χαμηλά σπίτια, δένδρα κ.λπ. (Ανομοιόμορφη Έκταση)	0.1÷2.0
Κέντρα Πόλεων ή πολύ έντονο ανάγλυφο ορεινής περιοχής	Κτίρια ύψους 10÷50m Ιδιαίτερα Ανομοιόμορφη Έκταση	1.0÷10.0

Πίνακας 2.1 Τυπικές τιμές τραχύτητας για διάφορα είδη επιφανειών



Πίνακας 2.2 Επίδραση τραχύτητας στην ταχύτητα ανέμου



Κεφάλαιο 3^ο

Το αιολικό δυναμικό

3.1 Εισαγωγή

Ο υπολογισμός του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής στηρίζεται σε μαθηματικά μοντέλα τα οποία έχουν ακριβή αποτελέσματα μόνο σε επίπεδα εδάφη . Επειδή όμως η συντριπτική πλειοψηφία των περιοχών που είναι κατάλληλες για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων είναι περιοχές με έντονη ορογραφία , βασιζόμαστε στα μαθηματικά μοντέλα που υπάρχουν και προσπαθούμε οι μετρήσεις που έχουμε για την περιοχή να είναι σε κοντινό μέρος , σε σχέση με την περιοχή ενδιαφέροντος . Είναι κοινά αποδεκτό ότι σε μια περιοχή περίπου 10 χιλιόμετρα γύρω από τον ανεμογράφο , μπορούμε να εξάγουμε ακριβή συμπεράσματα για την ταχύτητα και την διεύθυνση του ανέμου . Στην περίπτωση των θαλάσσιων αιολικών πάρκων οι ανεμογράφοι είναι τοποθετημένοι στην ξηρά λόγω των καιρικών συνθηκών που εμφανίζονται στη θάλασσα και αποδεχόμαστε μετρήσεις από ανεμογράφους που βρίσκονται ακόμα και σε λόφους . Οι μετρήσεις από ανεμογράφους που είναι τοποθετημένη σε μια απόσταση 10 Km θεωρούνται αποδεκτές.

3.2 Οι μετρήσεις

Οι μετρήσεις λαμβάνονται από μετεωρολογικούς ιστούς, οι οποίοι χωροθετούνται κοντά στην περιοχή ενδιαφέροντος και κατά προτίμηση στην ψηλότερη κορυφή όταν η περιοχή ενδιαφέροντος είναι στην ξηρά , έτσι ώστε να μην έχουμε παρεμπόδιση των ανέμων από ενδεχομένως ψηλότερες κορυφές, ενώ όταν μας ενδιαφέρει η θάλασσα περιοχή καλό θα είναι ο ανεμογράφος να βρίσκεται κοντά στη θάλασσα ή σε κάποιο λόφο σε κοντινή απόσταση από τη θάλασσα . Στη Δανία σε μέρη που δεν εμφανίζονται ακραία καιρικά φαινόμενα ο ανεμογράφος πολλές φορές εγκαθίσταται μέσα στη θάλασσα. Οι ιστοί στήνονται σε ύψος τουλάχιστον 10 μ. από το έδαφος και μακριά από δέντρα και άλλα εμπόδια , όπου αυτό είναι εφικτό . Υπάρχουν και περιπτώσεις όπου θέλουμε μεγαλύτερη ακρίβεια στα δεδομένα μας . Σ' αυτές τις περιπτώσεις εγκαθιστούμε ψηλότερους ιστούς με ύψος έως και 60 μέτρα και τοποθετούμε όργανα σε διάφορα ύψη (10μ , 30μ , 45μ , 60μ) . Με αυτό τον τρόπο έχουμε ακριβή ένδειξη της ταχύτητας στο ύψος της πτερωτής της Α/Γ που είναι συνήθως πάνω από τα 50μ. Οι προϋποθέσεις αυτές εξασφαλίζουν την ορθότητα των δεδομένων που παίρνουμε από τα όργανα . Τα όργανα που τοποθετούνται σε ένα ιστό είναι το ανεμόμετρο και ο ανεμοδείκτης και πολλές φορές τοποθετούμε ζευγάρια οργάνων , έτσι ώστε στην περίπτωση που το ένα καταστραφεί , να έχουμε ενδείξεις από το άλλο . Τα όργανα συνδέονται σε ένα καταγραφικό (data logger) (σχήμα 3.1) το οποίο παίρνει μετρήσεις από τα όργανα . Μέσα από τις ρυθμίσεις του καταγραφικού , ορίζουμε το διάστημα δειγματοληψίας για τις μετρήσεις . Για εφαρμογές όπως η ανέγερση ενός Α/Π , οι μετρήσεις γίνονται ανά 1 δευτερόλεπτο και η ολοκλήρωση των μετρήσεων γίνεται κάθε 10 λεπτά . Έτσι έχουμε μέσες 10λεπτες τιμές για την ταχύτητα και την διεύθυνση .



Σχήμα 3.1 Data logger





Σχήμα 3.2 Διαδικασία ανέγερσης ενός μετεωρολογικού ιστού

3.3 Η τεχνική προσδιορισμού του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής

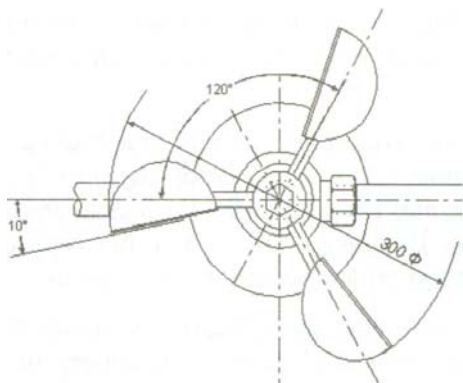
Ένταση του ανέμου

Για τη μέτρηση της έντασης του ανέμου χρησιμοποιούνται τα ανεμόμετρα ή οι ανεμογράφοι. Τα πλέον απλά είναι τα ανεμόμετρα ταχύτητας, στα οποία η ένταση του ανέμου προκύπτει από την ταχύτητα περιστροφής που επιβάλλει ο άνεμος σε ορισμένα τμήματα του οργάνου. Τα ανεμόμετρα αυτού του τύπου είναι αθροιστικά και μετρούν μέσες τιμές της έντασης του ανέμου. Για την καταγραφή των στιγμιαίων τιμών της έντασης του ανέμου χρησιμοποιούνται τα ανεμόμετρα πίεσης, στα οποία η ένταση προσδιορίζεται από την πίεση που ασκεί ο άνεμος σε ορισμένα τμήματα του οργάνου. Σε πειραματικές εγκαταστάσεις υψηλής ακρίβειας χρησιμοποιούνται ανεμόμετρα θερμού στοιχείου καθώς και ανεμόμετρα τύπου "laser".

Από τα κλασσικά ανεμόμετρα ταχύτητας, τα πλέον γνωστά είναι τα κυπελλοφόρα ανεμόμετρα. Αυτά αποτελούνται (βλέπε σχήμα 3.3) από έναν κατακόρυφο άξονα στην κορυφή του οποίου υπάρχουν τρεις ή τέσσερις οριζόντιοι βραχίονες συμμετρικά τοποθετημένοι. Στα άκρα κάθε βραχίονα είναι τοποθετημένο ένα ημισφαιρικό ή κωνικό κύπελλο, σε τρόπο ώστε η διαμετρική τομή του να είναι κατακόρυφη. Γνωρίζοντας ότι η αεροδυναμική αντίσταση της κοίλης πλευράς είναι σημαντικά μεγαλύτερη της κυρτής, το σύστημα περιστρέφεται υπό την επίδραση του ανέμου και ο αριθμός των περιστροφών του καταγράφεται δια μέσου του κατακόρυφου άξονα σε ένα καταγραφικό σύστημα. Για την καταγραφή των στροφών του κατακόρυφου άξονα χρησιμοποιούνται διάφορα συστήματα, που περιλαμβάνουν:



- Μηχανικό στροφόμετρο, που καταγράφει τον αριθμό των περιστροφών των κυπέλλων από τη στιγμή ενάρξεως λειτουργίας του οργάνου.
- Ηλεκτρική επαφή, η οποία κλείνει μετά από ένα ορισμένο αριθμό στροφών, και μέσω καταγραφικού δίνει απ' ευθείας τη μέση ταχύτητα του ανέμου.
- Μικρή ηλεκτρογεννήτρια, η οποία μετατρέπει την περιστροφική κίνηση του άξονα σε ηλεκτρικό ρεύμα, το οποίο και μετατρέπεται σε ένδειξη ταχύτητας.
- Φωτοηλεκτρικό διακόπτη, ο οποίος μετατρέπει την ταχύτητα περιστροφής σε στιγμιαία ταχύτητα ανέμου στην έξοδο του συστήματος.
- Φωτοηλεκτρικό διακόπτη, ο οποίος μετατρέπει την ταχύτητα περιστροφής σε στιγμιαία ταχύτητα ανέμου στην έξοδο του συστήματος



Σχήμα 3.3 Κυπελλοφόρο ανεμόμετρο

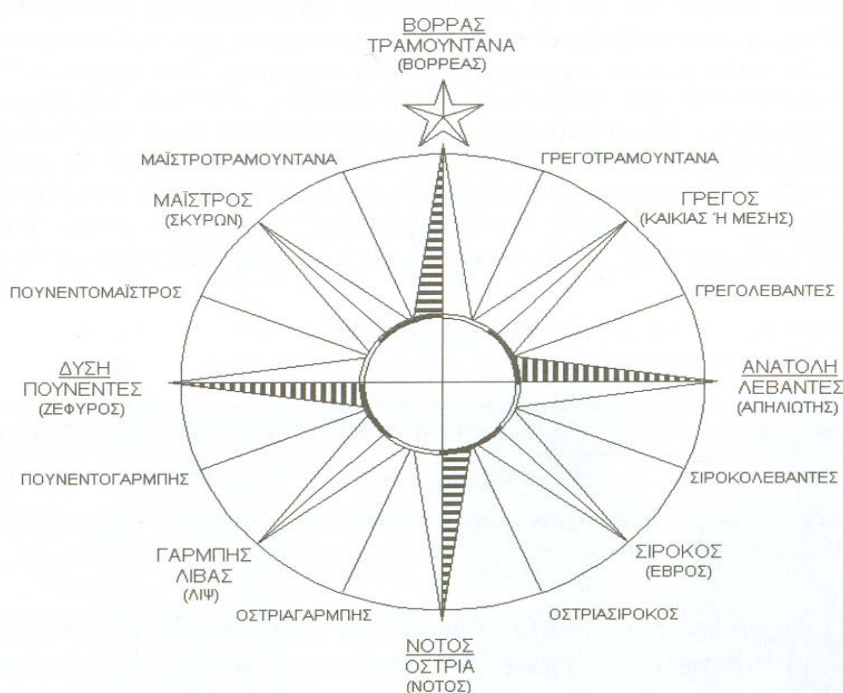
Για κλιματολογικούς και πρακτικούς λόγους έχει συμφωνηθεί ότι σε μια ομοιογενή περιοχή (η οποία εκτείνεται 300 μέτρα γύρω από το όργανο), ο ανεμογράφος πρέπει να τοποθετείται σε ύψος 10 μέτρα από το έδαφος, ώστε να επιτυγχάνεται μια αντιπροσωπευτική καταγραφή του αιολικού δυναμικού της περιοχής. Σε μια τοποθεσία με ομοιόμορφη κατανομή εμποδίων με μέσο ύψος εμποδίων "H", το όργανο πρέπει να τοποθετηθεί σε ύψος "10+H" μέτρων από το έδαφος, όπου $H_{max}=12m$. Στην περίπτωση ύπαρξης εμποδίων γύρω από το όργανο, πρέπει να λαμβάνονται υπ' όψιν στην εύρεση της βέλτιστης θέσης του οργάνου οι διαστάσεις των εμποδίων, εφ' όσον είναι απαραίτητο να γίνουν μετρήσεις στην περιοχή αυτή. Αντίστοιχες διορθώσεις πρέπει να ληφθούν υπ' όψιν στην περίπτωση υποχρεωτικής τοποθέτησης του ανεμομέτρου σε ειδικές θέσεις, όπως για παράδειγμα στην κορυφή ενός κτιρίου, δεδομένου ότι το ίδιο το κτίριο διαταράσσει τη ροή του ανέμου.



Διεύθυνση του ανέμου

Η διεύθυνση του ανέμου σε μια θέση δεν είναι σταθερή αλλά μεταβάλλεται συνεχώς, καθορίζεται δε με βάση το σημείο του ορίζοντα από το οποίο πνέει ο άνεμος, σε σχέση με τη θέση μέτρησης. Στο σχήμα 3.4 δίνεται η ονοματολογία των ανέμων με βάση ναυτικές, ενετικές και αρχαιοελληνικές ονομασίες. Η διεύθυνση του ανέμου είναι συνάρτηση του αληθούς βορρά, και μετριέται κατά τη φορά των δεικτών του ρολογιού, σε μοίρες ή σε τιμές που αντιστοιχούν σε ολόκληρο κυκλικό τομέα. Ανάλογα με την επιθυμητή ακρίβεια χρησιμοποιούνται 8, 12, 16 ή 32 τομείς, βλέπε και πίνακα 3.5 όπου καθορίζονται οι κυκλικοί τομείς για κάθε μία από τις 32 διευθύνσεις.

Ονοματολογία Ανέμων Βάσει Διεύθυνσής τους



ΟΝΟΜΑΤΟΛΟΓΙΑ ΤΩΝ ΑΝΕΜΩΝ

ΝΑΥΤΙΚΕΣ ΟΝΟΜΑΣΙΕΣ (ΕΝΕΤΙΚΕΣ)
(ΑΡΧΑΙΟΛΟΓΙΚΕΣ ΟΝΟΜΑΣΙΕΣ)

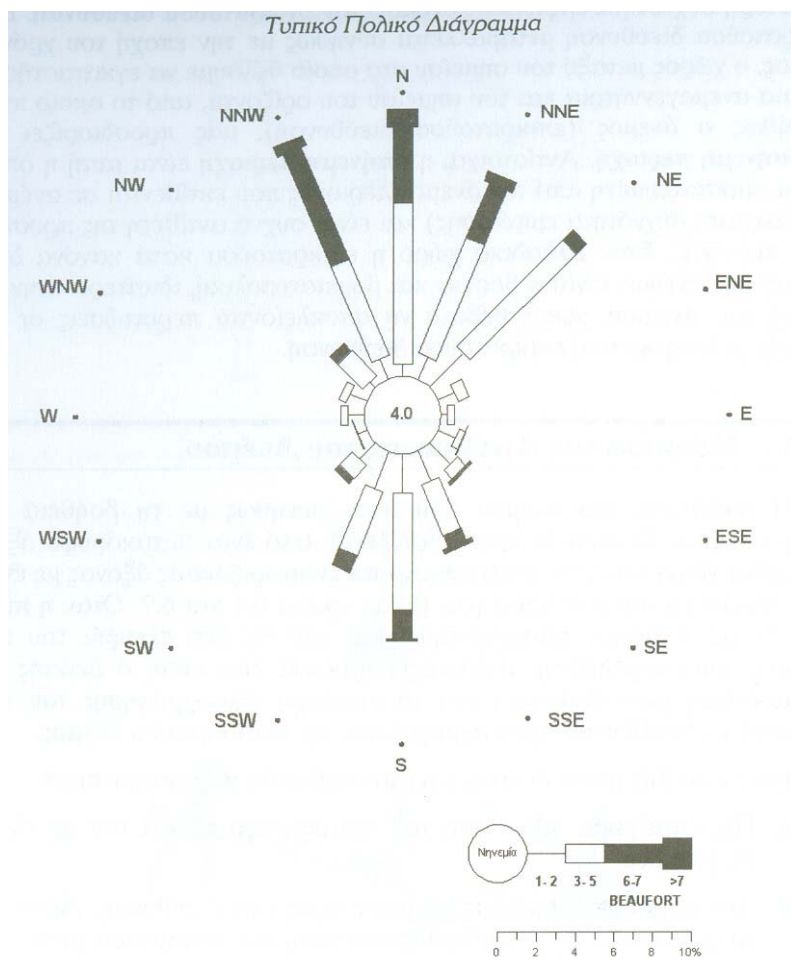
Σχήμα 3.4 Ονοματολογία ανέμων βάσει διεύθυνσής τους



Διεύθυνση	Αντιστοιχ. (°)	Τομέας (°)	Διεύθυνση	Αντιστοιχ. (°)	Τομέας (°)
N	360.00	355-005	S	180.00	175-185
N'E	11.25	006-016	S'W	191.25	186-196
NNE	22.50	017-028	SSW	202.50	197-208
NE'N	33.75	029-039	SW'S	213.75	209-219
NE	45.00	040-050	SW	225.00	220-230
NE'E	56.25	051-061	SW'W	236.25	231-241
ENE	67.50	062-073	WSW	247.50	242-253
E'N	78.75	074-084	W'S	258.75	254-264
E	90.00	085-095	W	270.00	265-275
E'S	101.25	096-106	W'N	281.25	276-286
ESE	112.50	107-118	WNW	292.50	287-298
SE'E	123.75	119-129	NW'W	303.75	299-309
SE	135.00	130-140	NW	315.00	310-320
SE'S	146.25	141-151	NW'N	326.25	321-331
SSE	157.50	152-163	NNW	337.50	332-343
S'E	168.75	164-174	N'W	348.75	344-354

Πίνακας 3.5 Διευθύνσεις ανέμου σε μοίρες και τομείς

Με βάση τις παρατηρήσεις της διεύθυνσης του ανέμου μπορούμε να χαράξουμε σε "πολικό διάγραμμα" (ροζέτα) τις συχνότητες (%), σε σχέση με το σύνολο των παρατηρήσεων που διαθέτουμε, ανάλογα με το σημείο του ορίζοντα από το οποίο πνέει ο άνεμος. Στο ίδιο διάγραμμα είναι δυνατό να παρασταθεί και η μέση ταχύτητα του ανέμου κατά την εκάστοτε διεύθυνση, σχήμα 3.6. Επιπλέον για μεγαλύτερη ακρίβεια είναι δυνατός ο υπό κλίμακα σχεδιασμός ώστε να εμφανίζονται και τα διαστήματα έντασης του ανέμου για κάθε διεύθυνση. Τέλος στο κέντρο του πολικού διαγράμματος και σε ειδικό κύκλο κατάλληλης ακτίνας καταγράφεται το ποσοστό της νηνεμίας. Η ροζέτα και τα παραπάνω στοιχεία είναι απαραίτητα να δοθούν στον μελετητή προκειμένου να γίνει η χωροθέτηση των ανεμογεννητριών σωστά και να έχουμε μεγάλη παραγωγή.



Σχήμα 3.6 Τυπικό πολικό διάγραμμα

Κατά την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής, χαρακτηρίζουμε σαν κύρια διεύθυνση του ανέμου κάθε διεύθυνση η οποία συνεισφέρει τουλάχιστον 10% στη συνολική διαθέσιμη αιολική ενέργεια. Οι κύριες διευθύνσεις του ανέμου είναι διαφορετικές για κάθε τοποθεσία, δεδομένου ότι ο προσανατολισμός των λόφων, των βουνών και των κοιλάδων, η υπάρχουσα βλάστηση καθώς και η ύπαρξη κτιρίων ανάμεσα στα άλλα επηρεάζουν τις κύριες διευθύνσεις του ανέμου.

Η διεύθυνση του ανέμου η οποία στην υπό μελέτη περιοχή έχει τη μεγαλύτερη συχνότητα εμφάνισης ονομάζεται επικρατούσα διεύθυνση. Η επικρατούσα διεύθυνση μεταβάλλεται συνήθως με την εποχή του χρόνου. Τέλος, ο χώρος μεταξύ του σημείου το οποίο θέλουμε να εγκαταστήσουμε μια ανεμογεννήτρια και του σημείου του ορίζοντα, από το οποίο πνέει συνήθως ο άνεμος (επικρατούσα διεύθυνση), μας προσδιορίζει την προσήνεμη περιοχή. Αντίστοιχα, η υπήνεμη περιοχή είναι αυτή η οποία είναι προστατευμένη από τον άνεμο



(περιοχές που εκτίθενται σε ανέμους με ελάχιστη συχνότητα εμφάνισης) και είναι συχνά αντίθετη της προσήνεμης περιοχής. Στον Ελλαδικό χώρο η επικρατούσα κατά κανόνα διεύθυνση των ανέμων είναι η βόρεια και βορειανατολική, ιδιαίτερα στην περιοχή του Αιγαίου, χωρίς βέβαια να αποκλείονται περιπτώσεις σε περιοχές με διαφορετική επικρατούσα διεύθυνση.

Μέτρηση της διεύθυνσης του ανέμου

Η διεύθυνση του ανέμου βρίσκεται συνήθως με τη βοήθεια των ανεμοδεικτών. Ο ανεμοδείκτης αποτελείται από έναν κατακόρυφο άξονα στο πάνω άκρο του οποίου περιστρέφεται ένας οριζόντιος άξονας με ένα ή δύο ελάσματα στο ένα άκρο του, βλέπε σχήμα 3.7. Όταν η πίεση που ασκεί ο άνεμος εξισορροπηθεί και από τις δύο πλευρές του ελάσματος του ανεμοδείκτη, αυτός έχει στραφεί έτσι ώστε ο δείκτης του ανεμοδείκτη (που βρίσκεται και το αντίβαρο εξισορρόπησης του ελάσματος) να διευθύνεται προς τη μεριά από την οποία φυσά ο άνεμος.



Σχήμα 3.7 Ανεμοδείκτης

Ένας ακριβής ανεμοδείκτης, περιστρέφεται γύρω από τον κατακόρυφο άξονά του με ελάχιστες τριβές, δεν παρουσιάζει τάσεις κλίσεως προς μια διεύθυνση εξ' αιτίας της ακριβούς αντιστάθμισης των ελασμάτων με τη χρήση αντίβαρου. Επίσης εμφανίζει τη μέγιστη ροπή στρέψης για δεδομένη αλλαγή της διεύθυνσης του ανέμου σε σχέση με την αδράνεια του οργάνου, παρουσιάζει γρήγορη απόκριση στις διαρκείς διακυμάνσεις της διεύθυνσης του ανέμου και τέλος παρουσιάζει επαρκή απόσβεση των στρεπτικών ταλαντώσεων.

Πρέπει να αναφερθεί ότι επειδή η διεύθυνση του ανέμου μετρείται συναρτήσει του αληθούς βορρά. Γι αυτό το όργανο πρέπει να προσανατολισθεί με τη βοήθεια της χαραγής που υπάρχει πάνω του.

Για μικρομετεωρολογικές κυρίως εφαρμογές χρησιμοποιούνται πλέον εξελιγμένοι τύποι ανεμογράφων. Ο τριαξονικός ανεμογράφος, χρησιμοποιείται για να καταγράψει και τις τρεις συνιστώσες της ταχύτητας του ανέμου, δηλαδή μας δίνει ταυτόχρονα την ένταση και τη διεύθυνση του ανέμου.

Ο τριαξονικός ανεμογράφος αποτελείται από ένα κατακόρυφο άξονα, που στην κορυφή του έχει ένα σύστημα τριών αξόνων καθέτων ανά δύο μεταξύ τους. Στην άκρη του κάθε άξονα στρέφεται μια έλικα αποτελούμενη από τέσσερα ελάσματα. Ο αριθμός των περιστροφών στη μονάδα του χρόνου καταγράφεται υπό τη μορφή ηλεκτρικών παλμών. Οι άξονες του οργάνου μπορεί να προσανατολισθούν προς το βορρά, προς την ανατολή



και προς το ζενίθ του τόπου. Με τον τρόπο αυτό ο ανεμογράφος αυτός μετράει τις τρεις ορθογώνιες συνιστώσες του διανύσματος της ταχύτητας του ανέμου. Με κατάλληλο προγραμματισμό είναι δυνατό να καταγράφονται οι στιγμιαίες και οι μέσες τιμές του διανύσματος της ταχύτητας. Οι ανεμογράφοι του τύπου αυτού θεωρούνται υψηλής ακρίβειας, και δεν επηρεάζονται από την αύξηση ή τη μείωση της ταχύτητας του ανέμου.

3.4 Η ψηφιοποίηση του χάρτη

Η μέθοδος που ακολουθήσαμε για να μεταφερθούμε τη μορφολογία της θάλασσας και του εδάφους της περιοχής του Μόχλου στον υπολογιστή, ήταν η ψηφιοποίηση των χαρτών με χρήση digitizer. Χρησιμοποιήθηκαν χάρτες κλίμακας 1:5.000 από την Γεωγραφική Υπηρεσία Στρατού (Γ.Υ.Σ.) . Ψηφιοποιήθηκαν όλες οι ισοϋψείς ανά είκοσι μέτρα και έτσι δημιουργήσαμε ένα χάρτη όλης της περιοχής του Μόχλου.

Στη συνέχεια ο χάρτης αυτός πέρασε από λεπτομερή έλεγχο έτσι ώστε να είμαστε σίγουροι ότι όλες οι ισοϋψείς βρίσκονται στο σωστό ύψος και ότι κάθε μια απ' αυτές είναι μια κλειστή καμπύλη.

3.5 Το λογισμικό WaSP

Το πακέτο λογισμικού WASP είναι ένα πρόγραμμα, το οποίο, χρησιμοποιώντας δεδομένα για το αιολικό δυναμικό και τη μορφολογία μιας περιοχής , δημιουργεί ανεμολογικούς χάρτες και παρέχει τα απαραίτητα δεδομένα για την εγκατάσταση αιολικών συστημάτων στις εξεταζόμενες περιοχές .

Η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων του WASP είναι ανάλογη της αξιοπιστίας των δεδομένων που χρησιμοποιούνται. Δηλαδή , αν έχουμε έντονη ορογραφία ή μη ελεγμένες μετρήσεις , η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων του προγράμματος μειώνεται .

Η δομή του WasP

Το WASP αποτελείται από 4 κυρίως λειτουργίες

- Ανάλυση και επεξεργασία γεωγραφικών χαρτών. Αυτή η επιλογή δίνει την δυνατότητα ανάλυσης κάθε είδους χάρτη (WASP map editor)
- Δημιουργία των δεδομένων Αιολικού Άτλαντα. Τα αναλυμένα ανεμολογικά δεδομένα μπορούν να μετατραπούν σ' ένα σετ δεδομένων για τους ανεμολογικούς χάρτες. Σ' ένα τέτοιο σετ, οι πληροφορίες από τις παρατηρήσεις του ανέμου έχουν «καθαριστεί» από τις ιδιομορφίες της εξεταζόμενης περιοχής και ανάγονται σε σταθερές συνθήκες. (owc wizard)
- Εκτίμηση του κλίματος του ανέμου. Χρησιμοποιώντας το σετ δεδομένων που παρέχει ένας ανεμολογικός άτλαντας και το χάρτη , το πρόγραμμα μπορεί να δώσει μια εκτίμηση του κλίματος του ανέμου στην συγκεκριμένη περιοχή . (WASP)
- Εκτίμηση δυνατοτήτων παραγωγής .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 ετήσιας παραγωγής ενέργειας .

Ανάλυση του αιολικού άτλαντα



Ο κύριος στόχος του WASP είναι πρώτον, να 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 και 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 μοντέλο.

Για να δημιουργήσουμε τον Αιολικό Ατλάντα με το WASP ακολουθούμε την παρακάτω διαδικασία:

1. Τα υπάρχοντα μετεωρολογικά δεδομένα, είτε σε μορφή χρονοσειρών είτε σε κλιματολογικό πίνακα μεταφέρονται σ' 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, 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 από την ορογραφία, οι πληροφορίες που απαιτούνται από το μοντέλο του πολύπλοκου εδάφους πρέπει επίσης να εισαχθούν.
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 θεωρείται ανεξάρτητο από τις ειδικές συνθήκες στην επιφάνεια. Οι αντίστροφοι υπολογισμοί πραγματοποιούνται για να δώσουν το αιολικό δυναμικό σε μερικά, ορισμένα, ύψη και σε διάφορες τραχύτητες του εδάφους.
5. 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



Κεφάλαιο 4^ο

Οι ανεμογεννήτριες

4.1 Εισαγωγή

Οι αιολικές μηχανές αποτελούν ανθρώπινες επινοήσεις, που έχουν σαν σκοπό την αξιοποίηση του μεγαλύτερου δυνατού ποσοστού της κινητικής ενέργειας του ανέμου. Τελικός στόχος είναι η μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ωφέλιμη ενέργεια, δηλαδή σε οποιαδήποτε εύχρηστη μορφή ενέργειας, άμεσα απολήψιμη από τον άνθρωπο. Λέγεται δε ότι μέχρι σήμερα έχουν επινοηθεί και εφαρμοσθεί περισσότεροι τύποι ανεμοκινητήρων από οποιαδήποτε άλλο τύπο εφεύρεσης, χωρίς όμως να επιτευχθεί μέχρι σήμερα ο επιθυμητός βαθμός εκμετάλλευσης της ενέργειας του ανέμου.



