ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΔΟΜΟΣΤΑΤΙΚΗΣ

ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΤΑΤΙΚΗΣ ΚΑΙ ΑΝΤΙΣΕΙΣΜΙΚΩΝ ΕΡΕΥΝΩΝ

Ανάλυση κόστους κύκλου ζωής ανεμογεννήτριας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ντέσκος Ευστάθιος

Επιβλέπων: Νικόλαος Δ. Λαγαρός, Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Ιούνιος 2015

Ευχαριστίες

Με την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας ολοκληρώνεται κι επίσημα ο κύκλος σπουδών μου, ως φοιτητής της Σχολής Πολιτικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Ως εκ τούτου, αισθάνομαι την ανάγκη να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Νίκο Λαγαρό, τόσο για την ανάθεση ενός θέματος με ιδιαίτερο προσωπικό ενδιαφέρον, όσο και για την άψογη καθοδήγησή του, τη βοήθεια αλλά και τον πολύτιμο χρόνο που παρείχε, κατά την προσπάθειά μου.

Θερμές ευχαριστίες οφείλω και στους ανθρώπους οι οποίοι με βοήθησαν με την κρίση τους, σε ότι αφορά την παρούσα εργασία, και κυρίως στον διδάκτορα Καμπίτση Ανδρέα, οι συμβολές του οποίου ήταν ιδιαιτέρως χρήσιμες.

Επίσης θέλω να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στην οικογένειά μου για την αμέριστη συμπαράσταση και τη συνεχή στήριξη, καθ’ όλη τη διάρκεια των σπουδών μου, αφιερώνοντάς τους αυτή την εργασία.

Στον Κων/νο, την Κων/να , την Ηρώ και το Λάμπρο…

Περίληψη

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια στροφή της παγκόσμιας κοινότητας, προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με την αιολική ενέργεια να διαδραματίζει σημαίνοντα ρόλο. Ιδιαίτερα στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η ανάπτυξη είναι ραγδαία, έχοντας ήδη τεθεί ως δεσμευτικός, ο στόχος το 20% του ενεργειακού της εφοδιασμού να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές μέχρι το 2020.

Σκοπός αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής μιας ανεμογεννήτριας, βάση μιας διαφορετικής προσέγγισης των παραμέτρων που επηρεάζουν το κόστος. Σε πρώτο σκέλος, πραγματοποιείται η οικονομοτεχνική ανάλυση του χαλύβδινου σωληνοειδούς πύργου που στηρίζει μια τυπική ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα, με βάση το κριτήριο του λυγισμού των επιφανειών του κελύφους της, στη διάρκεια ζωής της. Στη συνέχεια, μέσω οικονομοτεχνικής ανάλυσης ενός απλούστερου μοντέλου προσομοίωσης, επιχειρείται να αναπτυχθεί η μεθοδολογία , η οποία θα δώσει τα ακριβέστερα αποτελέσματα για το βέλτιστο κέρδος στον κύκλο ζωής της ανεμογεννήτριας, με γνώμονα το λιγότερο δυνατό υπολογιστικό όγκο.

Για την επίτευξη του διπλού στόχου, επιλέγεται προς εξέταση η ανεμογεννήτρια VESTAS V112 3.3MW, εγκατεστημένη σε χερσαίο έδαφος με γνωστά χαρακτηριστικά (αιολικό δυναμικό, παράμετροι τοποθεσίας, κ.λπ). Χρησιμοποιώντας τα λογισμικά FEMAPNXNASTRAN και Seismostruct, διαμορφώθηκαν δύο προσομοιώματα του πυλώνα της ανεμογεννήτριας, ένα με στοιχεία κελύφους κι ένα με γραμμικά στοιχεία αντίστοιχα, κι εφαρμόζεται η διαδικασία της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής, λαμβάνοντας υπόψη τρία επίπεδα επικινδυνότητας για τον άνεμο. Τέλος, αναπτύσσεται μια μεθοδολογία για τον υπολογισμό της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς πώληση, ώστε να προσδιοριστεί το καθαρό κέρδος στον κύκλο ζωής της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας, για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις.

Λέξεις – κλειδιά

Ανεμογεννήτρια, καμπύλη ισχύος, ανάλυση κόστους κύκλου ζωής, επίπεδα κινδύνου ανέμου

Abstract

In recent years there has been a shift of the global community to renewable energy sources, with wind energy playing an important role. Particularly in the European Union, the growth is quite rapid, having already set as binding, the target of 20% of its energy supply from renewable sources by 2020.

The aim of this thesis is the life cycle cost of a wind turbine, based on a different approach of the parameters affecting the cost. In the first part, the feasibility analysis of the steel tubular tower that supports a typical horizontal axis wind turbine is performed, based on the criterion of buckling of the shell elements on the surface, during its lifetime. Then, through the parallel economic and technical analysis of a simplified simulation model, the developing of a methodology is attempted, that will give accurate results for the optimal gain in the life cycle of the wind turbine, driven least possible computational volume.

To achieve the two objectives, the wind turbine VESTAS V112 3.3MW is considered, established onshore at a location with specific known characteristics (wind potential, location parameters, etc.). Using the software FEMAP NX NASTRAN and Seismostruct, two numerical models of wind turbine steel tower have been developed, one with shell elements and one with linear elements, respectively; and the procedure of life cycle cost analysis is performed, taking into account three wind hazard levels. Finally, a methodology for the calculation of electricity for sale is developed, so as to determine the net profit in the lifecycle of the turbine, for all examined cases.

Key words

Wind turbine, power curve, life cycle cost analysis, wind hazard levels

Πίνακας περιεχομένων

1 Εισαγωγή 9
1.1 Γενικά στοιχεία 9
1.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας 10
1.2.1 Είδη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας 11
1.3 Αιολική ενέργεια 13
1.3.1 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα της Αιολικής Ενέργειας 15
1.3.2 Ο ρόλος της Αιολικής Ενέργειας στην Οικονομία 17
1.3.3 Ο ρόλος του Πολιτικού Μηχανικού στην Αιολική Ενέργεια 18
1.4 Οι ανεμογεννήτριες και η δομή τους 19
1.4.1 Κατηγορίες ανεμογεννητριών 19
1.4.2 Η ανεμογεννήτρια VESTAS 24
1.5 Αεροδυναμικές Παράμετροι 31
1.6 Σκοπός - Δομή της Εργασίας 34
2 Απαιτήσεις – Ανάλυση Σχεδιασμού Πύργου Ανεμογεννήτριας – Μοντέλα Προσομοίωσης 37
2.1 Απαιτήσεις Σχεδιασμού 37
2.2 Ανάλυση Σχεδιασμού 38
2.2.1 Φορτία Πύργου 38
2.2.2 Συνδυασμοί Φορτίσεων – Οριακές Καταστάσεις Σχεδιασμού 42
2.2.3 Ανάλυση Συχνοτήτων 49
2.2.4 Ανάλυση σχεδιασμού φλαντζών συνδέσεως 49
2.2.5 Ανάλυση Σχεδιασμού των συγκολλητών συνδέσεων 52
2.3 Μοντέλα Προσομοίωσης της V112 3.3MW 53
2.3.1 Γενικά χαρακτηριστικά 53
2.3.2 Προσομοίωμα με γραμμικά πεπερασμένα στοιχεία 56
2.3.3 Προσομοίωμα με επιφανειακά πεπερασμένα στοιχεία κελύφους 58
3 Ανάλυση Κόστους Κύκλου Ζωής (LCCA) 61
3.1 Εισαγωγή στην έννοια της μεθόδου 61
3.2 Βιβλιογραφική Επισκόπηση Ανάλυσης Κόστους 62
3.2.1 Εργασίες που αφορούν την ανάλυση κόστους 62
3.2.2 Εργασίες που αφορούν την ανάλυση κόστους σε ανεμογεννήτριες 64
3.3 Περιγραφή της μεθόδου 66

3.4 Εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής 68
3.5 Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής σε ανεμογεννήτριες 69
4 Εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους 73
4.1 Στόχος της μεθόδου 73
4.2 Δεδομένα και στοιχεία υπολογισμού 73
4.2.1 Η τοποθεσία εγκατάστασης 73
4.2.2 Υπολογισμός της ταχύτητας του ανέμου 74
4.2.3 Πυκνότητα του ατμοσφαιρικού αέρα 74
4.2.4 Προσδιορισμός του φορτίου του ανέμου 75
4.2.5 Η μέθοδος ανελαστικής στατικής ανάλυσης (Pushover) για τις μετακινήσεις 76
4.2.6 Υπολογισμός ετήσιων πιθανοτήτων υπέρβασης 76
4.3 Εφαρμογή της μεθόδου στο προσομοίωμα με στοιχεία κελύφους 78
4.3.1 Υπολογισμός του αρχικού κόστους $\boldsymbol{Cin}$ 78
4.3.2 Προσδιορισμός του κόστους οριακών καταστάσεων $\boldsymbol{Clc}$ 79
4.3.3 Προσδιορισμός του ολικού κόστους κύκλου ζωής $\boldsymbol{Ctot}$ 85
4.4 Εφαρμογή της μεθόδου στο γραμμικό προσομοίωμα 86
4.4.1 Υπολογισμός του αρχικού κόστους $\boldsymbol{Cin}$ 86
4.4.2 Προσδιορισμός του κόστους οριακών καταστάσεων $\boldsymbol{Clc}$ 86
4.4.3 Προσδιορισμός του ολικού κόστους κύκλου ζωής $\boldsymbol{Ctot}$ 92
4.5 Εφαρμογή της μεθόδου στο γραμμικό προσομοίωμα, με βάση τη θεώρηση για το επιφανειακό 92
4.5.1 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για εκθετική κατανομή 93
4.5.2 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για κατανομή δύναμης 94
4.5.3 Προσδιορισμός του ολικού κόστους κύκλου ζωής $\boldsymbol{Ctot}$ 94
5 Αποτελέσματα –Συγκρίσεις 97
5.1 Γενικά 97
5.2 Αποτελέσματα κόστους κύκλου ζωής για τις περιπτώσεις ανάλυσης 97
5.3 Στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής 104
5.3.1 Ταχύτητα ανέμου 104
5.3.2 Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς 104
5.3.3 Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια 106
5.3.4 Πώληση ενέργειας 107

5.4 Οικονομική αποτίμηση της επένδυσης.....108

6 Συμπεράσματα – Ιδέες για περαιτέρω έρευνα..... 113

6.1 Γενικά.....113

6.2 Συμπεράσματα 114

6.3 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.....114

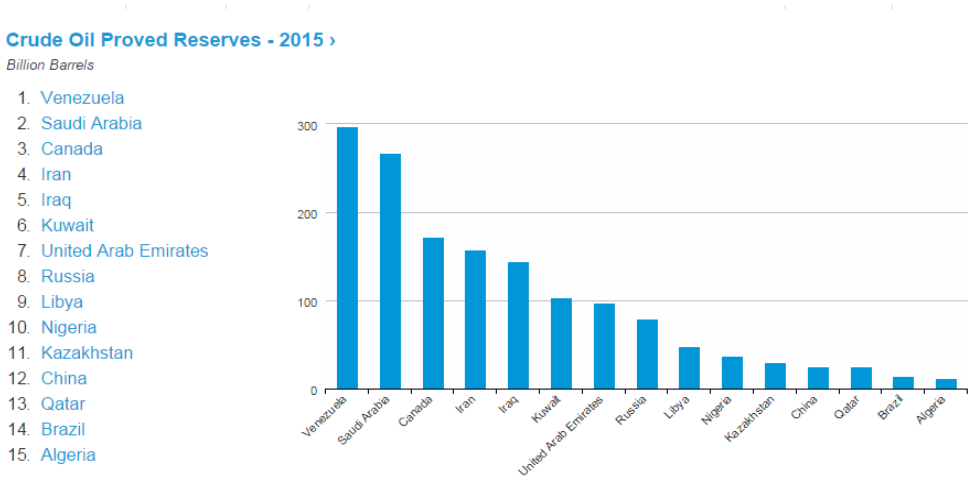
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1

Εισαγωγή

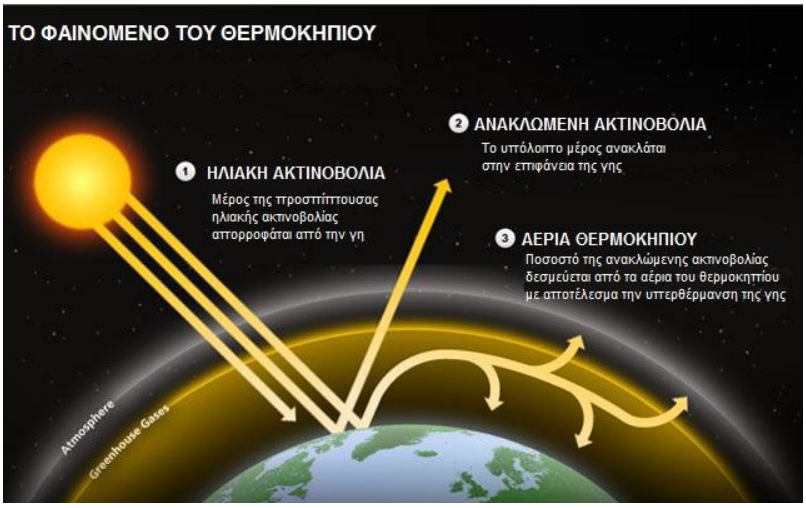
1.1 Γενικά στοιχεία

Στη σύγχρονη εποχή, παρατηρείται μια ολοένα κι αυξανόμενη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια και μάλιστα με πολύ γρήγορους ρυθμούς, ως απόρροια της εξέλιξης της τεχνολογίας και της αλματώδους αύξησης του βιοτικού επιπέδου. Παράλληλα, ο αναμενόμενος, ταυτόχρονος περιορισμός των αποθεμάτων των συμβατικών πηγών ενέργειας, όπως τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, γαιάνθρακες, φυσικό αέριο) έχουν επιφέρει το λεγόμενο ενεργειακό πρόβλημα, το οποίο αφορά την κάλυψη αυτής της ζήτησης. Ως γνωστόν ο σχηματισμός των ορυκτών καυσίμων είναι μια διαδικασία η οποία απαιτεί εκατομμύρια χρόνια, ούτως ώστε κάτω από πολύ υψηλές θερμοκρασίες και πιέσεις στο εσωτερικό της γης οι αποθέσεις νεκρών θαλάσσιων οργανισμών, ζώων ή φυτών, να σχηματίσουν τα υλικά από τα οποία αυτά αποτελούνται. Ουσιαστικά, πρόκειται για πηγές που δεν ανανεώνονται, πόσο δε μάλλον εξαντλούνται και με ταχύτερο ρυθμό από τον οποίο σχηματίζονται. Διεθνείς έρευνες καταδεικνύουν το μέγεθος του προβλήματος, με τις εκτιμήσεις για τη χρονική εξάντληση των αποθεμάτων με βάση τα μέχρι τώρα εκτιμώμενα αποθέματα και την τρέχουσα κατανάλωση να είναι, για το τους μεν γαιάνθρακες και το φυσικό αέριο, τα 140 έτη, για το δε πετρέλαιο κάτι λιγότερο από 45 έτη. Η κάλυψη των ενεργειακών μας αναγκών δηλαδή, δε μπορεί να στηριχτεί πλέον, αποκλειστικά στα ορυκτά καύσιμα, με τις συνέπειες βέβαια για την παγκόσμια οικονομία, να είναι ευκόλως αντιληπτές, αναλογιζόμενοι τόσο τη χρηστικότητα του πετρελαίου σε όλες τις εκφάνσεις της καθημερινότητάς μας, όσο και μελετώντας τις συνέπειες και την αναστάτωση που προκλήθηκαν στη διεθνή οικονομία από την απότομη αύξηση της τιμής του πετρελαίου μετά το 1973.



Σχήμα 1.1 Συνολικά αποθέματα πετρελαίου σε δις. βαρέλια το 2015

Πέραν, ωστόσο, του ενεργειακού προβλήματος, ακόμη μεγαλύτερης σημασίας είναι και το ζήτημα του περιβαλλοντικού προβλήματος, το οποίο έχει ανακύψει λόγω της καύσης ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας για την κάλυψη των συνεχώς αυξανόμενων ενεργειακών μας αναγκών. Η καύση ορυκτών καυσίμων αποτελεί την βασική αιτία της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, καθώς έχει ως αποτέλεσμα, κατά τη διαδικασία αυτή να απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα επιβλαβή αέρια, όπως οξείδια του αζώτου, οξείδια του θείου, διοξείδιο του άνθρακα κ.α. Τα αέρια αυτά θεωρούνται υπεύθυνα για την δημιουργία σημαντικών καταστρεπτικών καταστάσεων και συνθηκών τόσο για την ίδια την ανθρώπινη υγεία, όσο και για το περιβάλλον. Τέτοιου είδους καταστάσεις είναι το φαινόμενο του θερμοκηπίου και αυτό της όξινης βροχής, αλλά κι αναπνευστικές και καρδιακές παθήσεις, μέχρι και καρκίνο του δέρματος. Παραβλέποντας τις επιπτώσεις στον ανθρώπινο οργανισμό, το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι το σημαντικότερο όλων των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, και το οποίο οφείλεται κυρίως στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα. Το φαινόμενο αυτό συνίσταται στον εγκλωβισμό της ανακλώμενης ηλιακής ακτινοβολίας-ενέργειας στην γήινη ατμόσφαιρα με αποτέλεσμα την αύξηση της θερμοκρασίας της γης, το λιώσιμο των πάγων και την άνοδο της στάθμης της θάλασσας, που με τη σειρά τους έχουν ως φυσικό επακόλουθο την εξαφάνιση πολλών ειδών της πανίδας και χλωρίδας και γενικότερα μια βίαιη και καταστροφική αλλοίωση του οικοσυστήματος της γης όπως το γνωρίζουμε μέχρι σήμερα. Λαμβάνοντας υπόψη λοιπόν όλα των παραπάνω και σε συνδυασμό με την ώριμη τεχνογνωσία που χαρακτηρίζει την εποχή μας, κατέστη επιτακτική από την ανθρωπότητα η ανάγκη εύρεσης εφαρμόσιμης λύσης, τόσο για την επαρκή κάλυψη των ενεργειακών μας αναγκών, όσο και για την προστασία της ατμόσφαιρας και του περιβάλλοντος. Τέτοιες είναι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι οποίες και θα αναλυθούν παρακάτω.



Εικόνα 1.1 Το φαινόμενο του θερμοκηπίου

1.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Ως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) ή και Ήπιες Μορφές Ενέργειας, ορίζονται όλες εκείνες οι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από κάθε πηγή που

μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η οποία ανανεώνεται μέσω φυσικών φαινομένων μόνιμου κύκλου.

Ο όρος ήπιες έγκειται στο γεγονός πως εκμεταλλεύονται την ήδη υπάρχουσα ροή ενέργειας στη φύση χωρίς να χρειάζεται κάποια ενεργητική παρέμβαση όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση, όπως με τις μέχρι τώρα συμβατικές πηγές ενέργειας, καθώς κι ότι πρόκειται για "καθαρές" μορφές ενέργειας ,φιλικές στο περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα όπως οι λοιπές μορφές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα. Έτσι οι ΑΠΕ θεωρούνται από πολλούς μία αφετηρία για την επίλυση των οικολογικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει η Γη.

Οι ΑΠΕ χρησιμοποιούνται είτε άμεσα (κυρίως για θέρμανση) είτε μετατρεπόμενες σε άλλες μορφές ενέργειας (κυρίως ηλεκτρισμό ή μηχανική ενέργεια). Από έρευνες έχει υπολογιστεί ότι το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο ενεργειακό δυναμικό απ' τις ήπιες μορφές ενέργειας είναι πολλαπλάσιο της παγκόσμιας συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Ωστόσο η υψηλή μέχρι πρόσφατα τιμή των νέων ενεργειακών εφαρμογών, τα τεχνικά προβλήματα εφαρμογής καθώς και πολιτικές και οικονομικές σκοπιμότητες που έχουν να κάνουν με τη διατήρηση του παρόντος στάτους κβο στον ενεργειακό τομέα εμπόδισαν την εκμετάλλευση έστω και μέρους αυτού του δυναμικού.

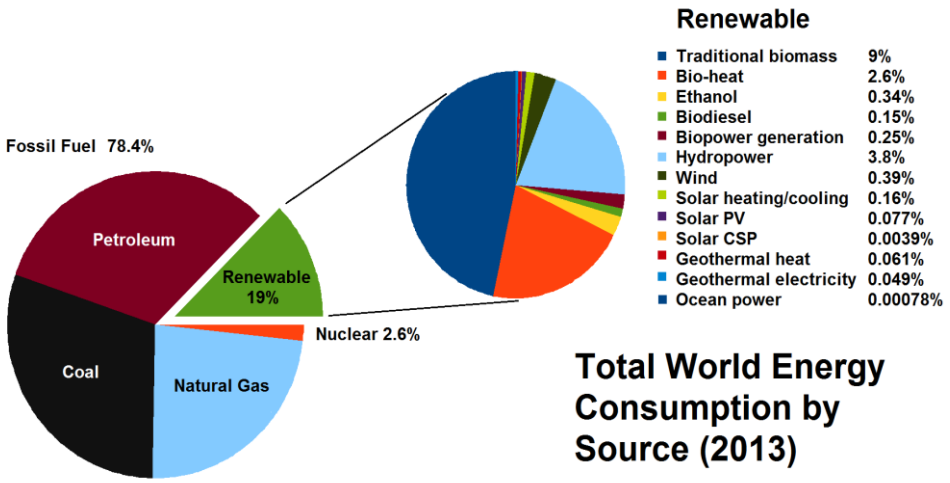
1.2.1 Είδη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Οι σημαντικότερες αξιοποιήσιμες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας παρατίθενται συνοπτικά παρακάτω(Ζερβός, 2008):

- Αιολική ενέργεια: Χρησιμοποιήθηκε παλιότερα για την άντληση νερού από πηγάδια καθώς και για μηχανικές εφαρμογές (π.χ. την άλεση στους ανεμόμυλους).Στην σύγχρονη εποχή, χρησιμοποιείται ευρέως για την ηλεκτροπαραγωγή μέσω των ανεμογεννητριών.
- Ηλιακή ενέργεια: Χρησιμοποιείται περισσότερο για θερμικές εφαρμογές(ηλιακοί θερμοσίφωνες και φούρνοι) ενώ η χρήση της για την παραγωγή ηλεκτρισμού έχει αρχίσει να κερδίζει έδαφος, με την βοήθεια της πολιτικής προώθησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας από το ελληνικό κράτος και την Ευρωπαϊκή Ένωση(Εγκαταστάσεις Φωτοβολταϊκών).
- Υδραυλική ενέργεια: Αποτελεί την πλέον διαδεδομένη μορφή ανανεώσιμης ενέργειας, αφού τα εγκατεστημένα υδροηλεκτρικά έργα συναντώνται στις περισσότερες περιοχές του Ελλαδικού χώρου.
- Βιομάζα: Χρησιμοποιεί τους υδατάνθρακες των φυτών (κυρίως αποβλήτων της βιομηχανίας ξύλου, τροφίμων και ζωοτροφών και της βιομηχανίας ζάχαρης) με σκοπό την αποδέσμευση της ενέργειας που δεσμεύτηκε απ' το φυτό με τη φωτοσύνθεση. Ακόμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν αστικά απόβλητα και απορρίμματα. Μπορεί να δώσει βιοαιθανόλη και βιοαέριο, που είναι καύσιμα πιο φιλικά προς το περιβάλλον από τα παραδοσιακά. Είναι μια πηγή ενέργειας με πολλές δυνατότητες και εφαρμογές που θα χρησιμοποιηθεί πλατιά στο μέλλον.
- Γεωθερμική ενέργεια: Προέρχεται από τη θερμότητα που παράγεται απ' τη ραδιενεργό αποσύνθεση των πετρωμάτων της γης. Είναι εκμεταλλεύσιμη εκεί όπου η θερμότητα αυτή ανεβαίνει με φυσικό τρόπο στην επιφάνεια, π.χ. στους

θερμοπίδακες ή στις πηγές ζεστού νερού. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί είτε απευθείας για θερμικές εφαρμογές είτε για την παραγωγή ηλεκτρισμού.

- Ενέργεια από τη θάλασσα:
  - Ενέργεια από παλίρροιες: Εκμεταλλεύεται τη βαρύτητα του Ήλιου και της Σελήνης, που προκαλεί ανύψωση της στάθμης του νερού. Το νερό αποθηκεύεται καθώς ανεβαίνει και για να ξανακατέβει αναγκάζεται να περάσει μέσα από μια τουρμπίνα, παράγοντας ηλεκτρισμό.
  - Ενέργεια από κύματα: Εκμεταλλεύεται την κινητική ενέργεια των κυμάτων της θάλασσας.
  - Ενέργεια από τους ωκεανούς: Εκμεταλλεύεται τη διαφορά θερμοκρασίας ανάμεσα στα στρώματα του ωκεανού, κάνοντας χρήση θερμικών κύκλων. Βρίσκεται στο στάδιο της έρευνας.



Σχήμα 1.2 Παγκόσμια Κατανάλωση Ενέργειας ανά Πηγή

Παρατηρώντας το Σχήμα 1.2, μπορούμε να διαπιστώσουμε πως η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο παγκόσμιο ενεργειακό ισοζύγιο αυξάνεται με γρήγορο ρυθμό. Συγκεκριμένα, το 19% της συνολικής παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας στα τέλη του έτους 2013 προέρχονταν από ανανεώσιμές πηγές ενέργειας. Στο οποίο περίπου το 9% αντιστοιχούσε στη χρήση παραδοσιακής βιομάζας κυρίως στις αγροτικές περιοχές αναπτυσσόμενων χωρών. Το υπόλοιπο 10% προέρχονταν από τη χρήση σύγχρονων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εκ των οποίων, 3.6% από την παραγωγή θέρμανσης με τη χρήση βιομάζας και ηλιακής/γεωθερμικής ενέργειας, 3.8% και 0.65% από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω υδροηλεκτρικών σταθμών και ηλιακής/αιολικής ενέργειας αντίστοιχα. Τέλος ένα πολύ μικρό ποσοστό 0.00078% προέρχονταν από την χρήση της ενέργειας της θάλασσας.

Συνοψίζοντας μπορεί με ασφάλεια να ειπωθεί ότι οι ΑΠΕ μπορούν να αποτελέσουν μια λύση διαρκείας τόσο στο περιβαλλοντικό ζήτημα του πλανήτη όσο και στην κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης. Άλλωστε, αξίζει να αναφερθεί πως σε ευρωπαϊκό επίπεδο, έχει τεθεί ως στόχος έως το 2020 το 20% των ενεργειακών αναγκών να καλύπτεται από ΑΠΕ, να έχει μειωθεί έως και 20% το ποσοστό των αερίων του θερμοκηπίου και να έχει επιτευχθεί αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας πάνω από 20%, στην Ε.Ε γνωστός

και ως στόχος 20-20-20.Επίσης, αναμένεται έως το 2020 το ποσοστό της συμμετοχής της αιολικής ενέργειας στην παράγωγη ενέργειας από ΑΠΕ να ξεπεράσει αυτό της υδροηλεκτρικής ενέργειας που παραμένει έως και σήμερα στην κορυφή της αντίστοιχης λίστας.

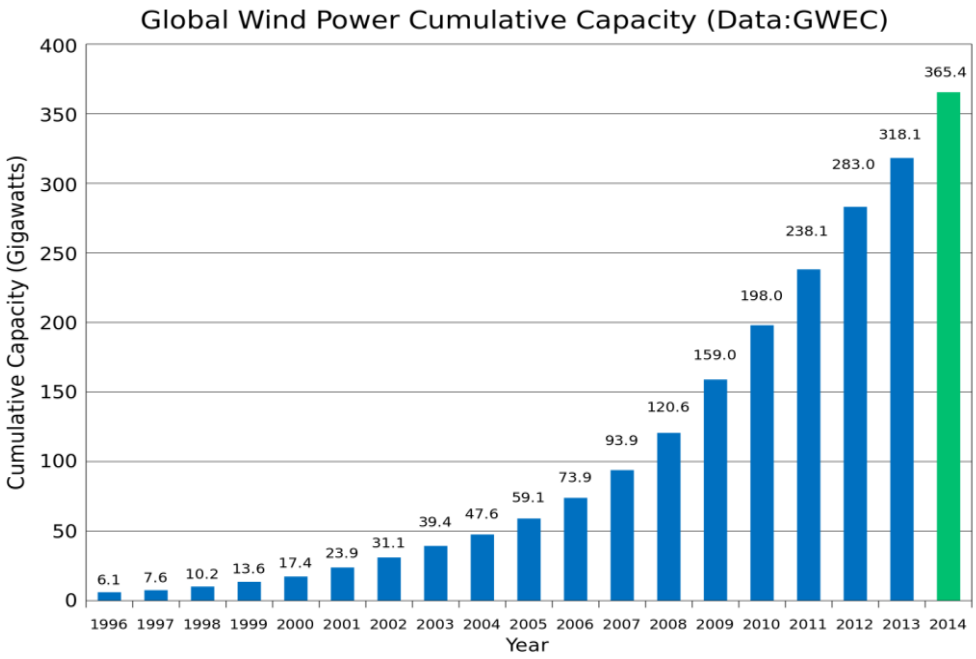
1.3 Αιολική ενέργεια

Αιολική ενέργεια ονομάζεται η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του πνέοντος ανέμου κι ονομάστηκε έτσι επειδή στην ελληνική μυθολογία θεός του ανέμου ήταν ο Αίολος. Πιο συγκεκριμένα, ο άνεμος δημιουργείται όταν ανόμοιες θερμοκρασιακά αέριες μάζες αρχίζουν να κινούνται ώστε να αποκτήσουν ίδιες θερμοκρασίες. Με αυτή τη διαδικασία ένα μικρό ποσοστό της ηλιακής ενέργειας που φτάνει στην ατμόσφαιρα της Γης, μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια του ανέμου η οποία με τη σειρά της, μέσω καταλλήλων μηχανισμών και διατάξεων (ανεμογεννήτριες) μετατρέπεται αρχικά σε μηχανική κι ακολούθως σε ηλεκτρική ενέργεια. Στη χώρα μας, το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό έχει υπολογισθεί σε 44 TWh/έτος κι είναι ικανό να καλύψει τη συνολική ζήτηση σε αιολική ενέργεια η οποία ανέρχεται σε 41 TWh/έτος.

Η αιολική ενέργεια χαρακτηρίζεται ως "ήπια μορφή ενέργειας" και περιλαμβάνεται στις "καθαρές" πηγές, όπως συνηθίζονται να αποκαλούνται εκείνες οι πηγές ενέργειας, οι οποίες δεν εκπέμπουν ή δεν προκαλούν ρύπους. Η προσπάθεια εκμετάλλευσής της ξεκινά από την αρχαιότητα, με τα ιστία των πρώτων ιστιοφόρων πλοίων και πολύ αργότερα με τους ανεμόμυλους στην ξηρά για την άντληση νερού και για την άλεση σιτηρών. Υπάρχουν επίσης αναφορές για τη χρήση ανεμοκινητήρων στην Περσία ακόμα και από το 200 π.Χ. Στις αρχές του 20ου αιώνα στη Δανία χρησιμοποιούνταν πάνω από 2500 ανεμοκινητήρες για μηχανικά φορτία, όπως αντλίες και μύλοι. Με την πάροδο των χρόνων όμως, από την εποχή των απλών ανεμοκινητήρων περάσαμε στην εποχή των ανεμοκινητήρων - ανεμογεννητριών και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτές. Αν και το εγχείρημα προσωρινά πάγωσε, αναζωπυρώθηκε στις αρχές της δεκαετίας του ’70 λόγω και της τότε πετρελαϊκής κρίσης, όταν και οι οικονομικά ανεπτυγμένες χώρες άρχισαν να στρέφονται προς την παραγωγή ενέργειας μέσω ανεμογεννητριών και χρηματοδότησαν ερευνητικά προγράμματα για να αναπτύξουν αυτήν την τεχνολογία. Έτσι φτάσαμε από την παραγωγή μερικών εκατοντάδων kilowatts από αιολικά πάρκα της δεκαετίας του '80 η παράγωγη να βρίσκεται στην κλίμακα των megawatts στη δεκαετία του '90. Στην ίδια περίοδο οι έρευνες έχουν επικεντρωθεί στους τομείς της ποιότητας της παραγόμενης ενέργειας καθώς και της οικονομικότερης λειτουργίας των συστημάτων ενέργειας. Πλέον μιλάμε για παραγωγή κάποιων χιλιάδων gigawatts από αιολικά πάρκα, είτε αυτά είναι χερσαία, είτε υπεράκτια, με τη βασική διαφορά να έγκειται στο γεγονός πως τα δεύτερα μπορούν να αξιοποιήσουν πιο συχνούς και ισχυρούς ανέμους κι έχουν λιγότερο ορατή επίπτωση στο τοπίο, ωστόσο το κόστος κατασκευής τους είναι σημαντικά υψηλότερο. Αξίζει να αναφερθεί πως εντοπίζονται προβλήματα όσον αφορά στον προγραμματισμό, τη

λειτουργία και τον έλεγχο των συστημάτων παραγωγής και διανομής ενέργειας που περιλαμβάνουν τέτοια μεγάλα αιολικά πάρκα.

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, η παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς διπλασιαζόταν περίπου κάθε 3 χρόνια, με την τάση αυτή να δείχνει ότι συνεχίζεται. Παράλληλα, το κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο έπεσε περίπου στο ένα έκτο του κόστους στις αρχές της δεκαετίας του '80, ενώ αξιοσημείωτο είναι επίσης το γεγονός πως μια ανεμογεννήτρια σημερινής τεχνολογίας μπορεί να παράγει ετησίως 180 φορές περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια με κόστος ανά kWh λιγότερο από το μισό συγκριτικά με μια ανεμογεννήτρια τεχνολογίας της δεκαετίας του 1980.

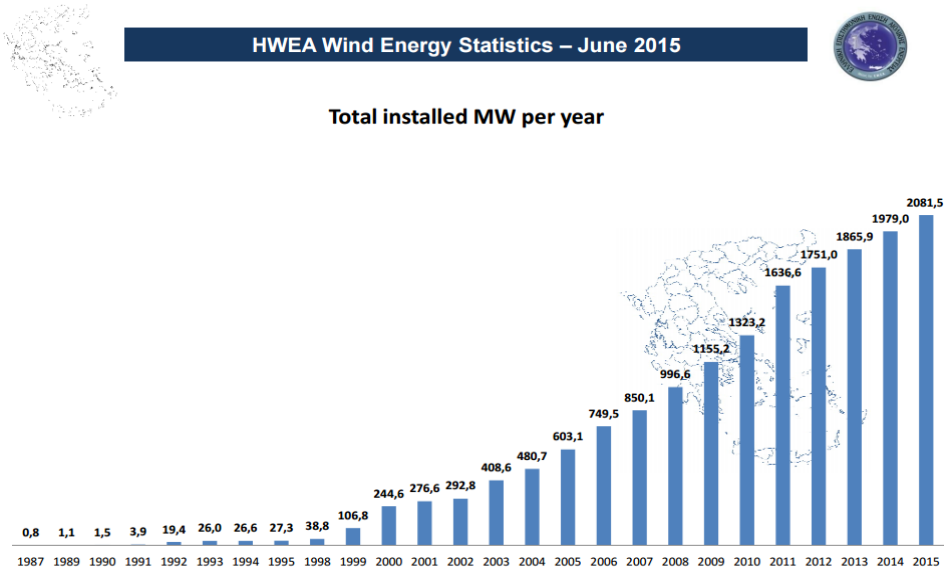


Σχήμα 1.3 Συνολική παγκόσμια δυναμικότητα αιολικής ενέργειας.

Στην Ελλάδα, ως τον Ιούνιο του 2015 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από αιολικά πάρκα στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς άγγιζε τα 2100 MW, με την ανάπτυξη να συνεχίζεται σε έντονους ρυθμούς. Στον Πίνακα 1.1 περιλαμβάνονται τα αριθμητικά δεδομένα της ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα κατά την τελευταία εξαετία, ενώ στο Σχήμα 1.4 φαίνεται η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στον ελλαδικό χώρο με βάση τα πιο πρόσφατα στοιχεία. Τα πρωτεία φυσικά κατέχει η Στερεά Ελλάδα με εγκατεστημένη ισχύ 625.8 MW και ακολουθούν η Πελοπόννησος με 411.75 MW και η Ανατολική Μακεδονία και Θράκη με 298.65 MW.

Πίνακας 1.1 Ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα την εξαετία 2006-2012.

	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ			
	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς [MW]	Ετήσια Εγκατεστημένη ισχύς [MW/έτος]	Ετήσιες επενδύσεις	
			εκατ. €	ανάπτυξη %
2006	748	146	205	24%
2007	849	101	141	13%
2008	995	146	205	17%
2009	1.154	159	222	16%
2010	1.320	166	224	14%
2011	1.635	315	410	24%
Οκτ. 2012	1.740	105	137	



Σχήμα 1.4 Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ελλάδα.

Η αιολική ενέργεια αποτελεί σήμερα μια ελκυστική λύση στο πρόβλημα της ηλεκτροπαραγωγής. Το «καύσιμο» είναι άφθονο, αποκεντρωμένο και δωρεάν. Δεν εκλύονται αέρια θερμοκηπίου και άλλοι ρύποι, και οι επιπτώσεις στο περιβάλλον είναι μικρές σε σύγκριση με τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα. Επίσης, τα οικονομικά οφέλη μιας περιοχής από την ανάπτυξη της αιολικής βιομηχανίας είναι αξιοσημείωτα.

1.3.1 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα της Αιολικής Ενέργειας

Συνοπτικά τα κυριότερα πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας και κατ' επέκταση της χρήσης ανεμογεννητριών επισημαίνονται ως εξής:

- Ο άνεμος ως αγαθό παρέχεται δωρεάν από τη Γη κι είναι ανανεώσιμος, οπότε είναι στο χέρι των ανθρώπων να τον εκμεταλλεύονται προς όφελός τους .
- Η αιολική ενέργεια είναι φιλική και καθαρή προς το περιβάλλον, αφού δεν καίγονται ορυκτά καύσιμα για την παραγωγή ηλεκτρισμού κι άρα δεν εκπέμπονται ρυπογόνα αέρια στην ατμόσφαιρα, επιβλαβή για την ανθρώπινη

υγεία (καρκινογόνα μικροσωματίδια, μονοξείδιο του άνθρακα κ.α.) όπως με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

- Η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας μειώνει την εξάρτηση και την οικονομική δαπάνη για εισαγόμενα καύσιμα από άλλες χώρες. Σε συνδυασμό με τον υψηλό μέσο χρόνο ζωής(20-25 έτη) των ανεμογεννητριών, το χαμηλό λειτουργικό τους κόστος, το οποίο είναι ανεξάρτητο από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και των συμβατικών καυσίμων, αλλά και τις νέες τεχνολογίες που στοχεύουν στην περαιτέρω μείωση και του αρχικού τους κόστους, συμπαρασύρουν την τιμή της κιλοβατώρας(KWh) ακόμη χαμηλότερα, καθιστώντας την παραγωγή αιολικής ενέργειας αποτελεσματικότερη και κατ' επέκταση συμφέρουσα. Εν αντιθέσει, η τιμή των συμβατικών καυσίμων, λόγω εξάντλησης των αποθεμάτων και δυσκολίας εξόρυξης στα μεγαλύτερα βάθη θα συνεχίσει να αυξάνεται.
- Οι ανεμογεννήτριες καταλαμβάνουν λιγότερο χώρο από το μέσο σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Καταλαμβάνουν μόνο μερικά τετραγωνικά μέτρα για τη βάση τους, και αυτό επιτρέπει στο έδαφος γύρω από τη μονάδα να χρησιμοποιηθεί για πολλούς σκοπούς, όπως για παράδειγμα τη γεωργία.
- Οι ανεμογεννήτριες δεν απαιτούν μεγάλες ποσότητες ενέργειας για την συνολική κατασκευή και λειτουργία τους. Σε ένα μέσο αιολικό πάρκο μια ανεμογεννήτρια θα έχει αποσβέσει όλη την ενέργεια που έχει χρησιμοποιηθεί για την κατασκευή, εγκατάσταση και λειτουργία της σε διάστημα μικρότερο των 3 μηνών.
- Απομακρυσμένες περιοχές, όπως ορεινά χωριά, που δεν είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να χρησιμοποιήσουν ανεμογεννήτριες για να παράγουν το δικό τους ηλεκτρικό ρεύμα, ενώ παράλληλα η ευρεία ποικιλία μεγεθών τους δίνει τη δυνατότητα σε μεγάλο φάσμα ανθρώπων κι επιχειρήσεων να τις χρησιμοποιήσουν.
- Τέλος, μετά την αποσυναρμολόγηση μιας ανεμογεννήτριας τα περισσότερα υλικά της μπορούν να ανακυκλωθούν ή να χρησιμοποιηθούν σε άλλες εφαρμογές.

Παράλληλα όμως με τα πλεονεκτήματα της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας και της χρήσης ανεμογεννητριών υπάρχουν και μειονεκτήματα, τα σημαντικότερα αυτών είναι:

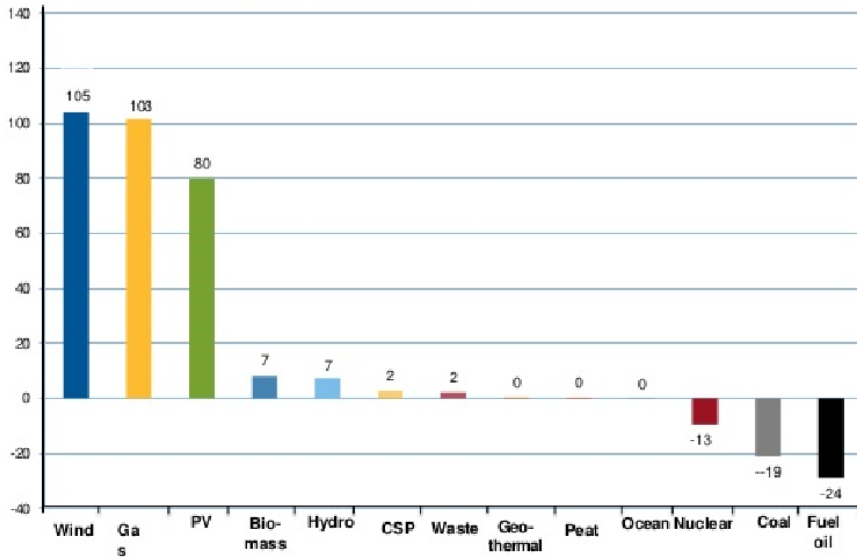
- Η δύναμη του ανέμου δεν είναι σταθερή και κυμαίνεται από μηδέν έως και δύναμη επιπέδου καταιγίδας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι ανεμογεννήτριες να μην παράγουν σταθερά την ίδια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας, κι έτσι να μην καλύπτεται η ενεργειακή ζήτηση κάθε χρονική στιγμή, γεγονός που τις καθιστά ως εφεδρικές πηγές ενέργειας. Σε πολλές περιοχές δε, η ένταση ανέμων δεν είναι αρκετή για να υποστηρίξει μια ανεμογεννήτρια ή ένα αιολικό πάρκο
- Οι ανεμογεννήτριες παράγουν γενικά λιγότερη ηλεκτρική ενέργεια κατά μέσο όρο από έναν σταθμός παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιεί ορυκτά καύσιμα, οπότε απαιτούνται να κατασκευαστούν πολλαπλές ανεμογεννήτριες, ώστε να έχει το ίδιο αντίκτυπο. Ταυτόχρονα, το κόστος επένδυσης ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος είναι μεγαλύτερο σε σύγκριση με τις σημερινές τιμές των συμβατικών καυσίμων.

- Σε περιπτώσεις αιολικών εγκαταστάσεων διασυνδεδεμένες με το δίκτυο μας απασχολούν οι διαδικασίες ζεύξης - απόζευξης, λόγω των μεταβατικών φαινομένων που προκαλούν. Έτσι είναι απαραίτητη η τοποθέτηση αυτοματισμών ελέγχου, συσκευών ρύθμισης τάσης και συχνότητας, και ελέγχου της ενεργού και άεργου ισχύος που εγχέεται στο δίκτυο. Όλα αυτά προστίθενται στο συνολικό κόστος της παραγόμενης KWh.
- Η μετάδοση της ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα εξ αποστάσεως μπορεί να είναι ένα σημαντικό εμπόδιο για τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας, δεδομένου ότι πολλές φορές οι ανεμογεννήτριες δεν βρίσκονται γύρω από τα αστικά κέντρα.
- Σε αυτόνομα συστήματα είναι απαραίτητη η ύπαρξη μονάδων αποθήκευσης της περίσσειας παραγόμενης ενέργειας, σε μια προσπάθεια να έχουμε συντονισμό της παραγωγής και ζήτησης ενέργειας. Η προσθήκη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, αφενός μεν εξακολουθεί να χρειάζεται έρευνα και ανάπτυξη, αφετέρου δε συνεπάγεται επιπλέον αύξηση του αρχικού κόστους εγκατάστασης και με επιπλέον απώλειες ενέργειας κατά τις φάσεις μετατροπής και αποθήκευσης, καθώς και με αυξημένες υποχρεώσεις συντήρησης.
- Διαμαρτυρίες και / ή αναφορές αντιμετωπίζει συνήθως κάθε προτεινόμενη ανάπτυξη αιολικών πάρκων. Οι άνθρωποι αισθάνονται ότι η ύπαιθρος θα πρέπει να μείνει ανέπαφη και να μπορούν όλοι να απολαύσουν την ομορφιά της. Αυτό σε συνδυασμό με την ηχορύπανση από τις εμπορικές ανεμογεννήτριες που παρομοιάζεται πολλές φορές με ένα μικρό κινητήρα τζετ, αποτελεί πρόβλημα σε όσους κατοικούν μέσα σε λίγες εκατοντάδες μέτρα από μια ανεμογεννήτρια. Ωστόσο νέες τεχνολογίες έχουν μειώσει αισθητά τα επίπεδα της ηχορύπανσης.
- Τέλος, έχει διαπιστωθεί ότι ο θόρυβος που προκαλούν οι ανεμογεννήτριες είναι υπαίτιος για την μείωση του ρυθμού αναπαραγωγής ορισμένων ζώων που ζουν στην περιοχή εγκατάστασης αυτών, ενώ αρκετοί περιβαλλοντολόγοι εκφράζουν παράπονα πως οι μεγάλες ανεμογεννήτριες είναι επικίνδυνες όταν τοποθετούνται πάνω στις μεταναστευτικές διαδρομές των πουλιών.

