



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ**

Διπλωματική Εργασία

**ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΜΕΤΑΞΥ ΠΛΩΤΩΝ ΚΑΙ
ΣΤΑΘΕΡΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ ΣΕ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΦΑΡΜΑ ΣΤΗ
ΛΗΜΝΟ**

ΜΑΡΙΑ ΙΝΤΖΕΛΕΡ



Υπεβλήθη για την εκπλήρωση μέρους των απαιτήσεων για την απόκτηση του
Διπλώματος Πολιτικού Μηχανικού

ΒΟΛΟΣ 2023

© 2023 Ιντζελέρ Μαρία

Η έγκριση της διπλωματικής εργασίας από το Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών της Πολυτεχνικής Σχολής του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας δεν υποδηλώνει αποδοχή των απόψεων του συγγραφέα (Ν. 5343/32 αρ. 202 παρ. 2).

Εγκρίθηκε από τα Μέλη της Τριμελούς Εξεταστικής Επιτροπής:

Πρώτος Εξεταστής Δρ. Βανέσσα Κατσαρδή

(Επιβλέπων) Επίκουρη καθηγήτρια, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, Πανεπιστήμιο
Θεσσαλίας

Δεύτερος Εξεταστής Δρ. Νικόλαος Μέλλιος

Διδάσκων, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, Πανεπιστήμιο
Θεσσαλίας

Τρίτος Εξεταστής Δρ. Δημήτριος Κοφινάς

Μεταδιδακτορικός Ερευνητής, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών,
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Ευχαριστίες

Σε αυτό το σημείο θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στην επιβλέπουσα καθηγήτρια της διπλωματικής μου εργασίας, κ. Βανέσσα Κατσαρδή, για την ανάθεση της εργασίας καθώς και για την καθοδήγηση και τις πολύτιμες συμβουλές της κατά την διάρκεια εκπόνησής της. Ακόμη, θα ήθελα να ευχαριστήσω τα μέλη της επιτροπής εξέτασης κ.κ. Νικόλαο Μέλλιο και Δημήτριο Κοφινά για την ανάγνωση της διπλωματικής μου εργασίας. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Μηνά Γαβαλά για την άριστη συνεργασία μας στην δημιουργία των μοντέλων χωροθέτησης.

Στο ίδιο πλαίσιο ευγνωμοσύνης, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους καθηγητές του τμήματος για τις γνώσεις που μου παρείχαν σε όλη την φοίτηση μου στο τμήμα Πολιτικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου και τον αδελφό μου για την αμέριστη στήριξη τους. Η συνεχής ενθάρρυνση τους με εμπνέει να αναζητώ το καλύτερο σε κάθε πτυχή της ζωής μου.

ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΜΕΤΑΞΥ ΠΛΩΤΩΝ ΚΑΙ ΣΤΑΘΕΡΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ ΣΕ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΦΑΡΜΑ ΣΤΗ ΛΗΜΝΟ

Μαρία Ιντζελέρ

Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2023

Επιβλέπων Καθηγητής: Βανέσσα Κατσαρδή, Επίκουρη Καθηγήτρια

Περίληψη

Η αιολική ενέργεια αποτελεί την πιο διαδεδομένη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας στην Ελλάδα, η οποία, ωστόσο, αξιοποιείται κυρίως με χερσαία αιολικά πάρκα. Αντιλαμβανόμενοι την ανάγκη αξιοποίησης του θαλάσσιου χώρου, στην παρούσα εργασία αξιολογούνται δύο έργα, μια φάρμα σταθερής πλατφόρμας και μια φάρμα πλωτής πλατφόρμας στην περιοχή της Λήμνου. Συγκεκριμένα, μέσα από ένα μοντέλο χωροθέτησης εξάγονται με τη χρήση του ArcGIS οι κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση ενώ παρουσιάζεται μια μεθοδολογία για τον υπολογισμό του κόστους κύκλου ζωής για τις πλωτές πλατφόρμες και τις πλατφόρμες σταθερής έδρασης αντίστοιχα. Ακολούθως, υπολογίζονται σημαντικοί οικονομικοί δείκτες για την οικονομική βιωσιμότητα του έργου με τη χρήση του προγράμματος RETScreen Expert. Συνεπώς, οδηγούμαστε στο συμπέρασμα πως μία θαλάσσια φάρμα με πλωτές πλατφόρμες είναι η καταλληλότερη για το νησί της Λήμνου.

COMPARATIVE TECHNO-ECONOMIC STUDY BETWEEN FLOATING AND FIXED WIND TURBINES IN AN OFFSHORE FARM IN LEMNOS

Maria Intzeler

University of Thessaly, Department of Civil Engineering, 2023

Supervising Professor: Vanessa Katsardi, Assistant Professor

Abstract

Wind energy is the most widespread renewable energy source in Greece, mainly utilizes through onshore wind farms. Recognising the need to use the offshore space, this study evaluates two projects, a bottom fixed-platform farm and a floating-platform farm in the region of Lemnos. Specifically, suitable areas for placement are identified using an ArcGIS-based spatial allocation model, while a methodology is presented for calculating the life cost cycle of bottom-fixed- and floating-platform farms, respectively. Subsequently, important economic indicators for the projects' sustainability are derived using RETScreen Expert. Therefore, we conclude that a floating-platform offshore wind farm is more suitable for Lemnos.

Περιεχόμενα

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	2
1.1 Σκοπός της διπλωματικής εργασίας	2
1.2 Οργάνωση της διπλωματικής εργασίας	3
Κεφάλαιο 2: Αιολική Ενέργεια	5
2.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	5
2.2 ΑΠΕ στην Ελλάδα	7
2.3 Αξιοποίηση θαλάσσιου αιολικού δυναμικού	8
Κεφάλαιο 3: Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα	15
3.1 Βασικά μέρη θαλάσσιου αιολικού πάρκου	15
3.2 Δομές υποστήριξης	16
3.3 Ανεμογεννήτριες	18
3. 4 Υποσταθμοί	20
3.5 Διαδικασίες εγκατάστασης θαλάσσιου αιολικού πάρκου (ΘΑΠ)	22
Κεφάλαιο 4: Χωροθέτηση Θαλάσσιου Αιολικού Πάρκου.....	23
4.1 Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ23	
4.2 Άλλα κριτήρια που λαμβάνονται υπόψη στη χωροθέτηση.....	24
Κεφάλαιο 5: Περιοχή μελέτης - Λήμνος	26
5.1 Εισαγωγικά στοιχεία για την Λήμνο	26
5.2 Μοντέλο χωροθέτησης	28
Κεφάλαιο 6: Οικονομική μελέτη	36
6.1 Κόστος κύκλου ζωής για πλατφόρμες σταθερής έδρασης.....	37
6.2 Κόστος κύκλου ζωής για πλωτές πλατφόρμες.....	46

6.3 Οικονομικοί δείκτες	58
6.4 Εφαρμογή της μεθοδολογίας στην περιοχή μελέτης	60
6.4.1 Πλατφόρμες σταθερής έδρασης	60
6.4.2 Πλωτές πλατφόρμες	68
6.5 Σύγκριση	74
Κεφάλαιο 7: Συμπεράσματα.....	77
Βιβλιογραφία	79
Διαδικτυακές Πηγές	79
Ελληνική βιβλιογραφία.....	81
Ξενόγλωσση βιβλιογραφία	83
Παράρτημα - Χάρτες.....	87

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Ποσοστό αξιοποίησης ΑΠΕ στην Ευρώπη το έτος 2021 (Πηγή: Eurostat, 2021)	6
Εικόνα 2: Εγκαταστάσεις χρήσης αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη το 2022	10
Εικόνα 3: Πρώτη πλωτή φάρμα στη Σκωτία (Πηγή: equinor, 2017)	12
Εικόνα 4: Η νέα εγκατεστημένη ισχύς το έτος 2020 στην Ευρώπη ανά χώρα.....	12
Εικόνα 5: Ολοκληρωμένα και προς κατασκευή υπεράκτια αιολικά πάρκα το έτος 2020 (Πηγή: windeurope, 2020)	13
Εικόνα 6: Windfloat Atlantic (Πηγή: Windfloat-atlantic,2023)	14
Εικόνα 7: Πλατφόρμες σταθερής έδρασης και πλωτές πλατφόρμες	15
Εικόνα 8: Βασικά στοιχεία ανεμογεννήτριας (Πηγή: Orsted)	19
Εικόνα 9: Υποσταθμοί.....	20
Εικόνα 10: Βασικά μέρη θαλάσσιου αιολικού πάρκου (Πηγή: Orsted).....	21
Εικόνα 11: Χάρτης ταχύτητας ανέμου στα 100 m.....	26
Εικόνα 12: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση υπεράκτιας φάρμας με πλατφόρμες σταθερής έδρασης (Ιδία επεξεργασία).....	32
Εικόνα 13: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση υπεράκτιας φάρμας με πλωτές πλατφόρμες.....	34
Εικόνα 14: Σχεδιάγραμμα υπολογισμού κόστους κύκλου ζωής	46
Εικόνα 15: Αποστάσεις μεταξύ των καλωδίων (Πηγή: Castro-Santos et al. 2016)	52
Εικόνα 16: Αποστάσεις μεταξύ των καλωδίων (Πηγή: Castro-Santos et al. 2016)	52
Εικόνα 17: Διάγραμμα κόστους παραγωγής και απόκτησης (Ιδία επεξεργασία)	62
Εικόνα 18: Βασικά μέρη ανεμογεννήτριας (Mo, R. et al. 2018).....	65
Εικόνα 19: Κόστος κύκλου ζωής ΘΑΠ με σταθερές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)	66
Εικόνα 20: Προσομοίωμα μοντέλου Repower offshore 5MW (Πηγή: Turbosquid)	68
Εικόνα 21: Κόστος κύκλου ζωής ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)	72
Εικόνα 22: Σύγκριση κόστους λειτουργίας και συντήρησης semi-submersible και monopiles (Ιδία επεξεργασία)	75

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Ενδεικτικά σενάρια χωροθέτησης ΘΑΠ με βάση το ΕΠΑΘΑΠ 2010/12 (Πηγή:ΕΛΕΤΑΕΝ)	8
Πίνακας 2: Τεχνικά κριτήρια αποκλεισμού (Ιδία επεξεργασία).....	28
Πίνακας 3: Περιβαλλοντικά κριτήρια αποκλεισμού για πλατφόρμες σταθερής έδρασης	29
Πίνακας 4: Κοινωνικο-πολιτισμικά κριτήρια αποκλεισμού (Ιδία επεξεργασία).....	29
Πίνακας 5: Οπτικά κριτήρια αποκλεισμού (Ιδία επεξεργασία)	29
Πίνακας 6: Ιεραρχική ανάλυση περιβαλλοντικών κριτηρίων για πλατφόρμες σταθερής έδρασης (Ιδία επεξεργασία)	30
Πίνακας 7: Ιεραρχική Ανάλυση κοινωνικο – πολιτισμικών κριτηρίων.....	31
Πίνακας 8: Ιεραρχική Ανάλυση τεχνικών κριτηρίων (Ιδία επεξεργασία).....	31
Πίνακας 9: Ιεραρχική ανάλυση οπτικής όχλησης (Ιδία επεξεργασία)	31
Πίνακας 10: Αποτελέσματα τελικής Ιεραρχικής Ανάλυσης (Ιδία επεξεργασία)	32
Πίνακας 11: Περιβαλλοντικά κριτήρια για πλωτές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)	33
Πίνακας 12: Ιεραρχική Ανάλυση περιβαλλοντικών κριτηρίων για πλωτές πλατφόρμες	33
Πίνακας 13: Αποτελέσματα τελικής Ιεραρχικής Ανάλυσης για ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες .	34
Πίνακας 14: Αποστάσεις των καλωδίων (Ιδία επεξεργασία)	51
Πίνακας 15: Κόστος διαχείρισης έργου (Ιδία επεξεργασία)	61
Πίνακας 16: Κόστος παραγωγής και απόκτησης (Ιδία επεξεργασία)	62
Πίνακας 17: Κόστος εγκατάστασης και θέσης σε λειτουργία (Ιδία επεξεργασία)	63
Πίνακας 18: Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Ιδία επεξεργασία).....	64
Πίνακας 19: Βάρη ανεμογεννήτριας Repower 5MW (Ιδία επεξεργασία).....	65
Πίνακας 20: Χρόνος απομάκρυνσης και μέσος αριθμός μίσθωσης (Ιδία επεξεργασία)	65
Πίνακας 21: Βασικές πληροφορίες για την διάθεση των στοιχείων ΘΑΠ (Ιδία επεξεργασία) .	66
Πίνακας 22: Κόστος παροπλισμού και διάθεσης (Ιδία επεξεργασία)	66
Πίνακας 23: Οικονομική βιωσιμότητα ΘΑΠ με σταθερές πλατφόρμες.....	67
Πίνακας 24: Κόστος έννοιας και ορισμοί (Ιδία επεξεργασία)	69
Πίνακας 25: Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης (Ιδία επεξεργασία)	69

Πίνακας 26: Κόστος κατασκευής (Ιδία επεξεργασία).....	70
Πίνακας 27: Κόστος εγκατάστασης (Ιδία επεξεργασία).....	71
Πίνακας 28: Κόστος εκμετάλλευσης (Ιδία επεξεργασία)	71
Πίνακας 29: Οικονομική βιωσιμότητα ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες	73
Πίνακας 30: Σύγκριση πλατφορμών semi-submersible και monopiles (Ιδία επεξεργασία).....	74

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

1.1 Σκοπός της διπλωματικής εργασίας

Η μείωση των αποθεμάτων των μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι επιβλαβείς συνέπειες που έχουν στο περιβάλλον και η συνεχής αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου που παρατηρείται τα τελευταία χρόνια έχουν επιφέρει μια σοβαρή ενεργειακή κρίση. Για αυτό το λόγο, παρατηρείται μια «στροφή» της Ευρωπαϊκής Ένωσης στους ανανεώσιμους πόρους.