4.2 Τύποι ανεμογεννητριών

Οι επικρατέστεροι τύποι ανεμογεννητριών ταξινομούνται κυρίως σύμφωνα με τον προσανατολισμό των αξόνων τους σε σχέση με τη ροή του ανέμου. Ως εκ τούτου οι πλέον διαδεδομένοι τύποι ανεμοκινητήρων είναι οι ανεμογεννήτριες "οριζοντίου" και οι ανεμογεννήτριες "κατακόρυφου" άξονα.

Οι ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα έχουν συνήθως τον άξονα τους παράλληλο προς την κατεύθυνση του ανέμου (head on), ενώ σε μερικές περιπτώσεις έχουμε ανεμογεννήτριες των οποίων ο άξονας είναι παράλληλος προς την επιφάνεια της γης και κάθετος προς την κατεύθυνση του ανέμου (cross-wind).

Οι ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα εμφανίζουν το σημαντικό πλεονέκτημα της αυτόματης προσαρμογής στη διεύθυνση του ανέμου, δεδομένου ότι ο άξονάς των είναι κάθετος σε αυτή καθώς και στην επιφάνεια της γης.

Οι υφιστάμενες αιολικές μηχανές κατατάσσονται επίσης σε ταχύστροφες και σε αργόστροφες, ανάλογα με την ταχύτητα περιστροφής των ή ακριβέστερα ανάλογα με την τιμή της παραμέτρου περιστροφής " λ ". Η ταχύτητα περιστροφής μιας ανεμογεννήτριας εξαρτάται εκτός από τις αεροδυναμικές παραμέτρους και από το μέγεθος των πτερυγίων της μηχανής, δεδομένου ότι πρέπει να ληφθούν υπόψη λόγοι στατικής αντοχής, φαινόμενα δυναμικών καταπονήσεων και ταλαντώσεων, φυγόκεντρες δυνάμεις κ.λ.π. Επιπλέον, καθοριστικό ρόλο παίζει και η διασύνδεση ή μη της εγκατάστασης με το ηλεκτρικό δίκτυο, δεδομένου ότι σε περιπτώσεις σύγχρονων ηλεκτρογεννητριών διασυνδεδεμένων με το δίκτυο, το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα πρέπει να έχει τη συχνότητα του κεντρικού δικτύου, δηλαδή 50Hz για τη χώρα μας και τις χώρες της Ε.Ε., και 60Hz για τις Η.Π.Α.



Ένα μέγεθος που συνδέεται άμεσα με τη γωνιακή ταχύτητα μιας πτερωτής είναι η παράμετρος περιστροφής (tip-speed ratio) της μηχανής "λ", η οποία ορίζεται σαν:

$$\lambda = \frac{\omega_0 * R}{V_w}$$

- όπου "R" είναι η ακτίνα της πτερωτής
- " ω_0 " η γωνιακή ταχύτητα του δρομέα και
- " V_w " η ταχύτητα του ανέμου

Ακόμα, ανάλογα με τη μηχανική ισχύ " N_0 " που παρέχουν οι ανεμοκινητήρες στην έξοδό τους κατατάσσονται από πλευράς μεγέθους σαν:

α. "Μικροί", όταν για την ονομαστική ισχύ τους ισχύει ότι:

$$50W \leq N_0 \leq 30kW \quad (1)$$

β. "Μεσαίοι", όταν για την ονομαστική ισχύ τους έχουμε ότι:

$$30kW \leq N_0 \leq 200kW \quad (2)$$

γ. "Μεγάλοι", όταν για την ονομαστική ισχύ τους έχουμε ότι:

$$200kW \leq N_0 \quad (3)$$

Ο χαρακτηρισμός μιας ανεμογεννήτριας σε μικρή ή μεγάλη δεν ακολουθεί αυστηρά τις τιμές των εξισώσεων (1) έως (3), δεδομένου ότι οι εν λόγω τιμές είναι ενδεικτικές, οι οποίες αλλάζουν σε κάθε χρονική περίοδο.

Τέλος, οι υφιστάμενες μηχανές κατατάσσονται και βάσει του αριθμού των πτερυγίων που διαθέτει η πτερωτή τους. Ως εκ τούτου οι ανεμογεννήτριες διαχωρίζονται σε πολυπτερυγες, όπως οι παραδοσιακοί ανεμόμυλοι χαμηλών ταχυτήτων περιστροφής, και οι ολιγοπτερυγες που αποτελούν την πλειοψηφία των σύγχρονων ανεμογεννητριών οριζοντίου και καθέτου άξονα, με αριθμό πτερυγίων που κυμαίνεται από ένα έως τρία πτερύγια σε κάθε πτερωτή.

Τέλος μια παράμετρος που χρησιμοποιείται για το χαρακτηρισμό και την ταξινόμηση των ανεμοκινητήρων είναι η παράμετρος στιβαρότητας " σ " (solidity) της κατασκευής, η οποία για μηχανές "οριζοντίου" άξονα ορίζεται σαν:

$$\sigma = \frac{z * c * R}{\pi * R^2}$$

ενώ για μηχανές "κατακόρυφου" άξονα ορίζεται σαν:

$$\sigma = \frac{z * c *}{R}$$

όπου

- "z" Ο αριθμός των πτερυγίων της πτερωτής,
- "R" η ακτίνα της πτερωτής και



- "c" η χορδή (πλάτος) των πτερυγίων της πτερωτής.

Η παράμετρος στιβαρότητας δίνει το λόγο του εμβαδού όλων των πτερυγίων, προς το εμβαδόν της επιφάνειας που διαγράφουν τα πτερύγια κατά την περιστροφή τους.

Κατά κανόνα οι ανεμογεννήτριες μεγάλης στιβαρότητας είναι μηχανές "αργόστροφες", αποδίδοντας τη μέγιστη ισχύ τους σε χαμηλές τιμές της παραμέτρου περιστροφής "λ", έχουν σχετικά μικρό βαθμό απόδοσης, ενώ είναι ανθεκτικές με ελάχιστες ανάγκες συντήρησης. Επιπλέον χαρακτηρίζονται από σχετικά μεγάλες δυνάμεις στα πτερύγια και συνεπώς μεγάλη ροπή στον άξονα περιστροφής, ξεκινούν μόνες τους όταν αρχίζει να φυσάει ο άνεμος, είναι κατάλληλες για αγροτικές χρήσεις (π.χ. άντληση νερού) και στηρίζονται σε σχετικά απλή τεχνολογία.

Αντίθετα, οι ανεμογεννήτριες μικρής στιβαρότητας είναι μηχανές "πολύστροφες", αποδίδοντας τη μέγιστη ισχύ τους σε μεγάλες τιμές της παραμέτρου "λ", διαθέτουν σχετικά μεγάλο βαθμό απόδοσης, είναι πλέον ευπαθείς από τις μηχανές μεγάλης στιβαρότητας και χαρακτηρίζονται από σχετικά μικρές δυνάμεις στα πτερύγια και περιορισμένη ροπή στον άξονά τους. Επίσης, οι μηχανές αυτές απαιτούν κάποτε εξωτερική βοήθεια για να ξεκινήσουν, είναι κατάλληλες για ηλεκτροπαραγωγή και θεωρούνται προϊόντα αρκετά υψηλής τεχνολογίας, ιδιαίτερα οι μεγαλύτερες από αυτές.

Ανάλογες ανεμογεννήτριες τοποθετούνται και στη θάλασσα. Τα υλικά στο εξωτερικό της ανεμογεννήτριας αλλάζουν προκειμένου να μην έχουμε οξείδωση από το αλάτι της θάλασσας. Οι περισσότερες εταιρείες που κατασκευάζουν ανεμογεννήτριες έχουν αρχίσει να παράγουν ήδη θαλάσσιες ανεμογεννήτριες

(offshore). Εκτός από τα υλικά κατασκευής διαφέρουν από τις χερσαίες και στη βάση, αφού δεν τοποθετούνται στην ξηρά αλλά σε αμμώδες έδαφος ή και καμιά φορά σε βραχώδες περιοχές. Επίσης το ύψος μίας offshore ανεμογεννήτριας είναι μεγαλύτερο. Ένα μέρος από τον πυλώνα της ανεμογεννήτριας βρίσκεται μέσα στη θάλασσα, επομένως χρειάζεται επιπλέον ύψος προκειμένου να εκμεταλλευτεί τον αέρα της περιοχής. Στην περιοχή όπου έγινε η συγκεκριμένη μελέτη η ανεμογεννήτρια θα τοποθετηθεί σε βάθος περίπου 19 με 20 μέτρα και επιλέξαμε να βάλουμε αιολική μηχανή ύψους 80 m.

Ακόμα, η ανεμογεννήτρια στη θάλασσα πρέπει να αντέχει στην πίεση του νερού, στα κύματα και στις δυσμενείς καιρικές συνθήκες που παρουσιάζονται στην συγκεκριμένη περιοχή. Γι αυτό το λόγο τα offshore αιολικά πάρκα θέλουν πιο αξιόπιστες εγκαταστάσεις από τα χερσαία.

Στη βάση μιας ανεμογεννήτριας είναι τοποθετημένη μία πλατφόρμα με ένα σταθμό ηλεκτρονικό έτσι ώστε σε πιθανή βλάβη της να μπορεί ο υπεύθυνος να τη διορθώσει. Σε ειδικές περιπτώσεις όπως έντονη κακοκαιρία μπορούν να αλλάξουν όλο το κουβούκλιο. Επίσης σε κάθε ανεμογεννήτρια υπάρχει περίπου στη μέση του πυλώνα ανεμιστήρας που έχει τροποποιηθεί ώστε να εμποδίζει το αλάτι από τον αέρα να κάθεται πάνω στη μηχανή. Γι ευκολία στη συντήρηση πολλοί κατασκευαστές συστήνουν να τοποθετείται γερανός δίπλα σε κάθε ανεμογεννήτρια προκειμένου να μη χρειάζεται να μεταφέρουν από μηχανή σε μηχανή.

Επειδή οι θαλάσσιες ανεμογεννήτριες θεωρούνται ακόμα νέας τεχνολογίας γίνονται πειράματα τόσο στον τρόπο τοποθέτησης όσο και στα υλικά με τα οποία κατασκευάζονται. Σύμφωνα με ένα άρθρο που δημοσιεύτηκε στο περιοδικό Renewable energy το Μάιο του 2001 πρότειναν να κατασκευαστούν πυλώνες που το ένα μέρος τους να είναι από μπετόν. Μια άλλη εναλλακτική λύση που αναφέρθηκε στο New Energy το Μάιο του 2003 θέλει το πάνω μέρος του πυλώνα (από τη μέση μέχρι τη νασέλα) να



είναι από ξύλο. Σύμφωνα με αυτό το άρθρο υποστηρίζεται ότι το ξύλο έχει καλή δυναμική μετά από σωστή επεξεργασία του αλλά χωρίς να το αποδεικνύει με στοιχεία. Για μία ανεμογεννήτρια 1 MW χρειάζεται πάνω από 600 m³. Αναφέρεται ότι το ξύλο είναι πιο εύκολο στη μεταφορά από το σίδερο που έχει μεγάλη διάμετρο και είναι μονοκόμματο. Επίσης υποστηρίζει ότι είναι οικολογικό, δεν χρειάζεται μπετόν στη στήριξή του και απορροφά το θόρυβο, γι αυτό και η ζωή στον ωκεανό δεν διαταράσσεται. Ακόμα αναφέρει ότι το αλάτι της θάλασσας συντηρεί το ξύλο και έτσι έχουμε περισσότερα χρόνια ζωής. Επειδή όμως είναι σε πειραματικό στάδιο και δεν υπάρχουν στοιχεία που να αποδεικνύουν τόσο τις κατασκευές πυλώνων από μπετόν όσο και από ξύλο εμείς κάνουμε απλή αναφορά χωρίς όμως να υποστηρίζουμε αυτές τις απόψεις.

4.3 Επιλογή θέσης εγκατάστασης ανεμογεννητριών

Η επιλογή θέσης εγκατάστασης ανεμογεννήτριας διαφέρει από την εγκατάσταση ενός άλλου σταθμού ενέργειας συμβατικού καυσίμου. Δεν μπορούμε να προσδιορίσουμε την καθαρή παραγωγή ενέργειας ή το κατά προσέγγιση κόστος αυτής, αν δεν είναι γνωστή η ακριβής θέση εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας. Η συμπεριφορά του ανέμου σε μία θέση, είναι αυτή που καθορίζει και τη λειτουργική συμπεριφορά της ανεμογεννήτριας. Έτσι, η οικονομική βιωσιμότητα μιας συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας, σ' ένα συγκεκριμένο τόπο δεν μπορεί να προβλεφθεί χωρίς την ακριβή γνώση της συμπεριφοράς του ανέμου στη θέση αυτή. Επομένως, η ένταση του ανέμου και οι διακυμάνσεις στο μέτρο και τη διεύθυνση είναι οι βασικές παράμετροι για την επιλογή της θέσης της ανεμογεννήτριας.

Για να γίνει η επιλογή θέσης εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας δεν παίζει ρόλο μόνο ο άνεμος. Παρακάτω παρουσιάζονται και άλλοι παράγοντες που παίρνουν μέρος στην επιλογή της θέσης.

1. Η παραγωγή ενέργειας να είναι συμφέρουσα οικονομικά (το κόστος της παραγόμενης KWh να είναι μικρό).
2. Η εγκατάσταση να μην έχει αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον.
3. Η λειτουργία της ανεμογεννήτριας να είναι συμβατή με τη λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου.
4. Να έχουν ληφθεί υπόψη κατά το σχεδιασμό της ανεμογεννήτριας οι πιθανές ακραίες μετεωρολογικές συνθήκες της συγκεκριμένης θέσης (παγετοί, εξαιρετικά ισχυροί άνεμοι, κύματα κλπ.).
5. Η επιλεγμένη θέση να είναι αποδεκτή από το κοινό.

Στο θαλάσσιο αιολικό πάρκο εκτός από τα παραπάνω στην επιλογή της θέσης της ανεμογεννήτριας λαμβάνουμε και άλλους παραμέτρους.

- Το βάθος της θάλασσας να είναι μικρό (τα περισσότερα θαλάσσια πάρκα είναι σε ρηχές περιοχές)
- Σύμφωνα με τη νομοθεσία στη Δανία για offshore πάρκα (δεν υπάρχει ελληνική νομοθεσία) οι ανεμογεννήτριες πρέπει να τοποθετηθούν περίπου 1 με 1,5 Km από την ακτή
- Να υπάρχει κοντά στη ξηρά υποσταθμός της Δ.Ε.Η.



Η διαδικασία επιλογής θέσης εγκατάστασης ανεμογεννήτριας μπορεί να χαρακτηριστεί επιτυχής, όταν είναι δυνατός, μέσα σε σύντομο χρονικό διάστημα, ο προσδιορισμός περιοχής με υψηλό αιολικό δυναμικό. Έπειτα, αφού γίνει προσεκτικός έλεγχος της περιοχής αυτής, επιλέγονται οι θέσεις που ικανοποιούν τις υπόλοιπες παραμέτρους που απαριθμήθηκαν προηγουμένως.

Ένας πρωταρχικός παράγοντας που σχετίζεται με την οικονομική βιωσιμότητα της εγκατάστασης είναι το μέγεθος και οι περιοδικές διακυμάνσεις της έντασης του ανέμου. Η συμπεριφορά όμως του ανέμου κοντά στην επιφάνεια της γης είναι περίπλοκη και η ταχύτητα του μπορεί να μεταβληθεί απότομα, τόσο στο οριζόντιο όσο και στο κατακόρυφο επίπεδο. Οι τεχνικές που έχουν αναπτυχθεί για να ανάγουμε υπάρχοντα δεδομένα, σε θέσεις που μας ενδιαφέρουν δεν είναι ακριβείς. Έτσι, δεν μπορούμε να σχεδιάσουμε ένα δίκτυο μετρήσεων ταχυτήτων του ανέμου που να μπορεί να μας δώσει το αιολικό δυναμικό σε κάθε θέση μιας μεγάλης περιοχής. Επίσης οι μετρήσεις χρειάζονται χρόνο και χρήματα να πραγματοποιηθούν.

Η πιο πρακτική λύση στο πρόβλημα επιλογής θέσης ανεμογεννήτριας, είναι να χρησιμοποιήσουμε υπάρχουσες πληροφορίες για τον προσδιορισμό περιοχών με υψηλό αιολικό δυναμικό, τέτοιο που να δικαιολογεί την οικονομική βιωσιμότητα της εγκατάστασης. Έπειτα, μέσα στις περιοχές αυτές, επιλέγονται τοποθεσίες στις οποίες η εγκατάσταση ανεμογεννήτριας είναι πρακτικώς εφικτή. Τέλος εκτελούνται μετρήσεις των ανέμων στις συγκεκριμένες πλέον θέσεις.



Κεφάλαιο 5^ο

Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα (Offshore)

5.1 Ιστορία Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων

Η ιδέα των θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων ξεκίνησαν 20 χρόνια πριν. Η κατασκευή τους όμως άρχισε από το 1991. Από την αρχή πίστευαν ότι τα θαλάσσια Πάρκα είναι μια ελπιδοφόρο νέα τεχνολογία λόγω του σημαντικού ποσού ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται.

Πριν την κατασκευή των πρώτων θαλάσσιων Πάρκων άρχισε ένας διάλογος με όσους επηρέαζε αυτό. Και φυσικά δεν ήταν άλλοι από συλλόγους ψαράδων, ομάδες προστασίας πουλιών, Περιβαλλοντικά συμβούλια και τουριστικούς παράγοντες.

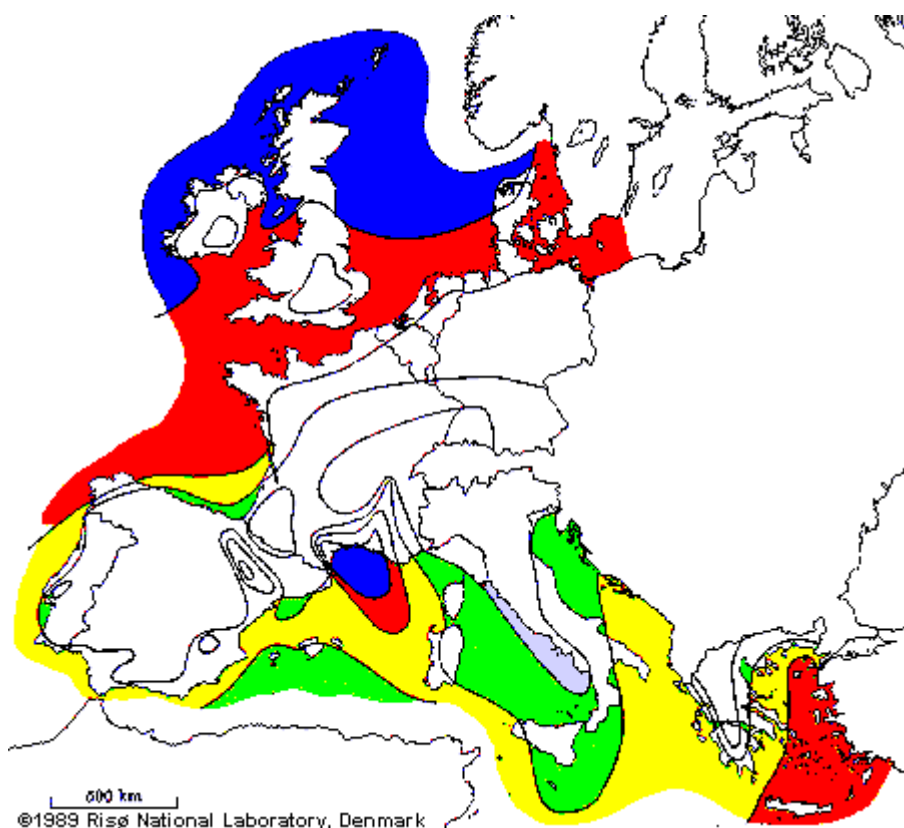





5.2 Επισκόπηση

Από όλες τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και τεχνολογίας, ο παράκτιος αέρας έχει τα υψηλότερα ποσά ενέργειας. Γι αυτό και στις περισσότερες περιοχές της γης (υπάρχουν ελάχιστες εξαιρέσεις) το θαλάσσιο αιολικό πάρκο δεν είναι ανταγωνιστικό με το χερσαίο.



Παρακάτω φαίνεται η ταχύτητα αέρα σε 5 τυποποιημένα ύψη.



Πόροι αέρα πέρα από την ανοικτή θάλασσα (περισσότερα από 10 χλμ παράκτια) για πέντε τυποποιημένα ύψη										
	10m ms ⁻¹ /Wm ⁻²		25m ms ⁻¹ /Wm ⁻²		50m ms ⁻¹ /Wm ⁻²		100m ms ⁻¹ /Wm ⁻²		200m ms ⁻¹ /Wm ⁻²	
	>	8.0	>	8.5	>	9.0	>	10.0	>	11.0
	> 600		> 700		> 800		> 1100		> 1500	
	7.0-8.0		7.5-8.5		8.0-9.0		8.5-10.0		9.5-11.0	
	350-600		450-700		600-800		650-1100		900-1500	
	6.0-7.0		6.5-7.5		7.0-8.0		7.5-8.5		8.0-9.5	
	250-300		300-450		400-600		450-650		600-900	

Δεν υπάρχει καμία αμφιβολία ότι το μέγεθος της ταχύτητας του αέρα στη θάλασσα είναι εντυπωσιακό. Σύμφωνα με μία μελέτη που έγινε στη Βρετανία για τοπικό επίπεδο από το CEGB κατέληξε στο συμπέρασμα ότι αν εξετάσουμε προσεκτικά όλους τους θαλάσσιους ανέμους, η ενεργειακή δυνατότητα είναι περίπου 230 TWh το χρόνο, κατά προσέγγιση ίσος για να συμπληρώσει συνολικά τον ανεφοδιασμό της Βρετανικής ηλεκτρικής ενέργειας στο χρόνο που η μελέτη πραγματοποιήθηκε. Αυτή η έρευνα είχε γίνει κάτω από κάποιους περιορισμούς. Η θαλάσσια περιοχή που εξετάστηκε ο αέρας έπρεπε να ήταν:

- Σε απόσταση μεγαλύτερη των 5 Km από την ακτή
- Όχι σε περιοχές αλιείας



- Μακριά από στρατιωτικές περιοχές άσκησης
- Όχι σε περιοχές όπου θα γίνει εκβάθυνση
- Φυσικά μακριά από γνωστές χωματερές πυρομαχικών, εκρηκτικών υλών και άλλων επικίνδυνων υλικών
- Αποκλείστηκαν από την έρευνα και περιοχές που το βάθος της θάλασσας ήταν λιγότερο από 10 m ή μεγαλύτερο από 50 m.

Οι τελευταίοι τρεις περιορισμοί όπως και η απόσταση από την ακτή μελλοντικά δεν θα ισχύουν. Η απόσταση από την ακτή μπορεί να εξαρτηθεί από το έδαφος και από τη χρήση της θάλασσας που ήδη υπάρχει.

5.3 Τεχνικά ζητήματα

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω οι ταχύτητες του αέρα είναι γενικά μεγαλύτερες στη θάλασσα απ' ό τι στο έδαφος. Υπάρχουν όμως και οι εξαιρέσεις. Τα θαλάσσια Αιολικά Πάρκα δεν είναι οικονομικά πιο συμφέρουσα απ' ό τι τα χερσαία στα Βρετανικά νησιά, την Ιταλία και την Ελλάδα. Ο θαλάσσιος άνεμος σε αυτές τις περιοχές δεν είναι πολύ μεγαλύτερος και σταθερός απ' ό τι στην ξηρά. Για παράδειγμα υπάρχει περιοχή στην Αγγλία όπου η μέση ταχύτητα ανέμου στη ξηρά είναι 9,5 m/s ενώ σε απόσταση περίπου 5 Km από την ακτή θαλάσσια, εμφανίζονται ταχύτητες ύψους 8,3 - 9 m/s.

Ο θαλάσσιος αέρας είναι ελκυστικότερος στη Δανία και στις Κάτω Χώρες, όπου η πίεση στο έδαφος είναι οξεία και οι θυελλώδεις κορυφές των λόφων δεν είναι διαθέσιμες. Αξίζει να σημειωθεί ότι σ' αυτές τις περιοχές ο αέρας θαλάσσια είναι 0,5 έως 1 m/s υψηλότερα από την ακτή. Γι αυτό το λόγο και τα πρώτα Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα είναι κατασκευασμένα στη Δανία.

Στα Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα η αναταραχή αέρα είναι χαμηλότερη λόγω των μικρότερων στροβίλων που υπάρχουν στη θάλασσα. Εστί οι σχεδιαστικές δομές θεωρούνται από πολλούς πιο απλές. Ο σχεδιασμός όμως ενάντια των φορτίων κυμάτων αντισταθμίζει την παραπάνω αντίληψη.

Οι ανεμογεννήτριες στη θάλασσα αυξάνουν το κόστος έναντι στις χερσαίες. Τα θεμέλια είναι ακριβότερα και χρειάζονται προστασία από τη διάβρωση λόγω του αλατιού. Από Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα που έχουν κατασκευαστεί έχει υπολογιστεί ότι τα θεμέλια και η διαβρωτική προστασία των Ανεμογεννητριών στη θάλασσα προσθέτουν περίπου 1 - 2 % στο συνολικό κόστος.

Η αύξηση του κόστους συνήθως οφείλεται και από τη σύνδεση καλωδίων. Κάποιες φορές όμως όταν το χερσαίο πάρκο βρίσκεται σε απομακρυσμένες περιοχές το κόστος είναι μεγαλύτερο και από το θαλάσσιο.

Οι δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης μπορεί να αυξηθούν σ' ένα Θαλάσσιο Αιολικό Πάρκο και υπάρχει και ο κίνδυνος χαμηλής διαθεσιμότητας λόγω των δυσκολιών στην πρόσβαση στις ανεμογεννήτριες κατά τη διάρκεια κακοκαιρίας. Αυτό βέβαια μέχρι στιγμή δεν έχει επιβεβαιωθεί από την εμπειρία.

Τις παραπάνω αυξήσεις έρχεται να αντισταθμίσει η μείωση των δαπανών του πολιτικού μηχανικού. Σε αντίθεση με το χερσαίο στο Θαλάσσιο Αιολικό πάρκο δεν χρειάζονται δρόμοι πρόσβασης και πλατείες.

5.4 Λειτουργικά και οικονομικά (εμπειρικά)

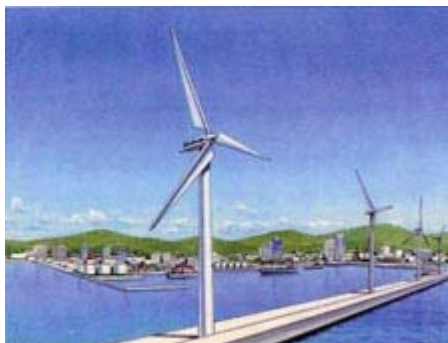


Το πρώτο Θαλάσσιο Αιολικό Πάρκο λειτούργησε το 1991 στο Vindeby. Αποτελείται από 11 Ανεμογεννήτριες με 450 KW ισχύ και εγκαταστάθηκε μεταξύ 1,5-3 Km από το νησί Lolland. Σε αυτό το Αιολικό Πάρκο η αναλογία δαπανών προς παραγωγή, ενός χερσαίου και ενός Θαλάσσιου, είναι παραπάνω από το διπλάσιο για το Θαλάσσιο ετησίως.

Το δεύτερο Θαλάσσιο Αιολικό Πάρκο της Δανίας άρχισε το 1993 και λειτούργησε το 1995.

5.5 Μελλοντική εργασία

Στο πανεπιστήμιο του Λονδίνου μελετάται μία ασυνήθιστη ως τώρα κατασκευή. Το Αιολικό Πάρκο Πολύ-Μονάδων. Θα χρησιμοποιεί μία διαμορφωμένη δομή «B» για να υποστηρίξει τις Ανεμογεννήτριες. Θα δημιουργηθεί ένας ημικαταδυόμενος φλοιός, από πάνω θα τοποθετηθούν οι Ανεμογεννήτριες και η καλωδίωση και όλες οι υπηρεσίες. Από αυτή το φλοιό θα έχουμε τη μεταφορά στην ξηρά.



Στη Βρετανία ερευνάται να γίνουν Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα πάνω από 15 Km από την ακτή και με μεγάλο βάθος. Αυτό θα έχει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα.