1.3.2 Ο ρόλος της Αιολικής Ενέργειας στην Οικονομία

Η αξιοποίηση της βιώσιμης ενέργειας από τον άνεμο θεωρείται ως μια από τις πιο θετικές εξελίξεις για την ανθρωπότητα, κι η οποία οφείλεται σ τη σημερινή αβεβαιότητα που προκάλεσε η ραγδαία κλιματική αλλαγή, ως αποτέλεσμα της ανόδου των τιμών του πετρελαίου, με την υποβάθμιση του περιβάλλοντος, την εξάντληση των αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων και την ολοένα κι αυξανόμενη εξάρτηση από εξωτερικές πηγές ενέργειας.

Πράγματι, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει ως δεσμευτικό στόχο του 20% του ενεργειακού της εφοδιασμού να προέρχεται από αιολική ενέργεια και άλλες ανανεώσιμες πηγές μέχρι το 2020. Για την επίτευξη αυτού του στόχου του 20% της ενέργειας, περισσότερο από το ένα τρίτο της ευρωπαϊκής ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια θα πρέπει να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με την αιολική ενέργεια να αναμένεται να συνεισφέρει 14-18%.



Σχήμα 1.5 Νέες εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος στην Ε.Ε. την περίοδο 2000-2013.

Μερικά από τα πολλά οφέλη της αιολικής ενέργειας που σχετίζονται με την οικονομία:

- Η οικονομική ανάπτυξη και δημιουργία θέσεων εργασίας. Το 2015, οι επενδύσεις σε νέα αιολικά πάρκα στην Ευρώπη ανήλθαν σε € 11 δισ., συμπεριλαμβανομένων των € 3.8 δισεκατομμυρίων offshore. Το 2011, πάνω από το 70% όλων των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ με την αιολική ενέργεια να αντιπροσωπεύει πλέον το 21%. Περίπου 290.000 άνθρωποι στην ΕΕ ήταν σε σχετική με την αιολική ενέργεια απασχόληση το2015. Η βιομηχανία αιολικής ενέργειας θα μπορούσε να δημιουργήσει έως και 171.000 νέες θέσεις εργασίας στην ΕΕ μέχρι το 2020.
- Καθαρισμός του περιβάλλοντος. Τα 130 GW της αιολικής ενέργειας που έχουν εγκατασταθεί μέχρι τα τέλη του 2014 στην ΕΕ, αποφεύγουν την εκπομπή περίπου 200εκατομμυρίων τόνων CO_2. Επιπλέον, η αναμενόμενη επένδυση των € 192δισεκατομμυρίων στην αιολική ενέργεια την περίοδο 2011 - 2020 θα αποφύγει € 85δισεκατομμύρια σε αξία του κόστους εκπομπής CO2 κατά τη διάρκεια της ίδιας περιόδου[8].
- Η ενεργειακή ανεξαρτησία. Η Ευρώπη εισάγει σήμερα περισσότερο από το ήμισυ της ενέργειας της, ποσοστό που αναμένεται να φτάσει το 70% μέσα στα επόμενα20 με 30 χρόνια. Η εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας μέχρι το τέλος του 2010 ήταν, σε ένα σύνηθες έτος ανέμου, ίση με το 5,3% της ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Από το 2011 - 2020 η αιολική ενέργεια θα αποφύγει € 138δισεκατομμύρια σε κόστος ορυκτών καυσίμων.

1.3.3 Ο ρόλος του Πολιτικού Μηχανικού στην Αιολική Ενέργεια

Σημαντική ενότητα στην ανάλυση του τομέα της αιολικής ενέργειας είναι προφανώς κι ο ίδιος ο ρόλος του Πολιτικού Μηχανικού, καθώς εμπλέκεται σε όλα τα στάδια των έργων, από τη μελέτη και τον λεπτομερή τελικό σχεδιασμό, έως το χτίσιμο και τη συντήρηση των δομικών στοιχείων που απαρτίζουν ολόκληρη την εγκατάσταση μιας ανεμογεννήτριας (πυλώνας, θεμελίωση),τόσο σε ότι αφορά μια νέα εγκατάσταση, όσο και στην αναβάθμιση υφιστάμενων. Απαιτείται υψηλής ποιότητας εκτέλεση εργασιών

και συνεργασία των μηχανικών με καταρτισμένους τεχνολόγους, στο γραφείο μελετών αλλά και στην επιτόπια επίβλεψη της διαδικασίας κατασκευής.

Έτσι, ο μηχανικός οφείλει να χαρακτηρίζεται από επικοινωνιακές δεξιότητες, και ηγετικά χαρακτηριστικά ώστε να επηρεάζει τις αποφάσεις της ομάδας, ενώ θα πρέπει να μπορεί να παραμένει εντός του καθορισμένου προϋπολογισμού και των χρονοδιαγραμμάτων. Επιπλέον, απαραίτητες είναι οι δεξιότητες τεχνολογίας πληροφοριών περιλαμβανομένης της ικανότητας να εργάζεται με μοντέλα υπολογιστών. Τέλος οφείλει να έχει ευελιξία μετακίνησης στις διάφορες τοποθεσίες που εκτελούνται τα έργα και πολλές φορές σε απομακρυσμένες περιοχές. Συνοπτικά κάποια από τα βασικά καθήκοντα ενός πολιτικού μηχανικού που εμπλέκεται με τον τομέα της αιολικής ενέργειας παρατίθενται παρακάτω:

- Δομικός σχεδιασμός των επί μέρους κατασκευών της ανεμογεννήτριας(θεμελίωση-πυλώνας).
- Σχεδιασμός οδοστρωμάτων, εκχωματώσεων και υποδομών για δίκτυο αγωγών. Το έργο μπορεί να περιλαμβάνει εξειδικεύσεις όπως παράκτιες και θαλάσσιες κατασκευές.
- Χειρισμό της διαδικασίας ‘υποβολής προσφορών’ για τη σύγκριση των προσφορών των εργολάβων.
- Συνεργασία για την παράδοση συγκεκριμένων εργασιών για δοσμένα έργα – περιλαμβανομένης της επιτήρησης της κατασκευής.
- Επιθεωρήσεις και αναλύσεις των υπαρχόντων διαρθρώσεων και κατά επέκταση λήψη ενεργειών για αποκατάσταση και αναγέννηση αυτών.

1.4 Οι ανεμογεννήτριες και η δομή τους

Οι ανεμογεννήτριες είναι το μέσον με το όποιο γίνεται η εκμετάλλευση της κινητικής ενέργειας του ανέμου με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σχεδιάζονται για να εκμεταλλεύονται την αιολική ενέργεια που υπάρχει σε μια δεδομένη περιοχή, ενώ χρειάζεται αεροδυναμική ανάλυση ούτως ώστε να καθοριστεί το βέλτιστο ύψος του πύργου, τα συστήματα ελέγχου, το σχήμα κι ο αριθμός των λεπίδων. Θα μπορούσαμε να πούμε ότι η ανεμογεννήτρια χωρίζεται σε δύο συστήματα μετατροπής ενέργειας. Το πρώτο μέρος αποτελεί ο ανεμοκινητήρας, ο οποίος είναι υπεύθυνος για την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε μηχανική κινητική ενέργεια και το δεύτερο αποτελεί η ηλεκτρογεννήτρια που μετατρέπει την μηχανική κινητική ενέργεια που προσλαμβάνει από τον ανεμοκινητήρα, σε ηλεκτρική ενέργεια στην έξοδο της. Για την διασύνδεση των δύο αυτών συστημάτων χρησιμοποιείται το κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο μπορεί να είναι είτε συμβατικό είτε υδραυλικό. Σκοπός του είναι η διασύνδεση του χαμηλόστροφου άξονα του ανεμοκινητήρα με τον υψίστροφο άξονα της ανεμογεννήτριας.

1.4.1 Κατηγορίες ανεμογεννητριών

Οι ανεμογεννήτριες χωρίζονται σε διάφορες κατηγορίες λαμβάνοντας υπόψη τρία συγκεκριμένα κριτήρια. Αυτά είναι α) Η διεύθυνση του άξονα περιστροφής, β) Η περιστροφική ταχύτητα και γ)Η μέθοδος ελέγχου της αεροδυναμικής ισχύος. Το κυριότερο κριτήριο αφορά στον τρόπο που εκμεταλλεύονται τον άνεμο κι άρα στη

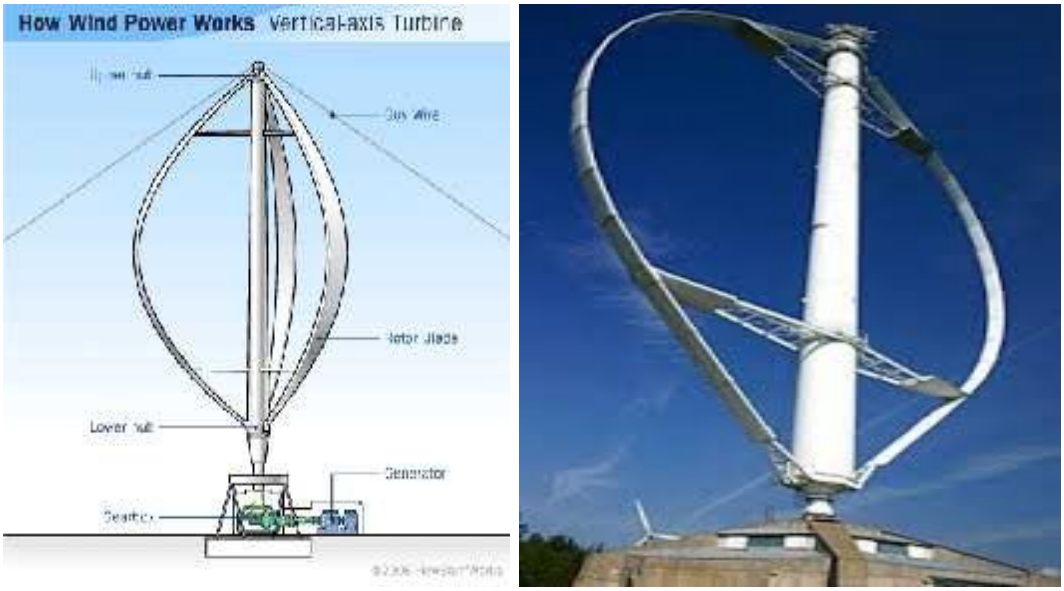
διεύθυνση του άξονα. Ανάλογα, λοιπόν, με τον προσανατολισμό του άξονα περιστροφής σε σχέση με τη ροή του ανέμου, διακρίνονται σε ανεμογεννήτριες οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα. Στις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα η κατεύθυνση του ανέμου είναι πάντα παράλληλη με τον άξονα περιστροφής ενώ αντίθετα στις ανεμογεννήτριες κάθετου άξονα, ο άξονας περιστροφής είναι πάντα κάθετος στο έδαφος και στην κατεύθυνση του ανέμου. Σε άλλες κατηγορίες χωρίζονται ανάλογα με το μέγεθος και την ισχύ που παράγουν, σε μικρές, μεσαίες και μεγάλες ανεμογεννήτριες, ανάλογα με τον αριθμό των πτερυγίων τους διακρίνονται σε μονοπτέρυγες και πολυπτέρυγες, ενώ ανάλογα με την ταχύτητα περιστροφής τους διακρίνονται σε αργόστροφες και πολύστροφες.

1.4.1.1 Ανεμογεννήτριες Κατακόρυφου Άξονα

Ο τύπος αυτός των ανεμογεννητριών έχει τοποθετημένο τον άξονα περιστροφής του ρότορα κατακόρυφα στο έδαφος και στην διεύθυνση του ανέμου. Βασικό πλεονέκτημα αυτής της διάταξης είναι ότι οι ανεμογεννήτριες είναι αποτελεσματικές σε ανέμους οποιασδήποτε κατεύθυνσης κι άρα δεν χρειάζεται να είναι προσανατολισμένες προς την φορά που φυσάει ο άνεμος. Αυτό είναι σημαντικό πλεονέκτημα σε τοποθεσίες και χώρους όπου η κατεύθυνση του ανέμου είναι εξαιρετικά μεταβλητή. Επίσης η γεννήτρια και το κιβώτιο ταχυτήτων σε αυτού του είδους τις μηχανές μπορούν να βρίσκονται στο έδαφος, διευκολύνοντας την πρόσβαση, την επιτήρηση και τη συντήρησή τους. Κατ’ αυτό τον τρόπο επίσης δεν απαιτείται πυλώνας στήριξης.

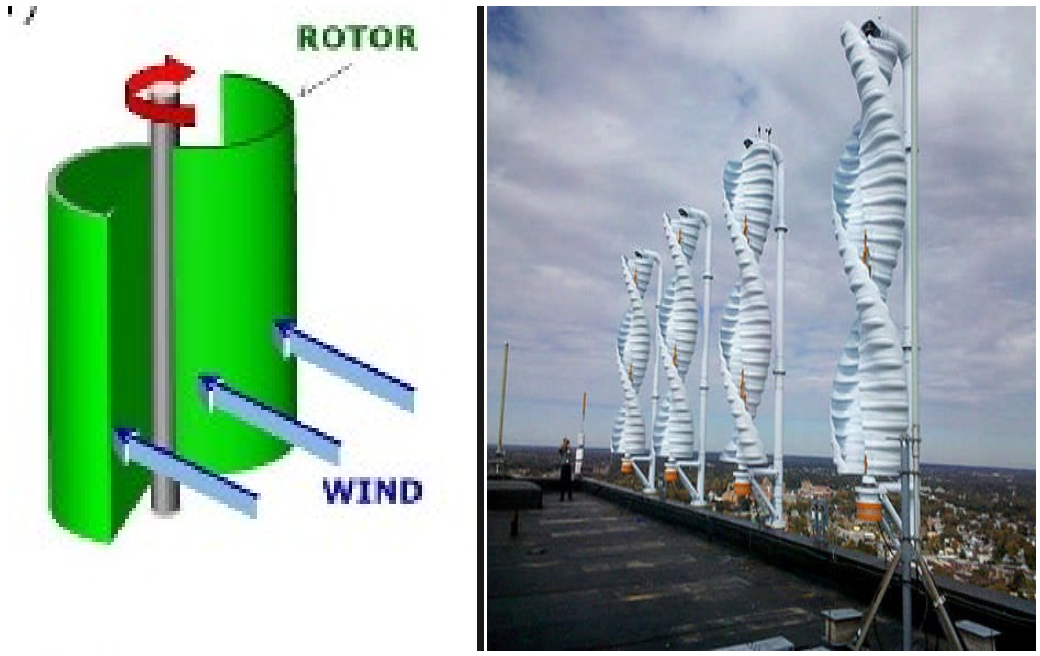
Αντίθετα βασικό τους μειονέκτημα αποτελείτο γεγονός ότι έχουν μικρή περιστροφική ταχύτητα και επομένως μικρό συντελεστή ισχύος. Επιπλέον, συνήθως χρειάζονται εξωτερική υποβοήθηση για να ξεκινήσουν λόγω χαμηλής ροπής εκκίνησης, ενώ σε περιπτώσεις δυνατού ανέμου, εάν δεν ελεγχθούν σωστά, υπάρχει κίνδυνος καταστροφής τους. Τέλος, όντας κοντά στο έδαφος, μπορούν να εκμεταλλεύονται μικρές ταχύτητες ανέμου, γι’ αυτό και χρησιμοποιούνται κυρίως για γεωργικούς και κτηνοτροφικούς σκοπούς, όπως γεωτρήσεις, αυτόματα συστήματα ποτίσματος κτλ.

Οι δύο πιο γνωστοί τύποι ανεμογεννητριών κατακόρυφου άξονα είναι οι ανεμομηχανές τύπου Darrieus και τύπου Savonius. Οι ανεμογεννήτριες τύπου Darrieus εφευρέθηκε από το Γάλλο μηχανικό George Darrieus το 1931. Διαθέτουν δύο κάθετα προσανατολισμένες λεπίδες που περιστρέφονται γύρω από ένα κατακόρυφο άξονα. Αυτός ο τύπος συνδυάζει υψηλή ταχύτητα με χαμηλή μηχανική ροπή και είναι κατάλληλος για την παραγωγή εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). Γενικά απαιτούν μια αρχική ώθηση από κάποια εξωτερική πηγή ενέργειας για να τεθεί σε λειτουργία καθώς έχουν χαμηλή στροφική ροπή εκκίνησης.



Εικόνα 1.2 Ανεμομηχανές Κατακόρυφου άξονα τύπου Darrieus

Αντίθετα οι ανεμογεννήτριες τύπου Savonius περιστρέφονται αργά με μεγάλη μηχανική ροπή. Αποτελούνται από δύο ή περισσότερα πτερύγια με κοίλες και κυρτές επιφάνειες και χρησιμοποιούνται σε υψηλής αξιοπιστίας αλλά χαμηλής απόδοσης γεννήτριες ηλεκτρικής ισχύος. Αν και οι περισσότερες ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν την δύναμη άνωσης από την αεροτομή των πτερύγιων του ρότορα, η ανεμογεννήτρια τύπου Savonius χρησιμοποιεί την δύναμη αντίστασης και άρα δεν μπορεί να περιστραφεί γρηγορότερα από την ταχύτητα του ανέμου που την διαπερνάει. Επιπλέον, μια τέτοιου τύπου ανεμογεννήτρια μπορεί να ξεκινήσει την λειτουργία της μόνο χειροκίνητα, ενώ παράλληλα η μικρή περιστροφική της ταχύτητα αυξάνει το κόστος κάνοντάς την λιγότερο αποδοτική.



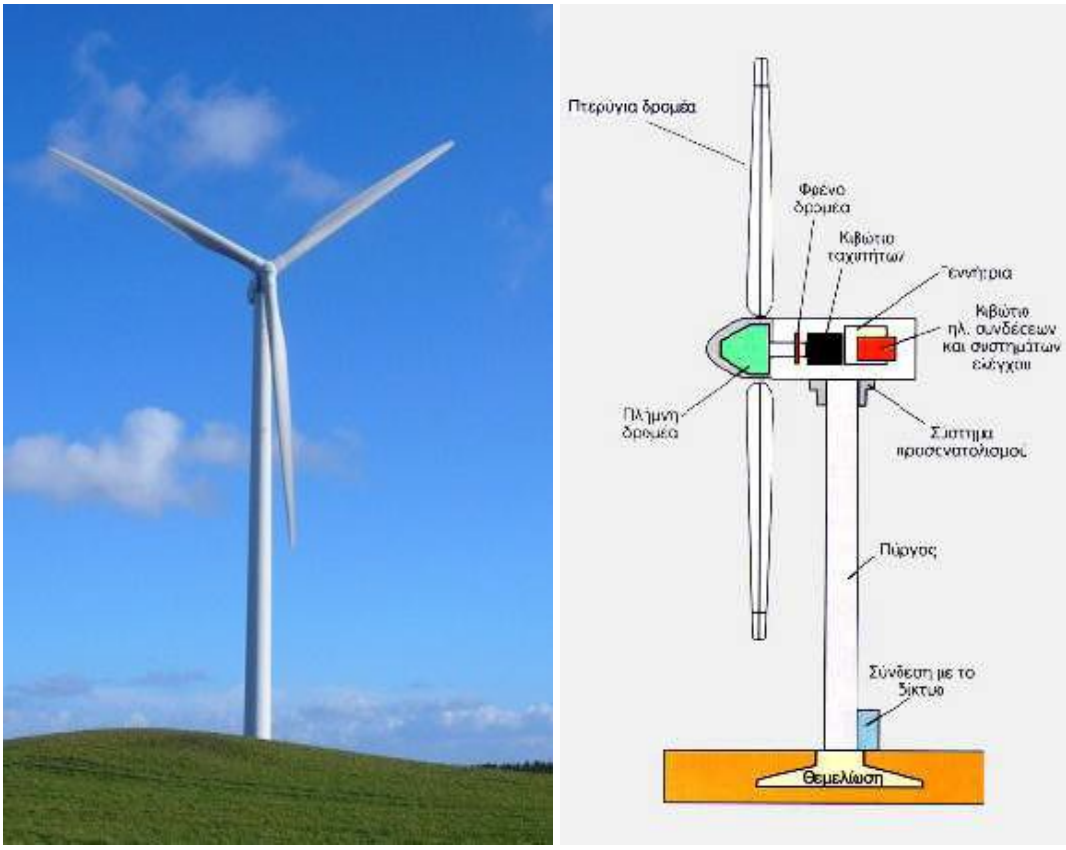
Εικόνα 1.3 Ανεμομηχανές Κατακόρυφου άξονα τύπου Savonius

1.4.1.2 Ανεμογεννήτριες Οριζόντιου Άξονα

Οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα έχουν τον άξονα περιστροφής τους οριζόντιο ως προς το έδαφος και σχεδόν παράλληλο στη ροή του ανέμου. Στην κορυφή του πύργου, είναι τοποθετημένη η κύρια άτρακτος που περιέχει την ηλεκτρογεννήτρια καθώς και ο ρότορας. Οι ανεμογεννήτριες αυτές κατέχουν το συντριπτικό μερίδιο της αγοράς και έχει επικρατήσει η χρήση τους σε μεγάλες αιολικές εγκαταστάσεις. Βασικά σημαντικά πλεονεκτήματα που τις καθιστούν τόσο δημοφιλείς, είναι το ότι δεν χρειάζονται πολύ υψηλές ταχύτητες ανέμου για να ξεκινήσουν να περιστρέφονται, παράγοντας έτσι ηλεκτρική ενέργεια και με πολύ μικρές ταχύτητες, ενώ επιπλέον, εμφανίζουν υψηλό αεροδυναμικό συντελεστή.

Ωστόσο σημαντικό μειονέκτημα των γεννητριών αυτών είναι πως εξαιτίας της τοποθέτησης της γεννήτριας και του κιβωτίου ταχυτήτων στην κορυφή του πύργου, δυσκολεύεται η πρόσβαση και η συντήρησή τους και ταυτόχρονα καθίσταται ακριβότερη και δυσκολότερη και η κατασκευή τους. Σε αντίθεση με τις ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα, στις οριζόντιου άξονα χρειάζεται ένας ενεργός μηχανισμός περιστροφής ο οποίος προσανατολίζει την ανεμογεννήτρια προς την κατεύθυνση του ανέμου, ώστε κάθε φορά ο άνεμος να προσπίπτει κάθετα στα πτερύγια της έλικας και έτσι να μεγιστοποιείται η ενεργειακή απολαβή. Τα πτερύγια κατασκευάζονται δύσκαμπτα, ώστε να εμποδίζονται από το να ωθούνται πάνω στον πύργο σε περιπτώσεις ισχυρών ανέμων, ενώ τοποθετούνται και σε σημαντική απόσταση από τον πύργο. Ανάλογα με τον αριθμό των πτερυγίων τους, τώρα, χωρίζονται σε μονοπτέρυγες, διπτέρυγες, τριπτέρυγες και πολυπτέρυγες. Παρόλο που οι μονοπτέρυγες και διπτέρυγες είναι πιο φθηνές δεν μπόρεσαν να επικρατήσουν στην αγορά λόγω κυρίως των προβλημάτων που αντιμετωπίζουν στην εξισορρόπηση δυνάμεων της όλης κατασκευής κατά την περιστροφή τους.

Οι τριπτέρυγες είναι αυτές που χρησιμοποιούνται περισσότερο όντας πιο σταθερές, μιας και το αεροδυναμικό τους φορτίο κατανέμεται ομοιόμορφα και το μηχανικό φορτίο τους εξισορροπείται. Ακόμη, έχει αποδειχθεί ότι έχουν μεγαλύτερο αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος από τις πολυπτέρυγες, η χρήση των οποίων περιορίζεται σε ελάχιστες εφαρμογές, όπως η άντληση υδάτων, λόγω της μεγάλης ροπής εκκίνησης που διαθέτουν.

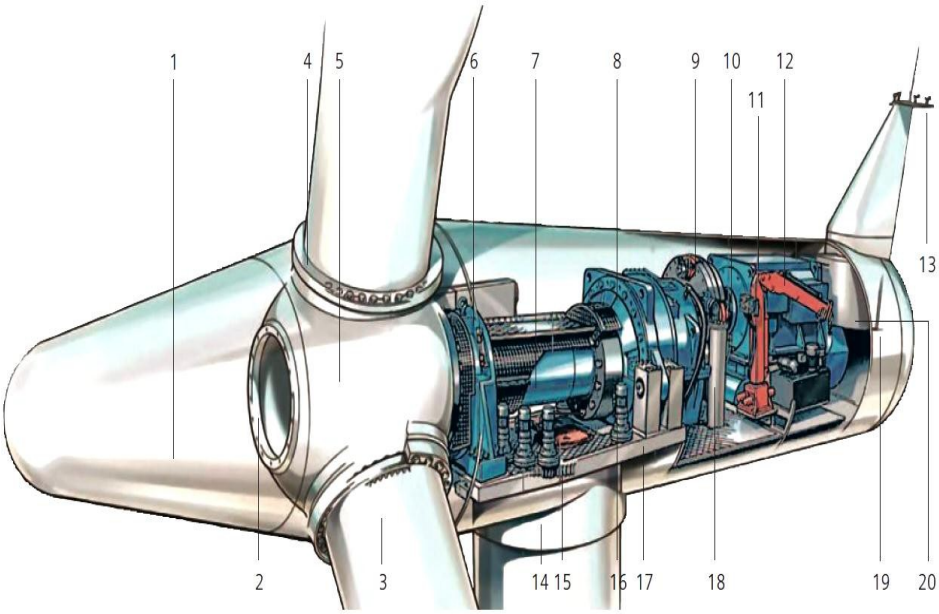


Εικόνα 1.4 Ανεμογεννήτρια Οριζόντιου άξονα

Συνοπτικά τα βασικά μέρη από τα οποία αποτελείται μια τυπική ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα δίνονται παρακάτω :

- *Πύργος (tower).* Αποτελεί την βάση της στήριξης της ανεμογεννήτριας και είναι συνήθως κυλινδρικής μορφής και κατασκευασμένος από χάλυβα.
- *Ρότορας (rotor).*Ονομάζεται το σύστημα που αποτελούν τα πτερύγια (blades) και η κεφαλή του ρότορα. Οι περισσότερες ανεμογεννήτριες αποτελούνται πλέον από τρία πτερύγια. Ο ρότορας περιστρέφεται από τον κεντρικό άξονα που είναι κατασκευασμένος συνήθως από ενισχυμένο και σκληρυμένο χάλυβα.
- *Θάλαμος (nacelle).* Περιέχει τα βασικά τεχνικά μέρη της ανεμογεννήτριας που συνήθως είναι : η γεννήτρια, το κιβώτιο ταχυτήτων, οι άξονες χαμηλής και υψηλής ταχύτητας , το φρένο, η μονάδα ψύξης, ανεμόμετρο, ο μηχανισμός περιστροφής προσανεμισμού, και το υδραυλικό σύστημα ελέγχου της γωνία των πτερυγίων. Βρίσκεται στην κορυφή του πύργου και κατασκευάζεται συνήθως από fiberglass.

Αναλυτικότερα, η δομή της ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα φαίνεται στο Σχήμα 1.6.



Σχήμα 1.6 Εσωτερική δομή μιας ανεμογεννήτριας

1. Στροβιλιστής ανεμοκινητήρα
2. Βάση στήριξης στροβιλιστή
3. Πτερύγια
4. Βάση στήριξης πτερυγίων
5. Πλήμνη
6. Κύριο ρουλεμάν
7. Κύρια κινητήρια άτρακτο (άξονας χαμηλών στροφών)
8. Κιβώτιο ταχυτήτων
9. Δισκόφρενο
10. Σύζευξη με γεννήτρια (άξονας υψηλών στροφών)
11. Γεννήτρια
12. Εσωτερικός γερανός
13. Αισθητήρες ανέμου
14. Πυλώνας
15. Υδραυλικό σύστημα περιστροφής
16. Κινητήρας περιστροφής
17. Έδρανο στήριξης ατράκτου
18. Φίλτρα λαδιού
19. Κουβούκλιο
20. Ψύκτρα γεννήτριας

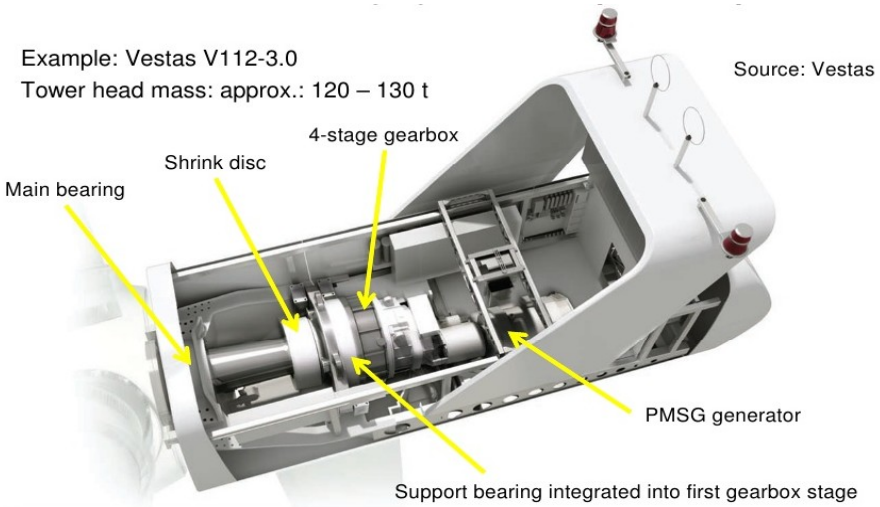
1.4.2 Η ανεμογεννήτρια VESTAS

Το μοντέλο Vestas V112-3MW έχει ρότορα διαμέτρου 112 m με ενεργό μηχανισμό προσανατολισμού και ονομαστική ισχύ 3.3MW.Αποτελείται από τρία πτερύγια και χρησιμοποιεί έλεγχο του βήματος των πτερυγίων(pitch control),δηλαδή αυτά έχουν τη δυνατότητα περιστροφής γύρω από τον διαμήκη άξονα τους. Επομένως είναι δυνατός ο έλεγχος της γωνίας πρόσπτωσης του ανέμου (yaw control),ώστε να επιτυγχάνεται μεγιστοποίηση της αποκομισθείσας αεροδυναμικής ισχύος ανάλογα με τις συνθήκες. Η γεννήτρια χρησιμοποιεί την καινοτόμα τεχνολογία OptiTip και έχει τη δυνατότητα λειτουργίας του ρότορα με μεταβλητή ταχύτητα. Με αυτά τα χαρακτηριστικά έχει τη δυνατότητα διατήρησης της ονομαστικής ισχύος ακόμα και σε υψηλές ταχύτητες του ανέμου, ανεξάρτητα από την θερμοκρασία και την πυκνότητα του αέρα. Σε χαμηλές ταχύτητες του ανέμου το σύστημα OptiTip και η λειτουργία μεταβλητής ταχύτητας μεγιστοποιούν την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος δίνοντας την βέλτιστη ταχύτητα περιστροφής (RPM) και γωνία/κλίση των πτερυγίων, το οποίο επίσης ελαχιστοποιεί την εκπομπή θορύβου από τη γεννήτρια. Παράλληλα, είναι εφοδιασμένη με σύγχρονα συστήματα πυροπροστασίας κι ανίχνευσης-προστασίας από τον παγετό στα πτερύγια, ενώ το εξελιγμένο σύστημα αποφυγής πρόσκρουσης με εναέρια εμπόδια (OCAS^{TM})

δίνει τη δυνατότητα στη γεννήτρια μέσω ενός ραντάρ με εμβέλεια (5km) να προειδοποιεί οποιοδήποτε αεροσκάφος πλησιάσει εντός εμβέλειας, είτε με προειδοποιητικά φώτα, είτε με μετάδοση ήχου κατευθείαν στη συχνότητα VHF του ραδιοφώνου του πιλοτηρίου.

1.4.2.1 Περιγραφή του θαλάμου

Ο θάλαμος είναι κατασκευασμένο από fiberglass. Ένα άνοιγμα στο δάπεδο παρέχει πρόσβαση στο θάλαμο από τον πύργο, όπου υπάρχει ανελκυστήρας για την μετακίνηση στα υψηλότερα επίπεδα. Το τμήμα της οροφής είναι εξοπλισμένο με φεγγίτες, οι οποίοι μπορούν να ανοιχθούν για πρόσβαση στην οροφή και στους αισθητήρες του ανέμου. Οι αισθητήρες ανέμου καθώς και τα προειδοποιητικά φώτα, τοποθετούνται στη στέγη του θαλάμου.



Εικόνα 1.5 Ακριβής προσομοίωση του εσωτερικού του θαλάμου της VestasV112 3.3 MW

Ο θάλαμος του συγκεκριμένου μοντέλου περιέχει τα εξής τεχνικά μέρη :

- Πλάκα εδράσεως (machine foundation). Το μπροστινό μέρος της πλάκας εδράσεως της ατράκτου είναι η βάση για το σύστημα κίνησης το οποίο μεταδίδει τις δυνάμεις και τη ροπή από το δρομέα στον πύργο μέσω του συστήματος περιστροφής και είναι κατασκευασμένο από χυτό χάλυβα. Το κάλυμμα του θαλάμου συναρμολογείται επί της πλάκας εδράσεως.
- Κιβώτιο ταχυτήτων (gearbox). Είναι ο κύριος μηχανισμός που μεταδίδει τη ροπή από τον ρότορα στη γεννήτρια και είναι βιδωμένο στην πλάκα εδράσεως. Στην ουσία μετατρέπει την περιστροφή χαμηλής ταχύτητας του ρότορα σε υψηλής ταχύτητας περιστροφή της γεννήτριας .Το κιβώτιο ταχυτήτων είναι ένα τεσσάρων σταδίων διαφορικό κιβώτιο , όπου τα τρία πρώτα στάδια είναι διαπλανητικά και το τέταρτο είναι ένα ελικοειδές στάδιο .Το δισκόφρενο είναι τοποθετημένο στον άξονα υψηλής ταχύτητας. Η λίπανση του συστήματος του κιβωτίου ταχυτήτων γίνεται μέσω ενός σύστημα τροφοδοτούμενης πίεσης .
- Σύστημα προσανεμισμού (yaw system). Το σύστημα προσανεμισμού επιτρέπει να περιστρέφεται ο θάλαμος με τον ρότορα προς την κατεύθυνση που φυσάει ο άνεμος και είναι ένα απλό σύστημα με ρουλεμάν με ενσωματωμένη τριβή. Το σύστημα μεταδίδει της δυνάμεις από τον θάλαμο και τον ρότορα στον πύργο.

- Σύστημα πέδησης (brake system). Η ανεμογεννήτρια φρενάρει με πλήρη μεταβολή του βήματος των πτερυγίων. Επιπλέον μέσω υδραυλικού συστήματος ασκείται πίεση σε ένα δισκόφρενο που βρίσκεται στον κύριο άξονα υψηλής ταχύτητας και το οποίο χρησιμεύει κι ως φρένο στάθμευσης.
- Γεννήτρια (generator). Η γεννήτρια είναι μία τριφασική σύγχρονη γεννήτρια τετραπολική, με ένα μόνιμο μαγνητικό στροφείο που είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο μέσω ενός πλήρους μετατροπέα κλίμακας .Το περίβλημα της γεννήτριας είναι κατασκευασμένο από ένα κυλινδρικό κάλυμμα και τα κανάλια. Στα κανάλια κυκλοφορεί ψυκτικό υγρό γύρω από το εσωτερικό περίβλημα της γεννήτριας του στάτορα. Η μεταβλητή ταχύτητα επιτρέπει την μεταβολή της ταχύτητας του ρότορα εντός μιας ευρείας περιοχής ταχυτήτων. Αυτό, μειώνει τις διακυμάνσεις στην παροχή ρεύματος στο σύστημα ηλεκτρικού δικτύου καθώς και ελαχιστοποιεί τα φορτία σε ζωτικά μέρη του στροβίλου. Επιπλέον, το σύστημα μεταβλητής ταχύτητας βελτιστοποιεί την παραγωγή ενέργειας, ειδικότερα σε χαμηλές ταχύτητες ανέμου.
- Το σύστημα ψύξης και κλιματισμού. Το νέο σύστημα CoolerTop® χρησιμοποιεί την ίδια την ενέργεια του ανέμου για τη δημιουργία ψύξης , αντί να καταναλώνει ενέργεια που παράγεται . Το γεγονός ότι η CoolerTop® δεν έχει κινούμενα μέρη σημαίνει ότι απαιτεί ελάχιστη συντήρηση ,το οποίο συνεπάγεται την περεταίρω μείωση του κόστους. Επιπλέον, η απουσία των ειδικών ανεμιστήρων εξασφαλίζει ότι το σύστημα ψύξης κάνει ελάχιστο θόρυβο , καθώς και την ταυτόχρονη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας του στροβίλου . Τέλος , η τεχνολογία CoolerTop® παρέχει επαρκή ψύξη σε υψόμετρα μέχρι 2.000 m . Αυτό κάνει τους στροβίλους ιδανική επιλογή για τις θέσεις πάνω από τη στάθμη της θάλασσας που κάποτε θεωρήθηκαν ακατάλληλα .

1.4.2.2 Περιγραφή του ρότορα

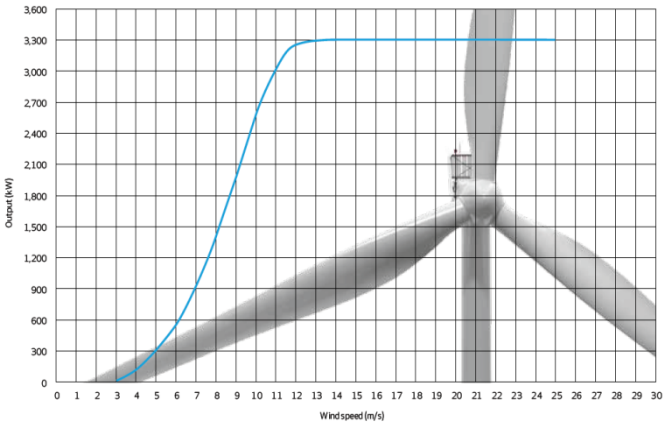
Τα πτερύγια είναι κατασκευασμένα από fiberglass, ενισχυμένου εποξειδικού μίγματος και ανθρακονήματα. Κάθε πτερύγιο αποτελείται από μία εσωτερική δοκό περιβαλλόμενη από δύο κελύφη. Τα πτερύγια έχουν σχεδιαστεί για βέλτιστη απόδοση και ελαχιστοποίηση του θορύβου και της αντανάκλασης του φωτός. Καθένα πτερύγιο έχει ένα σύστημα προστασίας από κεραυνούς που αποτελείται από υποδοχείς κεραυνού στην άκρη του και έναν χάλκινο συρμάτινο αγωγό στο εσωτερικό του πτερυγίου. Η πλήμνη (κωνική μύτη) είναι τοποθετημένη απευθείας πάνω στο κιβώτιο ταχυτήτων, απαλείφοντας με αυτό τον τρόπο τον κύριο άξονα που χρησιμοποιείτο παραδοσιακά για τη μεταβίβαση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας στη γεννήτρια μέσω του κιβώτιου ταχυτήτων.

Η V112 είναι εξοπλισμένη με ένα σύστημα ελέγχου του βήματος(κλίση) των πτερυγίων μέσω ενός μικροεπεξεργαστή που ονομάζεται OptiTip. Με βάση τις επικρατούσες συνθήκες ανέμου, τα πτερύγια τοποθετούνται συνεχώς στην βέλτιστη γωνία βήματος. Ο μηχανισμός αυτός τοποθετείται στην πλήμνη. Οι μεταβολές της γωνίας του βήματος γίνεται με υδραυλικούς κυλίνδρους, οι οποίοι είναι σε θέση να περιστρέφουν το πτερύγιο από -9° ως 90 °. Κάθε πτερύγιο έχει το δικό του υδραυλικό κύλινδρο ελέγχου του βήματος.

1.4.2.3 Καμπύλη ισχύος (power curve)

Η καμπύλη ισχύος δίνεται από την κατασκευάστρια εταιρία (VESTAS) και δίνει την σχέση της παραγόμενης ισχύος συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου. Η καμπύλη αυτή εξαρτάται από την διάμετρο των πτερυγίων, την αεροδυναμική τους ποιότητα, τις συνθήκες του ανέμου, την πυκνότητα του αέρα καθώς και την μηχανική απόδοση της γεννήτριας. Η καμπύλη ισχύος αποτελεί το σημαντικότερο στοιχείο της ανεμογεννήτριας αφού αυτή την χαρακτηρίζει, ενώ αποτελεί το βέλτιστο κριτήριο για την σύγκριση μεταξύ διαφορετικών ανεμογεννητριών. Επίσης, είναι το στοιχείο εκείνο, το οποίο κρίνει την καταλληλότητα μίας ανεμογεννήτριας συγκεκριμένης τεχνολογίας για μία συγκεκριμένη τοποθεσία, αφού διαφορετικές κατανομές ανέμου, προκαλούν διαφορετικές συμπεριφορές από τις ανεμογεννήτριες, άρα διαφορετική παραγωγή ενέργειας.

Γενικά, η καμπύλη ισχύος μιας συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας, παρέχει τρείς χαρακτηριστικές τιμές της ταχύτητας του ανέμου. Η πρώτη είναι η ταχύτητα κατά την οποία η ανεμογεννήτρια ξεκινάει να λειτουργεί και να παράγει ισχύ (Vcut-in) και ισούται με3(m/s). Η δεύτερη αποτελεί την τιμή της ταχύτητας του ανέμου κατά την οποία η ανεμογεννήτρια ξεκινάει να παράγει ρεύμα ίσο με την ονομαστική ισχύ της (Vrated), δηλαδή 3.3 MW, και ισούται με 13(m/s).Η τρίτη χαρακτηριστική τιμή της ταχύτητας του ανέμου είναι εκείνη κατά την οποία η ανεμογεννήτρια σταματά την λειτουργία της για λόγους ασφαλείας και για την αποφυγή μεγάλης καταπόνησης των υδραυλικών της κομματιών και κυρίως των πτερυγίων (Vcut-out) και ισούται με 25 (m/s) για τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια. Η ανάπτυξη μεγάλων ταχυτήτων στο δρομέα μπορεί να γίνει ανεξέλεγκτη, με κίνδυνο καταστροφής της γεννήτριας, εφόσον είναι δυνατόν να παραχθούν μεγάλα ρεύματα σε σχέση με τα μέγιστα της γεννήτριας, αλλά και κίνδυνο αποκόλλησης της φτερωτής κι άλλων μηχανικών κομματιών της με οδυνηρές συνέπειες για ότι βρίσκεται σε ακτίνα πολλών μέτρων (αναλόγως της διαμέτρου της έλικας και του ύψους ανύψωσης του δρομέα). Για το λόγο αυτό φρενάρεται μέσω συστημάτων πέδησης ή μέσω της απομάκρυνσης των πτερυγίων από την κατεύθυνση του πνέοντος ανέμου.

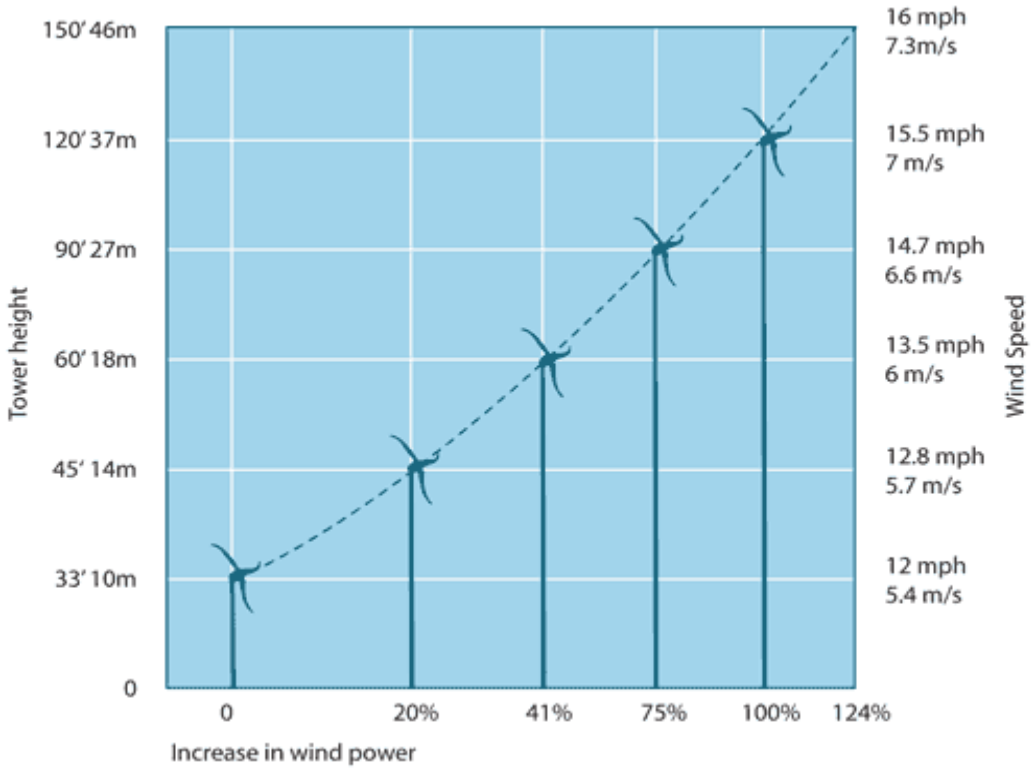


Σχήμα 1.7 Καμπύλη ισχύος της V112 3.3 MW

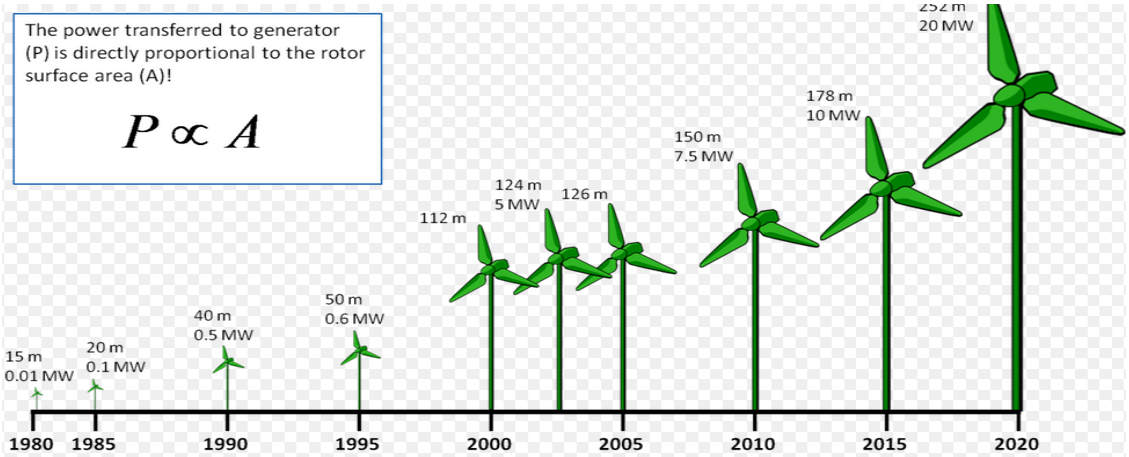
1.4.2.4 Ο Πύργος της ανεμογεννήτριας (wind turbine tower)

Ο πύργος είναι ένα σημαντικό στοιχείο στη δομή της ανεμογεννήτριας, όχι μόνο για δομικούς λόγους (μεταφέροντας τα φορτία από τη νασέλα στα θεμέλια), αλλά και για οικονομικούς: όσο υψηλότερος είναι ο πύργος, τόσο μεγαλύτερο το ποσό της ενέργειας που παράγεται εξαιτίας της μεγαλύτερων ταχυτήτων ανέμου σε αυξανόμενα ύψη, αλλά και τόσο υψηλότερο το αρχικό κόστος κατασκευής.