Οι ΑΠΕ απορρέουν από φυσικές διεργασίες, όπως ο ήλιος, ο άνεμος, η παλίρροια, η κυκλοφορία του νερού κλπ. Κύριο πλεονέκτημα τους είναι το γεγονός ότι είναι φιλικές προς το περιβάλλον, καθώς δεν απαιτείται καύση ή εξόρυξη για την αξιοποίησή τους ενώ υπάρχουν σε αφθονία και αναπληρώνονται σε σύντομα χρονικά διαστήματα.

Βασικός πυλώνας των ΑΠΕ είναι η αιολική ενέργεια. Είναι η πιο ώριμη τεχνολογικά και αξιοποιείται κυρίως μέσα από τις εγκαταστάσεις χερσαίων ανεμογεννητριών. Ωστόσο, αν αναλογιστούμε πως τα 2/3 της γης καλύπτονται από νερό, γίνεται αντιληπτό πως είναι αναγκαία η εγκατάσταση ανεμογεννητριών και στον θαλάσσιο χώρο, όπου το αιολικό δυναμικό είναι πλούσιο.

Ωστόσο, ο θόρυβος και η όχληση των ανεμογεννητριών καθώς και τα μεγάλα βάθη που επικρατούν στο Αιγαίο αποτελούν μια πρόκληση για την εγκατάστασή τους. Για αυτό το λόγο, υπήρξε ταχεία ανάπτυξη των υπεράκτιων πλωτών πλατφορμών, καθώς όχι μόνο αποτελούν λύση για τα προαναφερθέντα προβλήματα αλλά και αξιοποιούν καλύτερα το αιολικό δυναμικό, το οποίο είναι πιο ισχυρό και σταθερό σε μεγαλύτερα βάθη.

Για την ορθή τοποθέτηση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων είναι επιβεβλημένη η πραγματοποίηση μελέτης χωροθέτησης, λαμβάνοντας υπόψη το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ καθώς και η μελέτη οικονομικής βιωσιμότητας του έργου. Στο πλαίσιο αυτό έχουν πραγματοποιηθεί αρκετές μελέτες. Ο

Γαβαλάς Μ. 2023 δημιούργησε ένα μοντέλο χωροθέτησης θαλάσσιων αιολικών πάρκων για το νησιωτικό σύμπλεγμα των Κυκλάδων, εξάγοντας τις καταλληλότερες περιοχές για εγκατάσταση ΘΑΠ και λαμβάνοντας υπόψη ένα πλήθος τεχνικών, περιβαλλοντικών, κοινωνικο-πολιτικών, οπτικών και οικονομικών κριτηρίων.

Ο Τσιπουράς Λ. 2021 πραγματοποίησε μια τεχνο-οικονομική μελέτη υβριδικού συστήματος σε τρεις περιοχές της Ελλάδας, στη Λήμνο, στη Κρήτη και στη Μύκονο.

Ακόμη, η Χριστίδου Μ. 2023 πραγματοποίησε μια μελέτη για τη βιώσιμη χωροθέτηση πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, το οποίο είναι συνδεδεμένο με τον υποσταθμό ΥΤ ΜΤ της Σύρου.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία διεξάγεται μελέτη εγκατάστασης υπεράκτιας αιολικής φάρμας στην περιοχή της Λήμνου. Μέσα από το μοντέλο χωροθέτησης επιλέγονται οι κατάλληλες περιοχές για εγκατάσταση σταθερών και πλωτών πλατφορμών αντίστοιχα και κατόπιν πραγματοποιείται τεχνο-οικονομική μελέτη ανάμεσα στις πλωτές πλατφόρμες και στις πλατφόρμες σταθερής έδρασης με σκοπό την εύρεση της καταλληλότερης επιλογής.

1.2 Οργάνωση της διπλωματικής εργασίας

Στο κεφάλαιο 2 αναφέρονται γενικές πληροφορίες που αφορούν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την αξιοποίησή τους στην Ελλάδα ενώ κατόπιν γίνεται εστίαση στη θαλάσσια αιολική ενέργεια καθώς και στην κατάσταση που επικρατεί στην Ευρώπη.

Στο κεφάλαιο 3 αναφέρονται πληροφορίες σχετικά με τα βασικά μέρη ενός θαλάσσιου αιολικού πάρκου καθώς και τις διαδικασίες εγκατάστασης του.

Στο κεφάλαιο 4 γίνεται καταγραφή των κριτηρίων που λαμβάνονται υπόψη σύμφωνα με το ΕΠΧΣΑΑ στην μελέτη χωροθέτησης ενός θαλάσσιου αιολικού πάρκου.

Στο κεφάλαιο 5 αναφέρονται εισαγωγικά στοιχεία για την περιοχή μελέτης ενώ κατόπιν γίνεται ανάλυση του μοντέλου και εξάγονται οι χάρτες που υποδεικνύουν τις κατάλληλες περιοχές χωροθέτησης σταθερών και πλωτών πλατφορμών αντίστοιχα.

Στο κεφάλαιο 6 υπολογίζεται το κόστος κύκλου ζωής των σταθερών- και πλωτών πλατφορμών αντίστοιχα και εξάγονται σημαντικοί οικονομικοί δείκτες για την βιωσιμότητα των έργων, ενώ ακολουθεί η σύγκριση τους.

Τέλος, στο κεφάλαιο 7 εξάγονται τα συμπεράσματα από την εκπόνηση της μελέτης στην περιοχή της Λήμνου.

Κεφάλαιο 2: Αιολική Ενέργεια

2.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Ο σύγχρονος κόσμος είναι αντιμέτωπος με το ενεργειακό πρόβλημα, το οποίο εντείνεται όλο και περισσότερο. Η ταχύτατη αύξηση του πληθυσμού καθώς και η αύξηση του βιοτικού επιπέδου οδηγούν στην αύξηση των ενεργειακών αναγκών. Μέχρι σήμερα, η ενέργεια προέρχεται σε μεγάλο ποσοστό από τις συμβατικές πηγές ενέργειας, όπως η βενζίνη, το πετρέλαιο και ο άνθρακας. Ωστόσο, το πρόβλημα της κλιματικής αλλαγής, το οποίο ενισχύεται από τις εκπομπές ρύπων και αερίων του θερμοκηπίου των συμβατικών πηγών, έχει δημιουργήσει την ανάγκη εύρεσης διαφορετικών πηγών ενέργειας με στόχο το μέλλον να γίνει βιωσιμότερο και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις να μειωθούν.

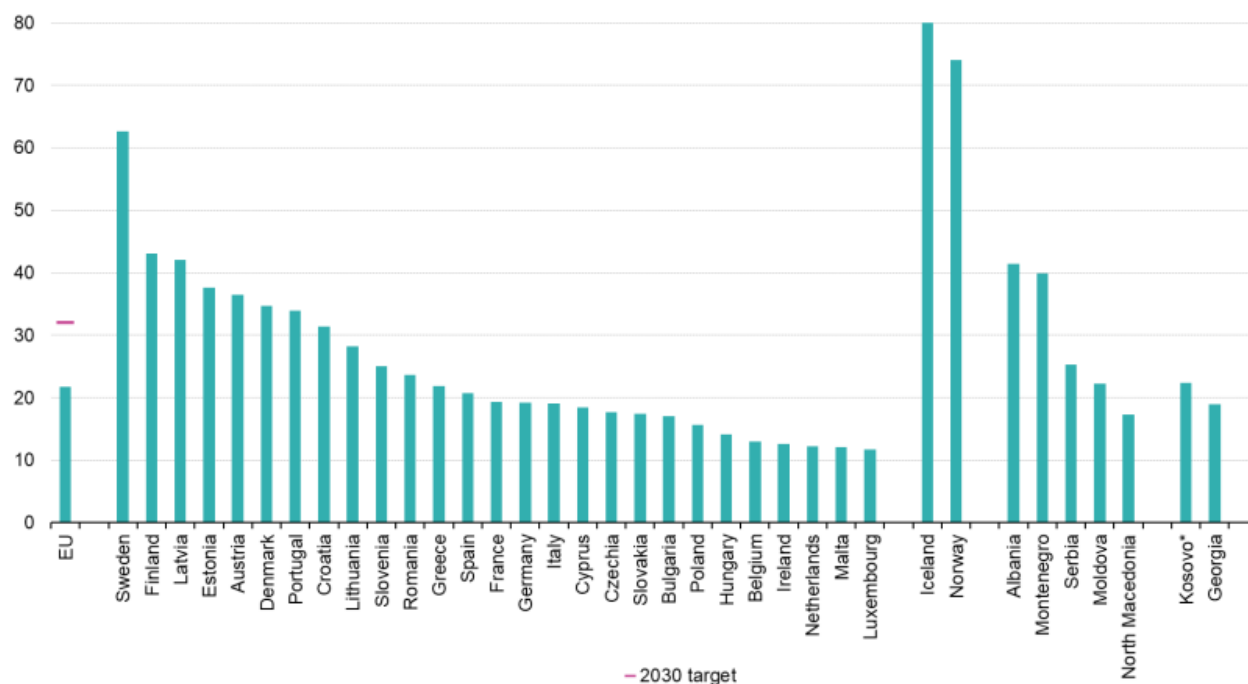
Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια «στροφή» προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Οι ΑΠΕ είναι καθαρές πηγές ενέργειας, που χαρακτηρίζονται ως «ήπιες» εξαιτίας του χαμηλού περιβαλλοντικού αντίκτυπου αφού δεν απαιτείται εξόρυξη ή καύση για την αξιοποίησή τους. Ακόμη, είναι πρακτικά ανεξάντλητες και ανανεώνονται γρήγορα ενώ είναι κατανομημένες σε μια ευρεία γεωγραφική περιοχή.

Ακόμη, σε αντίθεση με τις τιμές των συμβατικών πηγών ενέργειας οι οποίες συνεχώς αυξάνονται, το κόστος αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μειώνεται, καθιστώντας τις πιο ελκυστικές. Όσον αφορά την συνεισφορά τους στην εγχώρια οικονομία, η δημιουργία εγκαταστάσεων και η συντήρηση αυτών δημιουργεί νέες θέσεις εργασίας, οι οποίες θα απασχολήσουν μεγάλο αριθμό ανθρώπων. Τέλος, αξιοποιώντας τις ΑΠΕ αυξάνεται η ενεργειακή αυτονομία κάθε χώρας και η ενεργειακή ασφάλεια αυτής. Συνεπώς, η αναγκαιότητα ανάπτυξης των ΑΠΕ έχει πλέον ζωτική σημασία.

