



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
Σχολή Πολιτικών Μηχανικών  
Εργαστήριο Μεταλλικών Κατασκευών

## ΠΡΟΚΑΤΑΡΚΤΙΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΝΟΤΙΑ ΑΠΟ ΤΟ ΔΕΛΤΑ ΤΟΥ ΝΕΣΤΟΥ



Διπλωματική Εργασία  
Κωνσταντίνος Τσιβόλας

ΕΜΚ ΔΕ 2018 36

Επιβλέπων: Καθηγητής Χάρης Γαντές  
Συνεπιβλέπων: Αναπληρωτής Καθηγητής Νικόλαος Μαμάσης

Αθήνα, Νοέμβριος 2018





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Πολιτικών Μηχανικών

Εργαστήριο Μεταλλικών Κατασκευών

## **ΠΡΟΚΑΤΑΡΚΤΙΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΝΟΤΙΑ ΑΠΟ ΤΟ ΔΕΛΤΑ ΤΟΥ ΝΕΣΤΟΥ**



Διπλωματική Εργασία  
Κωνσταντίνος Τσιβόλας

ΕΜΚ ΔΕ 2018 36

Επιβλέπων: Καθηγητής Χάρης Γαντές  
Συνεπιβλέπων: Αναπληρωτής Καθηγητής Νικόλαος Μαμάσης

Αθήνα, Νοέμβριος 2018



Copyright © Κωνσταντίνος Τσιβόλας, 2018  
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση σε αρχείο πληροφοριών, διανομή, αναπαραγωγή, μετάφραση ή μετάδοση της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό, υπό οποιαδήποτε μορφή και με οποιοδήποτε μέσο επικοινωνίας, ηλεκτρονικό ή μηχανικό, χωρίς την προηγούμενη έγγραφη άδεια του συγγραφέα. Επιτρέπεται η αναπαραγωγή, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν στη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Η έγκριση της διπλωματικής εργασίας από τη Σχολή Πολιτικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου δεν υποδηλώνει αποδοχή των απόψεων του συγγραφέα (Ν. 5343/1932, Άρθρο 202).

Copyright © Konstantinos Tsivolas, 2018  
All Rights Reserved

Neither the whole nor any part of this diploma thesis may be copied, stored in a retrieval system, distributed, reproduced, translated, or transmitted for commercial purposes, in any form or by any means now or hereafter known, electronic or mechanical, without the written permission from the author. Reproducing, storing and distributing this thesis for non-profitable, educational or research purposes is allowed, without prejudice to reference to its source and to inclusion of the present text. Any queries in relation to the use of the present thesis for commercial purposes must be addressed to its author.

Approval of this diploma thesis by the School of Civil Engineering of the National Technical University of Athens (NTUA) does not constitute in any way an acceptance of the views of the author contained herein by the said academic organisation (L. 5343/1932, art. 202).

Κωνσταντίνος Τσιβόλας (2018)

Προκαταρκτικός σχεδιασμός υπεράκτιου αιολικού πάρκου νότια από το Δέλτα του Νέστου

Διπλωματική Εργασία ΕΜΚ ΔΕ 2018 36

Εργαστήριο Μεταλλικών Κατασκευών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.

Konstantinos Tsioulas (2018)

Diploma Thesis ΕΜΚ ΔΕ 2018 36

Preliminary design of an offshore wind park south of Nestos' Delta

Institute of Steel Structures, National Technical University of Athens, Greece

## Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω τις ειλικρινείς μου ευχαριστίες στον καθηγητή μου κ. Γαντέ, ο οποίος ανέλαβε το έργο της επίμελειας την διπλωματικής μου, με καθοδήγησε και μου παρείχε συμβουλές καθοριστικές για την ολοκλήρωση της διπλωματικής. Θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερα και τον κ. Μαμάση, ο οποίος με βοήθησε και με καθοδήγησε στο δικό του κομμάτι της εργασίας. Νιώθω τυχερός και πολύ κερδισμένος για την συνεργασία μου μαζί τους.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω και τους φίλους μου, οι οποίοι ήταν δίπλα μου σε όλον τον δρόμο των σπουδών μου και μου χάρισαν αξέχαστες στιγμές.

Τέλος, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου και την αγάπη μου προς την οικογένεια μου που με στήριξαν όλα αυτά τα χρόνια και μου παρείχαν πάντα ότι χρειαζόμουν.







ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΜΕΤΑΛΛΙΚΩΝ ΚΑΤΑΣΚΕΥΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ  
ΕΜΚ ΔΕ 2018 36

## **Προκαταρκτικός σχεδιασμός υπεράκτιου αιολικού πάρκου νότια από το Δέλτα του Νέστου**

**Κωνσταντίνος Τσιβόλας**

Επιβλέπων: Καθηγητής Χάρης Γαντές  
Συνεπιβλέπων : Αναπληρωτής Καθηγητής Νικόλαος Μαμάσης  
Νοέμβριος 2018

### **ΠΕΡΙΛΗΨΗ**

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας εξελίσσονται ραγδαία τα τελευταία χρόνια, αφού η πράσινη ενέργεια αποτελεί τόσο επιθυμία των πολιτών όσο και στόχο των κυβερνήσεων. Η σημαντικότερη από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι η αιολική με αιολικά πάρκα να αναπτύσσονται σε όλο τον κόσμο και χώρες να αναζητούν τοποθεσίες με τις ευνοϊκότερες συνθήκες. Στην προσπάθεια της αναζήτησης αυτής έρχονται να διαδραματίσουν καθοριστικό ρόλο τα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Στην παρούσα εργασία θα γίνει μια προσπάθεια να μελετηθεί μια τέτοια επένδυση στις ελληνικές θάλασσες.

Αρχικά επιλέγεται στο πρώτο κεφάλαιο η θέση, ο αριθμός και το μοντέλο της ανεμογεννήτριας που θα εγκατασταθεί. Βασικό σημείο του κεφαλαίου αποτελεί η εξαγωγή των κατάλληλων μετεωρολογικών και γεωτεχνικών δεδομένων, τα οποία θα χρησιμοποιηθούν στην ανάλυση στη συνέχεια. Αποτελεί το κρισιμότερο στάδιο του έργου, αφού η θέση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου κρίνει την οικονομική αποδοτικότητα του έργου. Παράλληλα διερευνούνται δεσμεύσεις που πρέπει να ικανοποιεί το πάρκο. Στην συνέχεια περιγράφεται όλη η διαδικασία που απαιτείται για τον έλεγχο των ανεμογεννητριών σε οριακή κατάσταση αστοχίας. Η ανάλυση αυτή πραγματοποιείται με χρήση λογισμικών με στόχο την διευκόλυνση και τον εκσυγχρονισμό των υπολογισμών. Με τα δεδομένα του πρώτου κεφαλαίου μελετάται η συμπεριφορά της ανεμογεννήτριας απέναντι στα τυχηματικά φορτία του ανέμου και των κυμάτων. Βασικό έργο ενός πολιτικού μηχανικού αποτελεί η ανέγερση του υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Για το λόγο αυτό περιγράφονται τα βήματα της μεταφοράς και της εγκατάστασης τόσο των ανεμογεννητριών όσο και των καλωδίων και των υποσταθμών. Τέλος γίνεται η αποτίμηση του έργου και ερευνάται η ενεργειακή και η οικονομική απόδοση του αιολικού πάρκου. Με βάση τα ανεμολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας εκτιμάται η ετήσια παραγόμενη ενέργεια, ενώ γίνεται και μία εκτίμηση για τα συνολικά έξοδα του έργου. Επίσης εξετάζονται διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών ώστε να επιλεγεί το αποδοτικότερο.





NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF ATHENS  
SCHOOL OF CIVIL ENGINEERING  
INSTITUTE OF STEEL STRUCTURES

DIPLOMA THESIS  
EMK ΔΕ 2018 36

## **Preliminary design of an offshore wind park south of Nestos' Delta**

**Konstantinos Tsivolas**

Supervisor: Professor Charis Gantes  
Co-supervisor: Associate Professor Nikolaos Mamas  
November 2018

### **ABSTRACT**

In recent years, renewable energy sources have evolved rapidly, as green energy is important not only for the citizens of developed countries but also for the governments worldwide. The most significant among renewable energy sources is wind energy, thus always new wind energy park projects have been developed worldwide and investors try to find the best spots for the farms with the most propitious conditions. In this effort has offshore wind energy an important part. This thesis tries to evaluate an investment of an offshore wind farm in Greek waters.

First, a site is being chosen in the first chapter with its rated power and the number of wind turbines. This part is very important because all meteorological and geotechnical data, which are essential for the later analysis, are extracted. Selection of a favorable site is very critical for the economical viability of the project. Moreover, the first chapter investigates the ecological, marine etc. conditions, that the wind park must satisfy. Subsequently, the design requirements for offshore wind turbines are evaluated and the steel structure of the tower is checked, given the data that are extracted from chapter 1. All calculations are carried out with different softwares, each one of those with its own function in the analysis. The wind turbines' resistance is checked against random wind and wave loads. After the steel structures' evaluation comes the mission of management, transportation and installation of the wind turbines, the content of which has a significant meaning for a civil engineer. In this section, the procedure of building an offshore wind farm is described, which begins with the transport of the parts to the port and follows with the installation on site. In the final chapter, an energy analysis is carried out and the expected energy production, given the annual wind data and the power curve of the selected wind turbine model, is calculated. An estimation of the capital costs and the costs of operation and maintenance is performed, which is based in other installed wind parks, thus the economic viability is evaluated. Furthermore, it is examined whether a selection of another wind turbine model with higher or lower power capacity would be more profitable.



# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

<b>1</b>	<b>ΕΙΣΑΓΩΓΗ</b>	<b>1</b>
1.1	ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	2
1.1.1	Εξέλιξη της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας με την πάροδο των χρόνων	3
1.1.2	Τεχνικά χαρακτηριστικά υπεράκτιων ανεμογεννητριών	4
1.1.2.1	Τύποι Ανεμογεννητριών	4
1.1.2.2	Βασικά χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας και τρόπος λειτουργίας	5
1.1.2.3	Είδη θεμελίωσης υπεράκτιων ανεμογεννητριών	6
<b>2</b>	<b>ΘΕΣΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ</b>	<b>9</b>
2.1	ΓΕΝΙΚΑ	9
2.2	ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΘΕΣΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ	9
2.3	ΔΕΔΟΜΕΝΑ-ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΣΤΗΝ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΟΧΗ	10
2.3.1	Βυθομετρία	10
2.3.2	Δεδομένα εδάφους θεμελίωσης	11
2.3.3	Ανεμολογικά δεδομένα	11
2.3.4	Θαλάσσια δεδομένα	13
2.3.4.1	Κύματα	13
2.3.4.2	Ρεύματα	15
2.3.4.3	Υποσκαφή	16
2.3.4.4	Ανάπτυξη θαλάσσιων οργανισμών και πάγος	16
2.4	ΣΕΙΣΜΙΚΟΤΗΤΑ	16
2.5	ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΕΙΣ	17
2.5.1	Περιοχές NATURA 2000	17
2.5.2	Γραμμές ναυσιπλοΐας-Περιοχές ασκήσεων πολεμικού ναυτικού	18
2.5.3	Οπτική όχληση	19
<b>3</b>	<b>ΠΡΟΣΟΜΙΩΣΗ ΚΑΙ ΣΤΑΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΟΝΟΠΑΣΣΑΛΩΝ ΥΠΕΡΑΚΤΙΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ</b>	<b>21</b>
3.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	21
3.2	ΑΡΧΕΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ	21
3.2.1	Γενικές Αρχές	21
3.2.2	Κλάσεις Ασφαλείας	22
3.2.3	ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ	23
3.2.4	Οριακές Καταστάσεις	23
3.2.5	Δράσεις	23
3.2.6	Συνθήκες σχεδιασμού και συνδυασμοί φορτίσεων	24
3.3	ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ	31
3.4	ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΠΡΟΣΟΜΙΩΣΗΣ	32

3.5	ΘΕΜΕΛΙΩΣΗ ΠΑΣΣΑΛΟΥ .....	34
3.5.1	Αντοχή σε οριζόντια φόρτιση .....	34
3.5.2	Καμπύλες πίεσης-υποχώρησης (p-γ) .....	35
3.6	ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΑΣΕΩΝ ΓΙΑ ΚΕΛΥΦΗ .....	36
3.6.1	Αντοχή έναντι λυγισμού .....	36
3.6.2	Κυλινδρικά μέλη σταθερού πάχους .....	38
3.6.2.1	Ελαστική αξονική κρίσιμη τάση λυγισμού .....	38
3.6.2.2	Ελαστική περιφερειακή κρίσιμη τάση λυγισμού .....	39
3.6.2.3	Ελαστική διατμητική κρίσιμη τάση λυγισμού .....	40
3.6.3	Κυλινδρικά μέλη μεταβλητού πάχους .....	40
3.6.3.1	Ελαστική αξονική κρίσιμη τάση λυγισμού .....	40
3.6.3.2	Ελαστική περιφερειακή κρίσιμη τάση λυγισμού .....	41
3.6.3.3	Ελαστική διατμητική κρίσιμη τάση λυγισμού .....	42
3.6.4	Έλεγχος σε λυγισμό .....	42
3.7	ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΦΟΡΤΙΣΗΣ ΣΕ ΟΚΑ .....	43
3.7.1	Επιλογή συνθηκών φόρτισης και οδηγίες εισαγωγής τους στα λογισμικά του NREL ...	43
3.7.2	Δεδομένα εξόδου .....	44
3.7.2.1	Χρονοσειρές ταχυτήτων .....	44
3.7.2.2	Χρονοσειρές φορτίων .....	46
3.7.3	Έλεγχος φορτίσεων σε οριακή κατάσταση αστοχίας .....	49
3.7.4	Προσομοίωση εδάφους και υπολογισμός ισοδύναμου φορέα .....	51
3.7.5	Τελικός έλεγχος ισοδύναμου φορέα .....	55
3.8	Έλεγχοι λειτουργικότητας .....	56
<b>4</b>	<b>ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΑΝΕΓΕΡΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ .....</b>	<b>58</b>
4.1	ΓΕΝΙΚΑ .....	58
4.2	ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΩΝ ΜΕΛΩΝ ΤΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ ΣΤΟΝ ΛΙΜΕΝΑ .....	58
4.3	ΣΥΛΛΟΓΗ ΚΑΙ ΣΥΝΑΡΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΛΩΝ .....	58
4.4	ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΩΝ ΜΕΛΩΝ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ .....	60
4.5	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ .....	61
4.5.1	Εγκατάσταση θεμελίου .....	61
4.5.2	Εγκατάσταση της ανεμογεννήτριας .....	62
4.5.3	Εγκατάσταση υποσταθμού .....	63
4.5.4	Εγκατάσταση καλωδίων .....	63
4.5.4.1	Εγκατάσταση καλωδίων μέσης τάσης .....	63
4.5.4.2	Εγκατάσταση καλωδίων σύνδεσης με το χερσαίο υποσταθμό .....	64
4.6	ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ ΕΝΑΝΤΙ ΥΠΟΣΚΑΦΗΣ .....	64
<b>5</b>	<b>ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ .....</b>	<b>66</b>
5.1	ΓΕΝΙΚΑ .....	66

5.2	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΣΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ.....	66
5.3	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....	68
5.3.1	Κόστος επένδυσης.....	69
5.3.2	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης.....	70
5.3.3	Εκτίμηση κόστους σύμφωνα με την ΡΑΕ.....	70
5.4	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΥΣΗ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ	73
5.4.1	Siemens SWT-3.6-130.....	73
5.4.2	Enercon E-112/4.5MW.....	74
5.4.3	Vestas V164-8.0MW.....	76
5.4.4	Σύγκριση αποτελεσμάτων.....	77
5.5	ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΣΔΟΚΩΜΕΝΕΣ ΜΕΤΑΒΟΛΕΣ ΣΤΑ ΚΟΣΤΗ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	78
<b>6</b>	<b>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....</b>	<b>80</b>
<b>7</b>	<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....</b>	<b>82</b>

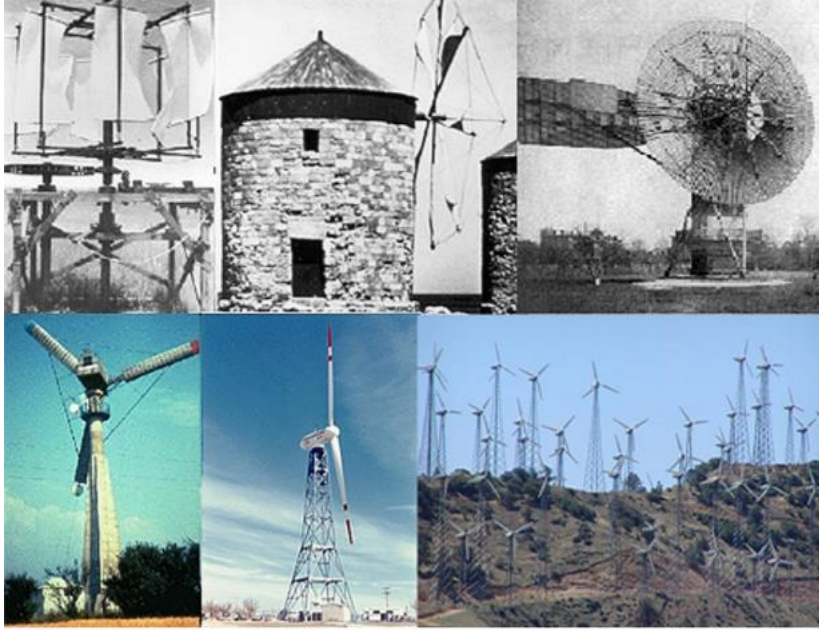




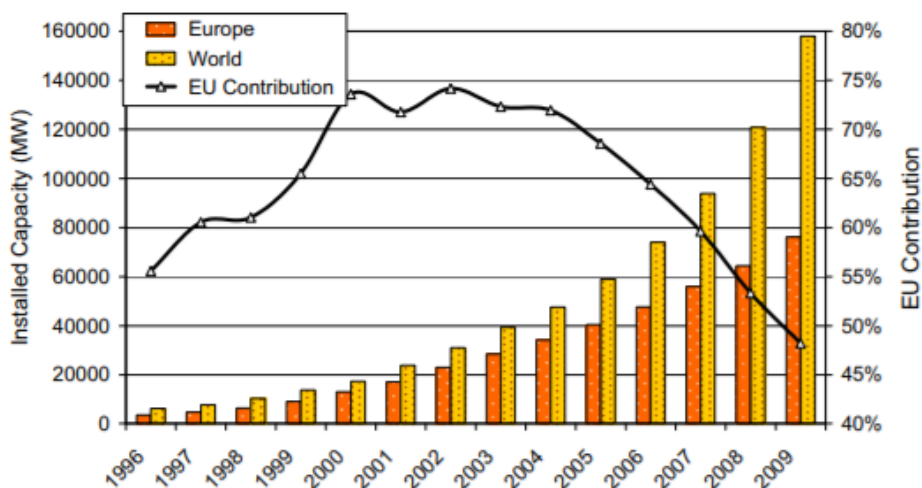
# 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι ρίζες στις σχέσεις των ανθρώπων και της αιολικής ενέργειας εντοπίζονται χιλιάδες χρόνια πριν και πιο συγκεκριμένα το 5000 π.Χ. όταν οι άνθρωποι χρησιμοποιούσαν τον άνεμο για τη διέλευση των πλοίων στον ποταμό Νείλο. Περίπου το 200 π.Χ. χρησιμοποιήθηκαν στην Κίνα μηχανές άντλησης νερού με χρήση του ανέμου, ενώ την ίδια περίοδο εντοπίζονται στα Αφγανοπερσικά σύνορα ανεμόμυλοι κατακόρυφου τύπου για τη γεωργία. Νέες μέθοδοι αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας άρχισαν να εξαπλώνονται σε ολόκληρο τον κόσμο. Τον ενδέκατο αιώνα οι άνθρωποι στη Μέση Ανατολή χρησιμοποιούσαν για την γεωργία αντλίες ανέμου και ανεμόμυλους. Με τις σταυροφορίες και το εμπόριο εκείνης της εποχής οι τεχνολογίες αυτές έγιναν γνωστές και στην Ευρώπη. Η μεγάλη εξέλιξη σε αυτές πραγματοποιήθηκε στην Αμερική κατά τον 19<sup>ο</sup> αιώνα, όταν περισσότερες από 6 εκατομμύρια μικρές μηχανές άντλησης νερού εγκαταστάθηκαν μεταξύ 1850 και 1970. Ένα από τα σημαντικότερα σημεία αναφοράς της αιολικής ενέργειας αποτέλεσε η συμμετοχή της αμερικανικής κυβέρνησης στην έρευνα και ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας μετά την πετρελαϊκή κρίση του 1973, που ανάγκασε τις βιομηχανικά ανεπτυγμένες χώρες όπως η Αμερική να αναθεωρήσουν την απόλυτη εξάρτησή τους από τα ορυκτά καύσιμα. Έτσι παρατηρείται έξαρση στην εγκατάσταση των πρώτων αιολικών πάρκων μεγάλης κλίμακας στην πολιτεία της Καλιφόρνιας υπό την αρωγή της κυβέρνησης παρέχοντας οικονομικά κίνητρα σε αυτές τις επενδύσεις. Από την άλλη πλευρά του Ατλαντικού, οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων στην βόρεια Ευρώπη αυξάνονταν σταθερά κατά τις δεκαετίες του 80 και του 90, δημιουργώντας μία μικρή αλλά σταθερή αγορά αιολικής ενέργειας, λόγω του υψηλού κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και των εξαιρετικών συνθηκών ανέμου. Σήμερα η αιολική ενέργεια κερδίζει όλο και περισσότερο έδαφος τόσο σε Ευρωπαϊκή όσο και σε παγκόσμια κλίμακα

Εικόνα 1-2.



Εικόνα 1-1: Από τα πρώτα στάδια εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας στο σημείο ορόσημο στην Καλιφόρνια [8]



Εικόνα 1-2: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος αιολικής ενέργειας σε Ευρωπαϊκό και Παγκόσμιο επίπεδο [8]

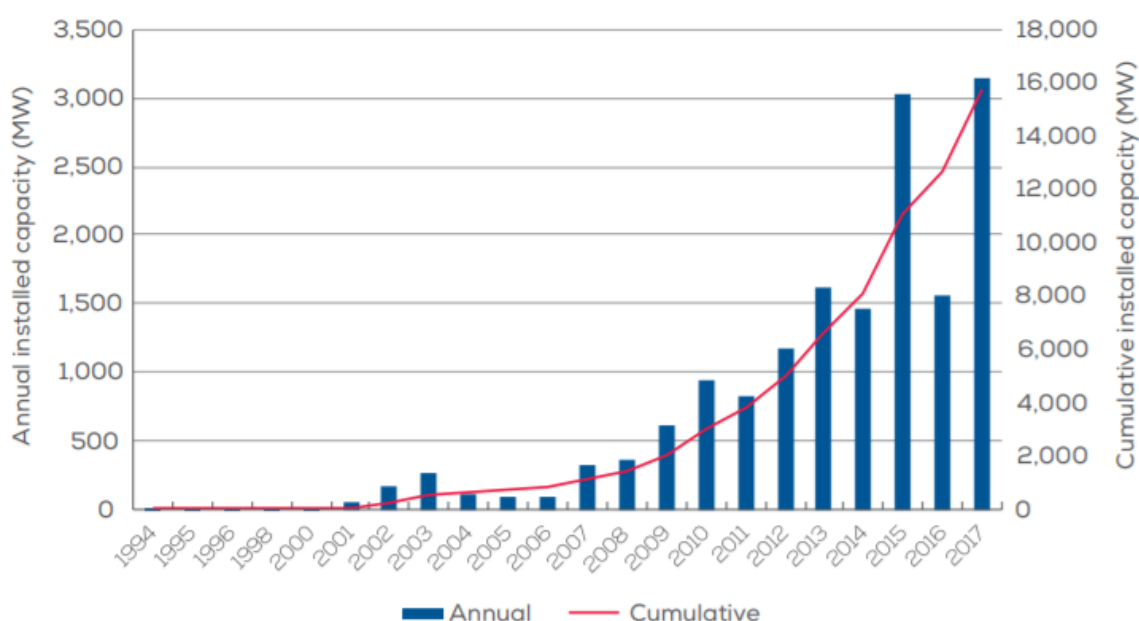
## 1.1 ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Τα τελευταία χρόνια η παγκόσμια αγορά έχει στρέψει την προσοχή της στην υπεράκτια αιολική ενέργεια, την ενέργεια δηλαδή που παράγεται από αιολικά πάρκα τα οποία είναι εγκατεστημένα στην θάλασσα. Η ανάπτυξη αυτής της τεχνολογίας βασίζεται στην εκμετάλλευση των ατέρμονων θαλάσσιων περιοχών που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για το έργο αυτό. Σε αντίθεση με τα χερσαία αιολικά πάρκα, τα οποία αντιμετωπίζουν σημαντικά προβλήματα λόγω των περιορισμένων επιφανειών με κατάλληλο ανάγλυφο, αλλά και λόγω των αντιδράσεων σε πολλές περιπτώσεις των τοπικών κοινωνιών, η αναζήτηση και η εύρεση κατάλληλης θαλάσσιας περιοχής όχι μόνο είναι ευκολότερη αλλά είναι και ενεργειακά αποδοτικότερη, αφού έχει βρεθεί ότι η ταχύτητα του ανέμου στην επιφάνεια της θάλασσας είναι συνήθως μεγαλύτερη από αυτήν της ξηράς. Τέλος, εξαλείφει τα αισθητικά προβλήματα της θέας

και του θορύβου των χερσαίων ανεμογεννητριών, αφού μπορούν να θεμελιωθούν σε μεγάλες αποστάσεις από την ακτή.

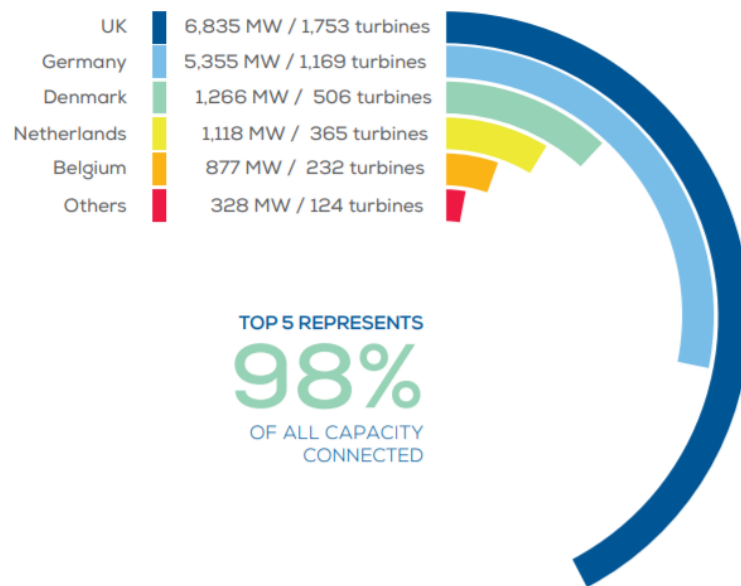
### 1.1.1 Εξέλιξη της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας με την πάροδο των χρόνων

Η υπεράκτια αιολική ενέργεια αποτελεί τεχνολογία με πορεία που μετρά πάνω από 25 χρόνια. Η Ευρώπη θεωρείται πρωτοπόρα στον τομέα αυτό και πιο συγκεκριμένα το πρώτο υπεράκτιο αιολικό πάρκο εγκαινιάστηκε το 1991, 2.5 χιλιόμετρα από τις ακτές της Δανίας στο Vindeby. Αναπτύχθηκε από την DONG energy και αριθμεί 11 ανεμογεννήτριες των 450kW συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4.95MW. Μέχρι το 2001 η πορεία ανάπτυξης της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας ήταν ακανόνιστη και βασιζόταν σε μερικά μόνο έργα, τα οποία βρίσκονταν σε κοντινές στην ακτή περιοχές της Δανίας και της Ολλανδίας και αποτελούνται από ανεμογεννήτριες ικανότητας μικρότερης των 1MW. Με 20 ανεμογεννήτριες και συνολική εγκατεστημένη ισχύ 40MW το Middelgrunden project στην Δανία αποτέλεσε το πρώτο "utility-scale" υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Από τότε η συνολική εγκατεστημένη ισχύς παρουσιάζει ανοδική πορεία όπως φαίνεται στην Εικόνα 1-3

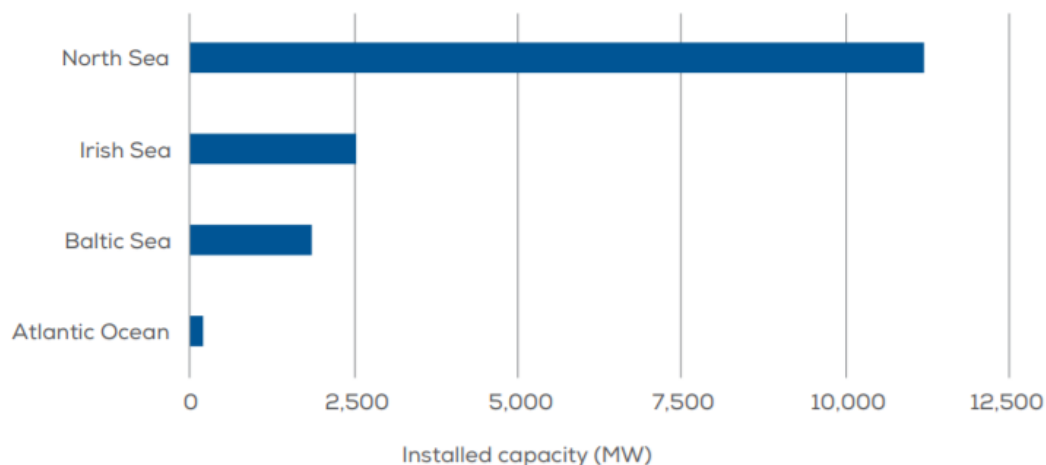


Εικόνα 1-3: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ευρώπη [9]

Σύμφωνα με έκθεση του WindEurope για το έτος 2017 μόλις 5 χώρες καταλαμβάνουν το 98% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στην Ευρώπη, με το 71% αυτής να εντοπίζεται στην Βόρεια θάλασσα. Η Ευρώπη είναι μια ήπειρος, το μεγαλύτερο μέρος της οποίας βρέχεται από θάλασσα. Τα στατιστικά αυτά δηλώνουν ότι η υπεράκτια αιολική ενέργεια αποτελεί τεχνολογία με τεράστιες προοπτικές και περισσότερα ευρωπαϊκά κράτη οφείλουν να δώσουν περισσότερη βαρύτητα σε αυτή, συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδας. Παρακάτω παρατίθενται τα στατιστικά.



Εικόνα 1-4: Μεριδίο ευρωπαϊκών χωρών στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στην Ευρώπη [9]



Εικόνα 1-5: Εγκατεστημένη ισχύς στις θάλασσες της Ευρώπης [9]

## 1.1.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά υπεράκτιων ανεμογεννητριών

### 1.1.2.1 Τύποι Ανεμογεννητριών

Οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε 3 είδη ανάλογα με την διεύθυνση των αξόνων τους σε σχέση με τη διεύθυνση του ανέμου όπως αναφέρονται παρακάτω:

- Οριζοντίου άξονα, στις οποίες ο άξονας περιστροφής του δρομέα είναι παράλληλος στην κατεύθυνση του ανέμου (Εικόνα 1-6α).
- Οριζοντίου άξονα, στις οποίες ο άξονας περιστροφής του δρομέα είναι κάθετος προς την κατεύθυνση του ανέμου αλλά παράλληλος στην επιφάνεια της γης (Εικόνα 1-6β).
- Κατακόρυφου άξονα, στις οποίες ο άξονας περιστροφής του δρομέα είναι κατακόρυφος και κάθετος στην κατεύθυνση του ανέμου (Εικόνα 1-6γ).

Στα υπεράκτια αιολικά πάρκα μέχρι τώρα χρησιμοποιούνται μόνο οι πρώτες ανεμογεννήτριες, ωστόσο γίνονται και μελέτες για την ανάπτυξη υπεράκτιων πάρκων με ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα,

καθώς παρουσιάζουν κάποια πλεονεκτήματα έναντι των πρώτων, όπως μικρότερα κόστη συντήρησης και θεμελίωσης.



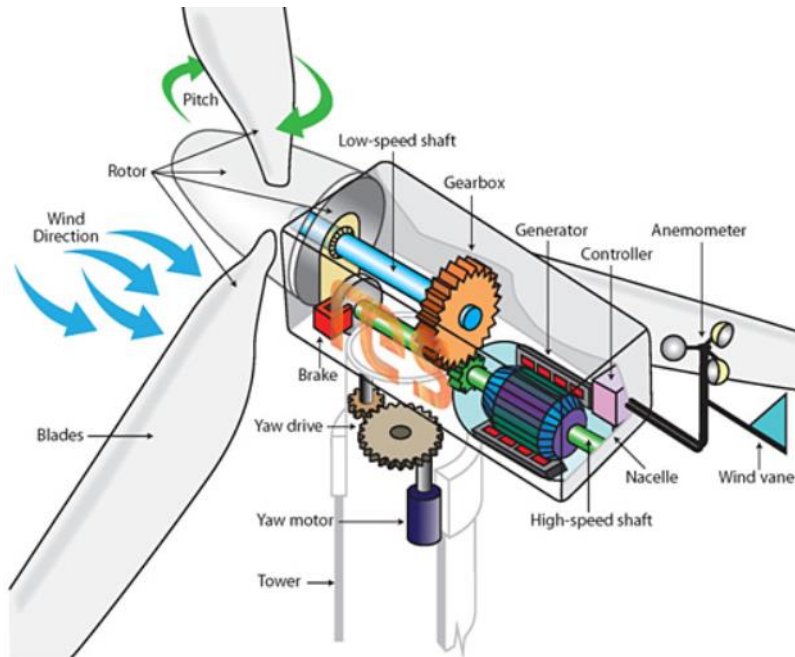
Εικόνα 1-6: Τύποι ανεμογεννητριών α)οριζόντιου άξονα με περιστροφή παράλληλη στον άνεμο [10], β)οριζόντιου άξονα με περιστροφή κάθετη στον άνεμο [11], γ)κατακόρυφου άξονα [12]

#### 1.1.2.2 Βασικά χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας και τρόπος λειτουργίας

Όλες οι θαλάσσιες ανεμογεννήτριες είναι αποκλειστικά οριζόντιου άξονα ο οποίος βρίσκεται παράλληλα με την πνοή του ανέμου. Θα μπορούσαμε να πούμε ότι μια υπεράκτια ανεμογεννήτρια αποτελείται από 2 κύριες ομάδες:

- Η πρώτη κατηγορία αφορά στα κύρια μηχανολογικά μέρη της ανεμογεννήτριας (RNA), τα οποία είναι συγκεντρωμένα κυρίως στην άτρακτο (nacelle) και περιλαμβάνουν την ηλεκτρική γεννήτρια, τα ηλεκτρικά κυκλώματα, το σύστημα ελέγχου και το σύστημα περιστροφής-ευθυγράμμισης των πτερυγίων, το κιβώτιο ταχυτήτων και το σύστημα πέδησης.
- Η δεύτερη κατηγορία αφορά στα κατασκευαστικά μέρη της ανεμογεννήτριας, όπως είναι ο δρομέας, τα πτερύγια, ο πύργος, το τμήμα μετάβασης, ο φορέας στήριξης και η θεμελίωση της ανεμογεννήτριας.

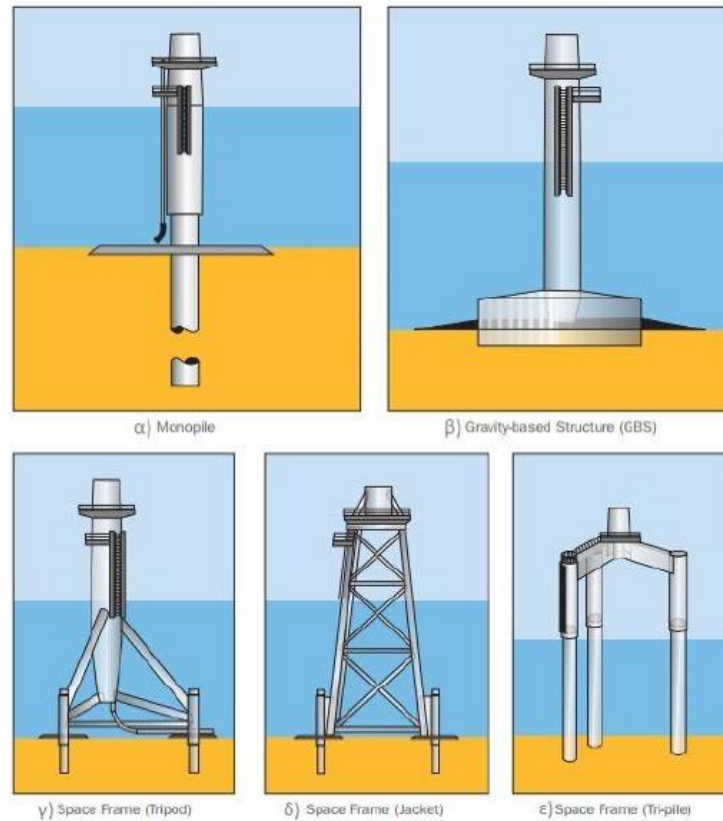
Η λειτουργία της ανεμογεννήτριας βασίζεται στην περιστροφή των πτερυγίων της εξαιτίας της ροής του αέρα και αποσκοπεί στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας στηρίζονται πάνω στο δρομέα, ο οποίος περιστρέφεται γύρω από έναν οριζόντιο άξονα (άξονας χαμηλής ταχύτητας). Με τον τρόπο αυτό η αιολική ενέργεια μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια χαμηλής ταχύτητας. Στη συνέχεια ο άξονας χαμηλής ταχύτητας συνδέεται με το κιβώτιο ταχυτήτων το οποίο αυξάνει στην στροφική ταχύτητα της κινητικής ενέργειας και στη συνέχεια συνδέεται μέσω του άξονα υψηλής ταχύτητας με την ηλεκτρική γεννήτρια, η οποία τέλος μετατρέπει την κινητική ενέργεια του άξονα υψηλής ταχύτητας σε ηλεκτρική με τη βοήθεια μαγνητικού πεδίου (Εικόνα 1-7).