- Η μεγαλύτερη απόσταση θα μειώσει τον οπτικό αντίκτυπο από την ακτή
- Ευκαιρία να εφαρμοστούν οι νέες τεχνολογίες
- Τα προβλήματα που έχουμε τώρα στα ρηγά Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα για τα ψάρια, τα μαλάκια τα πουλιά και τη ζωή στο βυθό, θα εξακολουθούν να υπάρχουν
- Τα ζητήματα ναυσιπλοΐας και αλιείας θα είναι μεγαλύτερα
- Τα θαλάσσια βάρη θα είναι μεγαλύτερα
- Ο καιρός μπορεί να παρουσιάζει περισσότερες ανωμαλίες και να είναι δυσμενέστερες οι συνθήκες εγκατάστασης
- Μπορούμε να βάλουμε μεγαλύτερες μηχανές με καλύτερη απόδοση
- Η εγκατάσταση και η συντήρηση θα είναι δυσκολότερη και πιο δαπανηρή
- Οι δαπάνες σύνδεσης θα είναι μεγαλύτερες
- Τα Αιολικά Πάρκα θα πρέπει να είναι μεγαλύτερα για να έχουμε έσοδα τέτοια ώστε να καλύπτουν τις ανάγκες του Αιολικού και φυσικά να θεωρείτε μια βιώσιμη επένδυση



5.6 Νέα τεχνολογία- Ερωτηματολόγιο

Επειδή τα Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα είναι μια σχετικά νέα τεχνολογία, δημιουργούνται πολλές απορίες. Σύμφωνα με τον διευθυντή μίας κατασκευαστικής εταιρείας στη Δανία, οι συνηθισμένες ερωτήσεις είναι:

Γιατί χρειαζόμαστε τα Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα ;

Υπάρχουν διάφοροι λόγοι οι οποίοι μας ωθούν στην ανάπτυξη αυτή. Το κέρδος είναι εξαιρετικά μεγάλο, οι δαπάνες αν και είναι υψηλότερες από το χερσαίο, είναι φθηνότερες από άλλες ανανεώσιμες τεχνολογίες. Επίσης, ο θαλάσσιος αέρας, όπως είδαμε και παραπάνω είναι στις περισσότερες περιοχές μεγαλύτερος και πιο ομαλός από ότι στην ξηρά και η τοποθέτηση ανεμογεννητριών στη θάλασσα θα μειώσει τους περιορισμούς που υπάρχουν στην ξηρά. Για παράδειγμα τις οπτικές προκλήσεις ή το θόρυβο.

Θα αντικαταστήσουν τους χερσαίους στρόβιλους ;

Σύμφωνα με έρευνες που έχουν γίνει στην Βρετανία, υποστηρίζεται ότι δεν θα αντικαταστήσει το Θαλάσσιο Αιολικό Πάρκο το Χερσαίο. Μέχρι το 2010 στη Βρετανία οι ερευνητές προσδοκούν να έχουν το 10 % από Α.Π.Ε. , το 2,6 από Αιολικά Πάρκα της ξηράς και το 1,8 από τα θαλάσσια. Επομένως χρειάζονται και οι δύο πόροι αέρα.

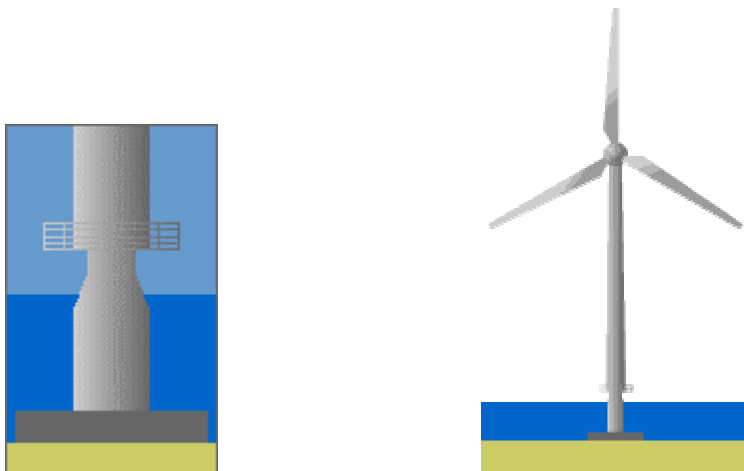


Πόσος μεγάλες είναι οι τιμές του θαλάσσιου αέρα ;

Στις περισσότερες περιοχές η ταχύτητα του αέρα είναι μεγάλη. Σε απόσταση 10 Km από την ακτή η ταχύτητα του αέρα είναι περίπου 1 m/sec υψηλότερη από την ακτή. Δεδομένου ότι η παραγωγή ενέργειας είναι ανάλογη του κύβου της ταχύτητας αέρα, αυτή η διαφορά είναι ένας πολύ καλός λόγος για να κατασκευαστεί ένα Θαλάσσιο Αιολικό Πάρκο.



Πώς χτίζεται ένα Θαλάσσιο Αιολικό Πάρκο;



Δεν υπάρχει κανένα τεχνικό εμπόδιο στην εγκατάσταση Αιολικού πάρκου στη θάλασσα. Η κατασκευή του απαιτεί ειδικό εξοπλισμό και προσεκτικό προγραμματισμό για να λειτουργεί σωστά, ακόμα και σε δυσμενείς καιρικές συνθήκες. Στη θάλασσα χρειαζόμαστε ειδικά θεμέλια. Θα εγκατασταθούν θεμέλια βαρύτητας και χάλυβα monopiles. Τα θεμέλια βαρύτητας είναι συγκεκριμένες δομές που τα χρησιμοποιούμε για να τοποθετήσουμε τους πύργους της ανεμογεννήτριας και η κατασκευή τους είναι τέτοια ώστε να σταθεροποιείται η άμμος και η πίεση του νερού να μην επηρεάζει τους πυλώνες. Τα monopiles είναι μεγάλοι σωλήνες χάλυβα που σφυρηλατούνται και τοποθετούνται στον πυθμένα της θάλασσας για να βάλουμε έπειτα από πάνω τις πλατφόρμες και τους πύργους με ασφάλεια. Τα μεταλλικά μέρη της ανεμογεννήτριας θα ντυθούν από ειδικά υλικά για να τα προστατέψουμε από τη διάβρωση.

Για να χρησιμοποιήσουμε την ηλεκτρική ενέργεια του Αιολικού Πάρκου, χρησιμοποιούμε υποβρύχια καλώδια που θα μεταφέρουν την ενέργεια από της ανεμογεννήτριες σ' ένα μετασχηματιστή που βρίσκεται στην ξηρά και από εκεί στον κοντινότερο υποσταθμό της Δ.Ε.Η.

Επίσης σε κάθε ανεμογεννήτρια θα υπάρχει μια γέφυρα. Εκεί θα βρίσκονται όλα τα κύρια ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου και θα συνδέονται με την ξηρά από μια ασύρματη συσκευή αποστολής σημάτων. Το σύστημα διαβιβάζει τις πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου, την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, και οποιοδήποτε προβλημάτων παρουσιάζονται. Η ανεμογεννήτρια μπορεί ακόμα να αρχίσει ή να κλείσει τη λειτουργία της από τη ξηρά.

Πόσο μεγαλύτερο είναι το κόστος ενός Θαλάσσιου Αιολικού Πάρκου από ένα χερσαίο;

Δεν μπορούμε ακόμα να μιλήσουμε με ακρίβεια για τη διαφορά στο κόστος και αυτό γιατί δεν υπάρχουν πολλά Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα. Από τα διαθέσιμα στοιχεία έχει υπολογιστεί ότι το κόστος του Θαλάσσιου Πάρκου είναι περίπου 20- 25% υψηλότερο από



ότι στο χερσαίο. Αυτό όμως αντισταθμίζεται από τις υψηλότερες ενεργειακές παραγωγές που στα περισσότερα μέρη είναι τουλάχιστον 30% .

Πώς θα είναι οι Ανεμογεννήτριες;

Οι ανεμογεννήτριες θα είναι μεγαλύτερες από εκείνες που τοποθετούνται στην ξηρά. Χαρακτηριστικά, από ήδη εγκατεστημένα αιολικά πάρκα, μία χερσαία ανεμογεννήτρια έχει ύψος πύργου περίπου 30 έως 50 μέτρα και φτερωτή 12 με 25 μέτρα μακρός. Αντίθετα στη θάλασσα έχουν τοποθετηθεί στρόβιλοι με 60 έως 80 μέτρα ύψος πυλώνα και 35 με 45 μέτρα μήκους η φτερωτή.

Όπως και με τους χερσαίους στρόβιλους έτσι και οι παράκτιες μηχανές μπορούν να είναι σχεδόν οποιοδήποτε χρώμα. Τις περισσότερες φορές οι Ανεμογεννήτριες στη θάλασσα έχουν χρώμα ανοικτό μπλε προς το άσπρο ή γκρι ανοικτό για να συνδυάζονται στο ανθρώπινο μάτι με τον ουρανό. Τα χαμηλότερα τμήματα των πύργων μπορεί να είναι σε έντονο χρώμα (π.χ. κίτρινο) έτσι ώστε να διακρίνονται από μακριά από τα σκάφη. Επίσης ένα άλλο μέτρο που λαμβάνεται για τα σκάφη είναι τα λεγόμενα φώτα ναυσιπλοΐας που τοποθετούνται στη νασέλα και στη φτερωτή. Η φωτεινότητα τους δεν είναι πολύ έντονη και βοηθάει όχι μόνο τα σκάφη αλλά και τα αεροπλάνα.

Εκτός από τα φώτα ναυσιπλοΐας στις ανεμογεννήτριες τοποθετούνται και ανακλαστήρες ραντάρ, προκειμένου να αναγνωρίζονται από θαλάσσια και αέρια ραντάρ.

Υπάρχουν περιβαλλοντικές επιπτώσεις;

Η περιβαλλοντική επίδραση των Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων μειώνεται αρκετά έναντι των χερσαίων. Στα Θαλάσσια Πάρκα ο θόρυβος και η οπτική όχληση θεωρείται σχεδόν απίθανο ζήτημα. Περιβαλλοντική επίδραση μπορεί να εντοπίσει κάποιο μόνο στο βυθό, αν και εκεί είναι απειροελάχιστη.

Όσο αφορά τις επιπτώσεις στη θαλάσσια ζωή μελέτες έχουν δείξει ότι μερικά θεμέλια μπορούν να ενεργήσουν ως τεχνικοί σκόπελοι με μια επακόλουθη αύξηση στους πληθυσμούς ψαριών από το νέο ανεφοδιασμό τροφίμων. Κάποιοι υποστηρίζουν ότι ο θόρυβος από τους στρόβιλους υποβρύχια ενοχλεί τη θαλάσσια ζωή. Σύμφωνα όμως με μία έκθεση ερευνητικών μονάδων θηλαστικών θάλασσας αυτό δεν δημιουργεί πρόβλημα στη θαλάσσια ζωή εφόσον έχει υπάρξει κάποια προηγούμενη έκθεση στις βάρκες, μηχανές κ.λπ.

Οι επιπτώσεις ενός Θαλάσσιου Αιολικού Πάρκου στα πουλιά δεν διαφέρουν κατά πολύ από τις επιπτώσεις ενός χερσαίου. Δεν κατασκευάζονται αιολικά πάρκα σε περιοχές όπου έχουμε νυχτερινό πέραςμα αποδημητικών πουλιών ειδικότερα αν αυτά ανήκουν σε είδος υπό εξαφάνιση. Με αυτόν τον τρόπο αποφεύγεται η όποια μείωση στον πληθυσμό των πουλιών. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι μόνο πουλιά με προβλήματα όρασης πέφτουν πάνω στα πτερύγια της ανεμογεννήτριας. Τα πουλιά που πεθαίνουν λόγω συγκρούσεως με κινούμενα οχήματα είναι 300 φορές περισσότερα από αυτά που πεθαίνουν από ανεμογεννήτριες και 70 φορές περισσότερα από αυτά που σκοτώνονται από κυνηγούς. Αυτοί οι υπολογισμοί σε συνδυασμό με μια μελέτη που πραγματοποιήθηκε στη Δανία κατέληξε στο συμπέρασμα ότι τα καλώδια αποτελούν πολύ πιο μεγάλο κίνδυνο για τα πουλιά από ότι οι ανεμογεννήτριες καθώς επίσης ότι τα πουλιά έχουν την τάση να αλλάζουν την πορεία τους 100-200 m μακριά από τη φτερωτή πετώντας πάνω ή γύρω από αυτήν σε μια απόσταση ασφαλείας. Επομένως ένα αιολικό πάρκο θα κατασκευαστεί μακριά από ιδιαίτερα τοπογραφικά χαρακτηριστικά τα οποία θα προσέλκυαν τα πουλιά καθώς επίσης και σε περιοχές με μειωμένη ορατότητα και κακές καιρικές συνθήκες.



Άλλοι υποστηρίζουν ότι τα αιολικά πάρκα στη θάλασσα έχουν ευεργετική και όχι καταστρεπτική επίδραση. Οι αυξήσεις στους πληθυσμούς ψαριών που σημειώνονται όπως αναφέρθηκε παραπάνω λόγω των νέων τεχνητών σκοπέλων, έχουν ως αποτέλεσμα και την αύξηση των πουλιών.

Η αύξηση των ψαριών επιφέρει θετικά αποτελέσματα και στην αλιεία, παρότι απαγορεύεται να κατασκευάζονται αιολικά πάρκα σε αναγνωρισμένες αλιευτικές περιοχές. Επίσης κατά την αδειοδότηση ενός αιολικού πάρκου λαμβάνεται υπ' όψιν και η υπόγεια τηλεγράφιση.

Ποια είναι τα θετικά περιβαλλοντικά οφέλη ενός Θαλάσσιου Αιολικού Πάρκου;



Τα αιολικά πάρκα ανεξάρτητα αν είναι χερσαία ή θαλάσσια είναι Ανανεώσιμη Πηγή Ενέργειας. Είναι μια Πράσινη μορφή Ενέργειας. Κάθε μονάδα που παράγεται από τον αέρα σώζει μια μονάδα που παράγεται από τον άνθρακα, το πετρέλαιο και γενικά οποιοδήποτε τύπο εγκαταστάσεως παραγωγής ενέργειας που αντικαθιστά. Επομένως κάθε μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τον άνεμο σώζει τις εκπομπές των ρύπων, των προϊόντων αποβλήτων και το φαινόμενο του θερμοκηπίου.



ΜΕΡΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Κεφάλαιο 1^ο

Παρουσίαση Περιοχής

1.1 Εισαγωγή

Ο κόλπος του Μόχλου Σητείας

Η περιοχή όπου θα εγκατασταθεί το αιολικό πάρκο είναι ο **Μόχλος Σητείας**. Αρχικά εκλέχθηκαν άλλες δύο περιοχές. Ο Μαλιακός κόλπος στην Εύβοια και ο κόλπος στον όρμο Αλμυρού δυτικά της πόλης του Ρεθύμνου. Λόγω όμως της χαμηλής ταχύτητας αέρα και κατά συνέπεια της μικρής παραγωγής ενέργειας που θα παρήγαγε το αιολικό πάρκο σύμφωνα με το πρόγραμμα WasP οι δύο παραπάνω περιοχές απορρίπτησαν .

Ο Μόχλος, σήμερα είναι ένας από τους κυριότερους τουριστικούς προορισμούς στο βορρά του νομού Λασιθίου. Ανήκει στο δήμο Σητείας και είναι οικισμός του δημοτικού διαμερίσματος Τουρλωτής. Ο Μόχλος ήταν από τα σημαντικότερα λιμάνια της αρχαιότητας. Πολύ κοντά στην παραλία βρίσκεται το νησάκι του Αγίου Νικολάου. Η παραλία είναι έκτασης 2 περίπου Km και πλάτους 5-10 μέτρων. Η αμμουδιά καταλαμβάνει μικρή έκταση λίγων δεκάδων μέτρων στο κέντρο της περιοχής, ενώ δυτικά και ανατολικά η παραλία αποτελείται από βράχους, κροκάλες και χαλίκια.

1.2 Μελέτη αιολικού δυναμικού

1. Γενικά στοιχεία

Για τον υπολογισμό του αιολικού δυναμικού και της ενεργειακής παραγωγής χρησιμοποιήθηκε μία χρονοσειρά 12μηνών μετρήσεων από 10 μέτρο ανεμογράφο που βρίσκεται στην περιοχή Παχιά Άμμος Σητείας στο νομό Λασιθίου Κρήτης.

2. Προσδιορισμός θέσης μετεωρολογικού σταθμού

Η θέση του ανεμογράφου προσδιορίστηκε και με GPS σε συντεταγμένες ΕΓΣΑ87:

$X=663918$, $Y=3886704$ και υψόμετρο 80 μ.



3. Ανεμολογικά δεδομένα

Τα όργανα που χρησιμοποιούνται (ανεμόμετρα και ανεμοδείκτες) είναι βαθμονομημένα και φέρουν τα κατάλληλα πιστοποιητικά . Οι μετρήσεις συνεχίζονται κατά τη διάρκεια της παρούσας μελέτης .

4. Εκτίμηση της τραχύτητας του εδάφους

Λόγω του ότι η περιοχή που θα κατασκευαστεί το αιολικό πάρκο είναι η θάλασσα η ταχύτητα που λαμβάνουμε είναι μηδέν.

5. Υπολογισμός Αιολικού Άτλαντα και ενεργειακής παραγωγής

Η συνολική παραγωγή υπολογίζεται από το WAsP σε στο σύνολο των 10 ανεμογεννητριών. Χρησιμοποιούμε ανεμογεννήτρια Vestas V80 offshore με ονομαστική ισχύ 2 MW. Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του WAsP

Συνολική Ετήσια Παραγωγή Πάρκου	40.265	MWh/Ετος
Παραγωγή ανά Ανεμογεννήτρια	40.265/10=4026,5	MWh/Ανεμογεννήτρια

Συνοπτική παρουσίαση δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν

Οι υπολογισμοί που έγιναν με τη χρήση του λογισμικού WAsP 6 ήταν η εκτίμηση του αιολικού δυναμικού της εν λόγω περιοχής και ο υπολογισμός της ετήσιας παραγωγής ενέργειας από τις 10 Α/Γ των 2 Mw η κάθε μία.

Τα δεδομένα που εισάγαμε στο WAsP είναι:

- Ο χάρτης σε format WAsP (.map) όπου έχουν επεξεργαστεί και έχουν οριστεί ισοϋψείς που ορίζουν την διαφορετική τραχύτητα στην ξηρά και στη θάλασσα. Έτσι για την ισοϋψή γύρω από την κορυφογραμμή εγκατάστασης του ανεμογράφου ορίστηκε τραχύτητα $z=0.03$ μ ενώ στη θάλασσα όπου είναι οι ανεμογεννήτριες είναι 0 (μηδέν).
- Ο Wind Atlas που περιέχει το μετεωρολογικό σταθμό (ανεμογράφο) και δεδομένα των μετρήσεων.
- Η καμπύλη παραγωγής μιας τυπικής ανεμογεννήτριας vestas V80 offshore 2MW βάση της οποίας υπολογίστηκε η παραγόμενη ενέργεια.
- Και τέλος η χωροθέτηση του αιολικού πάρκου (offshore) που περιέχει τις ακριβείς συντεταγμένες των Α/Γ .

Το WAsP μπορεί να μας δώσει προβλέψεις για την παραγόμενη ετήσια ενέργεια του πάρκου στα 80m από την επιφάνεια της θάλασσας καθώς και αναλυτικά στοιχεία για κάθε Α/Γ που έχουν να κάνουν με τη μέση ταχύτητα, σκίαση από γειτονικές Α/Γ και απώλειες ανά περιοχή διεύθυνσης του ανέμου

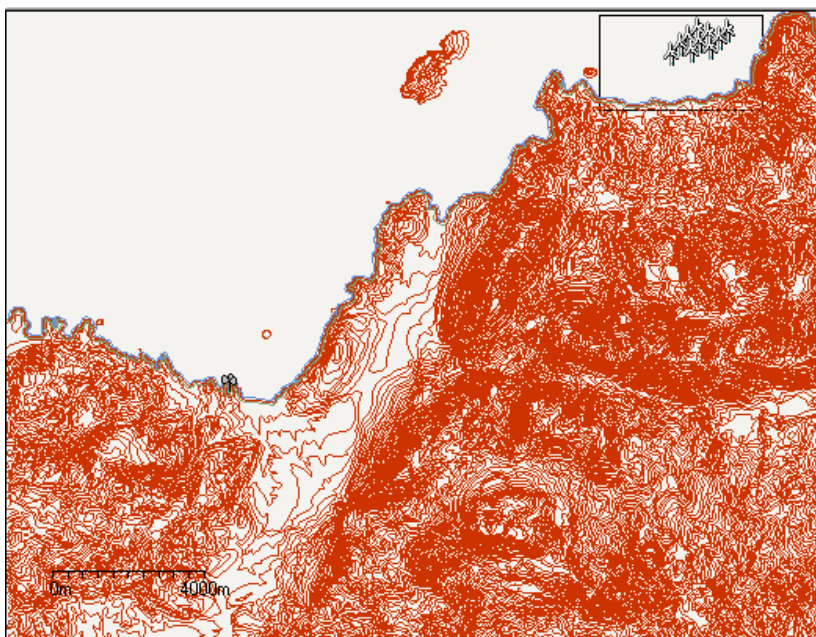


Χωροθέτηση αιολικού πάρκου στην περιοχή

Οι συντεταγμένες είναι σε σύστημα ΕΓΣΑ'87

A/A	X	Y
A/Γ 01	675603	3895441
A/Γ 02	675833	3895664
A/Γ 03	676061	3895889
A/Γ 04	676286	3896114
A/Γ 05	676122	3895527
A/Γ 06	676349	3895751
A/Γ 07	676576	3895976
A/Γ 08	676631	3895609
A/Γ 09	676858	3895833
A/Γ 10	677085	3896058

Παρακάτω φαίνεται ο χάρτης με την χωροθέτηση των ανεμογεννητριών, την περιοχή ενδιαφέροντος και η περιοχή όπου βρίσκεται ο ανεμογράφος.

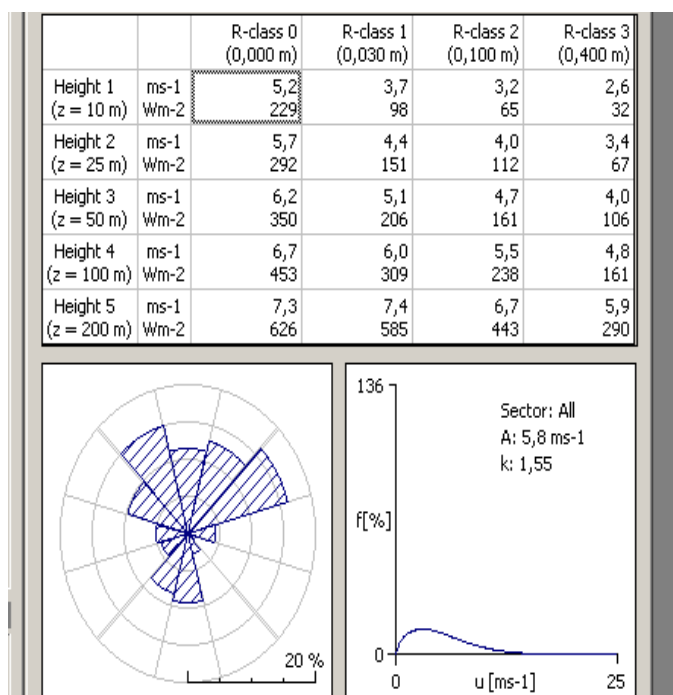




Συγκεντρωτικά στοιχεία Α/Π

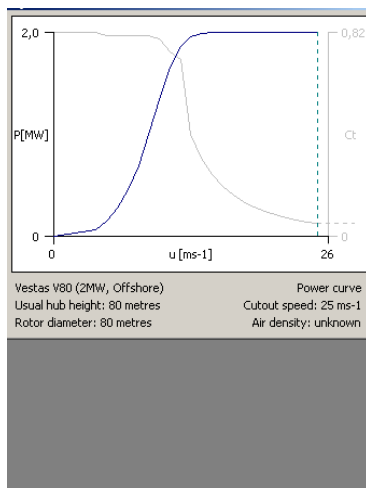
Αριθμός Ανεμογεννητριών	10	
Τύπος Ανεμογεννητριών	Vestas V80 offshore	
Ισχύς Αιολικού Πάρκου	20	MW
Μέση Ταχύτητα Α.Π.	5,82	m/s
Ύψος μετρήσεων από το έδαφος	10	m
Συνολική παραγωγή ενέργειας	40265	MWh

Τα ανεμολογικά δεδομένα δίνουν τα ακόλουθα χαρακτηριστικά ανέμου:





Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας που είναι και ο τύπος της μηχανής που πρόκειται να εγκατασταθεί στις εν λόγω περιοχές δίνεται παρακάτω.



Μηχανή vestas V80 2 MW offshore

1.3 Μελέτη θορύβου

Το αιολικό πάρκο είναι εγκατεστημένο στη θάλασσα σε απόσταση περίπου 1,5 Km από την ξηρά και ο κοντινότερος οικισμός απέχει περίπου 3 Km από την περιοχή του Μόχλου. Λόγω λοιπόν της μεγάλης απόστασης από κατοικημένη περιοχή και γνωρίζοντας την νομοθεσία που επιτρέπει την λειτουργία αιολικού πάρκου σε απόσταση 800 m από οικισμό, δεν χρειάζεται να γίνει αναλυτική μελέτη θορύβου.



Κεφάλαιο 2^ο

Βασικές εργασίες

2.1 ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Ο σκοπός του έργου είναι η εγκατάσταση θαλάσσιου Α/Π στη θέση «Μόχλου» του δήμου Σητείας, Νομού Λασιθίου. Η περιοχή πληρεί όλες τις προϋποθέσεις για την εγκατάσταση θαλάσσιου αιολικού πάρκου. Έχει αξιόλογο αιολικό δυναμικό και ο βυθός είναι ρηχός. Στόχος του έργου είναι η αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού και η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Το έργο δεν αναμένεται να διαταράξει την ισορροπία του οικοσυστήματος και δεν θα έχει καμία σοβαρή περιβαλλοντική επίπτωση.

2.2 Περιγραφή των βασικών εργασιών

Οδοποιία

Για την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου δεν χρειάζονται δρόμοι και πλατείες ανέγερσης γιατί το πάρκο βρίσκεται μέσα στη θάλασσα. Οι μηχανές θα μεταφερθούν θαλάσσια. Από το λιμάνι της Σητείας με ειδικά διαμορφωμένα καράβια θα πάνε απευθείας στον κόλπο του Μόχλου και η τοποθέτηση θα γίνει με πλωτούς γερανούς. Επειδή στην Ελλάδα δεν έχει γίνει ακόμα ανέγερση θαλάσσιων ανεμογεννητριών δεν υπάρχει η κατάλληλη υποδομή. Γι αυτό η εταιρία που αναλαμβάνει την μεταφορά και την τοποθέτηση των Α/Γ (VESTAS) θα φέρει και τον απαιτούμενο εξοπλισμό εγκατάστασης.

Θεμελίωση

Για την ασφαλή στήριξη και λειτουργία της κάθε ανεμογεννήτριας θα κατασκευασθεί βάση θεμελίωσης στο βυθό της θάλασσας. Στην προκαθορισμένη θέση της κάθε ανεμογεννήτριας θα μεταφερθεί πλατφόρμα που έχει σχεδιαστεί για την ανέγερση θαλάσσιου αιολικού πάρκου. Η πλατφόρμα έχει στις 4 γωνίες της σωλήνες που κατεβαίνουν κάθετα και «γαντζώνουν» στο βυθό. Κατά κάποιο τρόπο είναι τα πόδια της πλατφόρμας που δεν την αφήνουν για λόγους ασφαλείας να κινηθεί από το σημείο που θέλουμε να τοποθετήσουμε την ανεμογεννήτρια.