Οι πιο γνωστές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι:

- Η αιολική
- Η ηλιακή
- Η ενέργεια βιομάζας
- Η παλιρροιακή
- Η γεωθερμική

Share of energy from renewable sources, 2021
(% of gross final energy consumption)



* This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Source: Eurostat (online data code: nrg_ind_ren)

eurostat

Εικόνα 1: Ποσοστό αξιοποίησης ΑΠΕ στην Ευρώπη το έτος 2021 (Πηγή: Eurostat, 2021)

2.2 ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η Ελλάδα έχει 227 κατοικημένα νησιά. Ωστόσο, περίπου 81 από αυτά είναι διασυνδεδεμένα με το ηλεκτρικό δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας. Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, όπως η Λήμνος, έχουν αυτόνομους σταθμούς παραγωγής ενώ εξαρτώνται σημαντικά και από άλλες μορφές ενέργειας όπως είναι η ηλιακή ενέργεια.

Στο πλαίσιο της βιώσιμης ανάπτυξης είναι αναγκαία η χρήση των ΑΠΕ στην Ελλάδα, καθώς οι ΑΠΕ αποτελούν αδιαμφισβήτητο πυλώνα της ενεργειακής μετάβασης προς πιο φιλικές περιβαλλοντικές ενεργειακές πρακτικές.

Το έτος 2021 η Ελλάδα κατείχε τη 19^η θέση ανάμεσα σε 36 χώρες με ποσοστό 29%, όσον αφορά την συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτρική ενέργεια. Οι κύριες μορφές των ΑΠΕ που αξιοποιούνται στην Ελλάδα είναι η αιολική και η ηλιακή ενέργεια ενώ ακολουθεί η υδροηλεκτρική ενέργεια με μικρότερο ποσοστό που φτάνει το 15%.

Στη χώρα η αιολική ενέργεια αξιοποιείται μέσα από τα χερσαία αιολικά πάρκα, καθώς δεν υπάρχουν ακόμη θαλάσσιες αιολικές εγκαταστάσεις. Ωστόσο, με το ΕΠΑΘΑΠ 2010/12 έγινε μια πρώτη προσπάθεια αξιολόγησης των ενδεικτικών περιοχών, στις οποίες θα μπορούσαν να εγκατασταθούν θαλάσσια αιολικά πάρκα, με ανεμογεννήτριες εδρασμένες στον πυθμένα.

Πίνακας 1: Ενδεικτικά σενάρια χωροθέτησης ΘΑΠ με βάση το ΕΠΑΘΑΠ 2010/12
(Πηγή:ΕΛΕΤΑΕΝ)

	Τυπικό Σενάριο Χωροθέτησης Α/Γ		Μέγιστο Σενάριο Χωροθέτησης Α/Γ	
	Α/Γ	MW	Α/Γ	MW
Αλεξανδρούπολης	78	546	136	952
Σαμοθράκης	31	217	55	385
Φαναρίου	59	413	110	770
Θάσου	38	266	66	462
Βόρειας Λήμνου	32	224	58	406
Νότιας Λήμνου	10	70	18	126
Αη Στράτη	8	56	11	77
Κύμης	14	98	23	161
Πεταλιών	2	14	2	14
Καρπάθου	5	35	7	49
Λευκάδας	9	63	13	91
Οθωνών	20	140	27	189

Ακόμη, σύμφωνα με το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΕΠΑΥΑΠ) έχουν κριθεί 12 περιοχές ως δυνητικές για την χωροθέτηση θαλάσσιων αιολικών πάρκων. Συγκεκριμένα, προβλέπεται η εγκατάσταση συνολικής ισχύος 800 MW στην Κρήτη, των οποίων τα 600 MW θα είναι στο βορειοανατολικό τμήμα του νησιού, ενώ τα υπόλοιπα 200 MW θα είναι ανατολικά της Σητείας. Ακόμη, προβλέπεται η εγκατάσταση 550 MW στο Νότιο Αιγαίο, μεταξύ Κω και Ρόδου, και 300 MW στο Βορειοανατολικό Αιγαίο.

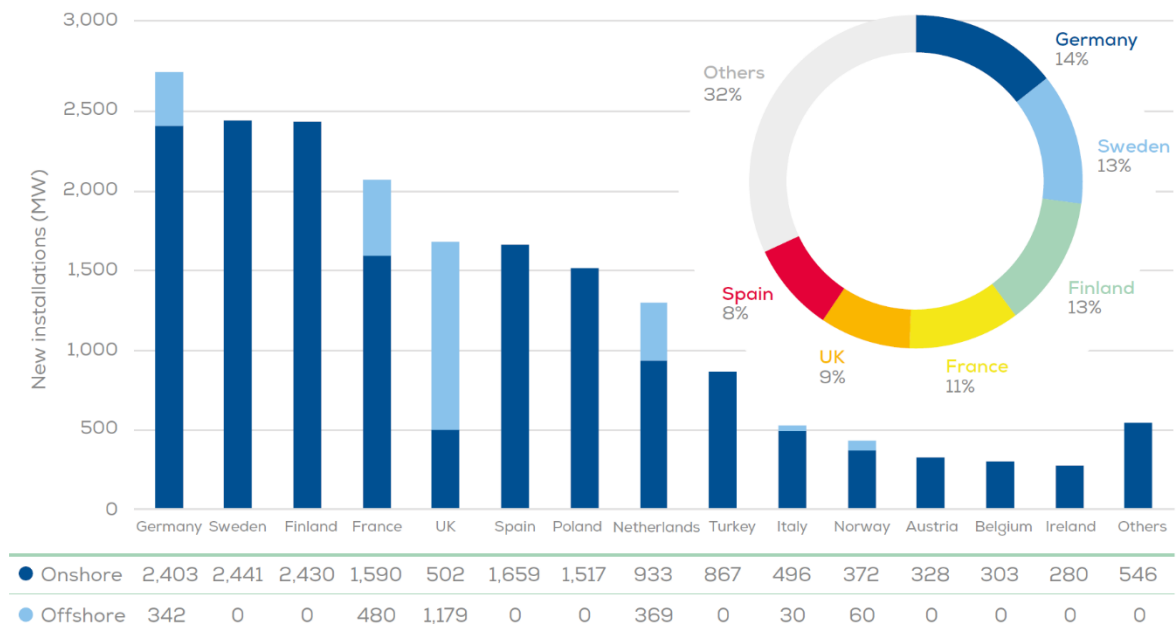
2.3 Αξιοποίηση θαλάσσιου αιολικού δυναμικού

Όπως αναφέρθηκε, στα πλαίσια της μείωσης των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου και της βιώσιμης ανάπτυξης είναι επιβεβλημένη η αύξηση της χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η πιο ώριμη τεχνολογικά και με μεγάλη διαθεσιμότητα είναι η αιολική ενέργεια. Ήδη από την αρχαιότητα, γινόταν χρήση της αιολικής ενέργειας, όπως πχ με τους ανεμόμυλους, με την μετατροπή της σε μηχανική ενέργεια. Ωστόσο, οι συμβατικές πηγές, όπως το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, σταδιακά την αντικατέστησαν.

Σήμερα, η αιολική ενέργεια αξιοποιείται κυρίως με χερσαία έργα. Όμως, οι ευνοϊκές περιοχές για χερσαίες ανεμογεννήτριες είναι ήδη υπό εκμετάλλευση ενώ υπάρχουν κοινωνικές αντιδράσεις για την οπτική και ακουστική όχληση που προέρχεται από αυτές. Συνεπώς, είναι σημαντική η επέκτασή τους στον θαλάσσιο χώρο καθώς τα συγκεκριμένα παράκτια έργα εγκαθίστανται σε μεγάλη απόσταση από την ακτή, μειώνοντας τα προβλήματα της οπτικής και ακουστικής όχλησης, και καθώς η τεχνολογία ωριμάζει, αναμένεται το κόστος της υπεράκτιας ενέργειας να είναι χαμηλότερο σε σχέση με την ξηρά.

Σε σύγκριση με τον χερσαίο άνεμο, ο υπεράκτιος άνεμος είναι πιο ισχυρός ενώ το αιολικό δυναμικό στη θάλασσα παρουσιάζει πιο ομοιόμορφη κατανομή. Συνεπώς, υπάρχουν λιγότερες αναταράξεις με αποτέλεσμα να μειώνεται η καταπόνηση άρα να αυξάνεται η διάρκεια ζωής της ανεμογεννήτριας. Ακόμη, τα υπεράκτια αιολικά πάρκα χρησιμοποιούν την αιολική ενέργεια πιο αποτελεσματικά καθώς παράγεται 20% - 40% περισσότερη ενέργεια από αυτή των χερσαίων ανεμογεννητριών. Επιπλέον, στα υπεράκτια έργα δεν απαιτείται διάνοιξη χώρου για μεταφορά των ανεμογεννητριών, με αποτέλεσμα να μην βλάπτεται τόσο το φυσικό περιβάλλον ενώ μειώνεται η οπτική όχληση και ο θόρυβος που προκαλείται από τις ανεμογεννήτριες, αφού τοποθετούνται σε βαθιά ύδατα μακριά από την ακτή. Τέλος, η υπεράκτια αιολική ενέργεια μπορεί να οδηγήσει στη διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος ενισχύοντας την ενεργειακή ασφάλεια ενός κράτους.

New wind installations in Europe per country in 2022



Source: WindEurope

Εικόνα 2: Εγκαταστάσεις χρήσης αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη το 2022

(Πηγή: Windeurope)

Η Ευρώπη έχει παρουσιάσει μεγάλο ενδιαφέρον για την αξιοποίηση του θαλάσσιου αιολικού δυναμικού με υπεράκτια έργα. Πολλές ευρωπαϊκές χώρες βρίσκονται στην κορυφή της ανάπτυξης όπως η Γερμανία, το Ηνωμένο Βασίλειο, η Ολλανδία, η Δανία και η Σουηδία. Από το 1980 έως το 1990 ξεκίνησε η μελέτη γύρω από τα υπεράκτια αιολικά πάρκα και έπειτα, κατά τα έτη 1991 με 2000, ξεκίνησε το στάδιο των πειραματικών δοκιμών ενώ από το 2001 και έπειτα ξεκίνησε η εμπορευματοποίηση.

Η πρώτη θαλάσσια ανεμογεννήτρια εγκαταστάθηκε στη Σουηδία το 1990. Είχε ισχύς 220 KW ενώ βρισκόταν σε απόσταση 350 μέτρων από την ακτή. Η ανεμογεννήτρια ήταν εδρασμένη υπό τη μορφή τριπόδου και ήταν αγκυρωμένη περίπου σε 6 μέτρα βάθος.

Η πρώτη υπεράκτια αιολική φάρμα εγκαταστάθηκε το 1991 στη Δανία. Περιλάμβανε 11 τουρμπίνες ενώ βρισκόταν σε απόσταση 2 χιλιομέτρων από την ακτή και σε βάθος νερού 4 μέτρων. Το κόστος της κατασκευής ανερχόταν στα 10 εκατομμύρια ευρώ. Το συγκεκριμένο αιολικό πάρκο τέθηκε εκτός λειτουργίας και παροπλίστηκε το 2017, καθώς ήταν πλέον αντισυμβατικό, έπειτα από 25 χρόνια ωφέλιμης ζωής.