Για παράδειγμα, με αύξηση κατά 20 μέτρα από το ένα πρότυπο ύψος 80 μέτρων μπορεί να επιτευχθεί μία επιπλέον παραγωγή ενέργειας γύρω στο 5%, ενώ ο διπλασιασμός του ύψους έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της ταχύτητας ανέμου κατά 10% και της παραγόμενης ενέργειας κατά 34%. Κατά τα τελευταία χρόνια παρατηρείται η τάση για κατασκευή ολοένα κ υψηλότερων πύργων, διότι σε μεγαλύτερα ύψη υπάρχει καλύτερο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό ενώ μειώνεται κι η επιρροή των εμποδίων του εδάφους, όπως δέντρων και κτηρίων, που δημιουργούν αναταράξεις στην ροή του ανέμου. Στο μέλλον αναμένονται ακόμα υψηλότεροι πύργοι, μιας και στην ώριμη πλέον αγορά αιολικής ενέργειας οι πιο παραγωγικές θέσεις ήδη χρησιμοποιούνται.



Σχήμα 1.8 Επιρροή του ύψους της ανεμογεννήτριας στην ταχύτητα ανέμου



Σχήμα 1.9 Πορεία εξέλιξης του ύψους του πύργου την περίοδο 1980-2010

Για τον συγκεκριμένο τύπο ανεμογεννήτριας, χρησιμοποιούνται σωληνοειδείς χαλύβδινοι πύργοι με σύνδεση φλαντζών, πιστοποιημένοι σύμφωνα με τις σχετικές εγκρίσεις διαθέσιμες σε διαφορετικά πρότυπα ύψη. Οι πύργοι έχουν σχεδιαστεί με την πλειοψηφία των εσωτερικών συγκολλημένων συνδέσεων ν' αντικαθίστανται από μαγνητικές στηρίξεις, δημιουργώντας έναν πύργο λείων τοιχωμάτων. Μαγνήτες παρέχουν στήριξη του φορτίου σε μια οριζόντια κατεύθυνση και εσωτερικά, όπως πλατφόρμες, σκάλες, κλπ, και υποστηρίζονται κατακόρυφα (δηλαδή στην κατεύθυνση της βαρύτητας) με μηχανική σύνδεση . Ο δε ομαλός σχεδιασμός του πύργου μειώνει το απαιτούμενο πάχος του χάλυβα, καθιστώντας τον πύργο ελαφρύτερο. Τα ύψη που απαριθμούνται, περιλαμβάνουν μια απόσταση από το τμήμα θεμελίωσης στο επίπεδο του εδάφους περίπου 0.2 m ανάλογα με το πάχος της φλάντζας πυθμένα και μία απόσταση από την πάνω φλάντζα του πύργου στο κέντρο της πλήμνης του 2.2 m .

Το μέσο ύψος των πύργων που έχουν εγκατασταθεί στην Ευρώπη είναι περίπου 80m. Οι σύγχρονοι πύργοι έχουν ένα εσωτερικό ανελκυστήρα ή/και μια σκάλα και αρκετές ενδιάμεσες πλατφόρμες. Ένα άλλο στοιχείο που μπορεί να φιλοξενηθεί στον πύργο, συνήθως στο κάτω μέρος, είναι ο μετασχηματιστής MW.

Ο πύργος μπορεί να κατασκευαστεί από διάφορα υλικά και με διαφορετικούς σχεδιασμούς. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται είναι ο χάλυβας και το οπλισμένο σκυρόδεμα, τις περισσότερες φορές προεντεταμένο, καθώς και συνδυασμός αυτών των δύο. Συνθετικά υλικά κατασκευής όπως το fiberglass βρίσκονται ακόμα σε ερευνητικό επίπεδο. Όσον αφορά τον σχεδιασμό έχουν ακολουθηθεί διαφορετικές έννοιες κατά καιρούς όπως η μονοπολική διάταξη σωλήνα (tubular tower), ο δικτυωτός πύργος (lattice tower), ο πύργος με τριποδική διάταξη σωλήνων (three-legged tower) και ο πύργος με μονοπολική διάταξη και αντιστήριξη καλωδίων (guy-wired pole tower).

Εικόνα 1.6 Παραδείγματα πυλώνων στήριξης ανεμογεννήτριας

1.4.2.4.1 Δικτυωτός πύργος (lattice tower)

Οι δικτυωτοί πύργοι χρησιμοποιήθηκαν πολύ κατά το παρελθόν, όπου οι ανεμογεννήτριες ήταν πιο μικρές σε μέγεθος(λιγότερο από ένα MW), αλλά χρησιμοποιούνται πλέον σπάνια. Το βασικό τους μειονέκτημα είναι το κακό οπτικά και αισθητικά αποτέλεσμα, καθώς επίσης και μεγαλύτερο κατασκευαστικό κόστος στο εργοτάξιο και το κόστος συντήρησης. Αντίθετα είναι σαφές πως πρόκειται για ελαφρύτερες κατασκευές από τις λοιπές διατάξεις σχεδιασμού, αφού έχει διαπιστωθεί πως η χρήση λιγότερου υλικού μπορεί να φτάσει ακόμη και το 50% του υλικού ενός μονοπολικού σωληνοειδούς πύργου. Ακόμη όντας διαπερατοί, δημιουργούν λιγότερες αναταράξεις αέρα, ενώ υπερτερούν έναντι των σωληνοειδών λεπτότοιχων διατάξεων κι έναντι λυγισμού, αφού ένα δικτύωμα δεν λυγίζει σαν ένα κέλυφος.

1.4.2.4.2 Σωληνοειδής χαλύβδινος πύργος (tubular steel tower).

Ο μονοπολικός σωληνοειδής πύργος θεωρείται ως ο πλέον επικρατέστερος τύπος πύργου. Το υλικό κατασκευής του είναι ο χάλυβας. Συνήθως έχει κωνικό σχήμα και διάμετρο που κυμαίνεται από περίπου 5 μέτρα στη βάση σε 2 μέτρα στην κορυφή, διαιρούμενη σε 3 ή 4 τμήματα τα οποία συναρμολογούνται στο εργοτάξιο (συνήθως με προεντεταμένους κοχλίες). Το μήκος ενός τμήματος μπορεί να ποικίλει από 20 έως 30 μέτρα. Βασικά κατασκευάζονται από ελάσματα φύλλων χάλυβα κομμένα, επεξεργασμένα και συγκολλημένα μεταξύ τους. Το μεγάλο τους πλεονέκτημα είναι ότι προσομοιάζονται με απλό στατικό σύστημα προβόλου, καθώς και ο πολύ εύκολος υπολογισμός των διατομών και των ιδιοτήτων αυτών. Οι νέοι πύργοι που υπερβαίνουν τα 100 μέτρα έχουν διάμετρο βάσης πάνω από 5 μέτρα το οποίο είναι πρόβλημα σε πολλές χώρες, καθώς το μέγιστο μεταφερόμενο οδικώς μέγεθος είναι μικρότερο από 4.9 μέτρα.

1.4.2.4.3 Υβριδικός πύργος σκυροδέματος/χάλυβα (concrete/steel hybrid tower).

Η ιδέα πίσω από τη δημιουργία ενός υβριδικού πύργου σκυροδέματος / χάλυβα είναι η χρήση σκυροδέματος για το ευρύ κάτω μέρος και χάλυβα στο άνω μέρος του πύργου. Στο άνω μέρος σχεδιάζεται ένας συμβατικός χαλύβδινος σωληνοειδής πύργος χωρίς να υπάρχει κίνδυνος σύγκρουσης με τους περιορισμούς μεταφοράς, καθώς θα έχει μικρότερο ύψος και συμπερασματικά μικρότερη διάμετρο βάσης. Επίσης καθιστά ευκολότερο το σχεδιασμό του μέρους του σκυροδέματος ώστε να πάρει τις ιδιοσυχνότητες που θέλουμε και ταυτόχρονα, η ευκολότερη μεταφορά λόγω μικρότερων διαστάσεων των τμημάτων του πύργου μειώνει το συνολικό κόστος. Τέτοιοι υβριδικοί πύργοι σκυροδέματος/χάλυβα συνήθως εγκαθίστανται σε περιοχές, όπου το κόστος του χάλυβα είναι πολύ ψηλό(π.χ. Βραζιλία).Από την άλλη μεριά το μεγαλύτερο πρόβλημα είναι το αυξημένο βάρος, ενώ θα πρέπει να συνυπολογισθεί κι ένα επιπλέον κόστος που αφορά στη σύνδεση του μέρους του σκυροδέματος με το μέρος του χαλύβδινου πύργου. Υβριδικοί πύργοι χρησιμοποιούνται ευρέως από την πολυεθνική εταιρία κατασκευής ανεμογεννητριών Enercon.

1.5 Αεροδυναμικές Παράμετροι

Αναφερόμενοι στις αεροδυναμικές παραμέτρους, εννοούμε όλους εκείνους τους παράγοντες οι οποίοι επηρεάζουν τόσο το σχεδιασμό, όσο και την ίδια λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας.

Βασικός και πρωταρχικός παράγοντας από τον οποίο εξαρτάται η παραγωγή ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια είναι η ισχύς του ανέμου που προσπίπτει σε αυτήν. Για τον υπολογισμό της ισχύος του ανέμου, θεωρούμε μια αέρια μάζα m, η οποία όταν έχει ταχύτητα v_w, η κινητική ενέργεια του ανέμου ισούται με:

$$K = \frac{1}{2}\, m \cdot v_w^2$$

Αν ρ η πυκνότητα του αέρα, που μεταβάλλεται κυρίως ανάλογα με τις διακυμάνσεις της θερμοκρασίας και του ύψους, και A (A= π R2, όπου R το μήκος των πτερυγίων) η επιφάνεια σάρωσης των πτερυγίων της ανεμογεννήτριας, τότε η αέρια μάζα που διαπερνά αυτή την επιφάνεια στη μονάδα του χρόνου θα είναι:

$$m = A \cdot \rho \cdot v_w$$

Συνεπώς, οι δυο αυτές σχέσεις δίνουν τη στιγμιαία ισχύ του ανέμου (κινητική ενέργεια στη μονάδα του χρόνου) που περνάει από την επιφάνεια σάρωσης και αξιοποιείται από την ανεμογεννήτρια, η οποία είναι:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3$$

Ωστόσο, στην πραγματικότητα μόνο ένα μέρος (P_M) της διαθέσιμης ισχύος του ανέμου δεσμεύεται από μια ανεμογεννήτρια, διότι αφενός ο άνεμος απομακρύνεται από την ανεμογεννήτρια με κάποια ταχύτητα, αφετέρου τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας προκαλούν εκτροπή μέρους του αέρα το οποίο παρακάμπτει την ανεμογεννήτρια χωρίς να την διαπεράσει. Ως εκ τούτου, ορίζεται ο αεροδυναμικός συντελεστή ισχύος C_P μιας ανεμογεννήτριας ως ο λόγος της μηχανικής ισχύος που παράγεται P_M προς την ισχύ του ανέμου που διαπερνά την επιφάνεια σάρωσης PW :

$$C_P = \frac{P_M}{P_W}$$

Ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος C_P, λοιπόν, εκφράζει σε ποιό ποσοστό η προσπίπτουσα ισχύς του ανέμου, μετατρέπεται σε μηχανική ισχύ από την ανεμογεννήτρια. Στην ουσία δείχνει πόσο αποτελεσματικά μια ανεμογεννήτρια μετατρέπει την αιολική ενέργεια σε ηλεκτρική. Η μέγιστη θεωρητική τιμή του συντελεστή ισχύος C_P ισούται με 0.593 και ονομάζεται όριο του Betz. Στην πράξη όμως λόγω μηχανικών τριβών, στροβίλων και αεροδυναμικών ατελειών, η τιμή του C_P δεν ξεπερνά το 0,5 [15]. Η τιμή του C_P δεν είναι σταθερή κι εξαρτάται από τις κατασκευαστικές λεπτομέρειες της ανεμογεννήτριας και τις συνθήκες λειτουργίας της. Συγκεκριμένα, ο συντελεστής C_P εξαρτάται από τον λόγο ταχύτητας ακροπτερυγίου λ και από την γωνία βήματος του πτερυγίου β και η τιμή του υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τον προσεγγιστικό τύπο:

$$C_p\,(\lambda,\beta) = c_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\right) \cdot e^{C_5/\lambda_i} + C_6\lambda$$

όπου, c_1 = 0.5176, c_2 = 116, c_3 = 0.4, c_4 = 5, c_5 = 21, c_6 = 0.0068 και $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda+0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3+1}$

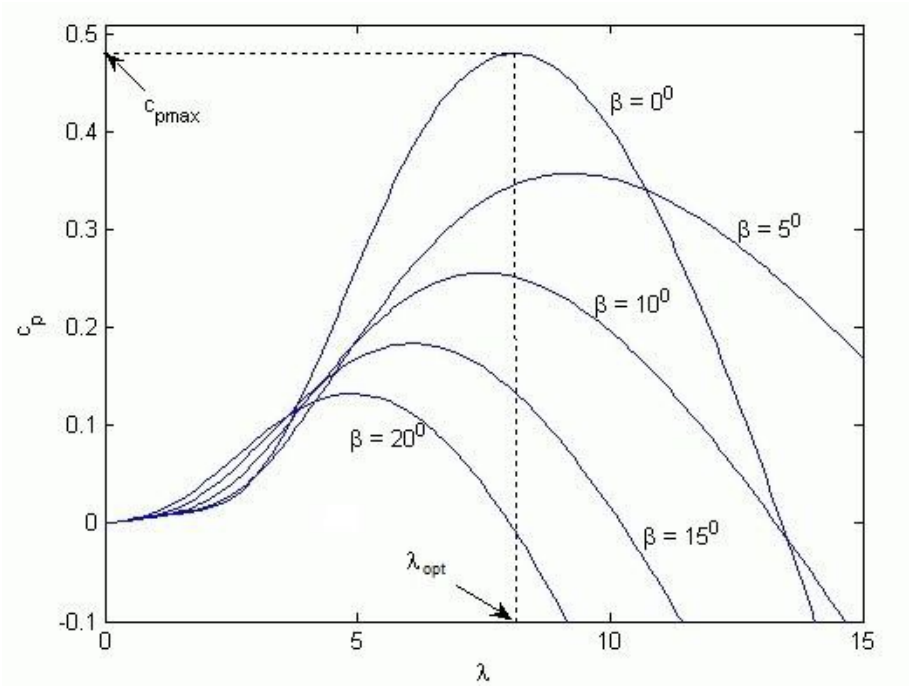
Το λ, δηλαδή ο λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου (tip-speed-ratio-TSR) είναι ο λόγος της γραμμικής ταχύτητας λόγω περιστροφής των ακροπτερυγίων προς την ταχύτητα του ανέμου. Είναι μέγεθος αδιάστατο και δίνεται από τη σχέση:

$$\lambda = \frac{\omega_R \cdot R}{v_w}$$

όπου, ω_R η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής της ανεμογεννήτριας σε rad/sec

R το μήκος του πτερυγίου σε m

Στο Σχήμα 1.16 φαίνεται η μεταβολή του αεροδυναμικού συντελεστή C_P συναρτήσει του λόγου ακροπτερυγίου, με παράμετρο τη γωνία βήματος β.

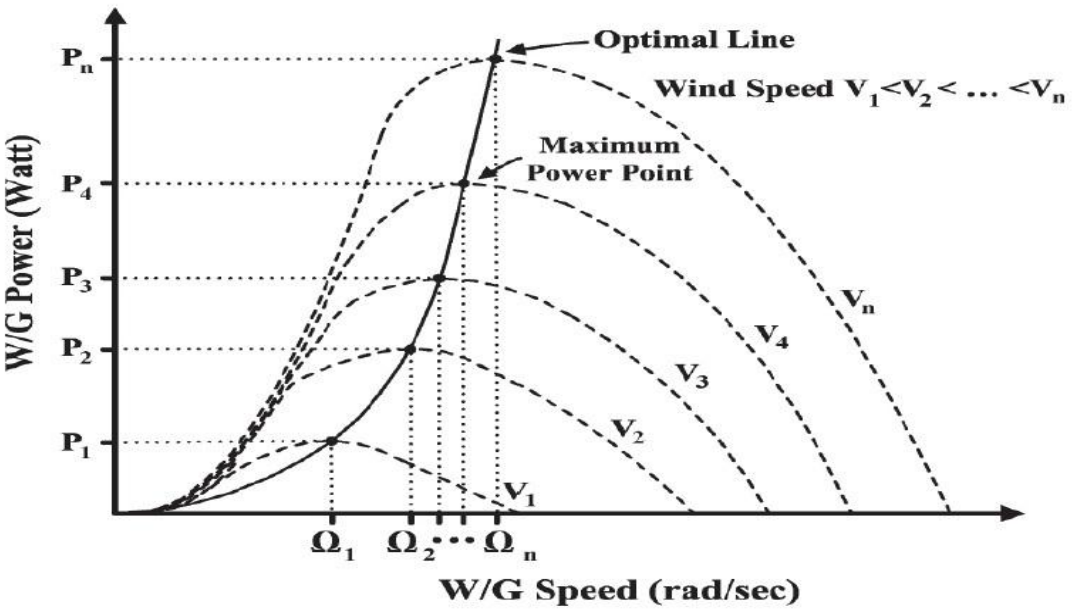


Σχήμα 1.10 Καμπύλες C_P - λ με βάση τη γωνία βήματος

Παρατηρώντας το Σχήμα 1.10, ο συντελεστής C_P για μηδενική γωνία βήματος (β=0), παίρνει τη μέγιστη δυνατή τιμή του $C_{P,max}$ για μια συγκεκριμένη τιμή του λ την οποία συμβολίζουμε λ_{opt}. Για κάθε διαφορετική τιμή της γωνίας βήματος υπάρχει μια βέλτιστη τιμή του λ για την οποία το C_P παίρνει την μέγιστη τιμή του για την συγκεκριμένη γωνία βήματος. Η βέλτιστη τιμή του λ, η λ_{opt}, ορίζει και μια βέλτιστη τιμή για την γωνιακή ταχύτητα ακροπτερυγίου, $\omega R,_{opt}$, η οποία πλέον θα εξαρτάται μόνο από την ταχύτητα του ανέμου και ορίζεται από την σχέση:

$$\omega_{R,opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} v_w$$

Άρα λοιπόν, για συγκεκριμένη κλίση των πτερυγίων β και για κάθε ταχύτητα ανέμου vw, υπάρχει μια γωνιακή ταχύτητα ακροπτερυγίων τέτοια ώστε η ανεμογεννήτρια να απομαστεύει τη μέγιστη δυνατή ισχύ από τον άνεμο, για τη συγκεκριμένη ταχύτητα ανέμου. Στο Σχήμα 1.11 φαίνονται διαφορετικές καμπύλες μηχανικής ισχύος – γωνιακής ταχύτητας για διαφορετικές ταχύτητες ανέμου. Ενώνοντας τα maximum powerpoints εξάγεται η καμπύλη βέλτιστης λειτουργίας (MPPT) της ανεμογεννήτριας, η οποία πρακτικά αποτελεί το ίχνος πάνω στο οποίο θα πρέπει να λειτουργήσει το σύστημα, ώστε να λαμβάνεται στην έξοδο της μηχανής, η μέγιστη δυνατή ισχύς που μπορεί να εξαχθεί από την υπάρχουσα ταχύτητα του ανέμου.



Σχήμα 1.11 Καμπύλες ισχύος – γωνιακής ταχύτητας περιστροφής για διάφορες ταχύτητες ανέμου και καμπύλης μέγιστης ισχύος (MPP)

Τέλος, η μηχανική ισχύς που προκύπτει στον ανεμοκινητήρα από τον άνεμο ισούται με:

$$P_M = \frac{1}{2}\ \pi \cdot \rho \cdot C_P \cdot\ R^2\ \cdot\ v_w^3$$

Και η αντίστοιχη μηχανική ροπή θα προκύπτει από την σχέση:

$$T_M = \frac{P_M}{\omega_R}$$

Συνοψίζοντας λοιπόν, για να έχουμε την μέγιστη απομάστευση ισχύος για συγκεκριμένη ταχύτητα ανέμου, και ως εκ τούτου βέλτιστη παραγωγή μηχανικής ισχύος από τον ανεμοκινητήρα $P_{M,opt}$, θα πρέπει η ανεμογεννήτρια να λειτουργεί υπό την βέλτιστη γωνιακή ταχύτητα $\omega_{R,opt}$ για την ίδια ταχύτητα ανέμου.

1.6 Σκοπός - Δομή της Εργασίας

Η παρούσα Διπλωματική Εργασία έχει θέσει έναν διπλό στόχο. Κατά πρώτον, επιχειρείται η οικονομοτεχνική ανάλυση του χαλύβδινου σωληνοειδούς πύργου, ο οποίος στηρίζει μια τυπική ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα εγκατεστημένη σε χερσαίο έδαφος, με βάση το κριτήριο του λυγισμού μέρους των επιφανειών του χαλύβδινου κελύφους της, στη διάρκεια ζωής της. Κατά δεύτερον, μέσω της παράλληλης οικονομοτεχνικής ανάλυσης απλούστερων μοντέλων προσομοίωσης, γίνεται προσπάθεια να αναπτυχθεί η μεθοδολογία εκείνη, η οποία θα δώσει τα ακριβέστερα αποτελέσματα για το βέλτιστο κέρδος στον κύκλο ζωής της ανεμογεννήτριας, με γνώμονα το λιγότερο δυνατό υπολογιστικό όγκο.

Στο 1^{ο} Κεφάλαιο δίνονται εισαγωγικά στοιχεία γενικά για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και ειδικά για την αιολική ενέργεια. Αναλύονται τα είδη των ανεμογεννητριών και εξετάζεται αναλυτικά το μοντέλο της Vestas V12-3.3MW το οποίο και χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία. Ακόμη, αφού πρώτα γίνεται μια αναφορά στα είδη των πύργων που στηρίζουν τις συγκεκριμένου τύπου ανεμογεννήτριες, παρατίθενται και οι κυριότερες αεροδυναμικές παράμετροι που χαρακτηρίζουν κι επηρεάζουν τη λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας, κι οι οποίες θα χρησιμοποιηθούν παρακάτω στους υπολογισμούς.

Στο 2^{ο} Κεφάλαιο δίνονται οι απαιτήσεις σχεδιασμού του πύργου της ανεμογεννήτριας. Επιπρόσθετα, αναφέρονται συνοπτικά οι μέθοδοι σχεδιασμού του πύργου, σύμφωνα με τους Ευρωκώδικες και παρουσιάζονται τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας που εξετάζεται. Τέλος περιγράφονται αναλυτικά, τα δυο υπολογιστικά μοντέλα προσομοίωσης που χρησιμοποιούνται.

Στο 3^{ο} Κεφάλαιο δίνεται το θεωρητικό υπόβαθρο της μεθόδου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των επιστημονικών εργασιών πάνω στην ανάλυση κόστους, με έμφαση σε αυτές που αφορούν ανεμογεννήτριες. Τέλος, περιγράφεται αναλυτικά η διαδικασία που ακολουθείται για τον υπολογισμό του κόστους κύκλου ζωής, τόσο γενικά όσο και συγκεκριμένα στις ανεμογεννήτριες.

Στο 4^{ο} Κεφάλαιο πραγματοποιείται η αριθμητική εφαρμογή για τον υπολογισμό του κόστους κύκλου ζωής, τόσο στο επιφανειακό προσομοίωμα, όσο και στο γραμμικό , σύμφωνα με τα διαφορετικά κριτήρια που έχουν επιλεγεί.

Στο 5^{ο} Κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής και γίνεται η επεξεργασία τους, καθώς και διάφορες συγκρίσεις, με γνώμονα την επίτευξη των αρχικών στόχων, τους οποίους έχει θέσει η εργασία.

Στο 6^{ο} Κεφάλαιο δίνονται συνοπτικά τα συμπεράσματα της επεξεργασίας των αποτελεσμάτων και διατυπώνονται προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.

2

Απαιτήσεις – Ανάλυση Σχεδιασμού Πύργου Ανεμογεννήτριας – Μοντέλα Προσομοίωσης

2.1 Απαιτήσεις Σχεδιασμού

Προκειμένου να εξασφαλιστεί ο ικανοποιητικός σχεδιασμός του πύργου της ανεμογεννήτριας υπάρχουν συγκεκριμένες απαιτήσεις, οι οποίες και πρέπει να ικανοποιηθούν κι αφορούν τόσο στις διαστάσεις, όσο και στην πλαστική ροπή αντοχής, τον λυγισμό, τη μετατόπισης κορυφής τις φλάντζες συνδέσεως και των συγκολλήσεων, ενώ εξετάζονται και συγκεκριμένα όρια στην θεμελιώδη ιδιοσυχνότητα του πύργου. Συνοπτικά παρατίθενται παρακάτω:

- **Διαστάσεις**: Υπάρχουν συγκεκριμένοι περιορισμοί στη μεταφορά των χαλύβδινων τμημάτων στις περισσότερες τουλάχιστον χώρες της Ε.Ε., με αποτέλεσμα η εξωτερική διάμετρος του πύργου να μην μπορεί να ξεπεράσει τα 4,5 m. Βέβαια, με την συνεχή αύξηση του ύψους των πύργων, αυτοί οι περιορισμοί τείνουν νε ξεπεραστούν. Επιπλέον, λόγω περιορισμών του χάλυβα που μπορεί να επεξεργαστεί σε κύλινδρο χρησιμοποιώντας βασικό εξοπλισμό το πάχος δεν μπορεί να ξεπεράσει τα 40 mm.

- **Πλαστική Οριακή Ανάλυση**: Στην οριακή κατάσταση αστοχίας ελέγχονται οι μέγιστες τάσεις von Mises σε κάθε σημείο του πύργου και συγκρίνονται με το όριο θραύσης του χάλυβα.

- **Λυγισμός**: Στην οριακή κατάσταση λυγισμού, ελέγχονται οι επιτρεπόμενες τάσεις σε κάθε σημείου του πύργου.

- **Μετατόπιση κορυφής του Πύργου**: Στην οριακή κατάσταση λειτουργικότητας, ως μέγιστη επιτρεπόμενη μετατόπιση της κορυφής του πύργου τίθεται το 1,00% του ύψους του, ούτως ώστε να αποφευχθεί υπερβολική κίνηση που θα παρεμπόδιζε την ομαλή λειτουργία της ανεμογεννήτριας.

- **Συγκολλήσεις:** Στην οριακή κατάσταση αστοχίας σε κάθε σημείο καθ’ ύψος του πύργου όπου υπάρχει σύνδεση με συγκόλληση, γίνεται έλεγχος των επιτρεπόμενων τάσεων.

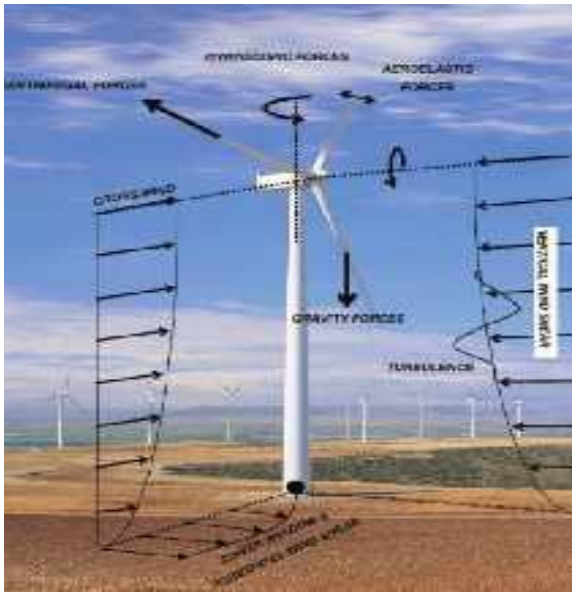
- **Κυκλικές Φλάντζες Συνδέσεως**: Η σύνδεση των τμημάτων του πύργου γίνεται μέσω κυκλικών φλαντζών με υψηλά προεντεταμένους κοχλίες (HV).Η σύνδεση αυτή ελέγχεται στην οριακή κατάσταση αστοχίας. Ενώ οι προεντεταμένοι κοχλίες οφείλουν να ελεγχθούν και σε κόπωση.

- **Θεμελιώδης ιδιοσυχνότητα**: Για να αποφευχθεί το φαινόμενο του συντονισμού, η θεμελιώδης ιδιοσυχνότητα της κατασκευής πρέπει να είναι σε ασφαλή απόσταση από τις συχνότητες διέγερσης στην φάση λειτουργίας του ρότορα της ανεμογεννήτριας. Συνηθισμένες τιμές για συχνότητες λειτουργιάς είναι ανάμεσα σε0,23 με 0,52 Hz για μικρές ανεμογεννήτριες, και 0,10 με 0,30 για μεγάλες ανεμογεννήτριες. Η θεμελιώδης ιδιοσυχνότητα του πύργου θα πρέπει να παραμείνει πάνω από την μεγαλύτερη συχνότητα λειτουργίας μιας συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας πολλαπλασιασμένη με έναν συντελεστή, τυπικά ανάμεσα σε 1,1 και 2, έτσι ώστε να αποφευχθεί ο συντονισμός σε οποιοδήποτε σημείο κατά το διάστημα λειτουργίας.

2.2 Ανάλυση Σχεδιασμού

2.2.1 Φορτία Πύργου

Τα θεωρούμενα φορτία του πύργου θα μπορούσαν να χωριστούν σε τρεις κατηγορίες. Η πρώτη αποτελείται από τα ίδια βάρη της νασέλας και του ρότορα, η δεύτερη από το ίδιο βάρος του χαλύβδινου πύργου και η τρίτη από το φορτίο του ανέμου. Το ίδιο βάρος του ρότορα και της νασέλας εφαρμόζονται στην κορυφή του πύργου και δίνονται από την κατασκευάστρια εταιρία της ανεμογεννήτριας. Αντίθετα, το φορτίο του ανέμου υπολογίζεται χρησιμοποιώντας κατάλληλους τύπους, ενώ το ίδιο βάρος της κατασκευής υπολογίζεται αυτόματα από το λογισμικό πεπερασμένων στοιχείων που χρησιμοποιείται.



Σχήμα 2.1 Τα φορτία της ανεμογεννήτριας

Πιο συγκεκριμένα, το ίδιο βάρος της κατασκευής υπολογίζεται συναρτήσει της γεωμετρίας και της μονάδας μάζας του χάλυβα. Η δε συνεισφορά του βοηθητικού εξοπλισμού (όπως σκάλες, ράφια καλωδίων κλπ.)στο συνολικό βάρος του πύργου μπορεί να αμεληθεί.

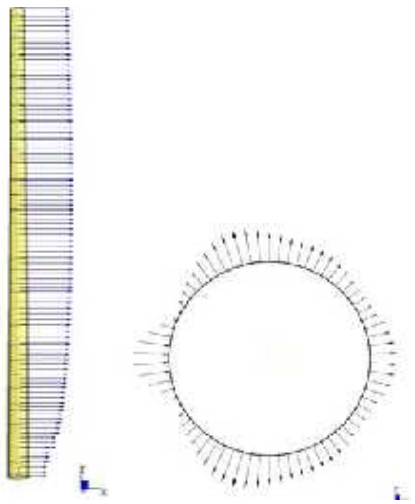
Η φόρτιση του ανέμου στον πύργο, υπολογίζεται για συγκεκριμένα δυναμικά χαρακτηριστικά και γεωμετρία της κατασκευής κι επιβάλλεται καθ' ύψος και περιφερειακά σε όλες τις επιφάνειες του χαλύβδινου πύργου, αφού ολοκληρωθεί η σχετική εξίσωση κατανομής σύμφωνα με την ακριβή μέθοδο του Ευρωκώδικα [1-1-4]. Εναλλακτικά, δύναται να χρησιμοποιηθεί η απλοποιητική εξίσωση κατανομής που προτείνεται από τον C.C.Baniotopoulos ως εξής:

Η κατανομή της ανεμοπίεσης καθ' ύψος [z] του πύργου δίνεται συναρτήσει της διαμέτρου [D],από τις εξισώσεις (z, D σε [m], Fw σε [kN/m]):

Z ≤ 2.00m : $\boldsymbol{F_W = 0.51 \cdot D}$

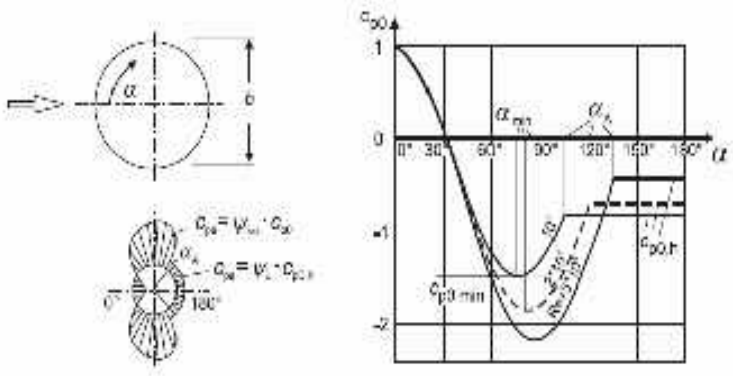
Z > 2.00m : $\boldsymbol{F_W = 0.013 \cdot \ln(20 \cdot z) \cdot [\ln(20 \cdot z) + 7] \cdot D}$

Η εξωτερική διάμετρος D, μεταβάλλεται καθ' ύψος και η συνάρτηση μεταβολής είναι διαφορετική για κάθε συνολικό ύψος [H] του εκάστοτε πύργου ανεμογεννήτριας που εξετάζεται.



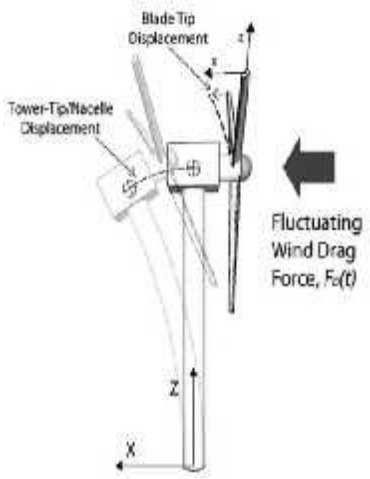
Σχήμα 2.2 Κατανομή της ανεμοφόρτισης καθ' ύψος και στην την περιφέρεια

Η κατανομή της ανεμοπίεσης γύρω από την επιφάνεια εκφράζεται σύμφωνα με τον Ευρωκώδικα [1-4] :



Σχήμα 2.3 Κατανομή ανεμοπίεσης γύρω από την περιφέρεια κατά ΕΚ [1-4]

Επιπλέον της κατανεμημένης καθ' ύψος ανεμοπίεσης, στην κορυφή του πύργου επιδρούν μια συγκεντρωμένη δύναμη και ροπή, οι οποίες συνήθως δίνονται από την κατασκευάστρια εταιρία για διάφορες ακραία τυχαίες περιπτώσεις. Στην ανάλυση της κατασκευής χρησιμοποιείται το δυσμενέστερο δίδυμο φορτίων. Εξαρτάται από την μέση ταχύτητα του ανέμου και τις αναταράξεις στην επιφάνεια του ρότορα, καθώς και την ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων, την πυκνότητα του αέρα, το αεροδυναμικό σχήμα των εξαρτημάτων που αποτελούν την γεννήτρια και τις διαδραστικές επιπτώσεις τους, συμπεριλαμβανομένων των αερολαστικών επιπτώσεων.



Σχήμα 2.4 Συγκεντρωμένη δύναμη στην κορυφή του πύργου $F_D(t)$

Ο μαθηματικός τύπος που υπολογίζει την τιμή της δύναμης $F_D(t)$ δίνεται σύμφωνα με τον τύπο, όπως προτείνετε από τους Nigam N, Narayanan S.[19] :

$$\boldsymbol{F_D(t) = \frac{1}{2} C_D \cdot \rho \cdot A \cdot \left[V_{(t)}\right]^2}$$

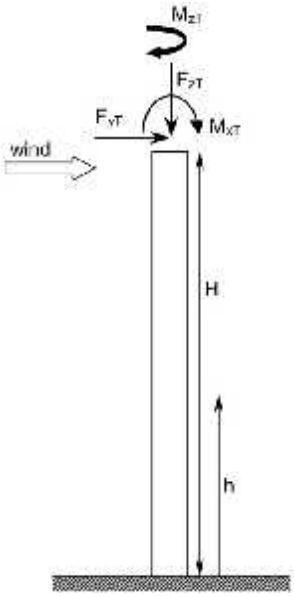
όπου : C_D συντελεστής διαδραστικότητας

ρ πυκνότητα του αέρα

Α επιφάνεια επιρροής

V(t) ταχύτητα του ανέμου

Παρακάτω δίνεται ένα απλοποιημένο γραμμικό μοντέλο προβόλου, όπου φαίνονται συγκεντρωτικά όλα τα φορτία στην κορυφή του πύργου:



Σχήμα 2.5 Απλοποιημένο μοντέλο με όλα τα φορτία στην κορυφή της ανεμογεννήτριας

όπου : FyT: οριζόντια δύναμη του ανέμου

FzT: κατακόρυφο ίδιο βάρος νασέλας-ρότορα

MxT: ροπή κάμψης λόγω ανέμου

MzT : ροπή συστροφής (αμελείται συνήθως)

Η αξιολόγηση του πάχους του κελύφους του πύργου, πραγματοποιείται με βάση το πλαστικό όριο της οριακής κατάστασης αστοχίας [LS1] και της οριακής κατάστασης λυγισμού [LS3], όπως αυτές περιγράφονται στον ΕΚ-3-1-6.Ο πύργος είναι μια προεξέχουσα δοκός, και με αυτή την έννοια, ο απλούστερος τρόπος είναι να εκτελείται ένας υπολογισμός ανά πλευρά, λαμβάνοντας υπόψη ότι ο πύργος στερεώνεται στη βάση του. Μπορεί να γίνει ανάλυση σε υπολογιστή χρησιμοποιώντας ένα γραμμικό μοντέλο. Στην περίπτωση αυτή, τα διάφορα τμήματα του πύργου αντιπροσωπεύονται με γραμμικά στοιχεία. Ο πύργος μπορεί να θεωρηθεί είτε ως πακτωμένος στη βάση του, ή συμπεριλαμβανομένης της θεμελίωσης, χρησιμοποιώντας ένα πλέγμα γραμμικής πορείας. Με τον προηγούμενο τύπο προσέγγισης, υπολογίζονται οι εσωτερικές δυνάμεις σε κάθε σημείο του πύργου. Ειδικές περιπτώσεις, όπως το φαινόμενο του τοπικού λυγισμού του κελύφους ή συγκεκριμένων σημείων, όπως στις θέσεις της φλάντζας ή στο άνοιγμα της πόρτας, πρέπει να εξεταστούν από την εφαρμογή ειδικών μοντέλων υπολογισμού. Ωστόσο, δεδομένου ότι σήμερα η διαδικασία του σχεδιασμού έχει προχωρήσει και τα υπολογιστικά εργαλεία είναι και περισσότερα και ακριβέστερα, γίνεται πλέον εύκολο να διαμορφωθεί το σύνολο του πύργου με όλες τις λεπτομέρειες που περιλαμβάνονται χρησιμοποιώντας ένα ολοκληρωμένο μοντέλο πεπερασμένων στοιχείων.

2.2.2 Συνδυασμοί Φορτίσεων – Οριακές Καταστάσεις Σχεδιασμού

Χωρίζοντας τα φορτία που επιδρούν στον πύργο σε μόνιμα[G] κινητά[Q] εξετάζονται οι συνδυασμοί φορτίσεως που φαίνονται στον Πίνακα 2.1, όπως αυτοί διατυπώνονται από τους (Lavassas et al., 2003):

Η κύρια καταπόνηση της κατασκευής προέρχεται από τη φόρτιση του ανέμου που αντιστοιχεί σε μέγιστη ταχύτητα αναφοράς $V_{ref,e}$=36.00 m/s. Επειδή ο φορέας είναι συμμετρικός εκ περιστροφής θα αρκούσε η εφαρμογή του φορτίου υπό οποιαδήποτε γωνία, σε περίπτωση όμως ύπαρξης πόρτας στην βάση, για ακριβέστερη ανάλυση, ο υπολογισμός περιλαμβάνει τις φορτίσεις $W_{e,u}$ και $W_{e,d}$ υπό γωνίες 0° και 180° αντίστοιχα. Ο δε έλεγχος σε κόπωση πραγματοποιείται για σειρά ισοδυνάμων στατικών φορτίων W όπου αντιστοιχούν σε ταχύτητες ανέμου 6 – 26m/s.

Πίνακας 2.1 Συνδυασμοί φορτίσεων κι οριακές καταστάσεις

Πίνακας Συνδυασμών φορτίσεων		
Α/Α	Συνδυασμός	Οριακή κατάστ.
1	1,35•G+1.50•Q	Βασική
2	1,35•G+1.50•Q+1.10*Fp	Βασική
3	1,00•G+1.50• We,u	Βασική
4	1,00•G+1.50• We,u+1.10*Fp	Βασική
5	1,00•G+1.50• We,d	Βασική
6	1,00•G+1.50• We,d +1.10*Fp	Βασική
7	1,35•G+1.50• We,u	Βασική
8	1,35•G+1.50• We,u +1.10*Fp	Βασική
9	1,35•G+1.50•We,d	Βασική
10	1,35•G+1.50•We,d+1.10* Fp	Βασική
11	1,00•G+1.00•E	Σεισμική
12	1,00•G+1.00•E+1.10* Fp	Σεισμική
13	1,00•Wo	Κόπωσης
14	1,00•G+1,00• We	Λειτουργικότητας
15	1,00•G+1,00•Wo,max	Λειτουργικότητας

LS1: Plastic Limit state(πλαστική οριακή ανάλυση)

LS3: Buckling limit state(οριακή κατάσταση λυγισμού)

LS4: Fatigue limit state (οριακή κατάσταση κοπώσεως)

2.2.2.1 Πλαστική Οριακή Κατάσταση (LS1*)*

Η πλαστική οριακή κατάσταση ορίζεται ως η κατάσταση κατά την οποία η ικανότητα της κατασκευής να αντέξει τα φορτία που της επιβάλλονται έχει εξαντληθεί με την διαρροή του υλικού. Η αντοχή της κατασκευής στην πλαστική οριακή κατάσταση μπορεί να υπολογίζεται ως το πλαστικό φορτίο κατάρρευσης σε μηχανισμό που βασίζεται στη θεωρία μικρών μετατοπίσεων. Κατά τον έλεγχο αυτής της κατάστασης μπορεί να θεωρηθεί πλαστική ή μερικώς πλαστική συμπεριφορά της κατασκευής. Το κύριο χαρακτηριστικό αυτής της οριακής κατάστασης είναι ότι η φόρτιση που μπορεί να αντέξει δεν μπορεί να αυξηθεί χωρίς σημαντική αλλαγή στην γεωμετρία της κατασκευής.

Σύμφωνα με τον Ευρωκώδικα [3-1-6,παρ.4] για τον υπολογισμό των τάσεων σχεδιασμού μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι παρακάτω μέθοδοι ανάλυσης :

- Θεωρία μεμβρανών

- Γραμμική ελαστική ανάλυση (linear elastic analysis, LA)

- Μη γραμμική ανάλυση στο υλικό (materially nonlinear analysis, MNA)

- Μη γραμμική ανάλυση στο υλικό και στη γεωμετρία του (geometrically and materially nonlinear analysis with imperfections included, GMNA)

- Χρησιμοποιώντας τις εκφράσεις στα παραρτήματα A, B του Ευρωκώδικα [3-1-6]

Μολονότι οι τάσεις σχεδιασμού βασίζονται στην ελαστική ανάλυση μπορούν, ωστόσο, να προβλέψουν με ακρίβεια την πλαστική οριακή κατάσταση και να χρησιμοποιηθούν, σύμφωνα με το θεώρημα του κάτω ορίου, για να δώσουν μια συντηρητική εκτίμηση της πλαστικής αντοχής την στιγμή της κατάρρευσης. Αυτή η εκτίμηση αντιπροσωπεύει την πλαστική κατάσταση.