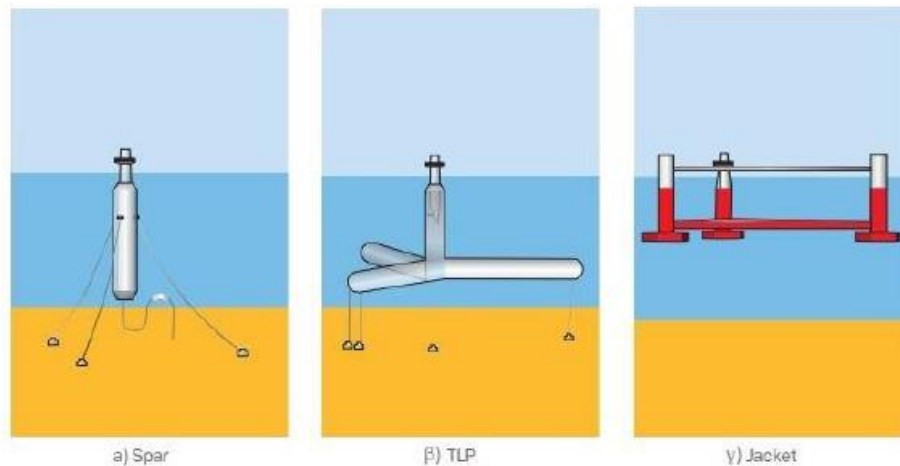
Εικόνα 1-7: Μηχανολογικά μέλη ανεμογεννήτριας [13]

### 1.1.2.3 Είδη θεμελίωσης υπεράκτιων ανεμογεννητριών

Αρχικά γίνεται ένας διαχωρισμός μεταξύ θεμελιωμένων και πλωτών ανεμογεννητριών. Η πρώτη κατηγορία αποτελεί τη δημοφιλέστερη μέχρι σήμερα επιλογή για θεμελίωση, καθώς είναι κατάλληλη για μικρού και μεσαίου βάθους περιοχές. Επίσης υπάρχει αρκετή τεχνογνωσία γύρω από τις θεμελιωμένες ανεμογεννήτριες. Οι βασικότεροι τύποι έδρασης είναι με μονοπάσσαλο (monopile), με θεμέλιο βαρύτητας (gravity based structure), με τρίποδο (space frame tripod), με δικτύωμα (space frame jacket), με τρεις πασσάλους (space frame tripole) Εικόνα 1-8. Από την άλλη τα πλωτά συστήματα για πολλούς αποτελούν το μέλλον της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας αφού σε μεγαλύτερα βάθη μία επένδυση αντιμετωπίζει λιγότερους περιορισμούς και το αιολικό δυναμικό είναι σημαντικά ισχυρότερο. Οι πλωτές ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούνται σε βάθη μεγαλύτερα των 50m , όπου η εγκατάσταση θεμελιωμένων κρίνεται ασύμφορη και διακρίνονται σε μερικώς βυθιζόμενης πλατφόρμας (semi-submersible), σε πλατφόρμα τανυόμενων άκρων ( Tension Leg Platform TLG) και σε σύστημα τύπου φορτηγίδας (Spar Buoy) Εικόνα 1-9.



Εικόνα 1-8: Τύποι θεμελιωμένων ανεμογεννητριών [14]



Εικόνα 1-9: Τύποι πλωτών ανεμογεννητριών [14]

Στην παρούσα διπλωματική θα μελετηθεί η μονοπάσσαλη θεμελίωση και γι' αυτό αξίζει να γίνει μία πιο αναλυτική περιγραφή σε αυτό τον τύπο θεμελίωσης. Η τεχνολογία του μονού πασσάλου αποτελείται από ένα χαλύβδινο πυλώνα ο οποίος βυθίζεται στο έδαφος. Ουσιαστικά ανοίγεται μία υποδοχή στον πυθμένα με ειδικό γεωτρήπανο, εγκαθίσταται ο πυλώνας και το κενό καλύπτεται με σκυρόδεμα. Εν συνεχεία, η άτρακτος του κινητήρα και ο δρομέας συνδέονται με τον πάσσαλο με τη βοήθεια πλωτού γερανού. Ο πύργος είναι εξοπλισμένος με ένα ενδιάμεσο κομμάτι μεταξύ αυτού και της έδρασης, για να αφομοιώνει τις ανοχές από την κλίση του πυλώνα και να μειώνει το χρόνο συναρμολόγησης του πύργου στο υπεράκτιο περιβάλλον. Ο χαλύβδινος σωλήνας μεταφέρει τα φορτία της ανωδομής στο



έδαφος με τη βοήθεια της κάθετης και της διατμητικής πίεσης. Αυτή η δομή έχει χρησιμοποιηθεί σε πρόσφατα έργα υπεράκτιων αιολικών πάρκων και αποτελεί τη βάση σε πολλά προκαταρκτικά σχέδια που έχουν αναλάβει ήδη υπεύθυνοι για τη μελλοντική υπεράκτια ανάπτυξη.



## **2 ΘΕΣΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ**

### **2.1 ΓΕΝΙΚΑ**

Η ανάπτυξη των σύγχρονων υπεράκτιων αιολικών πάρκων αποτελεί επένδυση εκατοντάδων εκατομμυρίων ευρώ. Συνεπώς, κρίσιμος για την επένδυση είναι ο οικονομικός παράγοντας και όχι τόσο τα περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα. Καθοριστικό ρόλο στον τελικό προϋπολογισμό του έργου διαδραματίζει η επιλογή της πλέον κατάλληλης επιλογής της τοποθεσίας του αιολικού πάρκου. Η επιλογή θέσης με ωφέλιμα για το έργο όχι μόνο αιολικό δυναμικό, αλλά και γεωλογικά χαρακτηριστικά, μπορεί να μειώσει σημαντικά το κόστος, καθώς το ποσοστό της θεμελίωσης επί του αρχικού κεφαλαίου επένδυσης μπορεί να φτάσει το 25%. Επιπλέον το έργο πρέπει να είναι όσο το δυνατόν πλησιέστερα σε λιμένα και σε δίκτυο καλωδίων υψηλής τάσης, ώστε να μειωθούν αισθητά τα κόστη κατασκευής και συντήρησης. Ωστόσο η τεχνολογία πάνω στον τομέα των υπεράκτιων ανεμογεννητριών εξελίσσεται συνεχώς, γεγονός που θα περιορίσει σημαντικά την επίδραση της τοποθεσίας στο κόστος του έργου και θα λύσει τα χέρια των επενδυτών.

### **2.2 ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΘΕΣΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ**

Η περιοχή που επιλέγεται για την εγκατάσταση του υπεράκτιου αιολικού πάρκου βρίσκεται νότια του εθνικού πάρκου στο δέλτα του Νέστου.



Εικόνα 2-1: Χωροθέτηση υπεράκτιου αιολικού πάρκου

#### Συντεταγμένες πολυγώνου

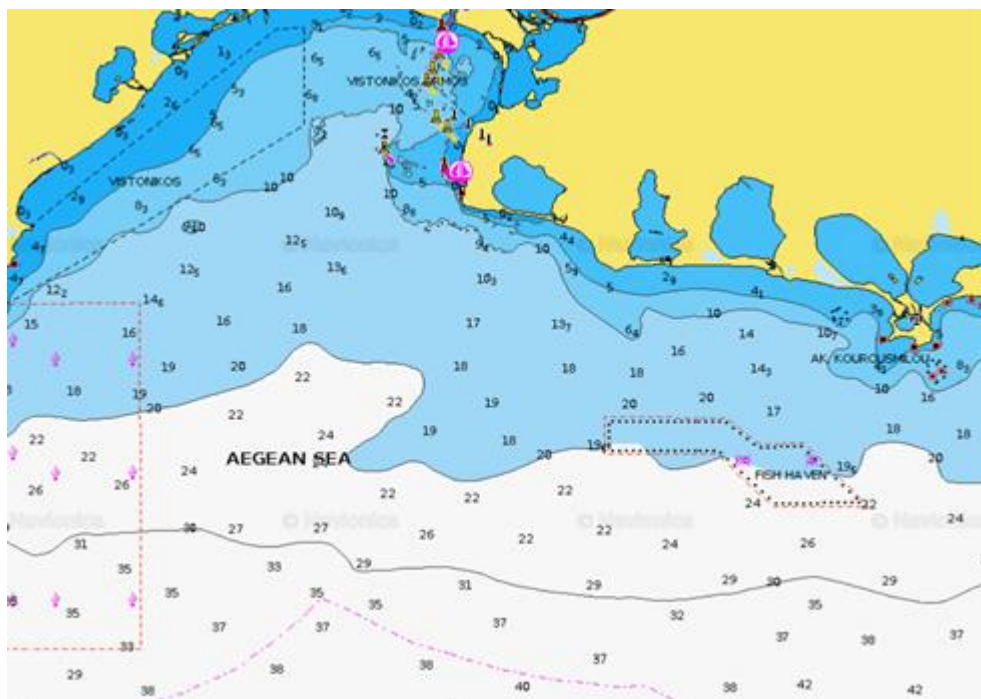
40.89064	25.17878
40.92676	25.13566
40.39822	25.06395
40.85843	25.10612

Επιλέγεται η εγκατάσταση 90 ανεμογεννητριών και συνολική εγκατεστημένη ισχύς 450MW. Λόγω του χαμηλού αιολικού δυναμικού της περιοχής οι ανεμογεννήτριες τοποθετούνται ανα 7D κατά την κύρια κατεύθυνση του ανέμου και ανα 3D κατά την δευτερεύουσα, θεωρώντας  $D=130m$ . Έτσι κάθε ανεμογεννήτρια δεσμεύει έκταση  $0.355km^2$  και η συνολική έκταση του πάρκου ανέρχεται λαμβάνοντας υπόψη και το ενδεχόμενο αραιώσης σε ορισμένες θέσεις για διάφορους παράγοντες στα  $35km^2$ . Στις επόμενες παραγράφους θα αναλυθούν τα διάφορα χαρακτηριστικά της επιλεγμένης θέσης καθώς και οι περιορισμοί που καλείται να ικανοποιεί.

## 2.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ-ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΣΤΗΝ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΟΧΗ

### 2.3.1 Βυθομετρία

Όπως φαίνεται και από το βυθομετρικό χάρτη της υδρογραφικής υπηρεσίας πολεμικού ναυτικού της περιοχής του βορείου Αιγαίου Εικόνα 2-2 το βάθος πυθμένα κυμαίνεται μεταξύ 20m και 30m. Συνεπώς η βυθομετρία της περιοχής ευνοεί την επιλογή μονοπάσσων ανεμογεννητριών ως μέθοδο θεμελίωσης, αφού προϋπόθεση για την εγκατάσταση τέτοιου τύπου ανεμογεννητριών είναι το βάθος της θάλασσας να είναι μικρότερο ή ίσο των 30m. Στο επόμενο κεφάλαιο για το στατικό προσομοίωμα της ανεμογεννήτριας θα θεωρηθεί βάθος μελέτης 30m.



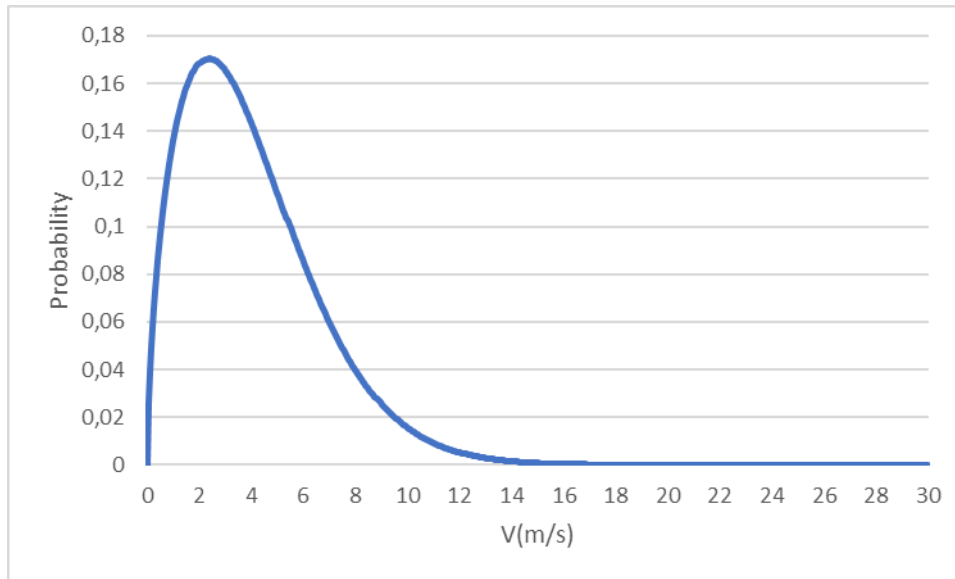
Εικόνα 2-2: Βυθομετρικός χάρτης στην υπό μελέτη περιοχή [6]

### 2.3.2 Δεδομένα εδάφους θεμελίωσης

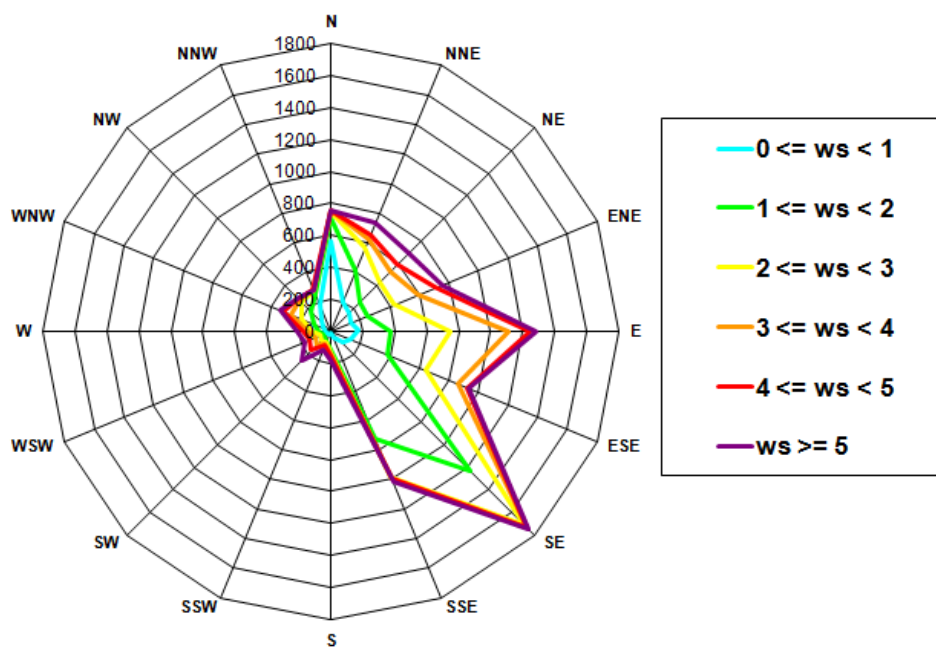
Ο προσδιορισμός των γεωτεχνικών χαρακτηριστικών του εδάφους είναι μια εργασία μεγάλης σπουδαιότητας αφού σε αντίθεση με τα υπόλοιπα περιβαλλοντικά δεδομένα της περιοχής, η λάνθασμένη εκτίμηση του εδάφους μπορεί να οδηγήσει από τον λάθος σχεδιασμό στη μελλοντική αστοχία της κατασκευής. Συνεπώς χρήζουν αναγκαίες οι επι τόπου δοκιμές και γεωτρήσεις προκειμένου να εξαχθούν ακριβή δεδομένα για το έδαφος θεμελίωσης. Στην εξεταζόμενη περιοχή ωστόσο δεν υπάρχουν διαθέσιμες γεωτεχνικές έρευνες και για τον λόγο αυτό θεωρήθηκε ενιαίο σε όλο το βάθος εδαφικό προφίλ. Πρόκειται για αμμώδες και ιλυώδες (μη συνεκτικό) έδαφος λόγω των υλικών απόθεσης από τον ποταμό Νέστο με εσωτερική γωνία τριβής  $\phi=35^\circ$  και ειδικό βάρος υπό άνωση  $\gamma=10\text{kN/m}$ .

### 2.3.3 Ανεμολογικά δεδομένα

Σε ένα τέτοιο έργο, όπου βασικός παράγοντας για την αποτελεσματικότητά του αποτελεί ο άνεμος, κρίνεται απαραίτητη τόσο η χρήση μακροχρόνιων μετρήσεων από ήδη υφιστάμενους μετεωρολογικούς σταθμούς κοντά στην περιοχή του έργου όσο και η εγκατάσταση κατάλληλων σταθμών στην περιοχή για την εξαγωγή ποιοτικών μετρήσεων. Φυσικά στα πλαίσια της διπλωματικής τα ανεμολογικά δεδομένα περιορίζονται σε μετρήσεις από υφιστάμενους σταθμούς. Χάρη στον κλιματικό χάρτη ανέμου στην ιστοσελίδα του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών είναι δυνατόν να πάρουμε τις παραμέτρους Weibull για την αντίστοιχη κατανομή ταχύτητας ανέμου σε ύψος 10m για την περιοχή που επιλεγεί στον διαδραστικό χάρτη. Έτσι για την υπό μελέτη περιοχή έχουμε  $k=1,58$  και  $\lambda=4,45\text{m/s}$  και προκύπτει το Εικόνα 2-3. Απαραίτητο ανεμολογικό χαρακτηριστικό επίσης αποτελεί και η κατεύθυνση του ανέμου. Από τα ανεμολογικά δεδομένα διαστήματος ενός έτους που απεστάλησαν από την Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία (Ε.Μ.Υ.) και παρήχθησαν στο μετεωρολογικό σταθμό που είναι εγκατεστημένος στη Θάσο, προκύπτει το ανεμορρόδο ταχύτητας και κατεύθυνσης ανέμου Εικόνα 2-4 καθώς επίσης και η μέση ταχύτητα ανέμου και η μέγιστη ταχύτητα ανέμου ενός έτους σε ύψος 10m. Τέλος σύμφωνα με τον άτλαντα ανέμου και κύματος των ελληνικών θαλασσών βρίσκεται και η μέγιστη ταχύτητα ανέμου με περίοδο επαναφοράς 50 έτη.



Εικόνα 2-3: Κατανομή Weibull ταχύτητας ανέμου σε ύψος 10m



Εικόνα 2-4: Ανεμορόδο ταχύτητας και κατεύθυνσης ανέμου

Πίνακας 2-1: Ταχύτητες ανέμου για τον σχεδιασμό

<b>Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου</b>	4.3m/s
<b>Μέγιστη ταχύτητα ανέμου για περίοδο επαναφοράς 1 έτος</b>	13.7m/s
<b>Μέγιστη ταχύτητα ανέμου για περίοδο επαναφοράς 50 έτη</b>	21m/s
<b>Εκθέτης κανονικού προφίλ ανέμου για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες</b>	0.14

### 2.3.4 Θαλάσσια δεδομένα

Στην περίπτωση των υπεράκτιων θαλάσσιων ανεμογεννητριών, η κατασκευή σχεδιάζεται ώστε να παραλαμβάνει επιτυχώς και τα φορτία που προέρχονται από τη θάλασσα, όπως τα κύματα, τα ρεύματα, η στάθμη της θάλασσας, ο πάγος, η ανάπτυξη θαλάσσιων οργανισμών και η υποσκαφή του πυθμένα. Για την εξαγωγή αυτών των δεδομένων εγκαθίστανται ειδικοί πλωτήρες στις υπο μελέτη περιοχές. Φυσικά στα πλαίσια της διπλωματικής κάτι τέτοιο δεν είναι εφικτό. Παρόλα αυτά η περιοχή του Αιγαίου δεν εμφανίζει ακραία θαλάσσια φαινόμενα, γεγονός που χαρίζει μία ευελιξία στην χρήση όχι τόσο ποιοτικών δεδομένων.

#### 2.3.4.1 Κύματα

Κατά τον σχεδιασμό η συμπεριφορά των κυματισμών προσδιορίζεται από ένα μοναδικό χαρακτηριστικό ύψος κύματος  $H_s$  και μία μοναδική χαρακτηριστική περίοδο κύματος  $T_d$ , τα οποία εξ' ορισμού αντιστοιχούν στη μέση τιμή του 1/3 των μεγαλύτερων παρατηρήσεων. Γενικά διακρίνονται δύο ειδών κυματισμοί: ο κυματισμός που περιορίζεται από το ύψος αναπτύγματος και ο κυματισμός που περιορίζεται από τη διάρκεια πνοής. Σε περίπτωση ενός κυματισμού περιορισμένου από το μήκος του αναπτύγματος, ο άνεμος επιδρά καθ' όλο το μήκος  $F$  και έτσι οι τιμές  $H_s$  και  $T_d$  εξαρτώνται μόνο από το μήκος αναπτύγματος  $F$  και την ταχύτητα του ανέμου  $U_{10}$ . Αντίθετα, σε περίπτωση κυματισμού περιορισμένου από τη διάρκεια πνοής, ο άνεμος επιδρά σε μέρος μόνο του μήκους αναπτύγματος και πλέον τα  $H_s$  και  $T_d$  εξαρτώνται από τη διάρκεια πνοής του ανέμου  $t_d$  και την ταχύτητα  $U_{10}$ . Σε αυτήν την περίπτωση ο κυματισμός αποκαλείται πλήρως ανεπτυγμένος κυματισμός. Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής θα πρέπει να ελεγχθεί η ανεμογεννήτρια σε διάφορες ταχύτητες ανέμου, γι αυτό είναι απαραίτητο να υπολογιστούν τα μεγέθη  $H_s$ ,  $T_d$  που αντιστοιχούν σε κάθε ταχύτητα ανέμου σχεδιασμού. Μία ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδος υπολογισμού αυτών των μεγεθών είναι η μεθοδολογία SPM-JONSWAP. Σύμφωνα με αυτήν το χαρακτηριστικό ύψος κύματος δίνεται από τη σχέση:

$$T_d = \frac{u_t^2}{g} 0.0413 \left( \frac{gF}{u_t^2} \right)^{0.5} \quad (2-1)$$

Όπου  $u_t$  η ταχύτητα τριβής στην επιφάνεια της θάλασσας λόγω της πνοής του ανέμου και δίνεται από την σχέση:

$$u_t = u_{10} \sqrt{0.001(1.1 + 0.035u_{10})} \quad (2-2)$$

Στην περίπτωση που ο κυματισμός είναι περιορισμένος από τη διάρκεια πνοής, δηλαδή ισχύει η σχέση:

$$\frac{gt_d}{u_{10}} < 77.23 \left( \frac{gF}{u_{10}^2} \right)^{0.67} \quad (2-3)$$

Τότε το μήκος αναπτύγματος πελάγους αντικαθίστανται με το ισοδύναμο μήκους που δίνεται από τη σχέση:

$$F_{eq} = \sqrt{gu_{10}} \left( \frac{t_d}{77.23} \right)^{1.5} \quad (2-4)$$

Πίνακας 2-2: Μήκη αναπτύγματος πελάγους στις 9 διευθύνσεις

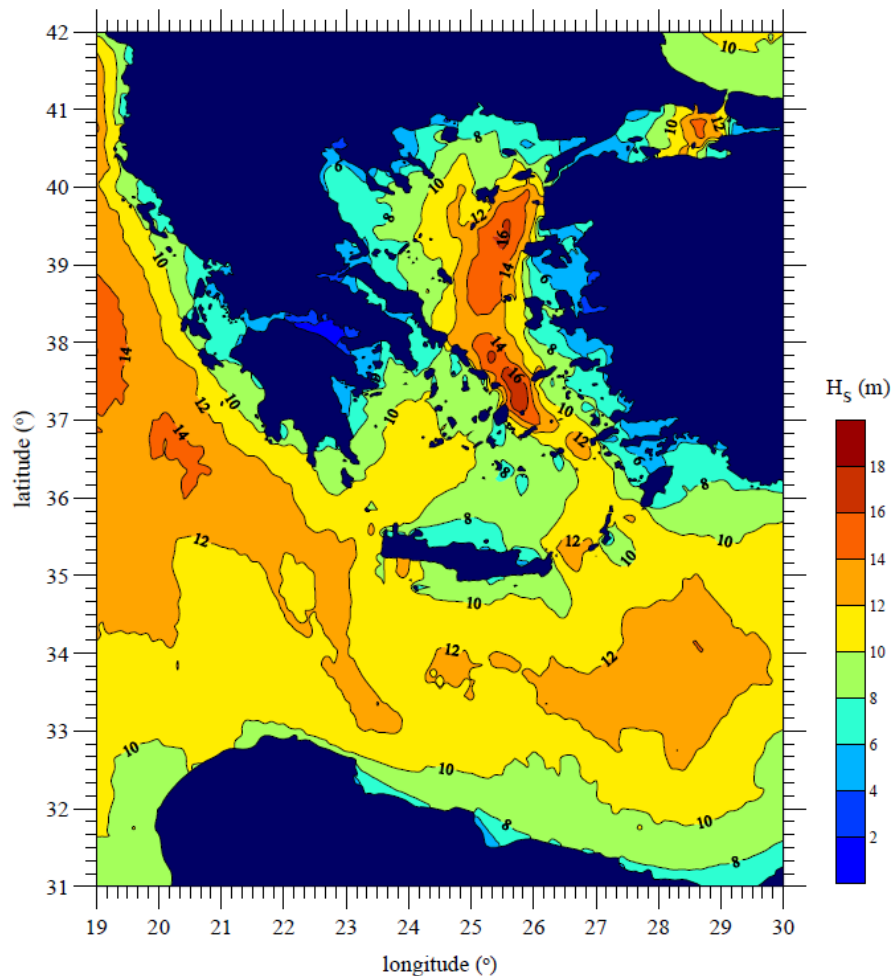
Κατεύθυνση ανέμου (°)	Μήκος αναπτύγματος πελάγους (m)
B (0)	10670
BA (45)	6626
A (90)	23870
NA (135)	128511
N (180)	10111
ΝΔ (225)	41250
Δ (270)	19092
ΒΔ (315)	7847

Για τη διεύθυνση ΝΑ, όπου παρατηρείται το μεγαλύτερο μήκος αναπτύγματος πελάγους αλλά και το εντονότερο αιολικό δυναμικό σύμφωνα με το ανεμορόδο Εικόνα 2-4, κατασκευάζεται ένας πίνακας με απαραίτητα για την προσομοίωση στη συνέχεια δεδομένα με τη χρήση του φάσματος PM-JONSWAP.

Πίνακας 2-3: Μετεωρολογικά δεδομένα σχεδιασμού

$U_{hub}$ (m/s)	$U_{10}$ (m/s)	$T_d$ (s)	$H_s$ (m)
3	2.21	3.02	0.29
5	3.68	3.62	0.49
10	7.35	4.66	1.06
15	11.03	5.43	1.73
20	14.7	6.07	2.5
25	18.38	6.64	3.34
30	22.06	7.15	4.2

Για να ελεγχθεί η ανεμογεννήτρια και σε ακραίες περιβαλλοντικές συνθήκες είναι απαραίτητο να προσδιοριστεί το χαρακτηριστικό ύψος κύματος για περίοδο επαναφοράς 50 έτη. Αυτό επιτυγχάνεται προσεγγιστικά με τη χρήση του αντίστοιχου χάρτη από τον Άτλαντα ανέμου και κύματος των ελληνικών θαλασσών και προκύπτει  $H_s=7.5m$ .



Εικόνα 2-5: Χάρτης τιμών χαρακτηριστικού ύψος κύματος για περίοδο επαναφοράς 50 έτη [17]

#### 2.3.4.2 Ρεύματα

Τα ρεύματα δεν επιδρούν μόνο στον πυλώνα υποστήριξης της ανεμογεννήτριας αλλά επηρεάζουν και την πρόσδεση των πλοίων και την υποσκαφή του πυθμένα. Φυσικά αυτή η επίδραση στην περιοχή του Αιγαίου δεν είναι μεγάλη. Οι ανεμογεννήτριες έχουν αρκετή απόσταση από την ακτή και διακρίνονται σε δύο κατηγορίες. Στα ρεύματα που εμφανίζονται σε βάθος από την επιφάνεια της θάλασσας και οφείλονται κυρίως στις παλίρροιες και στις διαφοροποιήσεις της ατμοσφαιρικής πίεσης και στα ρεύματα κοντά στην επιφάνεια της θάλασσας που οφείλονται στον άνεμο.

Η πρώτη κατηγορία υπολογίζεται από τη σχέση:

$$u_{ss}(z) = u_{ss}(0) \left[ \frac{(z+d)}{d} \right]^{\frac{1}{7}} \quad (2-5)$$

Όπου

d: βάθος πυθμένα

z: ύψος πάνω από τη μέση στάθμη θάλασσας

$u_{ss}(z)$ : ταχύτητα του ρεύματος σε ύψος z

$u_{ss}(0)$ : ταχύτητα της επιφάνειας του νερού η οποία ισούται με το 3% της ταχύτητας του ανέμου σε ύψος 10m

Η ταχύτητα ρεύματος που προκαλείται από τον άνεμο χαρακτηρίζεται από την γραμμική κατανομή της ταχύτητας  $u_w(z)$  η οποία μειώνεται από την ταχύτητα της επιφάνειας  $u_w(0)$  έως το μηδέν σε βάθος 20 μέτρων από τη μέση στάθμη της θάλασσας και δίνεται από τη σχέση:

$$u_w(z) = u_w(0) \left(1 + \frac{z}{20}\right) \quad (2-6)$$

Η ταχύτητα της επιφάνειας της θάλασσας εδώ θεωρείται με το 1% της ταχύτητας του ανέμου στα 10 μέτρα. Και στις δύο περιπτώσεις μπορεί να θεωρηθεί ότι τα ρεύματα έχουν την ίδια κατεύθυνση με αυτήν του ανέμου. Με τα ανεμολογικά δεδομένα που έχουμε ήδη εξαγάγει μπορούμε να προσδιορίσουμε τις ταχύτητες της επιφάνειας της θάλασσας για περιόδους επαναφοράς 1 έτους και 50 ετών.

Πίνακας 2-4: Ταχύτητες επιφάνειας θάλασσας για περιόδους επαναφοράς 1 και 50 έτη

$U_{ss1}(0)$	0.09m/s
$U_{ss50}(0)$	0.63m/s
$U_{w1}(0)$	0.03m/s
$U_{w50}(0)$	0.21m/s

#### 2.3.4.3 Υποσκαφή

Η ακεραιότητα του πυθμένα είναι ακόμα ένας παράγοντας που πρέπει να ληφθεί υπόψη από τον Πολιτικό Μηχανικό κατά το στάδιο της αξιολόγησης της υποψήφιας θέσης για το αιολικό πάρκο. Πρέπει να αποτιμηθεί εάν η βυθομετρία και ο εδαφικός σχηματισμός μπορούν να προκαλέσουν αστοχία σε κλίση εδάφους, κενά, διάβρωση κ.α.. Βάσει παρατηρήσεων οι αστοχίες του πυθμένα είναι ένας συνδυασμός τριών περιπτώσεων. Τοπική υποσκαφή όπου δημιουργούνται απότομοι λάκκοι γύρω από τον πάσσαλο. Γενική υποσκαφή όπου δημιουργούνται ρηχές λεκάνες υποσκαφής μεγάλης έκτασης γύρω από την κατασκευή. Συνολική κίνηση του πυθμένα η οποία αυξάνει ή μειώνει το βάθος του, σχετικά με την επίδρασή της στους πασσάλους είναι αβέβαιη, καθώς μπορεί να προκαλέσει διάβρωση ή να μην έχει κανένα αποτέλεσμα. Έτσι, το φαινόμενο της υποσκαφής οδηγεί στην απομάκρυνση των ευεργετικών υπερκείμενων γαιών από τον πάσσαλο και στην αλλαγή του οριζόντιου δείκτη εδάφους.

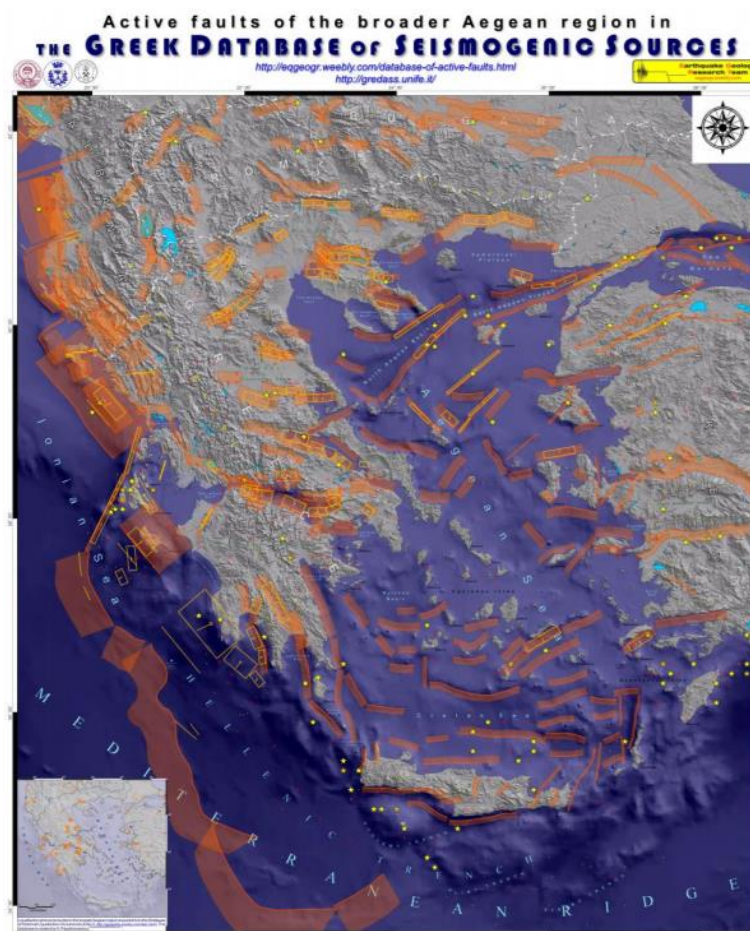
#### 2.3.4.4 Ανάπτυξη θαλάσσιων οργανισμών και πάγος

Αποτελούν δύο παραμέτρους που κατά περίπτωση χρήζουν ιδιαίτερη προσοχής. Ωστόσο, στην θαλάσσια περιοχή του Αιγαίου τόσο η ανάπτυξη θαλάσσιων οργανισμών πάνω στην κατασκευή όσο και η επίδραση του πάγου έχουν μηδαμινή σημασία.

## 2.4 ΣΕΙΣΜΙΚΟΤΗΤΑ

Σύμφωνα με την παρακάτω εικόνα φαίνεται ότι το αιολικό πάρκο στην υπό μελέτη θέση δεν γειτνιάζει με κάποιο ενεργό σεισμικό ρήγμα. Παρόλα αυτά η παρουσία σεισμικών ρηγμάτων είναι ιδιαίτερα έντονη μιάς και η Ελλάδα αποτελεί σεισμογενή χώρα. Έτσι η κατασκευή θα πρέπει να παροπλισθεί για την αντιμετώπιση σεισμικών φαινομένων.





Εικόνα 2-6: Χάρτης ενεργών ρηγμάτων στην Ελλάδα [18]

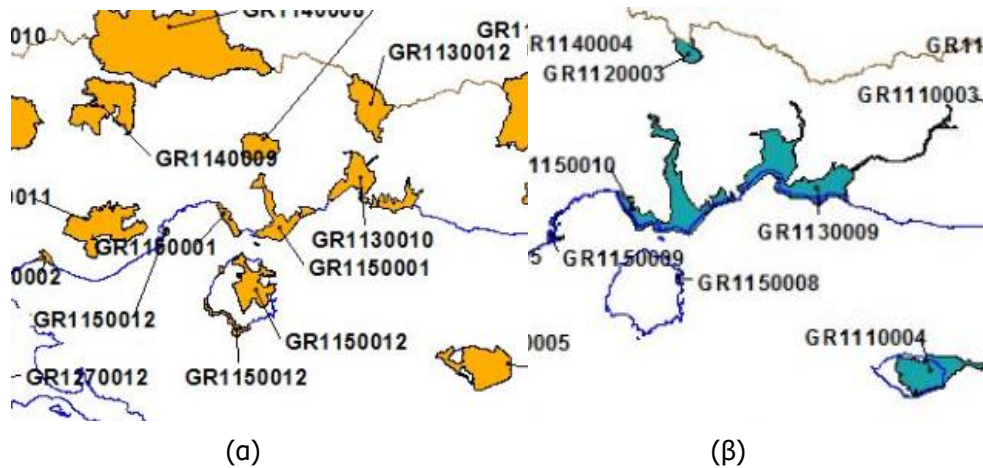
## 2.5 ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΕΙΣ

### 2.5.1 Περιοχές NATURA 2000

Το Δίκτυο Natura 2000 αποτελεί ένα Ευρωπαϊκό Οικολογικό Δίκτυο περιοχών, οι οποίες φιλοξενούν φυσικούς τύπους οικοτόπων και οικοτόπους ειδών που είναι σημαντικοί σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Ειδικά στην χώρα μας που διαθέτει πλούσιο φυσικό πλούτο και παρουσιάζει μοναδική και έντονη βιοποικιλότητα πολλές είναι αυτές οι περιοχές που ανήκουν σε αυτό το δίκτυο. Το δίκτυο αυτό αποτελείται από δύο κατηγορίες περιοχών:

- τις «Ζώνες Ειδικής Προστασίας (ΖΕΠ)» (Special Protection Areas - SPA) για την Οрниθοπανίδα, όπως ορίζονται στην Οδηγία 79/409/ΕΚ «για τη διατήρηση των άγριων πτηνών»
- τους «Τόπους Κοινωνικής Σημασίας (ΤΚΣ)» (Sites of Community Importance – SCI) όπως ορίζονται στην Οδηγία 92/43/ΕΟΚ. Για τον προσδιορισμό των ΤΚΣ λαμβάνονται υπόψη οι τύποι οικοτόπων και τα είδη των Παραρτημάτων I και II της Οδηγίας 92/43/ΕΟΚ καθώς και τα κριτήρια του Παραρτήματος III αυτής.