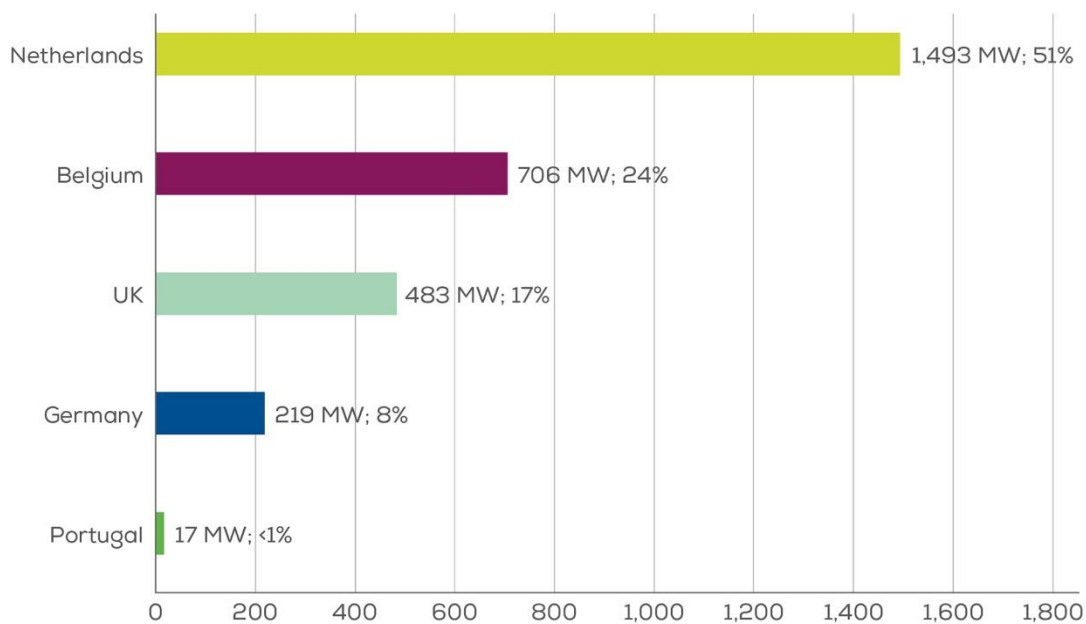
Η πρώτη πλωτή αιολική φάρμα στον κόσμο κατασκευάστηκε στη Σκωτία και τέθηκε σε λειτουργία τον Οκτώβριο του 2017. Το Hywind της Σκωτίας έχει 5 τουρμπίνες με υποδομή τύπου spar και εγκατεστημένη ισχύ 30 MW ενώ καλύπτει περίπου 4 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Βρίσκεται σε βάθος νερού που κυμαίνεται από 95 έως 120 μέτρα. Το Hywind απέχει 25 χιλιόμετρα μακριά από την ακτή Peterhead της Σκωτίας, όπου ο άνεμος πνέει με ταχύτητα 10 μέτρα το δευτερόλεπτο.



Εικόνα 3: Πρώτη πλωτή φάρμα στη Σκωτία (Πηγή: equinor, 2017)

FIGURE 2

Annual gross offshore wind capacity installations per country in 2020 (MW)



Εικόνα 4: Η νέα εγκατεστημένη ισχύς το έτος 2020 στην Ευρώπη ανά χώρα

(Πηγή: Windeurope, 2021)

Στην Ευρώπη συνεχίζονται οι κατασκευές υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Στην **Εικόνα 5** παρουσιάζονται καταγράφονται τα ολοκληρωμένα υπεράκτια αιολικά πάρκα αλλά και αυτά που βρίσκονται στο στάδιο κατασκευής.

TABLE 2

The new offshore wind installations with grid connection in 2020

COUNTRY	WIND FARM	CAPACITY CONNECTED IN 2020 (MW)	NUMBER OF TURBINES CONNECTED	TURBINE MODEL	TYPE OF FOUNDATION	STATUS ³
Netherlands	Borssele 1&2	752	94	SG 8.0-167 DD	Monopile	●●●●●
	Borssele 3&4	722	76	V164-9.5 MW	Monopile	●●●●●
	Borssele 5	19	2	V164-9.5 MW	Monopile	●●●●○
Belgium	Seamade	487	58	SG 8.4-167 DD	Monopile	●●●●●
	Northwester 2	219	23	V164-9.5 MW	Monopile	●●●●●
UK	East Anglia One	483	69	SWT-7.0-154	3-Legs Jacket	●●●●●
Germany	EnBW Albatros	112	16	SWT-7.0-154	Monopile	●●●●●
	Trianel Wind-park Borkum 2	101	16	Senvion 6.2M152	Monopile	●●●●●
Portugal	Windfloat Atlantic	17	2	V164-8.4 MW	Semi-Sub	●●●●●

Source: WindEurope

TABLE 3

Wind farms under construction in 2020 but not yet grid-connected

COUNTRY	WIND FARM	FOUNDATIONS INSTALLED IN 2020	TOTAL NUMBER OF FOUNDATIONS	TURBINE MODEL	TYPE OF FOUNDATION
Netherlands	Fryslan	89	89	SWT-DD-130 4.4 MW	Monopile
UK	Hornsea Two	29	165	SG-8.0-167 DD	Monopile
	Moray East	100	100	V164-9.5 MW	Jacket
	Kincardine	1	5	V164-9.6 MW	Semi-Sub
	Triton Knoll	90	90	V164-9.5 MW	Monopile
Denmark	Kriegers Flak	72	72	SG 8.4-167 DD	Monopile

Source: WindEurope

Εικόνα 5: Ολοκληρωμένα και προς κατασκευή υπεράκτια αιολικά πάρκα το έτος 2020 (Πηγή: windeurope, 2020)

Ένα από τα πλωτά υπεράκτια αιολικά πάρκα της Ευρώπης είναι το Windfloat Atlantic που βρίσκεται στην Πορτογαλία και είναι σε λειτουργία από το 2020. Η υπεράκτια φάρμα βρίσκεται 18 χιλιόμετρα μακριά από την ακτή Viana do Castelo και σε βάθος νερού 100 μέτρα ενώ σχεδιάστηκε για 25 χρόνια λειτουργίας. Αφορά την πρώτη παγκοσμίως πλωτή πλατφόρμα με semi-submersible. Αποτελείται από 3 τουρμπίνες ισχύος 8.4 MW και η συνολική ισχύος της φάρμας είναι 25 MW και τροφοδοτεί 25000 σπίτια ανά χρόνο. Υπολογίστηκε ότι αποφεύχθηκε η εκπομπή 33000 τόνων CO₂ ανά χρόνο.



Εικόνα 6: Windfloat Atlantic (Πηγή: Windfloat-atlantic,2023)

Κεφάλαιο 3: Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα

3.1 Βασικά μέρη θαλάσσιου αιολικού πάρκου

Η ανάγκη αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας έχει οδηγήσει στην ταχεία ανάπτυξη της τεχνολογίας των υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα περιλαμβάνουν τις ανεμογεννήτριες και το σύστημα υποστήριξης, πάνω στο οποίο εδράζεται η ανεμογεννήτρια, το οποίο, ανάλογα με το βάθος, κατηγοριοποιείται στις εξής κατηγορίες: (i) σταθερής έδρασης και (ii) πλωτό. Ακόμη, περιλαμβάνουν ένα εσωτερικό δίκτυο, τους υποσταθμούς και ένα καλώδιο εξαγωγής. Η πλειονότητα των υπαρχόντων αιολικών πάρκων αφορούν θεμέλια σταθερής έδρασης. Ωστόσο, λαμβάνοντας υπόψη την ανάγκη εγκατάστασης ανεμογεννητριών σε μεγαλύτερα βάθη αναμένεται η αύξηση των πλωτών αιολικών πάρκων.



Εικόνα 7: Πλατφόρμες σταθερής έδρασης και πλωτές πλατφόρμες

(Πηγή: Windpowerengineering, 2021)

3.2 Δομές υποστήριξης

Σταθερής έδρασης

Οι πλατφόρμες που χρησιμοποιούνται στα υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι κυρίως σταθερής έδρασης. Διακρίνονται σε μεμονωμένους πάσσαλους, Jackets, τρίποδα και θεμέλια βαρύτητας.

- Μεμονωμένοι πάσσαλοι και Jackets

Οι μεμονωμένοι πάσσαλοι είναι οι πιο κοινές μορφές ανεμογεννητριών. Αποτελούνται από ένα χαλύβδινο σωλήνα διαμέτρου 3-5 μέτρων ενώ το 50% του βάθους τους εισάγεται στο βυθό. Είναι κατάλληλες για βάθη έως 40 μέτρα, ανάλογα με τον τύπο του εδάφους στο οποίο θεμελιώνονται. Η εύκολη κατασκευή τους και το χαμηλό κόστος είναι οι κύριοι λόγοι επιλογής τους. Ωστόσο, κατά τις διαδικασίες εγκατάστασης τους παράγεται θόρυβος με αποτέλεσμα να αποπροσανατολίζονται ή να τραυματίζονται τα θαλάσσια είδη. Τα jackets αποτελούνται από χαλύβδινα μέλη που συγκολλούνται στην ξηρά και στην συνέχεια μεταφέρονται στο βυθό. Είναι κατάλληλα για βάθη έως και 60 μέτρα, με το κόστος να αυξάνεται ανά το βάθος. Επίσης, το γεγονός ότι έχουν μεγάλο βάρος αυξάνει το κόστος της μεταφοράς.

- Τρίποδα

Τα τρίποδα είναι βαριές κατασκευές που εφαρμόζονται σε βάθη άνω των 25 μέτρων και δεν απαιτείται ιδιαίτερη προετοιμασία πριν από την εγκατάστασή τους. Αποτελούνται από τρεις χαλύβδινους σωλήνες συγκολλημένους σε ένα κυλινδρικό στύλο, κάτω από την επιφάνεια του νερού. Οι τρεις χαλύβδινοι σωλήνες προσφέρουν επιπλέον σταθερότητα στην ανεμογεννήτρια. Είναι κατάλληλα και για τοποθεσίες με πυκνή άμμο. Ωστόσο, σε περιπτώσεις όπου υπάρχουν ρεύματα στον πυθμένα απαιτείται επιπλέον προστασία της βάσης.

- Θεμέλια βαρύτητας

Τα θεμέλια βαρύτητας είναι κατάλληλα για βάθη μικρότερα των 40 μέτρων. Έχουν χαμηλά έξοδα κατασκευής, καθώς τα υλικά έχουν χαμηλό κόστος, αλλά υψηλά έξοδα εγκατάστασης. Τις περισσότερες φορές απαιτούνται διάφορες διαδικασίες πριν την εγκατάσταση, όπως

βυθοκόρηση. Επιπλέον, σε μεγάλες εγκαταστάσεις αυξάνονται σημαντικά οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκαλούν.

Πλωτές

Αποτελούνται από μια πλωτή πλατφόρμα στην οποία είναι στερεωμένη η ανεμογεννήτρια και ένα σύστημα αγκύρωσης, ώστε να σταθεροποιούνται οι πλατφόρμες σε βαθιά νερά. Μπορούν να τοποθετηθούν σε οποιοδήποτε βάθος ενώ αξιοποιούν τις μεγάλες ταχύτητες ανέμων και το πιο σταθερό αιολικό δυναμικό που επικρατεί σε μεγαλύτερα βάθη. Ακόμη, έχουν σημαντικά λιγότερη οπτική όχληση. Διακρίνονται σε: Spar, Semi-submersible και TLP (Tension Leg Platform).

- TLP (Tension Leg Platform)

Είναι μια πλατφόρμα με μεγάλη άνωση, η οποία προσδένεται στον πυθμένα με κατακόρυφα καλώδια, τα οποία διατηρούν την κατασκευή σταθερή. Η δομή αποκλείει τις κάθετες και περιστροφικές κινήσεις. Επίσης, η κατασκευή μπορεί να συναρμολογηθεί στην ξηρά και έπειτα να ρυμουλκηθεί στην θάλασσα. Ωστόσο, η διαδικασία της εγκατάστασης είναι δύσκολη.

- Spar

Αποτελείται από ένα κατακόρυφο κύλινδρο μεγάλης διαμέτρου, περίπου 8 m, ενώ ο σωλήνας μπορεί να φτάσει τα 100 m. Δεν είναι κατάλληλη για ρηχά νερά εξαιτίας του μεγάλου βυθίσματος. Έχει λίγα τμήματα για συγκόλληση και είναι ανθεκτική και σε σκληρές περιβαλλοντικές συνθήκες. Ωστόσο, δεν μπορεί να συναρμολογηθεί σε ρηχά νερά.

- Semi-submersible

Είναι μια σύνθετη δομή. Είναι ένα ημι-βυθιζόμενο θεμέλιο που αποτελείται από 3 ή 4 κολώνες, συνδεδεμένες μεταξύ τους, με τον κύριο όγκο του να βρίσκεται κάτω από το νερό. Έχει χαμηλό κόστος αγκύρωσης και αντιστέκεται σε φορτία κυμάτων, γεγονός που προσδίδει μεγάλη ευστάθεια σε δυσμενείς περιβαλλοντικές συνθήκες. Οι διαδικασίες μεταφοράς και τοποθέτησης είναι απλές, ωστόσο η κατασκευή απαιτεί μεγάλες ποσότητες χάλυβα.