Χρησιμοποιώντας την γραμμική ελαστική ανάλυση (LA) οι αξονικές τάσεις μπορούν να υπολογιστούν από τον τύπο:

$$\sigma_d = \left|\frac{N_d}{A}\right| + \left|\frac{M_d}{W}\right|$$

όπου : σd η τιμή σχεδιασμού για τις αξονικές τάσεις

Nd η τιμή σχεδιασμού για την αξονική δύναμη

A το εμβαδόν της διατομής

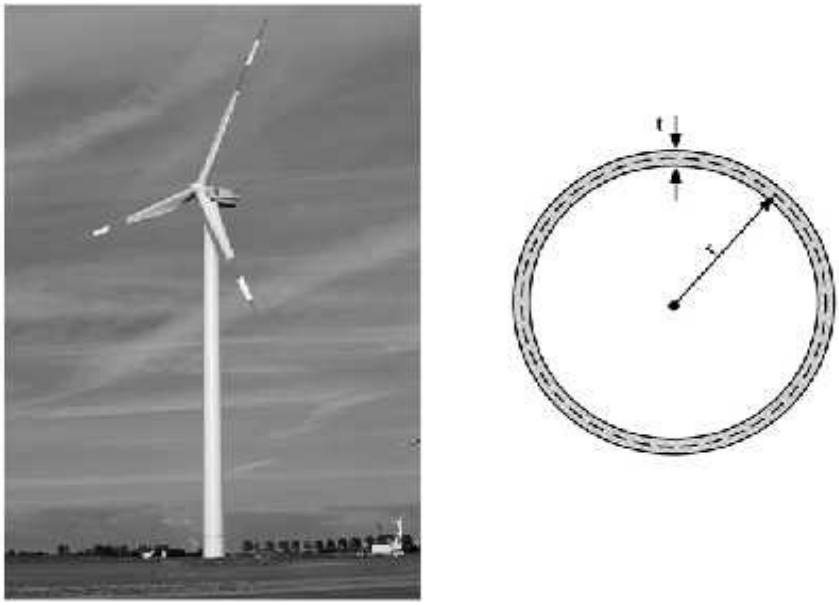
Md η τιμή σχεδιασμού για την ροπή κάμψης

W η ροπή αντίστασης της διατομής

Εφόσον πρόκειται για σωληνοειδή τμήματα του πύργου το εμβαδόν και η ροπή αντίστασης της διατομής δίνονται αντίστοιχα από τους τύπους :

$$\boldsymbol{A = 2\pi \cdot r \cdot t \quad \kappa\alpha\iota \quad W = \pi \cdot r^2 \cdot t}$$

όπου r, t η αντίστοιχη μέση ακτίνα και το πάχος της εγκάρσιας διατομής που εξετάζεται.



Σχήμα 2.6 Σωληνοειδής χαλύβδινος πύργος και εγκάρσια διατομή

Οι διατμητικές τάσεις λόγω δυνάμεων διάτμησης υπολογίζονται ως:

$$\tau_d = \frac{2\,Vd}{A}$$

όπου V_d είναι η τιμή σχεδιασμού για την τέμνουσα δύναμη. Επιπλέον, οι διατμητικές δυνάμεις λόγω συστροφής μπορούν να υπολογιστούν από τον 1ο τύπο του Bredt:

$$\tau_d = \frac{Mz,d}{2\,\pi\,r^2 t}$$

όπου Mz,d είναι η τιμή σχεδιασμού της ροπής συστροφής, r η μέση ακτίνα του κυλινδρικού τμήματος, και t είναι το πάχος του κυλίνδρου.

Αν ο λόγος μεταξύ τάσεων σχεδιασμού και αντοχής και των δύο είναι μεγαλύτερος του 0,5πρέπει να υπολογιστούν οι ισοδύναμες τάσεις. Για αυτό τον λόγο μπορεί να θεωρηθεί η κατανομή των τάσεων ‘’von-Mises’’ ως εξής :

$$\sigma_\nu = \sqrt{\sigma_\chi^2 - \sigma_y^2 + \sigma_z^2 + \sigma_\chi \cdot \sigma_y + \sigma_\chi \cdot \sigma_z + \sigma_y \cdot \sigma_z + 3\tau_{\chi y}^2 + 3\tau_{\chi z}^2 + 3\tau_{yz}^2}$$

Ο υπολογιστικός τύπος για τις ισοδύναμες τάσεις σ_ν μπορεί να απλοποιηθεί ως εξής:

$$\sigma_v = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2}$$

Οι επιτρεπόμενες τάσεις μπορούν να υπολογιστούν από τους παρακάτω τύπους :

$$\sigma_{R,d} = \frac{f_y}{\gamma_M} \qquad \tau_{R,d} = \frac{f_y}{\sqrt{3} \cdot \gamma_M}$$

όπου $\sigma_{R,d}$ η ορθή τάση αντοχής, $\tau_{R,d}$ η διατμητική τάση αντοχής, f_y το όριο αντοχής του χάλυβα που χρησιμοποιείται, και γ_M ο επιμέρους συντελεστής ασφαλείας του υλικού, όπως ορίζεται από τον εκάστοτε εθνικό κανονισμό.

2.2.2.2 Οριακή κατάσταση λυγισμού (LS3)

Οριακή κατάσταση λόγω λυγισμού θεωρείται η κατάσταση κατά την οποία όλη ή μέρος της κατασκευής ξαφνικά αναπτύσσει πολύ μεγάλες μετατοπίσεις κάθετα στην επιφάνεια του κελύφους, εξαιτίας απώλειας σταθερότητας κάτω από την επίδραση θλιπτικών ή διατμητικών τάσεων στο τοίχωμα του κελύφους. Αυτό οδηγεί σε αδυναμία να αντέξει οποιαδήποτε αύξηση των συνισταμένων τάσεων, προκαλώντας πιθανότατα καταστροφικές βλάβες.

Σύμφωνα με τον Ευρωκώδικα [3-1-6,παρ.4.1.3] οι ακόλουθες μέθοδοι ανάλυσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό των τάσεων σχεδιασμού κατά τον έλεγχο της LS3:

- θεωρεία μεμβρανών για αξονοσυμμετρικές καταστάσεις μόνο.
- γραμμική ελαστική ανάλυση (linear elastic analysis, LA), που δίνει την ελάχιστη απαίτηση για τις τάσεις σχεδιασμού, κάτω από γενικές συνθήκες φόρτισης.
- γραμμική ελαστική ανάλυση με διχοτόμηση (linear elastic bifurcation analysis, LBA),η οποία απαιτείται για κελύφη κάτω από γενικές συνθήκες φόρτισης όταν χρησιμοποιείται το κριτήριο της κρίσιμης αντοχής λυγισμού.
- μη γραμμική ανάλυση υλικού (materially nonlinear analysis, MNA), που απαιτείται για κελύφη κάτω από γενικές συνθήκες φόρτισης αν χρησιμοποιείται το κριτήριο της πλαστικής αντοχής.
- GMNIA (geometricallyandmateriallynonlinearanalysiswithimperfectionsincluded)μαζί με MNA, LBA και GMNA, συμπεριλαμβάνοντας ατέλειες και βαθμονομημένους συντελεστές.
- μέσω απευθείας εκφράσεων του παραρτήματος A του Ευρωκώδικα[3-1-6]

Επειδή η στερεότητα στην οριακή κατάσταση λυγισμού LS3 εξαρτάται έντονα από την ποιότητα της κατασκευής, η αξιολόγηση της αντοχής πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις συναφείς απαιτήσεις στα όρια ανοχής της παραγωγής του υλικού και της κατασκευής. Για το λόγο αυτό ο Ευρωκώδικας [3-1-6] προτείνει τρείς κατηγορίες ποιότητας κατασκευής στην παραγωγή :

- Κατηγορία Α : Εξαιρετική
- Κατηγορία Β : Υψηλή
- Κατηγορία Γ : Κανονική

Σύμφωνα με αυτές τις κατηγορίες ποιότητας κατασκευής προτείνεται από τον Ευρωκώδικα [3-1-6,παρ.8.4]να λαμβάνονται κατά την ανάλυση στην LS3 τρείς κύριες περιπτώσεις ατελειών:

(1) *Μη στρογγυλότητα διατομής*

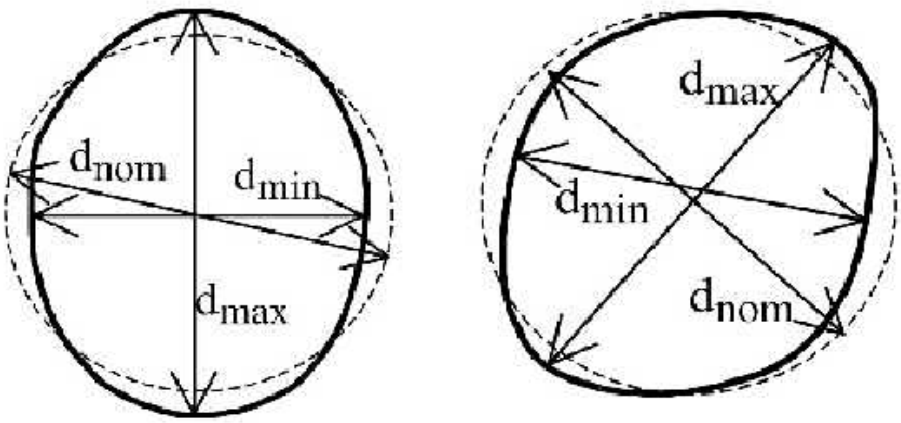
Η εκτός στρογγυλότητας ανοχή θα πρέπει να αξιολογείται μέσω της παραμέτρου U_r ,Σχήμα 2.7, που υπολογίζεται από τον τύπο :

$$Ur = \frac{d\ max - d\ min}{d\ nom}$$

όπου : d_{max} η μέγιστη μετρούμενη εσωτερική διάμετρος

d_{min} η ελάχιστη μετρούμενη εσωτερική διάμετρος

d_{nom} η ονομαστική εσωτερική διάμετρο



α) επιπέδωση β) ασυμμετρία

Σχήμα 2.7 Μέτρηση των διαμέτρων για τον προσδιορισμό της μη στρογγυλότητας

Η παράμετρος U_r θα πρέπει να ικανοποιεί την συνθήκη:

$$Ur \leq Ur,max$$

όπου $U_{r,max}$ η παράμετρος ανοχής για τη σχετική κατηγορία ποιότητας κατασκευής όπως δίνεται στον Πίνακα 2.2 από τον Ευρωκώδικα [3-1-6,παρ.8.4.2,πιν.8.1):

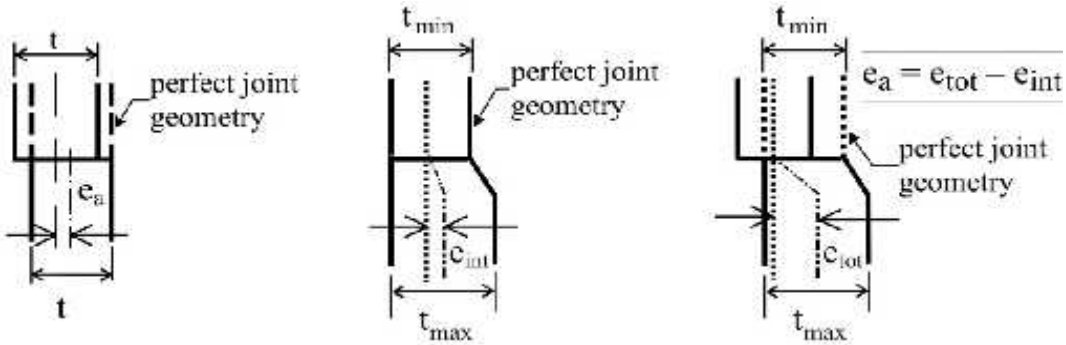
Πίνακας 2.2 Τιμές της παραμέτρου ανοχής για μη στρογγυλότητα $u_{r,max}$

	Diameter range	$d \leq 0{,}50$m	$0{,}50\text{m} < d < 1{,}25$m	$1{,}25\text{m} \leq d$
Fabrication tolerance quality class	Description	Value of $U_{r,max}$		
Class A	Excellent	0,014	$0{,}007 + 0{,}0093(1{,}25-d)$	0,007
Class B	High	0,020	$0{,}010 + 0{,}0133(1{,}25-d)$	0,010
Class C	Normal	0,030	$0{,}015 + 0{,}0200(1{,}25-d)$	0,015

(2) Τυχαία εκκεντρότητα συνδέσεων

Στις συνδέσεις των τοιχωμάτων του κελύφους, που είναι κάθετες στις θλιπτικές δυνάμεις, η τυχαία εκκεντρότητα, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.8, θα πρέπει να υπολογίζεται από την μετρήσιμη συνολική εκκεντρότητα, e_{tot} ,και την προβλεπόμενη αντιστάθμιση, e_{int} , από τον τύπο :

$$e_a = e_{tot} - e_{int}$$



Σχήμα 2.8 Τυχαία εκκεντρότητα και προβλεπόμενη αντιστάθμιση σε μια σύνδεση

Η τυχαία εκκεντρότητα, e_a ,θα πρέπει να είναι μικρότερη από τις μέγιστες επιτρεπόμενες εκκεντρότητες, που προβλέπονται από τις αντίστοιχες κατηγορίες ποιότητας κατασκευής, όπως δίνονται στον Πίνακα 2.3 (ΕΚ 3-1-6,παρ.8.4.3,πιν.8.2):

Πίνακας 2.3 Τιμές για τις μέγιστες επιτρεπόμενες τυχαίες εκκεντρότητες

Fabrication tolerance quality class	Description	Maximum permitted accidental eccentricity
Class A	Excellent	$e_a \leq 2$ mm
Class B	High	$e_a \leq 3$ mm
Class C	Normal	$e_a < 4$ mm

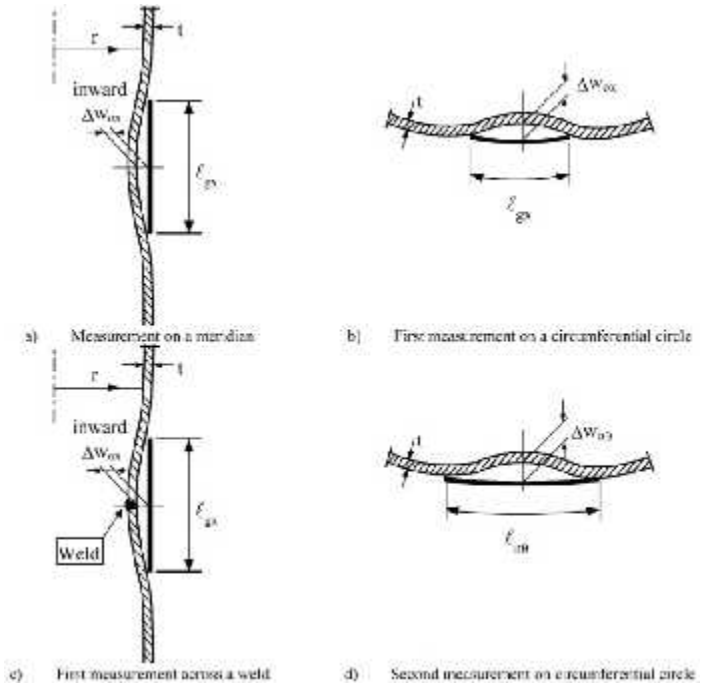
(2) Βαθουλώματα τοιχωμάτων

Μια μέτρηση βαθουλωμάτων θα πρέπει να χρησιμοποιείται σε κάθε θέση τόσο στη μεσημβρινή όσο και στην περιφερειακή κατεύθυνση όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.9. Η παράμετρος αξιολόγησης δίνεται από τον τύπο :

$$U_{0,max} = \frac{\Delta_{w0}}{l_g}$$

όπου : Δ_{w0} το μετρούμενο βάθος βαθουλώματος

l_g το μήκος του εξεταζόμενο τμήματος



Σχήμα 2.9 Μετρήσεις βαθουλωμάτων

Η παράμετρος βαθουλωμάτων, $U_{0,max}$, θα πρέπει να είναι μικρότερη από τις μέγιστες επιτρεπόμενες παραμέτρους, που προβλέπονται από τις αντίστοιχες κατηγορίες ποιότητας κατασκευής, όπως δίνονται στον Πίνακα 2.4 (ΕΚ 3-1-6,παρ.8.4.4,πιν.8.4):

Πίνακας 2.4 Τιμές για τις μέγιστες επιτρεπόμενες παραμέτρους βαθουλωμάτων

Fabrication tolerance quality class	Description	Value of $U_{0,max}$
Class A	Excellent	0,006
Class B	High	0,010
Class C	Normal	0,016

Παρακάτω παρατίθενται οι τρεις κύριες αριθμητικές διαδικασίες κατά τον Ευρωκώδικα [3-1-6] για την αξιολόγηση του πύργου της ανεμογεννήτριας έναντι λυγισμού.

- Σχεδιασμός χρησιμοποιώντας ανάλυση GMNIA [ΕΚ 3-1-6,παρ.8.7]

Αυτή είναι χωρίς αμφιβολία η πιο προηγμένη σχεδιαστική διαδικασία που προτείνεται από τον Ευρωκώδικα. Είναι η πιο εξεζητημένη και χρειάζεται καλή κατανόηση των εφαρμοζόμενων ατελειών και του συντελεστή βαθμονόμησης.

- Σχεδιασμός χρησιμοποιώντας ανάλυση MNA και LBA [ΕΚ 3-1-6,παρ.8.6].

Αυτή είναι η προτιμότερη σχεδιαστική διαδικασία έναντι λυγισμού. Εδώ οι ατέλειες εισάγονται έμμεσα μέσω ενός συντελεστή.

- Σχεδιασμός χρησιμοποιώντας ανάλυση με βάση τις τάσεις σχεδιασμού [ΕΚ 3-1-6,παρ.8.5]

Αυτή η σχεδιαστική διαδικασία δίνει αρκετά συντηρητικές τιμές που οδηγεί σε μη αποδεκτά μεγάλα πάχη και καταλήγουμε αναπόφευκτα στην χρησιμοποίηση δαχτυλιδιών ακαμψίας καθ' ύψος στο εσωτερικό του πύργου.

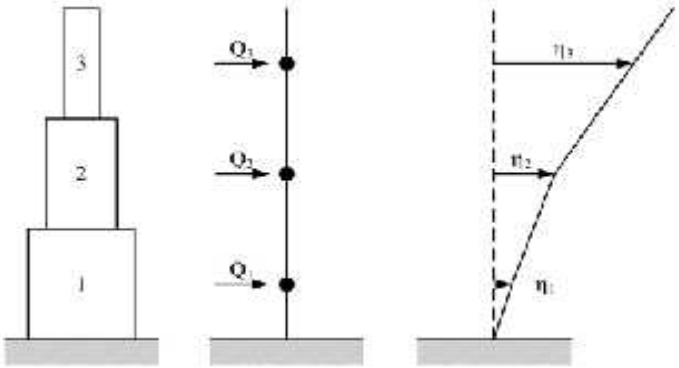
2.2.3 Ανάλυση Συχνοτήτων

Ο υπολογισμός των ιδιοσυχνοτήτων του πύργου είναι κρίσιμος για τον σχεδιασμό. Αν χρησιμοποιηθούν υπολογιστικά μοντέλα οι ιδιοσυχνότητες μπορούν να εύκολα. Σε μερικές περιπτώσεις συνίσταται να υπολογίζεται η θεμελιώδης ιδιοσυχνότητα με εμπειρικούς υπολογιστικούς τύπους. Μία απλή προσέγγιση είναι αυτή που βασίζεται στον Morleigh :

$$\omega^2 = g \cdot \frac{\Sigma\, Q_i \cdot n_i}{\Sigma\, Q_i \cdot n_i^2}$$

με την ιδιοσυχνότητα ω σε [1/Hz], την βαρύτητα g, το ίδιο βάρος Q*i* εφαρμοσμένο στο κέντρο βάρος του τμήματος *i,* και την αντίστοιχη μετατόπισή του n*i.*

Σε πρώτη φάση υπολογίζεται το ίδιο βάρος του κάθε τμήματος ξεχωριστά και στη συνέχεια εφαρμόζεται σαν κατακόρυφο φορτίο στο κέντρο βάρος του καθενός. Ακολούθως, υπολογίζεται η καμπύλη μετατόπισης λαμβάνοντας υπόψη τα ίδια βάρη. Τέλος η ιδιοσυχνότητα υπολογίζεται από την παραπάνω σχέση.

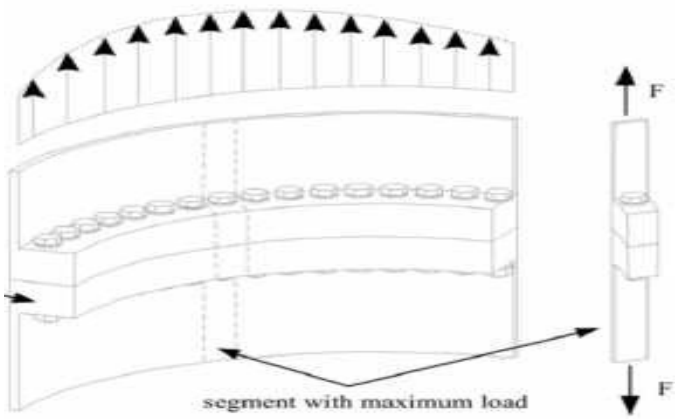


Σχήμα 2.10 Διακριτοποίηση των τμημάτων ενός σωληνωτού πύργου (Schaumannetal. 2007-01))

2.2.4 Ανάλυση σχεδιασμού φλαντζών συνδέσεως

Όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο η σύνδεση των επιμέρους τμημάτων του πύργου επιτυγχάνεται με κυκλικές φλάντζες μαζί με υψηλά προεντεταμένους κοχλίες (HV)με διαμέτρους ανάμεσα σε M30 και M48. Κάθε κυκλική φλάντζα αποτελείται από 70 μέχρι120 κοχλίες. Για σύγχρονες κατασκευές ανεμογεννητριών χρησιμοποιούνται επίσης HV-ομάδες των M64 με ονομαστικό βάρος κάθε κοχλία ίσο με 20 κιλά. Για τον σχεδιασμό των υψηλά προεντεταμένων κοχλιών λαμβάνεται μόνο το μέγιστο φορτίο του κάθε κοχλία. Η θεώρηση αυτή ολόκληρης της σύνδεσης από ένα

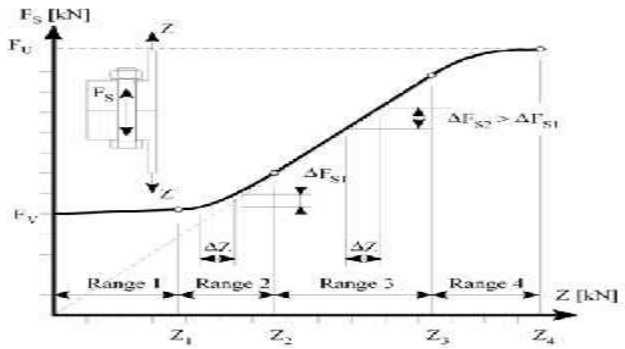
κομμάτι με τον μέγιστα φορτισμένο κοχλία οδηγεί σε ένα απλό αριθμητικά μοντέλο με μικρή υπολογιστική προσπάθεια, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.11. Επιπρόσθετα, ατέλειες στο κέλυφος των κυκλικών φλαντζών δε συνυπολογίζονται αν και η επιρροή τους στην φέρουσα ικανότητα των συνδέσεων είναι σημαντική.



Σχήμα 2.11 Κοινή προσέγγιση του σχεδιασμού για συνδέσεις με κυκλική φλάντζα (Seider 2001),σελ 7)

Στην οριακή κατάσταση αστοχίας η προένταση του κοχλία πρέπει να αμεληθεί, και αυτό σημαίνει ότι η διαδικασία σχεδιασμού του κοχλία μπορεί να γίνει όμοια με των κανονικά κοχλιωτών συνδέσεων.

Στην οριακή κατάσταση κόπωσης οι προεντάσεις των κοχλιών πρέπει να ληφθούν υπόψη υπολογίζοντας τις πιέσεις που ασκούνται στις φλάντζες. Οι δυνάμεις των κοχλιών πρέπει να υπολογίζονται χρησιμοποιώντας μη γραμμική ανάλυση κοχλία-δύναμης. Λόγω της εκκεντρότητας του άξονα των κοχλιών με τον άξονα χαλύβδινου τοιχώματος του κελύφους, η δύναμη του κοχλία επηρεάζεται σημαντικά από το άνοιγμα της κυκλικής φλάντζας υπό την επίδραση των αυξανόμενων φορτίων. Το Σχήμα 2.12 δείχνει την σχέση κοχλία - δύναμης για έναν προεντεταμένο κοχλία σε μία σύνδεση με κυκλική φλάντζα σε έναν σωληνοειδή πύργο.



Σχήμα 2.12 Σχέση κοχλία δύναμης για HV–ομάδες σε συνδέσεις με κυκλική φλάντζα (Seider 2001))

Το θεωρούμενο επίπεδο της προέντασης των κοχλιών εξαρτάται από τα διαστήματα συντήρησης της κατασκευής. Αν οι κοχλίες που χρησιμοποιούνται στις φλάντζες συνδέσεως στον πύργο της ανεμογεννήτριας τοποθετούνται και συντηρούνται τουλάχιστον2 χρόνια μετά, η προένταση μπορεί να υπολογιστεί από τον παρακάτω τύπο :

$$F_v = 0{,}7 \cdot As \cdot f_{y,b,k}$$

όπου A_s εφελκυόμενη εντατική επιφάνεια και $f_{y,b,k}$ είναι το όριο διαρροής του υλικού των κοχλιών. Αν η δύναμη του κοχλία ελέγχεται το πρώτο μισό του χρόνου μετά την ανέγερση αλλά όχι αμέσως μετά την ανάθεση, ο παράγοντας 0,7 μπορεί να αυξηθεί σε 0,9.

Η σχέση δύναμης κοχλία των προεντεταμένων κοχλιωτών συνδέσεων αποτελείται από τέσσερα σημαντικά εύρη εντάσεως. Στην αρχή ο κοχλίας (Σχήμα 2.12, range 1) φορτίζεται από την προέντασηF$_v$. Η δύναμη στον κοχλία αυξάνει γραμμικά με εφελκυστικές δυνάμει ςZ. Εξαιτίας της δημιουργίας κενών στο εξωτερικό μέρος της κυκλικής φλάντζας η σχέση δύναμης κοχλία γίνεται μη γραμμική(range 2). Μία αυξανόμενη ένωση των κενών οδηγεί σε μεγάλη αύξηση της σχέσης δύναμη κοχλία μέχρι που η κυκλική φλάντζα είναι ανοιχτή. Το τρίτο εύρος δείχνει μια τελείως ανοιχτή ένωση. Μόνο η εσωτερική άκρη της κυκλικής φλάντζας και ο κοχλίας μπορούν να αναλάβουν εφελκυστικές δυνάμεις Z. Αν οι εφελκυστικές τάσεις στον κοχλία υπερβούν την τιμή της εφελκυστικής αντοχής, η σύνδεση θα πλαστικοποιηθεί μέχρι ολοκληρωτικής αστοχίας (range 4).

Λόγω της εξαιρετικά μη γραμμικής σχέσης δύναμης κοχλία προτείνεται η χρήση υπολογιστικών μοντέλων για το σχεδιασμό των προεντεταμένων κοχλιών στην κυκλική φλάντζα συνδέσεως συνυπολογίζοντας τα κενά και τις ατέλειες της κυκλικής φλάντζας. Εναλλακτικά μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι σχέσεις δύναμης κοχλία που προτείνετε από τον Seidel (2001) ή Schmidt/Neuper (1997).

Όσον αφορά στον σχεδιασμό των κυκλικών φλαντζών σύνδεσης όπως είδαμε χρησιμοποιείται συχνά υπολογιστικά μοντέλα. Παρ' όλα αυτά, είναι αρκετά βοηθητικές τιμές για τις γεωμετρικές διαστάσεις από απλή προμελέτη. Σύμφωνα με τον Seidel (2001)οι ακόλουθες σχέσεις μπορούν να χρησιμοποιηθούν για μια απλή προμελέτη :

$$b + s/2 \leq 2 \cdot d$$

$$a \geq 1{,}45 \cdot (b + s/2)$$

$$c/d \leq 2 \cdot d/s \leq 10$$

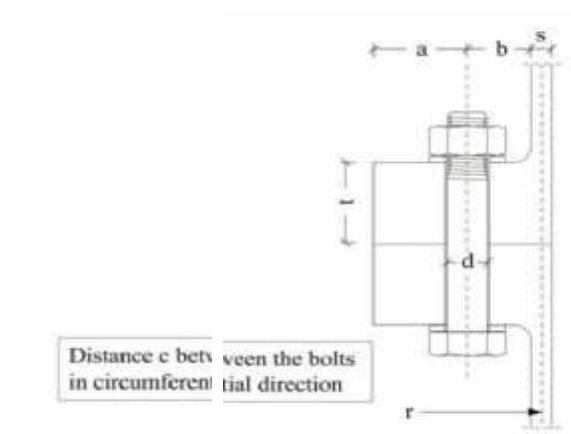
$$t \geq 1{,}5 \cdot d$$

με : $t \geq 4 \cdot s$ για $r/s \leq 50$

$t \geq 3 \cdot s$ για $r/s = 100$

$t \geq 2 \cdot s$ για $r/s \geq 200$

όπου t το πάχος της φλάντζας, s το πάχος του τοιχώματος του κελύφους, d η διάμετρος του κοχλία, b η απόσταση μεταξύ της εσωτερικής επιφάνειας του τοιχώματος και του άξονα του κοχλία, a η απόσταση μεταξύ του άξονα του κοχλία και της άκρης της κυκλικής φλάντζας.



Σχήμα 2.13 Συμβολισμοί για συνιστώμενες διαστάσεις φλάντζας (Seider 2001), σελ 2)

Όλοι οι συμβολισμοί πρέπει να υπολογίζονται σε χιλιοστά (mm). Οι ελάχιστες τιμές για τις διαστάσεις των κυκλικών φλαντζών μπορούμε να τις πάρουμε από τον Seidel (2001) Πίνακας2.5.

Πίνακας 2.5.Ελάχιστες τιμές για τις διαστάσεις των κυκλικών φλαντζών σε mm

	M16	M20	M22	M24	M27	M30	M36	M39	M42	M48
min (b-s/2)	30	35	40	40	45	45	50	55	55	65
min c	45	55	60	65	70	75	90	95	100	110

2.2.5 Ανάλυση Σχεδιασμού των συγκολλητών συνδέσεων

Ο έλεγχος των συγκολλήσεων βασίζεται στην σύγκριση των επιβαλλόμενων τάσεων στην συγκόλληση με τις επιτρεπόμενες τάσεις. Ανάλογα με την ποιότητα του χάλυβα και τη γεωμετρία της συγκόλλησης η αντοχή μπορεί να υπολογιστεί σύμφωνα με τον Ευρωκώδικα[3-1-8].

Για το σχεδιασμό των συγκολλητών συνδέσεων στην οριακή κατάσταση αστοχίας η ακόλουθη σχέση πρέπει να ικανοποιείται :

$$F_{w,Ed} \leq F_{w,Rd}$$

όπου $F_{w,Ed}$ είναι η τιμή σχεδιασμού για την δύναμη στη συγκόλληση ανά μονάδα μήκους και $F_{w,Rd}$ είναι η αντοχή της συγκόλλησης ανά μονάδα μήκους. Η αντοχή των λουριδωτών συγκολλήσεων δίνεται από την τύπο :

$$F_{w,Rd} = \alpha \cdot f_{w,d} = \alpha \cdot \frac{fu/\sqrt{3}}{\beta w \cdot \gamma\ M2}$$

όπου $f_{VW,d}$ η διατμητική αντοχή σχεδιασμού, α το πάχος επιρροής στο λαιμό της συγκόλλησης, β_w ο κατάλληλος συντελεστής συσχέτισης, γ_{M2}ο επιμέρους συντελεστής ασφαλείας του υλικού. Ο συντελεστής ασφαλείας γ_{M2} μπορεί να θεωρείται ίσος με 1,25σύμφωνα με τον Ευρωκώδικα [3-1-8,παρ.6.1] και ο συντελεστής συσχέτισης β_w λαμβάνεται ανάλογα με την ποιότητα του χάλυβα που χρησιμοποιείται από τον Ευρωκώδικα [3-1-8,πίνακας 4.1].

2.3 Μοντέλα Προσομοίωσης της V112 3.3MW

Στην παρούσα Διπλωματική Εργασία χρησιμοποιήθηκαν δυο διαφορετικά μοντέλα προσομοίωσης, σε κατάλληλα υπολογιστικά λογισμικά. Αυτό, έγινε ώστε να εξεταστεί με ακρίβεια η οικονομοτεχνική ανάλυση του πύργου και με τους δυο πιθανούς τρόπους.

2.3.1 Γενικά χαρακτηριστικά

Ο πυλώνας της ανεμογεννήτριας έχει "κυλινδρική" μορφή με μεταβλητή διατομή και πάχος τοιχώματος καθ’ ύψος, είναι δε κατασκευασμένος από χάλυβα[S355 J2G3]. Το συνολικό του ύψος είναι 120 m, και η εξωτερική διάμετρος αρχίζει από 5.00m στην βάση, και καταλήγει στα 3.00m στην κορυφή. Ο μηχανολογικός εξοπλισμός στην στέψη του πύργου και το σύστημα των πτερυγίων σχεδιάστηκαν από την εταιρεία “Vestas”.Η συνολική μάζα του συστήματος ρότορα -πτερυγίων είναι 94.7 metric tonnes με εκκεντρότητα 0.75 m ως προς τον κατακόρυφο άξονα του πύργου. Το σύστημα περιστρέφεται σε γωνία 360° με αυτόματο μηχανισμό, ανάλογα με τη διεύθυνση του ανέμου. Το μήκος των πτερυγίων του ρότορα είναι 54.65 m και το συνολικό τους άνοιγμα 112 m. Για λόγους μεταφοράς και ανέγερσης, ο πύργος αποτελείται από τέσσερα τμήματα περίπου 30 μέτρων το καθένα, τα οποία και συναρμολογούνται στο εργοτάξιο. Η σύνδεση τους, καθώς και αυτή του άνω τμήματος με την τουρμπίνα υλοποιείται με διπλό δακτύλιο (φλάντζα) και πλήρως προεντεταμένους κοχλίες. Ο πύργος αγκυρώνεται στο φορέα της θεμελίωσης με διπλή σειρά μερικώς προεντεταμένων αγκυρίων, πακτωμένων με την βοήθεια ενός εγκιβωτισμένου χαλύβδινου δακτυλίου. Σημειώνεται ότι η προένταση των κοχλιών και των αγκυρίων εξασφαλίζει την απαιτούμενη αντοχή τους σε κόπωση, η οποία σε αντίθετη περίπτωση δεν θα ήταν εφικτή, λόγω της συνεχούς δυναμικής επιπόνησης που προξενεί ο άνεμος. Το πάχος του κελύφους μεταβάλλεται από 40mm στην βάση έως 22mm στην κορυφή.

Εικόνα 2.1 Στάδια ανέγερσης πυλώνα ανεμογεννήτριας

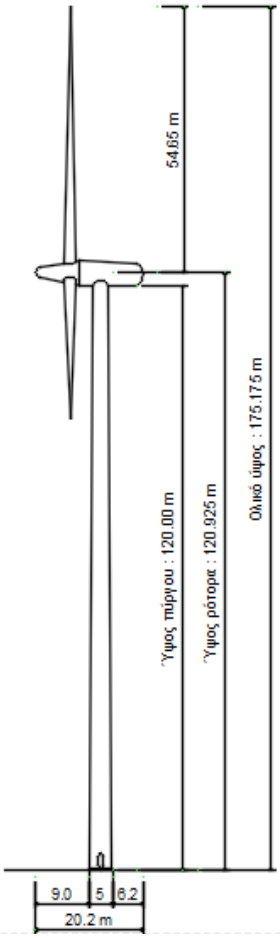
Τα συγκεκριμένα χαρακτηριστικά του χάλυβα που χρησιμοποιήθηκαν είναι: Μέτρο Ελαστικότητας E=210 GPa, Μέτρο Διάτμησης G =88.7GPa, λόγος Poisson ν=0,3 και πυκνότητα μάζας ρ= 8.5M_g/m^3

Στην παρούσα εργασία γίνεται η παραδοχή πως η αλληλεπίδραση εδάφους – θεμελίωσης δε συνεισφέρει στην συνολική ένταση σε ικανό ποσοστό κι άρα αγνοείται, ενώ αντίστοιχα η κυρίαρχη φόρτιση θεωρείται η ανεμοφόρτιση, με την ένταση του σεισμού να μη μελετάται. Η γενική διάταξη του πύργου και τα υλικά που χρησιμοποιήθηκαν παρουσιάζονται στον Πίνακα2.6 και στο Σχήμα 2.15, αντίστοιχα, ενώ στο Σχήμα 2.16 φαίνεται η όψη του πύργου με τα σημεία τοποθέτησης των φλαντζών

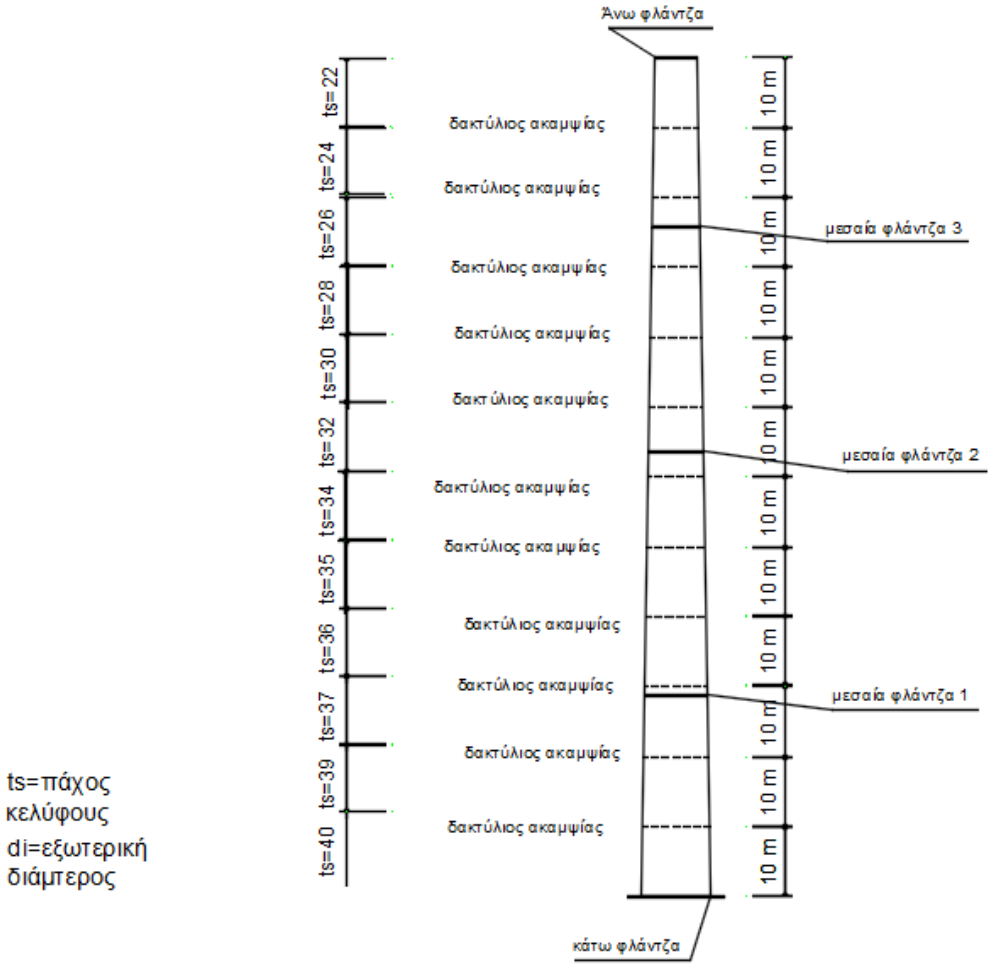
συνδέσεως και των δακτυλίων ακαμψίας, καθώς και την απομείωση του πάχους της διατομής καθ' ύψος.

Πίνακας 2.6. Κατάλογος υλικών

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΥΛΙΚΩΝ			
Α/Α	Περιγραφή	Ποιότητα	Προδιαγραφή
1	Φύλλα χάλυβα	S 355 J2G3	EN 10025
2	Κοχλίες	10.9	ISO 7411
3	Αγκύρια	8.8	ISO 7411
4	Περικόχλια	-	ISO 4775
5	Ροδέλες	-	ISO 7415



Σχήμα 2.15 Γενική διάταξη πύργου



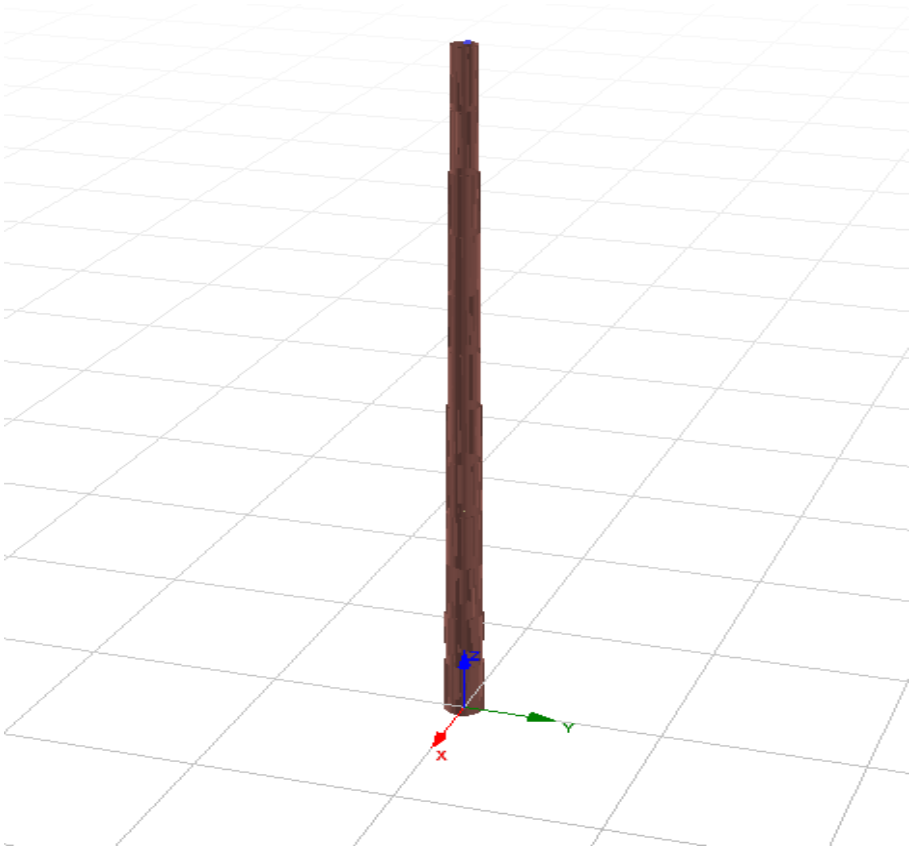
Σχήμα 2.16 Όψη πύργου

2.3.2 Προσομοίωμα με γραμμικά πεπερασμένα στοιχεία

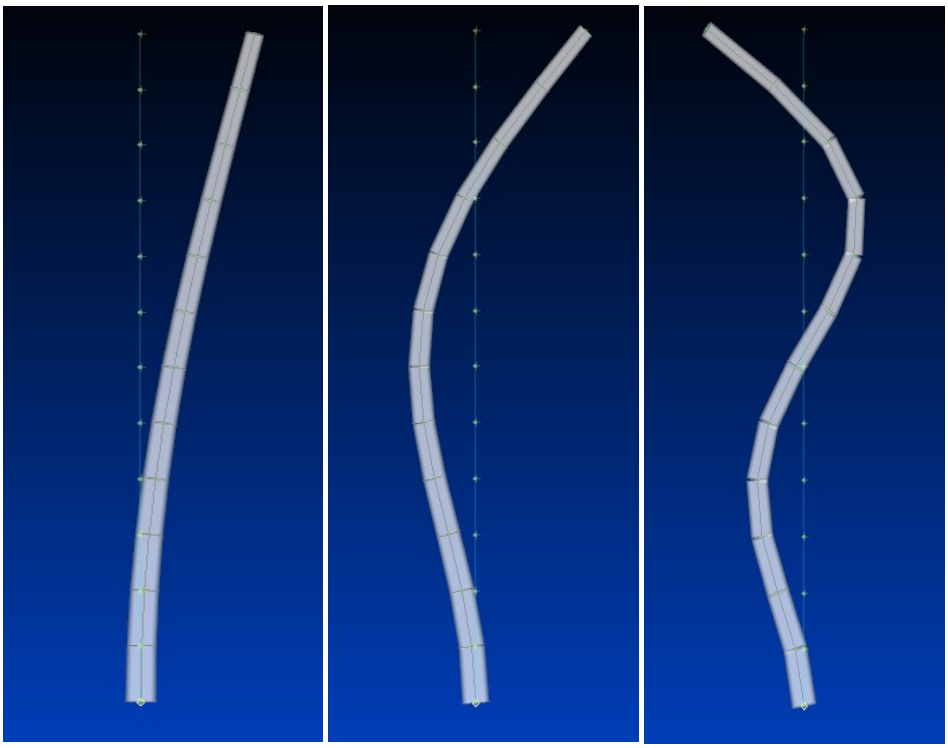
Στο λογισμικό Seismostruct αναπτύχθηκε ένα μοντέλο με γραμμικά πεπερασμένα στοιχεία για τον πύργο χρησιμοποιώντας στοιχεία γραμμικής πορείας. Εδώ ο πυλώνας χωρίστηκε σε δώδεκα τμήματα, όπου το καθένα διαμορφώθηκε ως ένα στοιχείο δοκού με ύψος 10m και με γραμμική μεταβολή της διαμέτρου της διατομής στο συγκεκριμένο ύψος. Το πρόβλημα της αδυναμίας αποτύπωσης της απομείωσης του πάχους καθ' ύψος λύθηκε με την επιλογή του μέσου πάχους για κάθε στοιχείο δοκού. Ως στατικό μοντέλο επιλέχθηκε ο πρόβολος (πάκτωση στη βάση).

Ως φορτία, εισήχθησαν το εγκάρσιο φορτίο Fy, που τοποθετήθηκε στο άνω άκρο του τελευταίου γραμμικού στοιχείου καθώς και το αξονικό φορτίο που αποτελείται από το ίδιον βάρος του συστήματος ρότορα – πτερυγίων αλλά και το ίδιον βάρος του πύργου το οποίο θεωρείται κατανεμημένο αναλογικά με το μεταβλητό πάχος των γραμμικών στοιχείων. Το κατανεμημένο φορτίο τοποθετείται περιμετρικά και σύμφωνα με τις εξισώσεις του Ευρωκώδικα. Με βάση τα παραπάνω φορτία γίνονται οι στατικές αναλύσεις του μοντέλου, από όπου προκύπτουν τα διαγράμματα M, Q, N και οι

μετακινήσεις. Στην εικόνα 2.3 φαίνονται οι τρεις πρώτες ιδιομορφές της κατασκευής. Η θεμελιώδης ιδιοσυχνότητα προκύπτει ίση με 0.4231 Hz.