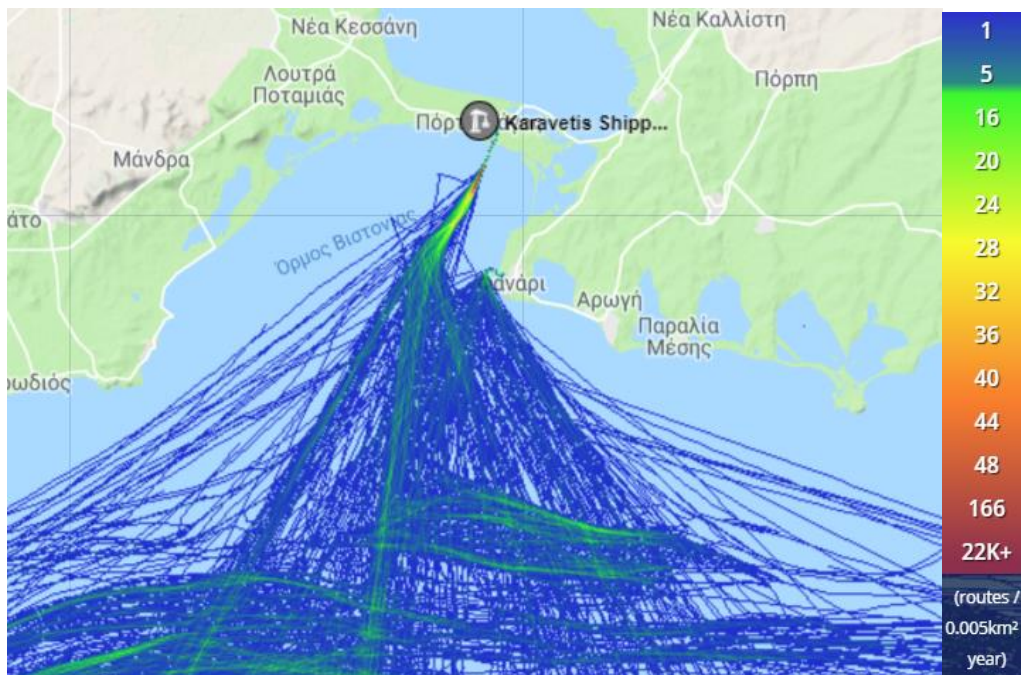
Όπως φαίνεται και στους παρακάτω χάρτες η υπο μελέτη περιοχή δεν ανήκει σε κάποιο από αυτές τις περιοχές. Αξίζει να σημειωθεί ότι δεν είναι απαγορευτική η κάθε πρωτοβουλία ανάπτυξης στις περιοχές NATURA, αρκεί αυτή να μην επιβαρύνει το φυσικό περιβάλλον.



Εικόνα 2-7: Ζώνες NATURA 2000 (α) Κοιντικής σημασίας (β) Ειδικής προστασίας [19]

### 2.5.2 Γραμμές ναυσιπλοΐας-Περιοχές ασκήσεων πολεμικού ναυτικού

Σημαντικό για το οικονομικό αλλά και λειτουργικό κομμάτι ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι η ύπαρξη κοντινού λιμένα. Έτσι, όχι μόνο περιορίζονται σημαντικά τα κόστη ανέγερσης και ο χρόνος κατασκευής του έργου αλλά είναι πιο εύκολη και πιο άμεση η συντήρηση ή η επισκευή κατά τη διάρκεια λειτουργίας του πάρκου. Ωστόσο ένας κοντινός λιμένας ισοδυναμεί με αυξημένη κυκλοφορία πλοίων στη γύρω περιοχή, γεγονός που μπορεί να αποτελέσει ανασταλτικό παράγοντα στην επιλογή θέσης όταν η θαλάσσια περιοχή αυτή εξυπηρετεί πολλά δρομολόγια πλοίων. Παρακάτω παρατίθεται χάρτης που δείχνει την πυκνότητα διελεύσεων πλοίων σε ένα έτος στην περιοχή μας. Η περιοχή αξιοποιείται για τη διέλευση πλοίων ωστόσο η κίνηση είναι ιδιαίτερα χαμηλή και δεν αποτελεί κριτήριο για απόρριψη της επιλεγμένης θέσης. Από την άλλη περιοχές που έχουν επιλεγεί από το πολεμικό ναυτικό ως κατάλληλες για να διεξάγουν τις διάφορες πολεμικές ασκήσεις κρίνονται απαγορευτικές.



Εικόνα 2-8: Γραμμές ναυσιπλοΐας στην περιοχή νότια του Πόρτο Λάγος [20]

### 2.5.3 Οπτική όχληση

Ο νόμος 3851/2010 για τις Α.Π.Ε. [21] καθορίζει τους περιορισμούς σχετικά με την οπτική όχληση, ώστε οι ανεμογεννήτριες να μην βρίσκονται πολύ κοντά στη στεριά. Για να ορίσουμε το επίπεδο της οπτικής όχλησης που δημιουργεί μία μηχανή τοποθετημένη σε απόσταση  $L$  από τη θέση παρατήρησης χρησιμοποιούμε την προβολή του ύψους και της επιφάνειας σε απόσταση  $0,5\text{m}$  από τη θέση παρατήρησης (Σχήμα 2). Κατ' αυτό τον τρόπο ορίζουμε:

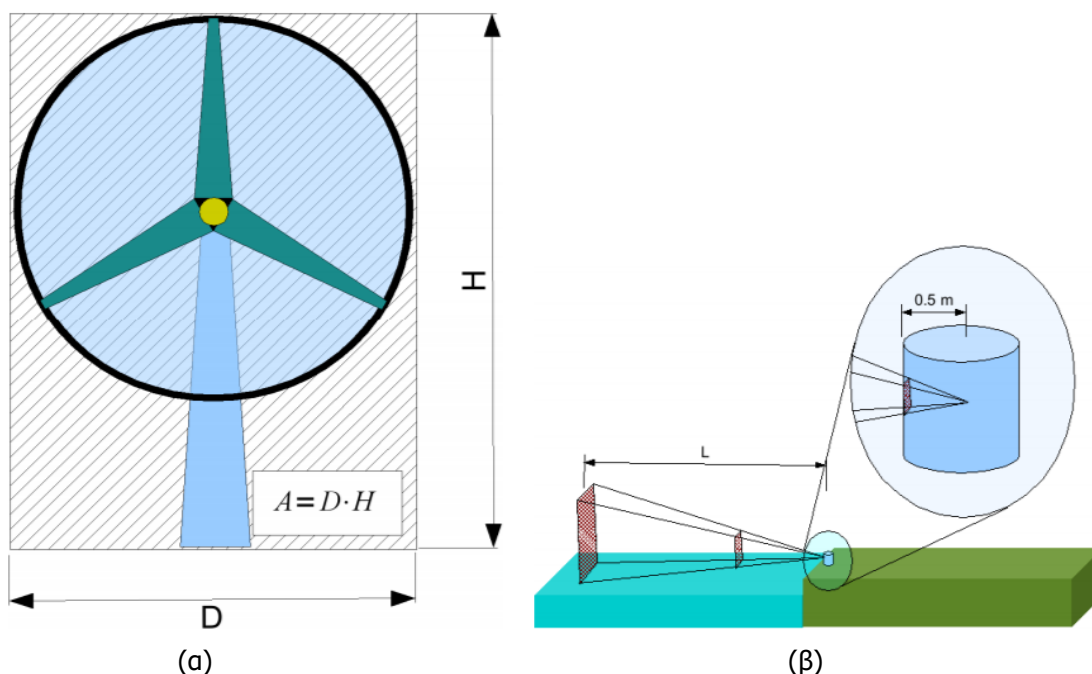
$$\text{Ορατό ύψος της μηχανής } H_{op} = \frac{0.5H}{L}$$

$$\text{Ορατή επιφάνεια της μηχανής } A_{op} = \left(\frac{0.5}{L}\right)^2 A$$

Το συνολικό επίπεδο όχλησης προκύπτει από το άθροισμα των παραπάνω προβολών για όλες τις μηχανές που βρίσκονται στην περιοχή  $O_H = \Sigma H_{op}$  και  $O_A = \Sigma A_{op}$ . Το αιολικό πάρκο δεν έχει πρόβλημα από θέμα οπτικής όχλησης όταν ικανοποιούνται οι εξής έλεγχοι:

$$O_H < 6,0 \text{ m και } O_A < 0.0025\text{m}^2$$

Στην πράξη, το κριτήριο που παραβιάζεται πρώτο είναι το κριτήριο της μέγιστης ορατής επιφάνειας. Το κριτήριο του μέγιστου ορατού ύψους απλά προκρίνει τις λιγότερες μεγάλες μηχανές από τις περισσότερες μικρές όταν συγκρίνονται δύο λύσεις με την ίδια συνολική ισχύ. Θα πρέπει να επισημανθεί ότι, σε πάρκα μεγάλης ισχύος οι περιορισμοί που έχουν τεθεί οδηγούν σε αποστάσεις που είναι κάποιες φορές μικρότερες από αυτές στις οποίες έχουν χωροθετηθεί αντίστοιχα πάρκα σε άλλες χώρες. Αυτό κρίθηκε απαραίτητο δεδομένου ότι στον ελλαδικό χώρο υπάρχουν ελάχιστες εκτάσεις με αβαθή ύδατα σε μεγάλη απόσταση από την ακτογραμμή. Έτσι και εδώ το υπό μελέτη πάρκο για να ικανοποιεί τον περιορισμό της οπτικής όχλησης πρέπει η μέση απόσταση των ανεμογεννητριών από τις ακτές να είναι μεγαλύτερη από  $18.2\text{km}$ .



Εικόνα 2-9: (α) Γεωμετρικά στοιχεία για τον ορισμό ύψους και επιφάνειας ανεμογεννητριών, (β) Προβολή ανεμογεννήτριας σε θέση παρατηρητή [21]



## 3 ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΚΑΙ ΣΤΑΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΟΝΟΠΑΣΣΑΛΩΝ ΥΠΕΡΑΚΤΙΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

### 3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Βασικό έργο του πολιτικού μηχανικού σε ένα τέτοιο έργο αποτελεί ο σχεδιασμός και η ανάλυση των σταθερών υπεράκτιων ανεμογεννητριών. Οι ανεμογεννήτριες αυτές είναι μεταλλικές κατασκευές από χάλυβα οι οποίες υπόκεινται σε περιβαλλοντικά ανακυκλιζόμενα φορτία όπως ο άνεμος και τα κύματα που παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον κατά την ανάλυσή τους. Για το σχεδιάσιμο κρίνονται αναγκαία τα περιβαλλοντικά φορτία της περιοχής στην οποία θα εγκατασταθεί το αιολικό πάρκο, η λεπτομερής προσομοίωση των ανεμογεννητριών και των φορέων στήριξής τους, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εδάφους στο οποίο θεμελιώνονται. Αρωγοί στο σύνθετο αυτό έργο του μηχανικού αποτελούν οι κανονισμοί που αναπτύχθηκαν τα τελευταία χρόνια. Οι βασικότεροι εξ' αυτών είναι οι DNV-OS-J101, Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines [3] και IEC 61400-3 Wind turbines-Part 3: Design requirements for offshore wind turbines [2]. Παράλληλα έχουν αναπτυχθεί κατάλληλα λογισμικά όπως το FAST το οποίο είναι ελεύθερο λογισμικό στο κοινό από το National Renewable Energy Laboratory των ΗΠΑ, το Bladed και το ADAMS MSC από την εταιρεία MSC Software.

### 3.2 ΑΡΧΕΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ

#### 3.2.1 Γενικές Αρχές

Σύμφωνα με τους κανονισμούς IEC 61400-3 και DNV-OS-J101 ο σχεδιασμός των υπεράκτιων ανεμογεννητριών πρέπει να αποσκοπεί:

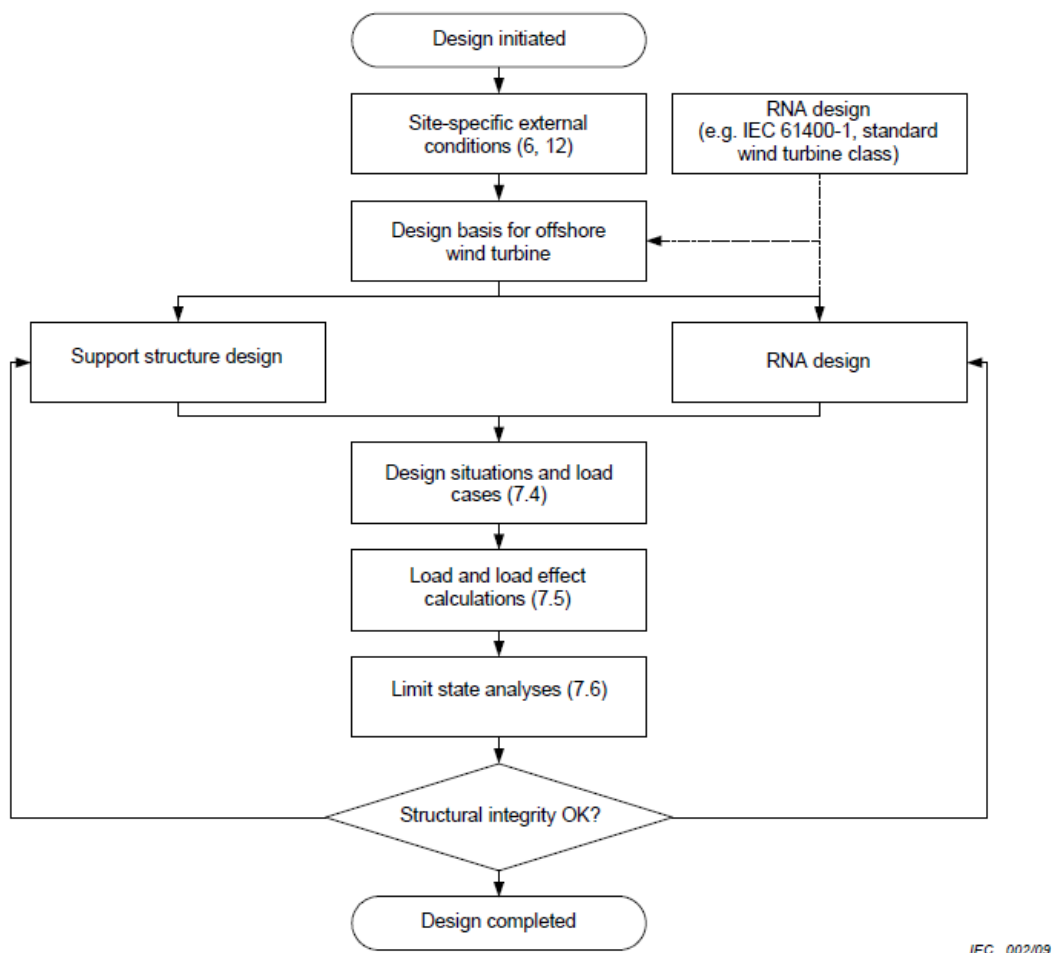
- Στην επάρκεια της αντοχής της μεταλλικής κατασκευής καθ'όλη τη διάρκεια της ζωής της στα φορτία.
- Στην εξασφάλιση της ασφάλειας της κατασκευής του προσωπικού και του περιβάλλοντος.
- Στην διασφάλιση επαρκούς ανθεκτικότητας έναντι φθοράς κατά τη διάρκεια ζωής του έργου.

Για την επίτευξη των παραπάνω στόχων προτείνονται οι παρακάτω μέθοδοι σχεδιασμού:

- Μέθοδος της επαλληλίας (γραμμικός συνδυασμός των φορτίων) με χρήση συντελεστών ασφαλείας.

- Σχεδιασμός με πλήρη προσομοίωση της κατασκευής όπου τα φορτία εφαρμόζονται συγχρόνως με χρήση κατάλληλων συντελεστών ασφαλείας.
- Σχεδιασμός βασισμένος σε πειραματικά αποτελέσματα.
- Στοχαστικός σχεδιασμός.

Στην παρούσα διπλωματική ακολουθείται πορεία σχεδιασμού σύμφωνα με το διάγραμμα ροής που αναπτύχθηκε από τους βρετανικούς κανονισμούς Εικόνα 3-1 κατά το οποίο είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός των τοπικών (site-specific) περιβαλλοντικών παραμέτρων, καθώς και τα γεωλογικά χαρακτηριστικά της περιοχής που είναι αναγκαία για την επαρκή θεμελίωση των ανεμογεννητριών. Με βάση αυτά τα δεδομένα επιλέγεται κατάλληλη ανεμογεννήτρια και προσδιορίζονται τα χαρακτηριστικά όλων των επιμέρους τμημάτων της κατασκευής, καθώς και ο μηχανολογικός εξοπλισμός της, ο οποίος ορίζεται από τον όρο RNA. Στη συνέχεια καθορίζονται όλες οι καταστάσεις στις οποίες μελετάται ο σχεδιασμός των ανεμογεννητριών μαζί με τους συνδυασμούς φορτίσεων, ενώ καθεμία από αυτές τις καταστάσεις ορίζονται τα φορτία και η επίδρασή τους στην κατασκευή. Στο επόμενο βήμα γίνεται ανάλυση των οριακών καταστάσεων και τελικά ελέγχεται η επάρκεια της ανεμογεννήτριας.



Εικόνα 3-1: Διαδικασία σχεδιασμού υπεράκτιας ανεμογεννήτριας [2]

### 3.2.2 Κλάσεις Ασφαλείας

Ο σχεδιασμός μίας υπεράκτιας ανεμογεννήτριας, σύμφωνα με τους βρετανικούς κανονισμούς IEC 61400-3, καθορίζεται με βάση δύο κλάσεις ασφαλείας:



- Κανονική κατηγορία ασφαλείας, η οποία εφαρμόζεται όταν μία αστοχία οδηγεί σε κίνδυνο ατυχήματος του προσωπικού ή σε άλλες κοινωνικές και οικονομικές συνέπειες.
- Ειδική κατηγορία ασφαλείας, η οποία εφαρμόζεται όταν οι απαιτήσεις ασφαλείας ορίζονται από τοπικά κανονιστικά πλαίσια είτε ύστερα από συμφωνία μεταξύ του κατασκευαστή και του πελάτη.

### 3.2.3 ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ

Σε ένα τόσο μεγάλο έργο όπως ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο όπου η κατασκευή του είναι ένα ιδιαίτερα δύσκολο και απαιτητικό εγχείρημα και χρήζει ιδιαίτερας προσοχής, είναι καθήκον του πολιτικού μηχανικού να διασφαλίζει την ποιότητα σε όλα τα στάδια του έργου. Στις εργασίες του σχεδιασμού, της προμήθειας των απαραίτητων υλικών, της κατασκευής, της εγκατάστασης, της λειτουργίας και της συντήρησης της ανεμογεννήτριας καθώς και όλων των τμημάτων και των εξαρτημάτων που την αποτελούν, η διασφάλιση της ποιότητας αποτελεί πρώτιστη αναγκαιότητα. Συνιστάται το σύστημα ποιότητας να ικανοποιεί τις απαιτήσεις του ISO 9001.

### 3.2.4 Οριακές Καταστάσεις

Σύμφωνα με τον DNV-OS-J101 καθορίζονται οι οριακές καταστάσεις αστοχίας και λειτουργικότητας, οι οποίες αν υπερβούν, τότε η κατασκευή ή τα επιμέρους τμήματα της κατασκευής δεν θα πληρούν τις απαιτήσεις σχεδιασμού. Οι οριακές αυτές καταστάσεις είναι:

- Οριακή κατάσταση αστοχίας (Ultimate Limit States ULS): Αντιστοιχεί στην υπέρβαση της μέγιστης αντοχής στα φορτία που ασκούνται όπως για παράδειγμα η απώλεια της αντοχής της κατασκευής, η απώλεια της στατικής ισορροπίας, φαινόμενα λυγισμού και η μετατροπή του συνολικού φορέα σε μηχανισμό.
- Οριακή κατάσταση κόπωσης (Fatigue Limit States FLS): Αντιστοιχεί στην αστοχία λόγω της επίδρασης ανακυκλιζόμενης φόρτισης.
- Τυχηματική οριακή κατάσταση (Accidental Limit States ALS): Αντιστοιχεί είτε στην εξάντληση της αντοχής της κατασκευής ή ενός μέλους της λόγω (σπάνιων) τυχηματικών φορτίων, είτε στην ακεραιότητα μίας κατασκευής, η οποία έχει υποστεί ζημιά λόγω ατυχήματος.
- Οριακή κατάσταση λειτουργικότητας (Serviceability Limit States SLS): Αντιστοιχεί σε κριτήρια ανοχής της κατασκευής σε συνθήκες κανονικής λειτουργίας, όπως για παράδειγμα παραμορφώσεις, οι οποίες μπορούν να αλλάξουν την κατανομή των φορτίων μεταξύ του φορέα στήριξης και των υποστηριζόμενων μελών, μετακινήσεις, υπέρμετρες δονήσεις, διαφορικές καθιζήσεις.

### 3.2.5 Δράσεις

Βασικό στάδιο στη μελέτη και στο σχεδιασμό των υπεράκτιων ανεμογεννητριών, σύμφωνα με τους κανονισμούς DNV-OS-J101 και IEC 61400-3, αποτελεί ο καθορισμός του συνόλου των φορτίων καθώς και των τιμών τους που ασκούνται στην κατασκευή. Τα φορτία αυτά κατατάσσονται σε δράσεις, ως εξής:

- Μόνιμες δράσεις [G]
  - Ίδιο βάρος των δομικών στοιχείων (πρωτευόντων και δευτερευόντων)
  - Το βάρος τυχόν υλικών πλήρωσης (π.χ. έρμα) ή μηχανολογικών εγκαταστάσεων
  - Υδροστατικές πιέσεις
- Μεταβλητές δράσεις [Q]

- Φορτία ανθρωποσυνωστισμού (π.χ. προσωπικό συντήρησης ανεμογεννήτριας)
- Το βάρος τυχόν υλικών πλήρωσης (π.χ. έρμα) ή μηχανολογικών εγκαταστάσεων που δεν υφίστανται μόνιμα στην κατασκευή
- Φορτία ενεργοποίησης μηχανισμών ελέγχου της ανεμογεννήτριας (ActuationLoads)
- Τυχηματικές δράσεις [A]
  - Πρόσκρουση πλοίου
  - Πυρκαϊά
  - Έκρηξη
- Περιβαλλοντικές δράσεις [E]
  - Άνεμος (Wind)
  - Κύματα (Waves)
  - Θαλάσσια Ρεύματα (Currents)
  - Πάγος – Χιόνι (Snow - Ice)
  - Θερμοκρασία (Temperature)
  - Σεισμός (Earthquake)
  - Μεταβολές της επιφάνειας του πυθμένα (Seabedmovement)
  - Υποσκαφή θεμελίωσης πυλώνων (Scour)
  - Ανάπτυξη θαλάσσιων οργανισμών (Marinegrowth)
  - Πλήγμα από κεραυνό
  - Θερμοκρασία και πυκνότητα του θαλασσινού νερού

Η κατηγοριοποίηση των φορτίων σε δράσεις εξυπηρετεί τις ανάγκες του σχεδιασμού και δεν εξαρτάται από τις τοπικές συνθήκες της κατασκευής. Αντίθετα, ο καθορισμός της τιμής τους επηρεάζεται άμεσα από τις τοπικές συνθήκες, ειδικά όταν πρόκειται για φορτία περιβαλλοντικών δράσεων (π.χ. άνεμος, κύματα, σεισμός κτλ.). Για τον υπολογισμό αυτών των φορτίων, απαιτείται ο καθορισμός συγκεκριμένων τοπικών παραμέτρων (site-specific parameters), προκειμένου αυτά να περιγραφούν με αξιοπιστία και να εξυπηρετήσουν την ασφάλεια και την οικονομία του σχεδιασμού. Πέραν της τιμής των φορτίων, οι τοπικές παράμετροι μπορούν να επηρεάσουν και την πιθανοτική διαχείριση των δράσεων στις οποίες ανήκουν τα φορτία, με την εισαγωγή προσαρμοσμένων συντελεστών ( $\psi$ ). Οι προσαρμοσμένοι αυτοί συντελεστές προκύπτουν κατόπιν επί τόπου μετρήσεων και στατιστικής επεξεργασίας των αποτελεσμάτων, σύμφωνα πάντα με τις προδιαγραφές που θέτουν οι κανονισμοί.

### 3.2.6 Συνθήκες σχεδιασμού και συνδυασμοί φορτίσεων

Για τις ανάγκες σχεδιασμού, η ζωή μίας υπεράκτιας ανεμογεννήτριας μπορεί να εκφραστεί με ένα σύνολο σχεδιαστικών συνθηκών, οι οποίες καλύπτουν τις πιο κρίσιμες συνθήκες που μπορεί να αντιμετωπίσει μία ανεμογεννήτρια κατά τη διάρκεια της ζωής της. Στην περίπτωση του Αιγαίου, όπου δεν προβλέπεται η εμφάνιση πάγου στη θαλάσσια περιοχή, οι συνδυασμοί φορτίσεως που αναγράφονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 3-1) θα πρέπει να μελετηθούν για να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις σχεδιασμού.



Πίνακας 3-1: Συνθήκες φόρτισης σχεδιασμού

Κυματισμοί	Διεύθυνση ανέμου και κύμματος	ρεύματα	Στάθμη Θαλ/σας	Άλλες συνθήκες	Τύπος ανάλυσης	Συντ. Ασφαλεία
NSS HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	NCM	MSL		U	N
NSS με δεσμευμένη πιθανότητα κατανομής HS, Tr, Vhub	COD,MUL	-	NWLR or $\geq$ MSL		F	-
NSS HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	NCM	MSL		U	N
NSS (ή NWH) HS=E[HS/Vhub]	MIS, με μεταβαλλόμεν η διεύθυνση ανέμου	NCM	MSL		U	N
NSS (ή NWH) HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	NCM	MSL		U	N
SSS HS= Hs,SSS	COD,UNI	NCM	MSL		U	N
SWH HS= HSWH	COD,UNI	NCM	MSL		U	N

Κυματισμοί	Διεύθυνση ανέμου και κύματος	ρεύματ α	Στάθμη Θαλ/σας	Άλλες συνθήκες	Τύπος ανάλυσης	Συντ. Ασφαλεία
NSS HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	NCM	MSL	Σύστημα ελέγχου εκτός λειτουργίας ή απώλεια δικτύου	U	N
NSS HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	NCM	MSL	Σύστημα προστασίας εκτός λειτουργίας ή ηλεκτρική βλάβη	U	A
NSS (ή NWH) HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	NCM	MSL	Εξωτερική ή εσωτερική ηλεκτρική βλάβη	U	A
NSS HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	-	NWLR or ≥ MSL	Σύστημα προστασίας εκτός λειτουργίας ή ηλεκτρική βλάβη	F	-
NSS (ή NWH) HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	-	NWLR or ≥ MSL		F	-
NSS (ή NWH) HS=E[HS/Vhub]	COD,UNI	NCM	MSL		U	N

Σχεδιαστικές συνθήκες	DLC	Κοτάσταση Ανέμου
1) Παραγωγή ενέργειας	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	1.4	ECD $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	1.6a	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	1.6b	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$

Σχεδιαστικές συνθήκες	DLC	Κοτάσταση Ανέμου
2) Παραγωγή ενέργειας με εμφάνιση σφάλματος	2.1	$NTM V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	2.2	$NTM V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	2.3	$EOG V_{hub} = V_r \geq 2 \text{ m/s and } V_{out}$
	2.4	$NTM V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
3) Εκκίνηση	3.1	$NWP V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	3.2	$EOG$ $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s and } V_{out}$

Κυματισμοί	Διεύθυνση ανέμου και κλίση	ρεύματ α	Στάθμη Θαλάσας	Άλλες συνθήκες	Τύπος ανάλυσης	Συντ. Ασφαλεία
$NSS$ (ή $NWH$ ) $HS = E[HS/V_{hub}]$	$MIS$ , με μεταβαλλόμενη διεύθυνση ανέμου	$NCM$	$MSL$		$U$	$N$
$NSS$ (ή $NWH$ ) $HS = E[HS/V_{hub}]$	$COD$ , $UNI$	-	$NWLR$ or $\geq MSL$		$F$	-
$NSS$ (ή $NWH$ ) $HS = E[HS/V_{hub}]$	$COD$ , $UNI$	$NCM$	$MSL$		$U$	$N$
$NSS$ $HS = E[HS/V_{hub}]$	$COD$ , $UNI$	$NCM$	$MSL$		$U$	$N$
$ESS$ $H_s = k2H_{s50}$	$MIS$ , $MUL$	$ECM$	$EWLR$		$U$	$N$
$RWH$ $H = H_{red50}$	$MIS$ , $MUL$	$ECM$	$EWLR$		$U$	$N$
$EWL$ $H = H_{s0}$	$MIS$ , $MUL$	$ECM$	$EWLR$		$U$	$N$
$ESS$ $H_s = k2H_{s50}$	$MIS$ , $MUL$	$ECM$	$EWLR$	Έλλειψη ηλεκτρικού δικτύου	$U$	$A$
$RWH$ $H = H_{red50}$	$MIS$ , $MUL$	$ECM$	$EWLR$	Έλλειψη ηλεκτρικού δικτύου	$U$	$A$
$ESS$ $H_s = k2H_{s1}$	$MIS$ , $MUL$	$ECM$	$NWLR$	Εσφαλμένη ευθυγράμμιση συστήματος περιτροφής	$U$	$N$

Σχεδιαστικές συνθήκες	DLC	Κοτάσταση Ανέμου
	3.3	EDC1 $V_{hub} = V_r \pm 2$ m/s and $V_{out}$
4) Κανονική πάυση λειτουργίας	4.1	$NWP V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2$ m/s and $V_{out}$
5) Επείγουσα πάυση λειτουργίας	5.1	$NTM V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
	6.1a	EWM μοντέλο τυρβώδους ροής ανέμου $V_{hub} = k1V_{ref}$
6) Αναμονή	6.1b	EWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{zhub} = V_{e50}$
	6.1c	RWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{zhub} = V_{red50}$
	6.2a	EWM μοντέλο τυρβώδους ροής ανέμου $V_{hub} = k1V_{ref}$
	6.2b	EWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{zhub} = V_{e50}$
	6.3a	EWM μοντέλο τυρβώδους ροής ανέμου $V_{hub} = k1V_{i1}$

Διεύθυνση ανέμου και κύματος	Ρεύματα	Στάθμη Θαλ/σας	Άλλες συνθήκες	Τύπος ανάλυσης	Συντ. Ασφαλεία
MIS, MUL	ECM	NWLR	Εσφαλμένη ευθυγράμμιση συστήματος περικοπών	U	N
COD, MUL	-	NWLR or $\geq$ MSL		F	-
MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
COD, MUL	-	NWLR or $\geq$ MSL		F	-
Από κατασκευαστή					
				U	T

Σχεδιαστικές συνθήκες	DLC	Κατάσταση Ανέμου	Κυματισμοί
7) Αναμονή με ταυτόχρονη εμφάνιση σφάλματος	6.3b	EWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{zhub}=V_{e1}$	RWH $H=H_{red1}$
	6.4	NTM $V_{hub} < 0.7V_{ref}$	NSS με δεσμευμένη πιθανότητα κατανομής HS, Tr, $V_{hub}$
	7.1a	EWM μοντέλο τυρβώδους ροής ανέμου $V_{hub}=k1V_{ref}$	ESS $H_s= k2H_s1$
	7.1b	EWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{zhub}=V_{e50}$	RWH $H=H_{red1}$
	7.1c	RWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{zhub}=V_{red50}$	EW H = H1
	7.2	NTM $V_{hub} < 0.7V_{ref}$	NSS με δεσμευμένη πιθανότητα κατανομής HS, Tr, $V_{hub}$
	8.1	8) Μεταφοράς, ανέγερσης, συντήρησης και επισκευής	

Διεύθυνση ανέμου και κύματος	ρεύματ α	Στάθμη Θαλ/σας	Άλλες συνθήκες	Τύπος ανάλυσης	Συντ. Ασφαλεία
COD,UNI	ECM	NWLR		U	A
COD,UNI	ECM	NWLR		U	A
COD,UNI	ECM	NWLR		U	A
COD,MUL	-	NWLR or $\geq$ MSL		F	-

Κυμματισμοί	Κατάσταση Ανέμου	DLC	Σχεδιαστικές συνθήκες
ESS Hs= k2Hs1	EWM μοντέλο τυρβώδους ροής ανέμου $V_{hub}=k1V_{ref}$	8.2a	
RWH H=Hred1	EWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{z_{hub}}=V_{e50}$	8.2b	
EWH H=H1	RWM μοντέλο σταθερού ανέμου $V_{z_{hub}}=V_{red50}$	8.2c	
NSS με δεσμευμένη πιθανότητα κατανομής HS, $T_p, V_{hub}$	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	8.3	

## Υπόμνημα πίνακα

COD	Ίδιας διεύθυνσης
DLC	Φόρτιση σχεδιασμού
ECD	Ακραία πνοή ανέμου με μεταβαλλόμενη διεύθυνση
ECM	Μοντέλο ακραίων ρευμάτων
EDC	Ακραία αλλαγή διεύθυνσης
EOG	Ακραία πνοή ανέμου
ESS	Ακραία κατάσταση θάλασσας
EWH	Ακραίο ύψος κύματος
EWLR	Ακραίο εύρος μεταβολής της στάθμης της θάλασσας
EWM	Μοντέλο ανέμων ακραίας ταχύτητας
EWS	Ακραία μεταβολή του ανέμου
MIS	Ευθυγραμμισμένα
MSL	Μέση στάθμη της θάλασσας
MUL	Πολλών διευθύνσεων
NCM	Μοντέλο κανονικών ρευμάτων
NTM	Μοντέλο κανονικής τυρβώδους συμπεριφοράς
NWH	Κανονικό ύψος κύματος
NWLR	Κανονικό εύρος μεταβολής της στάθμης της θάλασσας
NWP	Μοντέλο ανέμου κανονικού προφίλ
NSS	Κανονική κατάσταση θάλασσας
RWH	Μειωμένο ύψος κύματος
RWM	Μοντέλο ανέμου μειωμένης ταχύτητας
SSS	Δριμεία κατάσταση θάλασσας
SWH	Δριμύ ύψος κύματος
UNI	Μονής διεύθυνσης
Vr	Ευαισθησία σε όλες τις ταχύτητες ανέμου
F	Κόπωση

U	Οριακή κατάσταση
N	Κανονική κατάσταση
A	Ανώμαλη κατάσταση
T	Μεταφορά και ανέγερση
*	Μερικός συντελεστής ασφαλείας κοπώσεως

Στους συνδυασμούς φορτίσεων, όπου η τιμή της ταχύτητας του ανέμου κυμαίνεται εντός δύο ακραίων τιμών συνίσταται να επιλέγονται οι ταχύτητες, οι οποίες οδηγούν στις πιο δυσμενείς συνθήκες για τον σχεδιασμό των ανεμογεννητριών. Για τον υπολογισμό των φορτίων που δρουν στο σύστημα RNA, με εξαίρεση των DLC 1.3, 3.3 που παρουσιάζουν παροδική αλλαγή της διεύθυνσης του ανέμου, μπορεί γενικά να θεωρηθεί ότι τα κύματα έχουν την ίδια διεύθυνση με τον άνεμο, καθώς και ότι δρουν από μία μόνο διεύθυνση. Η ίδια γενική θεώρηση ισχύει και για τον υπολογισμό των φορτίων που δρουν στον φορέα στήριξης εκτός της περίπτωσης που η ανεμογεννήτρια βρίσκεται σε κατάσταση αναμονής. Ωστόσο, σε περιπτώσεις όπως όταν ο φορέας στήριξης δεν παρουσιάζει συμμετρία οι άνεμοι και τα κύματα πολλών διευθύνσεων επηρεάζουν σημαντικά τα φορτία που δρουν στον φορέα.

### 3.3 ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας επιλέγονται ανεμογεννήτριες τύπου NREL -5MW-Baseline offshore wind turbine. Το εργαστήριο Natural Renewable Energy Laboratory (NREL) αποτελεί μέρος του υπουργείου ενέργειας των Η.Π.Α και δραστηριοποιείται πάνω από 37 χρόνια με την μελέτη και την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα χαρακτηριστικά της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας απεικονίζονται παρακάτω

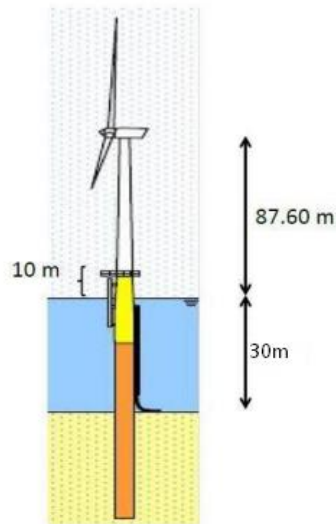
Πίνακας 3-2.