3.3 Ανεμογεννήτριες

Οι τρεις κατηγορίες ανεμογεννητριών είναι οριζόντιου (HAWT), κάθετου (VAWT) και εγκάρσιου άξονα (CAWT). Οι VAWT είναι κάθετες ως προς την κατεύθυνση του αέρα και έχουν λιγότερη απόδοση ενώ εξαιτίας της διαρρύθμισης των πτερυγίων τους καταπονούνται από μεγάλες πιέσεις που συνεπάγονται προβλήματα κόπωσης από τα φορτία με αποτέλεσμα να προκαλούνται φθορές και να μειώνεται η διάρκεια ζωής τους. Συνεπώς για έργα μεγάλης κλίμακας δεν συμφέρουν οικονομικά και γι' αυτό δεν χρησιμοποιούνται συχνά. Οι CAWT αποτελούνται από τρεις κύριες κάθετες λεπίδες, οι οποίες συνδέονται με έξι οριζόντιες λεπίδες μέσω ειδικών συνδέσμων. Λόγω της δομής τους, μεγιστοποιούν την αξιοποίηση αιολικής ενέργειας καθώς μπορούν να αποδώσουν και σε χαμηλούς ανέμους, ωστόσο είναι ακόμη σε στάδιο ανάπτυξης.

Όσον αφορά τις ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα, εκείνες έχουν έναν ανεμοδείκτη ή ειδικούς αισθητήρες, οι οποίοι υποδεικνύουν την κατεύθυνση του ανέμου ώστε η ανεμογεννήτρια να στραφεί προς την ορθή κατεύθυνση. Ακολούθως, τα πτερύγια αρχίζουν να περιστρέφονται. Τα πτερύγια συνδέονται μέσω της πλήμνης με τον άξονα χαμηλής ταχύτητας. Ωστόσο, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται μεγαλύτερος αριθμός στροφών. Για αυτό το λόγο συχνά υπάρχει το κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο συνδέεται με τον γρήγορο άξονα, ο οποίος αυξάνει τον αριθμό στροφών. Τέλος, ο άξονας υψηλής ταχύτητας είναι συνδεδεμένος με την γεννήτρια, η οποία μετατρέπει την κινητική ενέργεια σε ηλεκτρική.

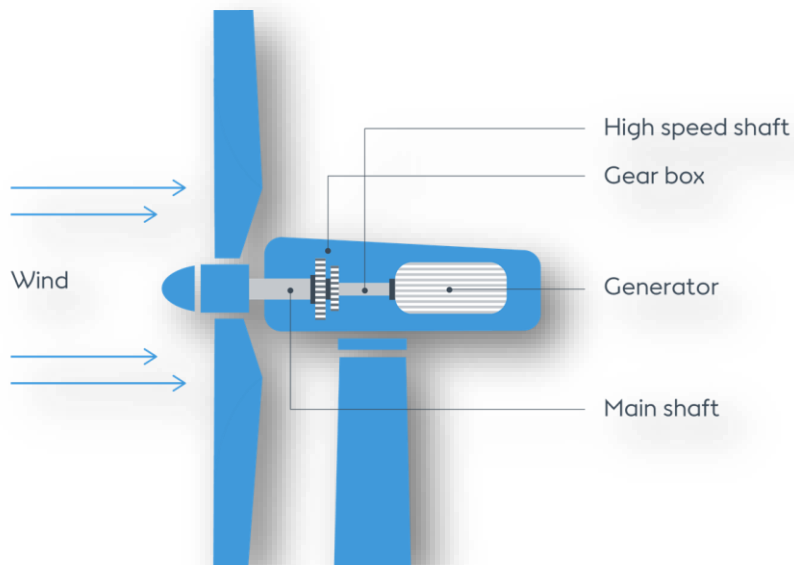
Οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες μοιάζουν αρκετά με τις χερσαίες. Ωστόσο, έχουν κάποια επιπλέον χαρακτηριστικά για να αντέξουν στο θαλασσινό περιβάλλον, όπως αντιδιαβρωτική προστασία, εσωτερικό έλεγχο κλίματος, εξωτερική βαφή υψηλής ποιότητας κλπ., ενώ είναι σχεδιασμένες ώστε να αντέχουν σε πιο ισχυρούς ανέμους σε αντίθεση με τις χερσαίες ανεμογεννήτριες.

Σκοπός των ανεμογεννητριών είναι να συμβάλλουν στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Συνεπώς, όταν η ζήτηση δεν είναι μεγάλη, το παραγόμενο ρεύμα αποθηκεύεται ώστε να

καταναλωθεί όταν είναι αναγκαίο. Για να παραχθεί μεγάλη ποσότητα ενέργειας είναι σκόπιμο οι εγκαταστάσεις να γίνουν σε περιοχές με πλούσιο αιολικό δυναμικό.

Οι παράγοντες που επηρεάζουν την παραγόμενη ενέργεια είναι οι εξής:

- Ταχύτητα του ανέμου
- Πυκνότητα του αέρα
- Μήκος των πτερυγίων



Εικόνα 8: Βασικά στοιχεία ανεμογεννήτριας (Πηγή: Orsted)

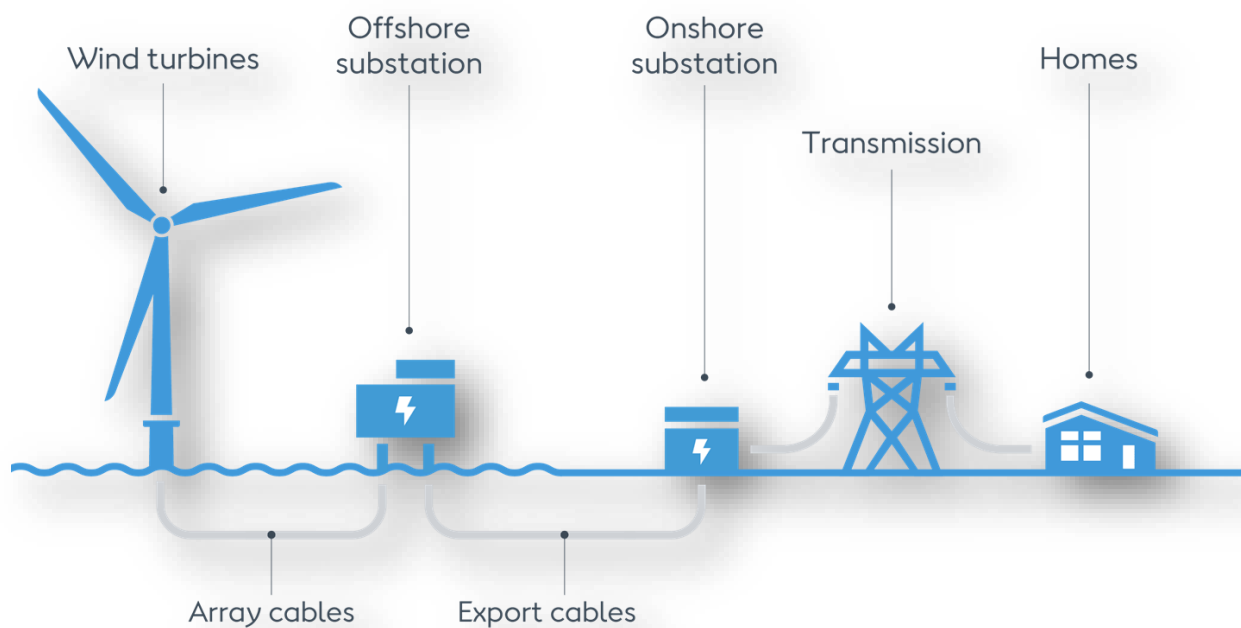
3.4 Υποσταθμοί

Σε κάθε θαλάσσιο αιολικό πάρκο υπάρχει ένας υπεράκτιος υποσταθμός. Σε αυτόν αποστέλλεται η ισχύς των ανεμογεννητριών μέσω των καλωδίων συστοιχίας, τα οποία βρίσκονται κάτω από τον βυθό. Στον υπεράκτιο υποσταθμό αυξάνεται η τάση και αποστέλλεται στον υποσταθμό που βρίσκεται στην ξηρά, μέσω των καλωδίων εξαγωγής υψηλής τάσης. Η μεγάλη τάση μειώνει τις απώλειες ενέργειας κατά την μετάδοση. Κατόπιν, η τάση προσαρμόζεται ξανά στον υποσταθμό στην ξηρά ώστε η ενέργεια να μπορεί να τροφοδοτήσει το δίκτυο και να διανεμηθεί.



Εικόνα 9: Υποσταθμοί

(Πηγή: Windpowerengineering, Pfisterer)



Εικόνα 10: Βασικά μέρη θαλάσσιου αιολικού πάρκου (Πηγή: Orsted)

3.5 Διαδικασίες εγκατάστασης θαλάσσιου αιολικού πάρκου (ΘΑΠ)

Οι διαδικασίες εγκατάστασης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου μπορούν να χωριστούν σε 5 στάδια. Το πρώτο στάδιο αναφέρεται στις διαδικασίες που προηγούνται της ανάπτυξης του ΘΑΠ και στις απαιτούμενες συμφωνίες. Το σύνηθες είναι η ανάπτυξη να ξεκινάει περίπου 5 χρόνια πριν την εκτέλεση του έργου και αφορά διάφορες διαδικασίες όπως τη χρηματοδότηση, την υποβολή προσφορών και τη διαπραγμάτευση καθώς επίσης και τις προκαταρκτικές μελέτες σκοπιμότητας ώστε να διασφαλιστεί η τεχνική και οικονομική σκοπιμότητα του έργου. Ακόμη, απαιτείται εξουσιοδότηση από την κυβέρνηση ή τον ρυθμιστικό φορέα. Στη συνέχεια, συγκροτείται μια διεπιστημονική ομάδα για το σχεδιασμό του ΘΑΠ και αναλαμβάνει το σχεδιασμό του έργου, όπως τις επιλογές θεμελίωσης, τη διάταξη του έργου, τον τρόπο σύνδεσης με το δίκτυο κλπ. Ακόμη, επιλέγεται η τοποθεσία και πραγματοποιείται μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων ενώ αναφέρονται και λεπτομέρειες για τις ανεμογεννήτριες. Για το έργο λαμβάνεται υπόψη η ταχύτητα του ανέμου της περιοχής, το βάθος του νερού, οι συνθήκες που επικρατούν στον βυθό κλπ.

Το δεύτερο στάδιο αναφέρεται στην παραγωγή και την απόκτηση των εξαρτημάτων. Πραγματοποιούνται κατασκευαστικές δραστηριότητες που αφορούν την τουρμπίνα, τις αγκυρώσεις, τα καλώδια, τη δομή υποστήριξης κλπ. Το τρίτο στάδιο αναφέρεται στην εγκατάσταση του ΘΑΠ και τη θέση του σε λειτουργία. Τα εξαρτήματα που έχουν κατασκευαστεί και συναρμολογηθεί στην στεριά μεταφέρονται από το λιμάνι στην επιλεγμένη τοποθεσία και εγκαθίστανται ενώ συχνά απαιτείται και προετοιμασία του βυθού. Το τέταρτο στάδιο αναφέρεται στη λειτουργία, παρακολούθηση και συντήρηση του έργου. Σε αυτό το στάδιο συλλέγονται δεδομένα ενώ γίνεται συντήρηση όταν απαιτείται.

Τέλος, κατά το τελευταίο στάδιο πραγματοποιείται αποσυναρμολόγηση ή επανατροφοδότηση του ΘΑΠ, δηλαδή είτε αντικαθίστανται κάποια εξαρτήματα των ανεμογεννητριών είτε αντικαθίστανται εξ' ολοκλήρου οι παλιές ανεμογεννήτριες με νέες. Λόγω της πολυπλοκότητας ενός έργου ΘΑΠ, οι διαδικασίες δεν είναι τυποποιημένες αλλά μεταβάλλονται ανάλογα με τις ανάγκες του εκάστοτε έργου.