Εικόνα 2.2 Προσομοίωμα με γραμμικά πεπερασμένα στοιχεία



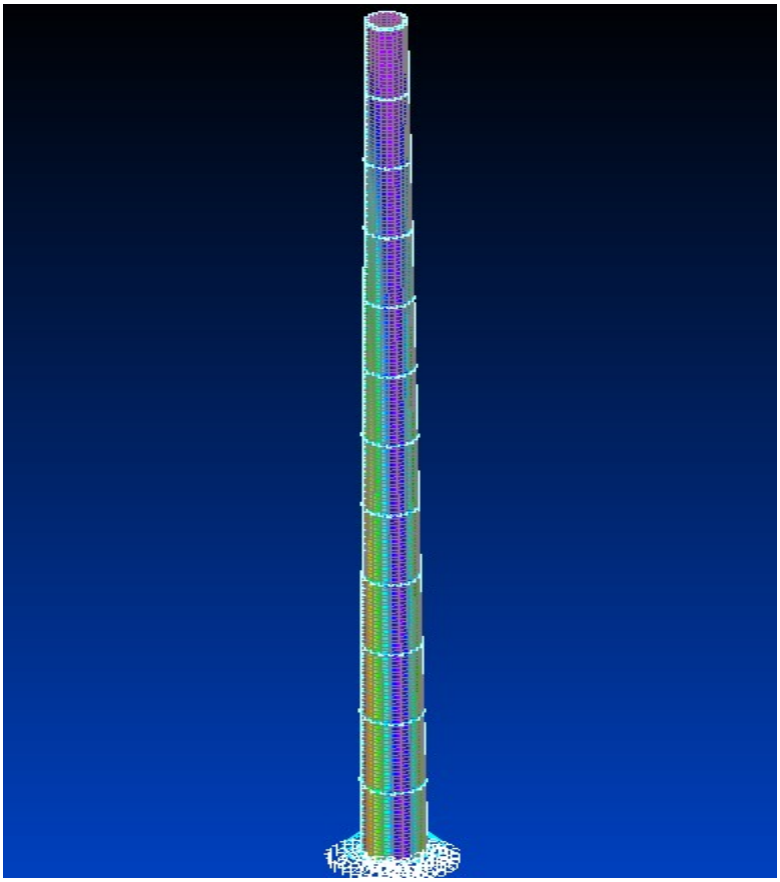
Εικόνα 2.3 1η, 2η, 3η ιδιομορφή γραμμικού μοντέλου

Στο μοντέλο προσομοίωσης με τα γραμμικά πεπερασμένα στοιχεία, εφαρμόζεται η στατική ανελαστική μέθοδος ανάλυσης pushover, από την οποία προκύπτει η ζητούμενη καμπύλη ικανότητας της κατασκευής και μέσω της οποίας γίνεται σε επόμενο κεφάλαιο η ανάλυση κόστους στον κύκλο ζωής της.

2.3.3 Προσομοίωμα με επιφανειακά πεπερασμένα στοιχεία κελύφους

Το λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε για την προσομοίωση του πύργου της ανεμογεννήτριας με επιφανειακά πεπερασμένα στοιχεία είναι το FEMAP NX Nastran. Το συνολικό μοντέλο του πύργου αποτελείται από το κέλυφος, καθώς και τους ενδιάμεσους δακτυλίους ακαμψίας, οι οποίοι στο πρόγραμμα προσομοιώθηκαν με διαφράγματα αμελητέας μάζας κι άπειρης ακαμψίας.

Το κέλυφος περιγράφεται από 4800 4-κομβα επιφανειακά στοιχεία, και διαιρείται σε δώδεκα ίσες ζώνες μεταβλητής διαμέτρου αλλά σταθερού πάχους, ώστε να αντιμετωπιστεί η αδυναμία προσομοίωσης της μεταβλητότητάς του καθ' ύψος. Το πάχος της κάθε ζώνης επιλέχθηκε να είναι τέτοιο, ώστε ο συνολικός όγκος της κάθε ζώνης να είναι ίσος με τον όγκο του αντίστοιχου θεωρητικού μοντέλου. Σημειώνεται ότι η παραδοχή αυτή είναι ρεαλιστική, καθώς και στην πράξη εφαρμόζονται ανάλογες τεχνικές για την κατασκευή των πυλώνων. Το προσομοίωμα όπως αναπτύχθηκε στην τελική του μορφή στο υπολογιστικό λογισμικό, παρουσιάζεται στην εικόνα 2.4.

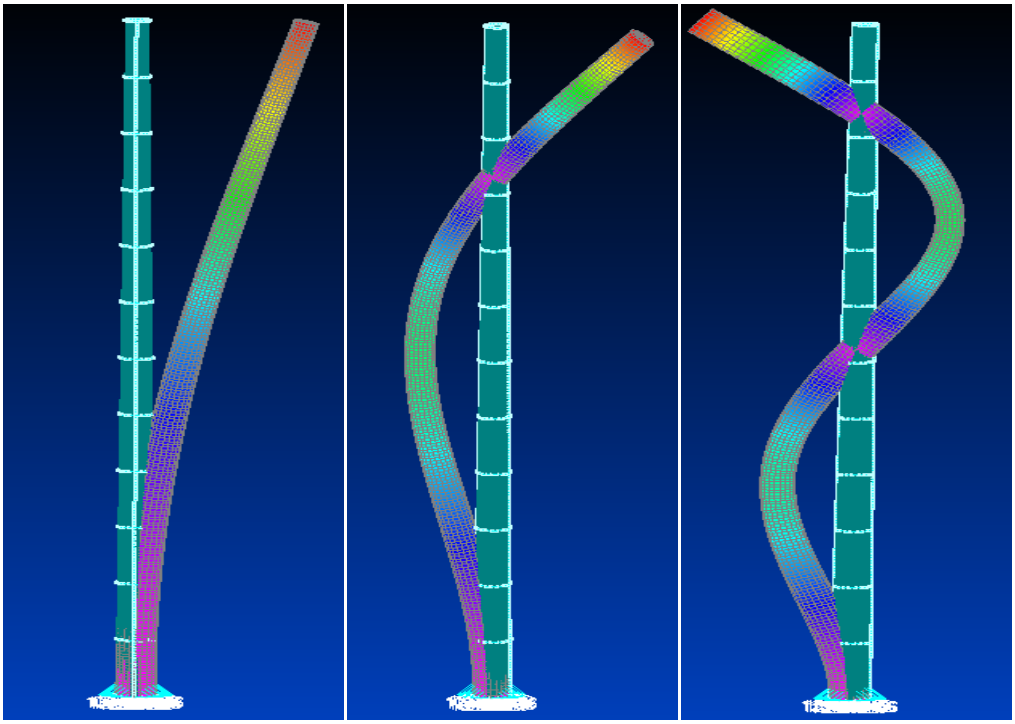


Εικόνα 2.4 Προσομοίωμα με επιφανειακά στοιχεία κελύφους

Τα διαφράγματα τοποθετήθηκαν στην κορυφή της κάθε ζώνης και περιγράφονται από 44 πεπερασμένα στοιχεία κελύφους το καθένα. Η συγκεκριμένη παραδοχή είναι επίσης εύλογη καθώς στην πράξη τοποθετούνται ανά τακτά διαστήματα τέτοιοι μεταλλικοί δακτύλιοι ακαμψίας για τον κίνδυνο λυγισμού.

Οι συνοριακές συνθήκες ήταν πλήρους πάκτωσης για τους κόμβους της βάσης, ενώ ελεύθερες για όλα τα υπόλοιπα σημεία.

Το φορτίο και η μάζα του συστήματος ρότορα – πτερυγίων ισομοιράζεται στους περιφερειακούς κόμβους της ακραίας διατομής του πύργου και το κατανεμημένο φορτίο λόγω ανέμου, επιβάλλεται καθ' ύψος σύμφωνα με την ακριβή μέθοδο του Ευρωκώδικα. Στην εικόνα 2.4 φαίνονται οι τρεις πρώτες ιδιομορφές της κατασκευής. Η θεμελιώδης ιδιοσυχνότητα του μοντέλου προκύπτει ίση με 0.4226Hz.



Εικόνα 2.5 1η, 2η, 3η ιδιομορφή κελυφωτού μοντέλου

Από την πραγματοποίηση των ιδιομορφικών αναλύσεων και στα δύο προσομοιώματα, και τις τιμές των ιδιοπεριόδων, καθώς και των ιδιομορφών που προκύπτουν, παρατηρούνται πολύ μικρές αποκλίσεις, με μικρές διαφορές σε κάποιες τιμές, αλλά πολύ καλή σύγκλιση σε επίπεδα μεγίστων.

3

Ανάλυση Κόστους Κύκλου Ζωής (LCCA)

3.1 Εισαγωγή στην έννοια της μεθόδου

Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής είναι μια μέθοδος η οποία χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση του συνολικού κόστους που απαιτείται, ούτως ώστε ένα αντικείμενο ,είτε είναι προϊόν είτε δομή, να διατηρηθεί στην αρχική του κατάσταση, καθ' όλη τη διάρκεια της ζωής του. Όπως και σε άλλους επιστημονικούς τομείς, έτσι και στον τομέα της δομικής μηχανικής, η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής είναι μια σημαντική διαδικασία η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καθοριστικό εργαλείο αξιολόγησης. Έχοντας εξετάσει τη δομική απόκριση μιας κατασκευής, το κόστος στον κύκλο ζωής της μπορεί να αποτελέσει το εργαλείο της σύγκρισης, σε οικονομικούς όρους, των επιπτώσεών της στο δομικό σύστημα και της απόδοσής της με άλλες εναλλακτικές λύσεις.

Το κόστος στον κύκλο ζωής μιας κατασκευής αποτελείται από το άθροισμα της παρούσας αξίας όλων των δαπανών, οι οποίες μπορούν να εμφανιστούν σε αυτή κατά τη διάρκεια της ζωής της και περιλαμβάνουν το κατασκευαστικό κόστος μαζί με το κόστος εγκατάστασης, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας, αλλά και το κόστος διαχείρισης. Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής, συνήθως αναφέρεται στον κίνδυνο που σχετίζεται με τα φυσικά φαινόμενα (π.χ. άνεμος, σεισμός) και στην επιδείνωση της απόδοσης ενός οικοδομήματος που οφείλεται σε αυτά τα φαινόμενα. Τέλος, η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής λαμβάνει υπόψη όλες τις πιθανές απώλειες εξαιτίας των αναμενόμενων ή μη αναμενόμενων συμβάντων κατά τη διάρκεια της ζωής της εξετασθείσας κατασκευής, αλλά κι εξαιτίας της ανεπαρκούς δομικής της συμπεριφοράς.

Η διαδικασία ανάλυσης που θεωρείται καταλληλότερη για τη λήψη ικανοποιητικών εκτιμήσεων της δομικής συμπεριφοράς της κατασκευής, είναι η μέθοδος της στοιχειώδους δυναμικής ανάλυσης, η οποία και μπορεί να εφαρμοστεί κατά τη διαδικασία της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής. Μέσω αυτής της μεθόδου, λαμβάνονται υπόψη βλάβες και δομικές απώλειες για μια αξιόπιστη εκτίμηση του κόστους κύκλου ζωής. Στην παρούσα εργασία, εφαρμόζεται η μέθοδος της στατικής ανελαστικής ανάλυσης (pushover) σε σχέση με τη μέγιστη εκτροπή. Το κόστος κύκλου ζωής, γενικά, υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη το κόστος αποκατάστασης των ζημιών, το κόστος της απώλειας των περιεχομένων, η απώλεια του κόστους ενοικίασης, το

κόστος της απώλειας εισοδήματος, το κόστος των τραυματισμών και το κόστος των ανθρωπίνων θανάτων.

Οι βασικές αρχές της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής προέρχονται από οικονομικές θεωρίες, που έχουν εφαρμοστεί σε πολλά έργα, όπως βιομηχανικά και εμπορικά, έργα ενέργειας και υδάτων, συγκοινωνιακά έργα κ.λπ. Ακόμη και σε κατασκευαστικά έργα, η μέθοδος της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής μπορεί να εφαρμοστεί αποτελεσματικά, προκειμένου να χρησιμοποιηθεί ως κριτήριο δομικής συμπεριφοράς για πιθανές μελλοντικές ζημιές της κατασκευής. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί πως η μέθοδος αυτή θεωρείται πολύ σημαντικό εργαλείο λήψης αποφάσεων για αποδοτικές επενδύσεις στον τομέα των κατασκευών.

Σε ό,τι αφορά, τώρα, στις ανεμογεννήτριες, όπως έχει ήδη προαναφερθεί, η αιολική ενέργεια θεωρείται μια από τις πλέον υποσχόμενες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά τη διάρκεια των τελευταίων δεκαετιών. Υπάρχουν ωστόσο σημαντικά θέματα που αφορούν τη διαθεσιμότητά της, το υψηλό κόστος επένδυσης αλλά και το κόστος συντήρησης. Το κόστος της επένδυσης είναι ακόμη αρκετά υψηλό ειδικά για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, ενώ οι δαπάνες συντήρησης αποτελούν σημαντικό μέρος του συνολικού κόστους, ιδίως όταν κατά τη διάρκεια ζωής μιας ανεμογεννήτριας είναι πιθανό να συμβούν περισσότερες από τις αναμενόμενες κατασκευαστικές αστοχίες. Με στόχο να αποφευχθούν οι απροσδόκητες αυτές αστοχίες και να μειωθεί το κόστος συντήρησης, έχουν χρησιμοποιηθεί κάποια συστήματα για να παρακολουθούν την κατάσταση των συγκεκριμένων στοιχείων και να ελέγχουν συνεχώς την κατάσταση της τουρμπίνας. Η βελτιστοποίηση της συντήρησης και η έρευνα σχετικά με τις νέες στρατηγικές για την πρόληψη των αστοχιών θα μπορούσαν να θεωρηθούν ποιοτικές λύσεις για τη μείωση του κόστους, ενώ η μέθοδος της Ανάλυσης Κόστους Κύκλου Ζωής (LCCA) θα μπορούσε να είναι το βασικό εργαλείο για την επίτευξη μιας οικονομικά αποδοτικότερης συντήρησης ανεμογεννητριών και ως αποτέλεσμα, μιας ανταγωνιστικότερης τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας από την αιολική.

3.2 Βιβλιογραφική Επισκόπηση Ανάλυσης Κόστους

3.2.1 Εργασίες που αφορούν την ανάλυση κόστους

Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής, βασίζεται σε οικονομικές θεωρίες και χρησιμοποιείται ως αποφασιστικό κριτήριο σε πολλών ειδών κατασκευαστικά έργα, με κυριότερη εφαρμογή στα ενεργειακά και τα υδροηλεκτρικά, αλλά και στα έργα μεταφορών. Σε ότι αφορά τις δομικές κατασκευές, η μέθοδος θεωρείται ιδιαιτέρως σημαντική σε περιπτώσεις επιδείνωσης της κατασκευής. Ειδικά στην περίπτωση των κατασκευών από χάλυβα και οπλισμένο σκυρόδεμα, σε σεισμογενείς περιοχές, μπορεί να αποτελέσει το πληρέστερο εργαλείο για την αποτίμηση της δομικής συμπεριφοράς με βάση πιθανές μελλοντικές βλάβες. Ήδη από τις αρχές της δεκαετίας του 1960 εφαρμόστηκε σε εμπορικές περιοχές στο σχεδιασμό προϊόντων, λαμβάνοντας υπόψη

το συνολικό κόστος ανάπτυξης, παραγωγής, χρήσης κι απόσυρσης. Στον τομέα των υποδομών χρησιμοποιήθηκε ως το απόλυτο εργαλείο αξιολόγησης νέων επενδύσεων.

Στην εργασία των *Arditi et al. (1996), Asiedu et al. (1998)* στις ΗΠΑ, η ανάλυση κόστους χρησιμοποιήθηκε ως εργαλείο αξιολόγησης για το συνολικό κόστος της ιδιοκτησίας, κατά τη διάρκεια ζωής ενός περιουσιακού στοιχείου.

Αργότερα, στη θέα των μεγάλων απωλειών που οφείλονταν σε ακραίους κινδύνους, όπως οι σεισμοί και οι τυφώνες, υπήρξε η ανάγκη για διαδικασίες νέου σχεδιασμού των εγκαταστάσεων που θα μπορούσε να οδηγήσει στην προστασία της ζωής και τη μείωση των ζημιών και των οικονομικών επιπτώσεων των εν λόγω κινδύνων, σ' ένα αποδεκτό επίπεδο, κάτι με το οποίο ασχολήθηκαν οι *Wen & Kang, (2001a και 2001b).* Για το σκοπό αυτό θεωρήθηκε ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους του κύκλου ζωής.

Σε αυτό το πλαίσιο, στην εργασία από τους *Sanchez - Silva & Rackwitz (2004),* η ανάλυση κόστους, εισήχθη στον τομέα των κατασκευών, ως ένα πολύπλοκο εργαλείο εκτίμησης της επένδυσης, ενσωματώνοντας ένα κριτήριο δομικής συμπεριφοράς της κατασκευής. Στη συγκεκριμένη εργασία συνάγεται το συμπέρασμα ότι οι κατασκευές θα πρέπει να είναι βέλτιστες σε εναρμόνιση με τις οικονομικές επενδύσεις, τα οφέλη που προκύπτουν από τη χρήση τους, τις αναμενόμενες συνέπειες σε περίπτωση αστοχίας, καθώς και το βαθμό προστασίας της ανθρώπινης ζωής.

Πολύ σημαντικός όγκος εργασίας έχει γίνει και για την εκτίμηση των ζημιών από σεισμούς. Ειδικότερα, στην εργασία από τους *Beck et al. (2003)*, εισήχθη ένα μέτρο, το οποίο ενσωματώθηκε στο πλαίσιο εκτίμησης των σεισμικών κινδύνων για τη λήψη οικονομικών αποφάσεων σε κτίρια, συμβολισμένο με την πιθανή συχνή απώλεια, η οποία ορίζεται ως η μέση απώλεια που προκύπτει από διέγερση με 10 % πιθανότητα υπέρβασης σε 5 χρόνια.

Η εργασία των *Liu et al. (2003)* παρουσίασε μια διαδικασία βελτιστοποίησης για τη ροπή σχεδιασμού του χάλυβα σε πλαισιακά κτίρια, μέσα σε ένα πλαίσιο αντισεισμικού σχεδιασμού με βάση την απόδοση, όπου η παρούσα επένδυση κεφαλαίου και ο μελλοντικός σεισμικός κίνδυνος στη διάρκεια ζωής, αντιμετωπίζονται ταυτόχρονα ως ξεχωριστοί στόχοι.

Στην εργασία του *Lagaros et al. (2006),* υιοθετήθηκε το κόστος οριακής κατάστασης για να συγκριθούν περιγραφικές και βασισμένες στη συμπεριφορά, διαδικασίες σχεδιασμού.

Από τους *Frangopol και Liu (2007),* εξετάστηκε η πρόσφατη εξέλιξη της συντήρησης του κύκλου ζωής και της διαχείρισης σχεδιασμού, για την επιδείνωση των υποδομών, με έμφαση στις γέφυρες .

Οι *Κάππος και Δημητρακόπουλος (2008),* εφήρμοσαν μηχανισμούς λήψης αποφάσεων, δηλαδή αυτόν του κόστους - οφέλους και αυτόν της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής,

προκειμένου να εξετάσουν τη σκοπιμότητα της ενίσχυσης κτιρίων από οπλισμένο σκυρόδεμα.

Ένα πιθανοτικό πλαίσιο για την εκτίμηση των μακροπρόθεσμων οικονομικών απωλειών εξαιτίας σεισμικών βλαβών σε ξύλινα πλαίσια, προτάθηκε και παρουσιάστηκε στο έργο των *Pei και Van De Lindt (2009).*

Οι *Sarma και Adeli (2002),* εξέτασαν τη βελτιστοποίηση του κύκλου ζωής των μεταλλικών κατασκευών, μέσω της επίλυσης ενός προβλήματος βελτιστοποίησης τεσσάρων κριτηρίων. Η μελέτη τους βασίζεται σε μια λεπτομερή ανάλυση όλων των παραγόντων που επηρεάζουν το κόστος του κύκλου ζωής των μεταλλικών κατασκευών .

Οι *Khajehpour και Griersson (2003)*, ερεύνησαν την εξισορρόπηση μεταξύ της κερδοφορίας του κύκλου ζωής και της ασφάλεια της μεταβίβασης του φορτίου στη θεμελίωση, ενός κτιρίου γραφείων σε πολυώροφο κτίριο.

Οι *Takahashi et al. (2004),* παρουσίασαν μια μεθοδολογία αποφάσεων για τη διαχείριση του σεισμικού κινδύνου ενός κτιρίου. Το κριτήριο απόφασης αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση του αναμενόμενου κόστους του κύκλου ζωής, συμπεριλαμβανομένου του αρχικού κόστους του σχεδιασμού και του αναμενόμενου κόστους των ζημιών λόγω μελλοντικών σεισμών.

3.2.2 Εργασίες που αφορούν την ανάλυση κόστους σε ανεμογεννήτριες

Τα τελευταία χρόνια έχει γίνει σημαντική έρευνα, και σε ότι αφορά την ανάλυση κόστους στον κύκλο ζωής της ανεμογεννήτριας, είτε αυτή είναι μεμονωμένη, είτε αποτελεί κομμάτι ενός αιολικού πάρκου. Χαρακτηριστικές είναι οι παρακάτω:

Στην εργασία *Puglia,G. Life Cycle Cost Analysis on Wind Turbines, (2013)*, συγκρίθηκαν οι αποδοτικότερες στρατηγικές συντήρησης από πλευράς κόστους για χερσαίες και υπεράκτιες ανεμογεννήτριες με τη χρήση της μεθόδου του κόστους κύκλου ζωής. Για το λόγο αυτό επελέγησαν τρεις ανεμογεννήτριες, μια υπεράκτια και μια χερσαία ονομαστικής ισχύος 3 MW η καθεμία, και μια υπεράκτια ονομαστικής ισχύος 6 MW. Μελετήθηκαν και αναλύθηκαν τρεις διαφορετικές στρατηγικές που αφορούν στην επίδραση της χρήσης Συστημάτων Ελέγχου Παρακολούθησης (CMS), ώστε να εξαχθούν ποσοτικά αποτελέσματα, που θα βοηθήσουν στην ποσοτικοποίηση αλλά και στην παροχή μιας ξεκάθαρης μεθόδου στήριξης, της αξίας αυτών των συστημάτων .Η σύγκριση των τριών γεννητριών πραγματοποιήθηκε, με κριτήριο την οικονομική κερδοφορία του συστήματος ελέγχου παρακολούθησης και στη συνέχεια της περαιτέρω μείωσης του κόστους κύκλου ζωής. Συγκεκριμένα, συγκρίθηκαν σε πρώτη φάση οι δυο ανεμογεννήτριες –υπεράκτια και χερσαία- με την ίδια ονομαστική ισχύ, και σε δεύτερη οι δυο υπεράκτιες με τη διαφορετική ονομαστική ισχύ. Ακόμη, έγινε και ακριβέστερη ανάλυση με βάση διαφορετικές τιμές πληθωρισμού. Όλες οι τιμές έδειξαν τα CMS κερδοφόρα.

Στην εργασία *Laura, C. & Vicente, D Life-Cycle cost analysis of floating offshore wind farms, (2014)*, παρουσιάζεται μια μεθοδολογία, προκειμένου να αξιολογηθεί η ανάλυση κόστους κατασκευής (CBS) ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Στην εργασία αυτή το CBS αξιολογείται σε σύνδεση με την ανάλυση κόστους κύκλου ζωής, λαμβάνοντας υπόψη κάθε μία από τις φάσεις του κύκλου ζωής του πάρκου. Με αυτή την έννοια, καθορίζονται έξι φάσεις: ορισμός, ο σχεδιασμός, η κατασκευή, η εγκατάσταση, η εκμετάλλευση και η διάλυσή του. Καθένα από αυτά τα κόστη μπορούν να υποδιαιρεθούν σε διάφορα υπο-κόστη, προκειμένου να προσδιοριστούν οι μεταβλητές κλειδιά που καθορίζουν το κόστος κύκλου ζωής. Εξετάζονται τρεις διαφορετικές πλωτές εξέδρες, κι αναλύονται διαφορετικά αποτελέσματα για κάθε τύπο πλωτής πλατφόρμας, λαμβάνοντας υπόψη: το ποσοστό του κόστους, την αξία του κόστους σε κάθε φάση του κύκλου ζωής, αλλά και την αξία του συνολικού κόστους σε κάθε σημείο της ακτής. Τα τελικά αποτελέσματα επιτρέπουν να βγουν συμπεράσματα για τις σημαντικότερες δαπάνες και την ελαχιστοποίησή τους.

Στην εργασία *Myhr, Bjerkseter, Ågotnes, & Nygaard, Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective, 2014)*, διεξάγεται μια ανάλυση κόστους κύκλου ζωής για, διαφόρων τύπων στήριξης, ανεμογεννήτριες ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Η ανάλυση είναι χωρισμένη σε πέντε κύριες φάσεις, οι οποίες διακρίνονται από τις διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας και έντασης του κεφαλαίου. Αυτές είναι: 1. Ανάπτυξη 2. Παραγωγή και απόκτηση 3. Εγκατάσταση και θέση σε λειτουργία 4. Λειτουργία και συντήρηση 5. Παροπλισμός. Για να αυξηθεί η σημασία της σύγκρισης μέσω της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής, χρησιμοποιείται μια βαθμονόμηση στο κόστος προκειμένου να οριστεί μια αναφορά για την αξία του χρήματος στα διαφορετικά στάδια του έργου. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης βαθμονομούνται με βάση την αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας. Αυτό επιτρέπει την καλύτερη ανάλυση και αξιολόγηση των κινδύνων και του συνολικό κόστους κατά τη διάρκεια ζωής.

Τέλος, στην εργασία από τους Nilsson, J & Bertling, L, Maintenance management of wind power systems using condition monitoring systems – Life cycle cost analysis of two case studies (2007), παρουσιάζεται μία ανάλυση κόστους κύκλου ζωής με στρατηγικές όπου τα συστήματα ελέγχου παρακολούθησης (CMS) επιφέρουν βελτίωση στο σχεδιασμό συντήρησης, αναλύοντας δυο διαφορετικά παραδείγματα, μία ανεμογεννήτρια στην ξηρά κι ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Οι περιπτωσιολογικές μελέτες βασίζονται σε πραγματικά δεδομένα από τη Σουηδία και το Ηνωμένο Βασίλειο. Το βασικό συμπέρασμα είναι ότι τα συστήματα ελέγχου παρακολούθησης ωφελούν τη διαχείριση της συντήρησης των συστημάτων αιολικής ενέργειας, ενώ οι βελτιώσεις γίνονται ιδιαίτερα εμφανείς στη συντήρηση υπεράκτιων αιολικών πάρκων.

3.3 Περιγραφή της μεθόδου

Το συνολικό κόστος μιας κατασκευής ($Ctot$), γενικά αναφέρεται είτε στην ολική διάρκεια ζωής της, εάν πρόκειται για νέα κατασκευή, είτε στην απομένουσα περίοδο, αν πρόκειται για υφιστάμενη. Σύμφωνα με τους Wen & Kang (2001a), το συνολικό κόστος μιας κατασκευής είναι μια συνάρτηση του παράγοντα σχεδιασμού s και του χρόνου και δίνεται ως:

$$Ctot(t,s) = Cin(s) + Clc(t,s)$$

όπου

Cin το αρχικό κόστος μιας νέας ή ήδη υπάρχουσας κατασκευής

Clc η παρούσα αξία του κόστους κύκλου ζωής

t η χρονική περίοδος

s ο σχεδιαστικός παράγων που λαμβάνει υπόψη τα φορτία σχεδιασμού, το υλικό, το δομικό σύστημα, κ.λπ.

Το αρχικό κόστος Cin αναφέρεται στο συνολικό κόστος κατασκευής, το οποίο περιλαμβάνει το κόστος των υλικών (σκυρόδεμα, χάλυβας, όπλιση, κλπ), το κόστος εργασίας, καθώς και το κόστος των μη δομικών στοιχείων. Το κόστος κύκλου ζωής Clc αφορά τις πιθανές μελλοντικές δαπάνες που μπορεί να προκύψουν από αναμενόμενα ή μη φαινόμενα, όπως σεισμοί, τυφώνες, άνεμοι, κατά τη διάρκεια ζωής μιας κατασκευής, νέας ή υφιστάμενης. Ωστόσο, έμφαση πρέπει να δοθεί στο γεγονός πως το κόστος κύκλου ζωής υπολογίζεται με βάση την παρούσα αξία του ώστε να προστεθεί στο αρχικό, λαμβάνοντας υπόψη τη σύνθεση του χρήματος.

Καταρχάς, προκειμένου να υπολογιστεί το Clc μιας κατασκευής, θα πρέπει να καθοριστούν οι οριακές καταστάσεις της. Αυτές είναι οι δομικές ζημιές που αντιστοιχούν σε συγκεκριμένους δείκτες βλαβών, κι έχουν καθοριστεί ξεχωριστά για κάθε τύπο κατασκευής. Έτσι, με αυτόν τον τρόπο, μπορεί να γίνει εκτίμηση μέσω του Clc της ποσοτικοποίησης της βλάβης η οποία σημειώθηκε από έναν εξωτερικό παράγοντα . Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής μπορεί να αναφέρεται τόσο σε δομικές όσο και σε μη - δομικές βλάβες. Η μέγιστη μεταξύ ορόφων εκτροπή drift (θ) θεωρείται ότι είναι ο πιο ικανοποιητικός συντελεστής απόκρισης, ο οποίος περιγράφει τη δομική συμπεριφορά και τις πιθανές δομικές βλάβες μιας κατασκευής, που αντιστοιχούν στις διάφορες οριακές καταστάσεις .

Η εκτίμηση του κόστους κύκλου ζωής Clc, περιλαμβάνει το σύνολο των συναρτήσεων που συσχετίζουν το κόστος σύμφωνα με τους ιδιαίτερους δείκτες βλαβών, με το χρόνο, για όλους τους δείκτες βλαβών που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση του επιπέδου της δομικής βλάβης . Επιπλέον , σύμφωνα με το δείκτη βλαβών, κάθε κόστος ζημιάς, είναι συνάρτηση του αθροίσματος από τα καθορισμένα κόστη οριακών

καταστάσεων, δεδομένου ότι κάθε δείκτης βλάβης ποσοτικοποιείται σε n οριακές καταστάσεις.

$$C_{lc}\ (\mathrm{t, s}) = \sum_{i=1}^{DI} C_{lc}^{i}\ (\mathrm{t, s})$$

$$C_{lc}^{DI}\ (t, s) = \sum_{i=1}^{n} f(C_{lc}^{i}\ , t\ , s)$$

Συγκεκριμένα, το κόστος κύκλου ζωής Clc εμπεριέχει το κόστος αποκατάστασης ζημιών, το κόστος απώλειας περιουσιακών στοιχείων, το κόστος ενοικίου, το κόστος απώλειας εισοδήματος, το κόστος τραυματισμών και το κόστος απώλειας ανθρώπινης ζωής. Τα δυο τελευταία είδη κόστους αποτελούν τη μεγαλύτερη πρόκληση, όσον αφορά στον προσδιορισμό τους και για τα οποία μπορούν να γίνουν πολλές διαφορετικές προσεγγίσεις και υποθέσεις. Ο υπολογισμός των υπολοίπων βασίζεται σε κοινωνιο-οικονομικά κριτήρια. Τα ανωτέρω στοιχεία του κόστους αναφέρονται στη ζημία του δομικού συστήματος. Γενικά, το κόστος οριακής κατάστασης Clc υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση για κάθε επίπεδο ζημιάς:

$$C_{lc}^{i} = C_{dam}^{i} + C_{con}^{i} + C_{ren}^{i} + C_{inc}^{i} + C_{inj}^{i} + C_{fat}^{i}$$

όπου

C_{dam}^{i} το κόστος αποκατάστασης ζημιών

C_{con}^{i} το κόστος απώλειας περιουσιακών στοιχείων

C_{ren}^{i} το κόστος ενοικίου

C_{inc}^{i} το κόστος απώλειας εισοδήματος

C_{inj}^{i} το κόστος τραυματισμών

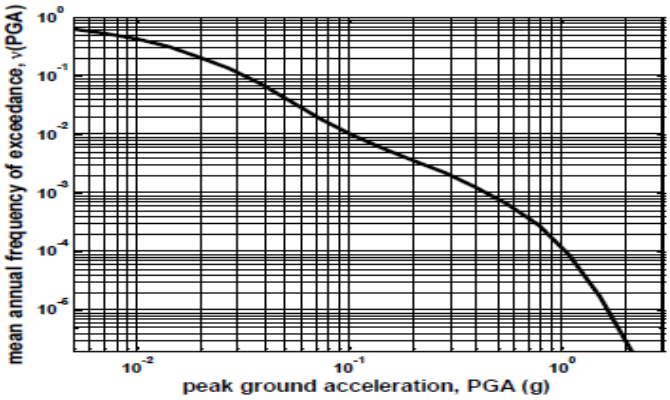
C_{fat}^{i} το κόστος απώλειας ανθρώπινης ζωής

Η εφαρμογή της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής και η εκτίμηση του κόστους κύκλου ζωής απαιτεί την αξιολόγηση της συμπεριφοράς της κατασκευής σε τουλάχιστον τρία επίπεδα κινδύνου, τα οποία προσδιορίζονται ανάλογα με την εξεταζόμενη υπόθεση φορτίου (σεισμός , άνεμος κλπ) και την εξεταζόμενη κατασκευή. Έτσι, λαμβάνονται υπόψη, τουλάχιστον τρία ζεύγη ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης $\bar{P}_i$ και μέγιστης τιμής του δείκτη ζημιών DI_i. Τα ζεύγη [$\bar{P}_i$ - DI_i] λαμβάνονται από μη γραμμική στατική ανάλυση ή δυναμική ανάλυσης της κατασκευής και αντιστοιχούν σε καθορισμένες τιμές των πιθανοτήτων υπέρβασης, οι οποίες απορρέουν από την καμπύλη της επικινδυνότητας του εξεταζόμενου φαινομένου .

3.4 Εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής

Σε αυτή την ενότητα, επεξηγείται η εφαρμογή της ήδη περιγραφείσας διαδικασίας ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής σε μια κατασκευή, η οποία αναλύθηκε με μη γραμμική στατική ανάλυση. Η διαδικασία υπολογισμού του κόστους οριακής κατάστασης, απαιτεί την αξιολόγηση της δομικής ικανότητας της κατασκευής, σε τουλάχιστον τρία επίπεδα κινδύνου αυξημένης έντασης, με τον ορισμό τουλάχιστον τριών ζευγών ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης $\bar{P}_i$ και μέγιστης τιμή του δείκτη ζημιών DI_i. Σε αυτή την εργασία οι τετμημένες των ζευγών [$\bar{P}_i$ - DI_i] που αντιστοιχούν στις μέγιστες τιμές του δείκτη βλάβης, λαμβάνονται είτε μέσω μη γραμμικής στατικής είτε μέσω δυναμικής ανάλυσης, ενώ οι τεταγμένες αντιστοιχούν στις ετήσιες πιθανότητες υπέρβασης.

Οι πιθανότητες αυτές αντιστοιχούν σε διακριτές τιμές της ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης και λαμβάνονται από μια καμπύλη κινδύνου, η οποία περιγράφει τη σεισμική επικινδυνότητα της συγκεκριμένης περιοχής. Ένα παράδειγμα μιας καμπύλης κινδύνου στην πόλη του Σαν Ντιέγκο, Καλιφόρνια (γεωγραφικό πλάτος (B) 32.7^o, γεωγραφικό μήκος (W) -117.2^o) παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.1, το οποίο ελήφθη από το αμερικανικό Γεωλογικό Ινστιτούτο [50]. Από την καμπύλη αυτή προκύπτουν τρία ή περισσότερα ζεύγη του μέτρου της έντασης και της αντίστοιχης ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης [$\bar{P}_i$ - IM], όπου το IM (μέτρο έντασης) εφαρμόζεται στην κατασκευή, ώστε να δώσει τους αντίστοιχους δείκτες βλαβών. Στην περίπτωση μη γραμμικής στατικής ανάλυσης, ο δείκτης βλάβης που λαμβάνεται υπόψη είναι η μέγιστη μετατόπιση ορόφου (drift).



Σχήμα 3.1 Καμπύλη κινδύνου της πόλης του Σαν Ντιέγκο, Καλιφόρνια

Η εφαρμογή των αποτελεσμάτων της στατικής ανάλυσης στο πλαίσιο της διαδικασίας ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής εξαρτάται από το είδος της ανάλυσης που εφαρμόζεται (στοιχειώδης μη γραμμική στατική ή στοιχειώδης μη-γραμμική δυναμική). Σημαντικό ρόλο σε αυτό το στάδιο του πλαισίου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής παίζει η διαδικασία επιλογής των σεισμικών δράσεων.

Η μη γραμμική στατική ανάλυση βασίζεται στην υπόθεση ότι η απόκριση της κατασκευής περιγράφεται από ένα ισοδύναμο σύστημα ενός βαθμού ελευθερίας με ιδιότητες ανάλογες με την πρώτη ιδιομορφή της. Για την εφαρμογή της ανελαστικής στατικής ανάλυσης, υιοθετείται μια πλευρική κατανομή του φορτίου που ακολουθεί τη θεμελιώδη ιδιομορφή. Η ανάλυση τερματίζει όταν επιτευχθεί το επίπεδο κινδύνου (2/50) δηλαδή το 150% της στοχευόμενης μετατόπισης που αντιστοιχεί σε πιθανότητα σεισμού 2% σε 50 χρόνια, ή και νωρίτερα εάν η δομή έχει καταρρεύσει (FEMA - 356, 2006).

Σύμφωνα με τη μέθοδο φάσματος ικανότητας, η ικανότητα ενός δομικού συστήματος να αντισταθεί σε πλευρικές δυνάμεις συγκρίνεται με την απαίτηση του σεισμικού φάσματος απόκρισης και τα αποτελέσματα της μη γραμμικής στατικής ανάλυσης, με τον υπολογισμό της μέγιστης μετατόπισης ορόφων (drift). Προκειμένου να υπολογιστεί η μέγιστη μετατόπιση σε πολλαπλά επίπεδα επικινδυνότητας, χρησιμοποιούνται τα αντίστοιχα σεισμικά φάσματα απόκρισης, τα οποία προκύπτουν ως οι τα ενδιάμεσα των επιλεγμένων σεισμικών καταγραφών στο αντίστοιχο επίπεδο επικινδυνότητας, ανάλογα με το μέτρο της έντασης που χρησιμοποιείται.

3.5 Η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής σε ανεμογεννήτριες

Προκειμένου να εκτιμηθεί το κόστος κύκλου ζωής μιας ανεμογεννήτριας στην παρούσα διπλωματική εργασία, ακολουθήθηκε σχεδόν η ίδια διαδικασία όπως αυτή περιγράφηκε παραπάνω. Το συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας θεωρήθηκε το άθροισμα όλων επιμέρους παραμέτρων του αρχικού κόστους κατασκευής (υλικών, κόστους εργασίας, κλπ), και της παρούσας αξίας του κόστους κύκλου ζωής, σύμφωνα με την ακόλουθη σχέση:

$$C_{tot}^{i}\,(\,t,s) = \; C_{in}^{i}(s) + \; C_{lc}^{i}\,(t,s)$$

Υποτέθηκε, πως ο σημαντικότερος παράγοντας που μπορεί να περιγράψει αποδοτικότερα τη δομική συμπεριφορά μιας ανεμογεννήτριας είναι η μέγιστη εκτροπή της κορυφής της, drift (θ). Έτσι για κάθε οριακή κατάσταση ορίστηκαν τα όρια της μέγιστης αυτής εκτροπής τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.1.[Λαγαρός]

Πίνακας 3.1 Όρια καταστάσεων βλαβών μέσω μέγιστης εκτροπής

Οριακή κατάσταση	Μέγιστη εκτροπή της κορυφής %
I (Καμία)	θ ≤0.30
II (Πολύ ελαφριά)	0.30< θ ≤0.36
III (Ελαφριά)	0.36< θ ≤0.56
IV (Μέση)	0.56< θ ≤1.20
V (Εκτεταμένη)	1.20< θ ≤3.00
VI (πολύ βαριά)	3.00< θ ≤8.00
VII (Κατάρρευση)	θ >8.00

Ωστόσο, στην παρούσα εργασία, επιχειρήθηκε και μια διαφορετική προσέγγιση, που εφαρμόστηκε στο μοντέλο με τα επιφανειακά πεπερασμένα στοιχεία κελύφους, κι αφορούσε το ποσοστό της επιφάνειας λυγισμού, προς την ολική επιφάνεια του πύργου. Με βάση τα αποτελέσματα της μη γραμμικής ανελαστικής ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε στο προσομοίωμα του πυλώνα, προέκυψαν οι διαφορετικές μέγιστες μετακινήσεις της κορυφής του, οι οποίες αντιστοιχούσαν σε συγκεκριμένο εμβαδόν επιφάνειας λυγισμού. Για τον προσδιορισμό του εμβαδού αυτού, μετρήθηκε το εμβαδόν όλων εκείνων των πεπερασμένων στοιχείων της περιφέρειας, τα οποία ικανοποιούσαν τα εξής κριτήρια: α) $\sigma < 0$, δηλαδή δέχονται θλιπτικές διατμητικές τάσεις και β) $|\sigma| \geq$ fy (355 Mpa) δηλαδή η τάση τους έχει ξεπεράσει το όριο διαρροής για τη συγκεκριμένη κατηγορία χάλυβα.

Με αυτόν τον τρόπο οι ίδιες οριακές καταστάσεις που καθορίστηκαν προηγουμένως, βαθμονομήθηκαν με βάση τα όρια του ποσοστού της επιφάνειας λυγισμού του χάλυβα στην περιφέρεια του πυλώνα, προς το ολικό εμβαδόν της περιφέρειας του, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2.

Πίνακας 3.2 Όρια καταστάσεων βλαβών μέσω ποσοστού επιφάνειας λυγισμού

Οριακή κατάσταση	Ποσοστό επιφάνειας λυγισμού (α=Α/Αολ %)	Μέγιστη εκτροπή της κορυφής %
I (Καμία)	0	θ ≤ 4.28
II (Πολύ ελαφριά)	0 < α ≤ 0.5	4.28 < θ ≤ 4.45
III (Ελαφριά)	0.5 < α ≤ 2	4.45 < θ ≤ 4.53
IV (Μέση)	2 < α ≤ 5	4.53 < θ ≤ 4.74
V (Εκτεταμένη)	5 < α ≤ 10	4.74 < θ ≤ 5.15
VI (πολύ βαριά)	10 < α ≤ 20	5.15 < θ ≤ 7.60
VII (Κατάρρευση)	α > 20	θ > 7.60

Κατά την εκτίμηση του κόστους κύκλου ζωής της ανεμογεννήτριας, λήφθηκαν υπόψη τα κόστη αποκατάστασης ζημιών, απώλειας περιεχομένου, απώλειας ενοικίου κι απώλειας

εισοδήματος. Η επίδραση του κόστους τραυματισμών και του κόστους ανθρώπινων θανάτων δεν λήφθηκε υπόψη. Αυτή η υπόθεση είναι εύλογη, καθότι στην πραγματικότητα οι ανεμογεννήτριες λόγω πολλαπλών σύγχρονων συστημάτων ελέγχου, σπανίως λειτουργούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι πολύ υψηλή, περιορίζοντας με αυτόν τον τρόπο την πιθανότητα ανθρώπινων τραυματισμών και θανάτων. Επιπλέον , η περιοχή όπου ένα αιολικό πάρκο κατασκευάζεται και λειτουργεί είναι μη οικιστική . Έτσι , οι εξισώσεις του κόστους κύκλου ζωής και το συνολικό κόστος της κάθε ανεμογεννήτριας δίνονται από τις σχέσεις:

$$C_{lc}^{i} = C_{dam}^{i}(t,s) + C_{con}^{i}(t,s) + C_{ren}^{i}(t,s) + C_{inc}^{i}(t,s)$$

$$C_{tot}^{i}(t,s) = C_{in}^{i}(s) + C_{dam}^{i}(t,s) + C_{con}^{i}(t,s) + C_{ren}^{i}(t,s) + C_{inc}^{i}(t,s)$$

Το αρχικό κόστος μιας ανεμογεννήτριας θεωρήθηκε σταθερό κι εξαρτώμενο από τον τύπο της ανεμογεννήτριας, την τοποθεσία κατασκευής, τις αμοιβές του προσωπικού κλπ.

Για την αξιολόγηση του κόστους κύκλου ζωής μιας ανεμογεννήτριας, θα πρέπει να ληφθούν υπόψη τρία επίπεδα κινδύνου: η συνήθης περίπτωση, όταν η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου είναι η πιο συχνή, η σπάνια περίπτωση, όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι αρκετά υψηλή και η ακραία περίπτωση, όταν η ταχύτητα του ανέμου υπερβαίνει κατά πολύ τα αναμενόμενα όρια. Για καθένα από αυτά τα τρία επίπεδα επικινδυνότητας, εκτιμήθηκε η ετήσια πιθανότητα υπέρβασης, προκειμένου να καθοριστούν τα τρία ζεύγη [$\bar{P}_i$ - DI_i].

Οι ετήσιες πιθανότητες υπέρβασης υπολογίζονται αποτελεσματικά, όταν υπάρχουν επαρκή διαθέσιμα στατιστικά στοιχεία. Λαμβάνονται υπόψη ακριβείς μετρήσεις για την ταχύτητα του ανέμου , την κατεύθυνση και τη συχνότητα, για μερικά χρόνια. Ειδικά, δε, για την εκτίμηση των ετήσιων πιθανοτήτων υπέρβασης για ανεμογεννήτριες, μπορεί να χρησιμοποιηθεί η κατανομή Weibull, η οποία έχει διαπιστωθεί ότι περιγράφει αρκετά καλά, την κατανομή ορισμένων φυσικών φαινομένων.

$$f(x,\lambda,k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda}\left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(x/\lambda\right)^{k}}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases}$$

Λαμβάνοντας, λοιπόν, υπόψη όλες τις παραπάνω παραμέτρους, μπορεί να τεθεί σε εφαρμογή η διαδικασία υπολογισμού του κόστους κύκλου ζωής στην εξεταζόμενη ανεμογεννήτρια, με γνώμονα τους στόχους που έχουν τεθεί .