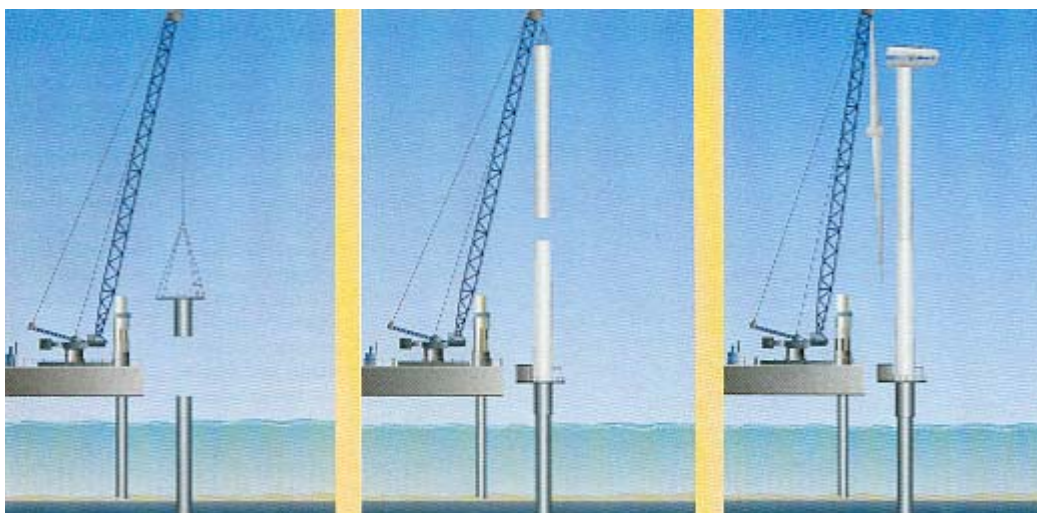
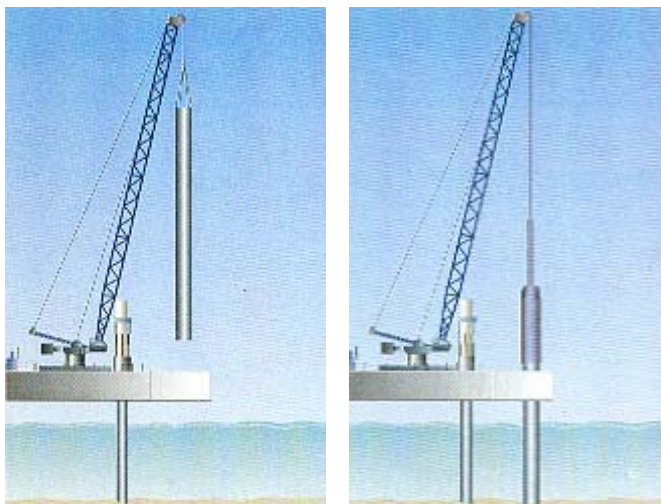


Στη συνέχεια με ένα γιγάντιο θαλάσσιο τρυπάνι, ανοίγεται τρύπα στο βυθό στη θέση που έχει οριστεί από τη μελέτη να τοποθετηθεί η ανεμογεννήτρια. Η βάση της μπαίνει σε περίπου 10 m βάθος από την πυθμένα. Για να μειωθεί ο θόρυβος από τις εργασίες που γίνονται τόσο έξω από τη θάλασσα όσο και μέσα στο θαλάσσιο οικοσύστημα τοποθετούνται στο νερό ειδικές συσκευές που απορροφούν το μεγαλύτερο μέρος του θορύβου. Κατά την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου λαμβάνονται όλες οι προφυλάξεις για την προστασία του περιβάλλοντος. Την ώρα της εγκατάστασης πετάει και ελικόπτερο πάνω από την περιοχή προκειμένου να επιβλέπουν τα πουλιά.

Στην ξηρά γίνεται το μεγαλύτερο μέρος της συναρμολόγησης της ανεμογεννήτριας. Τοποθετούνται τα δύο φτερά η νασέλα και το ένα από τα δύο μέρη του πυλώνα. Το μέρος του πυλώνα που βρίσκεται μέσα στη θάλασσα τοποθετείται μόνο του στην αρχή, μετά το δεύτερο με τα δύο φτερά και στο τέλος το τρίτο.

Αφού γίνει η τρύπα των 10 μέτρων, ρίχνουμε χαλίκι και μπετόν καθαριότητας στο κάτω μέρος της. Στη συνέχεια ρίχνουμε τη βάση και τη γεμίζουμε με άμμο. Το πλάτος της βάσης είναι 10 m.

Για να κολλήσουμε τα δύο μέρη του πυλώνα κατεβαίνει ο εργάτης στο πρώτο από ελικόπτερο και ενώνει τον πυλώνα με μπουλόνια. Έπειτα, τοποθετείται προσωρινά στη νασέλα μικρή πλατφόρμα, προκειμένου ο γερανός να τοποθετήσει εκεί το τρίτο φτερό για να συναρμολογηθεί και αυτό. Αυτό είναι και το τελευταίο στάδιο εγκατάστασης μίας θαλάσσιας αιολικής μηχανής.



Υποσταθμοί

Ο υποσταθμός Χ.Τ. / Μ.Τ. για κάθε Α/Γ θα είναι ενσωματωμένος στην βάση της Α/Γ ή ανάλογα με τον τύπο της Α/Γ που θα επιλεγεί μπορεί να τοποθετηθεί σε ένα πλωτό οικίσκο κοντά στην βάση της Α/Γ . Λόγω των δυσμενών καιρικών συνθηκών που επικρατούν στη θάλασσα οι Δανέζικες εταιρείες συνιστούν πλωτούς οικίσκους σε κάθε ανεμογεννήτρια και ανά 2 με 3 μηχανές ένα κεντρικό.

Κτίριο Ελέγχου

Σε θέση στην παραλία κοντά στο Α/Π θα κατασκευασθεί το κτίριο ελέγχου του Α/Π , με προδιαγραφές να στεγάσει τον κεντρικό ηλεκτρολογικό εξοπλισμό, τον ηλεκτρονικό υπολογιστή τα συστήματα τηλεπικοινωνίας, τηλεελέγχου και τηλεχειρισμού των ανεμογεννητριών , βοηθητικούς χώρους αποθήκευσης εργαλείων και ανταλλακτικών, καθώς και να παρέχει τις απαραίτητες διευκολύνσεις για την παραμονή των τεχνικών συντήρησης και λειτουργίας. Το κτίριο ελέγχου θα συνδέεται με υπόγεια υποθαλάσσια καλώδια με τους υποσταθμούς των Α/Γ.

Τηλεπικοινωνίες



Για την ενσύρματη επικοινωνία του Α/Π με το κτίριο ελέγχου καθώς και για την μεταφορά δεδομένων σε απομεμακρυσμένα σημεία εκτός των ορίων του πάρκου , θα προμηθευτούμε από τον Ο.Τ.Ε. δύο τηλεφωνικές γραμμές τύπου ISDN τουλάχιστον . Σε περίπτωση που διατίθενται γραμμές ADSL , αυτές θα προτιμηθούν .

Σύστημα Τηλεπαρακολούθησης – Τηλεελέγχου

Το σύστημα βασίζεται στην εμπορική εφαρμογή που έχει αναπτύξει η εταιρεία κατασκευής των Α/Γ και αποτελείται από τα αισθητήρια των υποσυστημάτων των Α/Γ ένα κεντρικό Η/Υ που βρίσκεται στο κτήριο ελέγχου , τα απαραίτητα τηλεπικοινωνιακά συστήματα (modem , ISDN γραμμή) καθώς και το απαραίτητο λογισμικό παρακολούθησης των Α/Γ .

Σύνδεση με το δίκτυο Υψηλής Τάσης.

Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από το Α/Π θα συγκεντρώνεται μέσω υπογείων καλωδίων μέσης τάσης (20 kV) στον Υ/Σ ο οποίος ευρίσκεται στο κτίριο ελέγχου και στη συνέχεια μέσω υπογείων καλωδίων θα οδηγείται στην ανεξάρτητη γραμμή μέσης τάσης (20 kV) για μεταφορά και απορρόφησή της στον υποσταθμό. Η γραμμή διασύνδεσης των 20kV θα κατασκευασθεί από την ΔΕΗ με έξοδα της εταιρείας και θα είναι εναέρια σύμφωνα με τις σχετικές τεχνικές προδιαγραφές της ΔΕΗ. Ο υποσταθμός της ΔΕΗ βρίσκεται στη Σητεία .



Κεφάλαιο 3^ο

Οικονομική Μελέτη

3.1 Εισαγωγή

Μία τεχνική μελέτη πάντα συνοδεύεται και από την οικονομική. Ο επιχειρηματίας ή η εταιρεία που κατασκευάζει το αιολικό πάρκο αλλά και κάθε είδους επενδύσεις ενδιαφέρεται για το αν η επένδυση θα έχει απόσβεση και σε ποιο χρονικό διάστημα.

Για να κατασκευαστεί ένα αιολικό πάρκο χρειάζονται αρκετά χρήματα. Η Ελληνική και η Ευρωπαϊκή νομοθεσία, στην προσπάθειά τους να δώσουν ώθηση στον τομέα των επενδύσεων για τις Α.Π.Ε. έχουν κάνει μεγάλες επιδοτήσεις. Είναι άλλωστε γνωστό ότι μέχρι και σήμερα, η συντριπτική πλειονότητα των Α/Π επιδοτείται σε ποσοστό 40% επί του συνόλου της επένδυσης. Ωστόσο, σήμερα η ανέγερση ενός Α/Π είναι μια άκρως προσοδοφόρα επένδυση, γεγονός που έχει οδηγήσει στην μείωση της επιχορήγησης από το Ελληνικό κράτος.

Στην παρούσα οικονομική μελέτη εξετάζουμε τρία πιθανά σενάρια. Στο πρώτο σενάριο υποθέτουμε ότι παίρνουμε σαν επιχορήγηση το 40% του αρχικού κόστους της επένδυσης με ανεμογεννήτριες 2 MW, στο δεύτερο με ίδια επιχορήγηση και μηχανές 3 MW και στο τρίτο με μηχανές 5 MW. Επειδή δεν έχει γίνει ποτέ στην Ελλάδα ανέγερση θαλάσσιου αιολικού πάρκου οι υπολογισμοί έγιναν με ενδεικτικές τιμές και με βάση την αναφορά που κάνει η εταιρεία VESTAS στην ιστοσελίδα της ότι το κόστος ενός θαλάσσιου αιολικού πάρκου είναι περίπου 15 με 20% αυξημένο από το κόστος ενός χερσαίου. Στο στάδιο της εφαρμογής της παρούσας μελέτης, θα επιτευχθούν αναλυτικές οικονομικές συμφωνίες με τους κατασκευαστές για κάθε επιμέρους τμήμα του έργου. Ωστόσο, τα αποτελέσματα δεν αναμένεται να διαφοροποιηθούν σημαντικά από αυτά που εμφανίζονται στην παρούσα μελέτη.

Σύμφωνα με ένα υπολογισμό μίας Δανέζικης εταιρείας έχει χωρίσει τα έξοδα σε ποσοστά. Για την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου απαιτείται το 30 % των συνολικών δαπανών, για το υποθαλάσσιο κύκλωμα το 27 %, το ηλεκτρικό σύστημα επίβλεψης και ελέγχου το 12 %, οι ανεμογεννήτριες κοστίζουν το 11 % του συνολικού κόστους, η συλλογή πληροφοριών και ανάλυσή τους το 6 %, λειτουργία και συντήρηση το 5 %, επίσης το 5 % απαιτείται για το σχεδιασμό και τη μελέτη της περιοχής και τέλος το 4 % για την ασφάλεια της εγκατάστασης.

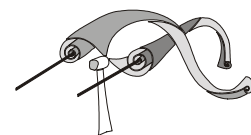


ΤΕΙ ΚΡΗΤΗΣ

Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας

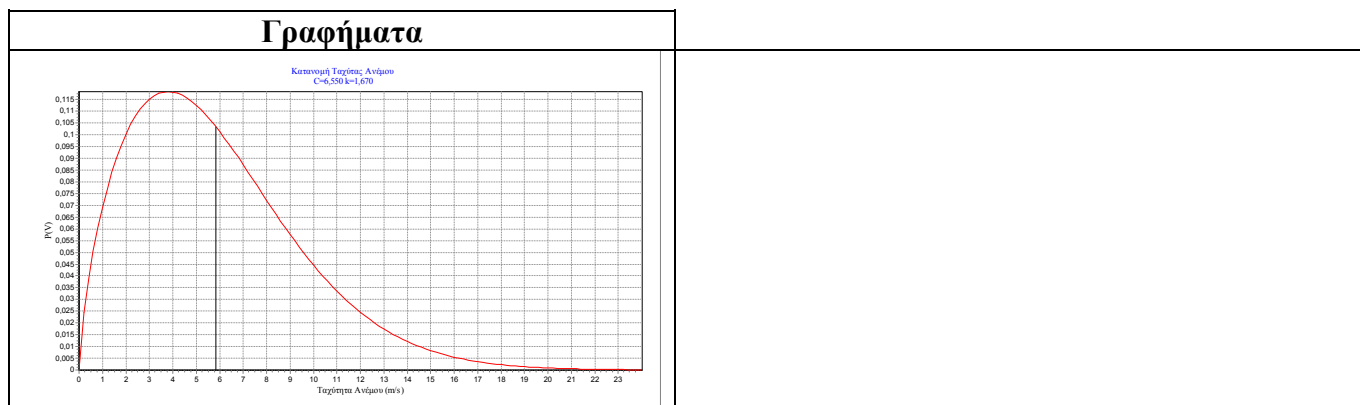
Ημερομηνία: 10/5/2005

Λογισμικό ANEMOS V.2 WIN



ΕΡΓΟ	
Περιγραφή	ΘΑΛΑΣΣΙΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΣΤΗ ΘΕΣΗ ΜΟΧΛΟΣ ΣΗΤΕΙΑΣ με Α/Γ 2MW
Επενδυτής	
Είδος Επένδυσης	Ανεξάρτητη παραγωγή
Διάρκεια	25 Έτη
Συντελεστής Φορολογίας	35 %

Ανεμολογικά Δεδομένα	
Πηγή Δεδομένων:	Παράμετροι Weibull
Υψος από επιφ. Εδάφους	80 m
Weibull C	6,55 m/s
Weibull k	1,67 -
Μέση Ταχύτητα ανέμου	5,85 m/s



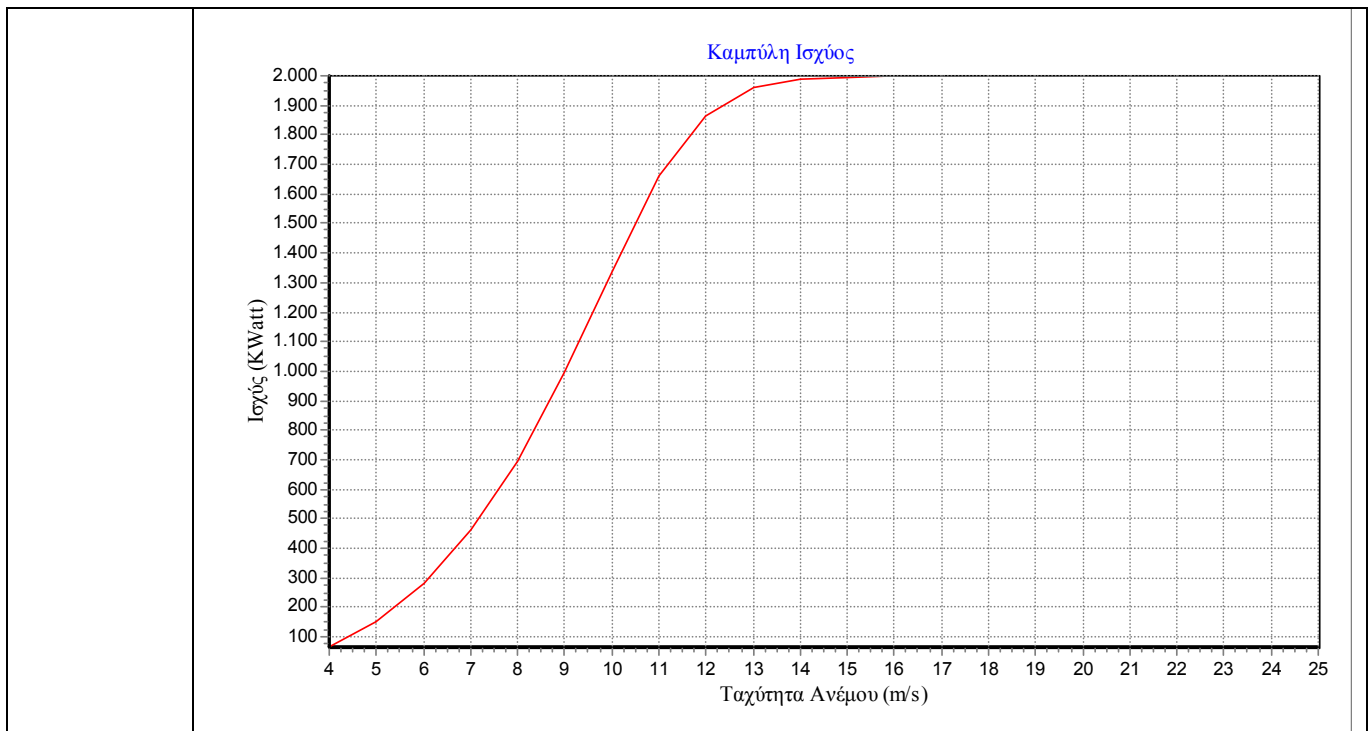
Παραγωγή Ενέργειας					
Ετος	Υπολ. Παραγωγή (Kwh)	Μηχανική Διαθ. (%)	Συντελεστής Διείσδυσης (%)	Απώλειες Μεταφοράς (%)	Παραγωγή (Kwh)
1	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
2	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
3	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
4	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
5	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
6	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
7	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
8	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067



Παραγωγή Ενέργειας					
Ετος	Υπολ. Παραγωγή (Kwh)	Μηχανική Διαθ. (%)	Συντελεστής Διείσδυσης (%)	Απώλειες Μεταφοράς (%)	Παραγωγή (Kwh)
9	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
10	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
11	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
12	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
13	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
14	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
15	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
16	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
17	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
18	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
19	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
20	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
21	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
22	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
23	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
24	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
25	40.853.762	95,00	90,00	3,00	33.882.067
Σύνολο:					847.051.686
Απόδοση:					19,34%



Χαρακτηριστικά Α/Γ			
Μοντέλο	VestasV80_2MWOOffsh		
Ονομαστική Ισχύς		2000	KWatt
Ονομαστική Ταχύτητα		13	m/s
Ταχύτητα Εναρξης		4	m/s
Ταχύτητα Αποκοπής		25	m/s
Διάμετρος Φτερωτής		80	m
Επιφάνεια Σάρωσης		5026,55	m ²
Υψος Πυλώνα		80	m





Καμπύλη Ισχύος		
α/α	Ταχύτητα Ανέμου	Ισχύς
1	4	66,60
2	5	154,00
3	6	282,00
4	7	460,00
5	8	696,00
6	9	996,00
7	10	1341,00
8	11	1661,00
9	12	1866,00
10	13	1958,00
11	14	1988,00
12	15	1997,00
13	16	1999,00
14	17	2000,00
15	18	2000,00
16	19	2000,00
17	20	2000,00
18	21	2000,00
19	22	2000,00
20	23	2000,00
21	24	2000,00
22	25	2000,00



Αρχικό Κόστος Αιολικού Πάρκου		
Ειδικό Κόστος Αγοράς	24.000.000	€
Σύνολο	24.000.000	€
Κόστος / KW	1.200	€/KW

Χρηματοδότηση		
Ίδια κεφάλαια (25%)	6.000.000	€
Επιχορηγήσεις (35%)	8.400.000	€
Δανειακά κεφάλαια (40%)	9.600.000	€
Σύνολο (100%)	24.000.000	€



Πίνακας Υπολογισμού Αποσβέσεων*

α/α	Δαπάνη	Σύνολο	Μέθοδος Απόσβεσης	Ποσοστό
1	Ειδικό Κόστος Αγοράς	15.600.000	Σταθερή Μέθοδος	10%

Πίνακας Ετήσιας Απόσβεσης ανά Δαπάνη																				
Ετος Δ/νη	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Τα ποσά αναφέρονται σε χιλ.(€)

* Στα ποσά δεν περιλαμβάνεται η επιχορήγηση



Χρηματοροές					
Έτος	Πωλήσεις Ενέργειας	Λειτουργικό Κόστος	Λειτουργικές Δαπάνες (Σύνολο)	Κέρδη προ Αποσβ. Τόκων και Φόρων	Τόκοι Δανείων
1	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	576.000
2	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	532.300
3	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	485.978
4	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	436.877
5	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	384.830
6	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	329.659
7	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	271.179
8	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	209.190
9	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	143.481
10	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	73.830
11	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
12	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
13	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
14	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
15	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
16	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
17	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
18	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
19	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
20	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
21	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
22	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
23	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
24	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
25	2.768.843	700.000	700.000	2.068.843	
Σύνολο	69.221.064	17.500.000	17.500.000	51.721.064	3.443.324



Χρηματοροές					
Έτος	Επιδότηση Επιτοκίου	Αποσβέσεις	Φορολογητέο	Φορολογία	Πληρωμές Δανείων
1		1.560.000	-67.157		1.304.332
2		1.560.000	-23.458		1.304.332
3		1.560.000	22.864		1.304.332
4		1.560.000	71.966	1.475	1.304.332
5		1.560.000	124.013	43.405	1.304.332
6		1.560.000	179.183	62.714	1.304.332
7		1.560.000	237.664	83.182	1.304.332
8		1.560.000	299.653	104.878	1.304.332
9		1.560.000	365.361	127.876	1.304.332
10		1.560.000	435.012	152.254	1.304.332
11			2.068.843	724.095	
12			2.068.843	724.095	
13			2.068.843	724.095	
14			2.068.843	724.095	
15			2.068.843	724.095	
16			2.068.843	724.095	
17			2.068.843	724.095	
18			2.068.843	724.095	
19			2.068.843	724.095	
20			2.068.843	724.095	
21			2.068.843	724.095	
22			2.068.843	724.095	
23			2.068.843	724.095	
24			2.068.843	724.095	
25			2.068.843	724.095	
Σύνολο		15.600.000	32.677.740	11.437.209	13.043.324



Χρηματοροές					
Έτος	Σύνολο Εισροής	Επιχορηγήσεις	Καθαρή Χρηματική Ροή	Κ.Χ.Ρ (Αθροιστική)	Παρούσα Αξία
1	764.510		764.510	764.510	721.236
2	764.510		764.510	1.529.020	680.411
3	764.510		764.510	2.293.530	641.897
4	763.035		763.035	3.056.565	604.395
5	721.106		721.106	3.777.671	538.852
6	701.796		701.796	4.479.467	494.739
7	681.328		681.328	5.160.795	453.122
8	659.632		659.632	5.820.427	413.861
9	636.634		636.634	6.457.060	376.822
10	612.256		612.256	7.069.316	341.880
11	1.344.748		1.344.748	8.414.064	708.396
12	1.344.748		1.344.748	9.758.811	668.298
13	1.344.748		1.344.748	11.103.559	630.470
14	1.344.748		1.344.748	12.448.307	594.783
15	1.344.748		1.344.748	13.793.054	561.116
16	1.344.748		1.344.748	15.137.802	529.355
17	1.344.748		1.344.748	16.482.550	499.391
18	1.344.748		1.344.748	17.827.297	471.124
19	1.344.748		1.344.748	19.172.045	444.457
20	1.344.748		1.344.748	20.516.793	419.299
21	1.344.748		1.344.748	21.861.540	395.565
22	1.344.748		1.344.748	23.206.288	373.174
23	1.344.748		1.344.748	24.551.036	352.051
24	1.344.748		1.344.748	25.895.783	332.124
25	1.344.748		1.344.748	27.240.531	313.324
Σύνολο	27.240.531		27.240.531		12.560.145



Χρηματοροές	
Έτος	Παρούσα Αξία (Αθροιστική)
1	721.236
2	1.401.647
3	2.043.545
4	2.647.940
5	3.186.792
6	3.681.530
7	4.134.652
8	4.548.513
9	4.925.336
10	5.267.216
11	5.975.613
12	6.643.911
13	7.274.381
14	7.869.164
15	8.430.281
16	8.959.636
17	9.459.027
18	9.930.151
19	10.374.608
20	10.793.906
21	11.189.471
22	11.562.645
23	11.914.697
24	12.246.820
25	12.560.145
Σύνολο	

Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης		
Καθαρή Παρούσα Αξία (6%):	6.560.145	€
Χρόνος Αποπληρωμής:	8,282	Έτη
Εντοκη Περίοδος Αποπληρωμής:	11,036	Έτη
Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης:	14,030	%
Κόστος Παραγωγής:	0,06037	€



Ανάλυση Ευαισθησίας

Weibull (C)				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
3,28	-100,00	-19.805.690,95		
3,93	-30,04	-15.520.689,87		
4,59	-5,20	-9.969.815,17		
5,24	1,83	-3.904.144,78	20,12	
5,90	7,66	1.440.315,24	12,78	19,48
6,55	14,03	6.560.144,82	8,28	11,04
7,21	19,69	11.238.044,80	5,37	6,74
7,86	25,21	15.720.610,35	4,05	4,81
8,52	30,45	19.907.246,04	3,31	3,81
9,17	35,30	23.724.712,10	2,84	3,21
9,82	39,67	27.126.567,53	2,52	2,82

Αρχικό Κόστος				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
12.000.000,00	44,09	13.886.560,23	2,25	2,50
14.400.000,00	33,65	12.422.073,12	2,95	3,36
16.800.000,00	26,35	10.957.586,01	3,81	4,47
19.200.000,00	21,06	9.493.098,89	4,88	5,99
21.600.000,00	17,10	8.028.433,15	6,29	8,29
24.000.000,00	14,03	6.560.144,82	8,28	11,04
26.400.000,00	11,58	5.085.175,51	10,53	13,34
28.800.000,00	9,59	3.604.097,87	11,86	15,99
31.200.000,00	7,93	2.117.824,80	13,18	19,16
33.600.000,00	6,53	627.456,86	14,51	23,05
36.000.000,00	5,32	-866.094,40	15,84	

Λειτουργικό κόστος				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
350.000,00	17,55	9.472.338,19	6,17	8,07
420.000,00	16,85	8.890.695,49	6,50	8,65
490.000,00	16,15	8.309.052,78	6,86	9,34
560.000,00	15,45	7.727.410,08	7,27	10,08
630.000,00	14,75	7.145.767,37	7,74	10,54
700.000,00	14,03	6.560.144,82	8,28	11,04
770.000,00	13,27	5.962.048,89	8,92	11,62
840.000,00	12,48	5.347.957,84	9,70	12,29
910.000,00	11,67	4.717.767,39	10,33	13,06
980.000,00	10,87	4.084.865,50	10,74	13,94
1.050.000,00	10,08	3.450.543,68	11,12	14,96



Τιμή Πώλησης				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,04	-1,13	-6.850.799,07		
0,05	1,96	-3.773.151,12	19,87	
0,06	4,84	-1.037.873,14	15,49	
0,07	7,82	1.576.295,91	12,67	19,08
0,07	10,91	4.113.036,37	10,72	13,90
0,08	14,03	6.560.144,82	8,28	11,04
0,09	16,82	8.864.806,20	6,51	8,68
0,10	19,61	11.165.487,73	5,40	6,79
0,11	22,42	13.466.169,26	4,62	5,61
0,11	25,26	15.766.850,80	4,04	4,79
0,12	28,14	18.067.532,33	3,60	4,19

Ετήσια Παραγωγή				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
2.042.688,10	-1,13	-6.850.799,07		
2.451.225,72	1,96	-3.773.151,12	19,87	
2.859.763,33	4,84	-1.037.873,14	15,49	
3.268.300,95	7,82	1.576.295,91	12,67	19,08
3.676.838,57	10,91	4.113.036,37	10,72	13,90
4.085.376,19	14,03	6.560.144,82	8,28	11,04
4.493.913,81	16,82	8.864.806,20	6,51	8,68
4.902.451,43	19,61	11.165.487,73	5,40	6,79
5.310.989,05	22,42	13.466.169,26	4,62	5,61
5.719.526,67	25,26	15.766.850,80	4,04	4,79
6.128.064,29	28,14	18.067.532,33	3,60	4,19

Διάρκεια Ζωής				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
12,50	7,79	643.911,06	8,28	
15,00	11,01	2.430.280,64	8,28	11,04
17,50	12,57	3.930.150,98	8,28	11,04
20,00	13,19	4.793.906,26	8,28	11,04
22,50	13,62	5.562.645,38	8,28	11,04
25,00	14,03	6.560.144,82	8,28	11,04
27,50	14,28	7.397.664,58	8,28	11,04
30,00	14,39	7.879.981,02	8,28	11,04
32,50	14,48	8.309.240,93	8,28	11,04
35,00	14,56	8.866.239,40	8,28	11,04
37,50	14,62	9.333.906,07	8,28	11,04