Κεφάλαιο 4: Χωροθέτηση Θαλάσσιου Αιολικού Πάρκου

4.1 Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ

Σύμφωνα με το Άρθρο 5, παρ. 1δ του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ (ΕΧΠ-ΑΠΕ, ΚΥΑ 49828/2008) γίνεται διάκριση του εθνικού χώρου σε κατηγορίες.

« 1. Για τη χωροθέτηση των αιολικών εγκαταστάσεων ο εθνικός χώρος, με βάση το εν δυνάμει εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό του και τα ιδιαίτερα χωροταξικά και περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά του, διακρίνεται στις ακόλουθες μείζονες κατηγορίες: (...) δ. Στον υπεράκτιο θαλάσσιο χώρο και τις ακατοίκητες νησίδες.»

Στο Άρθρο 10 (ΦΕΚ 2464/Β/03.12.2008) θέτονται τα ειδικά κριτήρια χωροθέτησης των αιολικών μονάδων στο θαλάσσιο χώρο και στις ακατοίκητες νησίδες.

«Για τη χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων στο θαλάσσιο χώρο και τις ακατοίκητες νησίδες πρέπει να λαμβάνονται υπόψη τα εξής ειδικά κριτήρια:

Α. Κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων στο θαλάσσιο χώρο:

Επιτρέπεται η χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων σε όλες τις θαλάσσιες περιοχές της χώρας που διαθέτουν προϋποθέσεις αιολικής εκμεταλλευσιμότητας, εφόσον αυτές δεν εντάσσονται σε ιδιαίτερο θεσμικό καθεστώς ρητής απαγόρευσης της εγκατάστασης ή δεν αποτελούν ζώνη αποκλεισμού, όπως θεσμοθετημένα θαλάσσια ή υποθαλάσσια πάρκα ή βεβαιωμένες γραμμές επιβατικής ναυσιπλοΐας.

Ελάχιστες αποστάσεις για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας και απόδοσης των αιολικών εγκαταστάσεων (ελάχιστη απόσταση μεταξύ των Α/Γ 2.5 φορές τη διάμετρο σύμφωνα με το Παράρτημα II)

Απαγορεύεται η εγκατάσταση ανεμογεννητριών σε απόσταση μικρότερη των 1500 μ. από τις ακτές που περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα παρακολούθησης της ποιότητας των νερών κολύμβησης που συντονίζεται από το Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε.

Απαγορεύεται η εγκατάσταση ανεμογεννητριών σε κλειστούς κόλπους με εύρος ανοίγματος <1500 μέτρων

Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης από περιοχές και στοιχεία της πολιτιστικής κληρονομιάς (η ελάχιστη απόσταση από τα μνημεία παγκόσμιας κληρονομιάς είναι τα 3000 μέτρα και η ελάχιστη απόσταση από τους λοιπούς αρχαιολογικούς χώρους, τα κηρυγμένα πολιτιστικά μνημεία και τους ιστορικούς τύπους είναι 7d όπως αυτές ορίζονται από το Παράρτημα II)

Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης από οικισμούς (η ελάχιστη απόσταση από τους δυναμικούς οικισμούς ορίζεται στα 1000 μέτρα από το όριο του οικισμού, από τους παραδοσιακούς οικισμούς ορίζεται στα 1500 μέτρα από το όριο του οικισμού και από τους λοιπούς οικισμούς είναι στα 500 μέτρα όπως ορίζονται από το Παράρτημα II)

Το βάθος θεμελίωσης ή αγκύρωσης της βάσης της ανεμογεννήτριας, προσδιορίζεται από τις δυνατότητες της τρέχουσας τεχνολογίας και τις αντίστοιχες μελέτες στατικής και δυναμικής συμπεριφοράς.

Πρέπει να εξασφαλίζεται με την κατασκευή του αιολικού πάρκου η επαρκής διασύνδεση και η μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είτε με το σύστημα της ηπειρωτικής χώρας είτε με το δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών.

Μέγιστη απόσταση χερσαίας όδευσης από υποσταθμό διασύνδεσης: 20 χλμ.

4.2 Άλλα κριτήρια που λαμβάνονται υπόψη στη χωροθέτηση

Βαθυμετρία

Η βαθυμετρία είναι ένα αναπόσπαστο κριτήριο χωροθέτησης. Ανάλογα με το βάθος επιλέγεται και η κατάλληλη πλατφόρμα, η οποία είναι είτε σταθερής έδρασης είτε πλωτή. Επίσης, η αύξηση του βάθους συνεπάγεται και τροποποιήσεις στο κόστος κατασκευής και συντήρησης του έργου. Σε πιο ρηχά νερά είναι ευκολότερη η εγκατάσταση και συντήρηση των έργων. Όμως, σε βαθύτερα νερά πνέουν ισχυρότεροι άνεμοι με αποτέλεσμα να αυξάνεται η απόδοση του έργου.

Απόσταση από την ακτή

Η απόσταση από την ακτή είναι ένα σύνθετο θέμα. Όσο πιο μακριά από την ακτή βρίσκεται το έργο τόσο αυξάνεται το κόστος των καλωδίων, το κόστος της κατασκευής και το κόστος της συντήρησης του έργου. Όμως, όσο πιο κοντά στην ακτή είναι τόσο αυξάνεται η οπτική όχληση και ο θόρυβος. Έτσι, ορίζεται μια ελάχιστη απόσταση 1500 m από την ακτή και μια μέγιστη απόσταση 25000 m από την ακτογραμμή.

Προστατευόμενες περιοχές και στρατιωτικές ζώνες

Αποτελούν κριτήριο τόσο αξιολόγησης μιας περιοχής όσο και αποκλεισμού. Στις προστατευόμενες περιοχές συγκαταλέγονται οι περιοχές Natura, τα καταφύγια άγριας ζωής και οι διαδρομές των αποδημητικών πτηνών. Επίσης, οι στρατιωτικές ζώνες αποτελούν περιοχές αποκλεισμού.

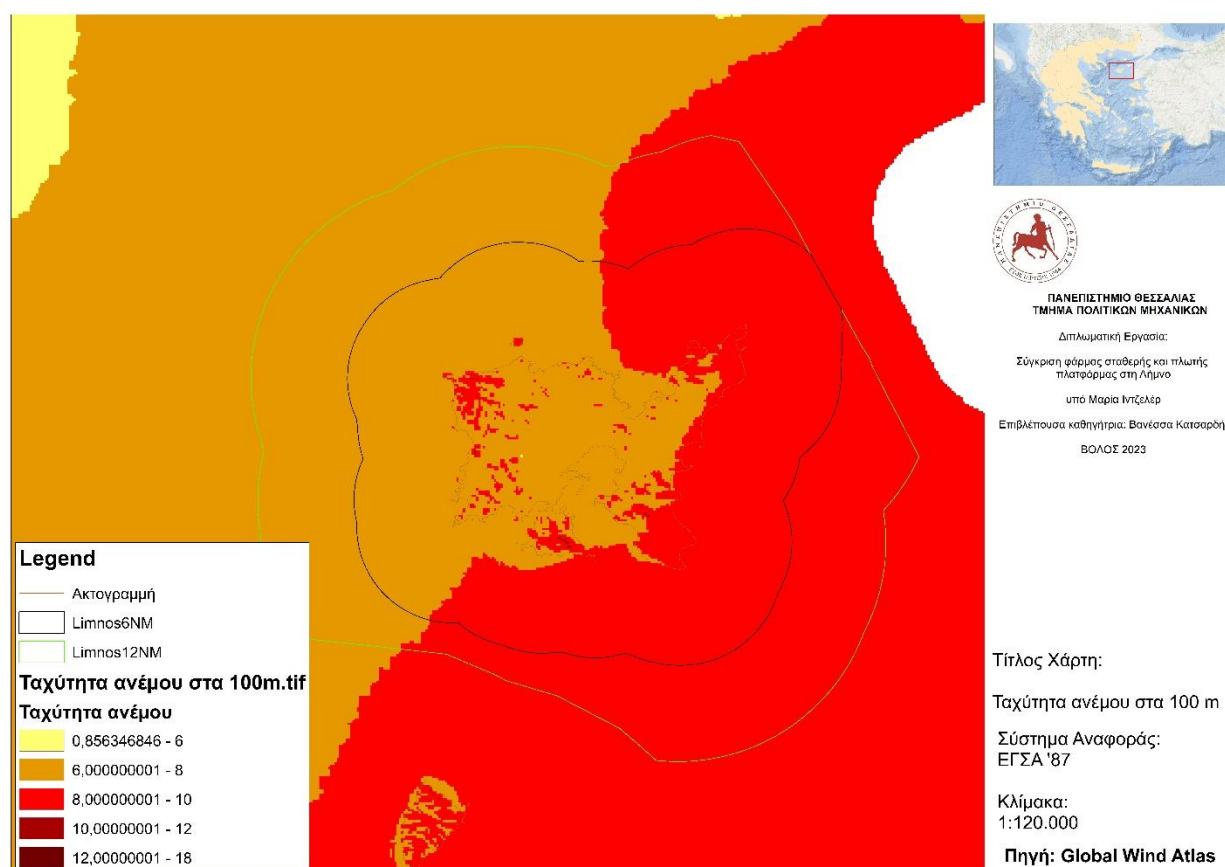
Ταχύτητα ανέμου

Η ταχύτητα ανέμου επηρεάζει την παραγωγή ενέργειας και συνεπώς καθορίζει την οικονομική σκοπιμότητα του έργου. Σύμφωνα με μελέτες, ακατάλληλες περιοχές θεωρούνται οι περιοχές των οποίων η μέση ταχύτητα ανέμου είναι μικρότερη των 6 m/s. (Vagiona and Karanikolas 2012)

Κεφάλαιο 5: Περιοχή μελέτης - Λήμνος

5.1 Εισαγωγικά στοιχεία για την Λήμνο

Η παρούσα πτυχιακή εργασία αφορά την μελέτη εγκατάστασης υπεράκτιας φάρμας στην περιοχή της Λήμνου. Ένα τέτοιο έργο είναι μείζονος σημασίας για το νησί, το οποίο δεν είναι διασυνδεδεμένο με την ηπειρωτική χώρα, καθώς μια πιθανή διασύνδεση είναι ασύμφορη εξαιτίας της θέσης του. Η Λήμνος βρίσκεται στο Βόρειο Αιγαίο και η πρωτεύουσα του νησιού είναι η Μύρινα. Έχει έκταση 476 km² και πληθυσμό περίπου 17000 κατοίκους. Σε αντίθεση με τα βάθη που συναντώνται στο υπόλοιπο Αιγαίο, στη Λήμνο τα νερά είναι αρκετά ρηχά. Ακόμη, στο νησί επικρατούν ισχυροί άνεμοι, ιδανικοί για την εγκατάσταση ΘΑΠ.



Εικόνα 11: Χάρτης ταχύτητας ανέμου στα 100 m

(Πηγή: Global Wind Atlas, Ιδία επεξεργασία)

Οι κλιματικές συνθήκες που επικρατούν στην Λήμνο είναι οι εξής: ετήσια θερμοκρασία αέρα 15,6°C , ετήσια σχετική υγρασία 72,1% , ετήσια κατακρήμνιση 627,70mm , ετήσια ατμοσφαιρική πίεση 101,4Kpa , ετήσια ταχύτητα ανέμου 4,6m/s , ετήσια θερμοκρασία εδάφους 18,2 °C. (Πηγή: RetScreen Expert). Από το Global Wind Atlas λαμβάνουμε τη μέση ταχύτητα ανέμου στο ύψος στροβίλου, η οποία είναι 9 m/s.