4

Εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους

4.1 Στόχος της μεθόδου

Στα προηγούμενα κεφάλαια δόθηκε μια θεωρητική παρουσίαση, όσον αφορά την ανάλυση σχεδιασμού του πύργου της ανεμογεννήτριας καθώς και θεωρητικά στοιχεία της μεθόδου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής. Σκοπός της παρούσας εργασίας, είναι με τη χρήση της ανάλυσης κόστους να γίνει μια αποτίμηση της επένδυσης σε μια ανεμογεννήτρια η οποία υποβάλλεται σε φορτία ανέμου, και κατ' επέκταση σε ένα αιολικό πάρκο. Η αποτίμηση γίνεται με τη συσχέτιση της απόκρισης της κατασκευής υπό το φορτίο του ανέμου, με τιμές κόστους, για όλη την εκτιμώμενη διάρκεια ζωής της (για ανεμογεννήτριες λαμβάνεται 25 έτη). Προκύπτει ένα διάγραμμα κόστους κύκλου ζωής – χρόνου στο οποίο φαίνεται σε κάθε χρονική στιγμή ποιό είναι το κόστος της κατασκευής, δίνοντας τη δυνατότητα στον ιδιώτη να έχει μια σαφή εικόνα για την επένδυση. Αν και η απόφαση είναι μια επιλογή καθαρά υποκειμενική ,η οποία μπορεί να εξαρτάται από κοινωνικές, προσωπικές κι άλλες παραμέτρους, πρόκειται αναμφίβολα για ένα πολύ σημαντικό εργαλείο, αν όχι το σημαντικότερο στα χέρια του πιθανού επενδυτή.

4.2 Δεδομένα και στοιχεία υπολογισμού

Για να πραγματοποιηθεί η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής, είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός συγκεκριμένων στοιχείων και δεδομένων, που αφορούν στην ανεμογεννήτρια (ταχύτητα και φορτίο ανέμου, μετακίνηση κορυφής, πιθανότητα εμφάνισης κ.α), ώστε να καθοριστούν όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν την εφαρμογή της μεθόδου.

4.2.1 Η τοποθεσία εγκατάστασης

Ως τοποθεσία εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας προς εξέταση, επελέγη μια χερσαία περιοχή εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου, στην Πάφο της Κύπρου. Η τοποθεσία βρίσκεται πολύ κοντά στο αεροδρόμιο της πόλης, γεγονός το οποίο αποτελεί βοηθητικό παράγοντα στην συλλογή στατιστικών δεδομένων σχετικά με την ταχύτητα του ανέμου, τη συχνότητα και τη διεύθυνσή του. Το αιολικό αυτό πάρκο, εγκαταστάθηκε τον Ιούλιο του 2010 κι έχει συνολική έκταση 16 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Η μεμονωμένη ανεμογεννήτρια που εξετάζεται καταλαμβάνει έκταση εμβαδού 0.39 τετραγωνικά χιλιόμετρα.

4.2.2 Υπολογισμός της ταχύτητας του ανέμου

Ο υπολογισμός της ταχύτητας του ανέμου στην κορυφή κάθε πυλώνα είναι καθοριστικός παράγοντας προκειμένου να προσδιοριστεί το φορτίο του ανέμου. Συνήθως η ταχύτητα του ανέμου μετριέται σε ένα ύψος αναφοράς, 10 mαπό την επιφάνεια του εδάφους. Η σχέση που δίνει την ταχύτητα του ανέμου στο επιθυμητό ύψος της κορυφής του πύργου δίνεται παρακάτω:

$$\overline{U}^2(h) = \overline{U}_g \cdot \frac{\ln\frac{h}{z_0}}{\ln\frac{h_{ref}}{z_0}}$$

όπου

$\overline{U}$(h) η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος h(m/s)

$\overline{U}_g$ η μέση ταχύτητα του ανέμου στο ύψος αναφοράς (m/s)

h_{ref} το ύψος αναφοράς, συνήθως ίσο με 10m

z_o το ύψος τραχύτητας(m)

Για τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια που εξετάζεται, γίνεται η υπόθεση ότι η εγκατάσταση βρίσκεται σε υπαίθρια περιοχή, χωρίς ψηλά κτίρια και πυκνή βλάστηση. Κατ' αυτή την υπόθεση, το ύψος τραχύτητας θεωρείται ίσο με 0.01. Γενικά, το ύψος τραχύτητας παίρνει τιμές σύμφωνα με τον Πίνακα 4.1. [Ευρωκώδικας 1-4, σελ 22]

Πίνακας 4.1 Ύψος τραχύτητας ανάλογα με την κατηγορία εδάφους

Κατηγορία εδάφους		z_o m	z_{min} m
0	Θάλασσα ή παράκτια περιοχή εκτεθειμένη σε ανοικτή θάλασσα	0,003	1
I	Λίμνες ή επίπεδες και οριζόντιες περιοχές με αμελητέα βλάστηση και χωρίς εμπόδια	0,01	1
II	Περιοχή με χαμηλή βλάστηση όπως γρασίδι και μεμονωμένα εμπόδια (δέντρα, κτίρια) με απόσταση τουλάχιστον 20 φορές το ύψος των εμποδίων	0,05	2
III	Περιοχή με κανονική κάλυψη βλάστησης ή με κτίρια ή με μεμονωμένα εμπόδια με μέγιστη απόσταση το πολύ 20 φορές το ύψος των εμποδίων (όπως χωριά, προάστια, μόνιμα δάση)	0,3	5
IV	Περιοχή όπου τουλάχιστον το 15% της επιφάνειας καλύπτεται με κτίρια των οποίων το μέσο ύψος ξεπερνά τα 15m.	1,0	10

4.2.3 Πυκνότητα του ατμοσφαιρικού αέρα

Η πυκνότητα του ατμοσφαιρικού αέρα επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό το φορτίο του ανέμου στην κορυφή του πυλώνα. Είναι μια συνάρτηση της ατμοσφαιρικής πίεσης και της θερμοκρασίας και μειώνεται καθώς το ύψος αυξάνει.

Η πυκνότητα στην επιφάνεια της θάλασσας, όταν η θερμοκρασία είναι περίπου 20^oC και η ατμοσφαιρική πίεση 101.6 KPa, είναι:

$$d_o = 1.225\ kg/m^3$$

Η μεταβολή στην πίεση αναλογικά με το ύψος, δίνεται από την ακόλουθη σχέση

$$p = 101325\ (1 - 2.2557 \cdot 10^{-5} \cdot h)^{5.25588}$$

όπου

p η ατμοσφαιρική πίεση (Pa)

h το ύψος από την επιφάνεια της θάλασσας (m)

$$d = d_o \cdot \frac{288.15}{T} \cdot \frac{p}{101325}$$

όπου

d_o η πυκνότητα του ατμοσφαιρικού αέρα στην επιφάνεια της θάλασσας (kgr/m^3)

p η ατμοσφαιρική πίεση (Pa)

T η θερμοκρασία ($K=273+C^o$)

4.2.4 Προσδιορισμός του φορτίου του ανέμου

Στην κορυφή του πυλώνα αναπτύσσεται άνεμος με ταχύτητα, η οποία εξαρτάται από το υψόμετρο του πυλώνα και το πιθανό δυναμικό του ανέμου στη συγκεκριμένη περιοχή. Έχοντας υπολογίσει την ταχύτητα του ανέμου λοιπόν, στο ύψος της τουρμπίνας, το φορτίο του ανέμου για τα τρία επίπεδα κινδύνου υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$F_w = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot d \cdot A \cdot \overline{U}^2\ (h)$$

F_w φορτίο ανέμου στο ύψος της τουρμπίνας (N)

C_d συντελεστής υστέρησης ($C_d = 0.9$)

d πυκνότητα του αέρα στο ύψος της τουρμπίνας (kgr/m^3)

A επιφάνεια σάρωσης (m^2)

$\overline{U}^2(h)$ ταχύτητα ανέμου στο ύψος της τουρμπίνας (m/s^2)

4.2.5 Η μέθοδος ανελαστικής στατικής ανάλυσης (Pushover) για τις μετακινήσεις

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το κόστος κύκλου ζωής σχετίζεται με πιθανές απώλειες λόγω μη ικανοποιητικής συμπεριφοράς της κατασκευής κάτω από φόρτιση με τυχαία εμφάνιση και ένταση, κατά τη διάρκεια της ζωής της. Αυτή η συσχέτιση γίνεται μέσω της πιθανότητας να φτάσει η παράμετρος που χρησιμοποιείται για την αποτίμηση, σε κάποιες οριακές τιμές συμπεριφοράς. Η παράμετρος, λοιπόν, που λαμβάνεται υπόψη εδώ, είναι η μέγιστη εκτροπή της κορυφής του πυλώνα για τους διάφορους συνδυασμούς φόρτισης και προκύπτει από τα αποτελέσματα της μη γραμμικής ανάλυσης.

Κατά τη διαδικασία της ανάλυσης, το δομικό μοντέλο ωθείται από ένα προκαθορισμένο πλευρικό φορτίο το οποίο εφαρμόζεται σταδιακά. Έτσι, μορφώνεται η καμπύλη ικανότητας της ανεμογεννήτριας, η οποία παρέχει πληροφορίες σχετικά με το σημείο διαρροής ενός τμήματος και προσδιορίζει τις περιοχές στις οποίες η ανελαστική παραμόρφωση αναμένεται να είναι μεγάλη. Γνωρίζοντας ,λοιπόν το φορτίο του ανέμου στην κορυφή του πυλώνα, μέσω της καμπύλης ικανότητας μπορεί να προσδιοριστεί η αντίστοιχη μετακίνησή του.

Στην παρούσα εργασία, ερευνώνται τρία επίπεδα κινδύνου για την ταχύτητα ανέμου: το πρώτο επίπεδο, όπου η ταχύτητα ανέμου είναι η συνήθης, σύμφωνα με τα ετήσια ανεμολογικά δεδομένα της περιοχής, το δεύτερο επίπεδο, όπου η ταχύτητα ανέμου είναι ίση με 25 m/s κάτι που συμβαίνει σε σπάνιες περιπτώσεις, και το τρίτο επίπεδο, όπου η ταχύτητα είναι ίση με 36 m/s και θεωρείται εξαιρετικά ακραίο. Κατ' αυτόν τον τρόπο, προκύπτει για κάθε επίπεδο το αντίστοιχο φορτίο ανέμου κι η αντίστοιχη μετακίνηση κορυφής. Να σημειωθεί πως σε περίπτωση που το φορτίο ανέμου ήταν μεγαλύτερο από το μέγιστο φορτίο αντοχής του πυλώνα, όπως προέκυψε από την καμπύλη ικανότητας, θεωρήθηκε ως τιμή μέγιστης μετακίνησης της κορυφής τα 15 m.

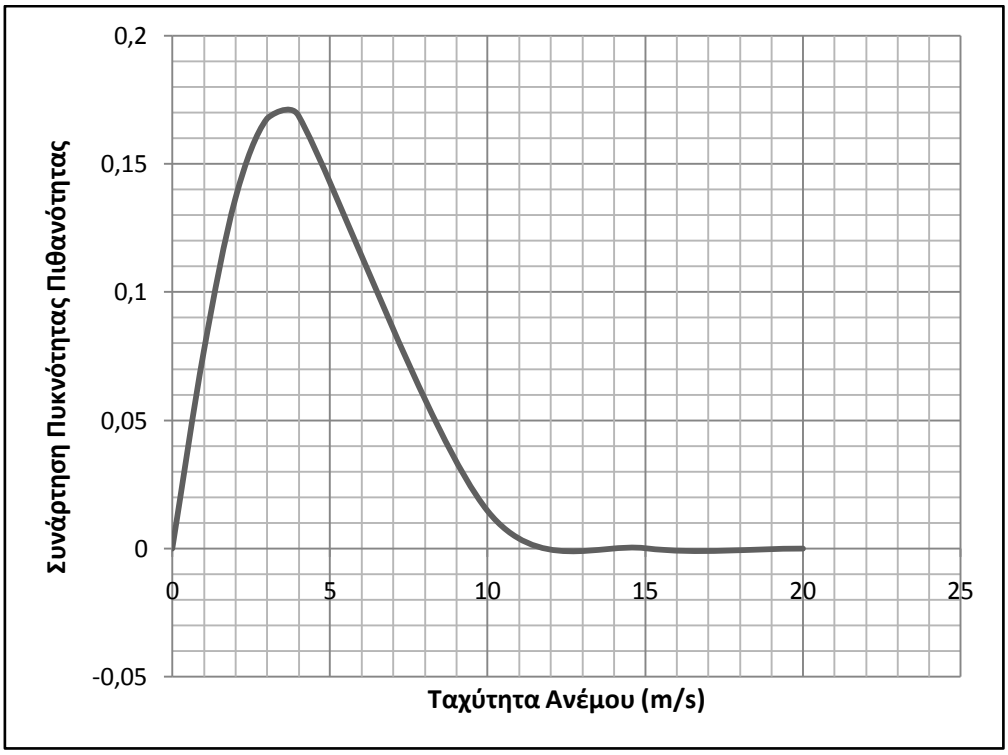
4.2.6 Υπολογισμός ετήσιων πιθανοτήτων υπέρβασης

Ο υπολογισμός των ετησίων πιθανοτήτων υπέρβασης στα τρία επίπεδα κινδύνου, αποτελεί κρίσιμη διαδικασία για την εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους. Για το πρώτο επίπεδο κινδύνου, που αφορά στη συνήθη περίπτωση ανέμου, γίνεται χρήση της κατανομής Weibull,η οποία θεωρείται πως περιγράφει επαρκώς την κατανομή των φυσικών φαινομένων. Η κατανομή Weibull είναι μια συνεχής κατανομή πιθανότητας, η οποία εφαρμόζεται σε αρκετές περιπτώσεις, τόσο σε περιπτώσεις αναλύσεως αποτυχιών όσο και σε περιπτώσεις αξιοπιστίας των κατασκευών.

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για την τυχαία μεταβλητή x δίνεται από τη συνάρτηση:

$$f(x,\lambda,k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda}\,(\frac{x}{\lambda})^{k-1}\, e^{-\left(x/\lambda\right)^{k}}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases}$$

Οι παράμετροι kκαι λ είναι θετικοί αριθμοί και ονομάζονται παράμετρος σχήματος και παράμετρος κλίμακας, αντίστοιχα. Κάνοντας τη θεώρηση πως η παράμετρος κλίμακας είναι ίση με 2, η κατανομή Weibull προσεγγίζει την κατανομήRayleigh. Η παράμετρος κλίμακας καθορίζει την κύρια τιμή της ταχύτητας ανέμου. Για τα περιορισμένα διαθέσιμα στατιστικά δεδομένα υπολογίστηκε η καμπύλη της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας, η οποία παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.1.



Σχήμα 4.1 Κατανομή Weibull για την ταχύτητα ανέμου

Σε ότι αφορά, τώρα, τη σπάνια και την ακραία περίπτωση, οι ετήσιες πιθανότητες υπέρβασης μπορούν επίσης να υπολογιστούν μέσω της κατανομής Weibull. Ωστόσο, τα διαθέσιμα στατιστικά ανεμολογικά δεδομένα αναφέρονται μόνο σε περίοδο ενός έτους, που για τις περιπτώσεις αυτές δε θα οδηγούσαν σε αξιόπιστα αποτελέσματα. Έτσι, οι πιθανότητες αυτές υπολογίζονται θεωρώντας περιόδους επαναφοράς 2500 έτη για τη σπάνια περίπτωση και 6000 έτη για την ακραία. Οι τιμές της ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης που προκύπτουν για την σπάνια περίπτωση, με ταχύτητα ανέμου 25m/sείναι 0.04% ενώ η αντίστοιχη για την ακραία περίπτωση με ταχύτητα ανέμου 36m/s είναι 0.0167%.

Έχοντας, λοιπόν, προσδιορίσει για κάθε επίπεδο κινδύνου την ετήσια πιθανότητα υπέρβασης, υπολογίζεται μέσω της ταχύτητας του ανέμου κάθε επιπέδου και η αντίστοιχη δύναμη που ασκείται στην κορυφή του πυλώνα, η οποία μέσω της καμπύλης ικανότητας της ανεμογεννήτριας αντιστοιχίζεται στη μετακίνηση κορυφής. Έτσι, με τα τρία ζεύγη ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης – μέγιστης εκτροπής κορυφής (P–d) μορφώνεται το αντίστοιχο διάγραμμα, βάση του οποίου εφαρμόζεται η μέθοδος της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής.

4.3 Εφαρμογή της μεθόδου στο προσομοίωμα με στοιχεία κελύφους

Προκειμένου να εκτιμηθεί το κόστος κύκλου ζωής της ανεμογεννήτριας, ακολουθήθηκε η ίδια διαδικασία όπως αυτή περιγράφηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο. Το συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας θεωρήθηκε το άθροισμα όλων των επιμέρους παραμέτρων του αρχικού κόστους κατασκευής, και της παρούσας αξίας του κόστους κύκλου ζωής, σύμφωνα με την ακόλουθη σχέση:

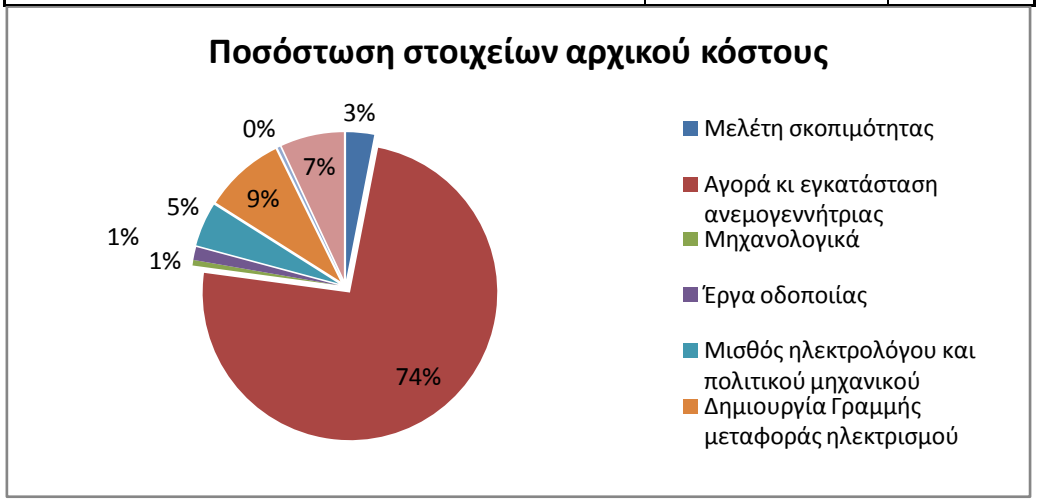
$$C_{tot}^{i}(t,s) = C_{in}^{i}(s) + C_{lc}^{i}(t,s)$$

4.3.1 Υπολογισμός του αρχικού κόστους Cin

Το αρχικό κόστος Cin αναφέρεται στο συνολικό κόστος κατασκευής, και περιλαμβάνει το κόστος των υλικών (σκυρόδεμα, χάλυβας, όπλιση, κλπ), το κόστος εργασίας, καθώς και το κόστος των μη δομικών στοιχείων. Σε ό,τι αφορά το κόστος αγοράς και εγκατάστασης μεγάλων ανεμογεννητριών, αυτό κυμαίνεται μεταξύ 1,100–1,200 €/MW, σύμφωνα με τις υπάρχουσες συνθήκες. Για τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια που εξετάζεται, το συνολικό αρχικό κόστος δίνεται αναλυτικά στον Πίνακα 4.2

Πίνακας 4.2 Συνολικό αρχικό κόστος ανεμογεννήτριας VESTAS V112

Αρχικό κόστος της ανεμογεννήτριας V112 3.3MW		
Περιγραφή εργασίας	**Τιμή εκτίμησης μονάδας**	**Σχετικό κόστος**
Μελέτη σκοπιμότητας	150000	3,06
Αγορά κι εγκατάσταση ανεμογεννήτριας	3630000	74,08
Μηχανολογικά	30000	0,61
Έργα οδοποιίας	70000	1,43
Μισθός ηλεκτρολόγου και πολιτικού μηχανικού	235000	4,8
Δημιουργία Γραμμής μεταφοράς ηλεκτρισμού	430000	8,78
Κόστος σύνδεσης με δίκτυο ΔΕΣΜΗΕ	15000	0,3
Υποσταθμοί	340000	6,94
Ολικό κόστος Cin	**4900000**	100



Σχήμα 4.2 Ποσοστιαία συμμετοχή παραμέτρων υπολογισμού του Cin

4.3.2 Προσδιορισμός του κόστους οριακών καταστάσεωνClc

Για τον προσδιορισμό του κόστους οριακών καταστάσεων, πρέπει σε πρώτη φάση να καθοριστούν οι οριακές καταστάσεις βλαβών, που χαρακτηρίζουν τις ανεμογεννήτριες.

Όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, στην παρούσα διπλωματική εργασία επιχειρήθηκε μια διαφορετική προσέγγιση για τον καθορισμό των οριακών καταστάσεων βλαβών. Να σημειωθεί, πως αυτή η διαφορετική προσέγγιση τυγχάνει εφαρμογής μόνο στο προσομοίωμα με επιφανειακά στοιχεία κελύφους κι αυτό διότι βασίζεται στο κριτήριο του λυγισμού των πεπερασμένων στοιχείων από χάλυβα του πυλώνα της ανεμογεννήτριας. Ως κριτήριο για το λυγισμό ενός στοιχείου ορίσθηκε η ταυτόχρονη ικανοποίηση των παρακάτω: α)σ< 0 , δηλαδή να δέχεται θλιπτικές διατμητικές τάσεις και β) $|\sigma| \geq$ fy (355 Mpa) δηλαδή η τάση του να έχει ξεπεράσει το όριο διαρροής για τη συγκεκριμένη κατηγορία χάλυβα.

Από τη μη γραμμική ανελαστική ανάλυση προέκυψε η καμπύλη ικανότητας της ανεμογεννήτριας. Η φόρτιση χωρίστηκε σε 100 βήματα και σε κάθε βήμα υπήρχε η δυνατότητα εξαγωγής των αποτελεσμάτων, ώστε να προκύψει ο αριθμός των πεπερασμένων στοιχείων που ικανοποιούν το κριτήριο λυγισμού, κι άρα να προσδιοριστεί το εμβαδόν τους. Έτσι, η βαθμονόμηση των οριακών καταστάσεων έγινε τελικά, με βάση τα όρια του ποσοστού της επιφάνειας λυγισμού του πυλώνα, προς την ολική του επιφάνεια και παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.3.

Πίνακας 4.3 Όρια καταστάσεων βλαβών μέσω ποσοστού επιφάνειας λυγισμού

Οριακή κατάσταση	Ποσοστό επιφάνειας λυγισμού (α=Α/Αολ %)	Μέγιστη εκτροπή της κορυφής %
I (Καμία)	0	θ ≤ 4.28
II (Πολύ ελαφριά)	0 < α ≤ 0.5	4.28 < θ ≤ 4.45
III (Ελαφριά)	0.5 < α ≤ 2	4.45 < θ ≤ 4.53
IV (Μέση)	2 < α ≤ 5	4.53 < θ ≤ 4.74
V (Εκτεταμένη)	5 < α ≤ 10	4.74 < θ ≤ 5.15
VI (πολύ βαριά)	10 < α ≤ 20	5.15 < θ ≤ 7.60
VII (Κατάρρευση)	α > 20	θ > 7.60

Πλέον μπορεί να εφαρμοστεί η διαδικασία υπολογισμού του κόστους οριακών καταστάσεων Clc, για το επιφανειακό προσομοίωμα, ακολουθώντας τα βήματα που περιγράφονται αναλυτικά παρακάτω:

Βήμα 1^{ο}

Το κόστος οριακών καταστάσεων για την i-η οριακή κατάσταση υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$C_{lc}^{i} = C_{dam}^{i}(t,s) + C_{con}^{i}(t,s) + C_{ren}^{i}(t,s) + C_{inc}^{i}(t,s)$$

όπου

C_{dam}^{i} το κόστος αποκατάστασης ζημιών

C_{con}^{i} το κόστος απώλειας περιουσιακών στοιχείων

C_{ren}^{i} το κόστος ενοικίου

C_{inc}^{i} το κόστος απώλειας εισοδήματος

Για τον υπολογισμό αυτών των συνιστωσών έχουν βρεθεί κάποιες αντιπροσωπευτικές τιμές [Λαγαρός], οι οποίες σε συνδυασμό με κάποιους συντελεστές που εξαρτώνται από το επίπεδο συμπεριφοράς, δίνουν τα επιμέρους κόστη. Για τους συντελεστές αυτούς των επιπέδων συμπεριφοράς και σε ότι αφορά το μέσο δείκτη ζημιών, έγινε η προσαρμογή τους κατ' αναλογία του ποσοστού της επιφάνειας λυγισμού. Στον Πίνακα 4.4παρουσιάζονται οι συντελεστές για όλα τα επίπεδα και τους διαφορετικούς δείκτες.

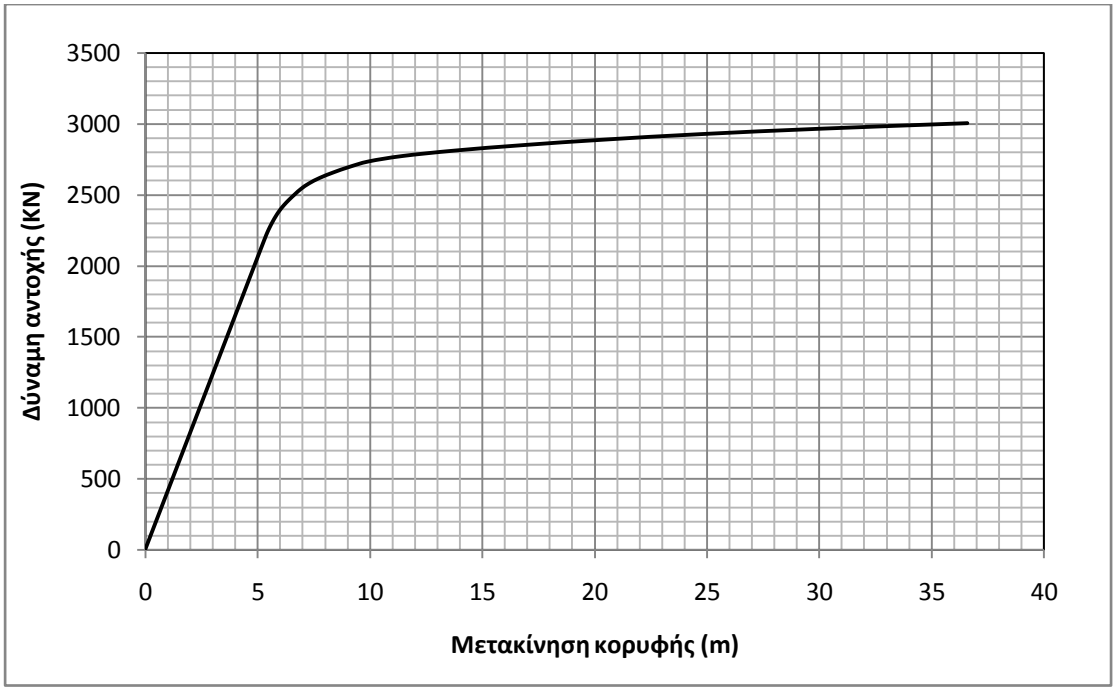
- $\mathrm{C}_{\mathrm{dam}}^{\mathrm{i}}$ = Κόστος αντικατάστασης [1,600,000€] · μέσος δείκτης ζημιών (mean damage index)
- $\mathrm{C}_{\mathrm{con}}^{\mathrm{i}}$ = Κόστος συστατικών μονάδος [2,000,000€]·μέσος δείκτης ζημιών (mean damage index)
- $\mathrm{C}_{\mathrm{ren}}^{\mathrm{i}}$ = Κόστος απώλειας ενοικίασης [5000€/μήνα/Km^2] · απώλεια λειτουργίας (loss of function)
- C_{inc}^{i} = Κόστος μη λειτουργίας [50,000€/έτος] · απώλεια λειτουργίας (down time)

Συνδυάζοντας τους παραπάνω τύπους με τις τιμές του Πίνακα 4.4 προκύπτουν οι τιμές σε Ευρώ, των συνιστωσών του κόστους οριακών καταστάσεων για κάθε μια από τις οριακές αυτές καταστάσεις.

Πίνακας 4.4 Συντελεστές κόστους με βάση το επίπεδο συμπεριφοράς

Συντελεστές κόστους με βάση το επίπεδο συμπεριφοράς (%)			
	mean damage index	**loss of function**	**down time**
I	0	0	0
II	2	0.9239404	0.9239404
III	8	3.3261853	3.3261853
IV	20	12.3808008	12.3808008
V	40	34.8325516	34.8325516
VI	80	65.4149775	65.4149775
VII	100	100	100

Στη συνέχεια, από τα αποτελέσματα της μη γραμμικής ανελαστικής ανάλυσης του πυλώνα της ανεμογεννήτριας στο λογισμικό FemapNXNastran προέκυψε η καμπύλη ικανότητάς της, η οποία παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.2.



Σχήμα 4.2 Καμπύλη ικανότητας της ανεμογεννήτριας για το κελυφωτό μοντέλο

Για τα τρία επίπεδα κινδύνου που έχουν προσδιοριστεί, το σύνηθες, το σπάνιο και το ακραίο, υπολογίζεται από την ταχύτητα ανέμου η αντίστοιχη δύναμη στην κορυφή του πυλώνα, σύμφωνα με τη σχέση:

$$F_w = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot d \cdot A \cdot \overline{U}^2 \ (h)$$

Για την ανεμογεννήτρια Vestas V112 3.3 MW, τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της είναι:

A= 9.852 m^2

d= 1.1876 (kgr/m^3)

C_d= 0.9

Από τον υπολογισμό της δύναμης στην κορυφή αλλά και του λόγου α **(α= $A_{λυγισμού}/A_{ολικό}$ ·%),** για κάθε επίπεδο επικινδυνότητας προκύπτουν τα στοιχεία του Πίνακα 4.5.

Πίνακας 4.5 Δύναμη στην κορυφή του πυλώνα για κάθε επίπεδο κινδύνου

Ακραία κατάσταση	Ταχύτητα (m/s)	Δύναμη Fw (KN)	Μετατόπιση από την καμπύλη ικανότητας (m)	A/Aολ %
Συνήθης	4	83.702592	0.22	0.0001
Σπάνια	25	2543.0475	6.837	11.5
Ακραία	36	5649.92496	15	20

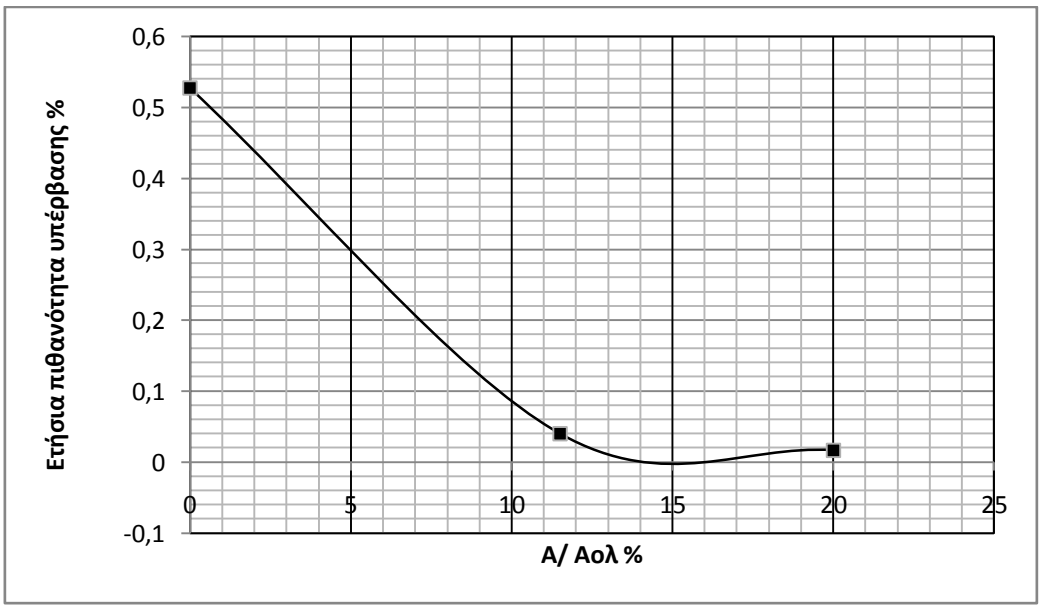
Βήμα 2ο

Έχοντας υπολογίσει, λοιπόν την επιφάνεια λυγισμού για κάθε επίπεδο κινδύνου, και λαμβάνοντας τις τιμές της ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης οι οποίες αντιστοιχούν σε αυτά, μπορούμε να σχηματίσουμε τρία ζεύγη $\bar{P}$-α (όσες και οι ακραίες περιπτώσεις). Με βάση αυτά τα ζεύγη ορίζεται μια καμπύλη στο πρόγραμμα Excel. Στη συνέχεια ορίζεται άλλη μια καμπύλη συσχέτισης, η οποία είτε είναι εκθετική της μορφής $\bar{P}(\alpha>\alpha_i) = \gamma \cdot e^{(-k \cdot \alpha i)}$ είτε μορφής δύναμης $\bar{P}(\alpha>\alpha i) = \gamma \cdot x^{(-k \cdot \alpha i)}$, με στόχο την καλύτερη δυνατή προσέγγιση της αρχικής καμπύλης.

Τα τρία ζεύγη ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης-ποσοστού επιφάνειας λυγισμού, δίνονται στον πίνακα 4.6 και η αντίστοιχη καμπύλη στο Σχήμα 4.3.

Πίνακας 4.6 Ποσοστό επιφάνειας λυγισμού χάλυβα κι αντίστοιχη ετήσια πιθανότητα υπέρβασης

Ακραία κατάσταση	Α/Αολ %	Ετήσια πιθανότητα υπέρβασης %
Συνήθης	0.0001	0.527
Σπάνια	11.5	0.04
Ακραία	20	0.0167



Σχήμα 4.3 Εκθετική καμπύλη $\bar{P}$-α για το κελυφωτό μοντέλο

Βήμα 3ο

Αφού βρεθούν οι τιμές των συντελεστών γ,k, που είναι χαρακτηριστικές της συμπεριφοράς της ανεμογεννήτριας, υπολογίζεται η ετήσια πιθανότητα ύπαρξης του

ορίου της επιφάνειας λυγισμού, για κάθε μία από τις οριακές καταστάσεις από τον τύπο:

$$\bar{P}(\alpha > \alpha_i) = \gamma \cdot e^{(-k \cdot \alpha i)}$$

αν η εκθετική κατανομή προσεγγίζει καλύτερα την αρχική καμπύλη ή από τον τύπο:

$$\bar{P}(\alpha > \alpha i) = \gamma \cdot x^{(-k \cdot \alpha i)}$$

αν η κατανομή δύναμης προσεγγίζει καλύτερα την αρχική καμπύλη.

Βήμα 4ο

Κατόπιν, υπολογίζεται η ετήσια πιθανότητα υπέρβασης της οριακής κατάστασης, η οποία ισούται με:

$$\bar{P}(\alpha>\alpha_i) = -\frac{1}{\nu \cdot t} \cdot \ln\left[1- \bar{P}(\alpha>\alpha_i)\right]$$

όπου

t: η χρονική παράμετρος που αντιπροσωπεύει τη διάρκεια ζωής της κατασκευής – εδώ λαμβάνεται ίση με 1, ώστε να αντιπροσωπεύει την ετήσια πιθανότητα.

και ν: ο ετήσιος ρυθμός ύπαρξης σημαντικών ανέμων – εδώ ίσος με 0.5

Βήμα 5ο

Υπολογίζεται η πιθανότητα να συμβεί η ioριακή κατάσταση (δηλαδή η πιθανότητα υπέρβασής της), δεδομένου ότι θα συμβεί ο άνεμος (conditional probability), από τη σχέση:

$$\bar{P}i = \bar{P}i(\alpha>\alpha_i) - \bar{P}_{i+1}(\alpha>\alpha_{i+1})$$

όπου $\bar{P}_{i+1}(\alpha>\alpha_{i+1})$: είναι η πιθανότητα υπέρβασης που υπολογίστηκε στο βήμα 4ο για την επόμενη οριακή κατάσταση, από αυτή που εξετάζεται(προφανώς για την οριακή κατάσταση 7, η οποία είναι η τελευταία, η πιθανότητα λαμβάνεται μηδενική)

Βήμα 6ο

Υπολογίζεται η τελική τιμή του κόστους οριακών καταστάσεων από τη σχέση:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1- e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7}(Clc \cdot \bar{P}i)$$

όπου λ: ο ετήσιος στιγμιαίος ρυθμός πληθωρισμού, ο οποίος θεωρείται σταθερός (κάτι που σύμφωνα με τον Rackwitz είναι αρκετά ακριβές για τις πρακτικές περιπτώσεις) και είναι ίσος με 2%, τιμή αντιπροσωπευτική για την Ελλάδα – με αυτόν τον τρόπο υπολογίζεται η τιμή του κόστους οριακών καταστάσεων σε παρούσες μονάδες.

4.3.2.1 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για εκθετική κατανομή

Με βάση την καμπύλη του Σχήματος 4.2 ορίστηκε στο πρόγραμμα Excel η εκθετική καμπύλη της μορφής $\bar{P}(\alpha>\alpha_i) = \gamma \cdot e^{(-k \cdot \alpha i)}$ με συντελεστές γ = 0.445 και k = 0.173. Στη συνέχεια, ακολουθήθηκαν τα βήματα που περιγράφηκαν παραπάνω και προσδιορίστηκαν όλες οι επιμέρους πιθανότητες που αφορούν στο κόστος οριακών καταστάσεων (Πίνακας 4.7).

Πίνακας 4.7 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για εκθετική καμπύλη

Οριακή κατάσταση	α= Α/Αολ %	Βοηθητικοί Συντελεστές		$P^-_i = \gamma \times e^{(-k \times \alpha)}$	$P_i=-\ln(1-P^-_i)$	P_{i+1}	P_i-P_{i+1}
		γ	k				
1	0,.0000	0.445	0.173	0.0000E+00	0	0.5245	-0.52
2	0.0000	0.445	0.173	4.0813E-01	0.52446035	0.3781	0.146
3	2.0000	0.445	0.173	3.1484E-01	0.37810735	0.2075	0.171
4	5.0000	0.445	0.173	1.8737E-01	0.20747684	0.0822	0.125
5	10.00000	0.445	0.173	7.8892E-02	0.08217751	0.0141	0.068
6	20.00000	0.445	0.173	1.3986E-02	0.01408497	0.0059	0.008
7	25.000	0.445	0.173	5.8889E-03	0.00590634	0	0.006

Το κόστος οριακών καταστάσεων για την περίπτωση αυτή υπολογίστηκε:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1- e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7}(Clc \cdot \bar{P}i) = \mathbf{2{,}937{,}946\ €}$$

t = 25 έτη

λ = 2 %

4.3.2.2 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για κατανομή δύναμης

Με βάση την καμπύλη του Σχήματος 4.2 ορίστηκε στο πρόγραμμα Excel η δυναμική καμπύλη της μορφής $\bar{P}(\alpha>\alpha i) = \gamma \cdot x^{(-k \cdot \alpha i)}$, με συντελεστές γ = 0,051 και k = 0,25. Στη συνέχεια, ακολουθήθηκαν τα βήματα που περιγράφηκαν παραπάνω και προσδιορίστηκαν όλες οι επιμέρους πιθανότητες που αφορούν στο κόστος οριακών καταστάσεων (Πίνακας 4.8).

Πίνακας 4.8 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για κατανομή δύναμης

Οριακή κατάσταση	α= A/Αολ %	Βοηθητικοί Συντελεστές		$P^-_i = \gamma \times e^{(-k \times \alpha)}$	$P_i=-\ln(1-P^-_i)$	P_{i+1}	P_i-P_{i+1}
		γ	k				
1	0.00000	0.051	0.25	0.0000E+00	0	0.063	-0.063
2	0.50000	0.051	0.25	6.0649E-02	0.06257	0.044	0.0187
3	2.00000	0.051	0.25	4.0428E-02	0.04383	0.035	0.0091
4	5.00000	0.051	0.25	3.4105E-02	0.0347	0.029	0.0056
5	10.00000	0.051	0.25	2.8679E-02	0.0291	0.024	0.0047
6	20.00000	0.051	0.25	2.4116E-02	0.02441	0.023	0.0013
7	25.000	0.051	0.25	2.2280 E-02	0.02307	0	0.0231

Το κόστος οριακών καταστάσεων για την περίπτωση αυτή υπολογίστηκε:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1- e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7} (Clc \cdot \bar{P}i) = \mathbf{2{,}054{,}431\ €}$$

t = 25 έτη

λ = 2 %

4.3.3 Προσδιορισμός του ολικού κόστους κύκλου ζωής $Ctot$

Έχοντας υπολογίσει το αρχικό κόστος και το κόστος οριακών καταστάσεων σύμφωνα με τα παραπάνω, μπορεί πλέον να υπολογιστεί και το συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας από τη σχέση που έχει προαναφερθεί, δηλαδή:

$$C^i_{tot}(t, s) = C^i_{in}(s) + C^i_{lc}(t, s)$$

Διακρίνονται δύο περιπτώσεις:

- <u>Εκθετική κατανομή</u>

$$C^i_{tot}(t, s) = C^i_{in}(s) + C^i_{lc}(t, s)$$

$$\boldsymbol{C^i_{tot}(t, s)} = \mathbf{4{,}900{,}000 + 2{,}937{,}946 = 7{,}837{,}946\ €}$$

- <u>Δυναμική κατανομή</u>

$$C^i_{tot}(t, s) = C^i_{in}(s) + C^i_{lc}(t, s)$$

$$\boldsymbol{C^i_{tot}(t, s)} = \mathbf{4{,}900{,}000 + 2{,}054{,}431 = 6{,}954{,}431\ €}$$

4.4 Εφαρμογή της μεθόδου στο γραμμικό προσομοίωμα

Το συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας για το γραμμικό μοντέλο, αποτελείται από το άθροισμα όλων των επιμέρους παραμέτρων του αρχικού κόστους κατασκευής, και της παρούσας αξίας του κόστους κύκλου ζωής, και υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$C_{tot}^{i}\,(\,t,s) = \;C_{in}^{i}(s) + \;C_{lc}^{i}\;(t,s)$$

4.4.1 Υπολογισμός του αρχικού κόστους Cin

Το αρχικό κόστος Cinγια το γραμμικό μοντέλο, ελήφθη ίδιο με αυτό του επιφανειακού, καθότι θεωρήθηκε ανεξάρτητο του τρόπου προσομοίωσης. Αναφέρεται στο συνολικό κόστος κατασκευής, το οποίο περιλαμβάνει το κόστος των υλικών (σκυρόδεμα, χάλυβας, όπλιση, κλπ), το κόστος εργασίας, καθώς και το κόστος των μη δομικών στοιχείων. Στη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια, υπολογίστηκε ίσο με 4,900,000€ (Πίνακας 4.2)

4.4.2 Προσδιορισμός του κόστους οριακών καταστάσεων Clc

Για τον προσδιορισμό του κόστους οριακών καταστάσεων, πρέπει πρώτα να καθοριστούν οι οριακές καταστάσεις βλαβών, που χαρακτηρίζουν τις σιδηρές κατασκευές και κατ' επέκταση τις ανεμογεννήτριες, όπως αυτές διατυπώθηκαν από το [Λαγαρό].Το κριτήριο βαθμονόμησης των οριακών καταστάσεων που χρησιμοποιήθηκε εδώ, είναι η μέγιστη εκτροπή της κορυφής του πυλώνα, και παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.9.

Πίνακας 4.9 Οριακές καταστάσεις βλαβών για ανεμογεννήτριες

Οριακή κατάσταση	Μέγιστη εκτροπή της κορυφής %
I (Καμία)	θ ≤0.30
II (Πολύ ελαφριά)	0.30< θ ≤0.36
III (Ελαφριά)	0.36< θ ≤0.56
IV (Μέση)	0.56< θ ≤1.20
V (Εκτεταμένη)	1.20< θ ≤3.00
VI (πολύ βαριά)	3.00< θ ≤8.00
VII (Κατάρρευση)	θ >8.00

Έχοντας ορίσει, λοιπόν τις οριακές καταστάσεις βλαβών, μπορεί, πλέον, να πραγματοποιηθεί ο υπολογισμός του κόστους οριακών καταστάσεων Clc,για το γραμμικό μοντέλο, ακολουθώντας τα βήματα που περιγράφονται αναλυτικότερα παρακάτω:

Βήμα 1^{ο}

Το κόστος οριακών καταστάσεων για την i-η οριακή κατάσταση υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$C_{lc}^{i} = C_{dam}^{i}(t,s) + C_{con}^{i}(t,s) + C_{ren}^{i}(t,s) + C_{inc}^{i}(t,s)$$

όπου

C_{dam}^{i} το κόστος αποκατάστασης ζημιών

C_{con}^{i} το κόστος απώλειας περιουσιακών στοιχείων

C_{ren}^{i} το κόστος ενοικίου

C_{inc}^{i} το κόστος απώλειας εισοδήματος

Για τον υπολογισμό αυτών των συνιστωσών, χρησιμοποιήθηκαν οι αντιπροσωπευτικές τιμές που έχουν βρεθεί από το Λαγαρό, οι οποίες σε συνδυασμό με κάποιους συντελεστές που εξαρτώνται από το επίπεδο συμπεριφοράς (Πίνακας 4.), δίνουν τα επιμέρους κόστη.