Πίνακας 3-2: Τεχνικά χαρακτηριστικά υπεράκτιας ανεμογεννήτριας τύπου NREL 5MW [22]

Rating	5 MW
Rotor orientation, configuration	Upwind, 3 blades
Control	Variable speed, collective pitch
Drivetrain	High speed, multiple-stage gearbox
Rotor, hub diameter	126 m, 3 m
Hub height	90 m
Cut-in, rated, cut-out wind speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Cut-in, rated rotor speed	6.9 rpm, 12.1 rpm
Rated tip speed	80 m/s
Overhang, shaft tilt, precone	5 m, 5°, 2.5°
Rotor mass	110,000 kg
Nacelle mass	240,000 kg
Tower mass	347,500 kg
Coordinate location of overall center of mass (CM)	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

Για τη λεπτομερή προσομοίωση της ανεμογεννήτριας είναι αναγκαία τα γεωμετρικά της χαρακτηριστικά. Τα χαρακτηριστικά αυτά έχουν ορισθεί πλήρως από το NREL laboratory (Εικόνα 3-2). Ο πύργος της ανεμογεννήτριας έχει κολουροκωνική μορφή και αποτελείται από χαλύβδινες κοίλες

κυκλικές διατομές. Η βάση του πύργου έχει μήκος 77.6m εδράζεται στον φορέα στήριξης 10m πάνω από τη μέση στάθμη θάλασσας, έχει διάμετρο 6m και πάχος 0.027m. Η διάμετρος και το πάχος του πύργου μειώνονται γραμμικά καθ' ύψος ώσπου στην κορυφή του έχει διάμετρο 3.87m και πάχος 0.019m. Ο φορέας στήριξης έχει κυλινδρική μορφή με κοίλη κυκλική διατομή σταθερής διαμέτρου 6m και σταθερού πάχους 0.06m., το μήκος του οποίου ορίζεται από τον πυθμένα της θάλασσας μέχρι την βάση του πύργου. Ο πάσσαλος, ο οποίος αποτελεί συνέχεια του φορέα στήριξης και το μήκος του οποίου θα προκύψει από την μετέπειτα ανάλυση, διατηρεί τα ίδια γεωμετρικά χαρακτηριστικά. Όσον αφορά τα μηχανικά χαρακτηριστικά του χάλυβα, το μέτρο ελαστικότητάς του είναι  $210 \times 10^9 \text{Pa}$ , το μέτρο διάτμησης του  $80.8 \times 10^9 \text{Pa}$  και η ειδική του πυκνότητα  $8500 \text{Kg/m}^3$ .



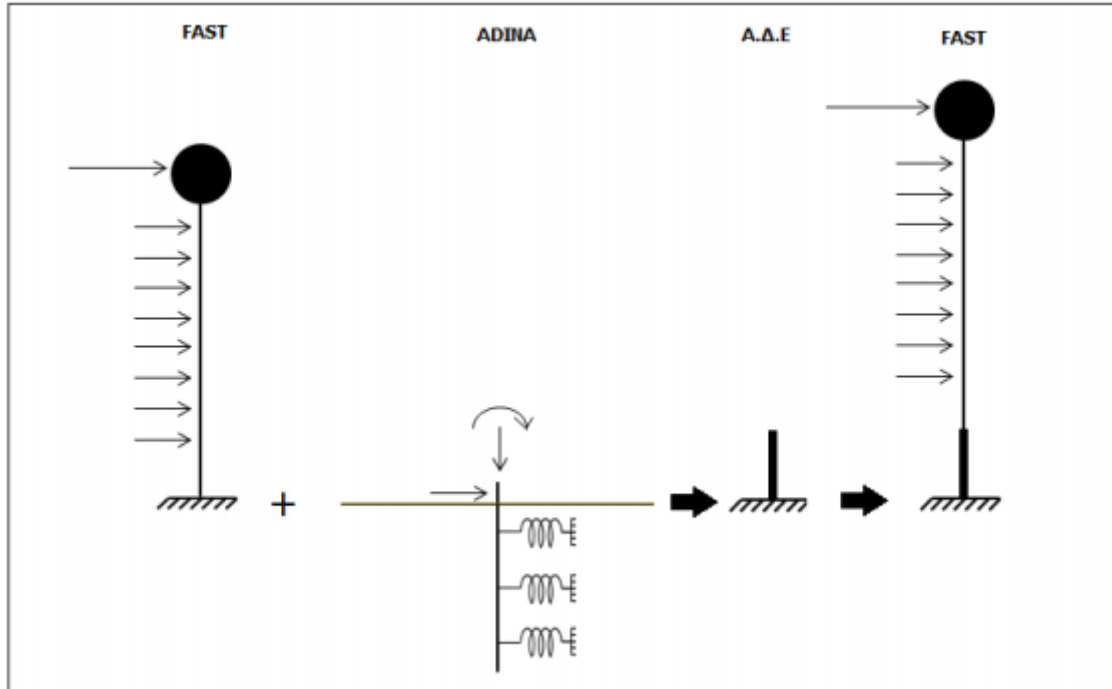
Εικόνα 3-2: Γεωμετρία ανεμογεννήτριας

### 3.4 ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Η προσομοίωση και ο έλεγχος της επάρκειας της κατασκευής θα πραγματοποιηθεί στην παρούσα εργασία με την βοήθεια δύο κατάλληλων λογισμικών. Το βασικό εργαλείο σε αυτό το εγχείρημα αποτελεί το λογισμικό FAST. Απλουστευτικά θεωρούμε ότι η ανεμογεννήτρια αποτελείται από την άτρακτο η οποία περιλαμβάνει το σύνολο του μηχανολογικού εξοπλισμού, τα πτερύγια, τον πυλώνα της ανεμογεννήτριας, τον φορέα στήριξης και τον πάσσαλο. Ωστόσο δεν είναι δυνατή η προσομοίωση του εδάφους από το FAST, για το λόγο αυτό θα γίνει και η χρήση του δεύτερου λογισμικού, του ADINA. Ο σκοπός αυτού του προγράμματος είναι να προσομοιωθεί και να εισαχθεί έμμεσα στο FAST με την παρακάτω διαδικασία. Αρχικά πραγματοποιείται ανάλυση στο FAST εισάγοντας στα υποπρογράμματα τις απαραίτητες παραμέτρους για τα τμήματα της κατασκευής που είναι δυνατό να προσομοιωθούν (ανεμογεννήτρια-πύργος-φορέας στήριξης). Από αυτήν εξάγονται οι ιστορίες των εντατικών μεγεθών του φορέα στήριξης στη στάθμη του πυθμένα της θάλασσας. Τα εν λόγω εντατικά μεγέθη, λόγω συνέχειας του πραγματικού φορέα, μεταβιβάζονται στην κορυφή του πασσάλου. Δημιουργείται στη συνέχεια ένα αντίστοιχο προσομοίωμα του πασσάλου και του εδαφους-εδαφικά ελατήρια στο πρόγραμμα. Για την δεδομένη εντατική κατάσταση, τα συγκεκριμένα εδαφικά χαρακτηριστικά και γεωμετρία του πασσάλου, από την ανάλυση στο ADINA προκύπτει μια συγκεκριμένη οριζόντια μετατόπιση και στροφή της κεφαλής του πασσάλου. Στη πραγματικότητα ο φορέας είναι ενιαίος, άρα η μετακίνηση και η στροφή του πασσάλου στη στάθμη της κεφαλής του επιβάλλει αντίστοιχη παραμόρφωση στο ανώτερο τμήμα της κατασκευής. Με βάση την παραπάνω διαπίστωση, υπολογίζεται ισοδύναμος πρόβολος καμπτικής δυσκαμψίας (EI)<sub>ισ</sub> και μήκος L<sub>ισ</sub>, για τον οποίο ασκώντας στο ελεύθερο άκρο του τα εντατικά μεγέθη που καταπονούν τον πάσσαλο στην κορυφή του, παρουσιάζει μετακίνηση και στροφή ίσες με αυτές του πασσάλου. Το ισοδύναμο τμήμα

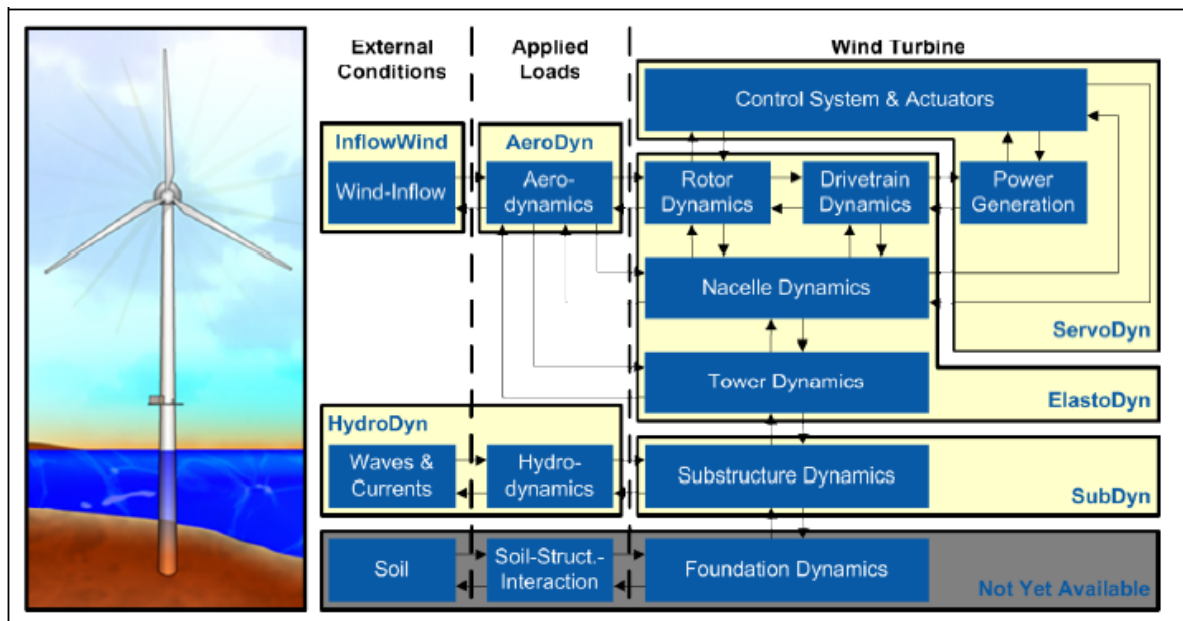


προστίθεται στο FAST και πραγματοποιούνται αναλύσεις των οποίων τα αποτελέσματα συγκρίνονται στη συνέχεια με τις αρχικές που έγιναν για τον αρχικό φορέα. Ο ισοδύναμος πρόβολος υπολογίζεται με εφαρμογή της Α.Δ.Ε (Αρχή Δυνατών Έργων). Ακολουθεί η σχηματική απεικόνιση της διαδικασίας που περιγράφτηκε Εικόνα 3-3.



Εικόνα 3-3: Διαδικασία προσομοίωσης ανεμογεννήτριας στο FAST [23]

Η νεότερη έκδοση του FAST v8.16.00a-bjj, που χρησιμοποιείται στην παρούσα διπλωματική, αποτελείται από διάφορα υποπρογράμματα, καθένα από τα οποία έχει το δικό του ρόλο στην ανάλυση της ανεμογεννήτριας. Στο παρακάτω σχήμα (Εικόνα 3-4) φαίνεται η λειτουργία κάθε προγράμματος και η μεταξύ τους σύνδεση.



Εικόνα 3-4: Δομή του FAST για θεμελιωμένη ανεμογεννήτρια [23]

Πιο αναλυτικά, με βάση τα ανεμολογικά δεδομένα της περιοχής εξάγονται οι χρονοσειρές της ταχύτητας ανέμου από τα Turbsim, IECwind, τα οποία δεν απεικονίζονται στο παραπάνω σχήμα. Για να χρησιμοποιηθούν οι χρονοσειρές ανέμου στο FAST πρέπει πρώτα να εισαχθούν στο InflowWind για να προκύψει το κατάλληλο αρχείο. Επίσης εισάγοντας τις χρονοσειρές στο AeroDyn λαμβάνουμε την επίδραση του ανέμου στην κατασκευή. Αντίστοιχα με το HydroDyn, με βάση τα δεδομένα που έχουν συλλεγεί για τους κυματισμούς και τα ρεύματα, εξάγονται τα υδροδυναμικά φορτία και η επίδρασή τους στον φορέα στήριξης της ανεμογεννήτριας. Τα SubDyn και ElastoDyn προσομοιώνουν τον φορέα στήριξης και τον πύργο, τα πτερύγια και την άτρακτο αντίστοιχα και την απόκρισή τους στα υδροαεροδυναμικά φορτία. Το ServoDyn προσομοιώνει το σύστημα ελέγχου, τα ηλεκτρικά μέρη και τις λειτουργίες τους. Συλλέγοντας όλα τα δεδομένα που προκύπτουν από αυτά τα υποπρογράμματα και εισάγοντάς τα στο FAST, λαμβάνονται οι χρονοσειρές των φορτίων που είναι απαραίτητες για τον τελικό έλεγχο επάρκειας της κατασκευής. Όπως γίνεται φανερό και από το παραπάνω σχήμα, το υποπρόγραμμα για την προσομοίωση του εδάφους δεν είναι ακόμα διαθέσιμο.

### 3.5 ΘΕΜΕΛΙΩΣΗ ΠΑΣΣΑΛΟΥ

Η θεμελίωση του πασσάλου αποτελεί μία από τις βασικότερες εργασίες, ώστε να επιτευχθεί η ακεραιότητα της ανεμογεννήτριας έναντι των φορτίων που την καταπονούν. Όπως αναφέρθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο λόγω του μικρού σχετικά βάρους πυθμένα επιλέγεται μονοπάσσαλη θεμελίωση. Αυτό το είδος της θεμελίωσης υπόκειται τόσο σε κατακόρυφα όσο και σε οριζόντια φορτία. Τα κατακόρυφα φορτία οφείλονται στα ίδια βάρη της κατασκευής και παραλαμβάνονται από τη τριβή που αναπτύσσεται στα τοιχώματα του πασσάλου και από την αντίσταση αιχμής. Τα δε οριζόντια φορτία δημιουργούνται από τον άνεμο και τα κύματα και μεταβιβάζονται στο έδαφος μέσω του πασσάλου. Οι σχετικά υψηλές ροπές εξαιτίας των οριζόντιων αυτών δυνάμεων είναι συνήθως οι καθοριστικότερες στο σχεδιασμό της θεμελίωσης. Ο βασικός στόχος του σχεδιασμού είναι ο καθορισμός των διαστάσεων του πασσάλου, λαμβάνοντας υπόψη όχι μόνο την αντοχή αλλά και την λειτουργικότητα καθώς επίσης και τον αντίκτυπο στον τελικό προϋπολογισμό. Η αλληλεπίδραση του πασσάλου θεμελίωσης και του εδάφους προσομοιώνεται σύμφωνα με το μοντέλο του Winkler, σύμφωνα με το οποίο ο πάσσαλος λειτουργεί ως δοκός, κάθετα στον οποίο τοποθετούνται μη γραμμικά ελατήρια σε όλο το βάθος της θεμελίωσης. Σε αυτό το σημείο με δεδομένο τα εδαφικά χαρακτηριστικά θα εξαχθούν οι καμπύλες  $p$ - $y$  (πίεσης-υποχώρησης) για κάθε ένα ελατήριο.

#### 3.5.1 Αντοχή σε οριζόντια φόρτιση

Για πασσάλους θεμελιωμένους σε μη-συνεκτικά εδάφη (αμμώδη), η σχέση μεταξύ της πλευρικής πίεσης επί του πασσάλου και της αντίστοιχης πλευρικής μετατόπισης του πασσάλου (καμπύλες  $p$ - $y$ ), δίνεται από την παρακάτω υπερβολική εξίσωση:

$$p = A p_u \tanh\left(\frac{kX}{A p_u} y\right) \quad (3-1)$$

Όπου:

$p$ : πλευρικό φορτίο ανά μέτρο μήκους που ασκείται στον πάσσαλο

$y$ : πλευρική μετατόπιση του πασσάλου

$k$ : σταθερά του δείκτη εδάφους σε οριζόντια διεύθυνση

$p_u$ : μέγιστο πλευρικό φορτίο ανά μέτρο μήκους πασσάλου

$X$ : βάθος κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας

$A$ : αδιάστατος συντελεστής που εξαρτάται από τις συνθήκες φόρτισης και δίνεται από τη σχέση:

$$A = \begin{cases} 0.9 & , \text{για ανακυκλιζόμενη φόρτιση} \\ \left(3 - 0.8 \frac{X}{D}\right) \geq 0.9 & , \text{για στατική φόρτιση} \end{cases} \quad (3-2)$$

Η μέγιστη πλευρική αντοχή της άμμου ( $p_u$ ) ανά μέτρο μήκους πασσάλου εξαρτάται από το βάθος κάτω από την επιφάνεια της θάλασσας. Για ένα συγκεκριμένο βάθος η μέγιστη πλευρική φέρουσα ικανότητα ορίζεται από την παρακάτω εξίσωση :

$$p_u = \begin{cases} (C_1 X + C_2 D) \gamma' X & , 0 < X \leq X_R \\ C_3 D \gamma' X & , X > R \end{cases} \quad (3-3)$$

Όπου:

$p_u$ : μέγιστο πλευρικό φορτίο ανά μέτρο μήκους πασσάλου

$X$ : βάθος κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας

$D$ : διάμετρος του πασσάλου

$X_R$ : βάθος κάτω από το οποίο η τιμή της παράστασης  $(C_1 X + C_2 D) \gamma' X$  υπερβαίνει την τιμή  $C_3 D \gamma' X$

$C_1, C_2, C_3$  : συντελεστές οι οποίοι εξαρτώνται από την γωνία εσωτερικής τριβής του εδάφους

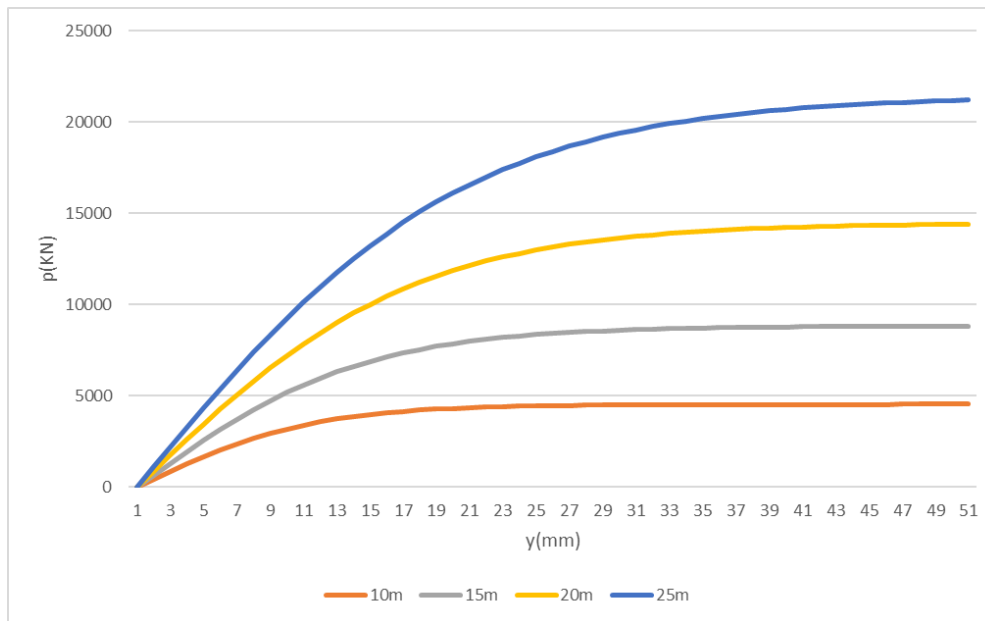
Για εσωτερική γωνία τριβής  $\phi=35^\circ$  προκύπτουν :

Πίνακας 3-3: Συντελεστές  $C_1, C_2, C_3, X_R$  συναρτήσει της γωνίας τριβής  $\phi$

$K$	22000
$C_1$	3
$C_2$	3.4
$C_3$	54
$X_R$	101.2 m

### 3.5.2 Καμπύλες πίεσης-υποχώρησης ( $p$ - $y$ )

Έχοντας πλέον όλα τα απαραίτητα δεδομένα υπολογίζονται σε υπολογιστικό φύλλο όλες οι καμπύλες πίεσης-υποχώρησης για κάθε βάθος από 1m έως 30m με βήμα ενός μέτρου. Έτσι αποτυπώνονται στο παρακάτω διάγραμμα οι καμπύλες για κάποια ενδεικτικά βάθη Εικόνα 3-5.



Εικόνα 3-5: Καμπύλες p-y για βάθη z=10, 15, 20, 25m

### 3.6 ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΑΣΕΩΝ ΓΙΑ ΚΕΛΥΦΗ

Ο πύργος της ανεμογεννήτριας αποτελεί αξονοσυμμετρική κυλινδρική μεταλλική κατασκευή μεταβλητού πάχους καθ' ύψος. Ο τελικός έλεγχος αντοχής αυτής σε οριακή κατάσταση αστοχίας πραγματοποιείται με την μέθοδο τάσεων για κελύφη σύμφωνα με τον EN 1993-1-6. Παρακάτω παρατίθεται η διαδικασία υπολογισμού των αντοχών σχεδιασμού των αξονικών περιφερειακών ορθών τάσεων καθώς και των διατμητικών τάσεων στις υπό μελέτη διατομές, οι οποίες είναι απαραίτητες για τη σύγκρισή τους με τις δρώσες τάσεις.

#### 3.6.1 Αντοχή έναντι λυγισμού

Οι τάσεις αντοχής έναντι λυγισμού είναι οι ακόλουθες:

$$\sigma_{x,Rd} = \frac{\sigma_{x,Rk}}{\gamma_{M1}} \quad (3-4)$$

$$\sigma_{\theta,Rd} = \frac{\sigma_{\theta,Rk}}{\gamma_{M1}} \quad (3-5)$$

$$\tau_{x\theta,Rd} = \frac{\tau_{x\theta,Rk}}{\gamma_{M1}} \quad (3-6)$$

όπου  $\sigma_{x,Rd}$ ,  $\sigma_{\theta,Rd}$ ,  $\tau_{x\theta,Rd}$  οι αντοχές σχεδιασμού έναντι λυγισμού για αξονική, περιφερειακή θλίψη και διάτμηση αντίστοιχα, ενώ  $\sigma_{x,Rk}$ ,  $\sigma_{\theta,Rk}$ ,  $\tau_{x\theta,Rk}$  είναι οι χαρακτηριστικές τιμές αντοχής έναντι λυγισμού για αξονική, περιφερειακή θλίψη και διάτμηση. Ο επιμέρους συντελεστής ασφαλείας  $\gamma_{M1}$  υποδεικνύεται να λαμβάνεται από τα εθνικά προσαρτήματα. Αν δεν υπάρχει σχετική υπόδειξη συνιστάται ως ελάχιστη τιμή  $\gamma_{M1}=1.1$ .

Οι χαρακτηριστικές τάσεις λυγισμού υπολογίζονται πολλαπλασιάζοντας τη χαρακτηριστική τιμή του ορίου διαρροής  $f_{yk}$  με τον κατάλληλο μειωτικό συντελεστή για λυγισμό  $\chi_i$ :

$$\sigma_{x,Rk} = \chi_x f_{yk} \quad (3-7)$$

$$\sigma_{\theta,Rk} = \chi_{\theta} f_{yk} \quad (3-8)$$

$$\tau_{x\theta,Rk} = \frac{\chi_{\tau} f_{yk}}{\sqrt{3}} \quad (3-9)$$

όπου  $\chi_x$ ,  $\chi_{\theta}$ ,  $\chi_{\tau}$  οι μειωτικοί συντελεστές λυγισμού για αξονική, περιφερειακή θλίψη και διάτμηση αντίστοιχα, οι οποίοι υπολογίζονται ως συνάρτηση της ανηγμένης λυγηρότητας  $\lambda$  του κελύφους από τις παρακάτω σχέσεις:

$$x = 1, \quad \lambda \leq \lambda_0 \quad (3-10)$$

$$x = 1 - \beta \left( \frac{\lambda - \lambda_0}{\lambda_p - \lambda_0} \right)^n, \quad \lambda_0 < \lambda < \lambda_p \quad (3-11)$$

$$x = \frac{a}{\lambda^2}, \quad \lambda_p \leq \lambda \quad (3-12)$$

Όπου:

$a$ : είναι ο ελαστικός μειωτικός συντελεστής λόγω ατελειών

$\beta$ : είναι συντελεστής εύρους πλαστικής περιοχής

$n$ : είναι ο εκθέτης αλληλεπίδρασης

$\lambda_0$ : είναι η ανώτατη ανηγμένη λυγηρότητα της πλαστικής ζώνης

Οι τιμές των παραπάνω παραμέτρων πρέπει να λαμβάνονται από το παράρτημα D του EC3.

Η τιμή της ανηγμένης πλαστικής λυγηρότητας πρέπει να λαμβάνεται ως:

$$\lambda_p = \sqrt{\frac{\alpha}{1 - \beta}} \quad (3-13)$$

Η ανηγμένη λυγηρότητα  $\lambda$  δίνεται από τις σχέσεις:

$$\lambda_x = \sqrt{\frac{f_{yk}}{\sigma_{x,Rcr}}} \quad (3-14)$$

$$\lambda_{\theta} = \sqrt{\frac{f_{yk}}{\sigma_{\theta,Rct}}} \quad (3-15)$$

$$\lambda = \sqrt{\frac{f_{yk}/\sqrt{3}}{\tau_{x\theta,Rcr}}} \quad (3-16)$$

όπου  $\lambda_x$ ,  $\lambda_{\theta}$ ,  $\lambda_T$  η ανηγμένη λυγηρότητα  $\lambda$  για αξονική, περιφερειακή θλίψη και διάτμηση αντίστοιχα.

### 3.6.2 Κυλινδρικά μέλη σταθερού πάχους

Ο προσδιορισμός της ελαστικής κρίσιμης τάσης λυγισμού περιγράφεται παρακάτω. Αρχικά απαιτείται ο προσδιορισμός της αδιάστατης παραμέτρου μήκους  $\omega$ , του υπό εξέταση κελυφωτού τμήματος από τη σχέση:

$$\omega = \frac{l}{\sqrt{rt}} \quad (3-17)$$

όπου  $l$ ,  $r$ ,  $t$  το μήκος, η ακτίνα και το πάχος του τμήματος αντίστοιχα.

#### 3.6.2.1 Ελαστική αξονική κρίσιμη τάση λυγισμού

Η ελαστική κρίσιμη τάση λυγισμού δίνεται από τη σχέση:

$$\sigma_{x,Rcr} = 0.605 E C_x \frac{t}{r} \quad (3-18)$$

Όπου:

$$C_x = \begin{cases} 1.36 - \frac{1.83}{\omega} + \frac{2.07}{\omega^2}, & \omega \leq 1.7 \\ 1.0, & 1.7 < \omega < 0.5 \frac{r}{t} \\ \left( \max \left( 0.6, 1 + \frac{0.2}{C_{xb}} \left[ 1 - 2\omega \frac{t}{r} \right] \right) \right), & 0.5 \frac{r}{t} \leq \omega \end{cases} \quad (3-19)$$

όπου  $C_{xb}$  παράμετρος που εξαρτάται από τις συννοριακές συνθήκες.

Για την περίπτωση μακρών κελυφών τα οποία ικανοποιούν τις εξής προϋποθέσεις:

$$\frac{r}{t} \leq 150, \omega \leq 6 \frac{r}{t} \text{ και } 500 \leq \frac{E}{f_{yk}} \leq 1000$$

ο παράγοντας  $C_x$  υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$C_x = C_{x,N} \left( \frac{\sigma_{xE,N}}{\sigma_{xE}} \right) + \left( \frac{\sigma_{xE,M}}{\sigma_{xE}} \right) \quad (3-20)$$

όπου  $\sigma_{xE}$  είναι η τιμή σχεδιασμού της αξονικής τάσης  $\sigma_{x,Ed}$ ,  $\sigma_{xE,N}$  η συνιστώσα της αξονικής τάσης που οφείλεται στην αξονική θλίψη, ενώ  $\sigma_{xE,M}$  η συνιστώσα της αξονικής τάσης που προέρχεται από

καθολική κάμψη. Η ανώτατη ανηγμένη λυγηρότητα της πλαστικής περιοχής  $\lambda_0$  λαμβάνεται από τη σχέση:

$$\lambda_{x0} = 0.20 + 0.10 \left( \frac{\sigma_{xE,M}}{\sigma_{xE}} \right) \quad (3-21)$$

Ο ελαστικός μειωτικός συντελεστής λόγω ατελειών στην περίπτωση της θλιπτικής αξονικής τάσης ορίζεται ως:

$$a_x = \frac{0.62}{1 + 1.91 \left( \Delta w_k / t \right)^{1.44}} \quad (3-22)$$

$$\Delta w_k = \frac{1}{Q} \sqrt{\bar{r}} t \quad (3-23)$$

όπου το  $\Delta w_k$  είναι το χαρακτηριστικό εύρος ατελειών το οποίο εξαρτάται από την παράμετρο  $Q$ , η οποία καθορίζεται από την ποιότητα κατασκευής και λαμβάνει τιμές 40, 25, 16 για τις κατασκευαστικές κατηγορίες A, B, C αντίστοιχα.

Οι υπόλοιποι συντελεστές για αξονικά ή καμπτικά φορτιζόμενα κελύφη λαμβάνονται  $\lambda_0=0.2$ ,  $\beta=0.6$  και  $n=1.0$ .

Μέλη τα οποία ικανοποιούν την παρακάτω συνθήκη δεν είναι απαραίτητο να ελέγχονται έναντι αξονικού λυγισμού:

$$\frac{r}{t} \leq 0.03 \frac{E}{f_{yk}} \quad (3-24)$$

### 3.6.2.2 Ελαστική περιφερειακή κρίσιμη τάση λυγισμού

Η ελαστική κρίσιμη τάση λυγισμού για περιφερειακή θλίψη δίνεται από τη σχέση:

$$\sigma_{\theta,Rk} = \begin{cases} 0.92E \left( \frac{C_{\theta s}}{\omega} \right) \frac{t\omega}{r}, & \frac{\omega}{C_{\theta}} < 20 \\ 0.92E \left( \frac{C_{\theta}}{\omega} \right) \frac{t\omega}{r}, & 20 \leq \frac{\omega}{C_{\theta}} \leq 1.63 \frac{r}{t} \\ E \left( \frac{t}{r} \right)^2 \left[ 0.275 + 2.03 \left( \frac{C_{\theta} r}{\omega t} \right)^4 \right], & 1.63 \frac{r}{t} < \frac{\omega}{C_{\theta}} \end{cases} \quad (3-25)$$

Οι παράμετροι  $C_{\theta}$ ,  $C_{\theta s}$  εξαρτώνται από τις συνοριακές συνθήκες του κελύφους. Ο ελαστικός μειωτικός συντελεστής λόγω ατελειών  $a_{\theta}$  στην περίπτωση της θλιπτικής περιφερειακής τάσης ορίζεται ως συνάρτηση της ποιότητας κατασκευής σύμφωνα με τον Πίνακα 3-4:

Πίνακας 3-4: Συντελεστής  $a_{\theta}$  συναρτήσει της ποιότητας κατασκευής

Ποιότητα κατασκευής	Περιγραφή	$a_{\theta}$
---------------------	-----------	--------------

Κλάση Α	Εξαιρετική	0.75
Κλάση Β	Υψηλή	0.65
Κλάση Γ	Κανονική	0.50

Οι υπόλοιπες παράμετροι λυγισμού λαμβάνονται  $\lambda_{\theta 0}=0.4$ ,  $\beta=0.6$ ,  $n=1.0$ .

Δεν απαιτείται έλεγχος έναντι περιφερειακού λυγισμού για μέλη που ικανοποιούν την παρακάτω συνθήκη:

$$\frac{r}{t} \leq 0.21 \sqrt{\frac{E}{f_{yk}}} \quad (3-26)$$

### 3.6.2.3 Ελαστική διατμητική κρίσιμη τάση λυγισμού

Η ελαστική κρίσιμη τάση λυγισμού για διάτμηση δίνεται από τη σχέση:

$$\tau_{x\theta,Rk} = 0.75 E C_{\tau} \sqrt{\frac{1}{\omega} \left(\frac{t}{r}\right)} \quad (3-27)$$

Όπου:

$$C_{\tau} = \begin{cases} \sqrt{1 - \frac{43}{\omega^3} \omega}, & \omega < 10 \\ 1.0, & 10 \leq \omega \leq \frac{r}{t} \\ \frac{1}{3} \sqrt{\omega \frac{r}{t}}, & \frac{r}{t} < \omega \end{cases} \quad (3-28)$$

Ο ελαστικός μειωτικός συντελεστής λόγω ατελειών  $a_{\tau}$  στην περίπτωση της διατμητικής τάσης ορίζεται ως συνάρτηση της ποιότητας κατασκευής σύμφωνα με τον Πίνακα 3-4. Οι υπόλοιπες παράμετροι λυγισμού λαμβάνονται  $\lambda_{\tau 0}=0.4$ ,  $\beta=0.6$ ,  $n=1.0$ .

Δεν απαιτείται έλεγχος έναντι διατμητικού λυγισμού για μέλη που ικανοποιούν την παρακάτω συνθήκη:

$$\frac{r}{t} = 0.16 \left[ \frac{E}{f_{yk}} \right]^{0.67} \quad (3-29)$$

## 3.6.3 Κυλινδρικά μέλη μεταβλητού πάχους

### 3.6.3.1 Ελαστική αξονική κρίσιμη τάση λυγισμού

Για κυλινδρικά μέλη μεταβλητού πάχους η ελαστική αξονική κρίσιμη τάση κάθε τμήματος  $j$  υπολογίζεται εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε για μέλη ενιαίου πάχους, θεωρώντας ισοδύναμο κύλινδρο μήκους  $l=L$  και ενιαίου πάχους  $t=t_j$ . Όταν ο ισοδύναμος κύλινδρος ικανοποιεί τις συνθήκες μακρών κυλίνδρων, ο συντελεστής  $C_{\chi b}$  πρέπει συντηρητικά να λαμβάνεται ίσος με 1.

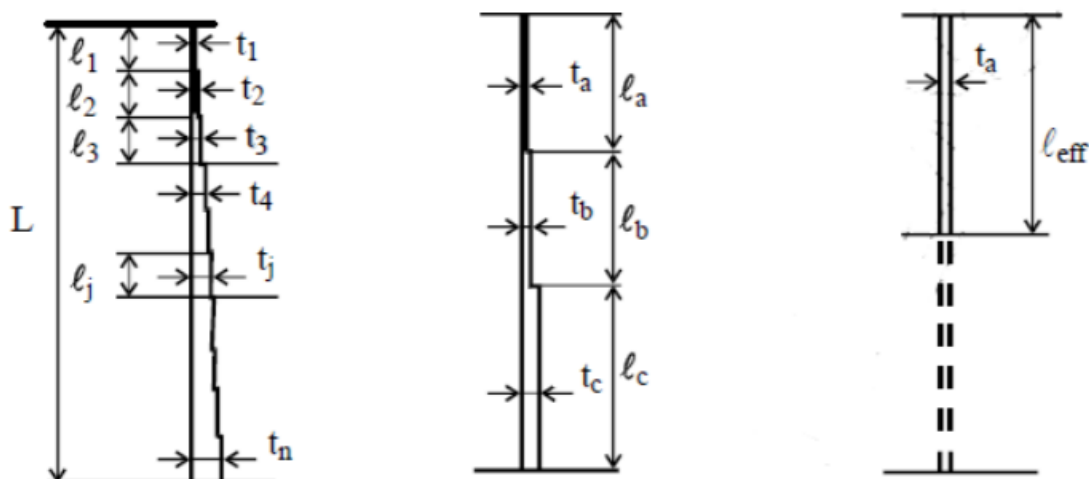


### 3.6.3.2 Ελαστική περιφερειακή κρίσιμη τάση λυγισμού

Στην περίπτωση που το εξεταζόμενο μέλος είναι κύλινδρος ο οποίος αποτελείται από τμήματα διαφορετικού πάχους ελασμάτων  $t_i$ , θα πρέπει να αντικαθίσταται με έναν ισοδύναμο κύλινδρο (equivalent cylinder) τριών τμημάτων  $a$ ,  $b$  και  $c$ . Το μήκος  $l_a$  του πάνω τμήματος  $a$  πρέπει να φθάνει έως το τμήμα του αρχικού κυλίνδρου το οποίο έχει πάχος 1.5 φορές μεγαλύτερο του ελάχιστου πάχους του αρχικού κυλίνδρου αλλά να μην ξεπερνά το μισό αρχικό μήκος. Τα μήκη των τμημάτων  $b$ ,  $c$  ορίζονται ως εξής:

$$l_b = l_a \text{ και } l_c = L - 2l_b, \quad l_a \leq L/3$$

$$l_b = l_c = 0.5(L - l_a), \quad L/3 < l_a < L/2$$



Εικόνα 3-6: Μετατροπή κυλίνδρου μεταβλητού πάχους σε ισοδύναμο κύλινδρο ενιαίου πάχους

Τα πάχη των τριών τμημάτων  $t_a$ ,  $t_b$ ,  $t_c$  υπολογίζονται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος του πάχους των τμημάτων  $j$  του αρχικού κυλίνδρου που βρίσκονται στα αντίστοιχα μήκη  $l_a$ ,  $l_b$ ,  $l_c$ :

$$t_a = \frac{1}{l_a} \sum_a l_j t_j \quad (3-30)$$

$$t_b = \frac{1}{l_b} \sum_b l_j t_j \quad (3-31)$$

$$t_c = \frac{1}{l_c} \sum_c l_j t_j \quad (3-32)$$

Ο κύλινδρος των τριών τμημάτων  $a$ ,  $b$  και  $c$  αντικαθίσταται με έναν ισοδύναμο κύλινδρο μήκους  $l_{\text{eff}} = l_a/k$  και ενιαίου πάχους  $t = t_a$ , όπου  $k$  αδιάστατος παράγοντας που προσδιορίζεται από το σχήμα. Για κάθε τμήμα  $j$  υπολογίζεται η αδιάστατη παράμετρος μήκους  $\omega_j$ , σύμφωνα με την οποία χαρακτηρίζεται το μήκος του τμήματος :

$$\omega_j = \frac{l_j}{\sqrt{r t_j}} \quad (3-33)$$

Για μικρού ή μεσαίου μήκους τμήματα  $j$  του αρχικού κυλίνδρου, η ελαστική περιφερειακή κρίσιμη τάση λυγισμού προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$\sigma_{\theta,Rcr,j} = \left(\frac{t_a}{t_j}\right) \sigma_{\theta,Rcr,eff} \quad (3-34)$$

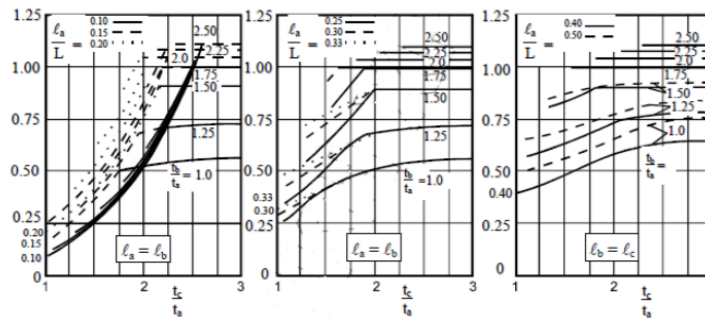
Όπου  $\sigma_{\theta,Rcr,eff}$  είναι ελαστική περιφερειακή κρίσιμη τάση λυγισμού του ισοδύναμου κυλίνδρου μήκους  $l_{eff}$ .