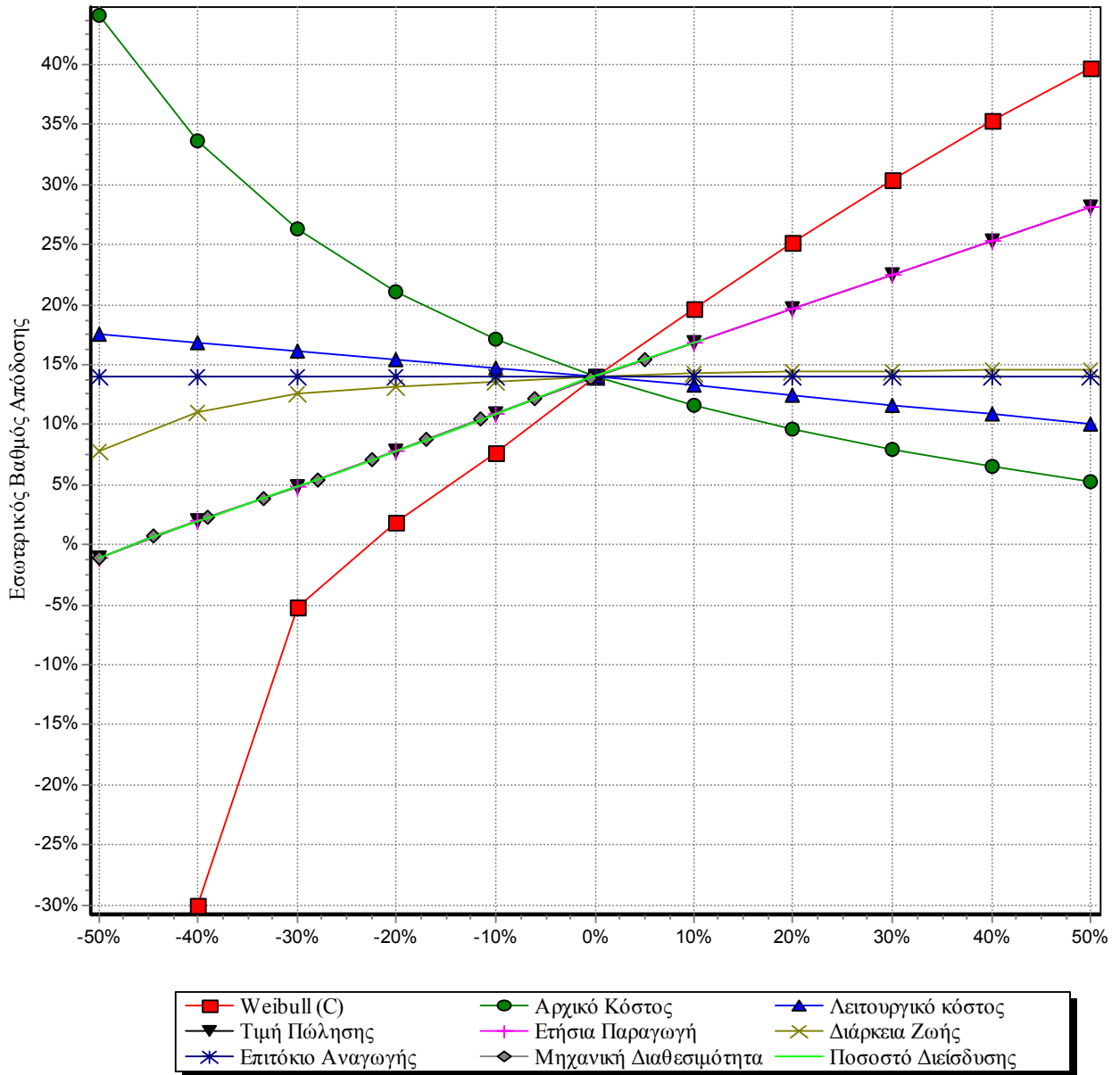
Επιτόκιο Αναγωγής				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,03	14,03	12.013.746,92	8,28	9,85
0,04	14,03	10.691.231,22	8,28	10,12
0,04	14,03	9.498.266,04	8,28	10,32
0,05	14,03	8.420.332,22	8,28	10,54
0,05	14,03	7.444.689,85	8,28	10,78
0,06	14,03	6.560.144,82	8,28	11,04
0,07	14,03	5.756.847,75	8,28	11,33
0,07	14,03	5.026.120,67	8,28	11,66
0,08	14,03	4.360.307,24	8,28	12,01
0,08	14,03	3.752.643,44	8,28	12,42
0,09	14,03	3.197.145,45	8,28	12,87

Μηχανική Διαθεσιμότητα				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,48	-1,13	-6.850.799,07		
0,53	0,71	-5.063.041,70	22,83	
0,58	2,24	-3.492.362,22	19,35	
0,63	3,82	-1.978.362,64	16,77	
0,68	5,43	-506.916,62	14,80	
0,74	7,07	932.015,47	13,24	21,10
0,79	8,73	2.345.354,02	11,94	17,14
0,84	10,44	3.737.520,86	10,92	14,49
0,89	12,18	5.114.411,05	10,01	12,56
0,95	13,88	6.442.870,09	8,40	11,15
1,00	15,43	7.714.465,43	7,28	10,09

Ποσοστό Διείσδυσης				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,45	-1,13	-6.850.799,07		
0,50	0,87	-4.888.473,44	22,42	
0,56	2,58	-3.157.896,26	18,72	
0,61	4,34	-1.491.717,00	15,99	
0,67	6,14	125.564,13	14,00	
0,72	7,97	1.704.692,72	12,56	18,73
0,78	9,84	3.258.034,30	11,30	15,30
0,83	11,76	4.788.964,28	10,28	12,97
0,89	13,68	6.278.031,75	8,57	11,31
0,94	15,40	7.691.458,62	7,30	10,11
1,00	17,10	9.094.874,35	6,38	8,44

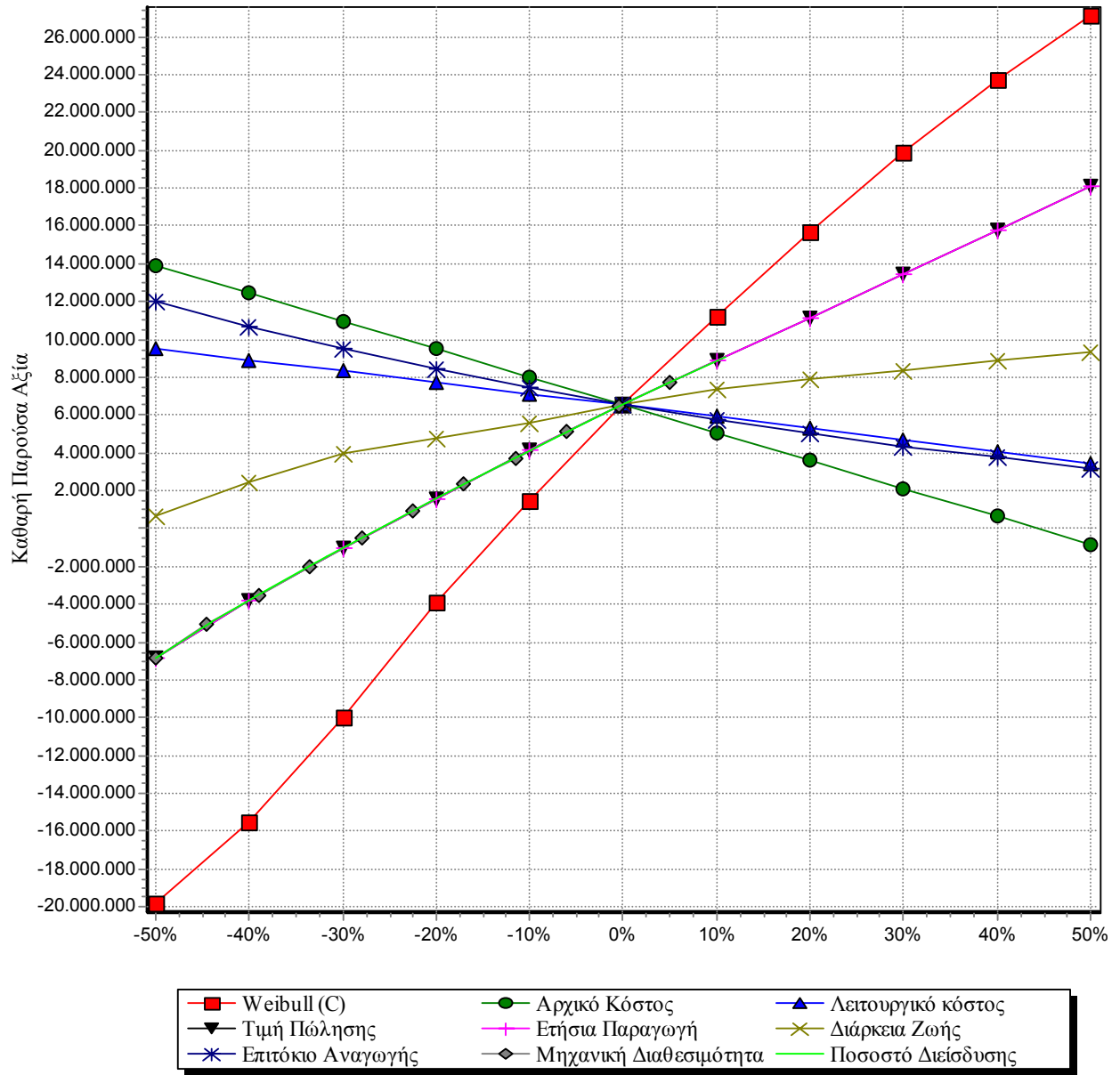


Ανάλυση Ευαισθησίας



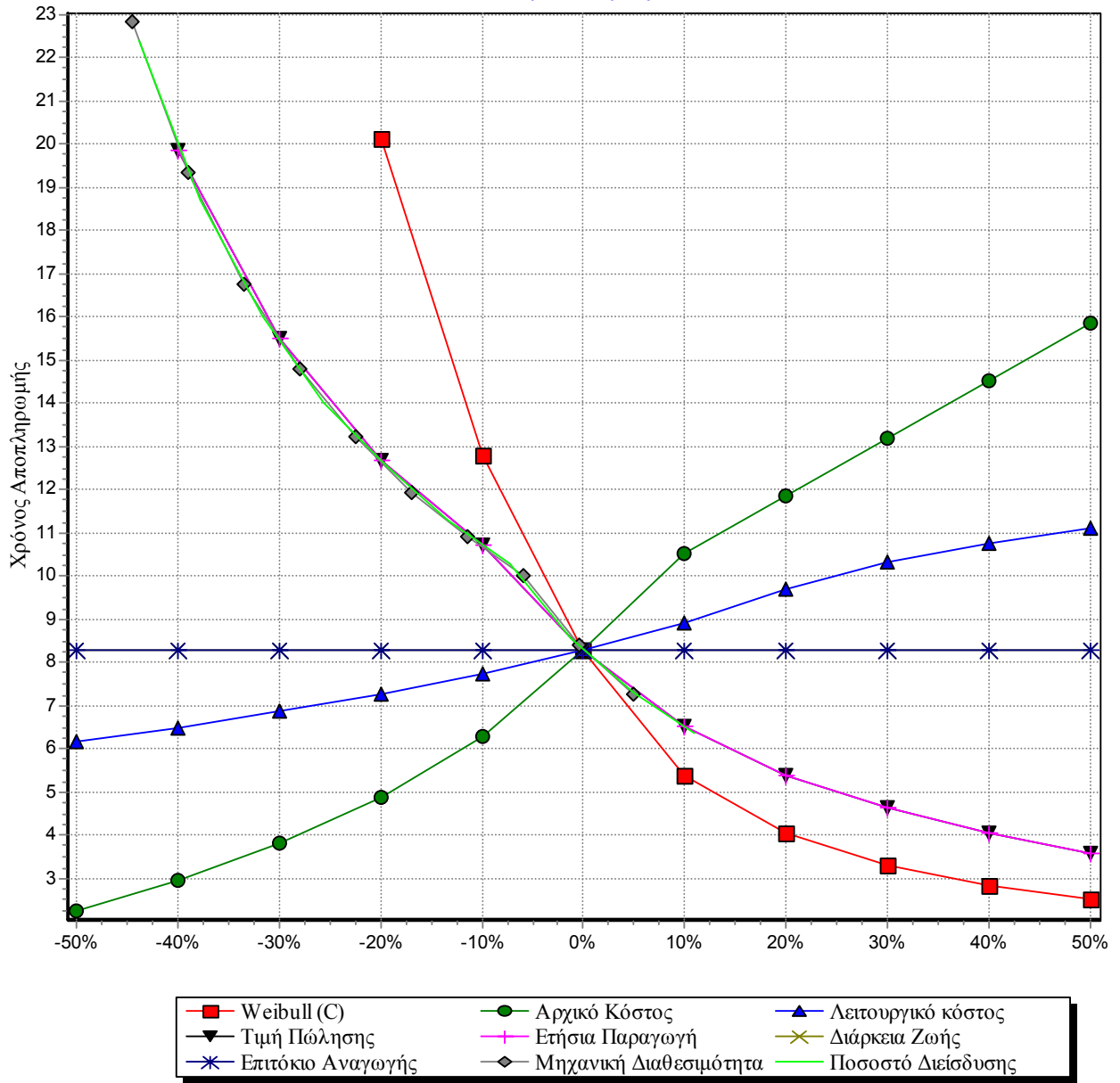


Ανάλυση Ευαισθησίας



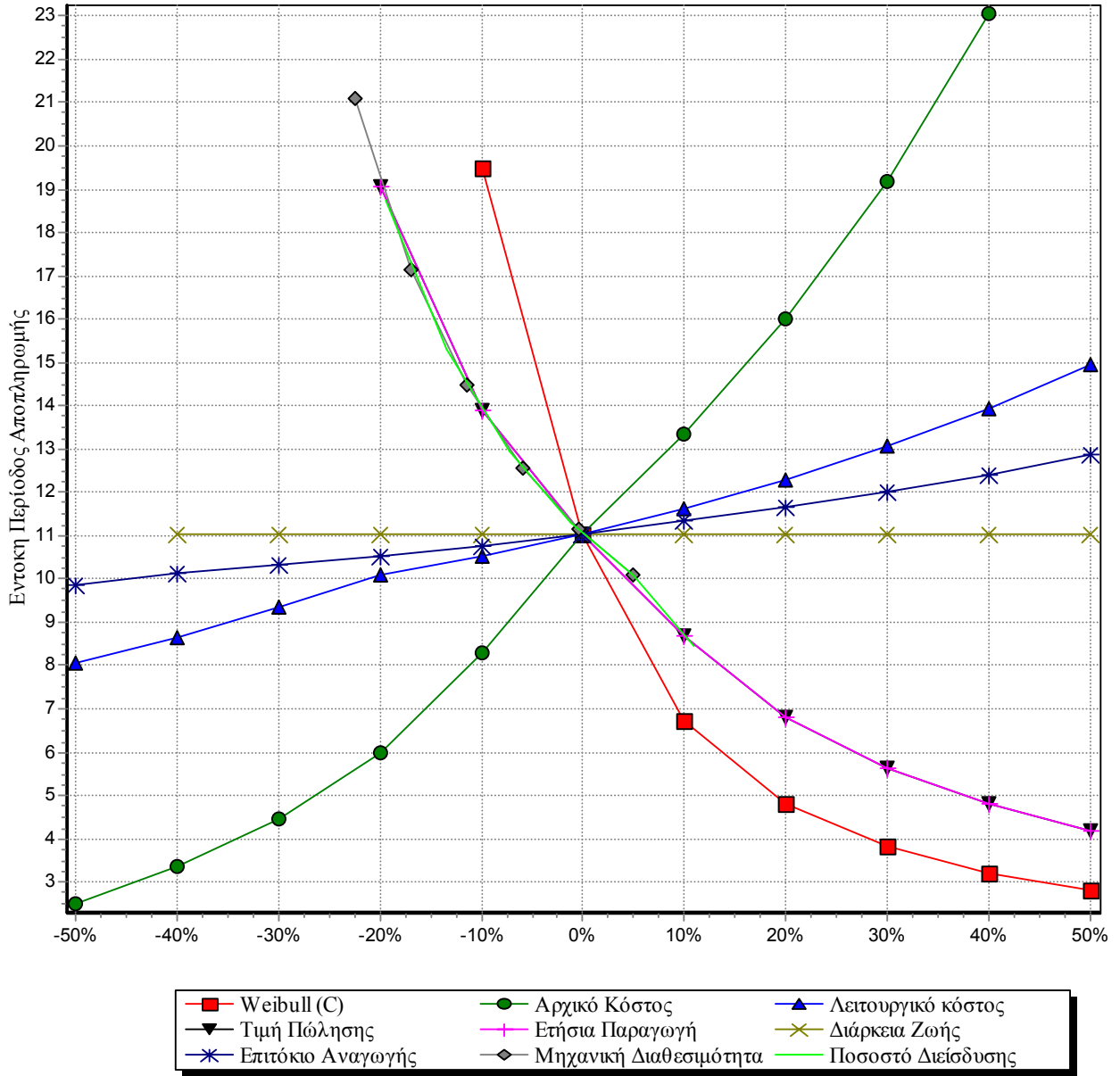


Ανάλυση Ευαισθησίας





Ανάλυση Ευαισθησίας



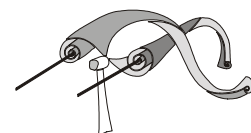


ΤΕΙ ΚΡΗΤΗΣ

Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας

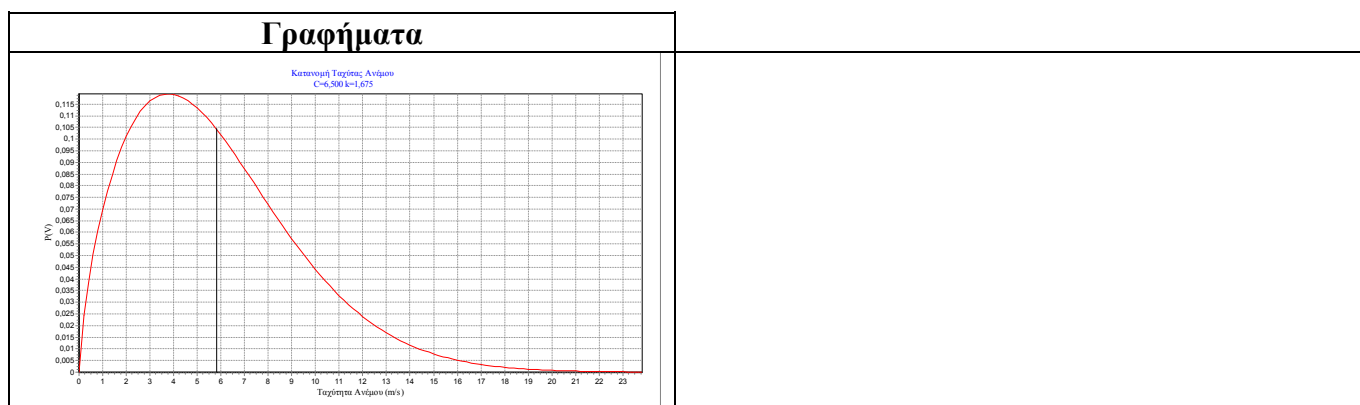
Ημερομηνία: 11/5/2005

Λογισμικό ANEMOS V.2 WIN



ΕΡΓΟ		
Περιγραφή	Offshore Αιολικό Πάρκο στη Θέση Μόχλος με 10 Α/Γ 3 MW η καθεμία.	
Επενδυτής	Πτυχιακή εργασία	
Είδος Επένδυσης	Ανεξάρτητη παραγωγή	
Διάρκεια	25	Έτη
Συντελεστής Φορολογίας	35	%

Ανεμολογικά Δεδομένα		
Πηγή Δεδομένων:	Παράμετροι Weibull	
Υψος από επιφ. Εδάφους	10	m
Weibull C	6,50	m/s
Weibull k	1,68	-
Μέση Ταχύτητα ανέμου	5,81	m/s



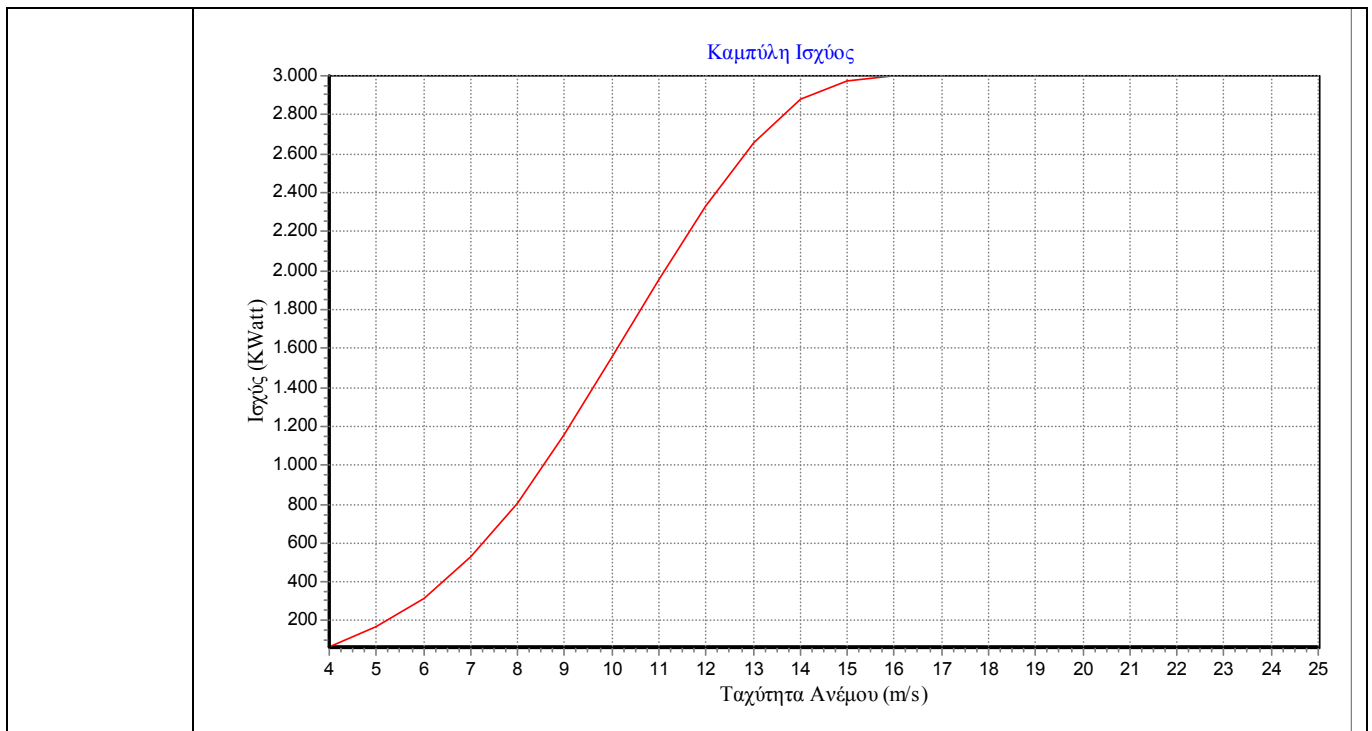
Παραγωγή Ενέργειας					
Ετος	Υπολ. Παραγωγή (Kwh)	Μηχανική Διαθ. (%)	Συντελεστής Διείσδυσης (%)	Απώλειες Μεταφοράς (%)	Παραγωγή (Kwh)
1	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
2	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
3	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
4	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
5	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
6	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
7	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
8	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
9	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440



Παραγωγή Ενέργειας					
Ετος	Υπολ. Παραγωγή (Kwh)	Μηχανική Διαθ. (%)	Συντελεστής Διείσδυσης (%)	Απώλειες Μεταφοράς (%)	Παραγωγή (Kwh)
10	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
11	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
12	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
13	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
14	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
15	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
16	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
17	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
18	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
19	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
20	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
21	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
22	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
23	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
24	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
25	49.266.824	95,00	90,00	3,00	40.859.440
Σύνολο:					1.021.486.011
Απόδοση:					15,55%



Χαρακτηριστικά Α/Γ			
Μοντέλο	VESTAS V90 3000MW		
Ονομαστική Ισχύς		3000	KWatt
Ονομαστική Ταχύτητα		14	m/s
Ταχύτητα Εναρξης		4	m/s
Ταχύτητα Αποκοπής		25	m/s
Διάμετρος Φτερωτής		90	m
Επιφάνεια Σάρωσης		6358,5	m ²
Υψος Πυλώνα		80	m





Καμπύλη Ισχύος		
α/α	Ταχύτητα Ανέμου	Ισχύς
1	4	67,00
2	5	170,00
3	6	319,00
4	7	528,00
5	8	806,00
6	9	1159,00
7	10	1558,00
8	11	1956,00
9	12	2329,00
10	13	2658,00
11	14	2883,00
12	15	2975,00
13	16	2996,00
14	17	3000,00
15	18	3000,00
16	19	3000,00
17	20	3000,00
18	21	3000,00
19	22	3000,00
20	23	3000,00
21	24	3000,00
22	25	3000,00



Αρχικό Κόστος Αιολικού Πάρκου		
Ειδικό Κόστος Αγοράς	33.000.000	€
Σύνολο	33.000.000	€
Κόστος / KW	1.100	€/KW

Χρηματοδότηση		
Ίδια κεφάλαια (25%)	8.250.000	€
Επιχορηγήσεις (35%)	11.550.000	€
Δανειακά κεφάλαια (40%)	13.200.000	€
Σύνολο (100%)	33.000.000	€



Πίνακας Υπολογισμού Αποσβέσεων*

α/α	Δαπάνη	Σύνολο	Μέθοδος Απόσβεσης	Ποσοστό
1	Ειδικό Κόστος Αγοράς	21.450.000	Σταθερή Μέθοδος	10%

Πίνακας Ετήσιας Απόσβεσης ανά Δαπάνη																				
Ετος Δ/νη	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	2.145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Τα ποσά αναφέρονται σε χιλ.(€)

* Στα ποσά δεν περιλαμβάνεται η επιχορήγηση



Χρηματοροές					
Έτος	Πωλήσεις Ενέργειας	Ειδικό Λειτουργικό Κόστος	Λειτουργικές Δαπάνες (Σύνολο)	Κέρδη προ Αποσβ. Τόκων και Φόρων	Τόκοι Δανείων
1	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	792.000
2	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	731.913
3	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	668.220
4	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	600.706
5	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	529.141
6	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	453.282
7	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	372.871
8	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	287.636
9	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	197.287
10	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	101.516
11	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
12	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
13	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
14	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
15	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
16	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
17	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
18	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
19	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
20	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
21	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
22	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
23	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
24	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
25	3.339.033	320.000	320.000	3.019.033	
Σύνολο	83.475.837	8.000.000	8.000.000	75.475.837	4.734.570



Χρηματοροές					
Έτος	Επιδότηση Επιτοκίου	Αποσβέσεις	Φορολογητέο	Φορολογία	Πληρωμές Δανείων
1	316.800	2.145.000	398.833	139.592	1.793.457
2	292.765	2.145.000	434.886	152.210	1.793.457
3	267.288	2.145.000	473.102	165.586	1.793.457
4	240.282	2.145.000	513.610	179.764	1.793.457
5		2.145.000	344.893	120.713	1.793.457
6		2.145.000	420.752	147.263	1.793.457
7		2.145.000	501.162	175.407	1.793.457
8		2.145.000	586.398	205.239	1.793.457
9		2.145.000	676.747	236.861	1.793.457
10		2.145.000	772.517	270.381	1.793.457
11			3.019.033	1.056.662	
12			3.019.033	1.056.662	
13			3.019.033	1.056.662	
14			3.019.033	1.056.662	
15			3.019.033	1.056.662	
16			3.019.033	1.056.662	
17			3.019.033	1.056.662	
18			3.019.033	1.056.662	
19			3.019.033	1.056.662	
20			3.019.033	1.056.662	
21			3.019.033	1.056.662	
22			3.019.033	1.056.662	
23			3.019.033	1.056.662	
24			3.019.033	1.056.662	
25			3.019.033	1.056.662	
Σύνολο	1.117.135	21.450.000	50.408.402	17.642.941	17.934.570