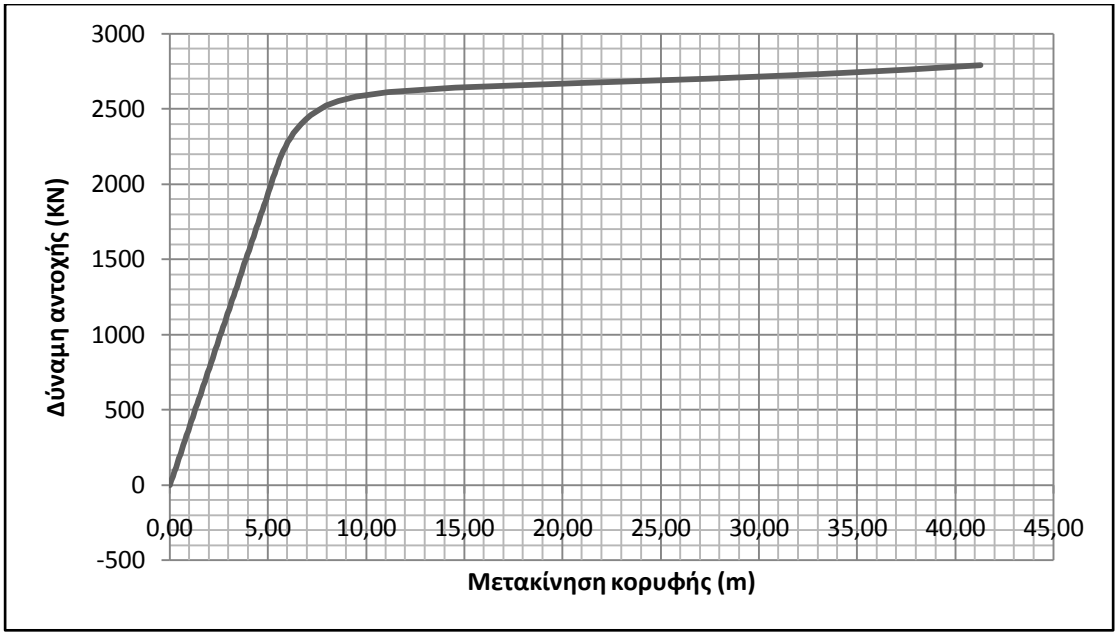
- C_{dam}^{i} = Κόστος αντικατάστασης [1,600,000€] · μέσος δείκτης ζημιών (mean damage index)
- C_{con}^{i} = Κόστος συστατικών μονάδος [2,000,000€]·μέσος δείκτης ζημιών (mean damage index)
- C_{ren}^{i} = Κόστος απώλειας ενοικίασης [5000€/μήνα/Km2] · απώλεια λειτουργίας (loss of function)
- C_{inc}^{i} = Κόστος μη λειτουργίας [50,000€/έτος] · απώλεια λειτουργίας (down time)

Συνδυάζοντας τους παραπάνω τύπους με τις τιμές του Πίνακα 4.10 προκύπτουν οι τιμές σε Ευρώ, των συνιστωσών του κόστους οριακών καταστάσεων για κάθε μια από τις οριακές αυτές καταστάσεις.

Πίνακας 4.10 Συντελεστές κόστους με βάση το επίπεδο συμπεριφοράς

Συντελεστές κόστους με βάση το επίπεδο συμπεριφοράς			
	mean damage index	**loss of function**	**down time**
I	0	0	0
II	0,5	0.9239404	0.9239404
III	5	3.3261853	3.3261853
IV	20	12.3808008	12.3808008
V	40	34.8325516	34.8325516
VI	80	65.4149775	65.4149775
VII	100	100	100

Στη συνέχεια, από την πραγματοποίηση της μη γραμμικής ανελαστικής ανάλυσης του πυλώνα της ανεμογεννήτριας στο λογισμικό Seismostruct, προκύπτουν τα αποτελέσματα και μορφώνεται η καμπύλη ικανότητάς της, η οποία παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.4.



Σχήμα 4.4 Καμπύλη ικανότητας της ανεμογεννήτριας

Για τα τρία επίπεδα κινδύνου που έχουν προσδιοριστεί, το σύνηθες, το σπάνιο και το ακραίο, υπολογίζεται από την ταχύτητα ανέμου η αντίστοιχη δύναμη στην κορυφή του πυλώνα, σύμφωνα με τη σχέση:

$$F_w = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot d \cdot A \cdot \overline{U}^2 \ (h)$$

Για την ανεμογεννήτρια Vestas V112 3.3 MW, τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της είναι:

A= 9.852 m^2

d= 1.1876 (kgr/m^3)

C_d= 0.9

Το αντίστοιχοdrift,υπολογίζεται από τη σχέση: $\theta = \frac{\mu\varepsilon\tau\alpha\kappa\ \acute{\iota}\nu\eta\sigma\eta\ \ (m)}{\acute{\upsilon}\psi o\varsigma\ \ H\ (m)}$ %

οπότε προκύπτουν τα στοιχεία του Πίνακα 4.11.

Πίνακας 4.11 Δύναμη στην κορυφή του πυλώνα για κάθε επίπεδο κινδύνου

Ακραία κατάσταση	Ταχύτητα (m/s)	Δύναμη Fw (KN)	Μετατόπιση από την καμπύλη ικανότητας (m)	drift %
Συνήθης	4	83.702592	0.21	0.175
Σπάνια	25	2543.0475	8.42	7.0167
Ακραία	36	5649.92496	15	12.5

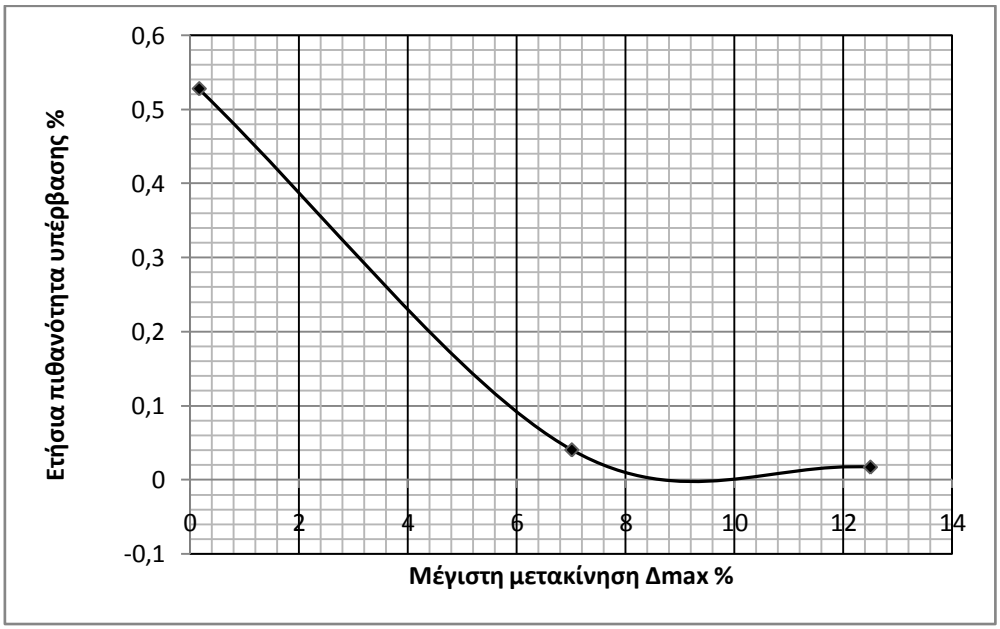
Βήμα 2ο

Έχοντας υπολογίσει, λοιπόν τη μέγιστη εκτροπή της κορυφής για κάθε επίπεδο κινδύνου, και λαμβάνοντας τις τιμές της ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης οι οποίες αντιστοιχούν σε αυτά, μπορούμε να σχηματίσουμε τρία ζεύγη $\bar{P}$-Δ (όσες και οι ακραίες περιπτώσεις). Με βάση αυτά τα ζεύγη ορίζεται μια καμπύλη στο πρόγραμμα Excel . Στη συνέχεια ορίζεται άλλη μια καμπύλη συσχέτισης, η οποία είτε είναι εκθετική, της μορφής $\bar{P}(\Delta>\Delta_i) = \gamma \cdot e^{(-k \cdot \Delta i)}$,είτε μορφής δύναμης $\bar{P}(\Delta>\Delta i) = \gamma \cdot x^{(-k \cdot \Delta i)}$, με στόχο την καλύτερη δυνατή προσέγγιση της αρχικής καμπύλης.

Τα τρία ζεύγη ετήσιας πιθανότητας υπέρβασης-μέγιστης εκτροπής κορυφής δίνονται στον Πίνακα 4.12 και η αντίστοιχη καμπύλη στο Σχήμα 4.5.

Πίνακας 4.12 Μέγιστη εκτροπή κορυφής πυλώνα κι αντίστοιχη ετήσια πιθανότητα υπέρβασης

Ακραία κατάσταση	Μέγιστη εκτροπή κορυφής %	Ετήσια πιθανότητα υπέρβασης %
Συνήθης	0.175	0.5272
Σπάνια	7.0167	0.04
Ακραία	12.5	0.0167



Σχήμα 4.5 Εκθετική καμπύλη $\bar{P}$-Δ για το γραμμικό μοντέλο

Βήμα 3ο

Αφού βρεθούν οι τιμές των συντελεστών γ,k, που είναι χαρακτηριστικές της συμπεριφοράς της ανεμογεννήτριας, υπολογίζεται η ετήσια πιθανότητα ύπαρξης του

ορίου της μέγιστης μετακίνησης κορυφής, για κάθε μία από τις οριακές καταστάσεις από τον τύπο:

$$\bar{P}(\Delta>\Delta_i) = \gamma \cdot e^{(-k \cdot \Delta i)}$$

αν η εκθετική κατανομή προσεγγίζει καλύτερα την καμπύλη ή από τον τύπο:

$$\bar{P}(\Delta>\Delta i) = \gamma \cdot x^{(-k \cdot \Delta i)}$$

αν η δυναμική κατανομή προσεγγίζει καλύτερα την αρχική καμπύλη.

Βήμα 4ο

Κατόπιν, υπολογίζεται η ετήσια πιθανότητα υπέρβασης της οριακής κατάστασης, η οποία ισούται με:

$$\bar{P}(\Delta>\Delta_i) = -\frac{1}{\nu \cdot t} \cdot \ln\left[1-\bar{P}(\Delta>\Delta_i)\right]$$

όπου

t: η χρονική παράμετρος που αντιπροσωπεύει τη διάρκεια ζωής της κατασκευής – εδώ λαμβάνεται ίση με 1, ώστε να αντιπροσωπεύει την ετήσια πιθανότητα.

και ν: ο ετήσιος ρυθμός ύπαρξης σημαντικών ανέμων – εδώ ίσος με 0.5

Βήμα 5ο

Υπολογίζεται η πιθανότητα να συμβεί η ioριακή κατάσταση (δηλαδή η πιθανότητα υπέρβασής της), δεδομένου ότι θα συμβεί ο άνεμος (conditional probability), από τη σχέση:

$$\bar{P}i = \bar{P}i(\Delta>\Delta_i) - \bar{P}_{i+1}(\Delta>\Delta_{i+1})$$

όπου $\bar{P}_{i+1}(\Delta>\Delta_{i+1})$: είναι η πιθανότητα υπέρβασης που υπολογίστηκε στο βήμα 4ο για την επόμενη οριακή κατάσταση από αυτή που εξετάζεται(προφανώς για την οριακή κατάσταση 7, η οποία είναι η τελευταία, η πιθανότητα λαμβάνεται μηδενική)

Βήμα 6ο

Υπολογίζεται η τελική τιμή του κόστους οριακών καταστάσεων από τη σχέση:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1- e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7}(Clc \cdot \bar{P}i)$$

όπου λ: ο ετήσιος στιγμιαίος ρυθμός πληθωρισμού, ο οποίος θεωρείται σταθερός (κάτι που σύμφωνα με τον Rackwitz είναι αρκετά ακριβές για τις πρακτικές περιπτώσεις) και είναι ίσος με 2%, τιμή αντιπροσωπευτική για την Ελλάδα – με αυτόν τον τρόπο υπολογίζεται η τιμή του κόστους οριακών καταστάσεων σε παρούσες μονάδες.

4.4.2.1 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για εκθετική κατανομή

Με βάση την καμπύλη του Σχήματος 4.5 ορίστηκε στο πρόγραμμα Excel η εκθετική καμπύλη της μορφής $\bar{P}(\Delta>\Delta_i) = \gamma \cdot e^{(-k \cdot \Delta i)}$ με συντελεστές γ = 0,455 και k = 0,243. Στη

συνέχεια, ακολουθήθηκαν τα βήματα που περιγράφηκαν παραπάνω και προσδιορίστηκαν όλες οι επιμέρους πιθανότητες που αφορούν στο κόστος οριακών καταστάσεων (Πίνακας 4.13).

Πίνακας 4.13 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για εκθετική καμπύλη

Οριακή κατάσταση	δ (m)	Βοηθητικοί Συντελεστές		$P^-_i = \gamma \times e^{(-k \times \alpha)}$	P_i=-ln (1-P^-_i)	P_{i+1}	P_i-P_{i+1}
		γ	k				
1	0.4	0.45	0.243	0.00	0	0.5084	-0.5084
2	0.5	0.45	0.243	0.40	0.5084	0.4628	0.04553
3	0.8	0.45	0.243	0.37	0.4628	0.3693	0.09354
4	1.55	0.45	0.243	0.31	0.3693	0.1769	0.19234
5	4.2	0.45	0.243	0.16	0.1769	0.0316	0.14538
6	11	0..45	0.243	0.03	0.0316	0.0118	0.01974
7	15	0.45	0.243	0.01	0.0118	0	0.01182

Το κόστος οριακών καταστάσεων για την περίπτωση αυτή υπολογίστηκε:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1 - e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7} (Clc \cdot \bar{P}i) = \mathbf{4,681,082\ €}$$

t = 25 έτη

λ = 2 %

4.4.2.2 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για κατανομή δύναμης

Με βάση την καμπύλη του Σχήματος 4.3 ορίστηκε στο πρόγραμμα Excel η δυναμική καμπύλη της μορφής$\bar{P}$(Δ>Δi) = $\gamma \cdot x^{(-k \cdot \Delta i)}$, με συντελεστές γ = 0,165 και k = 0,76. Στη συνέχεια, ακολουθήθηκαν τα βήματα που περιγράφηκαν παραπάνω και προσδιορίστηκαν όλες οι επιμέρους πιθανότητες που αφορούν στο κόστος οριακών καταστάσεων (Πίνακας 4.14).

Πίνακας 4.14 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για κατανομή δύναμης

Οριακή κατάσταση	δ (m)	Βοηθητικοί Συντελεστές		$P^-_i = \gamma \cdot x^{(-k \cdot \Delta i)}$	P_i=-ln (1-P^-_i)	P_{i+1}	P_i-P_{i+1}
		γ	k				
1	0.4	0.165	0.76	0.00	0	0.3277	0.32771
2	0.5	0.165	0.76	0.28	0.32771	0.2175	0.11018
3	0.8	0.165	0.76	0.20	0.21753	0.1259	0.09167
4	1.55	0.165	0.76	0.12	0.12586	0.057	0.06882
5	4.2	0.165	0.76	0.06	0.05703	0.027	0.03
6	11	0.165	0.76	0.03	0.02703	0.0213	0.00574
7	15	0.165	0.76	0.02	0.02129	0	0.02129

Το κόστος οριακών καταστάσεων για την περίπτωση αυτή υπολογίστηκε:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1 - e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7} (Clc \cdot \bar{P}i) = \mathbf{2{,}181{,}071\ €}$$

t = 25 έτη

λ = 2 %

4.4.3 Προσδιορισμός του ολικού κόστους κύκλου ζωής $Ctot$

Έχοντας υπολογίσει το αρχικό κόστος και το κόστος οριακών καταστάσεων σύμφωνα με τα παραπάνω, μπορεί πλέον να υπολογιστεί και το συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας από τη σχέση που έχει προαναφερθεί, δηλαδή:

$$C_{tot}^{i}(t, s) = C_{in}^{i}(s) + C_{lc}^{i}(t, s)$$

Διακρίνονται δύο περιπτώσεις:

- <u>Εκθετική κατανομή</u>

$$C_{tot}^{i}(t, s) = C_{in}^{i}(s) + C_{lc}^{i}(t, s)$$

$$\boldsymbol{C_{tot}^{i}(t, s)} = \mathbf{4{,}900{,}000 + 4{,}681{,}082 = 9{,}581{,}082€}$$

- <u>Δυναμική κατανομή</u>

$$C_{tot}^{i}(t, s) = C_{in}^{i}(s) + C_{lc}^{i}(t, s)$$

$$\boldsymbol{C_{tot}^{i}(t, s)} = \mathbf{4{,}900{,}000 + 2{,}181{,}071 = 7{,}081{,}071€}$$

4.5 Εφαρμογή της μεθόδου στο γραμμικό προσομοίωμα, με βάση τη θεώρηση για το επιφανειακό

Στο στάδιο αυτό, πραγματοποιήθηκε η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής στο υπολογιστικό προσομοίωμα με τα γραμμικά πεπερασμένα στοιχεία, ωστόσο, στο βήμα του καθορισμού των οριακών καταστάσεων, για τον υπολογισμό του κόστους οριακών καταστάσεων, επιλέχθηκαν οι καταστάσεις, όπως αυτές είχαν διαμορφωθεί σύμφωνα με το κριτήριο λυγισμού του χάλυβα στο επιφανειακό μοντέλο.

Λαμβάνοντας υπόψη πως το αρχικό κόστοςCinπαρέμεινε σταθερό και ίσο με 4,900,000 €, η διαδικασία που ακολουθήθηκε για τον υπολογισμό του κόστους οριακών καταστάσεων είναι η ίδια, όπως περιγράφτηκε παραπάνω για το γραμμικό μοντέλο, με τη μόνη διαφορά να εντοπίζεται στην διαφορετική οριοθέτηση των οριακών καταστάσεων βλαβών. Εν προκειμένω, η βαθμονόμηση έγινε με βάση τις τιμές της μέγιστης εκτροπής κορυφής του πυλώνα, οι οποίες αντιστοιχούσαν στα επίπεδα λυγισμού του χάλυβα, όπως αυτά προέκυψαν κατά τη θεώρηση του επιφανειακού προσομοιώματος. Η νέα βαθμονόμηση, παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.15.

Πίνακας 4.15 Οριακές καταστάσεις βλαβών

Οριακή κατάσταση	Μέγιστη εκτροπή της κορυφής %
I (Καμία)	θ ≤ 4.28
II (Πολύ ελαφριά)	4.28 < θ ≤ 4.45
III (Ελαφριά)	4.45 < θ ≤ 4.53
IV (Μέση)	4.53 < θ ≤ 4.74
V (Εκτεταμένη)	4.74 < θ ≤ 5.15
VI (πολύ βαριά)	5.15 < θ ≤ 7.60
VII (Κατάρρευση)	θ > 7.60

Κατ' αυτόν τον τρόπο, η εφαρμογή της διαδικασίας ανάλυσης κόστους, πραγματοποιήθηκε με διαφορετικές τιμές ορίων στις επιμέρους καταστάσεις βλαβών, και ως αποτέλεσμα, προέκυψαν διαφορετικές τιμές κόστους οριακών καταστάσεων Clc, ανάλογα με την συνάρτηση συσχέτισης που επιλέχθηκε.

4.5.1 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για εκθετική κατανομή

Με βάση την καμπύλη του Σχήματος 4.5 ορίστηκε στο πρόγραμμα Excel η εκθετική συνάρτηση συσχέτισης της μορφής $\bar{P}(\Delta>\Delta_i) = \gamma \cdot e^{(-k \cdot \Delta i)}$ με συντελεστές γ = 0,450 και k = 0,230.Τα επιμέρους βήματα υπολογισμού του κόστους οριακών καταστάσεων συνοψίζονται στον Πίνακα 4.16

Πίνακας 4.16 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για εκθετική κατανομή

Οριακή κατάσταση	δ (m)	Βοηθητικοί Συντελεστές		$P^-_i = \gamma \times e^{(-k \times \alpha)}$	$P_i=-\ln(1-P^-_i)$	P_{i+1}	P_i-P_{i+1}
		γ	k				
1	5.12	0.450	0.230	0.000	0.000	0.141	-0.141
2	5.34	0.450	0.230	0.132	0.141	0.138	0.003
3	5.44	0.450	0.230	0.129	0.138	0.130	0.008
4	5.68	0.450	0.230	0.122	0.130	0.114	0.015
5	6.2	0.450	0.230	0.108	0.114	0.056	0.059
6	9.2	0.450	0.230	0.054	0.056	0.014	0.041
7	15	0.450	0.230	0.014	0.014	0.000	0.014

Έτσι, το κόστος οριακών καταστάσεων για την περίπτωση αυτή προκύπτει:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1- e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7}(Clc \cdot \bar{P}i) = \mathbf{2{,}805{,}148\ €}$$

t = 25 έτη

λ = 2 %

4.5.2 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για κατανομή δύναμης

Με βάση την καμπύλη του Σχήματος 4.5 ορίστηκε, τώρα, στο πρόγραμμα Excel η συνάρτηση συσχέτισης μορφής δύναμης:$\bar{P}$(Δ>Δi) = γ ·x$^{(-k\cdot \Delta i)}$, $^{)}$με συντελεστές γ = 0,167 και k = 0,720. Τα επιμέρους βήματα υπολογισμού του κόστους οριακών καταστάσεων συνοψίζονται στον Πίνακα 4.17

Πίνακας 4.17 Υπολογισμός κόστους οριακών καταστάσεων για κατανομή δύναμης

Οριακή κατάσταση	δ (m)	Βοηθητικοί Συντελεστές		$P^-_i = \gamma \times e^{(-k \times \Delta i)}$	P_i=-ln (1-P^-_i)	P_{i+1}	P_i-P_{i+1}
		γ	k				
1	5.12	0.167	0.720	0.000	0.000	0.051	-0.051
2	5.34	0.167	0.720	0.050	0.051	0.051	0.001
3	5.44	0.167	0.720	0.049	0.051	0.049	0.002
4	5.68	0.167	0.720	0.048	0.049	0.046	0.003
5	6.2	0.167	0.720	0.045	0.046	0.034	0.012
6	9.2	0.167	0.720	0.034	0.034	0.024	0.010
7	15	0.167	0.720	0.024	0.024	0.000	0.024

Έτσι, το κόστος οριακών καταστάσεων για την περίπτωση αυτή προκύπτει:

$$Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1- e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7}(Clc \cdot \bar{P}i) = \mathbf{1{,}385{,}139\ €}$$

t = 25 έτη

λ = 2 %

4.5.3 Προσδιορισμός του ολικού κόστους κύκλου ζωής $Ctot$

Έχοντας ως δεδομένη λοιπόν, την τιμή του αρχικού κόστους και υπολογίζοντας το κόστος οριακών καταστάσεων σύμφωνα με τα παραπάνω, μπορεί πλέον να υπολογιστεί και το συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας από τη σχέση που έχει προαναφερθεί, δηλαδή:

$$C^i_{tot}\,(t,s) = C^i_{in}(s) + C^i_{lc}\,(t,s)$$

Διακρίνονται δύο περιπτώσεις:

- <u>Εκθετική κατανομή</u>

$$C^i_{tot}\,(t,s) = C^i_{in}(s) + C^i_{lc}\,(t,s)$$

$\boldsymbol{C^i_{tot}(t,s)}$ **= 4,900,000 + 2,805,148 = 7,705,148€**

- Κατανομή δύναμης

$$C_{tot}^{i}\,(\,t,s) = \;C_{in}^{i}(s) + \;C_{lc}^{i}\;(t,s)$$

$$\boldsymbol{C_{tot}^{i}(\,t,s)} = \mathbf{4{,}900{,}000 + 1{,}385{,}139 = 6{,}285{,}139€}$$

Στον Πίνακα 4.18, παρουσιάζονται οι τελικές τιμές του κόστους κύκλου ζωής, όπως προέκυψαν από τις διαφορετικές συναρτήσεις συσχέτισης, στα δύο προσομοιώματα που εξετάστηκαν.

Πίνακας 4.18 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα ανάλυσης κόστους σε ανεμογεννήτριες

Συνάρτηση συσχέτισης	Υπολογιστικό Προσομοίωμα		
	Επιφανειακό	Γραμμικό	
Εκθετική κατανομή	**7,837,946 €**	**9,581,082 €**	**7,705,148 €**
Κατανομή Δυνάμεως	**6,954,431 €**	**7,081,071 €**	**6,285,139€**

Η ερμηνεία και η επεξεργασία των αποτελεσμάτων, αποτελεί αντικείμενο του επόμενου κεφαλαίου.

5

Αποτελέσματα –Συγκρίσεις

5.1 Γενικά

Στο προηγούμενο κεφάλαιο, πραγματοποιήθηκε η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής της ανεμογεννήτριας V112 3.3MW, που εξετάζεται. Η διαδικασία εφαρμόστηκε στα δύο διαφορετικά μοντέλα προσομοίωσης, το μοντέλο κελύφους με επιφανειακά πεπερασμένα στοιχεία και το ραβδωτό με γραμμικά πεπερασμένα στοιχεία. Για το μεν πρώτο, η ανάλυση έγινε με βάση τα όρια που ορίσθηκαν για το ποσοστό της επιφάνειας λυγισμού του χάλυβα της περιφέρειας του πυλώνα, ενώ για το δεύτερο, η ανάλυση έγινε με βάση τα όρια της μέγιστης επιτρεπόμενης μετακίνησης της κορυφής του. Σε όλες τις αναλύσεις χρησιμοποιήθηκαν και οι δυο κατανομές συσχέτισης που μπορούν να προσεγγίσουν καλύτερα τη συμπεριφορά της ανεμογεννήτριας, η εκθετική και αυτή της δυνάμεως, και προέκυψαν τα διαφορετικά αποτελέσματα.

Παράλληλα, εξετάστηκε και η περίπτωση της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής στο γραμμικό μοντέλο, σύμφωνα με τη θεώρηση του επιφανειακού. Έτσι, οι οριακές καταστάσεις βλαβών βαθμονομήθηκαν κάνοντας χρήση των ορίων της μέγιστης μετακίνησης κορυφής που προέκυψαν από την ανάλυση του επιφανειακού, ούτως ώστε να υπάρχει πλήρης εικόνα για τη συμπεριφορά της ανεμογεννήτριας, συναρτήσει του κόστους στη διάρκεια ζωής της.

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από όλες τις περιπτώσεις, αναλύθηκαν και ταξινομήθηκαν, με στόχο να αποτελέσουν το πληρέστερο εργαλείο απόδοσης της οικονομοτεχνικής συμπεριφοράς της ανεμογεννήτριας στα χέρια του οποιουδήποτε ενδιαφερόμενου. Στο πλαίσιο αυτό έγινε σύγκριση τόσο του συνολικού κόστους στον κύκλο ζωής της ανεμογεννήτριας, με βάση τις τιμές όλων των περιπτώσεων, όσο και του πιθανού κέρδους στη διάρκεια ζωής της, σε σχέση με την ετήσια ηλεκτρική ενέργεια προς πώληση που παράγεται.

Ιδιαίτερα δε, σε ότι αφορά το σκέλος της επεξεργασίας των αποτελεσμάτων για την αποτίμηση της συνολικής επένδυσης, απαραίτητη είναι η παράθεση όλων των παραμέτρων που καθορίζουν, τόσο τα στοιχεία της ηλεκτροπαραγωγής της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας, όσο και των τρεχόντων οικονομικών όρων που διέπουν τέτοιου είδους επενδύσεις.

5.2 Αποτελέσματα κόστους κύκλου ζωής για τις περιπτώσεις ανάλυσης

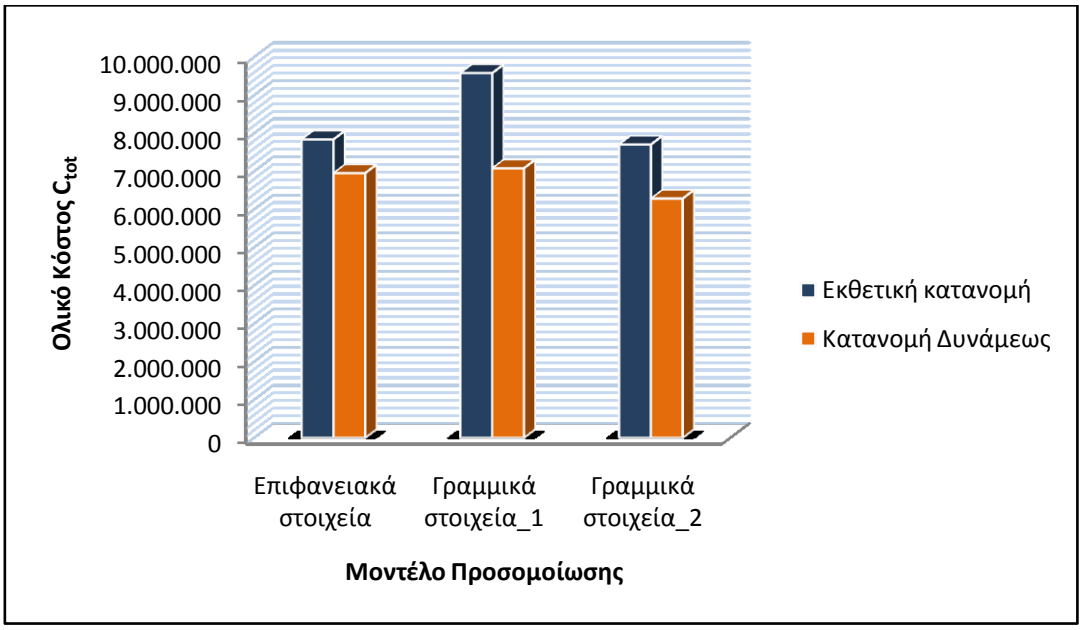
Από την εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής του προηγούμενου κεφαλαίου, προέκυψαν τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα του Πίνακα 5.1. Για το κάθε υπολογιστικό προσομοίωμα που εξετάστηκε, αλλά και τις διαφορετικές συναρτήσεις

συσχέτισης που επελέγησαν, προκύπτουν τελικά έξι τιμές συνολικού κόστους κύκλου ζωής, για τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια.

Πίνακας 5.1 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα ανάλυσης κόστους σε ανεμογεννήτριες

Συνάρτηση συσχέτισης	Υπολογιστικό Προσομοίωμα		
	Επιφανειακό	Γραμμικό	
Εκθετική κατανομή	**7,837,946 €**	**9,581,082 €**	**7,705,148 €**
Κατανομή Δυνάμεως	**6,954,431 €**	**7,081,071 €**	**6,285,139€**

Με βάση αυτά τα αποτελέσματα, μορφώνεται και το παρακάτω γράφημα (Σχήμα 5.1), το οποίο παρουσιάζει τη γραφική απεικόνιση των τελικών τιμών του κόστους για όλες τις περιπτώσεις.



Σχήμα 5.1 Γραφική απεικόνιση τιμών κόστους για τις εξεταζόμενες περιπτώσεις

Ερμηνεύοντας τα αποτελέσματα, είναι προφανής η διαπίστωση πως για την ανεμογεννήτρια VESTAS V112 3.3 MW που εξετάζεται στην παρούσα εργασία, το συνολικό κόστος στη διάρκεια ζωής της κυμαίνεται μεταξύ των τιμών 6,285,139 και 9,581,082 Ευρώ. Αδιαμφισβήτητα πρόκειται για ένα εύρος διακύμανσης αρκετά μεγάλο, μιας και ξεπερνά ως ποσοστό το 67% του ολικού αρχικού κόστους.

Ο μέσος όρος των τιμών του συνολικού κόστους κύκλου ζωής, προκύπτει ίσος με 7,574,136 €, τιμή η οποία προσεγγίζει τα αποτελέσματα της ανάλυσης του επιφανειακού προσομοιώματος και του γραμμικού με τη θεώρηση του επιφανειακού, λαμβάνοντας ως συνάρτηση συσχέτισης την εκθετική (7,837,946 € και 7,705,148€ αντίστοιχα).

Οι τιμές του κόστους που εμφανίζουν τη μεγαλύτερη απόκλιση από τη μέση τιμή, είναι αυτές που προέκυψαν από την απλή ανάλυση του γραμμικού μοντέλου για την εκθετική συνάρτηση (9,581,082€), αλλά κι αυτή από την ανάλυση του γραμμικού με τη θεώρηση του επιφανειακού, για τη συνάρτηση δύναμης(6,285,139€).

Έτσι, αν εξαιρεθούν αυτές οι τιμές, τότε η διακύμανση που προκύπτει στο κόστος είναι της τάξεως των 880,000€, ποσοστό 17% του ολικού αρχικού κόστους. Ο νέος μέσος όρος του κόστους, προκύπτει 7,394,649 €.

Αναλυτικότερα, στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζονται οι δείκτες Clc/Clc,m , Ctot/Ctot,m και Clc/Cinγια κάθε περίπτωση, παρέχοντας πληροφορίες για όλες τις πιθανές συγκρίσεις των επιμέρους κοστών. Σχετικά με τον δείκτη Clc/Clc,m,διαπιστώνεται πως το κόστος οριακών καταστάσεων του γραμμικού μοντέλου για εκθετική κατανομή συσχέτισης, είναι αυτό το οποίο έχει τη μικρότερη απόκλιση από τη μέση τιμή. Το ολικό κόστος του ίδιου μοντέλου ανάλυσης, είναι και αυτό που έχει και τη μικρότερη απόκλιση από τη μέση τιμή των ολικών κοστών, όπως εκφράζεται από το δείκτη, Ctot/Ctot,m. Τέλος, το γραμμικό μοντέλο για συνάρτηση συσχέτισης δύναμης, είναι εκείνο που παρουσιάζει κόστος οριακών καταστάσεων με τη μικρότερη αναλογία ως προς το ολικό αρχικό κόστος της ανεμογεννήτριας(δείκτης Clc/Cin).

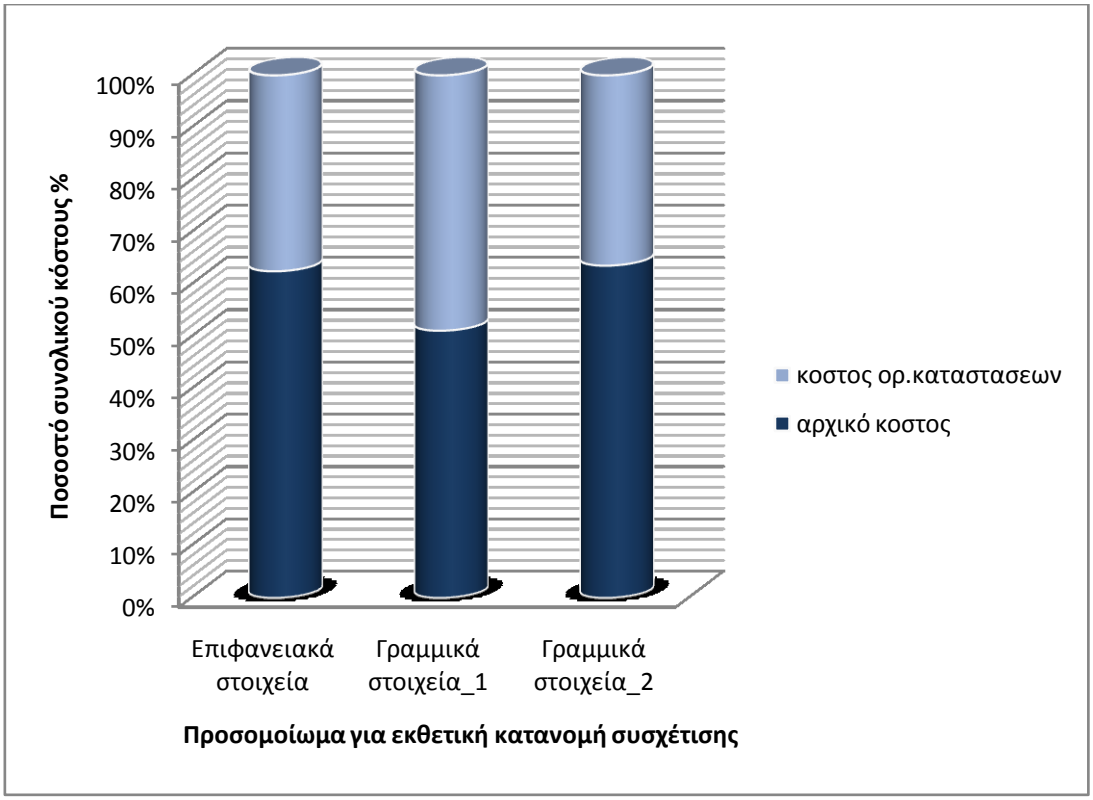
Πίνακας 5.2 Συγκριτικοί δείκτες για όλα τα επιμέρους κόστη

Συνάρτηση συσχέτισης	Υπολογιστικό Προσομοίωμα	Clc	Clc/Clc,m	Ctot	C tot/ Ctot,m	Clc/Cin
Εκθετική κατανομή	*Επιφανειακά στοιχεία*	2,937,946	1.10	**7,837,946**	1.03	0.60
	Γραμμικά στοιχεία_1	4,681,082	1.75	**9,581,082**	1.26	0.96
	Γραμμικά στοιχεία_2	2,805,148	1.05	**7,705,148**	1.02	0.57
Κατανομή Δυνάμεως	*Επιφανειακά στοιχεία*	2,054,431	0.77	**6,954,431**	0.92	0.42
	Γραμμικά στοιχεία_1	2,181,071	0.82	**7,081,071**	0.93	0.45
	Γραμμικά στοιχεία_2	1,385,139	0.52	**6,285,139**	0.83	0.28

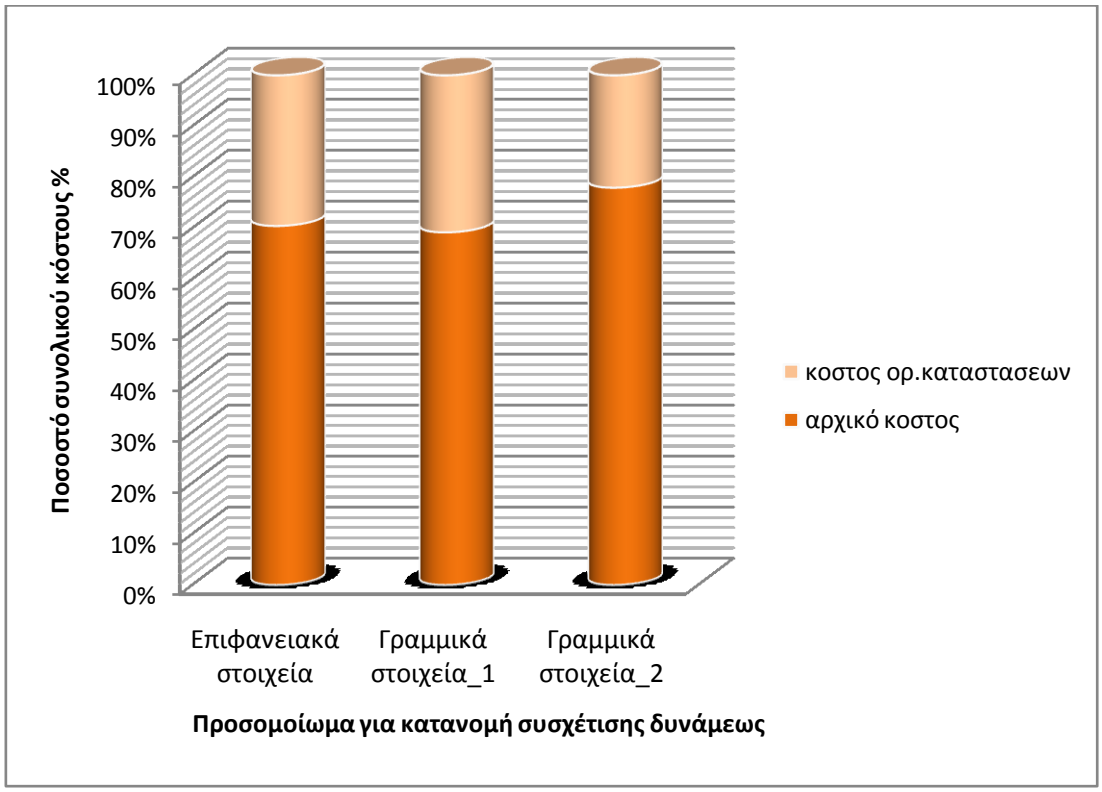
Σε ότι αφορά την κατανομή του τελικού κόστους, ως άθροισμα του αρχικού και του κόστους οριακών καταστάσεων για το κάθε προσομοίωμα που εξετάστηκε, αυτή αποτυπώνεται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 5.3 και αναλυτικότερα στα Σχήματα 5.2 και 5.3 για την εκθετική και την δυναμική συνάρτηση συσχέτισης, αντίστοιχα.

Πίνακας 5.3 Επιμέρους κόστη για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις

	Κόστος	Επιφανειακά στοιχεία	Γραμμικά στοιχεία_1	Γραμμικά στοιχεία_2
Εκθετική κατανομή	Αρχικό κόστος	**4,900,000**	**4,900,000**	**4,900,000**
	Κόστος ορ.καταστάσεων	**2,937,946**	**4,681,082**	**2,805,148**
Κατανομή Δυνάμεως	Αρχικό κόστος	**4,900,000**	**4,900,000**	**4,900,000**
	Κόστος ορ.καταστάσεων	**2,054,431**	**2,181,071**	**1,385,139**



Σχήμα 5.2 Ποσοστιαία κατανομή επιμέρους κοστών για εκθετική κατανομή



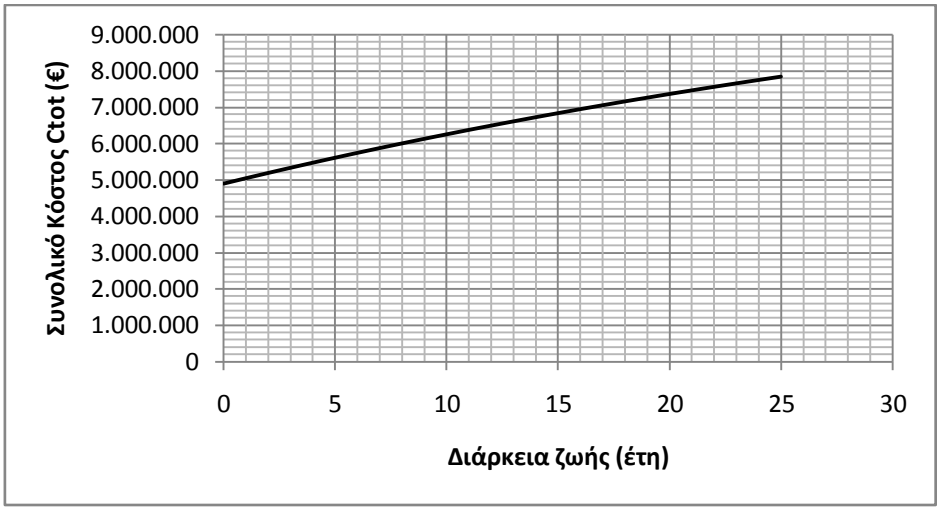
Σχήμα 5.3 Ποσοστιαία κατανομή επιμέρους κοστών για κατανομή δυνάμεως

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, χρησιμοποιήθηκε και η καμπύλη κόστους - χρόνου, για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση, ως εργαλείο για την αποτύπωση της διακύμανσης του συνολικού κόστους στον κύκλο ζωής της ανεμογεννήτριας. Συγκεκριμένα, στον τελικό τύπο υπολογισμού του κόστους οριακών καταστάσεων, όπως αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο: $Clc(t, s) = \frac{\nu}{\lambda} \cdot (1- e^{-\lambda t}) \cdot \sum_{i=1}^{7}(Clc \cdot \bar{P}i)$, δόθηκαν διακριτές τιμές στο χρόνο t οι οποίες κυμαίνονταν από 0 έως 25 (όσα τα συνήθη συνολικά έτη διάρκειας ζωής μιας ανεμογεννήτριας) , ανά σταθερό διάστημα ενός έτους και με βάση αυτές εξήχθη το αντίστοιχο κόστος. Αυτό, προστιθέμενο στο αρχικό κόστος της ανεμογεννήτριας, έδωσε το συνολικό ετήσιο κόστος για κάθε έτος της διάρκειας ζωής της. Με αυτόν τον τρόπο, καθίσταται ευκολότερος ο προσδιορισμός του συνολικού κόστους της ανεμογεννήτριας, για κάθε έτος λειτουργίας της.

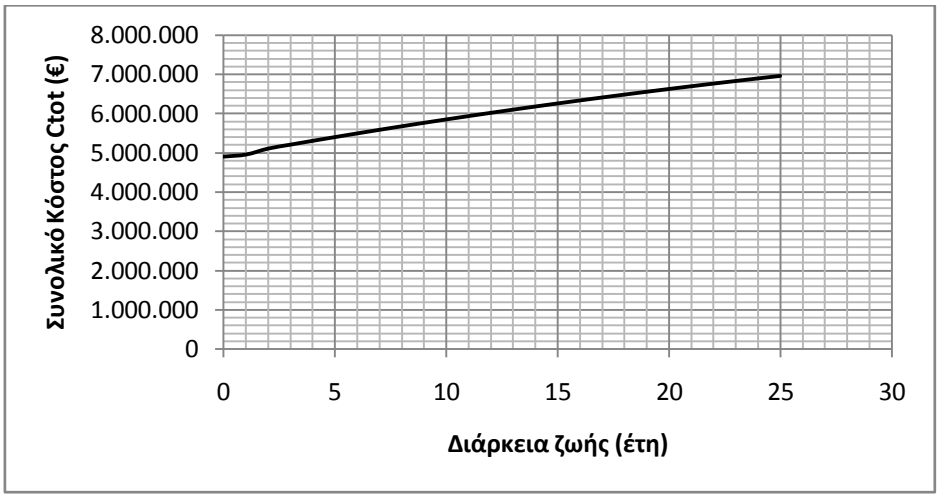
Ενδεικτικά, για την περίπτωση του μοντέλου με τα στοιχεία κελύφους παρατίθεται ο Πίνακας 5.4 με τα στοιχεία υπολογισμού και η αντίστοιχη καμπύλη κόστους – χρόνου. Οι καμπύλες κόστους – χρόνου για τις υπόλοιπες περιπτώσεις, παρατίθενται στη συνέχεια.