Για μακριά τμήματα που ικανοποιούν την παρακάτω συνθήκη:

$$\omega_j > 1.63 \frac{r}{t_j} \quad (3-35)$$

Η ελαστική περιφερειακή κρίσιμη τάση λυγισμού του τμήματος  $j$  πρέπει να λαμβάνεται από τη σχέση:

$$\sigma_{\theta,Rcr,j} = E \left(\frac{t_j}{r}\right)^2 \left[ 0.275 + 2.03 \left(\frac{r}{\omega_j t_j}\right)^4 \right] \quad (3-36)$$



Εικόνα 3-7: Αδιάστατος παράγοντας  $\kappa$  για τον προσδιορισμό του  $l_{eff}$

### 3.6.3.3 Ελαστική διατμητική κρίσιμη τάση λυγισμού

Η ελαστική διατμητική κρίσιμη τάση λυγισμού κυλίνδρου μεταβλητού πάχους υπολογίζεται σύμφωνα με τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στην προηγούμενη παράγραφο για τον υπολογισμό της ελαστικής περιφερειακής κρίσιμης τάσης λυγισμού, αντικαθιστώντας τις εκφράσεις της περιφερειακής θλίψης με τις αντίστοιχες της διάτμησης.

### 3.6.4 Έλεγχος σε λυγισμό

Ανάλογα με τη φόρτιση και το καθεστώς των τάσεων, θα πρέπει να πραγματοποιούνται ένας ή περισσότεροι έλεγχοι των κρίσιμων τιμών των μεμονωμένων μεμβρανικών τάσεων:

$$\sigma_{x,Ed} \leq \sigma_{x,Rd} \quad (3-37)$$

$$\sigma_{\theta,Ed} \leq \sigma_{\theta,Rd} \quad (3-38)$$

$$T_{x\theta,Ed} \leq T_{x\theta,Rd} \quad (3-39)$$

Αν συνυπάρχουν περισσότερες της μιας από τις μεμβρανικές τάσεις στην υπό μελέτη φόρτιση, θα πρέπει να γίνεται έλεγχος αλληλεπίδρασής τους με την ακόλουθη σχέση:

$$\left(\frac{\sigma_{x,Ed}}{\sigma_{x,Rd}}\right)^{k_x} + \left(\frac{\tau_{x\theta,Ed}}{\tau_{x\theta,Rd}}\right)^{k_\tau} \leq 1 \quad (3-40)$$

όπου  $\sigma_{x,Ed}$ ,  $\sigma_{\theta,Ed}$ ,  $\tau_{x\theta,Ed}$  είναι το σύνολο των τάσεων που προκύπτουν από το σύνολο των φορτίων που δρουν στην ανεμογεννήτρια. Οι τάσεις σχεδιασμού  $\sigma_{x,Ed}$ ,  $\sigma_{\theta,Ed}$ ,  $\tau_{x\theta,Ed}$  θα υπολογιστούν στην συνέχεια σε κάθε υπό μελέτη διατομή και για κάθε χρονική στιγμή. Όταν η  $\sigma_{x,Ed}$  ή  $\sigma_{\theta,Ed}$  είναι εφελκυστικές, οι τιμές τους πρέπει να λαμβάνονται ίσες με μηδέν στη σχέση αλληλεπίδρασης.

Τέλος οι εκθέτες αλληλεπίδρασης λυγισμού υπολογίζονται ως εξής:

$$k_x = 1.25 + 0.75x_x \quad (3-41)$$

$$k_\theta = 1.25 + 0.75x_\theta \quad (3-42)$$

$$k_\tau = 1.75 + 0.25x_\tau \quad (3-43)$$

### 3.7 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΦΟΡΤΙΣΗΣ ΣΕ ΟΚΑ

#### 3.7.1 Επιλογή συνθηκών φόρτισης και οδηγίες εισαγωγής τους στα λογισμικά του NREL

- DLC 1.3: Αναφέρεται στην περίπτωση που η ανεμογεννήτρια είναι σε φάση παραγωγής ενέργειας. Μελετάται ο άνεμος σε ακραίες συνθήκες που περιγράφονται με το μοντέλο ακραίας τυρβώδους ροής (ETM). Πραγματοποιούνται 6 προσομοιώσεις 10 λεπτών για κάθε ταχύτητα του Πίνακα 2-1, οι οποίες βρίσκονται ενδιάμεσα των τιμών  $V_{in}$ ,  $V_{out}$ . Για την ανάλυση του ομόρρου (Wake effect) επιλέγεται στο AeroDyn το μοντέλο Ορμής Στοιχείων Πτερυγίου (Blade Element Momentum, BEM) γιατί είναι καταλληλότερο για μικρές ταχύτητες ανέμου. Στο Turbsim χρησιμοποιείται για τον άνεμο το φάσμα Kaiimal αντί του Mann, που προτείνεται από τον IEC γιατί δεν υποστηρίζεται από το λογισμικό. Στο HydroDyn μελετώνται κανονικές συνθήκες θάλασσας με ύψος και περίοδο κυματισμού σύμφωνα με τον Πίνακα 2-1 για την αντίστοιχη ταχύτητα ανέμου. Επίσης θεωρείται μία κοινή κατεύθυνση για άνεμο και για κύματα. Τα ρεύματα ακολουθούν μοντέλο κανονικών συνθηκών.
- DLC 1.6a: Η μεθοδολογία που ακολουθείται είναι παρόμοια με την DLC 1.3 με ορισμένες διαφορές. Ο άνεμος ακολουθεί κανονικό μοντέλο τυρβώδους ροής (NTM), ενώ οι κυματισμοί μελετώνται σε ακραίες καταστάσεις θάλασσας (SSS). Οι τιμές του ανέμου επιλέγονται σύμφωνα με τον Πίνακα 2-1, ενώ οι κυματισμοί σύμφωνα με τιμές περιόδου επαναφοράς 50 ετών.
- DLC 2.1: Αφορά τη φάση παραγωγής ενέργειας της ανεμογεννήτριας σε συνδυασμό με εμφάνιση σφάλματος. Ο άνεμος ακολουθεί κανονικό μοντέλο τυρβώδους ροής (NTM), ενώ οι κυματισμοί μελετούνται σε κανονικές συνθήκες θάλασσας. Εδώ πραγματοποιούνται 12 προσομοιώσεις 10 λεπτών για κάθε ταχύτητα. Ο άνεμος και οι κυματισμοί ακολουθούν μία κοινή κατεύθυνση. Όσον αφορά στην εμφάνιση σφάλματος προσομοιώνεται η περίπτωση, κατά την οποία ένα πτερύγιο παρουσιάζει σφάλμα στη λειτουργία του και η κλίση του με μέγιστο βήμα  $8^\circ/s$  καταλήγει στην ελάχιστη θέση  $0^\circ$ . Το σύστημα ελέγχου εντοπίζει το

σφάλμα και με καθυστέρηση 0.2s θέτει και τα άλλα δύο πτερύγια σε θέση πτέρωσης ( $90^\circ$ ) με μέγιστο βήμα.

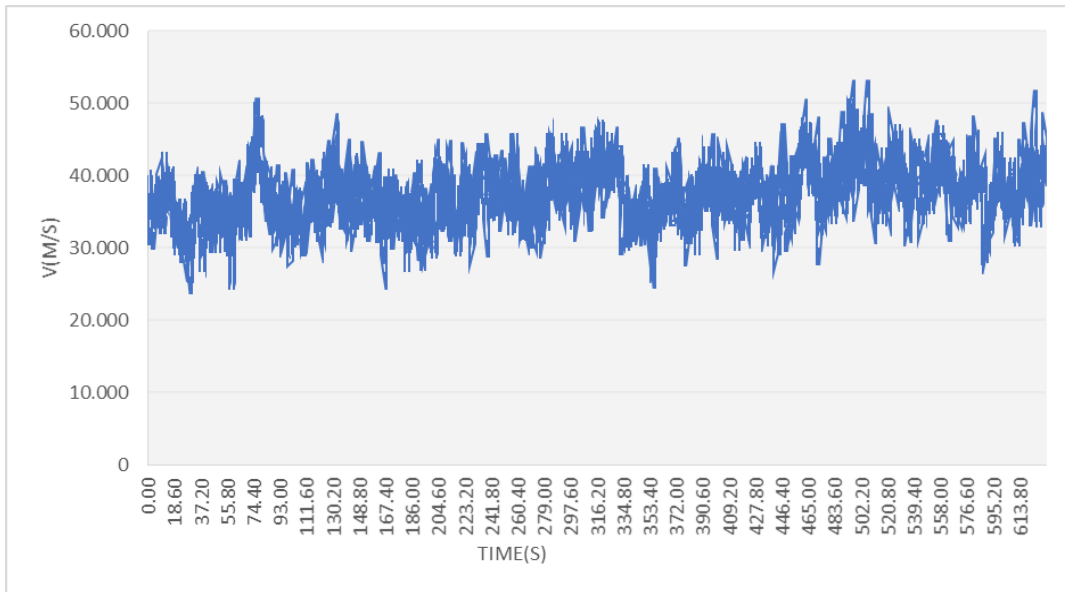
- DLC 2.3: Παρόμοια με την DLC 2.1 με διαφορές στην προσομοίωση του ανέμου και του σφάλματος. Σε αντίθεση με τις άλλες συνθήκες σχεδιασμού ο άνεμος χαρακτηρίζεται από το μοντέλο ακραία ριπής, το οποίο δεν προσομοιώνεται από το Turbsim αλλά από το λογισμικό IECWind για τιμές  $V_{in}$ ,  $V_{rated} \pm 2$ ,  $V_{out}$ . Η ανεμογεννήτρια εντοπίζει εσωτερική ηλεκτρική βλάβη και θέτει όλα τα πτερύγια σε θέση πτέρωσης με μέγιστο βήμα.
- DLC 6.1a: Η συνθήκη σχεδιασμού αφορά στη φάση κατά την οποία η ανεμογεννήτρια είναι εκτός λειτουργίας. Πραγματοποιούνται και εδώ 6 προσομοιώσεις 10 λεπτών για μοντέλο ακραίας ταχύτητας ανέμου περιόδου επαναφοράς 50 έτη. Οι κυματισμοί μελετώνται σε ακραία κατάσταση θάλασσας με τιμές σχεδιασμού με περίοδο επαναφοράς 50 έτη. Στη συνθήκη αυτή θεωρείται ότι ο ροτόρας δεν είναι ευθυγραμμισμένος με τον άνεμο. Έτσι θέτονται διακριτές τιμές γωνίας εσφαλμένης ευθυγράμμισης της ατράκτου με τον άνεμο. Για το πεδίο nacelle-yaw misalignments στο Elastodyn εισάγονται διακριτές τιμές από  $-180^\circ$  μέχρι  $180^\circ$  με βήμα  $30^\circ$ . Επίσης δεν θεωρείται απαραίτητα κοινή κατεύθυνση για άνεμο-κύματα, γι' αυτό το λόγο στο HydroDyn εισάγονται κατευθύνσεις για κύματα  $-30^\circ$ ,  $0^\circ$ ,  $30^\circ$ . Για την προσομοίωση ανεμογεννήτριας εκτός λειτουργίας, στο ServoDyn απενεργοποιείται ο έλεγχος γωνίας βήματος (pitch control) και θέτονται τα πτερύγια σε θέση πτέρωσης.
- DLC 6.2a: Παρόμοια με την DLC 6.1a αλλά με την προσθήκη σφάλματος. Προσομοιώνεται το σφάλμα που περιγράφηκε στην DLC 2.1.

Σε όλες τις παραπάνω προσομοιώσεις προστίθενται επιπλέον 30 δευτερόλεπτα στην ανάλυση με σκοπό την εξάλειψη παροδικών συνθηκών που δημιουργούνται κατά την εκκίνηση, έτσι οι προσομοιώσεις 10 λεπτών και 1 λεπτού γίνονται για 630 και 90 δευτερόλεπτα αντίστοιχα.

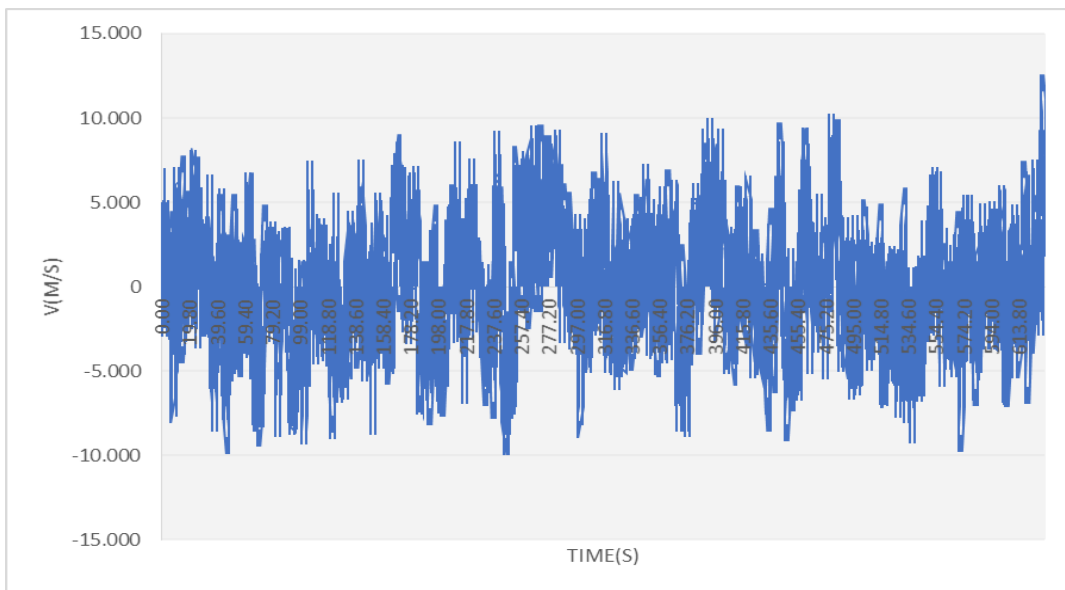
### 3.7.2 Δεδομένα εξόδου

#### 3.7.2.1 Χρονοσειρές ταχυτήτων

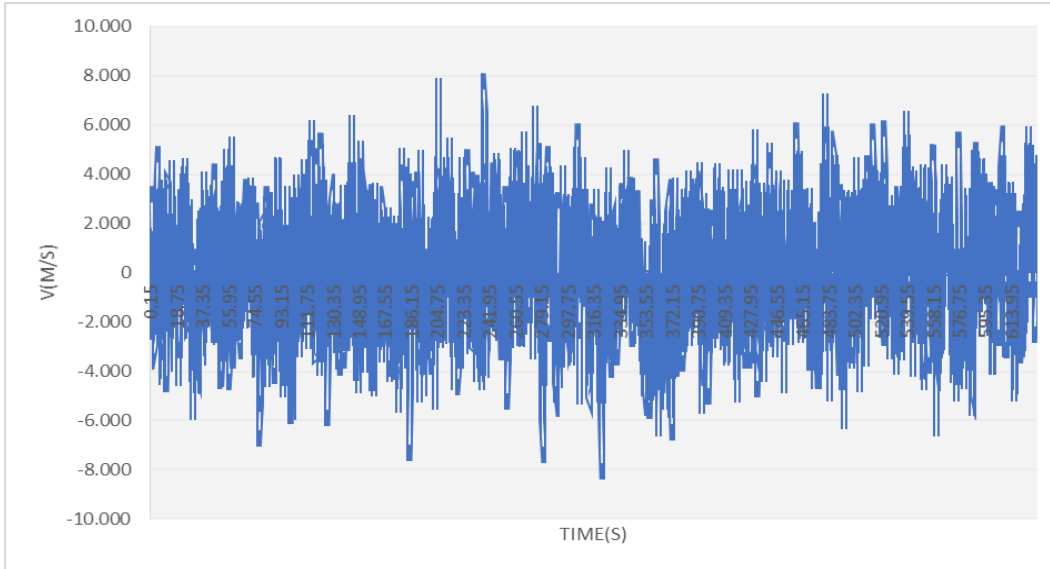
Το αρχικό στάδιο της προσομοίωσης είναι να παραχθεί η συμπεριφορά του ανέμου. Έτσι είτε από το Turbsim είτε από το IECWind, ανάλογα με τη συνθήκη φόρτισης, εξάγονται οι χρονοσειρές του ανέμου διάρκειας 10 λεπτών ή 1 λεπτού και για τις 3 διευθύνσεις του ανέμου  $x$ ,  $y$ ,  $z$ . Οι χρονοσειρές αυτές είναι απαραίτητες για τη λειτουργία των υπολοίπων προγραμμάτων, μιας και ο άνεμος διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στο σχεδιασμό των ανεμογεννητριών και γι' αυτό προτείνεται ως το πρώτο βήμα. Λόγω των πολυάριθμων προσομοιώσεων δεν είναι εφικτό να αποτυπωθούν όλες οι χρονοσειρές, έτσι παρακάτω φαίνονται οι χρονοσειρές των ταχυτήτων για την δυσμενέστερη συνθήκη φόρτισης, την DLC 2.1.



Εικόνα 3-8: Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου κατά x



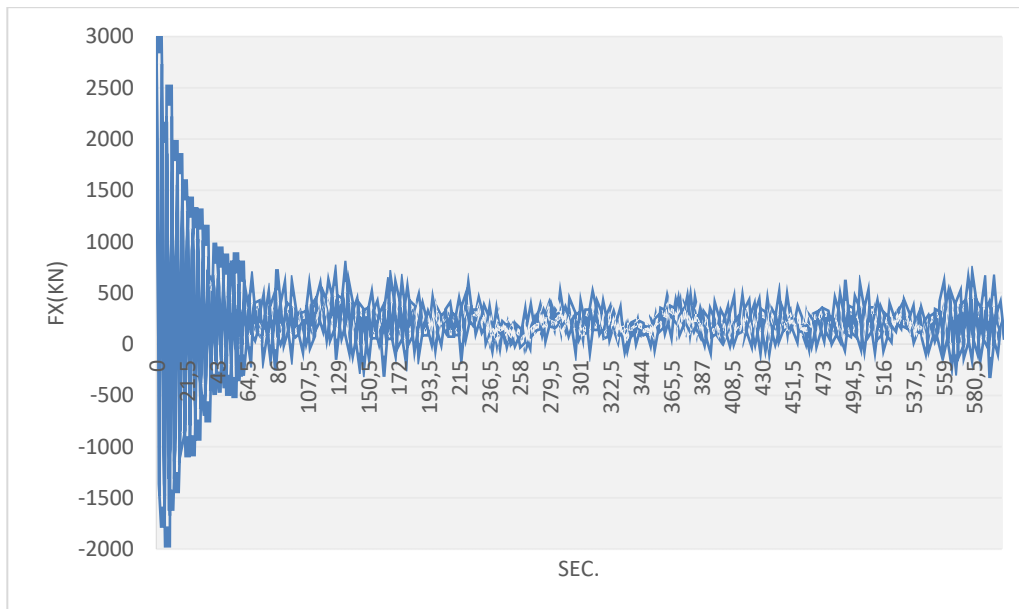
Εικόνα 3-9: Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου κατά y



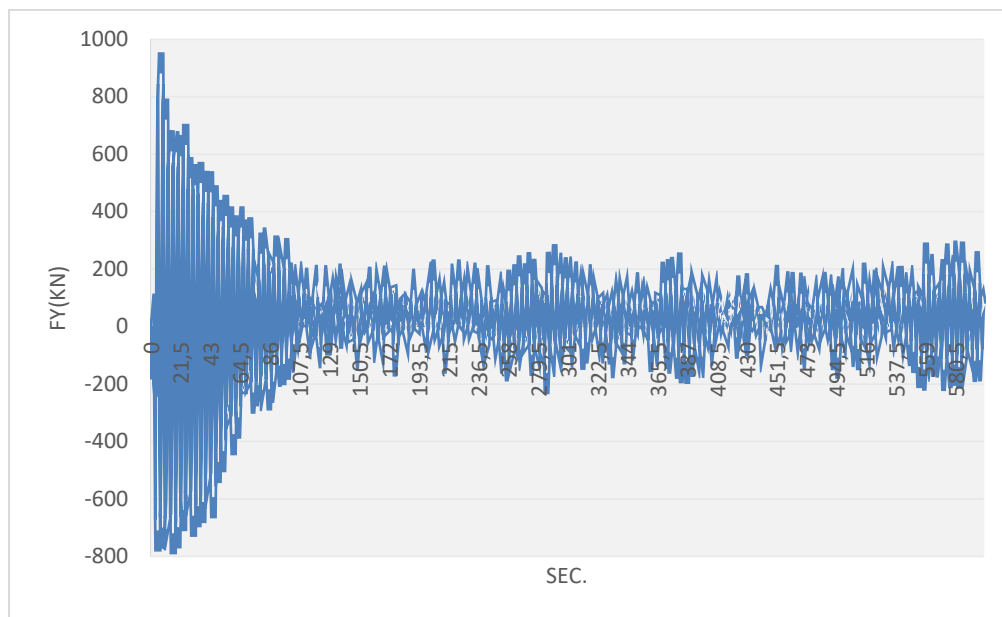
Εικόνα 3-10: Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου κατά z

### 3.7.2.2 Χρονοσειρές φορτίων

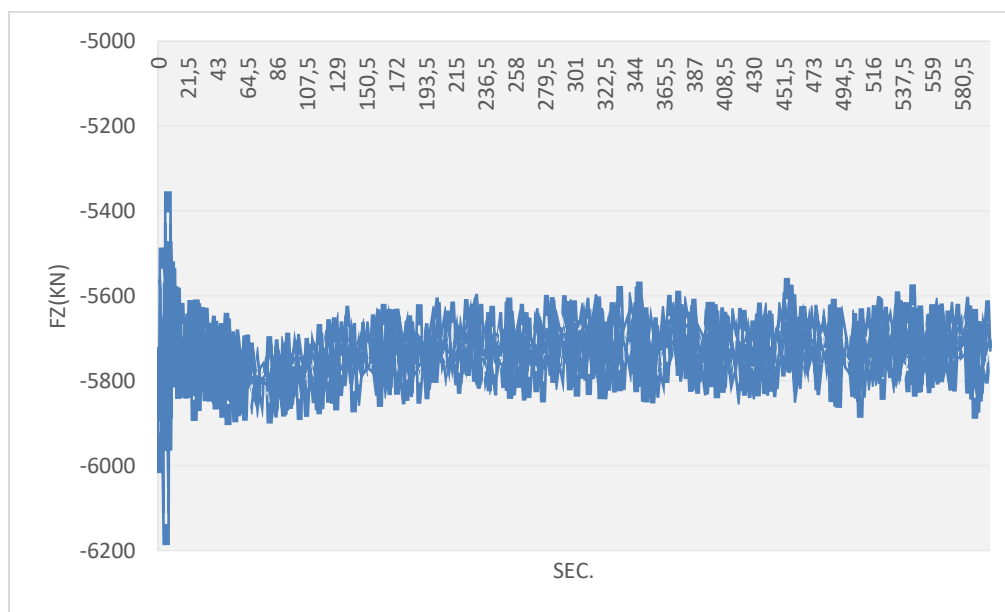
Εκτελώντας το FAST για κάθε προσομοίωση εξάγουμε τα φορτία που ασκούνται στην κατασκευή σε διάφορες θέσεις για κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης. Παρακάτω παρουσιάζονται οι χρονοσειρές των φορτίων για τη δυσμενέστερη συνθήκη φόρτισης (DLC 6.1a) στη βάση του πυλώνα της ανεμογεννήτριας.



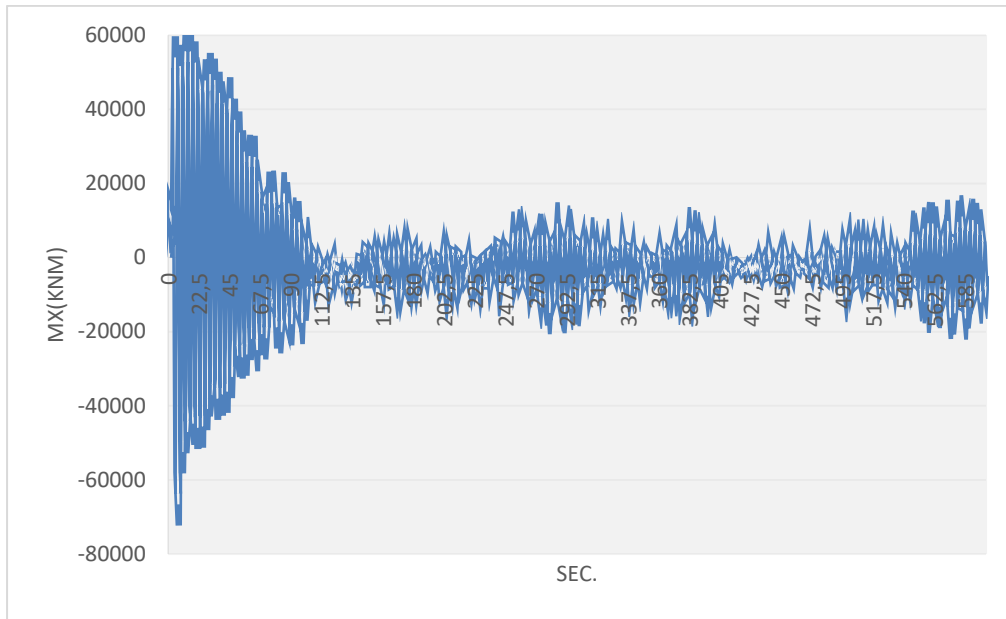
Εικόνα 3-11: Χρονοϊστορία τέμνουσας κατά χ-χ στη βάση του πυργου



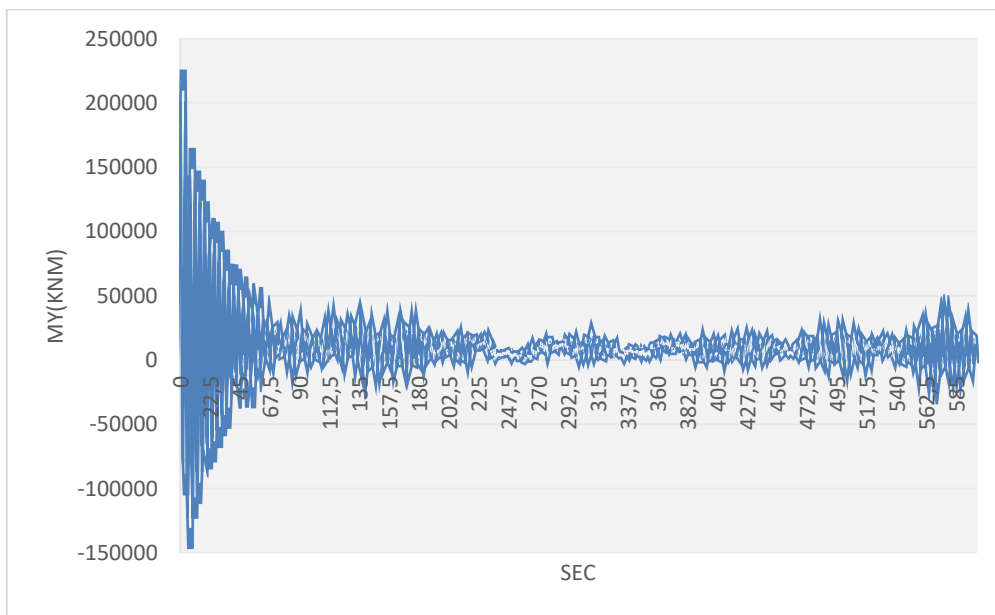
Εικόνα 3-12: Χρονοϊστορία τέμνουσας κατά y-y στη βάση του πύργου



Εικόνα 3-13: Χρονοϊστορία τέμνουσας κατά z-z στη βάση του πύργου

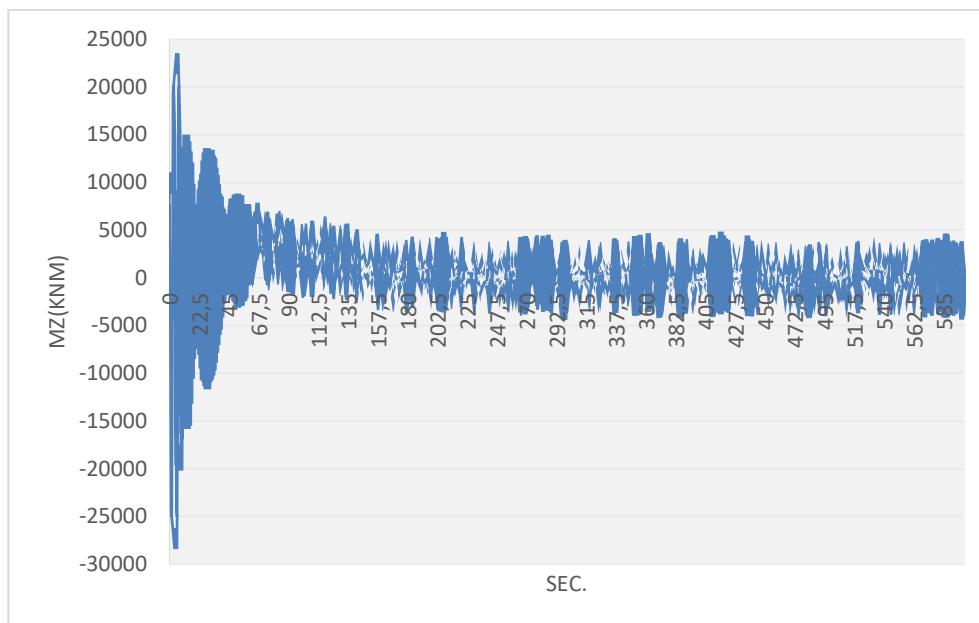


Εικόνα 3-14: Χρονοϊστορία ροής κατά x-x στη βάση του πύργου



Εικόνα 3-15: Χρονοϊστορία ροής κατά y-y στη βάση του πύργου





Εικόνα 3-16: Χρονοϊστορία ροπής κατά z-z στη βάση του πύργου

Σε κάποιες από τις παραπάνω χρονοϊστορίες φορτίσεων μπορεί να παρατηρήσει κανείς μια ακραία μεταβολή στις τιμές των φορτίων μετά τα πρώτα δευτερόλεπτα της προσομοίωσης. Το φαινόμενο αυτό δημιουργείται κατά την εκκίνηση της ανεμογεννήτριας και σύμφωνα με τον οδηγό του FAST θεωρείται σκόπιμο να αγνοούνται τα πρώτα 30 δευτερόλεπτα της προσομοίωσης από την μετέπειτα επεξεργασία των δεδομένων.

### 3.7.3 Έλεγχος φορτίσεων σε οριακή κατάσταση αστοχίας

Το FAST, εκτός από τα φορτία, στη βάση του πύργου δίνει τη δυνατότητα να εξαχθούν οι χρονοϊστορίες των φορτίων σε άλλα 9 σημεία κατά μήκος του πύργου. Επίσης το πρόγραμμα έχει τη λειτουργία να εξάγει τα αποτελέσματα σε αρχείο Matlab. Γεγονός που αξιοποιείται έτσι ώστε να πραγματοποιηθεί αυτοματοποιημένος έλεγχος και στα δέκα σημεία σε κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης. Ο έλεγχος γίνεται σύμφωνα με τη μέθοδο τάσεων για κελύφη όπως περιγράφεται στο κεφάλαιο 3.6. Στο τέλος της εργασίας αποτυπώνεται ο κώδικας που αναπτύχθηκε στο Matlab για τους ελέγχους. Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι μέγιστες τιμές των ποσοστών εκμετάλλευσης σε διάφορες διατομές καθ' ύψος του πυλώνα, για συνδυασμένη καταπόνηση (ορθές και διατμητικές τάσεις) για κάθε μία από τις εξεταζόμενες DLC που αντιστοιχεί σε κατάσταση αστοχίας. Πρώτα απ' όλα όμως προς διευκόλυνση της ανάπτυξης του κώδικα υπολογίζονται οι απαραίτητες μεταβλητές που θα χρειαστούν για τον έλεγχο και είναι ανεξάρτητες από τα φορτία και παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες.

Πίνακας 3-5: Στοιχεία κάθε τμήματος διατομής για έλεγχο ορθών τάσεων

Τμήμα	Δαρχ.(m)	Δτελ.(m)	li(m)	Re(m)	Πάχος(m)	$\omega$
1ο	6	5,88	4,31	2,96	0,027	274,635
2ο	5,88	5,65	8,62	2,87	0,026	285,952
3ο	5,65	5,41	8,62	2,75	0,025	297,1867
4ο	5,41	5,17	8,62	2,63	0,024	309,3442
5ο	5,17	4,94	8,62	2,52	0,023	322,5435
6ο	4,94	4,70	8,62	2,40	0,022	336,9253
7ο	4,70	4,46	8,62	2,28	0,021	352,6568
8ο	4,46	4,23	8,62	2,16	0,020	369,9385
9ο	4,23	3,99	8,62	2,05	0,019	389,0132
10ο	3,99	3,87	4,31	1,96	0,019	402,3134

Πίνακας 3-6: Στοιχεία κάθε τμήματος της διατομής για έλεγχο διατμητικών τάσεων

Τμήμα	$\omega_j$	$\omega_{eff}$	$\tau_{\theta,Rcr,eff}$	$\tau_{\theta,Rcr,j}$	$\lambda\tau$	$\chi\tau$	$\tau_{\theta,Rk}$	$\tau_{\theta,Rd}$	$k\tau$
1ο	15,25	272,88	67711,8	52664,7	1,97	0,17	34232,1	31120,1	1,79
2ο	31,76	277,03	69261,9	56665,4	1,90	0,18	36832,5	33484,1	1,79
3ο	33,01	282,89	71471,4	60568,1	1,84	0,19	39369,3	35790,3	1,80
4ο	34,36	289,14	73852,7	64911,9	1,78	0,21	42192,8	38357,0	1,80
5ο	35,83	295,82	76427,8	69767,9	1,71	0,22	45349,1	41226,5	1,81
6ο	37,43	302,99	79222,6	75222,3	1,65	0,24	48894,5	44449,6	1,81
7ο	39,17	310,71	82268,2	81381,1	1,59	0,26	52897,7	48088,8	1,81
8ο	41,09	319,05	85601,6	88374,7	1,52	0,28	57443,6	52221,4	1,82
9ο	43,21	328,09	89268,3	96366,4	1,46	0,31	62638,2	56943,8	1,83
10ο	22,34	335,42	92273,8	101937,1	1,42	0,32	66259,1	60235,6	1,83

Πίνακας 3-7: Ποσοστά εκμετάλλευσης βάσει ελέγχων αστοχίας καθ' ύψος του πυλώνα

Σημείο	DLC1.3	DLC1.6a	DLC2.1	DLC2.3	DLC3.2	DLC6.1a	DLC6.2a
Βάση	0.5044	0.4596	0.5911	0.4210	0.5134	0.3070	0.2550
1	0.5284	0.4795	0.6171	0.4379	0.5377	0.3189	0.2658
2	0.5310	0.4779	0.6149	0.4330	0.5400	0.3175	0.2656
3	0.5287	0.4720	0.6061	0.4241	0.5371	0.3155	0.2637
4	0.5166	0.4600	0.5853	0.4172	0.5242	0.3093	0.2583
5	0.5063	0.4590	0.5573	0.4063	0.5047	0.3015	0.2515
6	0.4881	0.4503	0.5259	0.3867	0.4723	0.2894	0.2410
7	0.4572	0.4308	0.4847	0.3555	0.4224	0.2714	0.2254
8	0.4062	0.3939	0.4827	0.3067	0.3473	0.2619	0.2142
9	0.3491	0.3255	0.4872	0.2180	0.2304	0.2487	0.2032

### 3.7.4 Προσομοίωση εδάφους και υπολογισμός ισοδύναμου φορέα

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενες παραγράφους η αλληλεπίδραση του πασσάλου θεμελίωσης της ανεμογεννήτριας με το έδαφος, λαμβάνεται υπόψη στην ανάλυση μέσω σειράς πλευρικών ελατηρίων που ακολουθούν μη γραμμικό νόμο. Στο λογισμικό ADINA εισάγεται κατακόρυφο μέλος με γεωμετρικά χαρακτηριστικά αυτά του πασσάλου. Σε όλο το μήκος του για κάθε ένα μέτρο εισάγεται μη γραμμικό ελατήριο στην οριζόντια διεύθυνση. Η δυσκαμψία κάθε ελατηρίου εκφράζεται μέσω των καμπυλών πίεσης-υποχώρησης ( $p$ - $y$ ) που υπολογίστηκαν στο κεφάλαιο 3.5.2. Αντίθετα δεν τοποθετούνται ελατήρια κατά τη διεύθυνση του άξονα του πασσάλου (κατακόρυφα), αφού η πλευρική τριβή που αναπτύσσεται στη διεπιφάνεια πασσάλου-εδάφους είναι εξαιρετικά μεγάλη ώστε η καθίζηση της αιχμής του να είναι αμελητέα, γι' αυτό στο πρόγραμμα αρθρώνεται η αιχμή του πασσάλου. Στην κορυφή του πασσάλου, στην επιφάνεια του πυθμένα, ασκούνται μια οριζόντια δύναμη και μια ροπή στη διεύθυνση του ανέμου, όπως προέκυψαν από τα αποτελέσματα του FAST. Τα φορτία που επιλέγονται είναι αυτά τα πιο κρίσιμα, όπως προκύπτουν από το κεφάλαιο 3.7.3. Ακολουθεί το μοντέλο στο ADINA (Εικόνα 3-17).