Χρηματοροές		Επιχορηγήσεις	Καθαρή Χρηματική Ροή	Κ.Χ.Ρ (Αθροιστική)	Παρούσα Αξία
Έτος	Σύνολο Εισροής				
1	1.085.985		1.085.985	1.085.985	1.024.514
2	1.073.366		1.073.366	2.159.351	955.292
3	1.059.991		1.059.991	3.219.342	889.989
4	1.045.813		1.045.813	4.265.155	828.382
5	1.104.864		1.104.864	5.370.019	825.619
6	1.078.313		1.078.313	6.448.332	760.168
7	1.050.170		1.050.170	7.498.502	698.423
8	1.020.337		1.020.337	8.518.839	640.172
9	988.715		988.715	9.507.554	585.219
10	955.195		955.195	10.462.749	533.376
11	1.962.372		1.962.372	12.425.121	1.033.753
12	1.962.372		1.962.372	14.387.493	975.239
13	1.962.372		1.962.372	16.349.865	920.036
14	1.962.372		1.962.372	18.312.236	867.959
15	1.962.372		1.962.372	20.274.608	818.829
16	1.962.372		1.962.372	22.236.980	772.480
17	1.962.372		1.962.372	24.199.352	728.755
18	1.962.372		1.962.372	26.161.723	687.505
19	1.962.372		1.962.372	28.124.095	648.589
20	1.962.372		1.962.372	30.086.467	611.877
21	1.962.372		1.962.372	32.048.839	577.242
22	1.962.372		1.962.372	34.011.211	544.568
23	1.962.372		1.962.372	35.973.582	513.744
24	1.962.372		1.962.372	37.935.954	484.664
25	1.962.372		1.962.372	39.898.326	457.230
Σύνολο	39.898.326		39.898.326		18.383.624



Χρηματοροές	
Έτος	Παρούσα Αξία (Αθροιστική)
1	1.024.514
2	1.979.806
3	2.869.795
4	3.698.177
5	4.523.795
6	5.283.964
7	5.982.386
8	6.622.559
9	7.207.777
10	7.741.154
11	8.774.907
12	9.750.145
13	10.670.182
14	11.538.141
15	12.356.970
16	13.129.450
17	13.858.205
18	14.545.710
19	15.194.299
20	15.806.176
21	16.383.418
22	16.927.987
23	17.441.730
24	17.926.394
25	18.383.624
Σύνολο	

Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης		
Καθαρή Παρούσα Αξία (6%):	10.133.624	€
Χρόνος Αποπληρωμής:	7,737	Έτη
Εντοκη Περίοδος Αποπληρωμής:	10,492	Έτη
Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης:	14,827	%
Κόστος Παραγωγής:	0,05359	€



Ανάλυση Ευαισθησίας

Weibull (C)				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
3,25	-18,34	-20.368.669,50		
3,90	-7,33	-15.508.109,51		
4,55	-0,79	-9.022.918,66		
5,20	3,81	-2.697.770,99	16,88	
5,85	9,24	3.781.945,50	11,75	16,34
6,50	14,83	10.133.623,77	7,74	10,49
7,15	20,26	16.419.302,60	5,27	6,53
7,80	25,73	22.630.820,24	4,04	4,75
8,45	31,10	28.590.554,26	3,28	3,77
9,10	36,20	34.159.650,35	2,79	3,15
9,75	40,90	39.237.666,48	2,46	2,75

Αρχικό Κόστος				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
16.500.000,00	45,90	20.372.453,11	2,18	2,41
19.800.000,00	35,08	18.324.687,24	2,86	3,24
23.100.000,00	27,54	16.276.921,37	3,70	4,31
26.400.000,00	22,07	14.229.155,50	4,71	5,70
29.700.000,00	17,98	12.181.389,63	5,99	7,71
33.000.000,00	14,83	10.133.623,77	7,74	10,49
36.300.000,00	12,33	8.085.857,90	10,14	12,60
39.600.000,00	10,29	6.038.092,03	11,41	14,99
42.900.000,00	8,61	3.990.326,16	12,68	17,78
46.200.000,00	7,17	1.942.560,29	13,95	21,11
49.500.000,00	5,94	-105.205,58	15,22	

Λειτουργικό κόστος				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
160.000,00	15,97	11.463.092,81	7,02	9,57
192.000,00	15,74	11.197.199,00	7,15	9,82
224.000,00	15,51	10.931.305,19	7,29	10,05
256.000,00	15,28	10.665.411,38	7,43	10,19
288.000,00	15,06	10.399.517,57	7,58	10,34
320.000,00	14,83	10.133.623,77	7,74	10,49
352.000,00	14,60	9.867.729,96	7,90	10,65
384.000,00	14,37	9.601.836,15	8,07	10,81
416.000,00	14,14	9.335.942,34	8,25	10,97
448.000,00	13,92	9.070.048,53	8,44	11,14
480.000,00	13,69	8.804.154,73	8,64	11,32



Τιμή Πώλησης				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,04	2,02	-5.032.626,42	19,85	
0,05	4,56	-1.766.581,03	15,91	
0,06	7,15	1.372.877,60	13,28	20,91
0,07	9,82	4.430.336,86	11,39	15,44
0,07	12,45	7.359.160,25	9,94	12,39
0,08	14,83	10.133.623,77	7,74	10,49
0,09	17,21	12.908.087,28	6,39	8,39
0,10	19,62	15.682.550,80	5,47	6,84
0,11	22,04	18.457.014,32	4,79	5,81
0,11	24,49	21.231.477,84	4,26	5,05
0,12	26,96	24.005.941,35	3,83	4,48

Ετήσια Παραγωγή				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
2.463.341,20	2,02	-5.032.626,42	19,85	
2.956.009,44	4,56	-1.766.581,03	15,91	
3.448.677,68	7,15	1.372.877,60	13,28	20,91
3.941.345,92	9,82	4.430.336,86	11,39	15,44
4.434.014,16	12,45	7.359.160,25	9,94	12,39
4.926.682,40	14,83	10.133.623,77	7,74	10,49
5.419.350,64	17,21	12.908.087,28	6,39	8,39
5.912.018,88	19,62	15.682.550,80	5,47	6,84
6.404.687,12	22,04	18.457.014,32	4,79	5,81
6.897.355,35	24,49	21.231.477,84	4,26	5,05
7.390.023,59	26,96	24.005.941,35	3,83	4,48

Διάρκεια Ζωής				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
12,50	8,94	1.500.145,24	7,74	10,49
15,00	11,99	4.106.969,79	7,74	10,49
17,50	13,47	6.295.709,95	7,74	10,49
20,00	14,05	7.556.176,13	7,74	10,49
22,50	14,45	8.677.986,55	7,74	10,49
25,00	14,83	10.133.623,77	7,74	10,49
27,50	15,06	11.355.804,84	7,74	10,49
30,00	15,16	12.059.642,57	7,74	10,49
32,50	15,23	12.686.055,65	7,74	10,49
35,00	15,31	13.498.875,87	7,74	10,49
37,50	15,35	14.181.335,40	7,74	10,49



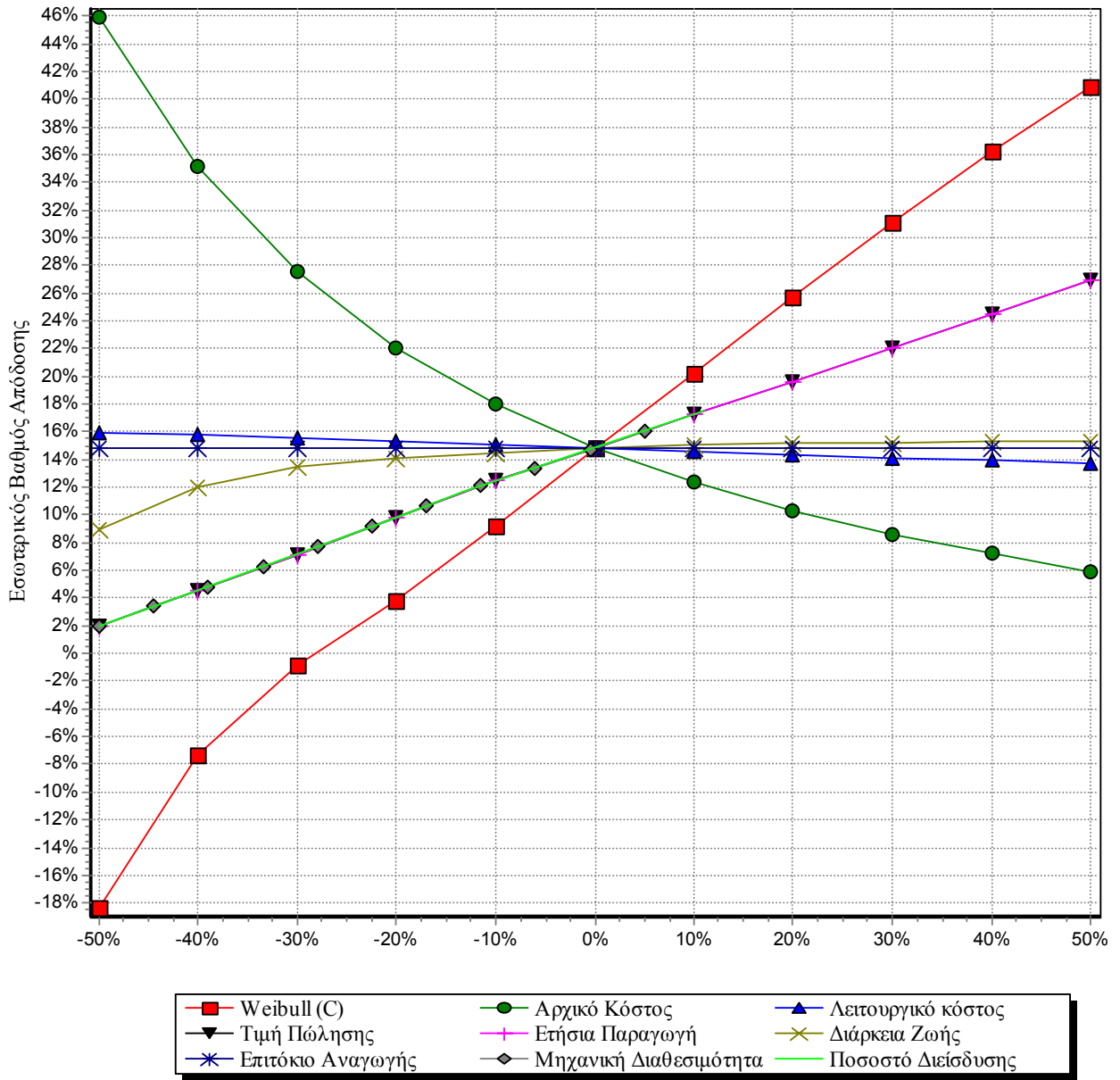
Επιτόκιο Αναγωγής				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,03	14,83	18.130.984,22	7,74	9,02
0,04	14,83	16.192.287,11	7,74	9,35
0,04	14,83	14.443.156,20	7,74	9,71
0,05	14,83	12.862.372,65	7,74	10,05
0,05	14,83	11.431.316,08	7,74	10,26
0,06	14,83	10.133.623,77	7,74	10,49
0,07	14,83	8.954.897,13	7,74	10,74
0,07	14,83	7.882.448,62	7,74	11,01
0,08	14,83	6.905.083,11	7,74	11,33
0,08	14,83	6.012.908,99	7,74	11,67
0,09	14,83	5.197.174,57	7,74	12,04

Μηχανική Διαθεσιμότητα				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,48	2,02	-5.032.626,42	19,85	
0,53	3,41	-3.217.994,58	17,47	
0,58	4,81	-1.448.777,60	15,60	
0,63	6,24	285.655,99	14,09	
0,68	7,68	1.992.228,44	12,85	19,50
0,74	9,15	3.674.318,73	11,82	16,50
0,79	10,64	5.336.028,55	10,93	14,33
0,84	12,09	6.942.379,35	10,17	12,74
0,89	13,40	8.468.945,65	8,90	11,55
0,95	14,71	9.994.900,59	7,82	10,57
1,00	16,02	11.520.855,52	6,99	9,51

Ποσοστό Διείσδυσης				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,45	2,02	-5.032.626,42	19,85	
0,50	3,56	-3.022.328,47	17,25	
0,56	5,12	-1.067.413,48	15,25	
0,61	6,71	846.429,39	13,66	22,30
0,67	8,32	2.726.554,37	12,38	18,05
0,72	9,96	4.581.285,48	11,31	15,24
0,78	11,62	6.408.949,11	10,42	13,22
0,83	13,09	8.108.265,40	9,21	11,81
0,89	14,54	9.800.688,14	7,94	10,69
0,94	15,99	11.493.110,89	7,01	9,54
1,00	17,45	13.185.533,64	6,29	8,20

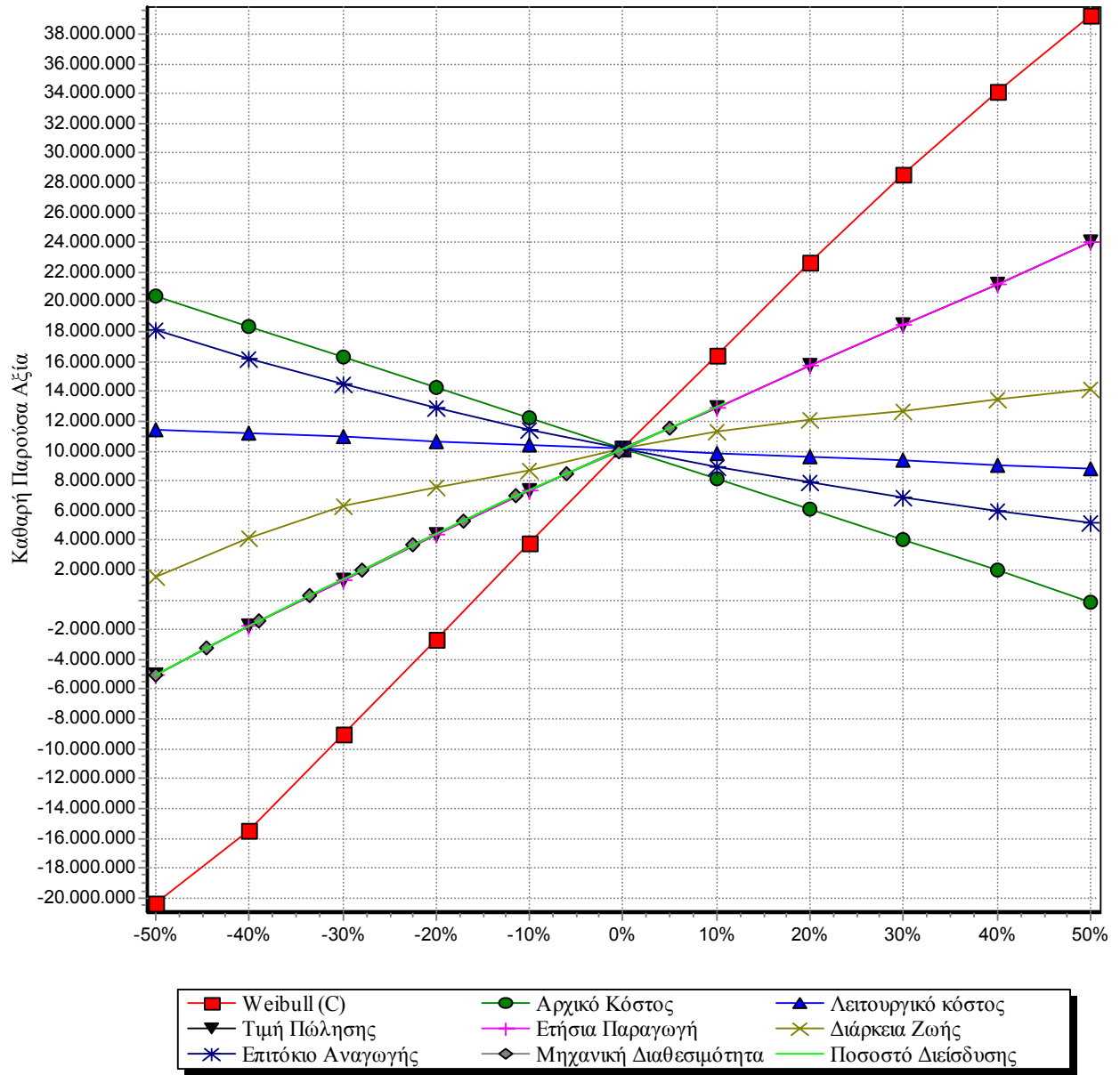


Ανάλυση Ευαισθησίας



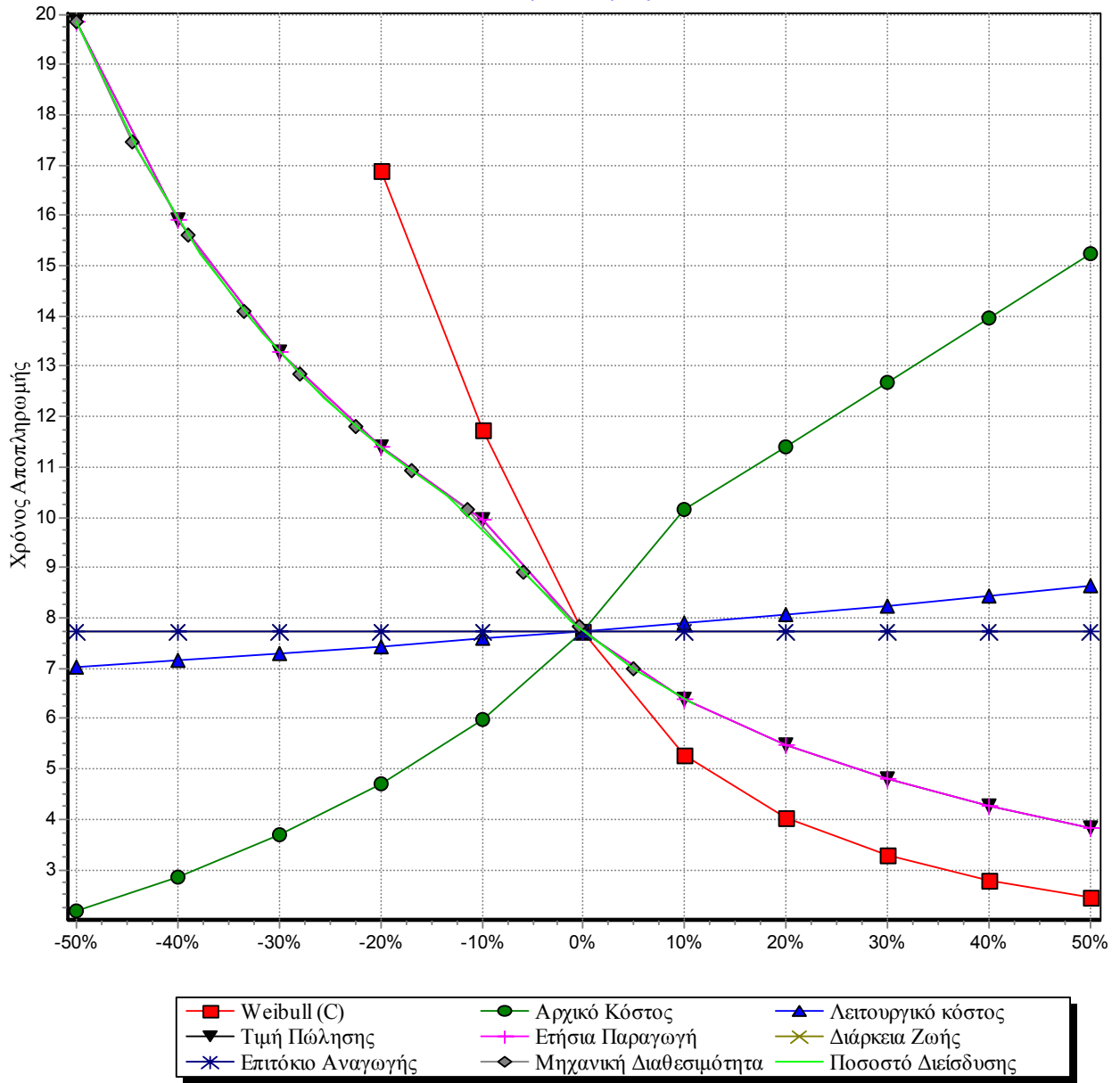


Ανάλυση Ευαισθησίας



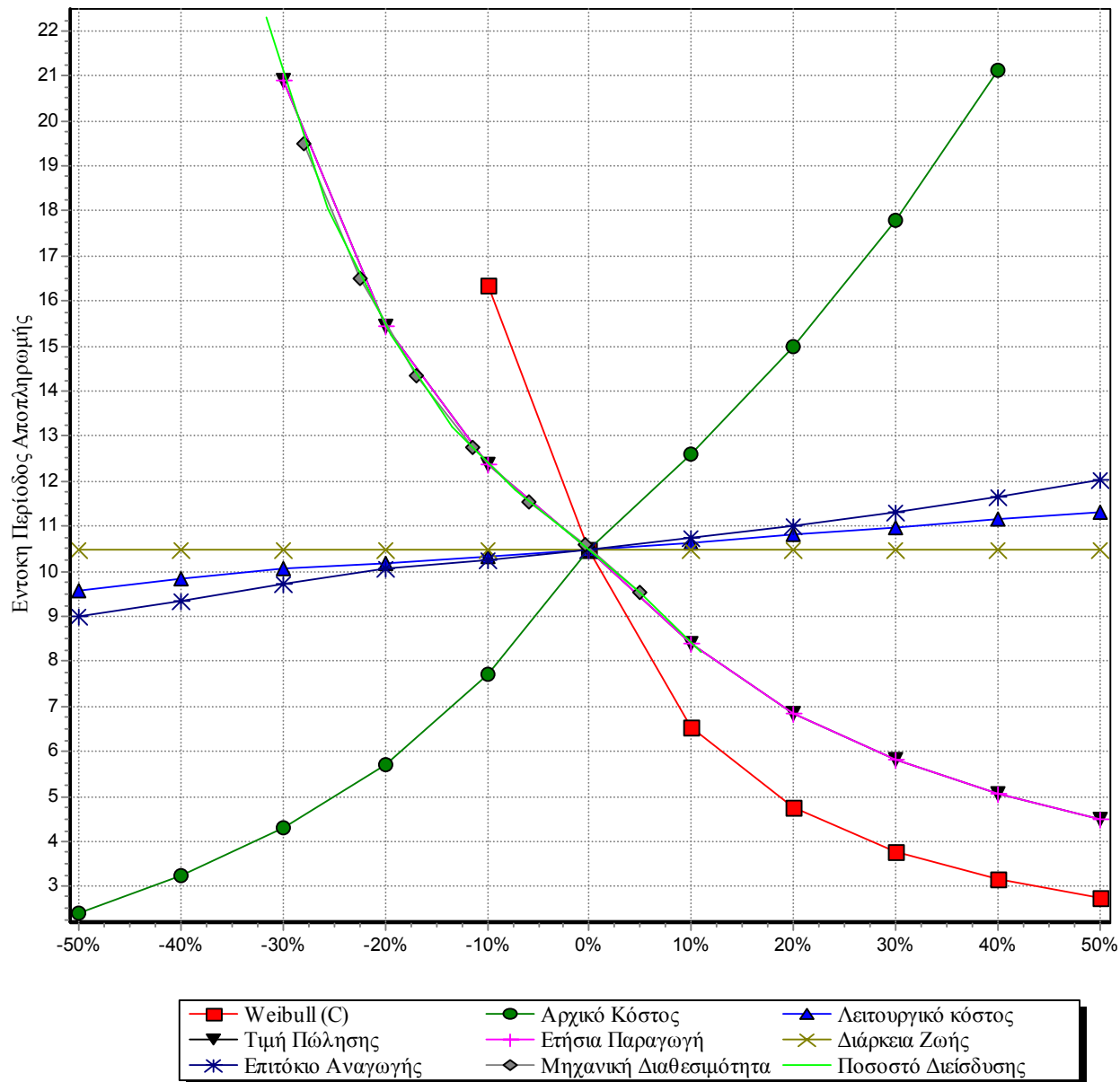


Ανάλυση Ευαισθησίας





Ανάλυση Ευαισθησίας



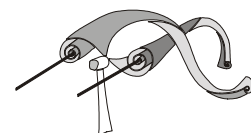


ΤΕΙ ΚΡΗΤΗΣ

Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας

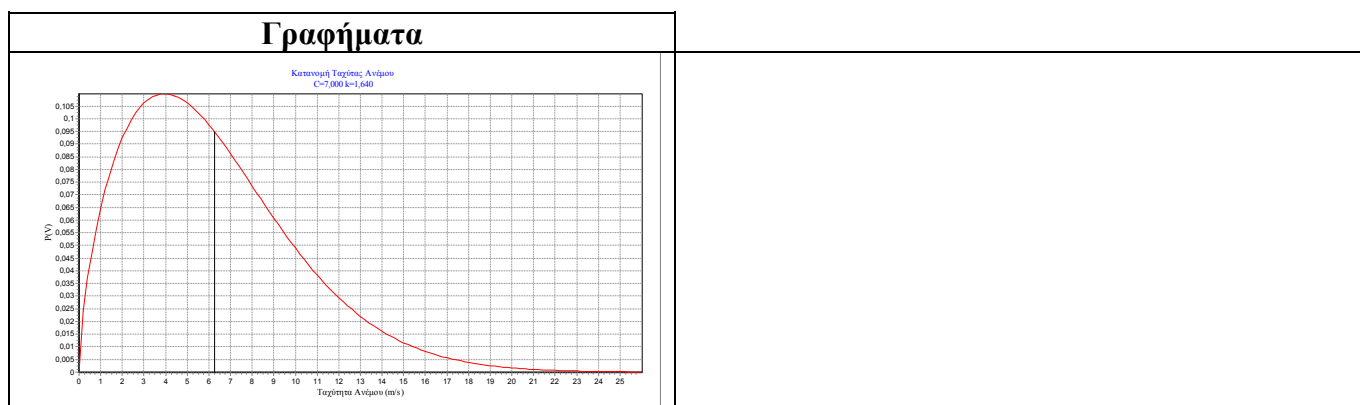
Ημερομηνία: 11/5/2005

Λογισμικό ANEMOS V.2 WIN



ΕΡΓΟ	
Περιγραφή	Offshore Αιολικό Πάρκο στη Θέση Μόχλος με 10 Α/Γ 5 MW η καθεμία.
Επενδυτής	Πτυχιική εργασία
Είδος Επένδυσης	Ανεξάρτητη παραγωγή
Διάρκεια	25 Έτη
Συντελεστής Φορολογίας	35 %

Ανεμολογικά Δεδομένα	
Πηγή Δεδομένων:	Παράμετροι Weibull
Υψος από επιφ. Εδάφους	10 m
Weibull C	7,00 m/s
Weibull k	1,64 -
Μέση Ταχύτητα ανέμου	6,26 m/s



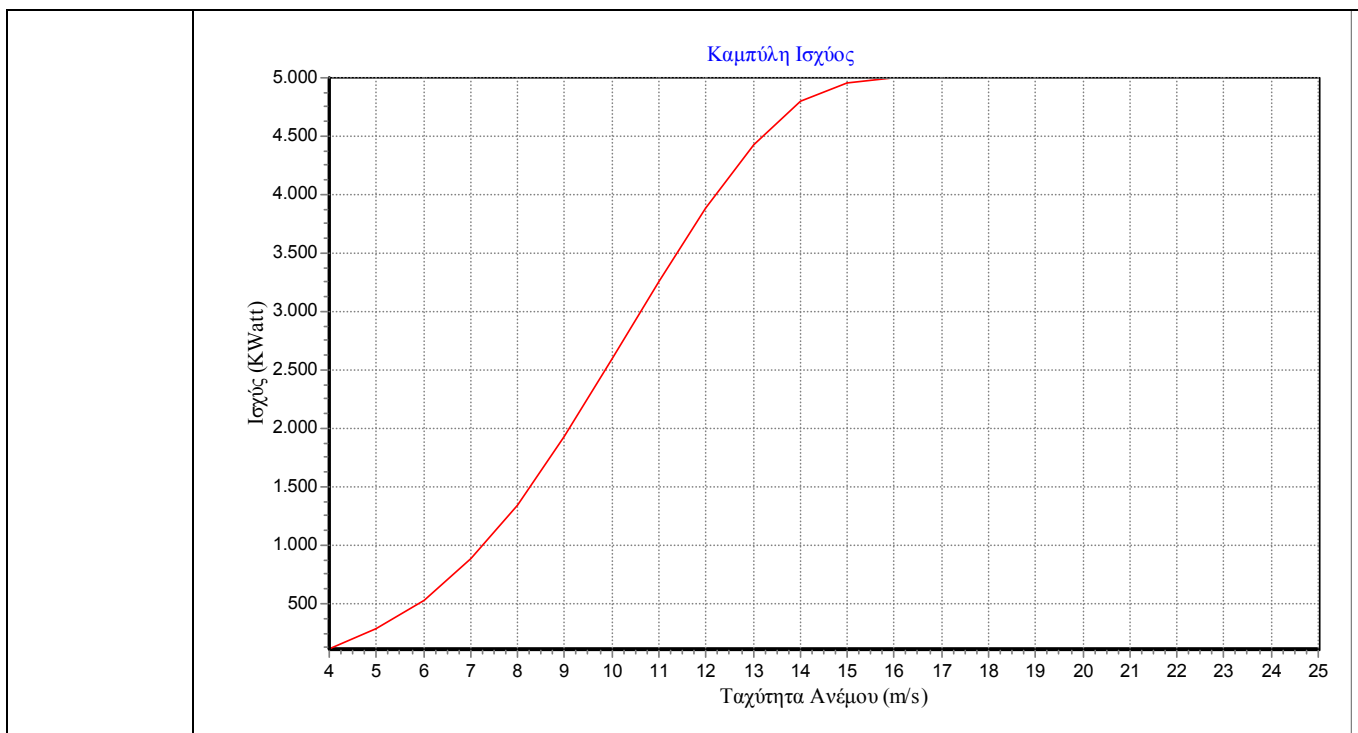
Παραγωγή Ενέργειας					
Ετος	Υπολ. Παραγωγή (Kwh)	Μηχανική Διαθ. (%)	Συντελεστής Διείσδυσης (%)	Απώλειες Μεταφοράς (%)	Παραγωγή (Kwh)
1	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
2	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
3	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
4	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
5	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
6	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
7	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
8	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
9	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066