Πίνακας 5.4 Στοιχεία υπολογισμού του ολικού κόστους στη διάρκεια ζωής

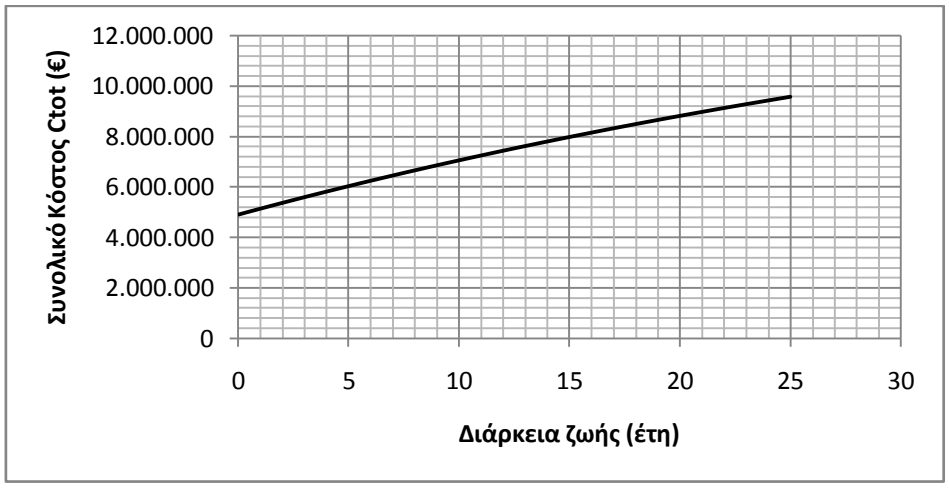
t	$(\nu/\lambda)x(1-e^{(-\lambda x t)})$	Ctot
0	0	4,900,000
1	0,495	5,047,852
2	0,980	5,192,776
3	1,455	5,334,831
4	1,922	5,474,072
5	2,379	5,610,557
6	2,826	5,744,339
7	3,266	5,875,472
8	3,696	6,004008
9	4,118	6,129,999
10	4,531	6,253,496
11	4,937	6,374,547
12	5,334	6,493201
13	5,723	6,609,505
14	6,105	6,723,507
15	6,479	6,835,251
16	6,846	6,944,783
17	7,205	7,052145
18	7,558	7,157,382
19	7,903	7,260,535
20	8,241	7,361,645
21	8,573	7,460753
22	8,899	7,557,899
23	9,217	7,653,121
24	9,530	7,746,457
25	9,836	7,837,946



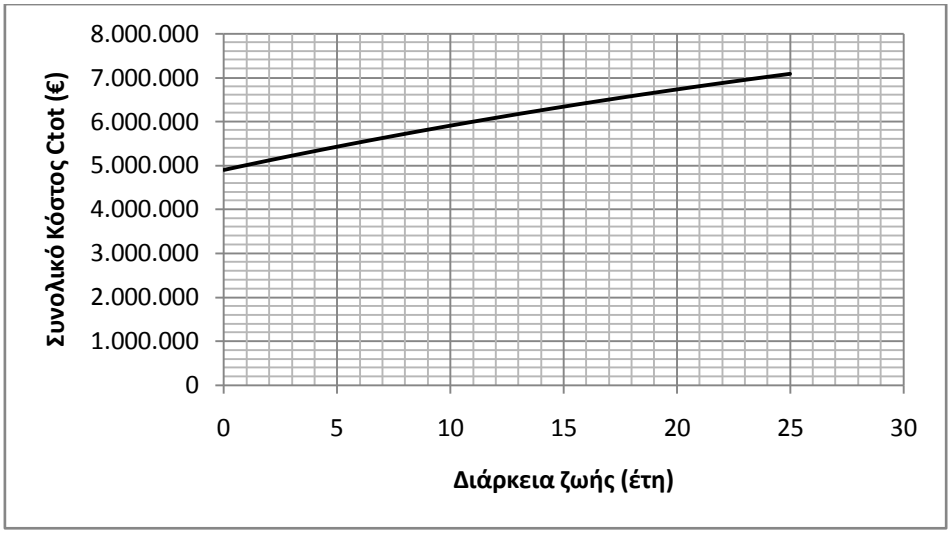
Σχήμα 5.4 Καμπύλη κόστους – χρόνου για επιφανειακό προσομοίωμα (εκθ. κατανομή)



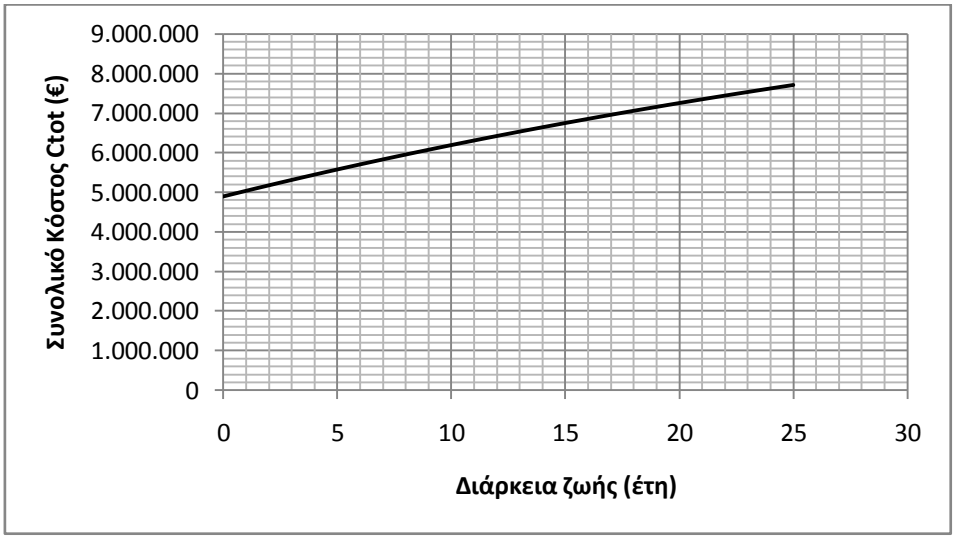
Σχήμα 5.5 Καμπύλη κόστους – χρόνου για επιφανειακό προσομοίωμα (κατανομή δύναμης)



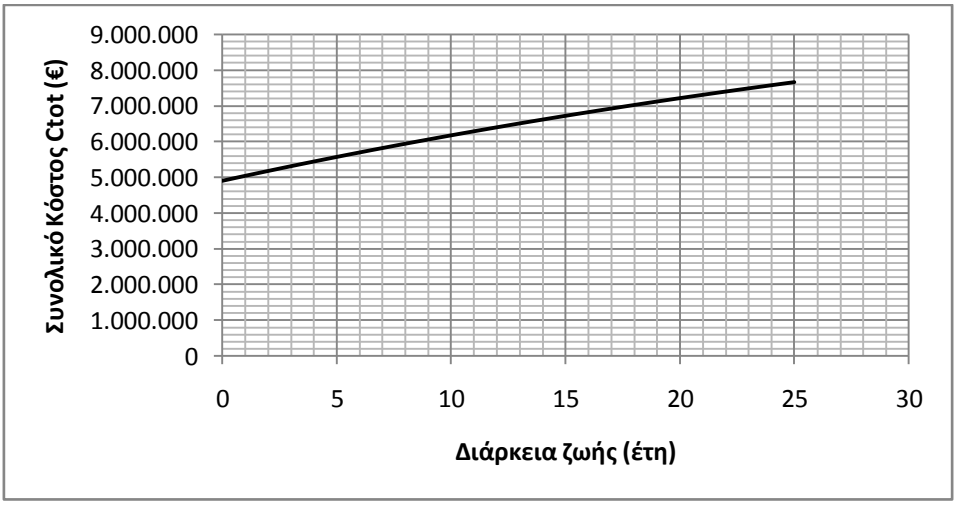
Σχήμα 5.6 Καμπύλη κόστους – χρόνου για γραμμικό προσομοίωμα_1 (εκθ. κατανομή)



Σχήμα 5.7 Καμπύλη κόστους – χρόνου για γραμμικό προσομοίωμα_1(κατανομή δύναμης)



Σχήμα 5.8 Καμπύλη κόστους – χρόνου για γραμμικό προσομοίωμα_2 (εκθ. κατανομή)



Σχήμα 5.9 Καμπύλη κόστους – χρόνου για γραμμικό προσομοίωμα_2(κατανομή δύναμης)

5.3 Στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής

5.3.1 Ταχύτητα ανέμου

Για τον υπολογισμό της ταχύτητας του ανέμου στο ύψος του πύργου χρησιμοποιείται η σχέση που αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4:

$$\overline{U}(h) = \overline{U}_g \cdot \frac{\ln\frac{h}{z_0}}{\ln\frac{h_{ref}}{z_0}}$$

όπου

$\overline{U}$(h) η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος h(m/s)
$\overline{U}_g$ η μέση ταχύτητα του ανέμου στο ύψος αναφοράς (m/s)
h_{ref} το ύψος αναφοράς, συνήθως ίσο με 10m
z_o το ύψος τραχύτητας(m)

5.3.2 Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς

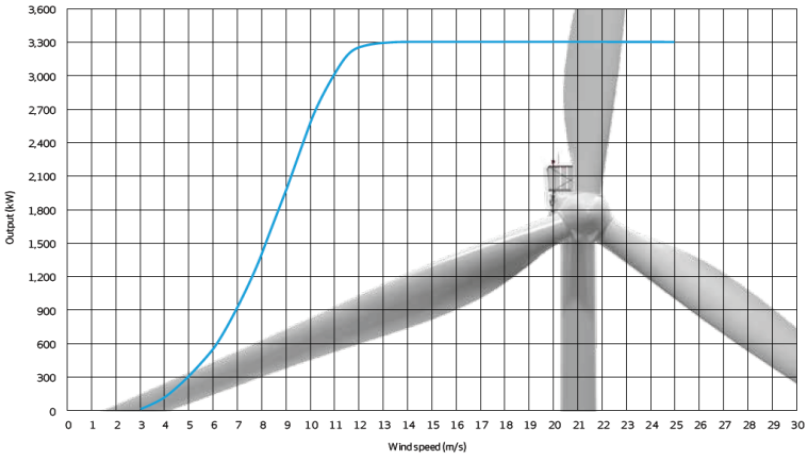
Η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς μιας ανεμογεννήτριας δίνεται από τη σχέση:

$$\boldsymbol{P_{el} = \frac{1}{2} \cdot n \cdot p \cdot A \cdot C_P \cdot u_w{}^3}$$

όπου

P_{el}= η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς (Watt)
n = η συνολική απόδοση της γεννήτριας (δίνεται από τους κατασκευαστές μέσω ενός συντελεστή)
p = η πυκνότητα του ανέμου (p = 1.225 kgr/m^3στο επίπεδο της θάλασσας)
A = η επιφάνεια σάρωσης των πτερυγίων του ρότορα (m^2)
c_p= ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος
u_w = η ταχύτητα του ανέμου (m/s)

Για τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια που εξετάζεται, το μοντέλο VESTASV112 3.3MW, η επιφάνεια σάρωσης των πτερυγίων είναι 9.852m^2και η πυκνότητα του ατμοσφαιρικού αέρα στο υψόμετρο των 120 m είναι1.1876 (kgr/m^3).Ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος c_p, δεν είναι σταθερός κι εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου. Ωστόσο, από την καμπύλη ισχύος που δίνεται από τον κατασκευαστή(Σχήμα 5.10) μπορεί να υπολογιστεί ένας μέσος όρος κάποιων χαρακτηριστικών συνδυασμών ισχύς και ταχύτητας ανέμου. Με αυτή τη διαδικασία ο συντελεστήςc_pεδώ υπολογίστηκε ίσος με 0.41.



Σχήμα 5.10 Καμπύλη ισχύος της V112 3.3 MW[12]

Με βάση τα παραπάνω, προκύπτει για τηVESTASV112 και για κάθε ταχύτητα ανέμου, η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς της, που παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.5.

Πίνακας 5.5 Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς της V112 3.3 MW

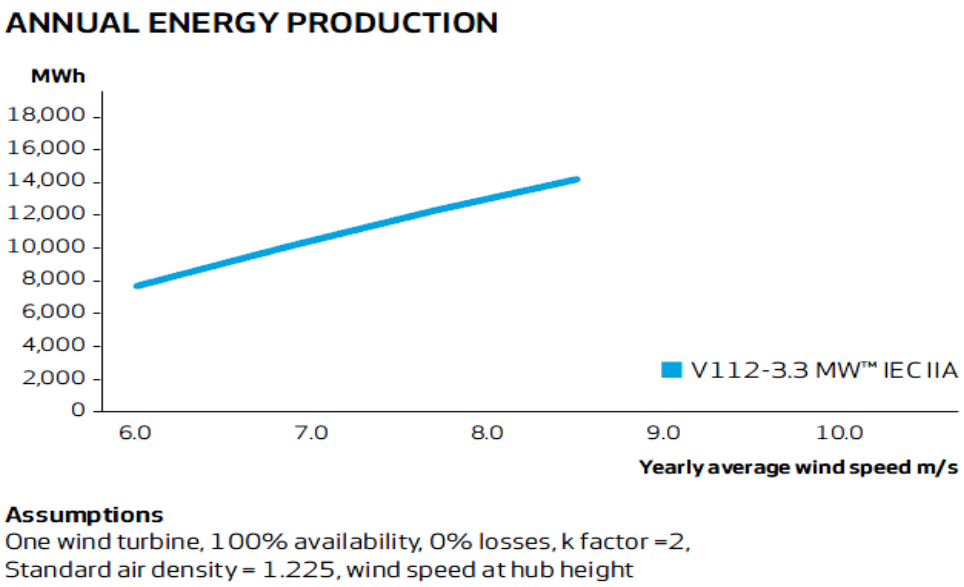
Ταχύτητα αναφοράς στα 10 m	Ταχύτητα ανέμου στα 120 m	Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς ανεμογεννήτριας
Ug (m/s)	Ū(h) (m/s)	Pel (KW / έτος)
3	4.08	162,805
3.5	4.76	258,528
4	5.44	385,908
4.5	6.12	549,467
5	6.80	753,726
5.5	7.48	1,003.210
6	8.16	1,302.439
6.5	8.84	1,655.937
7	9.52	2,068.225
7.5	10.20	2,543.826
8	10.88	3,087.263
8.5	11.56	3,300.000
9	12.24	3,300.000
9.5	12.92	3,300.000
10	13.60	3,300.000
10.5	14.28	3,300.000
11	14.96	3,300.000
11.5	15.64	3,300.000
12	16.32	3,300.000
12.5	17.00	3,300.000
13	17.68	3,300.000

5.3.3 Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια

Για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας της ανεμογεννήτριας, υπολογίζονται οι παραγόμενες κιλοβατώρες στη διάρκεια του έτους. Αυτό μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε κάνοντας μια χονδροειδή εκτίμηση με βάση την καμπύλη της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που δίνεται από τους κατασκευαστές (Σχήμα 5.11), είτε υπολογίζοντας τις κιλοβατώρες με βάση την ηλεκτρική ισχύ της μηχανής και τη διάρκεια ύπαρξης του ανέμου. Στην πρώτη περίπτωση, οι ετήσιες παραγόμενες κιλοβατώρες φαίνονται στο Σχήμα 5. Στη δεύτερη περίπτωση, η συνολική παραγόμενη ισχύς πολλαπλασιάζεται με τις ολικές ώρες του έτους που η ανεμογεννήτρια παράγει ρεύμα, δηλαδή 365 ημέρες επί 24 ώρες. Ωστόσο λαμβάνεται υπόψη ένας μειωτικός συντελεστής, οποίος εκφράζει το ποσοστό το ποσοστό των ωρών του έτους που πραγματικά φυσάει ο άνεμος, προς τις συνολικές ώρες του έτους και είναι ίσος με 0.30. Έτσι προκύπτουν τα στοιχεία του Πίνακα 5.6, με βάση τα οποία αποτυπώνεται η συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια της ανεμομηχανής.

Πίνακας 5.6 Ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της V112 3.3 MW

Ταχύτητα αναφοράς στα 10 m	Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς ανεμογεννήτριας	Παραγόμενες κιλοβατώρες ανεμογεννήτριας
Ug (m/s)	Pel (KW / έτος)	KWh / έτος
3	162,805	427,851.266
3.5	258,528	679,411.963
4	385,908	1,014,165.963
4.5	549,467	1,443,998.021
5	753,726	1,980,792.896
5.5	1,003,210	2,636,435.345
6	1,302,439	3,422,810.124
6.5	1,655,937	4,351,801.993
7	2,068,225	5,435,295.707
7.5	2,543,826	6,685,176.024
8	3,087,263	8,113,327.702
8.5	3,300,000	8,672,400.000
9	3,300,000	8,672,400.000
9.5	3,300,000	8,672,400.000
10	3,300,000	8,672,400.000
10.5	3,300,000	8,672,400.000
11	3,300,000	8,672,400.000
11.5	3,300,000	8,672,400.000
12	3,300,000	8,672,400.000
12.5	3,300,000	8,672,400.000
13	3,300,000	8,672,400.000



Σχήμα5.11 Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh της V112 3.3 MW

5.3.4 Πώληση ενέργειας

Για τον προσδιορισμό, έστω κι όχι ιδιαιτέρως ακριβή, των προσδοκώμενων εσόδων από την πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας της ανεμογεννήτριας, πολλαπλασιάζονται οι συνολικές μεγαβατώρες που παράγονται στη διάρκεια του έτους, επί την η τιμή πώλησης της ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, σύμφωνα με την πιο πρόσφατη τιμολόγηση του ΔΕΣΜΗΕ, Πίνακας 5.7 [61].

Πίνακας5.7Τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές [61]

Τιμολόγηση Ενέργειας από ΑΠΕ		
	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος > 50 kW	87.85	99.45
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος ≤ 50 kW	250	

Έτσι, για τη συγκεκριμένη περιοχή εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας και για μια υπόθεση μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου 7m/συπολογίζεται το πιθανό ετήσιο ποσό εσόδων, που είναι ίσο με 514,000 €.

Οπότε τα συνολικά έσοδα που θα προκύψουν στον ορίζοντα των 25 χρόνων διάρκειας ζωής της ανεμογεννήτριας, υπολογίζονται σε **12,850,000 €.**

5.4 Οικονομική αποτίμηση της επένδυσης

Η οικονομική αποτίμηση της επένδυσης, αποτελεί βασικό κριτήριο στη διάθεση του όποιου ενδιαφερόμενου, δίνοντάς του μια πλήρη εικόνα του προσδοκώμενου κέρδους στον ορίζοντα των 25 ετών της διάρκειας ζωής της ανεμογεννήτριας. Έτσι, είναι ικανός να αποφασίζει, πάντοτε ανάλογα με τις ανάγκες και τις προτεραιότητές του.

Έχοντας υπολογίσει, λοιπόν, τα επιμέρους κόστη κύκλου ζωής για κάθε υπολογιστικό μοντέλο, ανάλογα και της συνάρτησης συσχέτισης, καθώς και των συνολικών εσόδων από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας για την εξεταζόμενη ανεμογεννήτρια, είναι πλέον δυνατός ο υπολογισμός του καθαρού κέρδους στη διάρκεια ζωής της. Ο υπολογισμός γίνεται σύμφωνα με την εξίσωση:

$$\boldsymbol{Καθαρό\ κέρδος = Προσδοκώμενα\ έσοδα - Κόστος\ κύκλου\ ζωής}$$

Στον Πίνακα 5.8 παρουσιάζεται συγκεντρωτικά, για κάθε περίπτωση, το καθαρό κέρδος στη διάρκεια ζωής της.

Πίνακας 5.8 Καθαρό κέρδος ανεμογεννήτριας για κάθε περίπτωση

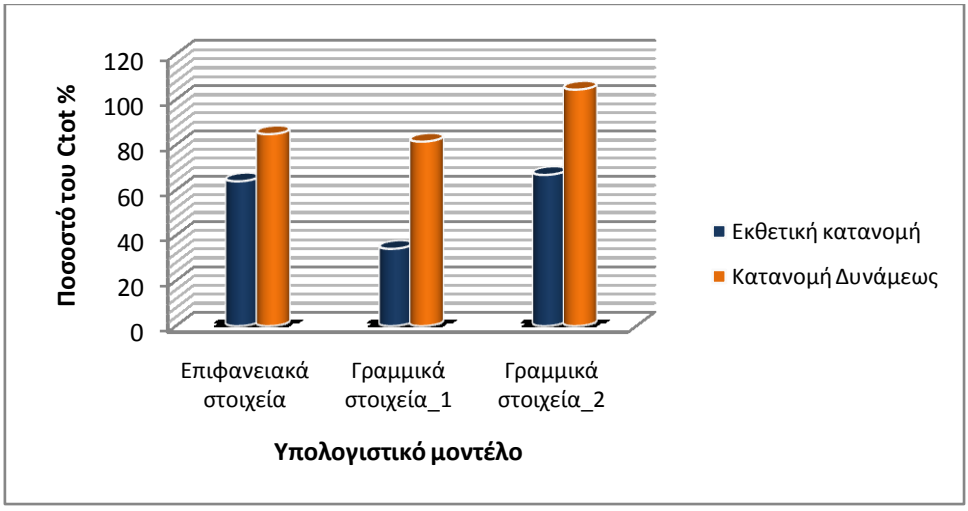
Καθαρό Κέρδος ανεμογεννήτριας			
Συνάρτηση συσχέτισης	**Υπολογιστικό Προσομοίωμα**		
	Επιφανειακά στοιχεία	**Γραμμικά στοιχεία_1**	**Γραμμικά στοιχεία_2**
Εκθετική κατανομή	**5,012,054€**	**3,268,918€**	**5,144,852€**
Κατανομή Δυνάμεως	**5,895,569€**	**5,768,929€**	**6,564,861€**

Όπως φαίνεται από τα παραπάνω αποτελέσματα, το μεγαλύτερο προσδοκώμενο κέρδος παρατηρείται στο γραμμικό προσομοίωμα που αναλύθηκε με τη θεώρηση του επιφανειακού, ενώ το γραμμικό προσομοίωμα που αναλύθηκε με βάση τις παραδοχές των σιδηρών κατασκευών, είναι εκείνο που παρουσιάζει το μικρότερο καθαρό κέρδος. Είναι ξεκάθαρο πως αυτό προκύπτει εξαιτίας της μεγάλης απόκλισης που παρουσιάζουν αυτές οι δυο περιπτώσεις ανάλυσης, από τη μέση τιμή του ολικού κόστους κύκλου ζωής, όπου στη μεν πρώτη περίπτωση εντοπίζεται το μικρότερο κόστος, στη δε δεύτερη το μεγαλύτερο, όπως αναλύθηκε και προηγουμένως.

Σε ότι αφορά, τώρα, τη σύγκριση του καθαρού κέρδους στον κύκλο ζωής, με το ολικό κόστος, μια πιο πλήρης εικόνα δίνεται στον Πίνακα 5.9, στον οποίο παρουσιάζεται το ποσοστό του καθαρού κέρδους κάθε περίπτωσης, συναρτήσει του ολικού κόστους κύκλου ζωής της. Το αντίστοιχο διάγραμμα (Σχήμα 5.12) δίνει τη γραφική απεικόνιση της παραπάνω σύγκρισης.

Πίνακας 5.9 Καθαρό κέρδος ανεμογεννήτριας ως ποσοστό του συνολικού κόστους

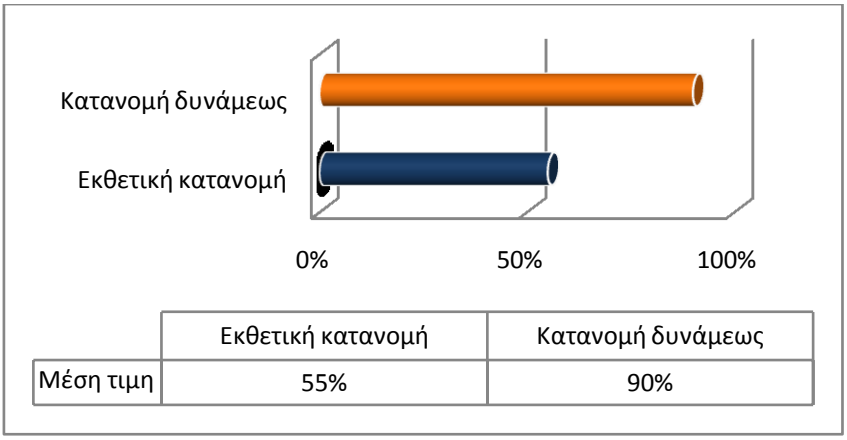
Καθαρό Κέρδος ως ποσοστό του Ctot			
Συνάρτηση συσχέτισης	**Κέρδος/ Ctot**		
	Επιφανειακά στοιχεία	Γραμμικά στοιχεία_1	Γραμμικά στοιχεία_2
Εκθετική κατανομή	**64 %**	**34 %**	**67 %**
Κατανομή Δυνάμεως	**85 %**	**81 %**	**104%**



Σχήμα 5.12 Καθαρό κέρδος ανεμογεννήτριας ως ποσοστό του Ctot

Από το Σχήμα, προκύπτει πως στο γραμμικό προσομοίωμα με θεώρηση επιφανειακού, αποσβένεται πάνω από το 100 % του ποσού που δαπανάται για την κατασκευή και τη συντήρηση της ανεμογεννήτριας, στον ορίζοντα της 25ετίας (104%), δηλαδή, το καθαρό κέρδος που προκύπτει είναι πάνω από μια φορά το ποσό που επενδύεται. Προφανώς, είναι ευκόλως αντιληπτό πως ένα τέτοιο γεγονός, καθιστά την επένδυση κάτι περισσότερο από ασφαλή, σε αυτή την περίπτωση. Αντίστοιχα, στις υπόλοιπες περιπτώσεις το ποσοστό απόσβεσης κυμαίνεται μεταξύ 65 και 85 %, εξαιρουμένης βέβαια της περίπτωσης του γραμμικού μοντέλου, όπου αυτό φτάνει το 34 %, ποσοστό σημαντικά μικρότερο των υπολοίπων.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει και η αποτίμηση με βάση τη μέση τιμή των παραπάνω ποσοστών, τόσο αναλογικά με τη συνάρτηση συσχέτισης όσο και συγκεντρωτικά. Στο Σχήμα 5.13 παρουσιάζεται η μέση τιμή του ποσοστού απόσβεσης, για κάθε κατανομή, όπου γίνεται φανερό ότι με βάση την κατανομή δύναμης, η επένδυση παρουσιάζει αρκετά μεγαλύτερη απόδοση (90 % των δαπανώμενων χρημάτων) σε σχέση με την εκθετική κατανομή (55 % των δαπανώμενων χρημάτων). Η συνολική μέση τιμή, για όλες τις περιπτώσεις, προκύπτει ίση με 73 %, χαρακτηρίζοντας γενικότερα τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια, ως μια επένδυση με υψηλά ποσοστά ανταπόδοσης χρημάτων.

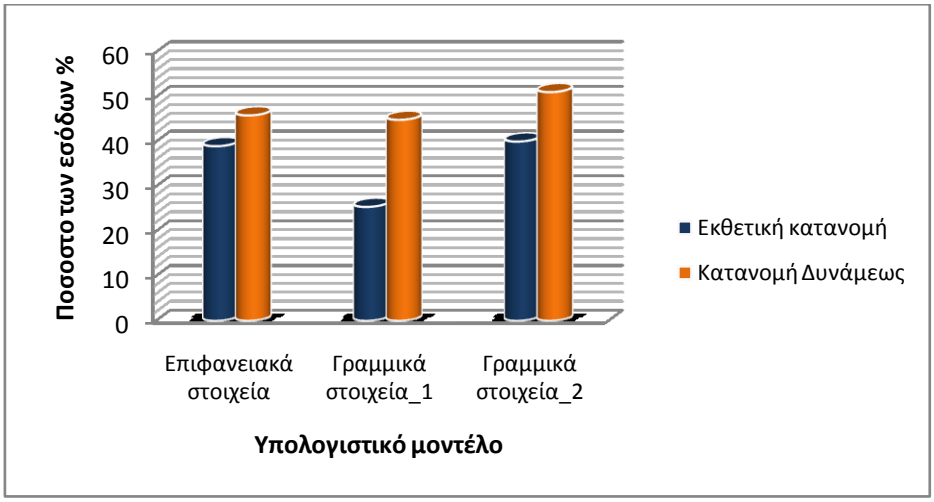


Σχήμα 5.13 Ποσοστό μέσης τιμής απόσβεσης επένδυσης ανά κατανομή συσχέτισης

Επιπλέον, επιχειρείται μια σύγκριση του ποσοστού του καθαρού κέρδους στην κάθε περίπτωση, ως προς το συνολικό ποσό των εκτιμώμενων εσόδων, ώστε να γίνουν ακόμη πιο ξεκάθαρα τα ανωτέρω συμπεράσματα. Τα αποτελέσματα φαίνονται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 5.10 και η γραφική τους αποτύπωση στο Σχήμα 5.14.

Πίνακας 5.10 Καθαρό κέρδος ως ποσοστό των εσόδων

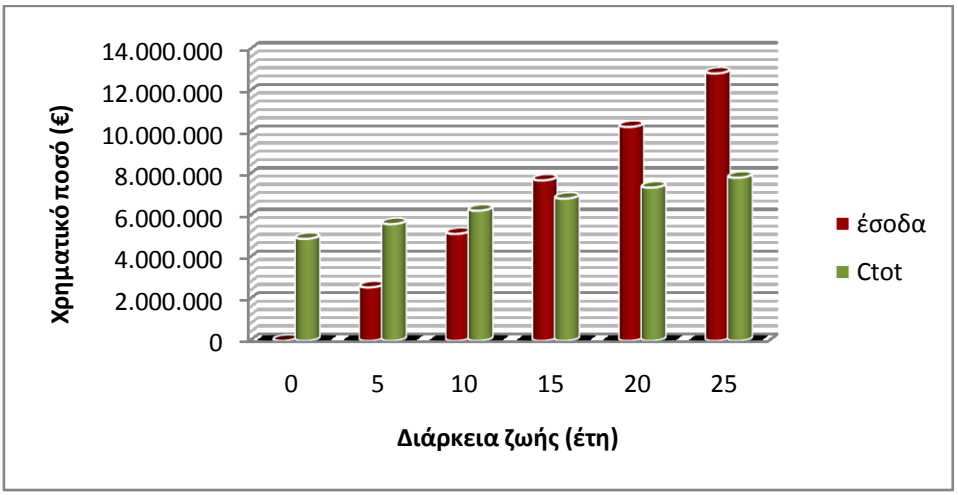
Καθαρό Κέρδος ως ποσοστό των συνολικών εσόδων			
Συνάρτηση συσχέτισης	**Υπολογιστικό Προσομοίωμα**		
	Επιφανειακά στοιχεία	Γραμμικά στοιχεία_1	Γραμμικά στοιχεία_2
Εκθετική κατανομή	**39 %**	**25 %**	**40 %**
Κατανομή Δυνάμεως	**46 %**	**45 %**	**51 %**



Σχήμα 5.14 Καθαρό κέρδος ως ποσοστό των εσόδων

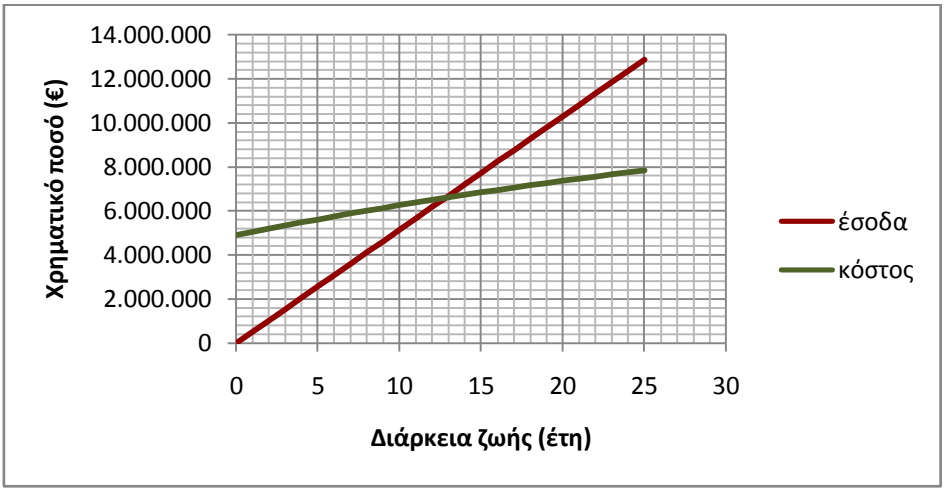
Σύμφωνα, λοιπόν με τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται, ενισχύεται το συμπέρασμα ότι το γραμμικό προσομοίωμα με θεώρηση επιφανειακού, είναι αυτό που προσδίδει τα μεγαλύτερα εκτιμώμενα κέρδη, σε ποσοστό 51 % των συνολικών εκτιμώμενων εσόδων από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας. Γενικότερα, η μέση τιμή των ποσοστών του καθαρού κέρδους, προς τα πιθανά συνολικά έσοδα, προκύπτει ίση με 41 %, ποσοστό αρκετά ικανοποιητικό, μιλώντας με οικονομικούς όρους επενδύσεων.

Τέλος, επιλέγεται το επιφανειακό προσομοίωμα με τα στοιχεία κελύφους, το οποίο αποτέλεσε και το ουσιαστικό αντικείμενο αυτής της εργασίας, ώστε να αναλυθεί ως προς την οικονομοτεχνική συμπεριφορά του, στον κύκλο ζωής του. Έτσι, στο Σχήμα 5.15 παρουσιάζεται σε όλη τη διάρκεια ζωής της ανεμογεννήτριας, χωρισμένη σε διαστήματα των 5 ετών, η διακύμανση του συνολικού κόστους σε αντιπαραβολή με τα συνολικά προσδοκώμενα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 5.15 Διακύμανση οικονομικών μεγεθών στη διάρκεια ζωής για το επιφανειακό προσομοίωμα

Παράλληλα, στο Σχήμα 5.16 φαίνεται κ η πορεία που ακολουθούν τα δυο οικονομικά μεγέθη που χαρακτηρίζουν την ανεμογεννήτρια, όπως προέκυψαν από τις αναλύσεις του συγκεκριμένου προσομοιώματος.



Σχήμα 5.16 Οικονομικά μεγέθη στη διάρκεια ζωής για το επιφανειακό προσομοίωμα

Από την ανάγνωση των δύο παραπάνω σχημάτων, γίνεται φανερό πως στη συγκεκριμένη περίπτωση, αν και παρατηρείται το δεύτερο μικρότερο ποσό εκτιμώμενου κέρδους, αυτό ακόμη παραμένει σε υψηλά επίπεδα σε σχέση με το συνολικό κόστος του κύκλου ζωής. Κοιτώντας δε, το σημείο τομής των ευθειών του σχήματος 5.16, φαίνεται ότι στον ορίζοντα της δεκαπενταετίας, και συγκεκριμένα στα 13 έτη, δηλαδή περίπου λίγο μετά το μέσο της διάρκειας ζωής της κατασκευής, αποσβένεται το ποσό που δαπανάται για τη λειτουργία και τη συντήρησή της, και πλέον υπάρχει καθαρό κέρδος. Το ποσό αυτό του καθαρού κέρδους συνεχίζει να αυξάνεται με τον ίδιο ρυθμό φτάνοντας στην τελική τιμή των 5,000,000 € στα 25 έτη.

6

Συμπεράσματα – Ιδέες για περαιτέρω έρευνα

6.1 Γενικά

Τα τελευταία χρόνια έχει διαπιστωθεί μια παγκόσμια στροφή προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κι ως εκ' τούτου μεγάλος όγκος έρευνας έχει διεξαχθεί προκειμένου να επιτευχθεί μεγιστοποίηση της απόδοσης, με παράλληλη ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής. Ως αποτέλεσμα της έρευνας, λοιπόν, έχουν αναπτυχθεί πολλά εργαλεία για το σκοπό αυτό, τα οποία ποικίλουν ανάλογα με την επένδυση, το είδος της ανανεώσιμης πηγής ενέργειας κ.λπ.

Η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώθηκε στην αιολική ενέργεια, θέτοντας δυο παράλληλους στόχους. Κατά πρώτον, της ανάπτυξη ενός χρήσιμου εργαλείου για την αξιολόγηση της επένδυσης για την κατασκευή και λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας, μέσα από τη μελέτη περιπτώσεων με διαφορετικά κριτήρια προσέγγισης, και κατά δεύτερον την προσπάθεια ελαχιστοποίησης του υπολογιστικού όγκου αυτής της διαδικασίας αξιολόγησης, μέσω της σύγκρισης διαφορετικών μοντέλων προσομοίωσης.

Βάση της εργασίας αποτέλεσε η μέθοδος της ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής, η οποία επικεντρώθηκε στην αξιολόγηση ενός συγκεκριμένου τύπου ανεμογεννήτριας, από την οπτική γωνία ενός πολιτικού μηχανικού. Προκειμένου να εκτιμηθεί το κόστος του κύκλου ζωής της ανεμογεννήτριας, λήφθηκαν υπόψη το αρχικό κόστος της εγκατάστασης, το κόστος αποκατάστασης ζημιών, το κόστος ενοικίου, το κόστος απώλειας εισοδήματος, καθώς και η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίθετα, δεν λήφθηκαν υπόψη το κόστος για την αγορά ή εκμίσθωση εκτάσεων γης, η χρηματοδότηση της συνολικής επένδυσης (δάνεια κ.λπ), και τα επιτόκια που προκύπτουν από τη σύνθεση του χρήματος.

Έτσι η ανάλυση κόστους κύκλου ζωής αποδείχθηκε ότι είναι ένα πολύτιμο εργαλείο αξιολόγησης μια επένδυσης όπως η κατασκευή μιας ανεμογεννήτριας, στη διάρκεια ζωής της. Προφανώς, όσο ο αριθμός των εξεταζόμενων παραμέτρων που εμπλέκονται στη διαδικασία υπολογισμού του κόστους κύκλου ζωής αυξάνεται, αυξάνεται ταυτόχρονα κι η ακρίβεια αλλά και η αξιοπιστία της εκτίμησης του κόστους κύκλου ζωής.

6.2 Συμπεράσματα

Σε ό,τι αφορά τη σύγκριση μεταξύ των περιπτώσεων δοκιμής, τα αποτελέσματα ήταν παρόμοια όπως αναμενόταν. Τα μοντέλα προσομοίωσης που εξετάστηκαν ,έδωσαν ως αποτελέσματα, τελικές τιμές για το κόστος κύκλου ζωής οι οποίες δεν ξεπερνούσαν σε απόκλιση το 25% της μέσης τιμής που προέκυψε από όλες τις περιπτώσεις, κι αυτό στην πιο ακραία περίπτωση. Στην αμέσως επόμενη περίπτωση, το ποσοστό απόκλισης ήταν 17%, ενώ στις υπόλοιπες αυτό κυμάνθηκε από 1.7 μέχρι και 8.2 %. Στο δε επιφανειακό προσομοίωμα, στο οποίο κι εφαρμόστηκε η προσέγγιση με βάση τη θεώρηση λυγισμού των στοιχείων του χάλυβα, το ποσοστό ήταν 3.5%.

Σε ότι αφορά τις συναρτήσεις συσχέτισης που επιλέχθηκαν, διαπιστώθηκε πως τα αποτελέσματα για την εκθετική κατανομή και λαμβάνοντας τα ίδια κριτήρια προσέγγισης, παρουσιάζουν μεγαλύτερη σύγκλιση με βάση τη μέση τιμή του κόστους(2.5%), συγκριτικά με αυτά της κατανομής δύναμης(12.5%).

Οι διαφορές στα αποτελέσματα μπορεί να προκύπτουν είτε λόγω των διαφορετικών κατανομών συσχέτισης που επιλέχθηκαν κατά τον υπολογισμό του κόστους οριακών καταστάσεων, είτε λόγω των διαφορετικών προσεγγίσεων στην οριοθέτηση των καταστάσεων βλαβών, είτε λόγω πιθανών υπολογιστικών ατελειών κατά τη διαδικασία προσομοίωσης. Αξίζει να σημειωθεί, ότι στις δύο καμπύλες ικανότητας που προέκυψαν από τις ανελαστικές αναλύσεις του επιφανειακού και του γραμμικού μοντέλου, υπήρχε μια μικρή διαφορά ως προς το μέγιστο φορτίο αντοχής, το οποίο είχε κι ως συνέπεια διαφορετικότητα στις μετακινήσεις, ανάλογα το φορτίο ανέμου. Συγκεκριμένα στο γραμμικό μοντέλο το μέγιστο φορτίο αντοχής λόγω ανέμου, προέκυψε μικρότερο από το αντίστοιχο στο επιφανειακό, με αποτέλεσμα να οδηγεί σε μεγαλύτερες μετακινήσεις κι άρα σε μεγαλύτερο κόστος κύκλου ζωής, λαμβάνοντας τα ίδια κριτήρια προσέγγισης.

Τέλος, σε ότι αφορά την οικονομική αποτίμηση της επένδυσης, το καθαρό κέρδος στον κύκλο ζωής για το επιφανειακό μοντέλο, όπως εξετάστηκε, προκύπτει αρκετά ικανοποιητικό στον ορίζοντα της 25ετίας, με την επένδυση να αρχίζει να παρουσιάζει κέρδη ήδη από το 13° έτος λειτουργίας της. Στην περίπτωση αυτή, το συνολικό κέρδος αποτελεί το 65% του επενδυόμενου ποσού, ποσοστό που μπορεί να χαρακτηρίσει την ανεμογεννήτριαVESTASV112 3.3MW, ως μια ‘’ασφαλή’’ επένδυση.

6.3 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Ως προτάσεις για τη συνέχιση ή/και την επέκταση της μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, μπορούν να δοθούν συνοπτικά οι παρακάτω:

- Αναλυτικότερη προσομοίωση του μοντέλου επιφανειακών πεπερασμένων στοιχείων, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τις συνδέσεις, όσο και το άνοιγμα της πόρτας στη βάση, όπου παρατηρούνται μεγαλύτερες συγκεντρώσεις τάσεων.

- Αναλυτικότερη αεροδυναμική ανάλυση για την εύρεση των φορτίων που ενεργούν στον πυλώνα.

- Εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής λαμβάνοντας υπόψη την επίδραση του συστήματος πυλώνα - θεμελίωσης.

- Εφαρμογή της ίδιας μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε, σε διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών αλλά και σε διαφορετικές τοποθεσίες εγκατάστασης.

- Επέκταση της μεθοδολογίας σε αιολικό πάρκο και σύγκριση των αποτελεσμάτων.

Κλείνοντας, μπορεί να συναχθεί ως γενικό συμπέρασμα αυτής της εργασίας, ότι η επιλογή της μεθόδου ανάλυσης κόστους κύκλου ζωής, ως εργαλείο για την αξιολόγηση της επένδυσης σε μια ανεμογεννήτρια, κρίνεται επιτυχής. Η συγκεκριμένη διαδικασία ανάλυσης της οικονομοτεχνικής συμπεριφοράς των κατασκευών, μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στη λήψη αποφάσεων, τόσο σε ότι αφορά νέες εγκαταστάσεις, όσο και σε παρεμβάσεις σε υφιστάμενες.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1] Eurocode 3.1.06. Strength and Stability of Shell Structures (2004)

[2] Eurocode 1.1.04 Action on Structures – General Actions – Wind Actions (1991)

[3] Τεχνικοοικονομική μελέτη αιολικού πάρκου στην Πελοπόννησο [ENER SUPPLY, Ε.Ε, SOUTH EAST EUROPE)

[4] ‘’Το Αναπτυξιακό Πακέτο για τις Α.Π.Ε. 2013-2014’’ ΕΛΕΤΑΕΝ

[5] Siemens Wind energieanlage SWT-2.3-101, Siemens

[6] ΔΕΣΜΗΕ- Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – Τιμολόγηση Ενέργειας από ΑΠΕ.

[7] The European Wind Energy Association EWEA. (2009). The Economics of Wind Energy.

[8] Koutroulis E. and Kalaitzakis K., "Design of a Maximum Power Tracking System for Wind-Energy-Conversion Applications",IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53,No.2

[9] Αντώνης Θ. Αλεξανδρίδης, (2009) Τεχνολογίες Ελέγχου στα Αιολικά Συστήματα, Πάτρα

[10] Koulatsou, K., Petrini, F., Vernardos, S., & Gantes, C. (2013, June). Artificial Time Histories of Wind Actions For Structural Analysis of Wind Turbines. In *2nd International Balkans Conference on Challenges of Civil Engineering*.

[11] Dimopoulos, C. A., & Gantes, C. J. (2013). Comparison of stiffening types of the cutout in tubular wind turbine towers. *Journal of Constructional Steel Research*, *83*, 62-74.

[12] Dimopoulos, C. A., & Gantes, C. J. (2012). Experimental investigation of buckling of wind turbine tower cylindrical shells with opening and stiffening under bending. *Thin-Walled Structures*, *54*, 140-155.

[13] Bazeos N, Hatzigeorgiou GD, Hondros ID, Karamaneas H, Karabalis DL, Beskos DE. (2002) Static, seismic and stability analyses of a prototype wind turbine steel tower. Eng Struct 2002 ; 24(8): 1015–25.

[14] Nigam, N. C and Narayanan, S. (1994) *Applications of random vibrations* Springer-Verlag; New Delhi : Narosa Pub. House, Berlin ; New York

[15] Arasu, P. V., Sagayaraj, D., & Gowrishankar, J. (2011). Seismic Analysis of a Wind Turbine Steel Tower. *HyperWorks Technology Conference*, 1–7.

[16] Baniotopoulos, C., Borri, C., & Stathopoulos, T. (2011). *Environmental wind engineering and design of wind energy structures*. SpringerWienNewYork.

[17] Baniotopoulos, C., & Lavassas, I. (2011). Topics on the design of tubular steel wind turbine towers. In *… and Design of Wind*

[18] Breu, F. , Guggenbichler, S. & Wollmann, J. (2008). *Aerodynamics of Windturbines*. *Vasa*.

[19] Cantú, H. T. (2011). Life-Cycle Cost Analysis for Offshore Wind Farms: Reliability and Maintenance.

[20] Jacobson, M. Z., & Delucchi, M. a. (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy Policy*, *39*(3), 1154–1169.

[21] Laura, C.-S., & Vicente, D.-C. (2014). Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms. *Renewable Energy*, *66*, 41–48.

[22] Lavassas, I., Nikolaidis, G., Zervas, P., Efthimiou, E., Doudoumis, I. N., & Baniotopoulos, C. C. (2003). Analysis and design of the prototype of a steel 1-MW wind turbine tower. *Engineering Structures*, *25*(8), 1097–1106.

[23] Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. a. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, *66*, 714–728.

[24] Nilsson, J., & Bertling, L. (2007). Maintenance management of wind power systems using condition monitoring systems - Life cycle cost analysis for two case studies. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, *22*(1), 223–229.

[25] Puglia, G. (2013). LIFE CYCLE COST ANALYSIS ON WTG Master of Science Thesis in Energetic engineering.

[26] Quilligan, a., O'Connor, a., & Pakrashi, V. (2012). Fragility analysis of steel and concrete wind turbine towers. *Engineering Structures*, *36*, 270–282.

ΔΙΑΔΙΚΤΥΑΚΈΣ ΠΗΓΕΣ

http://www.eia.gov/beta/international/

http://www.eletaen.gr/

"GWEC, Global Wind Report Annual Market Update". Gwec.net

http://www.ewea.org/EWEA/wind-energyeurope-annual-statistics2013

http://sciencevibe.com/2015/03/15

http://www.vestas.com/en/products_and_services/turbines/v112-3_3_mw

http://www.nrel.gov/