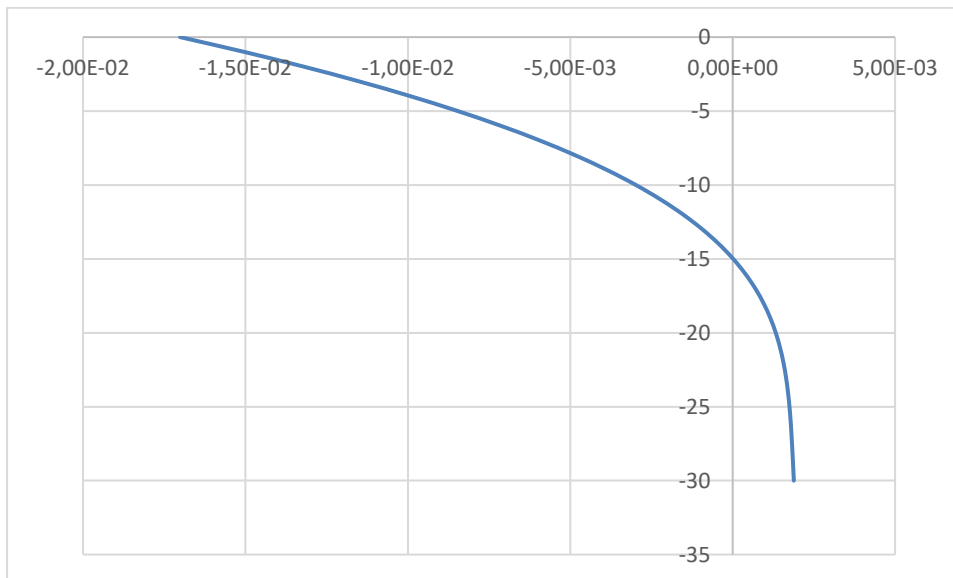


Εικόνα 3-17: Μοντέλο πασσάλου-εδάφους στο ADINA

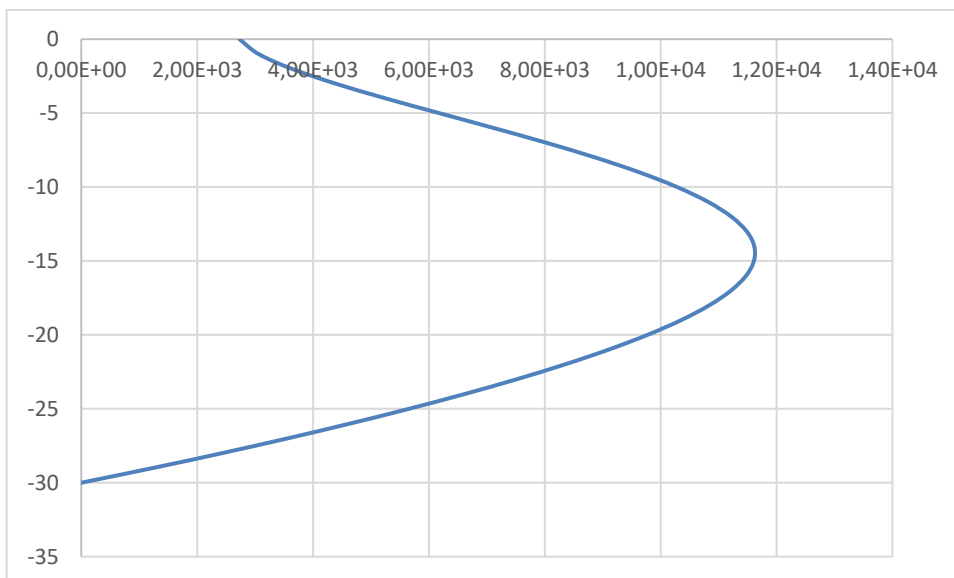
Τα κρισιμότερα φορτία που προκύπτουν από τις υπό μελέτη συνθήκες φόρτισης αφού μεταφερθούν στην κορυφή του πασσάλου είναι:

- $\max M_y = 228650 \text{ kNm}$
- $F_x = 2732 \text{ kN}$

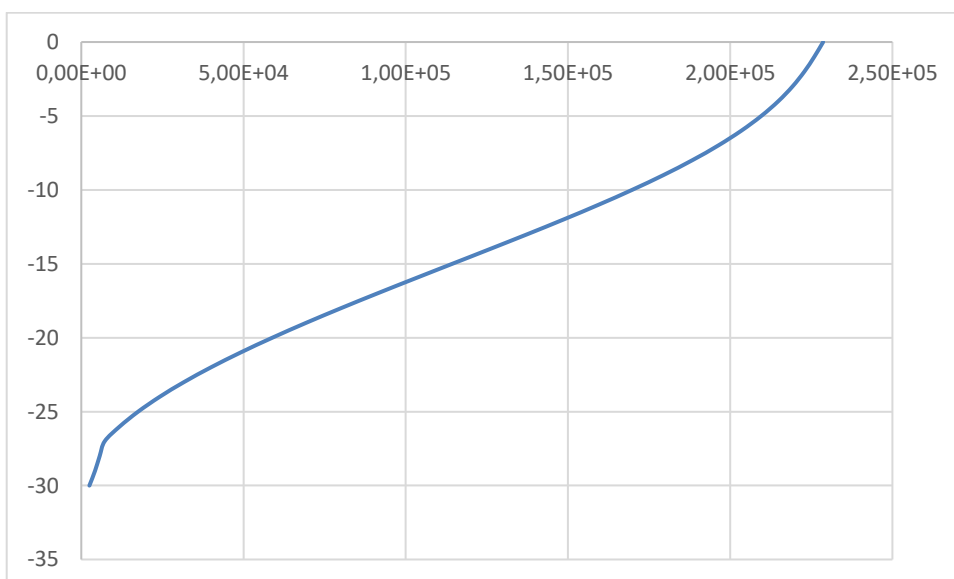
Αρχικά εισάγεται στο ADINA πάσσαλος μήκους 30m και τοποθετούνται μη γραμμικά ελατήρια ανα 1m σε όλο το μήκος του πασσάλου. Ακολουθούν τα αποτελέσματα σε μορφή διαγραμμάτων.



Εικόνα 3-18: Διάγραμμα μετακινήσεων κατά μήκος του πασσάλου μήκους 30m



Εικόνα 3-19: Διάγραμμα τεμνουσών κατά μήκος του πασσάλου μήκους 30m



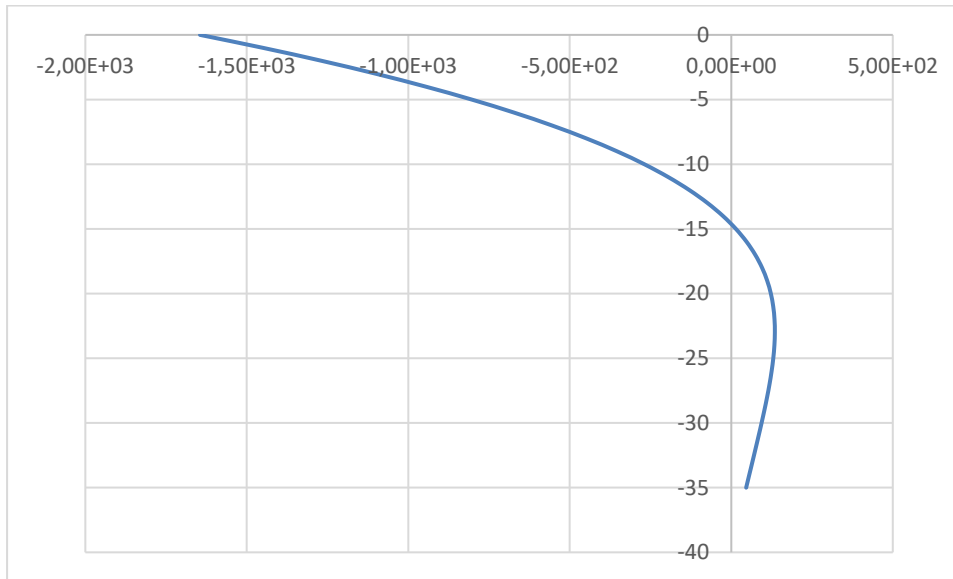
Εικόνα 3-20: Διάγραμμα ροπών κατά μήκος του πασσάλου μήκους 30m

Μέσα από την πολύχρονη διεθνή εμπειρία στην μελέτη και το σχεδιασμό πασσάλων υπεράκτιων ανεμογεννητριών, έχουν διατυπωθεί τρία εμπειρικά κριτήρια για τον προσδιορισμό των γεωμετρικών τους χαρακτηριστικών (διάμετρος και μήκος έμπηξης), ώστε να εξασφαλισθούν η επαρκής πλευρική αντοχή του συστήματος πασσάλου-εδάφους καθώς επίσης και η μη υπέρβαση των ανώτερων επιτρεπτών παραμορφώσεων του πασσάλου σε καταστάσεις λειτουργικότητας. Τα κριτήρια διατυπώνονται ως εξής:

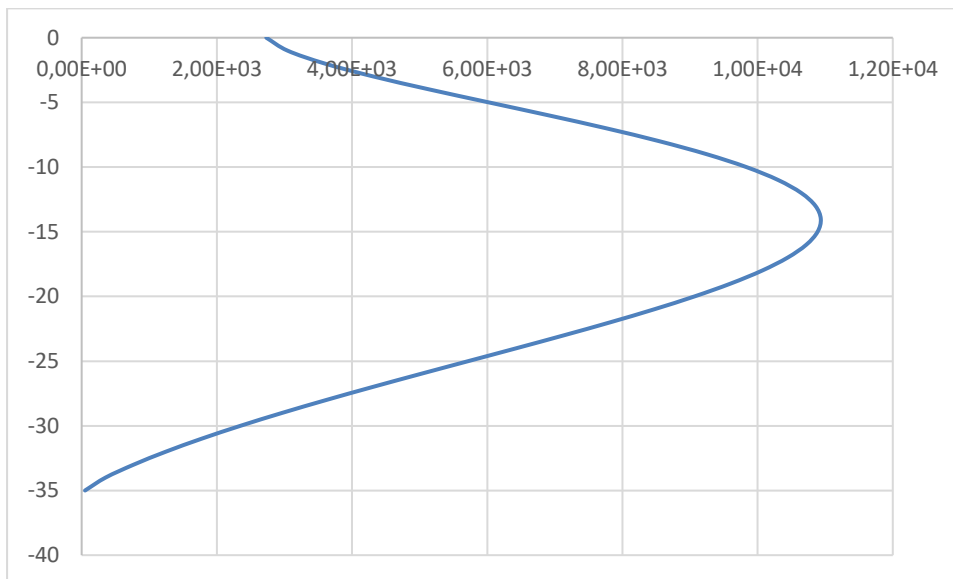
- Κριτήριο κατακόρυφης εφαπτομένης του παραμορφωμένου πασσάλου ή κριτήριο μηδενικής παραμόρφωσης της αιχμής του (zero-toe-kick criterion).
- Η πλευρική παραμόρφωση του πασσάλου στη στάθμη του πυθμένα να μην υπερβαίνει τα 120mm.

Όπως γίνεται αντιληπτό από το διάγραμμα μετακινήσεων η πλευρική παραμόρφωση της αιχμής του πασσάλου δεν μηδενίζεται επίσης οι ροπές δεν σβήνουν στην αιχμή. Συνεπώς επιλέγεται πάσσαλος

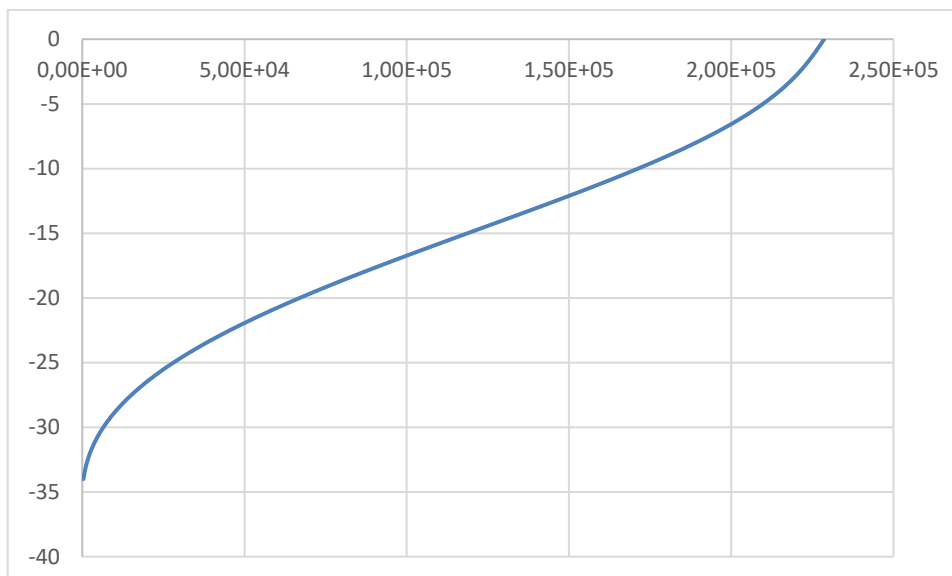
μεγαλύτερου μήκους και πιο συγκεκριμένα μήκους 35m. Ακολουθούν τα αποτελέσματα του νέου μεγαλύτερου φορέα.



Εικόνα 3-21: Διάγραμμα μετακινήσεων κατά μήκος του πασσάλου μήκους 35m



Εικόνα 3-22: Διάγραμμα τεμνουσών κατά μήκος του πασσάλου μήκους 35m



Εικόνα 3-23: Διάγραμμα ροπών κατά μήκος του πασσάλου μήκους 35m

Όπως φαίνεται από τα διαγράμματα γίνεται αντιληπτό ότι ο νέος πάσσαλος μήκους 35m ικανοποιεί τα κριτήρια που αναφέρθηκαν. Η μετακίνηση της κορυφής του πασσάλου είναι 16.4mm ενώ η μετακίνηση της αιχμής είναι τόσο μικρή που μπορεί να θεωρηθεί μηδενική. Όπως αναλύθηκε στην προηγούμενη παράγραφο, για την συγκεκριμένη φόρτιση και τα δεδομένα εδαφικά χαρακτηριστικά, προέκυψε πάσσαλος μήκους 35m, διαμέτρου 6m και πάχους 0.060m. Επίσης, για τον εν λόγω πάσσαλο προκύπτει οριζόντια μετατόπιση της κεφαλής του  $\delta=1.64\text{cm}$  και στροφή περί τον άξονα  $\gamma-\gamma$ ,  $\varphi=2.012 \times 10^{-3}$  rad. Για τον πάσσαλο με τα παραπάνω χαρακτηριστικά υπολογίζεται ένα ισοδύναμο τμήμα, το οποίο εισάγεται στις αναλύσεις που γίνονται με το πρόγραμμα FAST και προσομοιώνει την επιρροή του πασσάλου και του εδάφους θεμελίωσης στον φορέα στήριξης και τον πύργο της ανεμογεννήτριας. Ο προσδιορισμός του γίνεται με την Αρχή Δυνατών Έργων. Η αρχή των δυνατών έργων επιτρέπει τον καθορισμό οποιουδήποτε παραμορφωσιακού μεγέθους σε ένα φορέα κάτω από μια δεδομένη φόρτιση, υπό την προϋπόθεση να έχει καθοριστεί προηγουμένως το διάγραμμα των καμπτικών ροπών για τη φόρτιση αυτή. Με δεδομένα την μετατόπιση  $\delta$ , τη στροφή  $\varphi$  και τα φορτία που ασκούνται στην κεφαλή του πασσάλου, αναζητούμε τα χαρακτηριστικά ( $L$ ,  $EI$ ) ενός ισοδύναμου προβόλου για τον οποίο ασκώντας τα παραπάνω εντατικά μεγέθη, αναπτύσσει στο ελεύθερο άκρο του τα αντίστοιχα παραμορφωσιακά μεγέθη ( $\delta, \varphi$ ).

Από την Α.Δ.Ε προκύπτουν οι παρακάτω εξισώσεις:

$$\varphi = \int M_1^{\delta_{uv}} \frac{M^{\text{πραγμ.}}}{EI} ds \quad (3-44)$$

$$\delta = \int M_2^{\delta_{uv}} \frac{M^{\text{πραγμ.}}}{EI} ds \quad (3-45)$$

### 3.7.5 Τελικός έλεγχος ισοδύναμου φορέα

Με την Α.Δ.Ε. προκύπτουν για το ισοδύναμο τμήμα  $L = 15.86\text{m}$  και  $EI = 1971.2 \times 10^6 \text{kNm}^2$ . Εισάγοντας το νέο πλέον μοντέλο πασσάλου στο FAST και ακολουθώντας την ίδια διαδικασία παρουσιάζονται τα τελικά αποτελέσματα των ποσοστών εκμετάλλευσης όπως προκύπτουν από τον έλεγχο αστοχίας.

Πίνακας 3-8: Τελικά Ποσοστά εκμετάλλευσης βάσει ελέγχων αστοχίας καθ' ύψος του πυλώνα

Σημείο	DLC1.3	DLC1.6a	DLC2.1	DLC2.3	DLC3.2	DLC6.1a	DLC6.2a
Βάση	0.5568	0.4876	0.5416	0.6345	0.5188	0.5942	0.5569
1	0.5834	0.5109	0.5652	0.6617	0.5428	0.6153	0.5765
2	0.5863	0.5134	0.5639	0.6579	0.5441	0.6031	0.5648
3	0.5836	0.5106	0.5590	0.6469	0.5401	0.5844	0.5471
4	0.5702	0.4977	0.5441	0.6226	0.5258	0.5545	0.5191
5	0.5508	0.4782	0.5233	0.5897	0.5048	0.5185	0.4859
6	0.5296	0.4465	0.4907	0.5456	0.4706	0.4708	0.4423
7	0.4918	0.4074	0.4424	0.4843	0.4203	0.4081	0.3855
8	0.4292	0.3896	0.3733	0.3945	0.3466	0.3248	0.3104
9	0.3537	0.3459	0.2615	0.2460	0.2329	0.2504	0.2534

### 3.8 Έλεγχοι λειτουργικότητας

Οι έλεγχοι λειτουργικότητας της κατασκευής για τα εξεταζόμενα φορτία έχουν δύο βασικά κριτήρια:

- Την εξασφάλιση της δομικής ακεραιότητας της κατασκευής, με την αποφυγή πρόσκρουσης των πτερυγίων στα λοιπά τμήματα της κατασκευής (π.χ. πυλώνα, πλατφόρμα).
- Τον περιορισμό των παραμορφώσεων-μετατοπίσεων σε συγκεκριμένα όρια που σχετίζονται με τη λειτουργία της ανεμογεννήτριας (π.χ. περιορισμός της οριζόντιας μετακίνησης του πασσάλου στη στάθμη πυθμένα κάτω από L/500).

Κατά την εκτέλεση του FAST, το πρόγραμμα κάνει αυτόματα τους ελέγχους λειτουργικότητας και διακόπτει την ανάλυση σε τυχούσα παράβαση κάποιου κριτηρίου. Συνεπώς, η κατασκευή μας ικανοποιεί τους ελέγχους.







## **4 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΑΝΕΓΕΡΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ**

### **4.1 ΓΕΝΙΚΑ**

Ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο αποτελεί μια πρόκληση τόσο στον σχεδιασμό του όσο και στην κατασκευή του. Η ανέγερση ενός τέτοιου έργου πραγματεύεται τη διαχείριση πολύ μεγάλων μελών και εξαρτημάτων σε ένα ιδιαίτερο και πρωτόγνωρο για τα ελληνικά δεδομένα περιβάλλον όπως είναι η θάλασσα. Η σωστή μελέτη και οργάνωση των εργασιών της κατασκευής χρήζει αναγκαία για την οικονομική αποδοτικότητα του πάρκου, αφού σε αντίθετη περίπτωση παρουσιάζονται καθυστερήσεις ή ακόμα και αστοχίες κατά την εργασία, τα οποία χαρακτηρίζονται ιδιαίτερα ζημιογόνα για το έργο. Συνεπώς, στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται οι βασικές εργασίες που απαιτούνται για την ολοκλήρωση της κατασκευής καθώς και ο τρόπος διεκπεραίωσής τους.

### **4.2 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΩΝ ΜΕΛΩΝ ΤΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ ΣΤΟΝ ΛΙΜΕΝΑ**

Στις χώρες της Βόρειας Ευρώπης όπου η βιομηχανία των ανεμογεννητριών είναι ιδιαίτερα ανεπτυγμένη συνήθως δεν έρχονται αντιμέτωποι με προβλήματα σε αυτό το στάδιο, καθώς υπάρχουν πολλές βιομηχανικές μονάδες κοντά σε λιμένες στην Βόρεια Θάλασσα και πολύ καλό οδικό δίκτυο, κατάλληλο για την μεταφορά των τεράστιων μελών μιας ανεμογεννήτριας από το εργοστάσιο στο λιμάνι. Στην Ελλάδα όμως εδώ έρχεται το πρώτο κώλυμα. Ο βιομηχανικός τομέας δεν είναι τόσο ανεπτυγμένος και λόγω της οικονομικής κρίσης πολλά εργοστάσια είτε έχουν κλείσει είτε έχουν μεταφερθεί στο εξωτερικό. Κατά την κατασκευή ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου χρησιμοποιούνται συνήθως 3 βιομηχανικές μονάδες, μία για την γεννήτρια, μία για τον πυλώνα και μία για τα πτερύγια ώστε να διασφαλίζεται η οργάνωση και η έγκαιρη περάτωση του έργου. Συνεπώς, οι μελετητές πρέπει πρώτα να κάνουν μία έρευνα για την διαθεσιμότητα βιομηχανικών μονάδων κοντά στον λιμένα για την κατασκευή των ανεμογεννητριών. Στην αναμενόμενη περίπτωση στην υπό μελέτη περιοχή που δεν βρεθούν, θα πρέπει μέσα από μια λεπτομερή οικονομική ανάλυση να αξιολογηθεί αν η κατασκευή προσωρινής βιομηχανικής μονάδας δίπλα στο λιμάνι θα οδηγήσει σε υπέρογκα κόστη και συνεπώς σε απόρριψη της επένδυσης

### **4.3 ΣΥΛΛΟΓΗ ΚΑΙ ΣΥΝΑΡΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΛΩΝ**

Η τοποθεσία συλλογής και συναρμολόγησης είναι ο χώρος στο λιμένα όπου σύμφωνα με την στρατηγική για την εγκατάσταση που ακολουθείται, συναρμολογούνται καθορισμένα μέλη και φορτώνονται στο σκάφος εγκατάστασης ώστε να μεταφερθούν στη θέση του αιολικού πάρκου. Η

διαδικασία αυτή αφορά στα εξαρτήματα της ανεμογεννήτριας, όπως ο πύργος και οι λεπίδες και όχι τόσο στον υποσταθμό, στους πασσάλους και στα καλώδια καθώς υπό προϋποθέσεις, όπως η τοποθεσία κατασκευής του, μπορούν να μεταφερθούν κατευθείαν στην περιοχή εγκατάστασης. Η διαδικασία αυτή μπορεί να επιτευχθεί σύμφωνα με τις παρακάτω γενικές ιδέες:

1. Να μην πραγματοποιηθεί καμία χερσαία συναρμολόγηση, αλλά όλα τα εξαρτήματα να μεταφερθούν στην τελική τους τοποθεσία και να εγκατασταθούν ένα ένα.
2. Να γίνει η συναρμολόγηση ολόκληρου του πύργου στο χώρο συναρμολόγησης στον λιμένα και στη συνέχεια να βιλωθεί στο κατάστρωμα του σκάφους. Έτσι, επιτυγχάνεται καλύτερη αξιοποίηση της χωρητικότητας του σκάφους.
3. Να συνδεθούν η άτρακτος και δύο πτερύγια και να τοποθετηθούν συναρμολογημένα πλέον στο κατάστρωμα του σκάφους εγκατάστασης. Η μέθοδος αυτή ονομάζεται και "bunny ear".
4. Να συνδεθούν η άτρακτος και τα τρία πτερύγια. Η μέθοδος αυτή είναι παρόμοια με την τρίτη μόνο που συνδέεται η άτρακτος με ολόκληρο τον ροτόρα. Το πρόβλημα αυτής της μεθόδου είναι ότι η έκταση στο κατάστρωμα που απαιτείται για κάθε ένα συναρμολογούμενο μέλος είναι τεράστια, καθώς στα υπάρχοντα σκάφη χωράει μόνο ένα κάθε φορά. Μια λύση είναι να τοποθετηθούν τα συναρμολογούμενα μέλη το ένα πάνω στο άλλο, το οποίο όμως απαιτεί κατάλληλη κατασκευή στο κατάστρωμα, ώστε να επιτυγχάνεται αυτή εργασία με ακρίβεια και ασφάλεια.

Η πρώτη μέθοδος έχει χρησιμοποιηθεί σε πολλά υπεράκτια αιολικά πάρκα στο παρελθόν. Ωστόσο έχει αποδειχθεί αναποτελεσματική σε μεγάλα (περισσότερες από 15 ανεμογεννήτριες) και σε μακρινά (μεγαλύτερη από 15km απόσταση από την ακτή) υπεράκτια αιολικά πάρκα κάτω από μη ευνοϊκές καιρικές συνθήκες. Η δεύτερη μέθοδος έχει αποδειχθεί ιδιαίτερα αποτελεσματική και τα περισσότερα υπεράκτια αιολικά πάρκα σήμερα εγκαθίστανται σύμφωνα με αυτή. Η αποτελεσματικότητα της τρίτης μεθόδου βασίζεται στα χαρακτηριστικά του σκάφους εγκατάστασης που επιλέγεται. Όπως αναφέρθηκε η τέταρτη μέθοδος απαιτεί ειδικά σκάφη για την εγκατάσταση. Ως βέλτιστη επιλογή για το υπό μελέτη έργο αποτελεί η πρώτη σε συνδυασμό με την τρίτη μέθοδο. Ο συνδυασμός αυτός ονομάζεται και "bunny ear with tower in one piece" (ή σύντομα BE1T). Συνεπώς κρίνεται αναγκαίο να επιλεγεί, να σχεδιασθεί και να κατασκευαστεί κατάλληλα ένας χώρος δίπλα στο λιμάνι του Πόρτο Λάγος για να πραγματοποιούνται οι παραπάνω εργασίες. [24]



Εικόνα 4-1: Παράδειγμα χώρου συλλογής και συναρμολόγησης στον λιμένα [24]

#### 4.4 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΩΝ ΜΕΛΩΝ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Το τελευταίο στάδιο πριν την εγκατάσταση είναι η μεταφορά όλων των μελών στην τοποθεσία του οιολικού πάρκου. Τα μέλη της ανεμογεννήτριας, όπως αναφέρθηκε, φορτώνονται και μεταφέρονται με τα σκάφη εγκατάστασης (installation vessels). Για το έργο της μεταφοράς των μελών υπάρχουν 3 είδη σκαφών που μπορούν να χρησιμοποιηθούν [31] :

- Σκάφος βαρέων φορτίων (Heavy-lift vessel): Όπως γίνεται αντιληπτό από το όνομα τα σκάφη τέτοιου είδους είναι κατασκευασμένα για την ανέγερση και την εγκατάσταση πολύ μεγάλων μελών και χρησιμοποιούνται κυρίως για την εγκατάσταση των θεμελίων και του υποσταθμού. Επίσης είναι αυτοπροωθούμενα και η χρήση τους δεν εξαρτάται από το βάθος του πυθμένα. Η ανυψωτική τους ικανότητα κυμαίνεται από 1600 σε 14200 τόνους και η ταχύτητά τους από 4 μέχρι 8 κόμβους.
- Αυτοανυψωτική πλατφόρμα (Jack-up Barge): Όπως υποδεικνύει το όνομα, το χαρακτηριστικό αυτών του είδους τα σκάφη έχουν την δυνατότητα να στηρίζονται στον πυθμένα και να ανυψώνεται το πλοίο δημιουργώντας μια σταθερή πλατφόρμα για την ανέγερση και την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών. Αυτά τα σκάφη δεν μπορούν να κινηθούν μόνα τους, γι' αυτό είναι απαραίτητο ένα ρυμουλκό για να τα μεταφέρει από το λιμένα και να τα τοποθετεί στις θέσεις εγκατάστασης. Συνεπώς η ταχύτητά τους εξαρτάται από το ρυμουλκό και κυμαίνεται συνήθως από 4 μέχρι 8 κόμβους. Μια μικρή πλατφόρμα έχει ελεύθερη επιφάνεια περίπου 750m<sup>2</sup>, ικανότητα ανέγερσης 272 τόνους, χωρητικότητα 10tonne/m<sup>2</sup> και χωράει 2 ανεμογεννήτριες την διαδρομή. Μια μεγάλη πλατφόρμα έχει ελεύθερη επιφάνεια 2500m<sup>2</sup>, ικανότητα ανέγερσης 800 τόνους, χωρητικότητα 20tonne/m<sup>2</sup> και χωράει 6-8 ανεμογεννήτριες την διαδρομή. Η χρήση της ωστόσο περιορίζεται σε μικρά βάθη πυθμένα.
- Αυτοπροωθούμενο σκάφος εγκατάστασης (Self-propelled installation vessel): Το σκάφος αυτό έχει την ικανότητα της αυτοανυψωτικής πλατφόρμας να δημιουργεί μια σταθερή επιφάνεια για την εργασία με τη διαφορά ότι είναι αυτοπροωθούμενο και πιο γρήγορο από τα άλλα σκάφη αφού η ταχύτητά του κυμαίνεται από τους 7 ως τους 13 κόμβους. Το σημαντικό αρνητικό είναι η περιορισμένη επιφάνεια και γι' αυτό δεν επιλέγεται συχνά για μεγάλα έργα.

Στην υπό μελέτη περιοχή που επικρατεί πυθμένας μικρού βάθους επιλέγεται αυτοανυψωτική πλατφόρμα ως σκάφος εγκατάστασης λόγω της μεγάλης χωρητικότητας. Πριν από τη φόρτωση των μελών στο πλοίο θα πρέπει να προηγηθούν κάποιες εργασίες πάνω στο πλοίο. Το κατάστρωμα θα πρέπει να διαμορφωθεί κατάλληλα ώστε να εξυπηρετεί το σχεδιασμό και τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών. Μετά το πέρας της εγκατάστασης το πλοίο επανέρχεται στην αρχική του κατάσταση ώστε να είναι έτοιμο για το επόμενο έργο. Τέλος όπως είναι φυσικό η μεταφορά συνδέεται άρρηκτα με την εγκατάσταση, έτσι σε δυσχερείς καιρικές συνθήκες δεν πραγματοποιείται καμία μεταφορά.



Εικόνα 4-2: Αυτοανυψωτική πλατφόρμα [24]

## 4.5 ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Η εγκατάσταση αποτελεί το τελευταίο μεγάλο σκαλοπάτι σε αυτό το μεγάλο έργο. Η εργασία αυτή ξεκινά όταν το σκάφος εγκατάστασης με τους πασσάλους φθάσει στην περιοχή του πάρκου και τελειώνει όταν συνδεθεί ο υπερράκτης με τον χερσαίο υποσταθμό. Η εγκατάσταση ενός υπερράκτη αιολικού πάρκου ακολουθεί τα παρακάτω βήματα:

1. Εγκατάσταση θεμελίωσης
2. Εγκατάσταση ανεμογεννήτριας
  - Πύργος
  - Άτρακτος
  - Ροτόρας
3. Εγκατάσταση υποσταθμού
  - Υπεράκτης
  - Χερσαίος
4. Εγκατάσταση καλωδίων

### 4.5.1 Εγκατάσταση θεμελίου

Η θεμελίωση πραγματοποιείται με σωληνωτούς χαλύβδινους πασσάλους, η διάμετρος και το πάχος των οποίων έχουν ορισθεί από το σχεδιασμό που προηγήθηκε. Ο πάσσαλος αποτελείται από δύο κομμάτια, το κύριο μέρος του και ένα ειδικό τεμάχιο απαραίτητο για τη σύνδεσή του με την ανεμογεννήτρια με ειδικό τσιμεντοκονίαμα (grout). Το ειδικό αυτό τεμάχιο χρησιμοποιείται ως πλατφόρμα εισόδου εργασίας, πρόσδεσης των πλοίων και ενσωματώνονται σε αυτό οι σωλήνες διέλευσης των καλωδίων. Αρχικά γίνεται ανέγερση του πασσάλου και τοποθετείται στον πυθμένα. Η πιο συνήθης πρακτική εγκατάστασης των πασσάλων είναι με χρήση κατάλληλης υδραυλικής σφύρας, η οποία είναι ενσωματωμένη σε ειδικά σκάφη που έχουν αναπτύξει μεγάλες ευρωπαϊκές εταιρείες, όπως οι

Mammoet Van Oord και A2see. Κατά μέσο όρο η εγκατάσταση ενός μονοπάσσалу θεμελίου με αυτή την διαδικασία απαιτεί δύο μέρες. Σε περιοχές με βραχώδες υπόστρωμα εκτός του σφυριού χρησιμοποιείται και ειδικό τρυπάνι το οποίο σχεδιάζεται ώστε να ταιριάζει με τα χαρακτηριστικά του θεμελίου. Ταυτόχρονα με τη χρήση των μηχανημάτων αυτών παρακολουθείται συνεχώς η πρόοδος ώστε να επιτευχθεί το βάθος σχεδιασμού.



Εικόνα 4-3: Εγκατάσταση πασσάλου με υδραυλική σφύρα

#### 4.5.2 Εγκατάσταση της ανεμογεννήτριας

Τα μέλη της ανεμογεννήτριας που εγκαθίστανται είναι ο πύργος, η άτρακτος, ο ροτόρας και τα πτερύγια. Το πρώτο βήμα είναι η εγκατάσταση του πύργου. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω τα κομμάτια του πύργου συναρμολογούνται στο λιμένα και μεταφέρεται στην περιοχή έτοιμος με την αυτοανυψωτική πλατφόρμα. Αφού το πλοίο πάρει την κατάλληλη θέση και στερεωθεί στον πυθμένα, γίνεται η ανέγερση του πύργου και τοποθετείται στο ειδικό τεμάχιο όπου και κοχλιώνεται. Στη συνέχεια ανυψώνεται και ασφαλίζεται στην κορυφή του πύργου το κομμάτι με ήδη συνδεδεμένα την άτρακτο τον ροτόρα και δύο πτερύγια. Η ίδια διαδικασία πραγματοποιείται και για το τρίτο πτερύγιο, αφού προηγουμένως ο ροτόρας έχει τεθεί σε κατάλληλη θέση για την εγκατάσταση του τρίτου πτερυγίου.

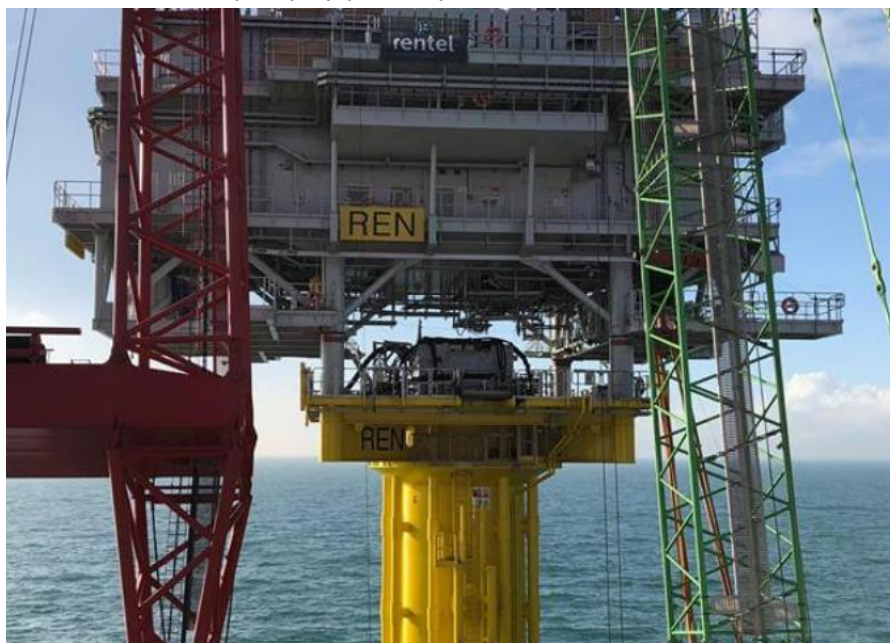


Εικόνα 4-4: Εγκατάσταση ανεμογεννήτριας [25]



### 4.5.3 Εγκατάσταση υποσταθμού

Όπως είναι λογικό, οι ανεμογεννήτριες αποτελούν κατασκευές ο σχεδιασμός των οποίων είναι πιο κρίσιμος από τον υποσταθμό. Συνεπώς εκτιμάται ότι η θεμελίωση του υποσταθμού θα είναι ίδια με αυτή των ανεμογεννητριών. Σε μεγάλα υπεράκτια αιολικά πάρκα, όπως το London Array, χρησιμοποιούνται δύο υποσταθμοί, ωστόσο το υπό μελέτη έργο αυτής της κλίμακας δεν απαιτεί δύο υποσταθμούς. Κατά την εγκατάσταση ανυψώνεται από το πλοίο εγκατάστασης ολόκληρος ο υποσταθμός και τοποθετείται στην κορυφή του θεμελίου.



Εικόνα 4-5: Εγκατάσταση υποσταθμού [26]

### 4.5.4 Εγκατάσταση καλωδίων

Αφού εγκατασταθούν επιτυχώς οι ανεμογεννήτριες, η επόμενη εργασία είναι η εγκατάσταση των καλωδίων. Η γενική ιδέα είναι ότι οι ανεμογεννήτριες συνδέονται με καλώδια μέσης τάσης με τον θαλάσσιο υποσταθμό και από εκεί το ρεύμα μεταφέρεται με καλώδια υψηλής τάσης στον χερσαίο υποσταθμό και στη συνέχεια στο υπάρχον δίκτυο της ΔΕΗ. Η διαδρομή που θα ακολουθήσουν τα καλώδια σχεδιάζονται από πριν, ώστε να βρεθεί η πλέον σύντομη και οικονομική ενώ παράλληλα να τηρούνται οι όποιοι περιβαλλοντικοί και νομικοί περιορισμοί. Η εγκατάσταση των δύο ειδών καλωδίων θα μελετηθεί ξεχωριστά.