Όπως αναφέρθηκε, το νησί δεν είναι διασυνδεδεμένο με το δίκτυο εθνικής εμβέλειας. Συγκεκριμένα, το δίκτυο ενέργειας της Λήμνου αποτελείται από τον ΑΣΠ Λήμνου. Στην περιοχή υπάρχουν ήδη κάποιες εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Αρχικά, υπάρχει το αιολικό πάρκο Αγίου Σώζου, το οποίο βρίσκεται ανάμεσα στους οικισμούς Φισίνη και Αγία Σοφία. Στο αιολικό πάρκο υπάρχουν δύο ανεμογεννήτριες ENERCON E-44 900 KW. Η ενέργεια που παράγεται είναι 3500 MWh. Έπειτα, υπάρχει το αιολικό πάρκο Τουρλί στο ανατολικό τμήμα της Λήμνου, στο οποίο είναι εγκατεστημένη μία ανεμογεννήτρια ENERCON E-44 900 KW. Τέλος, υπάρχει το αιολικό πάρκο Βίγλας βορειοδυτικά της Λήμνου. Το αιολικό πάρκο αριθμεί 8 ανεμογεννήτριες ύψους 30 μέτρων που έχουν συνολική ισχύ 700 KW. Ωστόσο, οι ανεμογεννήτριες έχουν ολοκληρώσει τον κύκλο ζωής τους και σύντομα θα αντικατασταθούν.

Οι δύο λιμένες του νησιού είναι στην περιοχή της Μύρινας και του Μούδρου αντίστοιχα. Είναι ιδιαίτερης σημασίας για την οικονομία του νησιού, ενώ παρατηρείται αυξημένη κίνηση κατά τους θερινούς μήνες. Ακόμη, στο νησί υπάρχει ένα αεροδρόμιο στο οποίο πραγματοποιούνται πτήσεις προς την υπόλοιπη χώρα αλλά και προς το εξωτερικό. Το αεροδρόμιο βρίσκεται σε απόσταση μικρότερη του 1 km από την επαρχιακή οδό Μύρινας - Μούδρου. Ακόμη, στο αεροδρόμιο υπάρχει αεροδιάδρομος 3000 m.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί πως στο νησί υπάρχουν περιοχές Natura 2000. Συγκεκριμένα, οι περιοχές είναι οι λίμνες Χορταρόλιμνη και Αλυκή, το έλος Διαπόρι, η χερσόνησος Φακός και η νήσος Σεργίτσι, ο κόλπος Μούδρου. Επίσης, υπάρχουν οι νησίδες Πρασονήσι, Διαβάτες, Τηγάνι, Κομπιοκαστριά και Καρλάλα.

5.2 Μοντέλο χωροθέτησης

Για τις ανάγκες εύρεσης των κατάλληλων περιοχών προς χωροθέτηση υπεράκτιας φάρμας δημιουργήθηκε ένα μοντέλο με χρήση των Γεωγραφικών Συστημάτων Πληροφοριών (ArcGIS) και του Model Builder. Η διαδικασίες έλαβαν υπόψη το Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΕΠΧΣΑΑ) ενώ για την συλλογή των δεδομένων και την αξιολόγηση τους χρησιμοποιήθηκε πλήθος πηγών, το οποίο αναγράφεται στους πίνακες που ακολουθούν. Τέλος, πολλά από τα δεδομένα μετατράπηκαν σε ΕΓΣΑ '87.

Η εγκατάσταση θαλάσσιας αιολικής φάρμας απαιτεί να βρίσκεται εντός 6 ναυτικών μιλίων. Για αυτό το λόγο, καθορίστηκε η ζώνη 6 ναυτικών μιλίων καθώς και ο κανόνας μέσης γραμμής για την αποφυγή εγκατάστασης ΘΑΠ σε άλλο γεωγραφικό διαμέρισμα. (Γαβαλάς Μ. 2023)

Αρχικά, το πρώτο στάδιο είναι ο αποκλεισμός των ασύμβατων περιοχών σύμφωνα με τα κριτήρια που αναφέρονται στο ΕΠΧΣΑΑ. Τα κριτήρια υποδιαιρέθηκαν σε τέσσερις πυλώνες: Τεχνικά, Περιβαλλοντικά, Κοινωνικο – πολιτισμικά και κριτήρια οπτικής όχλησης. Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζονται τα κριτήρια καθώς και οι ζώνες αποκλεισμού, όπως αυτές αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 4, για τις πλατφόρμες σταθερής έδρασης.

Πίνακας 2: Τεχνικά κριτήρια αποκλεισμού (Ιδία επεξεργασία)

Τεχνικά κριτήρια	Ζώνη αποκλεισμού	Πηγή δεδομένων
Τουριστικά καταφύγια και λιμένες	1000	EMODNet
Ναυπηγεία	1000	Open Street Map
Εξορυκτικές δραστηριότητες	500	Open Street Map
Διαδρομές πλοίων	500	EMODNet
Στρατιωτικά πεδία βολής	5000	EMODNet

Πίνακας 3: Περιβαλλοντικά κριτήρια αποκλεισμού για πλατφόρμες σταθερής έδρασης
(Ιδία επεξεργασία)

Περιβαλλοντικά κριτήρια	Ζώνη αποκλεισμού	Πηγή δεδομένων
Προστατευόμενες περιοχές	10000	GeoData
Περιοχές Natura	10000	GeoData
Παραλίες παρακολούθησης ΥΠΕΧΩΔΕ	1500	GeoData
Λιβάδια Posidonia	500	GeoData
Τοπικοί Υγροβιότοποι	10000	WWF

Πίνακας 4: Κοινωνικο-πολιτισμικά κριτήρια αποκλεισμού (Ιδία επεξεργασία)

Κοινωνικο-πολιτισμικά κριτήρια	Ζώνη αποκλεισμού	Πηγή δεδομένων
Μνημεία Παγκόσμιας Κληρονομιάς	3000	Open Street Map
Ιερές Μονές, Εκκλησίες	882	Open Street Map
Κηρυγμένα Μνημεία	8882	Open Street Map
Δυναμικοί Οικισμοί	2000	ΕΛΣΤΑΤ
Παραδοσιακοί Οικισμοί	2500	Open Street Map
Λοιποί Οικισμοί	1000	ΕΛΣΤΑΤ

Πίνακας 5: Οπτικά κριτήρια αποκλεισμού (Ιδία επεξεργασία)

Οπτικά κριτήρια	Ζώνη αποκλεισμού	Πηγή δεδομένων
Μνημεία Παγκόσμιας Κληρονομιάς	3000	Open Street Map
Κηρυγμένα Μνημεία	882	Open Street Map
Δυναμικοί Οικισμοί	2000	ΕΛΣΤΑΤ
Παραδοσιακοί Οικισμοί	2500	Open Street Map
Προστατευόμενες Περιοχές	10000	GeoData
Λιβάδια Posidonia	50	GeoData

Ο διαχωρισμός των οικισμών έγινε σύμφωνα με το **Αρθ-2 ΠΔ/24-4/3-5-85**. Οι δυναμικοί ορίζονται ως «...όσοι έχουν πληθυσμό ίσο ή μεγαλύτερο των 200 κατοίκων σύμφωνα με την τελευταία απογραφή πληθυσμού και κατά την απογραφική περίοδο της τελευταίας δεκαετίας

εμφανίζουν πληθυσμιακή αύξηση μεγαλύτερη του 10%...» ενώ για τους λοιπούς οικισμούς αποδίδεται ο εξής ορισμός στο **Αρθ-4 ΠΔ/24-4/3-5-85** «...το όριο τους προσδιορίζεται από ακτίνα μέχρι 800 μ από το κέντρο του οικισμού για μεγάλους οικισμούς, μέχρι 500 μ για μεσαίους και μέχρι 300 μ για μικρούς οικισμούς...»

Όσον αφορά την οπτική όχληση, χρησιμοποιήθηκε το εργαλείο visibility του ArcGIS. Αρχικά, τέθηκαν κάποιες παράμετροι, όπως το ύψος του παρατηρητή, το οποίο τέθηκε ίσο με 1.70 m καθώς και το ύψος αντικειμένου που τέθηκε ίσο με 153 m (ύψος πυλώνα 90 m + διάμετρος πτερυγίου 63 m). Τέλος, λήφθηκε υπόψη η κυρτότητα της γης. (Γαβαλάς Μ. 2023)

Τα αποτελέσματα πήραν τις τιμές 0 και 1 που αντιστοιχούν σε μη ορατό και ορατό. Έπειτα, με το εργαλείο reclassify πήραν τις τιμές 1 και 2 αντίστοιχα. Ακολούθως, έγινε διαχωρισμός σε 3 ζώνες με τιμές 1,3 και 5. Η πρώτη ζώνη (Ζώνη Α) αφορά τις περιοχές αποκλεισμού, η δεύτερη ζώνη (Ζώνη Β) αφορά την ακτίνα των 5 χλμ, δηλαδή εκεί όπου βλέπει το ανθρώπινο μάτι και τέλος η τρίτη ζώνη (Ζώνη Γ) που αφορά τις λοιπές περιοχές. Τέλος, έγινε πολλαπλασιασμός των 2 ψηφιδωτών.

Ακολούθως, είναι το στάδιο της Ιεραρχικής Ανάλυσης. Οι περιοχές που αποκλείστηκαν έλαβαν την τιμή 0 ενώ οι αποδεκτές την τιμή 1. Για την διαδικασία της Ιεραρχικής Ανάλυσης δημιουργήθηκαν τα κατάλληλα βάρη για τους τέσσερις πυλώνες, όπως αυτά παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 6: Ιεραρχική ανάλυση περιβαλλοντικών κριτηρίων για πλατφόρμες σταθερής έδρασης (Ιδία επεξεργασία)

Περιβαλλοντικά		Καταφύγια άγριας ζωής	Natura 2000	Ακτές παραχολούθησης ΥΠΕΧΩΔΕ	Υγροβιότοποι
	Καταφύγια άγριας ζωής	1	1	3	9
	Natura 2000	1	1	5	9
	Ακτές παραχολούθησης ΥΠΕΧΩΔΕ	0,33	0,2	1	9
	Υγροβιότοποι	0,11	0,11	0,11	1
	Βάρη	0,36	0,44	0,15	0,03

Πίνακας 7: Ιεραρχική Ανάλυση κοινωνικο – πολιτισμικών κριτηρίων (Ιδία επεξεργασία)

Κοινωνικά-Πολιτισμικά		Μνημεία UNESCO	Ιερές Μονές-Εκκλησίες	Κυρηγμένα Μνημεία	Δυναμικοί Οικισμοί	Παραδοσιακοί Οικισμοί
	Μνημεία UNESCO	1	7	2	0,33	0,25
	Ιερές Μονές/Εκκλησίες	0,14	1	0,2	0,14	0,11
	Κυρηγμένα Μνημεία	0,5	5	1	0,33	0,25
	Δυναμικοί Οικισμοί	3	7	3	1	0,5
	Παραδοσιακοί Οικισμοί	4	9	4	2	1
	Βάρη	0,14	0,03	0,1	0,28	0,43

Πίνακας 8: Ιεραρχική Ανάλυση τεχνικών κριτηρίων (Ιδία επεξεργασία)

Τεχνικά		Λιμένες	Στρατιωτικά Πεδία Βολής	Εξορυκτικές Δραστηριότητες	Ναυπηγεία	Διαδρομές Πλοίων	Αεροδρόμια
	Λιμένες	1	7	3	4	2	1
	Στρατιωτικά Πεδία Βολής	0,14	1	0,2	0,25	0,16	0,14
	Εξορυκτικές Δραστηριότητες	0,33	5	1	1	1	1
	Ναυπηγεία	0,25	4	1	1	1	1
	Διαδρομές Πλοίων	0,5	6	1	1	1	1
	Αεροδρόμια	1	7	1	1	1	1
	Βάρη	0,33	0,03	0,14	0,13	0,16	0,19

Πίνακας 9: Ιεραρχική ανάλυση οπτικής όχλησης (Ιδία επεξεργασία)