Παραγωγή Ενέργειας					
Ετος	Υπολ. Παραγωγή (Kwh)	Μηχανική Διαθ. (%)	Συντελεστής Διείσδυσης (%)	Απώλειες Μεταφοράς (%)	Παραγωγή (Kwh)
10	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
11	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
12	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
13	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
14	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
15	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
16	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
17	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
18	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
19	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
20	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
21	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
22	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
23	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
24	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
25	97.302.786	95,00	90,00	3,00	80.698.066
Σύνολο:					2.017.451.645
Απόδοση:					18,42%



Χαρακτηριστικά Α/Γ			
Μοντέλο	ENERCON 5MW		
Ονομαστική Ισχύς		5000	KWatt
Ονομαστική Ταχύτητα		14	m/s
Ταχύτητα Εναρξης		4	m/s
Ταχύτητα Αποκοπής		25	m/s
Διάμετρος Φτερωτής		112	m
Επιφάνεια Σάρωσης		13677,84	m ²
Υψος Πυλώνα		120	m





Καμπύλη Ισχύος		
α/α	Ταχύτητα Ανέμου	Ισχύς
1	4	111,00
2	5	283,00
3	6	532,00
4	7	880,00
5	8	1343,00
6	9	1932,00
7	10	2597,00
8	11	3260,00
9	12	3882,00
10	13	4430,00
11	14	4805,00
12	15	4958,00
13	16	4993,00
14	17	5000,00
15	18	5000,00
16	19	5000,00
17	20	5000,00
18	21	5000,00
19	22	5000,00
20	23	5000,00
21	24	5000,00
22	25	5000,00



Αρχικό Κόστος Αιολικού Πάρκου		
Ειδικό Κόστος Αγοράς	52.500.000	€
Σύνολο	52.500.000	€
Κόστος / KW	1.050	€/KW

Χρηματοδότηση		
Ίδια κεφάλαια (25%)	13.125.000	€
Επιχορηγήσεις (35%)	18.375.000	€
Δανειακά κεφάλαια (40%)	21.000.000	€
Σύνολο (100%)	52.500.000	€



Πίνακας Υπολογισμού Αποσβέσεων*

α/α	Δαπάνη	Σύνολο	Μέθοδος Απόσβεσης	Ποσοστό
1	Ειδικό Κόστος Αγοράς	34.125.000	Σταθερή Μέθοδος	10%

Πίνακας Ετήσιας Απόσβεσης ανά Δαπάνη																				
Ετος Δ/νη	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Τα ποσά αναφέρονται σε χιλ.(€)

* Στα ποσά δεν περιλαμβάνεται η επιχορήγηση



Χρηματοροές					
Έτος	Πωλήσεις Ενέργειας	Ειδικό Λειτουργικό Κόστος	Λειτουργικές Δαπάνες (Σύνολο)	Κέρδη προ Αποσβ. Τόκων και Φόρων	Τόκοι Δανείων
1	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	1.260.000
2	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	1.164.406
3	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	1.063.077
4	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	955.668
5	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	841.815
6	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	721.130
7	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	593.204
8	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	457.603
9	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	313.865
10	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	161.503
11	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
12	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
13	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
14	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
15	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
16	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
17	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
18	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
19	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
20	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
21	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
22	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
23	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
24	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
25	6.594.646	300.000	300.000	6.294.646	
Σύνολο	164.866.148	7.500.000	7.500.000	157.366.148	7.532.271



Χρηματοροές					
Έτος	Επιδότηση Επιτοκίου	Αποσβέσεις	Φορολογητέο	Φορολογία	Πληρωμές Δανείων
1	504.000	3.412.500	2.126.146	744.151	2.853.227
2	465.763	3.412.500	2.183.502	764.226	2.853.227
3	425.231	3.412.500	2.244.300	785.505	2.853.227
4	382.267	3.412.500	2.308.745	808.061	2.853.227
5		3.412.500	2.040.331	714.116	2.853.227
6		3.412.500	2.161.016	756.356	2.853.227
7		3.412.500	2.288.942	801.130	2.853.227
8		3.412.500	2.424.543	848.590	2.853.227
9		3.412.500	2.568.281	898.898	2.853.227
10		3.412.500	2.720.643	952.225	2.853.227
11			6.294.646	2.203.126	
12			6.294.646	2.203.126	
13			6.294.646	2.203.126	
14			6.294.646	2.203.126	
15			6.294.646	2.203.126	
16			6.294.646	2.203.126	
17			6.294.646	2.203.126	
18			6.294.646	2.203.126	
19			6.294.646	2.203.126	
20			6.294.646	2.203.126	
21			6.294.646	2.203.126	
22			6.294.646	2.203.126	
23			6.294.646	2.203.126	
24			6.294.646	2.203.126	
25			6.294.646	2.203.126	
Σύνολο	1.777.261	34.125.000	117.486.138	41.120.148	28.532.271



Χρηματοροές		Επιχορηγήσεις	Καθαρή Χρηματική Ροή	Κ.Χ.Ρ (Αθροιστική)	Παρούσα Αξία
Έτος	Σύνολο Εισροής				
1	2.697.268		2.697.268	2.697.268	2.544.592
2	2.677.193		2.677.193	5.374.461	2.382.692
3	2.655.914		2.655.914	8.030.375	2.229.957
4	2.633.358		2.633.358	10.663.733	2.085.866
5	2.727.303		2.727.303	13.391.036	2.037.999
6	2.685.063		2.685.063	16.076.099	1.892.864
7	2.640.289		2.640.289	18.716.388	1.755.943
8	2.592.829		2.592.829	21.309.217	1.626.773
9	2.542.521		2.542.521	23.851.737	1.504.914
10	2.489.194		2.489.194	26.340.931	1.389.953
11	4.091.520		4.091.520	30.432.451	2.155.362
12	4.091.520		4.091.520	34.523.971	2.033.360
13	4.091.520		4.091.520	38.615.491	1.918.264
14	4.091.520		4.091.520	42.707.011	1.809.683
15	4.091.520		4.091.520	46.798.530	1.707.248
16	4.091.520		4.091.520	50.890.050	1.610.612
17	4.091.520		4.091.520	54.981.570	1.519.445
18	4.091.520		4.091.520	59.073.090	1.433.439
19	4.091.520		4.091.520	63.164.610	1.352.301
20	4.091.520		4.091.520	67.256.130	1.275.755
21	4.091.520		4.091.520	71.347.650	1.203.543
22	4.091.520		4.091.520	75.439.169	1.135.418
23	4.091.520		4.091.520	79.530.689	1.071.149
24	4.091.520		4.091.520	83.622.209	1.010.518
25	4.091.520		4.091.520	87.713.729	953.319
Σύνολο	87.713.729		87.713.729		41.640.966



Χρηματοροές	
Έτος	Παρούσα Αξία (Αθροιστική)
1	2.544.592
2	4.927.285
3	7.157.241
4	9.243.107
5	11.281.107
6	13.173.970
7	14.929.913
8	16.556.686
9	18.061.600
10	19.451.553
11	21.606.915
12	23.640.275
13	25.558.539
14	27.368.222
15	29.075.470
16	30.686.082
17	32.205.527
18	33.638.965
19	34.991.266
20	36.267.021
21	37.470.564
22	38.605.981
23	39.677.130
24	40.687.648
25	41.640.966
Σύνολο	

Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης		
Καθαρή Παρούσα Αξία (6%):	28.515.966	€
Χρόνος Αποπληρωμής:	4,902	Έτη
Εντοκη Περίοδος Αποπληρωμής:	5,974	Έτη
Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης:	21,573	%
Κόστος Παραγωγής:	0,04058	€



Ανάλυση Ευαισθησίας

Weibull (C)				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
3,50	-8,54	-26.075.590,06		
4,20	-1,60	-15.861.667,63		
4,90	3,48	-4.970.561,91	17,36	
5,60	9,37	6.237.706,22	11,67	16,13
6,30	15,50	17.361.936,11	7,30	10,06
7,00	21,57	28.515.966,20	4,90	5,97
7,70	27,73	39.550.931,95	3,72	4,33
8,40	33,74	50.092.879,50	3,01	3,43
9,10	39,40	59.858.210,95	2,56	2,86
9,80	44,55	68.651.995,67	2,25	2,50
10,50	49,08	76.360.765,46	2,04	2,25

Αρχικό Κόστος				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
26.250.000,00	60,68	44.805.012,88	1,65	1,79
31.500.000,00	47,31	41.547.203,54	2,11	2,33
36.750.000,00	37,86	38.289.394,21	2,65	2,98
42.000.000,00	30,91	35.031.584,87	3,29	3,78
47.250.000,00	25,65	31.773.775,54	4,03	4,75
52.500.000,00	21,57	28.515.966,20	4,90	5,97
57.750.000,00	18,34	25.258.156,86	5,97	7,66
63.000.000,00	15,73	22.000.347,53	7,34	10,09
68.250.000,00	13,58	18.742.538,19	9,20	11,64
73.500.000,00	11,77	15.484.728,85	10,65	13,33
78.750.000,00	10,23	12.226.919,52	11,61	15,21

Λειτουργικό κόστος				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
150.000,00	22,26	29.762.343,42	4,73	5,73
180.000,00	22,12	29.513.067,98	4,77	5,78
210.000,00	21,99	29.263.792,53	4,80	5,83
240.000,00	21,85	29.014.517,09	4,83	5,87
270.000,00	21,71	28.765.241,64	4,87	5,92
300.000,00	21,57	28.515.966,20	4,90	5,97
330.000,00	21,44	28.266.690,75	4,94	6,03
360.000,00	21,30	28.017.415,31	4,97	6,08
390.000,00	21,16	27.768.139,86	5,01	6,14
420.000,00	21,02	27.518.864,42	5,05	6,20
450.000,00	20,89	27.269.588,97	5,09	6,25



Τιμή Πώλησης				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,04	6,11	208.940,84	14,22	
0,05	9,40	6.290.584,73	11,65	16,08
0,06	12,65	12.077.133,19	9,70	12,20
0,07	15,60	17.556.744,19	7,24	9,98
0,07	18,57	23.036.355,20	5,83	7,43
0,08	21,57	28.515.966,20	4,90	5,97
0,09	24,61	33.995.577,20	4,24	5,02
0,10	27,69	39.475.188,21	3,72	4,34
0,11	30,80	44.954.799,21	3,32	3,82
0,11	33,94	50.434.410,22	2,99	3,40
0,12	37,11	55.914.021,22	2,72	3,06

Ετήσια Παραγωγή				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
4.865.139,31	6,11	208.940,84	14,22	
5.838.167,18	9,40	6.290.584,73	11,65	16,08
6.811.195,04	12,65	12.077.133,19	9,70	12,20
7.784.222,90	15,60	17.556.744,19	7,24	9,98
8.757.250,77	18,57	23.036.355,20	5,83	7,43
9.730.278,63	21,57	28.515.966,20	4,90	5,97
10.703.306,49	24,61	33.995.577,20	4,24	5,02
11.676.334,35	27,69	39.475.188,21	3,72	4,34
12.649.362,22	30,80	44.954.799,21	3,32	3,82
13.622.390,08	33,94	50.434.410,22	2,99	3,40
14.595.417,94	37,11	55.914.021,22	2,72	3,06

Διάρκεια Ζωής				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
12,50	18,07	10.515.274,59	4,90	5,97
15,00	19,99	15.950.470,22	4,90	5,97
17,50	20,87	20.513.965,28	4,90	5,97
20,00	21,19	23.142.021,06	4,90	5,97
22,50	21,39	25.480.981,35	4,90	5,97
25,00	21,57	28.515.966,20	4,90	5,97
27,50	21,67	31.064.198,01	4,90	5,97
30,00	21,71	32.531.690,63	4,90	5,97
32,50	21,73	33.837.753,83	4,90	5,97
35,00	21,75	35.532.473,52	4,90	5,97
37,50	21,77	36.955.392,85	4,90	5,97



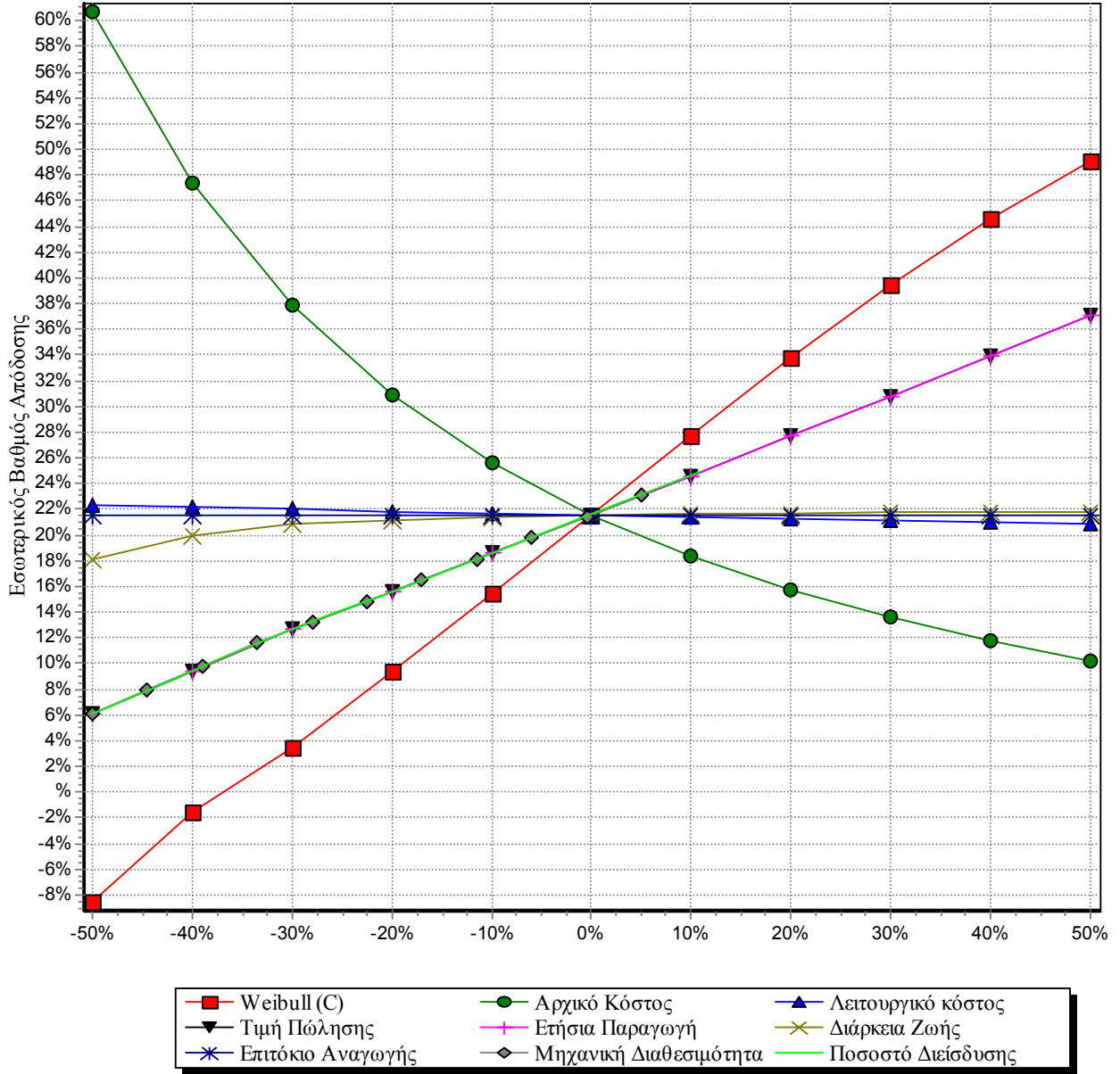
Επιτόκιο Αναγωγής				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,03	21,57	45.727.922,50	4,90	5,38
0,04	21,57	41.568.313,34	4,90	5,49
0,04	21,57	37.809.192,57	4,90	5,61
0,05	21,57	34.406.034,20	4,90	5,72
0,05	21,57	31.319.747,69	4,90	5,85
0,06	21,57	28.515.966,20	4,90	5,97
0,07	21,57	25.964.433,45	4,90	6,12
0,07	21,57	23.638.474,93	4,90	6,27
0,08	21,57	21.514.541,19	4,90	6,43
0,08	21,57	19.571.813,03	4,90	6,59
0,09	21,57	17.791.859,59	4,90	6,77

Μηχανική Διαθεσιμότητα				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,48	6,11	208.940,84	14,22	
0,53	7,90	3.576.979,79	12,68	18,96
0,58	9,73	6.886.836,72	11,45	15,57
0,63	11,60	10.147.232,71	10,43	13,25
0,68	13,24	13.173.055,39	9,06	11,68
0,74	14,86	16.186.841,44	7,71	10,47
0,79	16,49	19.200.627,49	6,74	9,02
0,84	18,12	22.214.413,54	6,00	7,72
0,89	19,77	25.228.199,60	5,42	6,77
0,95	21,42	28.241.985,65	4,94	6,03
1,00	23,09	31.255.771,70	4,55	5,46

Ποσοστό Διείσδυσης				
Τιμή Μεταβλητής	IRR	Κ.Π.Α	Χρ.Αποπ.	Ε.Π.Α.
0,45	6,11	208.940,84	14,22	
0,50	8,10	3.939.273,37	12,54	18,52
0,56	10,13	7.602.339,10	11,21	14,99
0,61	12,14	11.144.856,57	10,14	12,69
0,67	13,95	14.488.162,03	8,41	11,12
0,72	15,75	17.830.724,74	7,15	9,81
0,78	17,56	21.173.287,45	6,24	8,12
0,83	19,38	24.515.850,17	5,55	6,96
0,89	21,21	27.858.412,88	5,00	6,12
0,94	23,06	31.200.975,59	4,55	5,47
1,00	24,92	34.543.538,30	4,18	4,94

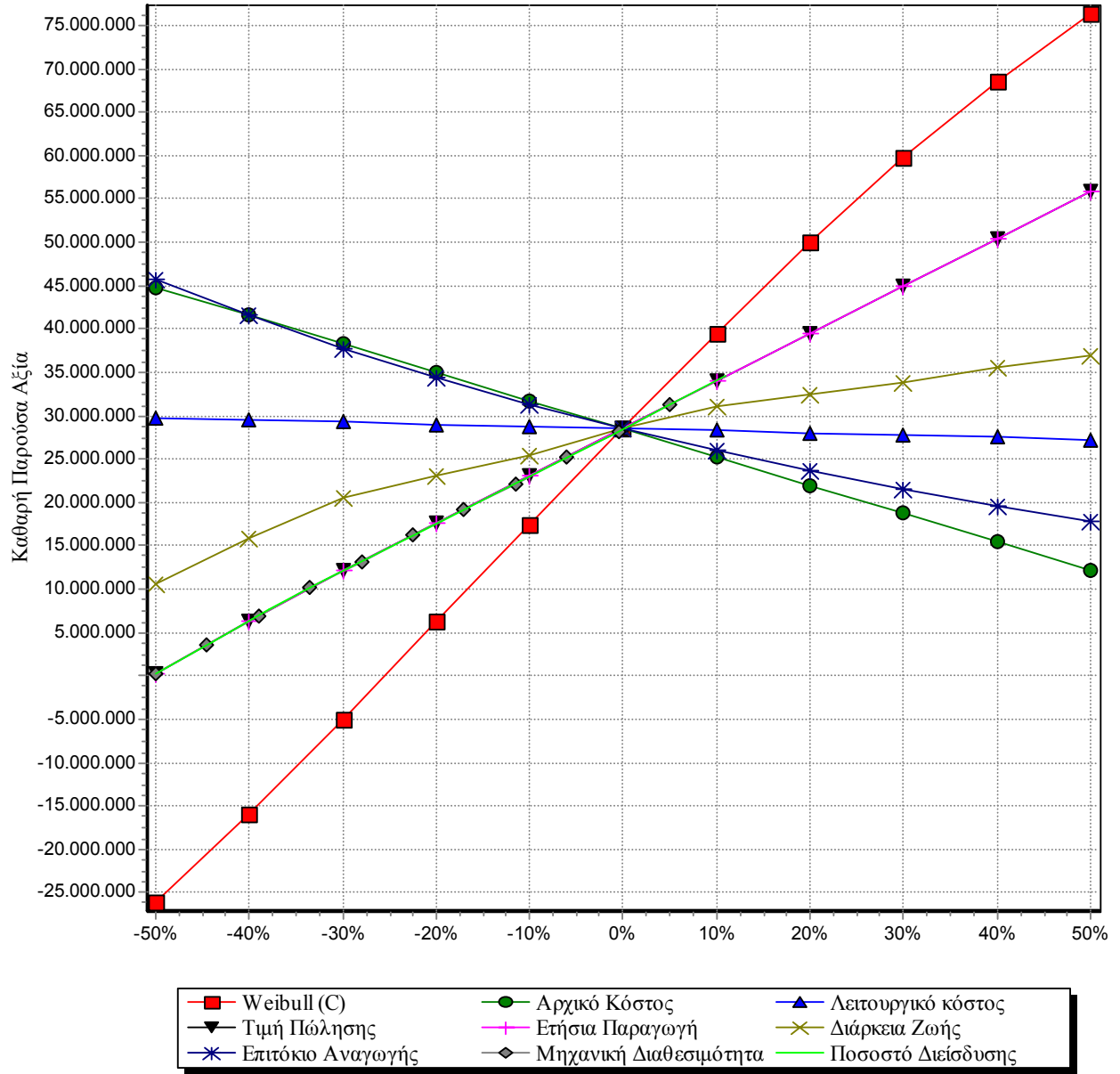


Ανάλυση Ευαισθησίας



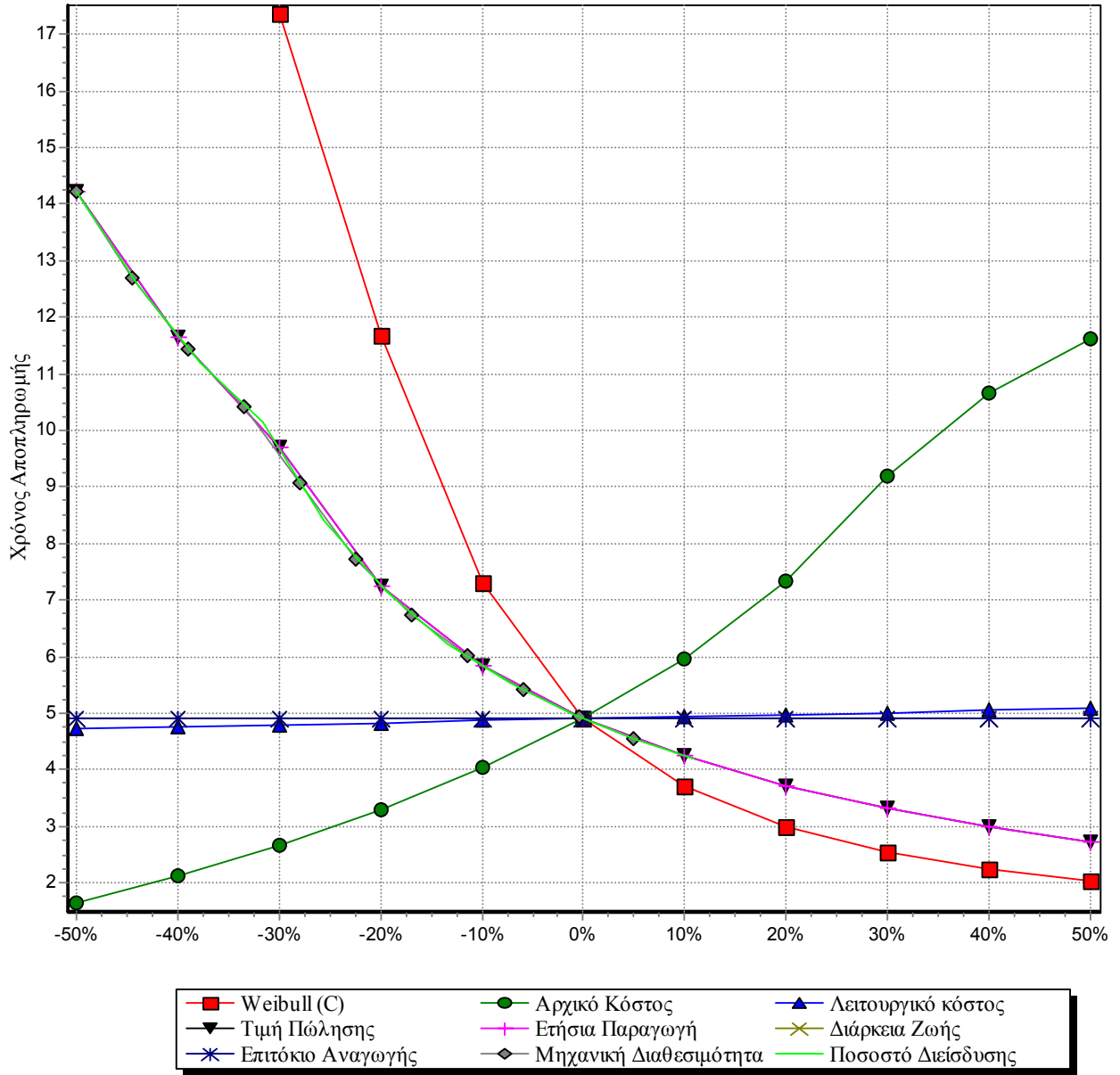


Ανάλυση Ευαισθησίας



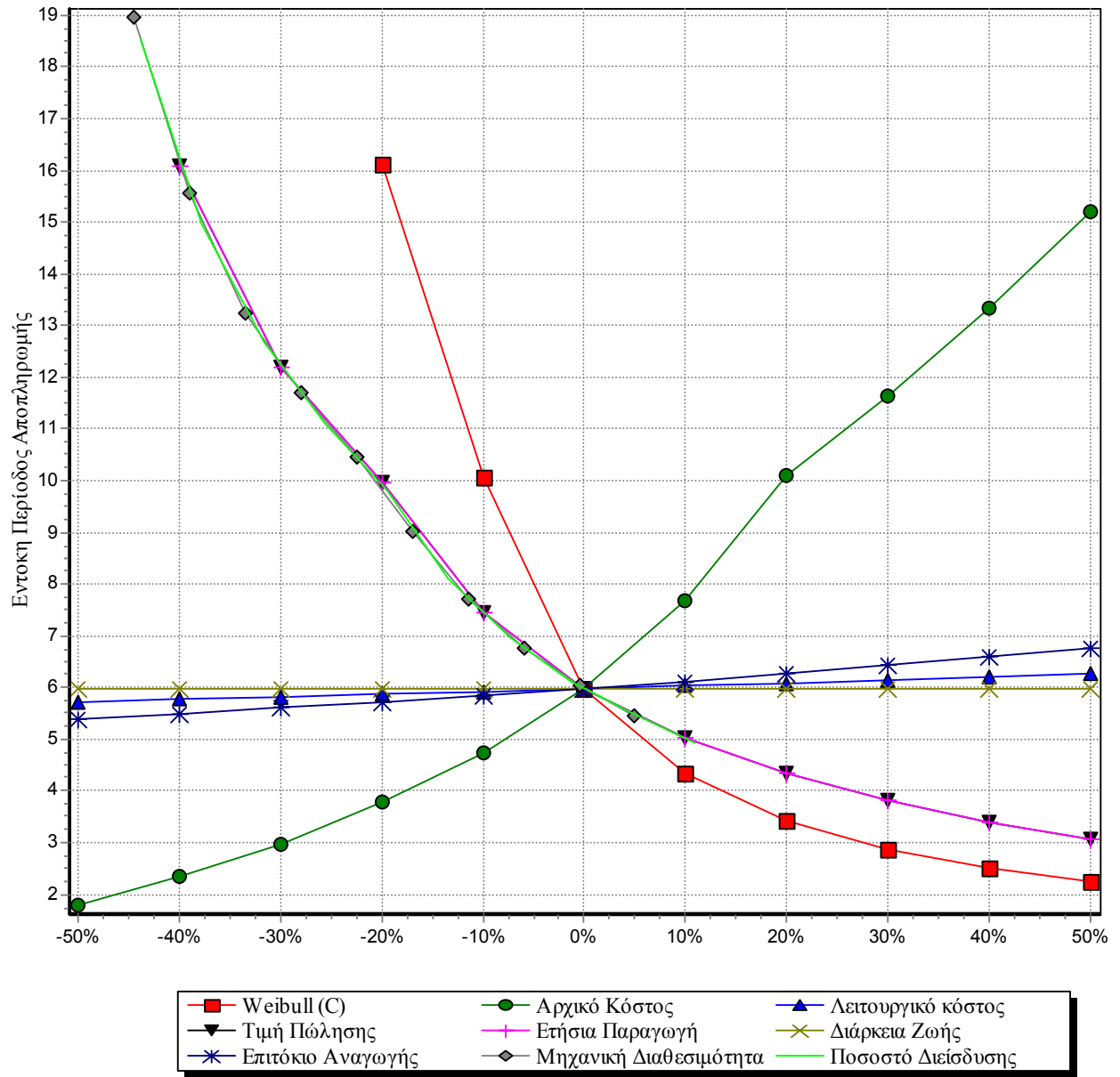


Ανάλυση Ευαισθησίας





Ανάλυση Ευαισθησίας





Συμπεράσματα

Σκοπός της παρούσας μελέτης είναι να παρουσιάσει στον επενδύτη τα αναγκαία κριτήρια έτσι ώστε αυτός να μπορεί να αποφασίσει για την κατασκευή του πάρκου . Ο επενδυτής ελέγχει αν είναι οικονομικά βιώσιμη η επένδυσή του .