#### 4.5.4.1 Εγκατάσταση καλωδίων μέσης τάσης

Όπως αναφέρθηκε, τα καλώδια αυτά χρησιμοποιούνται στη σύνδεση των ανεμογεννητριών με τον θαλάσσιο υποσταθμό. Στην περίπτωση μας με μονοπάσσαλη θεμελίωση τα καλώδια από την βάση του πυλώνα της ανεμογεννήτριας καταλήγουν στον πυθμένα μέσα από σωλήνα σχήματος J. Τα καλώδια μέσης τάσης πρέπει να τοποθετούνται 1-2 μέτρα μέσα στο έδαφος. Η εργασία αυτή πραγματοποιείται με τη χρήση τηλεκατευθυνόμενου οχήματος (ROV) και της συσκευής πίδακα αερίου (jetting device), το οποίο συνδέεται σε σκάφος ειδικό για υποθαλάσσιες καλωδιώσεις και ελέγχεται από εξειδικευμένο προσωπικό. Τα καλώδια αυτά είναι μέσης τάσης 32KV, τύπου XLPE, είναι τριπολικά με οπλισμό και εξωτερικό περίβλημα και φέρουν εκτός από τα καλώδια ισχύος και το καλώδιο οπτικών ινών για τις ανάγκες τηλεχειρισμού των ανεμογεννητριών.





Εικόνα 4-6: Εγκατάσταση καλωδίων μέσης τάσης με χρήση ROV [24]

#### 4.5.4.2 Εγκατάσταση καλωδίων σύνδεσης με το χερσαίο υποσταθμό

Η εγκατάσταση των καλωδίων που συνδέουν τους δύο υποσταθμούς δεν διαφέρει από αυτή των καλωδίων μέσης τάσης. Θα πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι τα καλώδια υψηλής τάσης έχουν μεγαλύτερη διάμετρο, οπότε θα πρέπει να προσαρμοστεί κατάλληλα ο εξοπλισμός που θα χρησιμοποιηθεί. Κατά κανόνα τα καλώδια που βρίσκονται κοντά στην ακτή θα πρέπει να θάβονται πιο βαθιά. Στο σημείο προσγειώσεως θα γίνουν οι σύνδεσμοι με το καλώδιο ξηράς. Μετά το πέρας των εργασιών θα υπάρξει πλήρης αποκατάσταση του σημείου αυτού και του αιγιαλού. Οι σύνδεσμοι θα καλυφθούν με πλάκες σκυροδέματος για την προστασία τους.

## 4.6 ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ ΕΝΑΝΤΙ ΥΠΟΣΚΑΦΗΣ

Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 2.3.4.3 το φαινόμενο της υποσκαφής θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη και ειδικά στις μονοπάσσαλες θεμελιώσεις όπου τα φορτία μεταφέρονται πλευρικά από την θεμελίωση στον πυθμένα. Η πιο συνήθης πρακτική για προστασία έναντι υποσκαφής αποτελεί η εναπόθεση λίθων στον πυθμένα γύρω από τη θεμελίωση και στις καλωδιώσεις. Πριν την εγκατάσταση του πασσάλου εφαρμόζεται μια αρχική επιφάνεια προστασίας σε κάθε θέση θεμελίωσης. Αφού ολοκληρωθεί η εγκατάσταση, εφαρμόζεται μια επιπλέον στρώση, η οποία αποτελείται από μεγαλύτερες πέτρες και ονομάζεται στρώση θωράκισης. Έτσι εξασφαλίζεται ικανή προστασία έναντι υποσκαφής που οφείλεται στα κύματα και στα ρεύματα. Οι πέτρες επιλέγονται έτσι ώστε να μην μετατοπισθούν από τα θαλάσσια φορτία. Για την εργασία αυτή χρησιμοποιείται ειδικό πλοίο (DP fallpipe vessels). Το πλοίο αυτό έχει χωρητικότητα 24000tonne και σύστημα δυναμικής προσέγγισης, ώστε να εξασφαλίζεται η ακριβής θέση του. Οι πέτρες μεταφέρονται με ιμάντες σε ειδικό θάλαμο όπου μέσω ενός ελαστικού σωλήνα ρίχνονται στην επιθυμητή θέση. Ο σωλήνας αυτός φτάνει μέχρι τον πυθμένα και η κάτω άκρη του προσαρμόζεται στην κατάλληλη θέση με τη βοήθεια ενός τηλεκατευθυνόμενου οχήματος. [27]



Εικόνα 4-7: Εφαρμογή προστασίας έναντι υποσκαφής μετά την εγκατάσταση του πασσάλου [24]

## 5 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

### 5.1 ΓΕΝΙΚΑ

Η αποδοτικότητα του υπεράκτιου αιολικού πάρκου καθορίζει και την τελική απόφαση για την πραγματοποίηση ή μη του έργου. Είναι πολύ πιθανό σε ένα τέτοιο μεγάλης κλίμακας έργο, όπου τα κόστη ανέρχονται σε εκατοντάδες εκατομμύρια ευρώ, η συνολική πραγματική παραγόμενη ενέργεια σε σχέση με τις δαπάνες που απαιτούνται να μην είναι συμφέρουσα για τον επενδυτή. Κύριες αιτίες για αυτό το αποτέλεσμα αποτελούν τα εδαφολογικά χαρακτηριστικά του πυθμένα και οι μετεωρολογικές συνθήκες με πρωτεύοντα ρόλο το αιολικό δυναμικό. Συνεπώς, η τοποθεσία που έχει επιλεγεί κρίνεται ακατάλληλη προς επένδυση σύμφωνα με την παρούσα τεχνολογία και οι μελετητές πρέπει να στραφούν σε άλλες επιλαχούσες θέσεις. Στο παρόν κεφάλαιο θα υπολογισθεί αρχικά η πραγματική παραγόμενη ενέργεια με βάση τα ανεμολογικά δεδομένα και τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας που επιλέγεται. Στη συνέχεια θα γίνει μια προσπάθεια να εκτιμηθούν τα κόστη, θα συγκριθούν με τα έσοδα από την παραγόμενη ενέργεια και θα αποφανθεί αν η επένδυση στην επιλεγμένη θέση είναι κερδοφόρα ή ζημιογόνα.

### 5.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΣΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ

Η ετήσια παραγόμενη ενέργεια ενός αιολικού πάρκου αποτελεί συνάρτηση δύο παραγόντων, των ετήσιων ανεμολογικών δεδομένων της περιοχής και της καμπύλης μέσης παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου των επιλεγμένων ανεμογεννητριών. Σύμφωνα με την παράγραφο 2.3.3 από την ιστοσελίδα του εθνικού αστεροσκοπείου Αθηνών, έχουν ληφθεί τόσο η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου όσο και οι απαραίτητες παράμετροι για την κατασκευή της καμπύλης Weibull του σχήματος Εικόνα 2-3. Ωστόσο οι τιμές των ταχυτήτων του ανέμου αναφέρονται σε υψόμετρο 10m από την επιφάνεια της θάλασσας, συνεπώς κρίνεται αναγκαίο να αναχθούν οι τιμές αυτές στο ύψος του ροτόρα της ανεμογεννήτριας. Για το σκοπό αυτό προτείνονται από τους Βρετανικούς κανονισμούς EN 61400-3 2 εξισώσεις:

$$V(z) = V(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (5-1)$$

$$V(z) = V(z_r) \left(\frac{z}{z_r}\right)^a \quad (5-2)$$

Όπου:

$V(z)$ : Η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος  $z$

$z$ : Το ύψος πάνω από τη μέση στάθμη θάλασσας

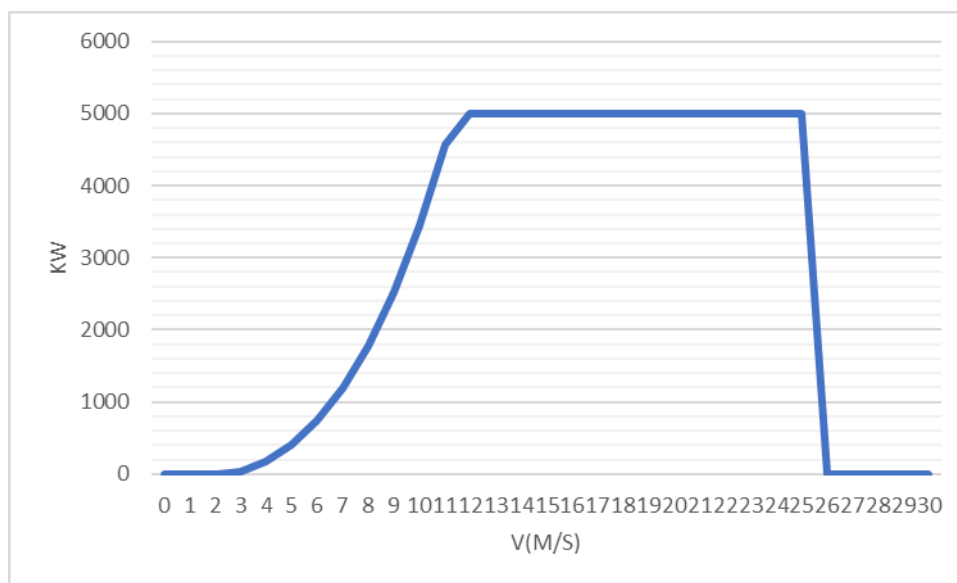
$z_r$ : Το ύψος πάνω από τη μέση στάθμη θάλασσας στο οποίο αναφέρονται τα ανεμολογικά δεδομένα

$z_0$ : Ο συντελεστής τραχύτητας του μετεωρολογικού σταθμού

$a = 0.14$ , για κανονικές συνθήκες ανέμου

Στην παρούσα διπλωματική επιλέγεται η δεύτερη εξίσωση ( 5-2 ) καθώς δεν μπορεί να προσδιοριστεί ο συντελεστής τραχύτητας, αφού τα ανεμολογικά δεδομένα προέρχονται από στατιστική επεξεργασία πολλών μετεωρολογικών σταθμών του εθνικού αστεροσκοπείου και όχι αποκλειστικά από έναν σταθμό.

Στην παράγραφο 3.3 αναφέρονται εκτός των άλλων τεχνικών χαρακτηριστικών της ανεμογεννήτριας η ταχύτητα εισόδου, μέγιστης ισχύος και εξόδου. Μόνο αυτές οι 3 τιμές όμως δεν είναι αρκετές για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας, αφού πρέπει να είναι γνωστό πόση ενέργεια παράγει κάθε ταχύτητα ανέμου για την εν λόγω ανεμογεννήτρια. Για το λόγο αυτό χρειάζεται η καμπύλη παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου για την NREL 5MW. Λήφθηκαν από το National Renewable Energy Laboratory τα απαραίτητα αριθμητικά δεδομένα για την κατασκευή της καμπύλης που ακολουθεί.



Εικόνα 5-1: Καμπύλη παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου για την NREL-5MW

Έχοντας πλέον και τα ανεμολογικά δεδομένα στο ύψος του ροτόρα και την καμπύλη παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου, γίνεται η στοιχίση της ταχύτητας ανέμου με την αντίστοιχη παραγόμενη ισχύ για τον υπό μελέτη τύπο ανεμογεννήτριας, ώστε να προκύψει η ετήσια πραγματική παραγόμενη ενέργεια. Διαιρώντας την πραγματική παραγόμενη ενέργεια με την ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας υπολογίζεται ο συντελεστής δυναμικότητας (Capacity Factor), ο οποίος αποτελεί κριτήριο για την αξιολόγηση της ενεργειακής αποδοτικότητας της περιοχής

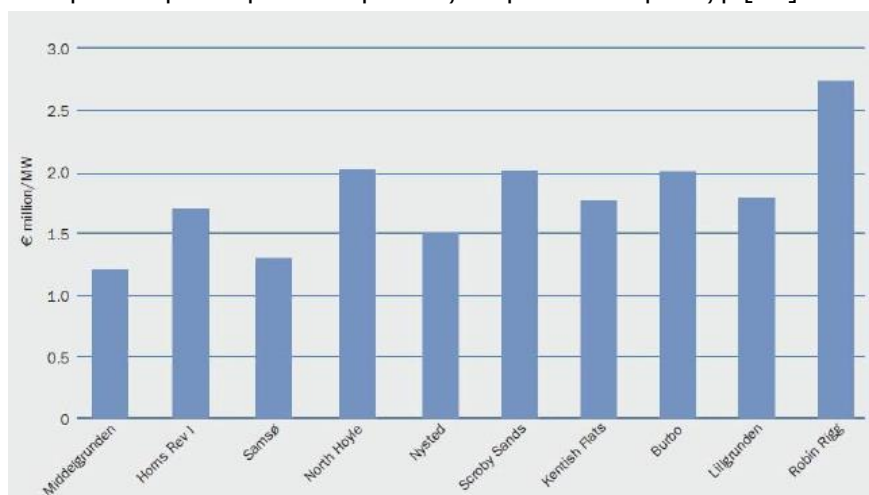
Πίνακας 5-1: Αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης

Τύπος Ανεμογεννήτριας	NREL
Ονομαστική ισχύς (MW)	5
Συντελεστής δυναμικότητας	0.22
Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	9340

Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο ότι συγκρίνοντας το συντελεστή δυναμικότητας με το μέσο συντελεστή δυναμικότητας ευρωπαϊκών υπεράκτιων αιολικών πάρκων που ισούται με 0.40, κρίνεται η περιοχή από μέτριο αιολικό δυναμικό, γεγονός που αυξάνει τις πιθανότητες, ώστε η επένδυση να μην αξιολογηθεί ως κερδοφόρα κατά την οικονομική ανάλυση.

### 5.3 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Η παγκόσμια αγορά της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας παρουσιάζει τα τελευταία χρόνια ραγδαία ανάπτυξη. Η σύγχρονη παγκόσμια αναζήτηση για καθαρές και βιώσιμες πηγές ενέργειας σε συνδυασμό με το οικονομικό όφελος που προέρχεται από τις αυξανόμενες καινοτομίες στο κομμάτι αυτό έχει κερδίσει το ενδιαφέρον πολλών επενδυτών. Το παγκόσμιο συμβούλιο αιολικής ενέργειας (Global Wind Energy Council) έχει δικαίως ισχυριστεί ότι στο παγκόσμιο σύστημα ανανεώσιμης ενέργειας θα πρωταγωνιστεί ο άνεμος. Η πρωτοβουλία που χαρακτηρίζεται ως το σημείο εκκίνησης για την τεράστια αυτή εξέλιξη στο χώρο της ενέργειας πάρθηκε από τη Δανία το 1991, η οποία εγκατέστησε και το πρώτο υπεράκτιο αιολικό πάρκο 11 ανεμογεννητριών 450kW κοντά στις ακτές της και σε ρηχά νερά. Τα τελευταία χρόνια οι μελετητές επικεντρώνονται στην εγκατάσταση των υπεράκτιων πάρκων σε πιο βαθιά νερά και σε πιο απομακρυσμένες περιοχές από την ακτή, εκεί δηλαδή όπου το αιολικό δυναμικό είναι μεγαλύτερο και κατά συνέπεια και η παραγόμενη ενέργεια. Όπως είναι φυσικό το κόστος ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι σαφώς μεγαλύτερο από ένα χερσαίο και συνήθως διπλάσιο, αφού και το κόστος του εξοπλισμού αλλά και η διαδικασία εγκατάστασης και συντήρησης απαιτούν περισσότερα χρήματα. Σε μία οικονομική μελέτη για την ανάπτυξη ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου οι μελετητές πρέπει να λάβουν υπόψη πολλές παραμέτρους, ένα μεγάλο μέρος των οποίων παρουσιάζουν αυξημένη αβεβαιότητα. Το κόστος εγκατάστασης διαφοροποιείται σημαντικά από πάρκο σε πάρκο ακόμα και στην ίδια χώρα όπως φαίνεται και στο Εικόνα 5-2. Διαφοροποιήσεις παρουσιάζονται και στις εκτιμήσεις φορέων με εμπειρία στο χώρο των οικονομοτεχνικών αναλύσεων ως προς το κόστος εγκατάστασης των θαλάσσιων αιολικών πάρκων, όπως φαίνεται στον Πίνακα 5-2. Συνεπώς η οικονομική ανάλυση στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται με κάθε επιφύλαξη. [29]



Εικόνα 5-2: Κόστη εγκατάστασης διαφόρων υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Δανία [29]

Πίνακας 5-2: Εκτιμήσεις κόστους εγκατάστασης για το ίδιο υπερράκτιο αιολικό πάρκο [29]

	Φορείς		
	EWEA	Επενδυτής (RODSAND II)	Ernst & Young
<b>Κόστος (€/kW)</b>	1680	2077	3680

### 5.3.1 Κόστος επένδυσης

Το κόστος της υπερράκτης αιολικής ενέργειας διαχωρίζεται στο κόστος κεφαλαίου επένδυσης (Capital Expenditure CAPEX) και στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Operational and Maintenance O&M). Τα υπερράκτια αιολικά πάρκα χαρακτηρίζονται ως επιχείρηση έντασης κεφαλαίου (capital-intensive). Ένας βασικός λόγος αποτελεί ότι τα άμεσα έξοδα επένδυσης αποτελούν περίπου το 75% του συνολικού κόστους κατά τη διάρκεια ζωής τους. Το υψηλό αυτό κόστος επένδυσης σε σχέση με άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αλλά και με τα χερσαία αιολικά πάρκα οφείλεται στην επένδυση υποθαλάσσιων καλωδίων, στην κατασκευή ακριβών θεμελίων θαλάσσης, στη μεταφορά των ανεμογεννητριών και των υπολοίπων μελών της κατασκευής και στην εγκατάσταση των θεμελίων και των ανεμογεννητριών. Ακόμα και οι ανεμογεννήτριες, αν και ο σχεδιασμός τους βασίζεται σε αυτόν των χερσαίων, είναι ακριβότερες, επειδή καταπονούνται από δυσμενέστερα φορτία και αντιμετωπίζουν το φαινόμενο την διάβρωσης λόγω του θαλάσσιου περιβάλλοντος. Στον παρακάτω πίνακα αναλύεται ενδεικτικά το συνολικό κόστος κεφαλαίου επένδυσης.

Πίνακας 5-3: Ενδεικτικός διαχωρισμός συνολικού κόστους κεφαλαίου

	Ποσοστό επί του συνολικού κόστους (%)	Στοιχεία	Κόστος κάθε στοιχείου (%)
<b>Ανεμογεννήτρια</b>	44	Πύργος	25
		Πτερύγια	20
		Κιβώτιο Ταχυτήτων	15
		Σύστημα Ελέγχου	10
		Γεννήτρια	4
		Θάλαμος Ανεμογεννήτριας	2
		Μετασχηματιστής	4
		Δρομέας	5
		Άλλα	15
<b>Θεμελίωση</b>	16	-	-
<b>Ηλεκτρολογικός εξοπλισμός</b>	17	Καλώδια διασύνδεσης ανεμογεννητριών	15
		Καλώδια διασύνδεσης υποστάθμου με εξωτερικό δίκτυο	35
		Υποσταθμοί	50
<b>Εγκατάσταση</b>	13	Εγκατάσταση	20

	Ποσοστό επί του συνολικού κόστους (%)	Στοιχεία	Κόστος κάθε στοιχείου (%)
		ανεμογεννητριών	
		Εγκατάσταση θεμελιώσεων	50
		Εγκατάσταση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού	30
<b>Σχεδιασμός και μελέτες</b>	10	-	-
<b>Συνολικό</b>	100		

Από τον παραπάνω πίνακα γίνεται αντιληπτό ότι οι ανεμογεννήτριες αποτελούν το βασικό κόστος με ποσοστό 44%, ενώ σε αντιστοίχο χερσαίο έργο το ποσοστό αυτό ανέρχεται περίπου στο 65%. Σύμφωνα με έρευνα του 2010 (Douglas-Westwood) με βάση τα ήδη υπάρχοντα υπεράκτια αιολικά πάρκα αλλά και τα διαθέσιμα μοντέλα ανεμογεννητριών, στην αγορά εκείνη τη περίοδο, μια μέση τιμή για μία θαλάσσια ανεμογεννήτρια ανέρχεται στα 1696€/kW, ενώ με έρευνα του ίδιου το έτος 2015 το μέσο συνολικό κόστος, βασισμένο σε ευρωπαϊκά υπεράκτια αιολικά πάρκα, ανέρχεται σε 4020€/kW.

### 5.3.2 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M) αποτελεί ένα σημαντικό κομμάτι του συνολικού κόστους. Για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, ένα μέρος των O&M εξόδων είναι δύσκολο να υπολογιστεί. Εξαιτίας των περιορισμών πρόσβασης που σχετίζονται με τον καιρό και των μεγαλύτερων αποστάσεων για να επιτευχθεί πρόσβαση στις ανεμογεννήτριες, το κόστος εργασίας είθισται να είναι σημαντικά υψηλότερο και λιγότερο προβλέψιμο συγκριτικά με τα χερσαία αιολικά πάρκα. Επιπρόσθετα, το κόστος που αφορά τη συντήρηση και τα ανταλλακτικά που μπορεί να χρειαστούν στα υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι δύσκολο να προβλεφθούν. Παρόλο που όλα τα έξοδα δείχνουν να αυξάνονται καθώς η ανεμογεννήτρια παλιώνει, το κόστος επιδιόρθωσης και τα ανταλλακτικά συγκεκριμένα επηρεάζονται άμεσα από την ηλικία της ανεμογεννήτριας, ξεκινώντας από χαμηλά επίπεδα και ανεβαίνοντας με την πάροδο των χρόνων.

Το κόστος λειτουργίας & συντήρησης αποτελείται από τα εξής επιμέρους κόστη:

- Ασφάλεια
- Επισκευή βλαβών
- Αμοιβές προσωπικού
- Διαχείριση
- Απώλεια εκτιμώμενων εσόδων λόγω δυσλειτουργίας
- Συντήρηση
- Πρόσβαση προσωπικού στις αποβάθρες των ανεμογεννητριών

Το μέσο κόστος λειτουργίας και συντήρησης στα ευρωπαϊκά υπεράκτια αιολικά πάρκα ανέρχεται σύμφωνα με έρευνες στα ήδη υπάρχοντα πάρκα σε 0.017€/kWh.

### 5.3.3 Εκτίμηση κόστους σύμφωνα με την PAE

Με την απόφαση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας υπ' αριθμόν 54/2012 δημοσιεύθηκε ο οδηγός αξιολόγησης αιτήσεων για χορήγηση άδειας παραγωγής σε υπεράκτιους αιολικούς σταθμούς ως προς το κριτήριο της ενεργειακής αποδοτικότητας – οικονομικής βιωσιμότητας. Σύμφωνα με τον οδηγό αυτόν, δίνονται ενδεικτικές κατευθύνσεις για τον υπολογισμό του κόστους του έργου. Για τον υπολογισμό του μοναδιαίου κόστους εγκατάστασης συναρτήσει του βάθους εγκατάστασης χρησιμοποιείται η παρακάτω εξίσωση ( 5-3 ) για κάθε ανεμογεννήτρια ξεχωριστά. Η σχέση αυτή

βασίζεται στα στοιχεία της μελέτης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής Περιβάλλοντος και τις εκτιμήσεις σχετικά με το κόστος εγκατάστασης ανεμογεννητριών στη θάλασσα συναρτήσει του βάθους. Για τον υπολογισμό αυτό θα πρέπει ο φάκελος της αίτησης να περιλαμβάνει, πέραν των χαρτών με τις συντεταγμένες του χώρου εγκατάστασης και των θέσεων των ανεμογεννητριών (όπως αυτό προβλέπεται από τον οδηγό αξιολόγησης), πίνακα με το εκτιμώμενο βάθος εγκατάστασης για κάθε ανεμογεννήτρια. Εφόσον δεν μπορεί να εκτιμηθεί με σχετική ακρίβεια το βάθος στη θέση εγκατάστασης, ο ενδιαφερόμενος οφείλει να υποδείξει τη δυσμενέστερη περίπτωση.

$$K=0.45B^2 - 2.5B + 1700$$

**( 5-3 )**

Όπου:

K: Μοναδιαίο κόστος ανεμογεννήτριας σε €/kW

B: Βάθος θεμελίωσης σε m

Το μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης για κάθε αίτημα, προκύπτει από το μέσο όρο του κόστους μετά την εφαρμογή της σχέσης 1 για το σύνολο των προτεινόμενων προς χωροθέτηση ανεμογεννητριών. Η εξίσωση ( 5-3 ) εφαρμόζεται για θαλάσσιους αιολικούς σταθμούς με βάθος εγκατάστασης έως και 80m. Εκτός του βάθους θεμελίωσης η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας προτείνει ενδεικτικές τιμές, οι οποίες έχουν να κάνουν με την απόσταση του αιολικού πάρκου από την ακτή. Για αποστάσεις έως 10 χιλιόμετρα το κόστος βάσης υπολογίζεται σε 1800€/kW, ενώ για αποστάσεις 20-30 χιλιόμετρα υπολογίζεται μία επιβάρυνση στο κόστος βάσης της τάξεως του 4%, δηλαδή συνολικά 1872€/kW. Για αποστάσεις 50-100 χιλιόμετρα από την ακτή η επιβάρυνση ξεπερνά το 18%. Η επιβάρυνση αυτή είναι αποτέλεσμα τόσο του αυξημένου κόστους διασύνδεσης, όσο και των επιπλέον δυσκολιών που αντιμετωπίζονται κατά την ανέγερση του σταθμού, αφού αυξάνεται ο χρόνος διαδρομής από και προς το πάρκο και μικραίνουν τα χρονικά περιθώρια, καθώς δεν επικρατούν πάντα οι κατάλληλες για την εγκατάσταση των σταθμών κλιματολογικές συνθήκες. Για το κόστος λειτουργίας και συντήρησης σύμφωνα με τον οργανισμό IRENA αντιστοιχεί σε 0.022 € ανά παραγόμενη KWh.

Σύμφωνα με τις διατάξεις της παραγράφου 17 του άρθρου 15 του ν. 3851/2010, όπως τροποποιήθηκαν με την παράγραφο 20 του άρθρου 42 του Ν. 4030/2011, για τη χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε υπεράκτιους αιολικούς σταθμούς η παραγόμενη ενέργεια από τους σταθμούς αυτούς τιμολογείται με τιμή βάσης τα 108,3 €/MWh. Με απόφαση του Υπουργού Π.Ε.Κ.Α. κατόπιν γνώμης της ΠΑΕ, η οποία εκδίδεται πριν την υπογραφή της οικείας σύμβασης πώλησης, είναι δυνατόν η ανωτέρω τιμή να προσαυξάνεται για κάθε σταθμό ξεχωριστά, ως και 30% της τιμής βάσης. Συνεπώς με βάση τα παραπάνω τα ετήσια έσοδα ανέρχονται σε , το αρχικό κόστος επένδυσης σε και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης σε 1.665.900.000,00€ και -18.500.000,00€ αντίστοιχα.

Για την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης χρησιμοποιείται η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ). Η ΚΠΑ είναι ένα χρήσιμο εργαλείο που χρησιμοποιείται στα οικονομικά για να καθοριστεί αν μία επένδυση ή ένα έργο κρίνεται συμφέρον ώστε να χρηματοδοτηθεί ή όχι και είναι το άθροισμα των παρούσων αξιών των εισερχόμενων και εξερχόμενων ταμειακών ροών κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου. Μετράει το πλεόνασμα ή την έλλειψη ταμειακών ροών, σε όρους παρούσας αξίας, σε σχέση με το κόστος κεφαλαίων (cost of funds) που χρησιμοποιήθηκαν για μια επένδυση. Ο προσδιορισμός της αξίας ενός σχεδίου είναι δύσκολος, επειδή υπάρχουν διάφοροι τρόποι για τη μέτρηση της αξίας των μελλοντικών ταμειακών ροών. Λόγω της χρονικής αξίας του χρήματος, ένα ευρώ στο μέλλον αξίζει λιγότερο από όσο ένα ευρώ σήμερα. Το προεξοφλητικό επιτόκιο στον τύπο ΚΠΑ είναι ένας τρόπος για να μετρηθεί ακριβώς αυτό. Το επιτόκιο προεξόφλησης στην παρούσα εργασία λαμβάνεται ίσο με 10% , όπως αναγράφεται στην έκθεση υποστήριξης των ΑΠΕ του Υ.Π.Ε.Κ.Α.. Ο τύπος υπολογισμού της Καθαρής Παρούσας Αξίας μιας σειράς ταμειακών ροών, δέχεται ως μεταβλητές τις ταμειακές ροές και ένα προεξοφλητικό επιτόκιο, έχει ως αποτέλεσμα μια τιμή και παρουσιάζεται παρακάτω.



$$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^N \frac{TE}{(1+r)^t} - E_0 \quad (5-4)$$

Όπου:

TE: Ταμειακές εισροές το έτος t (έσοδα – έξοδα)

t: Χρονική περίοδος

r: Προεξοφλητικό επιτόκιο

E<sub>0</sub>: Αρχική επένδυση σε t=0

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα για ανεμογεννήτριες τύπου NREL 5MW

Πίνακας 5-4: Οικονομική ανάλυση για NREL 5MW

Έτος	Έξοδα(€)	Έσοδα(€)	TE(€)	ΚΠΑ(€)
0	-1.665.900.000,00	0,00	-1.665.900.000,00	-1.665.900.000,00
1	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	65.713.454,55
2	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	59.739.504,13
3	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	54.308.640,12
4	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	49.371.491,02
5	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	44.883.173,65
6	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	40.802.885,14
7	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	37.093.531,94
8	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	33.721.392,68
9	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	30.655.811,52
10	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	27.868.919,57
11	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	25.335.381,43
12	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	23.032.164,93
13	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	20.938.331,76
14	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	19.034.847,05
15	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	17.304.406,41
16	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	15.731.278,55
17	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	14.301.162,32
18	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	13.001.056,66
19	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	11.819.142,42
20	-18.500.000,00	90.784.800,00	72.284.800,00	10.744.674,92
<b>Σύνολο</b>	<b>-2.035.900.000,00</b>	<b>1.815.696.000,00</b>	<b>-220.204.000,00</b>	<b>-1.050.498.749,23</b>

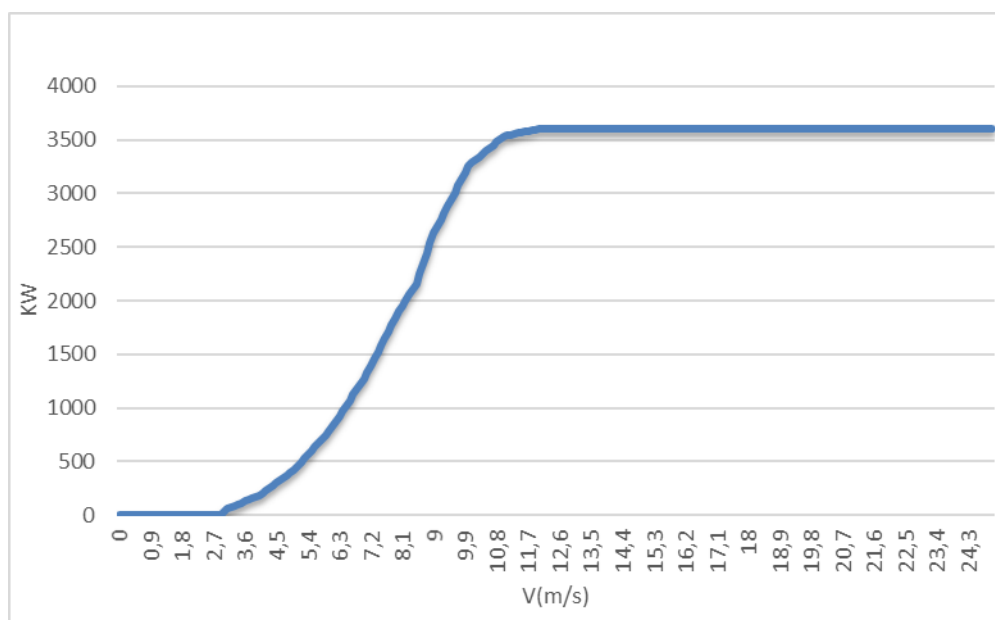
## 5.4 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΥΣΗ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Στην παρούσα παράγραφο αξίζει να αξιολογηθεί η επιλογή του μοντέλου NREL 5MW ως προς την βέλτιστη επιλογή μοντέλου ανεμογεννήτριας. Στην αγορά πλέον υπάρχουν πολλοί κατασκευαστές και πληθώρα υπεράκτιων ανεμογεννητριών, κάθε μία με τις ιδιαιτερότητές της, έτσι ώστε ο επενδυτής και οι μελετητές να επιλέξουν την πιο συμφέρουσα για τις δεδομένες συνθήκες. Έτσι πραγματοποιείται η ίδια οικονομική ανάλυση της προηγούμενης παραγράφου για άλλα 3 μοντέλα υπεράκτιων ανεμογεννητριών, δύο μικρότερης ισχύος και ένα μεγαλύτερης από την NREL 5MW. Τα μοντέλα αυτά θα είναι:

- Siemens SWT-3.6-130
- Enercon E-112/4.5MW
- Vestas V164-8.0MW

Ακολουθούν οι καμπύλες παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου και οι πίνακες για την ενεργειακή και οικονομική ανάλυση.

### 5.4.1 Siemens SWT-3.6-130



Εικόνα 5-3: Καμπύλη παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου για Siemens SWT-3.6-130

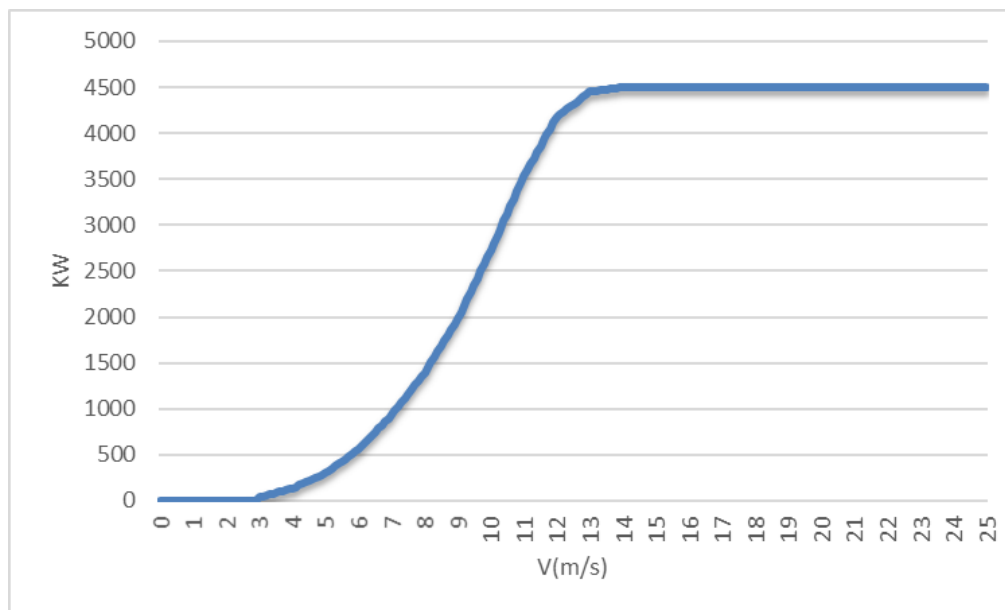
Πίνακας 5-5: Αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης για Siemens SWT-3.6-130

Τύπος Ανεμογεννήτριας	NREL
Ονομαστική ισχύς (MW)	3.6
Συντελεστής δυναμικότητας	0.27
Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	8378

Πίνακας 5-6: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης για Siemens SWT-3.6-130

Έτος	Έξοδα(€)	Έσοδα(€)	ΤΕ(€)	ΚΠΑ(€)
0	-1.199.448.000,00	0,00	-1.199.448.000,00	-1.199.448.000,00
1	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	59.156.332,73
2	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	53.778.484,30
3	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	48.889.531,18
4	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	44.445.028,35
5	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	40.404.571,22
6	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	36.731.428,38
7	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	33.392.207,62
8	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	30.356.552,38
9	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	27.596.865,80
10	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	25.088.059,82
11	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	22.807.327,11
12	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	20.733.933,74
13	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	18.849.030,67
14	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	17.135.482,43
15	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	15.577.711,30
16	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	14.161.555,72
17	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	12.874.141,57
18	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	11.703.765,06
19	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	10.639.786,42
20	-16.588.400,00	81.660.366,00	65.071.966,00	9.672.533,11
<b>Σύνολο</b>	<b>-1.531.216.000,00</b>	<b>1.633.207.320,00</b>	<b>101.991.320,00</b>	<b>-645.453.671,09</b>

#### 5.4.2 Enercon E-112/4.5MW



Εικόνα 5-4: Καμπύλη παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου για Enercon E-112/4.5MW

Πίνακας 5-7: Αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης για Enercon E-112/4.5MW

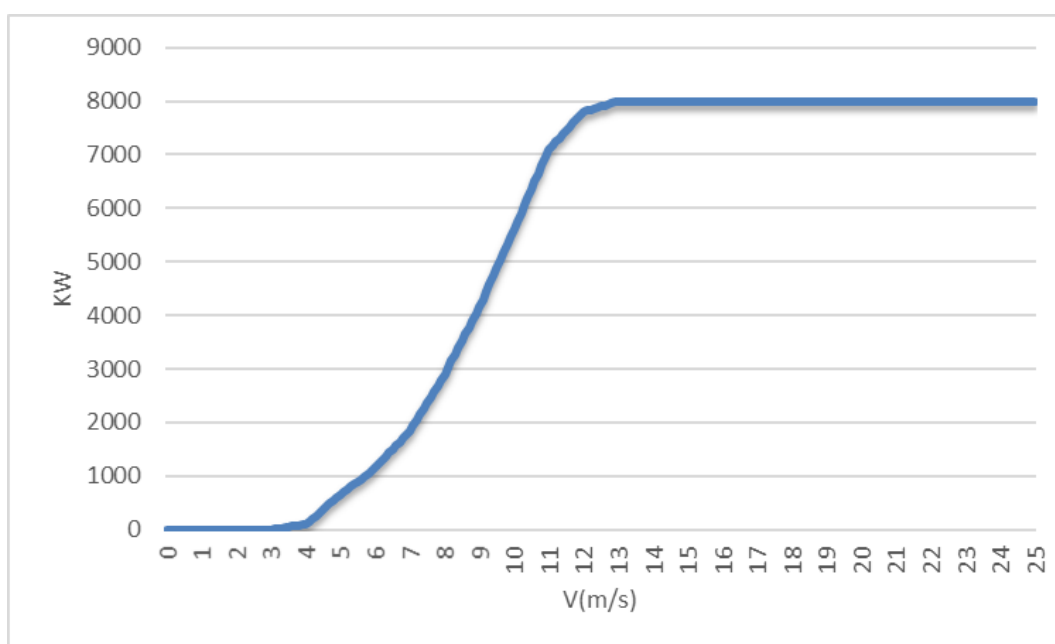
Τύπος Ανεμογεννήτριας	NREL
Ονομαστική ισχύς (MW)	4.5
Συντελεστής δυναμικότητας	0.19
Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	7571

Πίνακας 5-8: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης για Enercon E-112/4.5MW

Έτος	Έξοδα(€)	Έσοδα(€)	ΤΕ(€)	ΚΠΑ(€)
0	-1.500.310.000,00	0,00	-1.500.310.000,00	-1.500.310.000,00
1	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	53.459.032,73
2	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	48.599.120,66
3	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	44.181.018,78
4	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	40.164.562,53
5	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	36.513.238,66
6	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	33.193.853,33
7	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	30.176.230,30
8	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	27.432.936,64
9	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	24.939.033,31
10	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	22.671.848,46
11	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	20.610.771,33

Έτος	Έξοδα(€)	Έσοδα(€)	ΤΕ(€)	ΚΠΑ(€)
12	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	18.737.064,84
13	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	17.033.695,31
14	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	15.485.177,56
15	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	14.077.434,14
16	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	12.797.667,40
17	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	11.634.243,09
18	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	10.576.584,63
19	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	9.615.076,94
20	-14.990.830,00	73.795.766,00	58.804.936,00	8.740.979,03
<b>Σύνολο</b>	<b>-1.800.126.600,00</b>	<b>1.475.915.320,00</b>	<b>-324.211.280,00</b>	<b>-999.670.430,33</b>

### 5.4.3 Vestas V164-8.0MW



Εικόνα 5-5: Καμπύλη παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου για Vestas V164-8.0MW

Πίνακας 5-9: Αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης για Vestas V164-8.0MW

Τύπος Ανεμογεννήτριας	NREL
Ονομαστική ισχύς (MW)	8
Συντελεστής δυναμικότητας	0.21
Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	14677.23

Πίνακας 5-10: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης για Vestas V164-8.0MW

Έτος	Έξοδα(€)	Έσοδα(€)	ΤΕ(€)	ΚΠΑ(€)
0	-2.665.440.000,00	0,00	-2.665.440.000,00	-2.665.440.000,00
1	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	103.636.493,64
2	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	94.214.994,21
3	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	85.649.994,74
4	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	77.863.631,58
5	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	70.785.119,62
6	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	64.350.108,75
7	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	58.500.098,86
8	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	53.181.908,05
9	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	48.347.189,14
10	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	43.951.990,13
11	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	39.956.354,66
12	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	36.323.958,78
13	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	33.021.780,71
14	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	30.019.800,65
15	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	27.290.727,86
16	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	24.809.752,60
17	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	22.554.320,55
18	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	20.503.927,77
19	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	18.639.934,34
20	-29.061.450,00	143.061.593,00	114.000.143,00	16.945.394,85
<b>Σύνολο</b>	<b>-3.246.669.000,00</b>	<b>2.861.231.860,00</b>	<b>-385.437.140,00</b>	<b>-1.694.892.518,51</b>

#### 5.4.4 Σύγκριση αποτελεσμάτων

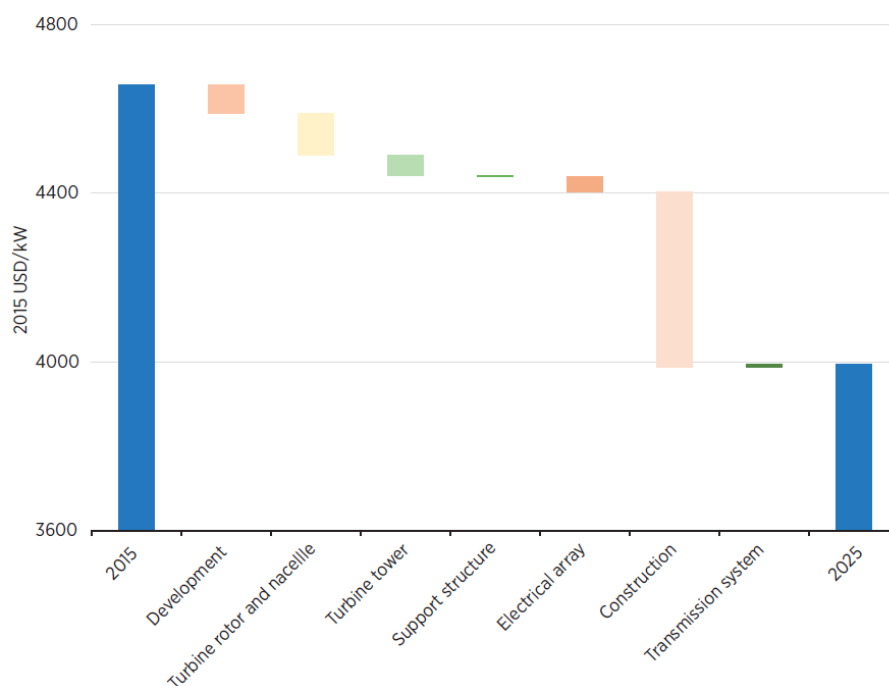
Πίνακας 5-11: Συγκριτικά αποτελέσματα για τα διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών

Μοντέλο Α/Γ	Ονομαστική ισχύς	ΚΠΑ(€)	ΚΠΑ(30%)(€)
NREL	5MW	-1.050.498.749,23	-815.762.770,35
Siemens SWT-3.6	3.6MW	-645.453.671,09	-436.816.583,69
Enercon E-112/4.5	4.5MW	-999.670.430,33	-811.144.083,14
Vestas V164-8.0	8MW	-1.694.892.518,51	-1.329.789.130,15

Στον παραπάνω πίνακα στην τελευταία στήλη εμφανίζονται τα αποτελέσματα με τιμή πώλησης ενέργειας αυξημένη κατά 30% σύμφωνα με τις οδηγίες από ΠΑΕ. Ακόμα και έτσι όμως η επένδυση κρίνεται σε κάθε περίπτωση ασύμφορη.

## 5.5 ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΣΔΟΚΩΜΕΝΕΣ ΜΕΤΑΒΟΛΕΣ ΣΤΑ ΚΟΣΤΗ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

Ο διακυβερνητικός οργανισμός IRENA (International Renewable Energy Agency) δημοσίευσε μελέτη σχετικά με την εκτιμώμενη πορεία των εξόδων των υπερράκτιων αιολικών πάρκων για το έτος 2025 [30]. Η μελέτη βασίστηκε σε υπό μελέτη πατέντες, στην τεχνογνωσία, στην εμπειρία από ήδη υπάρχουσα έργα, σε επιστημονικές δημοσιεύσεις καθώς και σε συνεντεύξεις ειδικών στην υπερράκτια αιολική ενέργεια. Σε γενικές γραμμές εκτιμάται ότι το συνολικό κόστος των υπερράκτιων αιολικών πάρκων θα μειωθεί έως και 15% μέχρι το έτος 2025. Προβλέπεται ότι η μεγαλύτερη μείωση θα παρατηρηθεί στα κόστη κατασκευής και εγκατάστασης και μάλιστα αντιπροσωπεύουν το 60% από την συνολική μείωση του 15% που αναφέρθηκε πιο πάνω. Παράλληλα σημαντική είναι και η μείωση στα κόστη και στον χρόνο κατά την ανάπτυξη του έργου αφού οι μηχανικοί και οι μελετητές θα αποκτήσουν περισσότερη εμπειρία. Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται πως κατανέμονται οι μειώσεις στο συνολικό κόστος στα επιμέρους τμήματα της κατασκευής του υπερράκτιου αιολικού πάρκου.



Εικόνα 5-6: Ενδεικτική προσδοκώμενη μείωση στα κόστη της κατασκευής [30]

Η μείωση των εξόδων της κατασκευής και της εγκατάστασης σχετίζεται άρρηκτα με την μείωση του χρόνου εγκατάστασης κάθε MW, δεδομένου ότι οι τιμές ναύλωσης των ειδικών πλοίων για την εγκατάσταση και οι ημερήσιες αμοιβές του προσωπικού είναι ιδιαίτερα υψηλές. Η επιλογή ανεμογεννητριών μεγαλύτερης ισχύος συμβάλλει στη μείωση αυτή αλλά απαιτούνται και άλλες καινοτομίες. Το κόστος εγκατάστασης ενός υπερράκτιου αιολικού πάρκου μπορεί να μειωθεί με τις παρακάτω ενέργειες:

- Ικανότητα ολοκλήρωσης της εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας σε συνθήκες πιο ισχυρών ανέμων. Καινοτομίες όπως η χρήση ειδικού γερανού για να σταθεροποιεί τα πτερύγια κατά την εγκατάσταση μπορούν να εξασφαλίσουν ασφαλή εγκατάσταση ακόμα και σε ταχύτητες ανέμου 16m/s. Με αυτόν τον τρόπο περιορίζεται η επίδραση των μετεωρολογικών συνθηκών στην διαδικασία ανέγερσης του πάρκου.
- Χρήση μεγαλύτερων πλοίων εγκατάστασης θεμελίων. Με μεγαλύτερο και βελτιστοποιημένο κατάστρωμα μπορεί να αυξηθεί ο αριθμός των θεμελίων που μπορεί να κουβαλήσει σε μία διαδρομή ένα πλοίο.
- Πραγματοποίηση περισσότερων εργασιών εγκατάστασης σε χερσαία μονάδα ή στο λιμάνι. Οι ανεμογεννήτριες της επόμενης γενιάς προορίζονται για να συναρμολογείται μεγαλύτερο κομμάτι τους στον λιμένα. Η ενέργεια αυτή επιτρέπει την εγκατάσταση της ανεμογεννήτριας με ενσωματωμένο τον πύργο με τον ροτόρα πιο γρήγορα και με λιγότερα βήματα εν πλω.
- Συναρμολόγηση της ανεμογεννήτριας και του θεμελίου στον λιμένα και εγκατάσταση του ενσωματωμένου πλέον φορέα. Αυτό επιτυγχάνεται με ειδικές πλατφόρμες και ρυμουλκά τα οποία μεταφέρουν τον φορέα στην επιλεγμένη θέση με αποτέλεσμα να απλοποιείται το έργο της εγκατάστασης.
- Επέκταση της επιτρεπτής από τον νόμο περιόδου, στην οποία μπορούν να πραγματοποιηθούν οι θεμελιώσεις με την μείωση του υποθαλάσσιου θορύβου. Ο υποθαλάσσιος θόρυβος επηρεάζει τους θαλάσσιους οργανισμούς και κυρίως τα θηλαστικά. Με κατάλληλες καινοτομίες όπως η κουρτίνα φυσαλίδων (bubble curtain) μπορούν να περιοριστεί σε μεγάλο βαθμό ο θόρυβος.

Παράλληλα οι κατασκευαστές επικεντρώνονται στην ανάπτυξη μεγαλύτερων ανεμογεννητριών. Με αυτόν τον τρόπο αυξάνεται η παραγόμενη ενέργεια με το ίδιο αιολικό δυναμικό. Για τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες οι καινοτομίες και οι μελέτες εστιάζουν στην μείωση των εξόδων εγκατάστασης, στην βελτίωση της αξιοπιστίας, την μείωση δηλαδή των εξόδων λειτουργίας και συντήρησης και στην αύξηση της απόδοσης ηλεκτρικής ενέργειας. Τελικά εκτιμάται ότι μέχρι το 2025 το σταθμισμένο κόστος ενέργειας για υπεράκτια αιολικά πάρκα κόντα στην ακτή μπορεί να μειωθεί μέχρι τα 0.07€/kWh , ενώ για πιο απομακρυσμένα πάρκα η τιμή αυτή μπορεί να ανέλθει στα 0.13€/kWh.



## 6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Τα κύρια συμπεράσματα που προέκυψαν από την παρούσα εργασία είναι συνοπτικά τα ακόλουθα:

Όσον αφορά την θέση εγκατάστασης:

- Η καταλληλότητα μίας θέσης για την κατασκευή ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου μπορεί να προσδιοριστεί από συγκεκριμένα κριτήρια. Αυτά μπορούν να διακριθούν σε τεχνικά, φυσικά και ρυθμιστικά κριτήρια, ανάλογα με την μορφή τους.
- Για την εξαγωγή σωστών μετεωρολογικών δεδομένων απαιτείται αφ' ενός η συλλογή δεδομένων πολλών χρόνων από ήδη υφιστάμενους σταθμούς στην γύρω περιοχή και αφ' ετέρου η εγκατάσταση σταθμού στην προβλεπόμενη θέση του πάρκου για εξαγωγή ποσοτικών δεδομένων.
- Στην θαλάσσια περιοχή της Ελλάδας όπου παρατηρείται ιδιαίτερα αυξημένη κίνηση πλοίων, είναι κρίσιμη η αραιώση των ανεμογεννητριών μεταξύ τους ώστε να μην δυσχεραίνεται η διέλευση.
- Η εγκατάσταση τόσο μεγάλης κλίμακας έργου στην σειсмоγενή Ελλάδα πρέπει να απορρίπτεται στην περίπτωση γειτνίασης με σεισμικά ρήγματα.
- Σύμφωνα με τον νόμο 3851/2010 για τις Α.Π.Ε. για το μοντέλο ανεμογεννήτριας που επιλέχθηκε πρέπει η μέση απόσταση των ανεμογεννητριών από την ακτή να είναι μεγαλύτερη από 18.3km.

Όσον αφορά τη διαδικασία σχεδιασμού:

- Μελετώνται συγκεκριμένες συνθήκες φόρτισης για διαφορετικές συνθήκες ανέμου και κύματος και κατάσταση λειτουργίας της ανεμογεννήτριας.
- Η ανεμογεννήτρια πρέπει να ελέγχεται σε οριακές καταστάσεις αστοχίας, λειτουργικότητας, και κόπωσης.

Όσον αφορά την προσομοίωση:

- Η ανεμογεννήτρια προσομοιώνεται στο λογισμικό FAST και η επίδραση του εδάφους στον πάσσαλο στο ADINA δημιουργώντας έναν νέο φορέα για το FAST.
- Οι χρονιότητες των εντατικών μεγεθών του πύργου της ανεμογεννήτριας που σχετίζονται με την κύρια διεύθυνση πνοής του ανέμου εμφανίζουν μεγαλύτερα φορτία έναντι αυτών των άλλων διευθύνσεων.
- Τα πρώτα 30 δευτερόλεπτα της ανάλυσης κρίνεται σκόπιμο να αμελούνται, ώστε να εξαλείφονται οι παροδικές συνθήκες που δημιουργούνται κατά την εκκίνηση της

ανεμογεννήτριας. Εάν ληφθούν υπόψη, οι έλεγχοι σε λυγισμό στις περισσότερες περιπτώσεις δεν ικανοποιούνται.

- Σε συνθήκες που η ανεμογεννήτρια είναι εκτός λειτουργίας και ασκούνται σε αυτήν ακραίες συνθήκες ανέμου και θάλασσας παρατηρούνται πιο μικρές δυνάμεις και ροπές από τις υπόλοιπες υπό μελέτη συνθήκες φόρτισης, το οποίο δηλώνει την επιτυχία του συστήματος ελέγχου και προστασίας της ανεμογεννήτριας έναντι ακραίων φαινομένων.
- Στο προσομοίωμα του πασσάλου στο ADINA παρατηρείται ότι όσο αυξάνεται το μήκος του πασσάλου τόσο μικραίνουν οι μετακινήσεις κατά μήκος του και η μετακίνηση της αιχμής του τείνει στο μηδέν. Όσο μεγαλύτερο είναι το μήκος έμπηξης του πασσάλου τόσο μικρότερες είναι οι μετατοπίσεις του πασσάλου και άρα τόσο μικρότερες οι αντιδράσεις των μη-γραμμικών ελατηρίων κατά μήκος του πασσάλου. Παρουσιάζει επίσης πιο εύκαμπτη συμπεριφορά και τέλος παρουσιάζει μικρότερες ροπές και τέμνουσες κοντά στην αιχμή
- Το σημείο του πασσάλου που μηδενίζονται οι μετακινήσεις αποτελεί το σημείο περιστροφής του και είναι ανεξάρτητο από το μήκος του πασσάλου. Στο ίδιο σημείο παρουσιάζεται και η μέγιστη τέμνουσα.
- Με την εισαγωγή του ισοδύναμου τμήματος ο νέος φορέας παρατηρείται ότι δέχεται ελαφρώς μεγαλύτερα φορτία και τα ποσοστά εκμετάλλευσης στους ελέγχους είναι μεγαλύτερα.
- Για την ποιοτική διεξαγωγή των ελέγχων της ανεμογεννήτριας σύμφωνα με τις διατάξεις του EN 1993-1-6, κρίνεται σκόπιμη η αυτοματοποίηση των ελέγχων για κάθε στιγμή της προσομοίωσης, αφού σε κάποιες περιπτώσεις ο κρίσιμος έλεγχος δεν περιέχει τα μέγιστα φορτία.
- Από τα αποτελέσματα των ελέγχων παρατηρείται ότι οι διατομές κοντά στη βάση του πύργου είναι πιο κρίσιμες, το οποίο οφείλεται στις αυξημένες ροπές στην βάση και στα γεωμετρικά χαρακτηριστικά.

Όσον αφορά την διαδικασία ανέγερσης:

- Από την περιγραφή της στην παρούσα διπλωματική γίνεται αντιληπτό ότι αποτελεί μία εργασία με πολλές παραμέτρους και εξαρτημένη σε μεγάλο βαθμό από τις μετεωρολογικές συνθήκες. Για τον λόγο αυτό χρήζει μεγάλης προσοχής και λεπτομερούς οργάνωσης, αφού τυχόν αστοχίες ή καθυστερήσεις έχουν σοβαρό αντίκτυπο στο συνολικό κόστος του έργου.

Όσον αφορά την ενεργειακή και οικονομική ανάλυση:

- Με βάση την ενεργειακή ανάλυση που πραγματοποιήθηκε, γίνεται φανερό η επιρροή του αιολικού δυναμικού στην απόδοση του έργου. Οι πρώτες ενδείξεις του χαμηλού μέσου ετήσιου ανέμου της περιοχής που διαπιστώθηκαν στο δεύτερο κεφάλαιο, επιβεβαιώθηκαν εδώ στην ανάλυση, αφού η ανεμογεννήτρια που έχει επιλεγεί παρουσιάζει χαμηλό συντελεστή δυναμικότητας, μόλις 0.22.
- Οι εκτιμήσεις που έγιναν για τα κόστη οδηγούν σε πολύ μεγάλα συνολικά κόστη σε σχέση με τα έσοδα, το οποίο χαρακτηρίζει τη επένδυση ασύμφορη σε κάθε περίπτωση και με τα 4 μοντέλα ανεμογεννητριών.
- Ενώ σε παγκόσμιο επίπεδο αναπτύσσονται όλο και μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, στην υπό μελέτη περιοχή που χαρακτηρίζεται με χαμηλό αιολικό δυναμικό δεν υποστηρίζονται μεγάλες μηχανές. Όπως φαίνεται και από τους υπολογισμούς, η ανεμογεννήτρια με την χαμηλότερη ονομαστική ισχύ είναι η αποδοτικότερη για την υπό μελέτη περιοχή.
- Ενώ σήμερα μια τέτοια επένδυση δεν θα φέρει έσοδα στον επενδυτή, η ιδέα ενός ελληνικού υπεράκτιου αιολικού πάρκου δεν πρέπει σε καμία περίπτωση να εγκαταληφθεί. Η αιολική ενέργεια αποτελεί έναν κλάδο και μία αγορά που προσελκύει το ενδιαφέρον παγκόσμια. Με την πάροδο των χρόνων και με νέες καινοτομίες να είναι σε εξέλιξη, η δημιουργία πιο οικονομικών λύσεων για τις ανεμογεννήτριες, την εγκατάσταση και την συντήρηση θα αλλάξει το όλο σκηνικό στο μέλλον.

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] IEC 61400-1 [2005]. «Wind Turbines-Part 1: Design », International Electrotechnical Committee.
- [2] IEC 61400-3 [2010]. «Wind Turbines-Part 3: Design requirements for offshore wind turbines», International Electrotechnical Committee.
- [3] DNV-OS-J101: 2013, Design of Offshore Wind Turbine Structures, (OFFSHORE STANDARD), DET NORSKE VERITAS AS
- [4] GL- Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines: 2012, Germanischer Lloyd
- [5] EN 1993-1-6:2007 - Design of steel structures - Part 1-6: Strength and Stability of Shell Structures
- [6] Υδρογραφική Υπηρεσία Στρατού, Βυθομετρικοί Χάρτες Αιγαίου Πελάγους
- [7] U.S. Energy Information Administration <https://www.eia.gov>
- [8] John K. Kaldellis, D. Zafirakis "The wind energy (r)evolution: A short review of a long history", Lab of Soft Energy Applications & Environmental Protection, TEI of Piraeus, Greece, 2011
- [9] Iván Pineda, WindEurope "Offshore Wind in Europe key trends and statistics 2017" 2017
- [10] Google image: <https://www.treehugger.com/renewable-energy/offshore-wind-turbines-could-completely-power-east-coast.html>
- [11] Google image: <http://www.seao2.com/vawt/images/quiet-revolution.jpg>
- [12] Google image: <https://www.offshorewind.biz/2018/05/23/seatwirl-investigates-vertical-axis-turbine-designs>
- [13] Google image: [http://www.beaufortcourt.com/media/28342/res\\_wind\\_turbine.jpg](http://www.beaufortcourt.com/media/28342/res_wind_turbine.jpg)
- [14] Ευρωπαϊκός Οργανισμός Αιολικής Ενέργειας (E.W.E.A.): Wind in out Sails-The coming of Europe's offshore wind energy industry-2011:  
[http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore\\_Report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore_Report.pdf)

- [15] Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών <http://www.meteo.gr/>
- [16] SeaWind-Σχεδιασμός θαλασσιών ανεμογεννητριών με βάση την επιτελεστικότητα <http://www.mhxmeftp.com>
- [17] Τ. Σουκισιάν, Μ. Χατζηγάκη, Γ. Κορρές, Α. Παπαδόπουλος, Γ. Κάλλος, Ε. Αναδρανιστάκης, «Άτλας Ανέμου και Κύματος των Ελληνικών Θαλασσών», Εκδ. Ελληνικό Κέντρο Θαλασσιών Ερευνών, 2007
- [18] Greek Database of Seismogenic Sources
- [19] Δίκτυο NATURA 2000 και προστατευόμενες περιοχές: <http://geodata.gov.gr/dataset/to-diktuo-natura-2000-kai-prostateuomenes-periokhes>
- [20] Διαδραστικός χάρτης θαλάσσιας κυκλοφορίας <https://www.marinetraffic.com/gr/>
- [21] Διαδικασία Προκαταρκτικής Χωροθέτησης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων σύμφωνα με νόμο 3851/2010 για τις Α.Π.Ε. <http://www.ypεka.gr>
- [22] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, "Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development", National Renewable Energy Laboratory, 2009
- [23] Bonnie Jonkman and Jason Jonkman «FAST v8.16.00a-bjj», National Renewable Energy Laboratory, July 26, 2016
- [24] Chong Ng and Li Ran, «Offshore Wind Farms Technologies, Design and Operation», Woodhead Publishing Elsevier, 2016
- [25] Google image: <http://windcarrier.com/blog/case-studies/alstom-haliade>
- [26] Google image: <https://w3.windfair.net/wind-energy/news/27269-rentel-belgium-topside-substation-installation-electricity-offshore-wind-farm>
- [27] Προστασία έναντι υποσκαφής: <https://www.offshorewind.biz/2015/03/30/subsea-protection-protection-solutions-against-scouring/>
- [28] Δεδομένα για καμπύλες παραγόμενης ισχύος-ταχύτητας ανέμου: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines>
- [29] Απόφαση Ρ.Α.Ε. υπ' αριθμ. 54/2012, «οδηγός αξιολόγησης αιτήσεων για χορήγηση αδειας παραγωγής σε υπεράκτιους αιολικούς σταθμούς ως προς το κριτήριο της ενεργειακής αποδοτικότητας – οικονομικής βιωσιμότητας»
- [30] «The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025», International Renewable Energy Agency, June 2016
- [31] Kristine Hansen Oda Marie Siljan, "Optimizing the Vessel Fleet Used to Install an Offshore Wind Farm", Norwegian University of Science and Technology, June 2017

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

Παρακάτω παρουσιάζεται ο κώδικας που αναπτύχθηκε στο Matlab για μετατροπή της χρονοϊστορίας των φορτίων σε χρονοϊστορίες τάσεων και στην συνέχεια για μέθοδο τάσεων για κελύφη και έλεγχο σε Ο.Κ.Α. και εμφάνιση των τελικών ποσοστών εκμετάλλευσης για τα 10 σημεία της ανεμογεννήτριας

```
%kk πίνακας 1201x60 με τις χρονοϊστορίες των φορτίων
%ww πίνακας 10x3 με τις τιμές Re,t,ω για τα 10 σημεία του πύργου
A = zeros(1201, 40);
gm1=1.35;
for j = 1:1201 %Δημιουργία Πίνακα 1201x40 τάσεων με βάση την
χρονοϊστορία φόρτισης και τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά των διατομών
    A(j,1)=(-kk(j,3)/(2*pi*2.97*0.027));
    A(j,2)=(((kk(j,4)^2)+(kk(j,5)^2))^0.5/(pi*2.96^2*0.027));
    A(j,3)=A(j,1)+A(j,2);

A(j,4)=(kk(j,6)/(2*pi*2.96^2*0.027))+(((kk(j,1)^2+kk(j,2)^2)^0.5)/(pi*2.96*
0.027));
    A(j,5)=(-kk(j,36)/(2*pi*2.87*0.026));
    A(j,6)=(((kk(j,7)^2)+(kk(j,8)^2))^0.5/(pi*2.87^2*0.026));
    A(j,7)=A(j,5)+A(j,6);

A(j,8)=(kk(j,9)/(2*pi*2.87^2*0.026))+(((kk(j,34)^2+kk(j,35)^2)^0.5)/(pi*2.8
7*0.026));
    A(j,9)=(-kk(j,39)/(2*pi*2.75*0.025));
    A(j,10)=(((kk(j,10)^2)+(kk(j,11)^2))^0.5/(pi*2.75^2*0.025));
    A(j,11)=A(j,9)+A(j,10);

A(j,12)=(kk(j,12)/(2*pi*2.75^2*0.025))+(((kk(j,37)^2+kk(j,38)^2)^0.5)/(pi*2
.75*0.025));
    A(j,13)=(-kk(j,42)/(2*pi*2.63*0.024));
    A(j,14)=(((kk(j,13)^2)+(kk(j,14)^2))^0.5/(pi*2.63^2*0.024));
```

```

A(j,15)=A(j,13)+A(j,14);

A(j,16)=(kk(j,15)/(2*pi*2.63^2*0.024))+(((kk(j,40)^2+kk(j,41)^2)^0.5)/(pi*2.63*0.024));
A(j,17)=(-kk(j,45)/(2*pi*2.52*0.023));
A(j,18)=(((kk(j,16)^2)+(kk(j,17)^2))^0.5/(pi*2.52^2*0.023));
A(j,19)=A(j,17)+A(j,18);

A(j,20)=(kk(j,18)/(2*pi*2.52^2*0.023))+(((kk(j,43)^2+kk(j,44)^2)^0.5)/(pi*2.52*0.023));
A(j,21)=(-kk(j,48)/(2*pi*2.4*0.022));
A(j,22)=(((kk(j,19)^2)+(kk(j,20)^2))^0.5/(pi*2.4^2*0.022));
A(j,23)=A(j,21)+A(j,22);

A(j,24)=(kk(j,21)/(2*pi*2.4^2*0.022))+(((kk(j,46)^2+kk(j,47)^2)^0.5)/(pi*2.4*0.022));
A(j,25)=(-kk(j,51)/(2*pi*2.28*0.021));
A(j,26)=(((kk(j,22)^2)+(kk(j,23)^2))^0.5/(pi*2.28^2*0.021));
A(j,27)=A(j,25)+A(j,26);

A(j,28)=(kk(j,24)/(2*pi*2.28^2*0.021))+(((kk(j,49)^2+kk(j,50)^2)^0.5)/(pi*2.28*0.021));
A(j,29)=(-kk(j,54)/(2*pi*2.16*0.02));
A(j,30)=(((kk(j,25)^2)+(kk(j,26)^2))^0.5/(pi*2.16^2*0.02));
A(j,31)=A(j,29)+A(j,30);

A(j,32)=(kk(j,27)/(2*pi*2.16^2*0.02))+(((kk(j,52)^2+kk(j,53)^2)^0.5)/(pi*2.16*0.02));
A(j,33)=(-kk(j,57)/(2*pi*2.05*0.019));
A(j,34)=(((kk(j,28)^2)+(kk(j,29)^2))^0.5/(pi*2.05^2*0.019));
A(j,35)=A(j,33)+A(j,34);

A(j,36)=(kk(j,30)/(2*pi*2.05^2*0.019))+(((kk(j,55)^2+kk(j,56)^2)^0.5)/(pi*2.05*0.019));
A(j,37)=(-kk(j,60)/(2*pi*1.96*0.019));
A(j,38)=(((kk(j,31)^2)+(kk(j,32)^2))^0.5/(pi*1.96^2*0.019));
A(j,39)=A(j,37)+A(j,38);

A(j,40)=(kk(j,33)/(2*pi*1.96^2*0.019))+(((kk(j,58)^2+kk(j,59)^2)^0.5)/(pi*1.96*0.019));
end
%Διαδικασία ελέγχου σύμφωνα με μέθοδο τάσεων για κελύφη
E=210000000;
fyk=355000;
txrd=[31120.06; 33484.09; 35790.26; 38357.04; 41226.47; 44449.56;
48088.80; 52221.41; 56943.78; 60235.57];
kt=[1.79; 1.79; 1.80; 1.80; 1.81; 1.81; 1.82; 1.83; 1.83];
B=zeros(1201,10);
for ii = 1:10
for i = 60:1201
dwk = 0.04*((ww(ii,1)/ww(ii,2))^0.5)*ww(ii,2);
ax = 0.62/(1+1.91*((dwk/ww(ii,2))^1.44));
lp = ((ax/(1-0.6))^0.5);
cxn1 = 0.6;
cxn2 = 1+0.2*(1-(2*ww(ii,3)*(ww(ii,2)/ww(ii,1))));
cxn = max(cxn1,cxn2);
if ii==1
cx=(cxn*(A(i,1)/A(i,3)))+(A(i,2)/A(i,3));
sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
lxc=0.2+(0.1*(A(i,2)/A(i,3)));

```

```

lx=(fyk/sxrc)^0.5;
if lx<=lxo
    xx=1;
elseif lx>=lp
    xx=ax/(lx^2);
else
    xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
end
syrk=xx*fyk;
surd=syrk/gml;
kx=1.25+(0.75*xx);
q=((A(i,3)/surd)^kx)+((A(i,4)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
qs=A(i,3)/surd;
qt=A(i,4)/txrd(ii,1);
B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==2
cx=(cxn*(A(i,5)/A(i,7)))+(A(i,6)/A(i,7));
sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
lxo=0.2+(0.1*(A(i,6)/A(i,7)));
lx=(fyk/sxrc)^0.5;
if lx<=lxo
    xx=1;
elseif lx>=lp
    xx=ax/(lx^2);
else
    xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
end
syrk=xx*fyk;
surd=syrk/gml;
kx=1.25+(0.75*xx);
q=((A(i,7)/surd)^kx)+((A(i,8)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
qs=A(i,7)/surd;
qt=A(i,8)/txrd(ii,1);
B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==3
cx=(cxn*(A(i,9)/A(i,11)))+(A(i,10)/A(i,11));
sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
lxo=0.2+(0.1*(A(i,10)/A(i,11)));
lx=(fyk/sxrc)^0.5;
if lx<=lxo
    xx=1;
elseif lx>=lp
    xx=ax/(lx^2);
else
    xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
end
syrk=xx*fyk;
surd=syrk/gml;
kx=1.25+(0.75*xx);
q=((A(i,11)/surd)^kx)+((A(i,12)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
qs=A(i,11)/surd;
qt=A(i,12)/txrd(ii,1);
B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==4
cx=(cxn*(A(i,13)/A(i,15)))+(A(i,14)/A(i,15));
sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
lxo=0.2+(0.1*(A(i,14)/A(i,15)));
lx=(fyk/sxrc)^0.5;
if lx<=lxo
    xx=1;

```

```

elseif lx>=lp
    xx=ax/(lx^2);
else
    xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
end
sxxrk=xx*fyk;
sxxrd=sxxrk/gml;
kx=1.25+(0.75*xx);
q=((A(i,15)/sxxrd)^kx)+((A(i,16)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
qs=A(i,15)/sxxrd;
qt=A(i,16)/txrd(ii,1);
B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==5
    cx=(cxn*(A(i,17)/A(i,19)))+(A(i,18)/A(i,19));
    sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
    lxo=0.2+(0.1*(A(i,18)/A(i,19)));
    lx=(fyk/sxrc)^0.5;
    if lx<=lxo
        xx=1;
    elseif lx>=lp
        xx=ax/(lx^2);
    else
        xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
    end
    sxxrk=xx*fyk;
    sxxrd=sxxrk/gml;
    kx=1.25+(0.75*xx);
    q=((A(i,19)/sxxrd)^kx)+((A(i,20)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
    qs=A(i,19)/sxxrd;
    qt=A(i,20)/txrd(ii,1);
    B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==6
    cx=(cxn*(A(i,21)/A(i,23)))+(A(i,22)/A(i,23));
    sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
    lxo=0.2+(0.1*(A(i,22)/A(i,23)));
    lx=(fyk/sxrc)^0.5;
    if lx<=lxo
        xx=1;
    elseif lx>=lp
        xx=ax/(lx^2);
    else
        xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
    end
    sxxrk=xx*fyk;
    sxxrd=sxxrk/gml;
    kx=1.25+(0.75*xx);
    q=((A(i,23)/sxxrd)^kx)+((A(i,24)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
    qs=A(i,23)/sxxrd;
    qt=A(i,24)/txrd(ii,1);
    B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==7
    cx=(cxn*(A(i,25)/A(i,27)))+(A(i,26)/A(i,27));
    sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
    lxo=0.2+(0.1*(A(i,26)/A(i,27)));
    lx=(fyk/sxrc)^0.5;
    if lx<=lxo
        xx=1;
    elseif lx>=lp
        xx=ax/(lx^2);
    else

```



```

        xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
    end
    sxrk=xx*fyk;
    sxrd=sxrk/gml;
    kx=1.25+(0.75*xx);
    q=((A(i,27)/sxrd)^kx)+((A(i,28)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
    qs=A(i,27)/sxrd;
    qt=A(i,28)/txrd(ii,1);
    B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==8
    cx=(cxn*(A(i,29)/A(i,31)))+(A(i,30)/A(i,31));
    sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
    lxo=0.2+(0.1*(A(i,30)/A(i,31)));
    lx=(fyk/sxrc)^0.5;
    if lx<=lxo
        xx=1;
    elseif lx>=lp
        xx=ax/(lx^2);
    else
        xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
    end
    sxrk=xx*fyk;
    sxrd=sxrk/gml;
    kx=1.25+(0.75*xx);
    q=((A(i,31)/sxrd)^kx)+((A(i,32)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
    qs=A(i,31)/sxrd;
    qt=A(i,32)/txrd(ii,1);
    B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==9
    cx=(cxn*(A(i,33)/A(i,35)))+(A(i,34)/A(i,35));
    sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
    lxo=0.2+(0.1*(A(i,34)/A(i,35)));
    lx=(fyk/sxrc)^0.5;
    if lx<=lxo
        xx=1;
    elseif lx>=lp
        xx=ax/(lx^2);
    else
        xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
    end
    sxrk=xx*fyk;
    sxrd=sxrk/gml;
    kx=1.25+(0.75*xx);
    q=((A(i,35)/sxrd)^kx)+((A(i,36)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));
    qs=A(i,35)/sxrd;
    qt=A(i,36)/txrd(ii,1);
    B(i,ii)=max([q, qs, qt]);
elseif ii==10
    cx=(cxn*(A(i,37)/A(i,39)))+(A(i,38)/A(i,39));
    sxrc=0.605*E*cx*(ww(ii,2)/ww(ii,1));
    lxo=0.2+(0.1*(A(i,38)/A(i,39)));
    lx=(fyk/sxrc)^0.5;
    if lx<=lxo
        xx=1;
    elseif lx>=lp
        xx=ax/(lx^2);
    else
        xx=1-(0.6*((lx-lxo)/(lp-lxo)));
    end
    sxrk=xx*fyk;

```

```
sxrd=sxrk/gml;  
kx=1.25+(0.75*xx);  
q=((A(i,39)/sxrd)^kx)+((A(i,40)/txrd(ii,1))^kt(ii,1));  
qs=A(i,39)/sxrd;  
qt=A(i,40)/txrd(ii,1);  
B(i,ii)=max([q, qs, qt]); %πίνακας 10x1 με τα μέγιστα ποσοστά  
εκμετάλλευσης σε κάθε διατομή  
  
end  
end  
end
```