Στην περίπτωση που έχουμε 35% επιδότηση και με ανεμογεννήτριες 2 MW, ο χρόνος αποπληρωμής είναι 8,3 έτη και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι 11 έτη. Οι τιμές αυτές είναι αρκετά ικανοποιητικές και υπερέχουν από πολλές επενδύσεις ανάλογου ποσού.

Στην περίπτωση που έχουμε 35% επιδότηση και με ανεμογεννήτριες 3 MW, ο χρόνος αποπληρωμής είναι 7,7 έτη και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι 10,5 έτη, ενώ όταν τοποθετήσουμε ανεμογεννήτριες των 5 MW, ο χρόνος αποπληρωμής πέφτει στα 5 έτη και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι 6 έτη. Στην τελευταία περίπτωση βλέπουμε ότι η επένδυση δεν μπορεί να συγκριθεί με άλλη επενδυτική πρόταση στην αγορά. Πρέπει να επισημάνουμε επίσης ότι το ρίσκο σε μια επένδυση Α/Π είναι πολύ μικρότερο από επενδύσεις παρεμφερούς κόστους και πολύ αποδοτικότερο από τραπεζικές επενδύσεις. Επίσης κατά την αξιολόγηση ενός Α/Π ελέγχονται οι περιβαλλοντικές αλλαγές που αναμένεται να επιφέρει. Ωστόσο όπως αναφέρεται και στην περιβαλλοντική μελέτη αυτού του Α/Π, το Α/Π δεν αναμένεται να προκαλέσει κανένα πρόβλημα ώστε να ματαιωθεί η κατασκευή του . Προβλήματα θορύβου στις γύρω περιοχές δεν θα υπάρξουν .

Η ανέγερση ενός Α/Π θα αναβαθμίσει την γύρω περιοχή , θα γίνει πόλος έλξης επιστημόνων αλλά και απλών πολιτών εξαιτίας της υπερσύγχρονης τεχνολογίας που χρησιμοποιεί .

Εκτός από όλα τα παραπάνω, δεν πρέπει να ξεχνάμε ότι η αιολική ενέργεια είναι μία μορφή Α.Π.Ε. επομένως παρουσιάζει όλα τα πλεονεκτήματά τους.



Βιβλιογραφία

- Ιωάννης Κλεάνθη Καλδελλης , «Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας» , εκδόσεις Αθ. Σταμούλης , Αθήνα 1999 , ISBN 960-351-255-9
- Γ. Μπεργελές «Ανεμοκινητήρες» , Εκδόσεις Συμεών , Αθήνα 1994 , ISBN 960-7346-19-x
- Νικόλαος Γ. Πειρουνάκης Ph. D. «Χρηματοοικονομική Διαχείριση» , Εκδόσεις Anubis, Compress A.E. 1993, ISBN 960-306-034-8
- Σημειώσεις Μαθήματος "Διαχείριση και εξοικονόμηση Ενέργειας" , Κτενιαδάκης Μιχάλης , Μηχανολόγος – Ηλεκτρολόγος Μηχανικός , Επίκουρος Καθηγητής Τμήματος Μηχανολογίας ΤΕΙ Ηρακλείου , Ηράκλειο 2002
- Σημειώσεις Μαθήματος « Αιολική Ενέργεια»
Κάραλης Γεώργιος, Βουτσινάς Σπύρος
Καθηγητές ΕΜΠ Τμήμα Μηχανολόγων
- Πτυχιακή Εργασία Κασαπάκη Μάριου Τεχνοοικονομική μελέτη Αιολικού Πάρκου στο Ακρωτήριο Χανίων
- Σημειώσεις από το μεταπτυχιακό *CREST MSc Flexible & Distance Learning Series Wind Power Fundamentals* ©CREST 2001

Περιοδικά

- Wind Blatt The Energon Magazine 02/2001
- Renewable energy world Nov-Dec 02
- Renewable energy world May-June 01
- New Energy June 01
- Intelligent Wind Power References

Ευχαριστούμε τον υπεύθυνο συντήρησης της Vestas Λαρς για το video που μας έστειλε και την καθηγήτρια αγγλικών Μαστοράκη Κωνσταντίνα για τη βοήθεια στη μετάφραση.



Διαδίκτυο

- www.windpower.dk
- www.rae.gr
- www.bwea.com
- www.offshorewindfarms.co.uk/offshore2003.html
- www.windpower.org/articles/reformgr.htm
- www.capewind.org
- www.windfarm.fsnet.co.uk
- www.lm.dk
- www.Vestas.dk
- <http://www.power-technology.com>
- www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/index.shtml
- www.crownstate.co.uk/cgi-bin/estates/marine/windfarms/interest.cgi
- www.enova.de



ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ



General Specification


V80 – 2.0 MW offshore

OptiSpeed™ – Wind Turbine

Item no.: 944407.R6

(5c)

Contents	Page
1. Wind Turbine Description.....	3
1.1 VCS Description, OptiSpeed™	4
1.2 Type Approvals	4
1.3 Climatic Conditions	4
1.4 Grid Connection	5
1.5 General Reservations	5
2. Main data.....	6
2.1 Wind Climate.....	6
2.2 Power Curve VESTAS V80-2.0 MW	7
2.3 Annual Production V80-2.0 MW	8
2.4 Noise V80-2.0 MW	9
3. Technical Specifications.....	10
3.1 Rotor	10
3.2 Blades	10
3.3 Blade Bearing.....	10
3.4 Blade Hub	10
3.5 Main Shaft.....	10
3.6 Bearing Housing.....	10
3.7 Main Bearings	10
3.8 Machine Foundation.....	11
3.9 Yaw System	11
3.10 Yaw Gears	11
3.11 Tower (steel)	11
3.12 Gearbox	11
3.13 Couplings	11
3.14 Generator with VCS	12
3.15 Parking Brake.....	12
3.16 Hydraulic Unit.....	12
3.17 Anemometer and Wind Direction Sensor.....	12
3.18 Control Unit.....	12
3.19 Transformer	13
3.20 Weights	13

	VESTAS V80-2.0 MW OptiSpeed™ offshore Wind Turbine		
Date: 26. September 2001	Class: 1	Item no.: 944407.R6	Page: 3 of 13

1. Wind Turbine Description

The VESTAS V80 – 2.0 MW offshore wind turbine is a pitch regulated upwind wind turbine with active yawing and a rotor with three blades.

The VESTAS V80 - 2.0 MW has a rotor diameter of 80 m and operates using the OptiSpeed™ concept. This feature enables the rotor to operate with variable speed (RPM).

All V80 - 2.0 MW offshore turbines are equipped with OptiTip®, the special VESTAS pitch regulating system. With OptiTip®, the angles of the blades are constantly regulated so that they are always pitched at the optimal angle for current wind conditions. This optimises power production and noise levels.

The blades are made of glass fibre reinforced epoxy. Each blade consists of two blade shells, bonded to a supporting beam. Special blade root inserts of steel connect the blades to the blade bearing. The blade bearing is a 4-point ball bearing, which is bolted to the blade hub.

The main shaft transmits the torque to the generator through the gearbox. The gearbox is a combined planetary and helical gearbox. From the gearbox, torque is transmitted via a maintenance-free composite coupling to the generator. The generator is an asynchronous 4-pole generator with wound rotor.

At higher wind speeds, the OptiSpeed™ and the pitch regulating system keep the power output at the nominal value, regardless of the air temperature and density. At lower wind speeds, the OptiTip® system and the OptiSpeed™ optimise the power output by selecting the optimal RPM and pitch angle.

The wind turbine brakes by full feathering the blades. A parking brake is mounted on the gearbox High-Speed shaft.

All the functions of the wind turbine are monitored and controlled by microprocessor-based control units. This control system is placed in the nacelle. Changes in the pitch of the blades are activated by a hydraulic system, which enables the blades to rotate 95°. This system also supplies the pressure for the brake system.

Four electrical yaw gears rotate the yaw pinions, which mesh with a large toothed yaw ring mounted on top of the tower. The yaw bearing system is a plain bearing system with motor-brakes.

The glass fibre reinforced nacelle cover protects all the components inside the nacelle against rain, snow, dust, sunlight, etc. A central opening provides access to the nacelle from the tower. Inside the nacelle, there is an 800-kg capacity service crane. The capacity can be extended to allow hoisting of the main components (6,400 kilograms).

As an option, VESTAS offers a heli-hoist platform for hoisting down service personnel from a helicopter.

The steel tubular tower is delivered painted (for details see 1.3 Climatic Conditions). As an option, VESTAS offers a service lift in the tubular tower.

1.1 VCS Description, OptiSpeed™

OptiSpeed™, also named **V**estas **C**onverter **S**ystem (VCS) ensures a steady and stable electric power output from the turbine.

VCS consists of an effective asynchronous generator with wound rotor and slip rings, a power converter with IGBT switches, contactors and protection.

VCS allows variable speed operation in a range of approx. 60% of nominal RPM.

Together with the pitch regulating system, VCS ensures energy optimised, low-noise operation at the same time as loads on the gearbox and other vital components are reduced.

VCS controls the current in the rotor circuit in the generator. This gives precise control of the reactive power, and gives an exact connection of the generator to the grid.

1.2 Type Approvals

The V80 – 2.0 MW wind turbine is type approved according to the following standards:


Country:	Design criteria for approval:	Conditions:
GL-offshore	Germanischer Lloyd Rules and Regulations ed. marts 1998	Class I

1.3 Climatic Conditions

The wind turbine is designed for ambient temperatures ranging from -20°C to +30°C. Special precautions must be taken outside these temperatures (see 1.5 General Reservations).

The wind turbines can be placed in wind farms with a distance of at least 5 rotor diameters (400 m) between the wind turbines. If the wind turbines are placed in one row, perpendicular to the predominant wind direction, the distance between the wind turbines must be at least 4 rotor diameters (320 m).

Corrosion protection according to ISO 12944-2 for corrosion class C5-M (outside) and C3 to C4 (inside). Corrosion protection is designed for long lifetime.

	VESTAS V80-2.0 MW OptiSpeed™ offshore Wind Turbine		
Date: 26. September 2001	Class: 1	Item no.: 944407.R6	Page: 5 of 13

1.4 Grid Connection

The wind turbine must be connected to medium-voltage grid at 6-34.5 kV, where 36 kV (U_m) is the highest equipment voltage. The cable connection is made in the bottom of the tower.

The transformer in the turbine must be adjusted to the grid voltage. When placing your order please supply VESTAS with precise information about grid voltage. This is necessary out of regard for the choice of the transformer's nominal voltage and the winding connection. As an option, VESTAS offers switch gear.

The voltage of the medium-voltage grid shall be within +5/-5 %. Steady variations within +1/-3 Hz (50 Hz) or within +2/-3 Hz (60 Hz) are acceptable. Intermittent or rapid grid frequency fluctuations may cause serious damage to the turbine.

As an average over the lifetime of the wind turbine, grid dropouts must only take place once a week.

A grounding system with a resistance to neutral earth of maximum 10Ω must be present.

1.5 General Reservations

Vestas Optispeed™ technology is not available in United States of America and Canada.

Power consumption for heating and dehumidification of the nacelle must be expected during periods with increased humidity, low temperatures and low wind speeds.

In case of heavy icing up, interruptions of operation may occur.

In certain combinations of high wind, high temperature, low air density and/or low voltage power output may be derated periodically to ensure that the thermal conditions of the main components such as gearbox, generator, transformer etc. are kept within limits.

It is generally recommended that the grid voltage be as close to the nominal voltage as possible. In case of grid dropout and very low temperatures, a certain time for heating must be expected, before the wind turbine can start to operate.

Due to continuous development and updating of our products, VESTAS reserves the right to change the specifications.

2. Main data

2.1 Wind Climate

Turbulence is a factor to describe short-term wind variations/fluctuations. Below the design conditions for the VESTAS V80-2.0 MW wind turbine are listed.

DS472 (offshore)	V_{ave}^1	Weibull shape parameter	Turbulence [%]	Reference wind ²⁾ [m/s]	Wind gust ³⁾ [m/s]
V80 2.0	10	2	[18.8;...;11.0] ⁴⁾	46.1	60.3

1) Annual mean wind speed

2) 10 min, 50 years' wind,

3) 2 sec. 50 years' wind gust

4) Including park contribution at a distance of 5 rotor diameters.

Wind speed and turbulence refer to hub height. The turbulence varies according to type of site, tower height and approval.

The stop wind speed is a design parameter. The maximum wind speed is also important for the loads on the wind turbine. The maximum allowable operation wind speeds are listed below.

Version	Windgust Max. acc. [m/s ²]	Stop Wind Speed/ Restart Wind Speed [m/s]
V80-2.0 MW offshore	10	25/20

2.2 Power Curve VESTAS V80-2.0 MW

The power curve is calculated on the basis of NACA 63.xxx and FFA-W3 blade profiles.

Parameters for calculated curves:

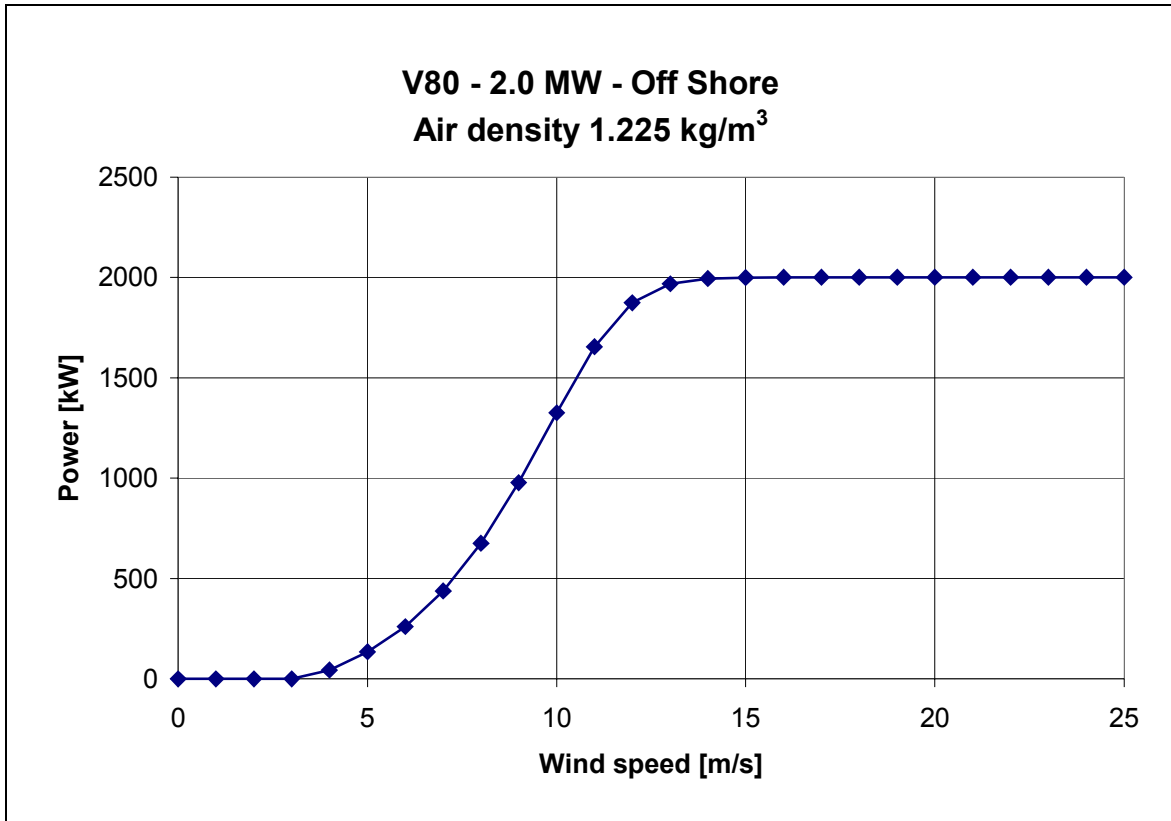
Frequency	:	50/60 Hz
Rotor diameter	:	80 meter
Tip angle	:	Pitch regulated
Turbulence	:	10 %

The power curve is measured on the low-voltage side of the transformer, which means that losses in transformer and high-voltage cables are not included.

Electrical-power [kW] as a function of wind speed [m/s] at hub height and fixed air density [kg/m³]

V10 [m/s]	1.225	1.060	1.090	1.120	1.150	1.180	1.200	1.240	1.270
4	66,6	54,4	56,6	58,8	61,0	63,3	65,5	67,7	69,9
5	154	130	134	138	143	147	151	156	160
6	282	240	248	255	263	271	278	286	293
7	460	395	406	418	430	442	454	466	478
8	696	598	616	634	652	669	687	705	723
9	996	857	883	908	933	958	983	1008	1033
10	1341	1162	1196	1229	1261	1294	1326	1357	1388
11	1661	1478	1515	1550	1584	1616	1647	1674	1701
12	1866	1738	1767	1794	1818	1839	1858	1874	1889
13	1958	1895	1911	1925	1936	1946	1954	1961	1967
14	1988	1965	1972	1977	1981	1985	1987	1989	1991
15	1997	1990	1992	1994	1995	1996	1997	1997	1998
16	1999	1997	1998	1998	1999	1999	1999	1999	1999
17	2000	1999	1999	2000	2000	2000	2000	2000	2000
18-->25	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

Wind speed as 10 minutes mean value at hub height and perpendicular to the rotor plane.



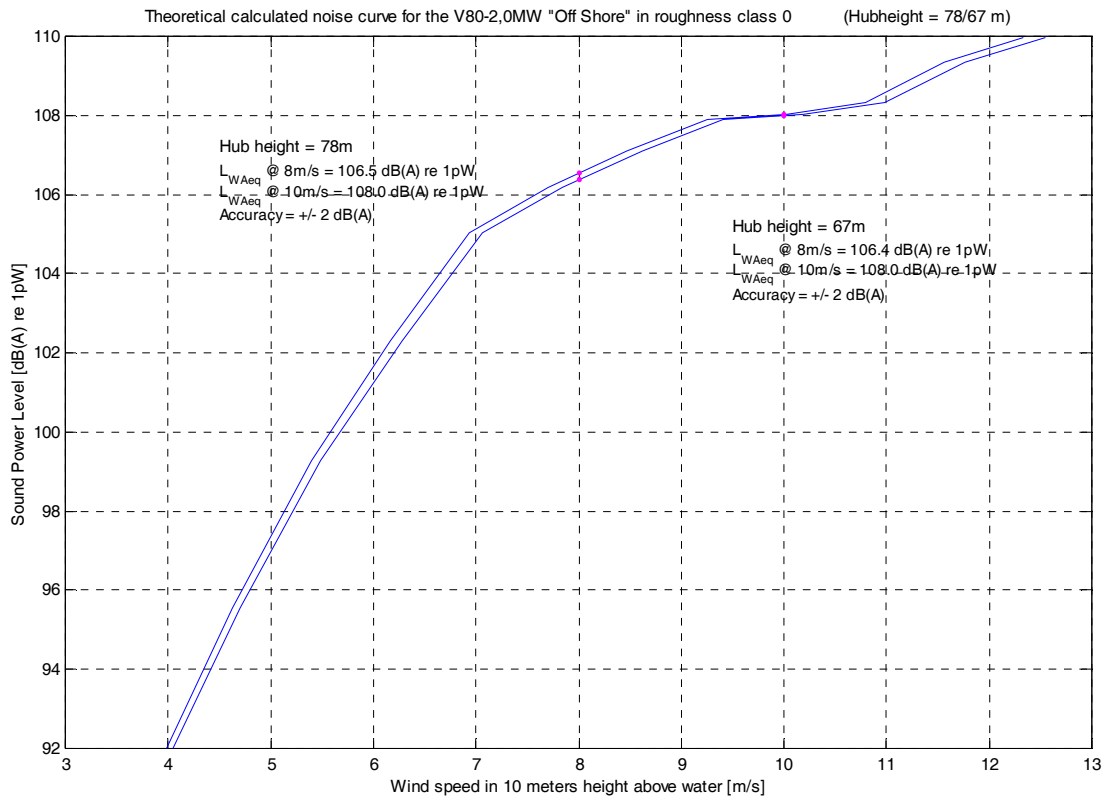
2.3 Annual Production V80-2.0 MW

V80-2.0 MW – 78 m hub height Annual production (MWh)			
Roughness 0	Roughness 1	Roughness 2	Roughness 3
8345	6641	5656	4231

V80-2.0 MW Annual Production (MWh)			
Mean wind speed [m/s]	C=1.5	C=2.0	C=2.5
5	3109	2575	2195
6	4460	4099	3744
7	5720	5676	5494
8	6810	7156	7226
9	7693	8456	8799
10	8366	9532	10150

2.4 Noise V80-2.0 MW

Noise Emission V80-2.0 MW: 106.4 dB(A) measured at 8 m/s in 10 m height.



3. Technical Specifications

3.1 Rotor

Diameter:	80 m
Swept area:	5027 m ²
Rotational speed static, rotor:	18.1 RPM
Rotational speed, operation interval rotor:	9.0 - 20.7 RPM
Rotational direction:	Clockwise (front view)
Orientation:	Upwind
Tilt:	6°
Blade coning	2°
Number of blades:	3
Aerodynamic brakes:	Full feathering

3.2 Blades

Principle:	Shells bonded to supporting beam
Material:	Glass fibre reinforced epoxy
Blade connection:	Steel root inserts
Air foils:	NACA63.xxx+FFA-W3
Length:	39 m
Chord (width) (blade root/blade tip):	3.52 m / 0.48 m
Twist (blade root/blade tip):	13°/0°
Weight:	Approx. 6,500 kg each.

3.3 Blade Bearing

Type:	4-point ball bearing
-------	----------------------

3.4 Blade Hub

Type:	Cast ball hub
Material:	EN-GJS-400-18U-LT

3.5 Main Shaft

Type:	Forged, hollow shaft
Material:	42CrMo4 / EN 10.083

3.6 Bearing Housing

Type:	Cast foot housing with lowered centre
Material:	EN-GJS-400-18U-LT

3.7 Main Bearings

Type:	Spherical roller bearings from recognised suppliers
-------	---

3.8 Machine Foundation

Type: Cast EN-GJS-400-18U-LT

3.9 Yaw System

Type: Plain bearing system with built-in friction
 Material: Forged yaw ring heat treated. Plain bearings PETP.
 Yawing speed: < 0.5°/sec

3.10 Yaw Gears

Type: Non-locking combined worm gear and planetary gearbox. Electrical motor brake
 Motor: 2.2 kW, 6 pole, asynchronous

3.11 Tower (steel)

The below mentioned towers are Vestas standard towers. Off-shore towers may be designed for the specific project.

Type:	Conical tubular
Material:	S 235JO/JR
Surface treatment:	Painted
Corrosion class, outside:	C5-M (ISO 12944-2)
Corrosion class, inside:	C4 (ISO 12944-2)
Top diameter of all towers:	2.3 m
Bottom diameter of all towers:	4.0 m
	Hub Height
3-part, modular tower (60 m):	60 m
3-part, modular tower (67 m):	67 m
4-part, modular tower (78 m):	78 m

Hub height is from tower bottom flange to hub.

Lift: As an option VESTAS offers personnel lift

3.12 Gearbox

Type:	1 planetary stage/2 helical stages
Ratio:	50 Hz: 1:92.6 60 Hz: 1:111.1
Cooling:	Oil pump with oil cooler
Oil filtration:	3 µm filter unit
Oil heater:	2 kW
Manufacturer:	Vestas has several sub-suppliers of gearboxes. All gearboxes comply with Vestas specifications.

3.13 Couplings

Main shaft-gearbox:	
Type:	Hydraulic shrink disc, conical
Gearbox - generator:	

Type: Composite shaft

3.14 Generator with VCS

Generator

50 Hz/60Hz

Rated power: 2.0 MW
 Type: Asynchronous with wound rotor, slip-rings and VCS
 Voltage: 690 VAC
 Frequency: 50 Hz / 60Hz
 No. of poles: 4
 Class of protection: IP54
 Rated speed: 1680 / 2016 RPM
 Rated power factor, default: 1.0
 Power factor range: 0.98_{CAP} - 0.96_{IND} (option).
 See section 1.5 General Reservations.
 Manufacturer: Vestas has several sub-suppliers of generators.
 All generators comply with Vestas specifications.

3.15 Parking Brake

Type: Disc Brake
 Diameter: 600 mm
 Disc material: SJV300

3.16 Hydraulic Unit

Pump capacity: 44 l/min
 Max. pressure: 200 bar
 Brake pressure: 28 bar
 Oil quantity: 160 l
 Motor: 18.5 kW

3.17 Anemometer and Wind Direction Sensor

Type: 2 independent ultrasonic sensors

3.18 Control Unit

Power current:

Voltage: 3 x 690 VAC, 3 x 480 VAC
 Frequency: 50 Hz / (60 Hz)
 Power supply for light: 230 VAC / (110V VAC)

Computer:

Communication: ArcNet
 Program memory: EPROM (flash)
 Programming language: C++
 Configuration: Modules
 Operation: Numeric keyboard + function keys
 Display: 4 x 40 characters

Supervision/control:

Active power
Reactive power
Yawing
Hydraulics
Environment (wind, temperature)
Rotation
Generator
Pitch system
Grid
Remote monitoring

Information:

Operating data
Production
Operation log
Alarm log

Commands:

Run/Pause
Man. Yaw start/stop
Maintenance routine

Remote Supervision

Possibility of connection of serial communication

3.19 Transformer

Type:	50 Hz/(60 Hz) Cast resin
Rated Power:	2100 kVA
High voltage:	6 – 33 kV (36 kV (U _m) equipment voltage)
Frequency	50 Hz / (60 Hz)
Vector group:	Dyn
HV – Tappings:	±2 x 2.5%
Low voltage:	690 V
Power at 690 V	1850 kVA
Low voltage:	480 V
Power at 480 V	205 kW

3.20 Weights

	60 m	67 m	78 m
Nacelle:	62.2 t	62.2 t	62.2 t
Nacelle (including heli-hoist arrangement):	64.2 t	64.2 t	64.2 t
Rotor:	37.8 t	37.8 t	37.8 t
Tower:	140.3 t		



Αναλυτικός Πίνακας Ανεμογεννητριών

	A	K	Ταχύτητα	Ισχύς (W* m-1)	Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας (Mwhy-1)
A/Γ 1	6,5	1,68	5,79	276,91	3980,93
A/Γ 2	6,5	1,68	5,84	283,74	4043,53
A/Γ 3	6,6	1,67	5,87	289,84	4097,52
A/Γ 4	6,6	1,68	5,91	294,97	4153,13
A/Γ 5	6,5	1,68	5,78	275,61	3962,24
A/Γ 6	6,5	1,68	5,82	282,07	4026,92
A/Γ 7	6,6	1,67	5,85	287,00	4069,82
A/Γ 8	6,4	1,67	5,75	272,75	3927,72
A/Γ 9	6,5	1,67	5,79	278,54	3980,32
A/Γ 10	6,5	1,67	5,82	283,41	4022,75
			5,822	2824,84	40264,88