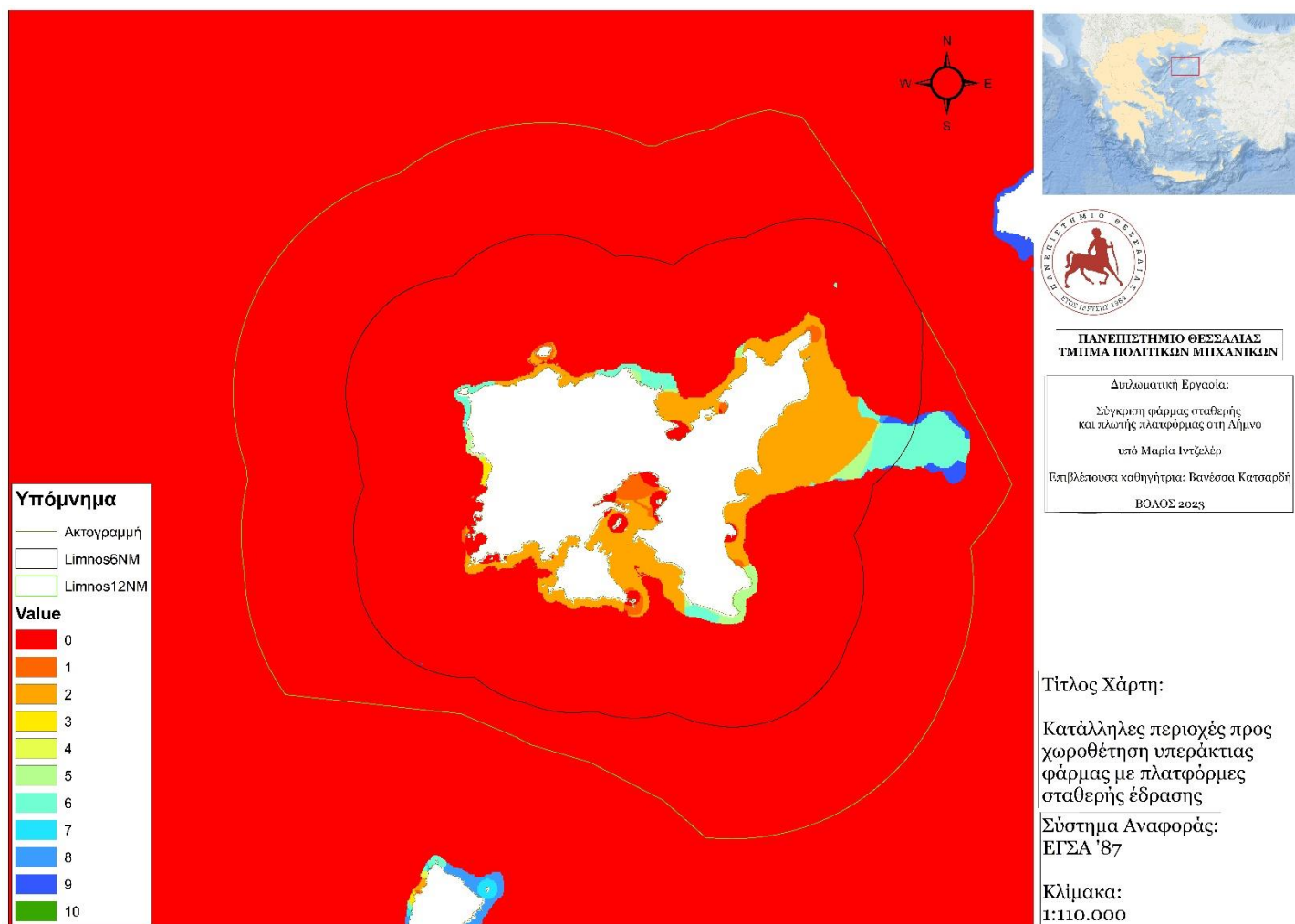
Οπτική Όχληση		Μνημεία UNESCO	Κυρηγμένα Μνημεία	Δυναμικοί Οικισμοί	Παραδοσιακοί Οικισμοί	Περιβαλλοντικά
	Μνημεία UNESCO	1	3	0,33	0,25	3
	Κυρηγμένα Μνημεία	0,33	1	0,33	0,25	5
	Δυναμικοί Οικισμοί	3	3	1	0,5	6
	Παραδοσιακοί Οικισμοί	4	4	2	1	7
	Περιβαλλοντικά	0,33	0,2	0,16	0,14	1
	Βάρη	0,14	0,1	0,28	0,42	0,04

Έπειτα, υπολογίστηκαν τα τελικά βάρη για κάθε κριτήριο. Λαμβάνοντας υπόψη την φύση του έργου, δίνεται μεγάλη βαρύτητα στα περιβαλλοντικά. Η θεμελίωση των πλατφορμών σταθερής έδρασης στον πυθμένα δημιουργεί προβλήματα στην Posidonia. Συνεπώς, τα περιβαλλοντικά λαμβάνουν το μεγαλύτερο βάρος ενώ ακολουθεί το θέμα της οπτικής όχλησης και τα κοινωνικά-πολιτισμικά κριτήρια. Τέλος, μικρότερα βάρη λαμβάνουν οι βαθυμετρία και τα τεχνικά κριτήρια.

Πίνακας 10: Αποτελέσματα τελικής Ιεραρχικής Ανάλυσης (Ιδία επεξεργασία)

	Τεχνικά	Περιβαλλοντικά	Κοινωνικά-Πολιτισμικά	Οπτική Όχληση	Βαθυμετρία
Τεχνικά	1	0,11	0,12	0,12	0,14
Περιβαλλοντικά	9	1	2	2	8
Κοινωνικά-Πολιτισμικά	8	0,5	1	1	5
Οπτική Όχληση	8	0,5	1	1	7
Βαθυμετρία	7	0,12	0,2	0,14	1
Βάρη	0,02	0,4	0,23	0,26	0,07

Στην Εικόνα 12 παρουσιάζεται ο χάρτης που προέκυψε από την τελική Ιεραρχική Ανάλυση για την χωροθέτηση ΘΑΠ με πλατφόρμες σταθερής έδρασης. Οι περιοχές που υποδεικνύονται για χωροθέτηση είναι μικρής έκτασης και έχουν χαμηλό σκορ.



Εικόνα 12: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση υπεράκτιας φάρμας με πλατφόρμες σταθερής έδρασης (Ιδία επεξεργασία)

Για τις πλωτές πλατφόρμες, ισχύουν οι **Πίνακες 7, 8, 9**, καθώς οι ζώνες αποκλεισμού που αφορούν τα τεχνικά, κοινωνικο – πολιτισμικά κριτήρια και τα κριτήρια οπτικής όχλησης δεν μεταβάλλονται. Ωστόσο, υπάρχει μια «ελαστικότητα» στην απόσταση από τα λιβάδια Posidonia καθώς δεν απαιτείται θεμελίωση για την εγκατάσταση πλωτών πλατφορμών. Η αγκύρωση δεν προκαλεί προβλήματα. Συνεπώς, μειώνεται η ζώνη αποκλεισμού από τα 500 m στα 50 m.

Πίνακας 11: Περιβαλλοντικά κριτήρια για πλωτές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)

Περιβαλλοντικά κριτήρια	Ζώνη αποκλεισμού	Πηγή δεδομένων
Προστατευόμενες περιοχές	10000	GeoData
Περιοχές Natura	10000	GeoData
Παραλίες παρακολούθησης ΥΠΕΧΩΔΕ	1500	GeoData
Λιβάδια Posidonia	50	GeoData
Τοπικοί Υγροβιότοποι	10000	WWF

Επακόλουθο είναι να μεταβάλλονται και τα βάρη των περιβαλλοντικών ζωνών καθώς τα λιβάδια Posidonia αποκτούν μικρότερο βάρος.

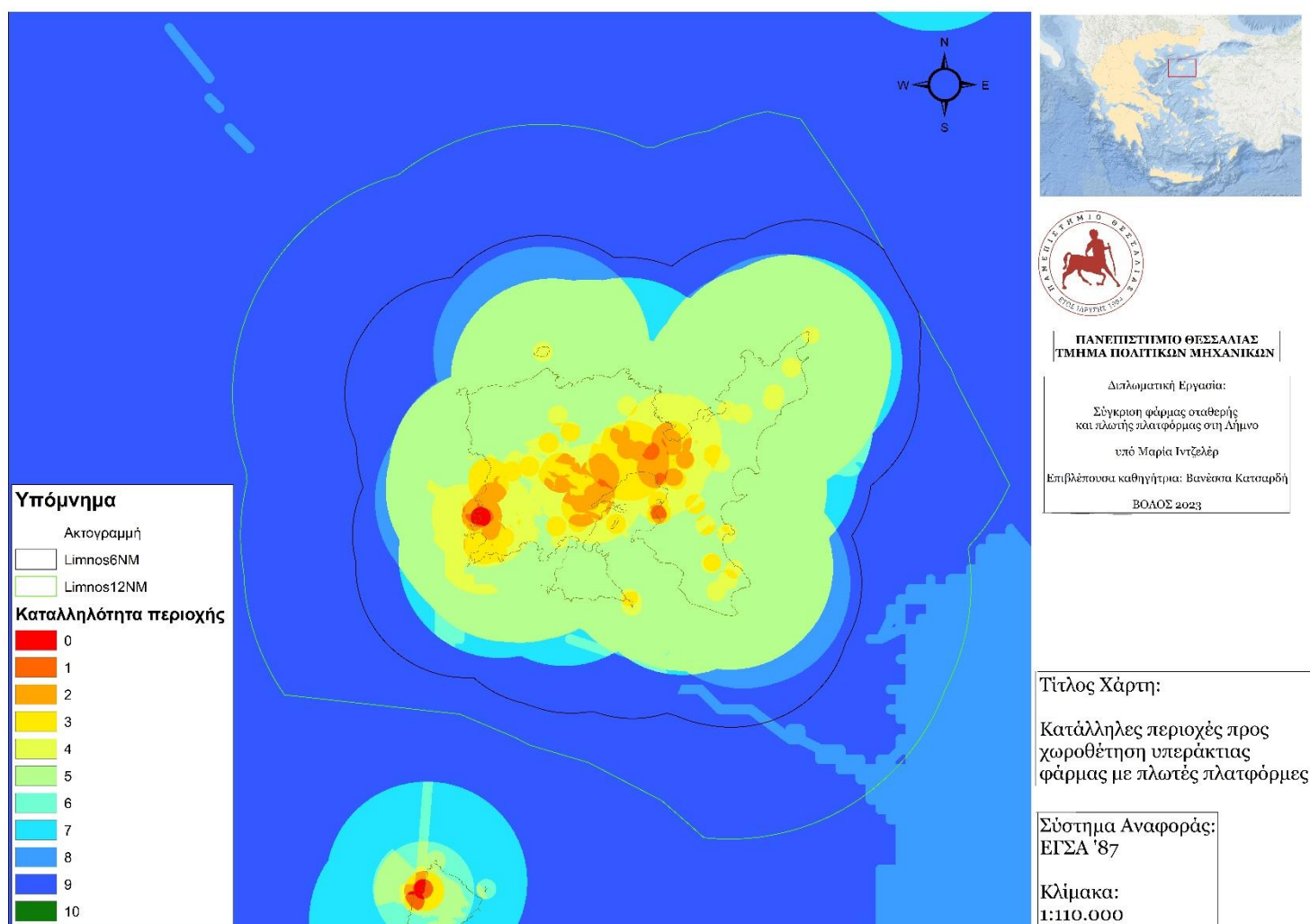
Πίνακας 12: Ιεραρχική Ανάλυση περιβαλλοντικών κριτηρίων για πλωτές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)

Περιβαλλοντικά		Καταφύγια άγριας ζωής	Natura 2000	Ακτές παρακολούθησης ΥΠΕΧΩΔΕ	Υγροβιότοποι
	Καταφύγια άγριας ζωής	1	6	5	0,33
	Natura 2000	0,16	1	0,33	0,14
	Ακτές παρακολούθησης ΥΠΕΧΩΔΕ	0,2	3	1	0,2
	Υγροβιότοποι	3	7	5	1
	Βάρη	0,3	0,05	0,09	0,54

Λόγω της φύσης του έργου, τα βάρη των κριτηρίων στην τελική Ιεραρχική Ανάλυση λαμβάνονται ίσα με 1.

Πίνακας 13: Αποτελέσματα τελικής Ιεραρχικής Ανάλυσης για ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)

	Τεχνικά	Περιβαλλοντικά	Κοινωνικά-Πολιτισμικά	Οπτική Όχληση	Βαθυμετρία
Τεχνικά	1	1	1	1	1
Περιβαλλοντικά	1	1	1	1	1
Κοινωνικά-Πολιτισμικά	1	1	1	1	1
Οπτική Όχληση	1	1	1	1	1
Βαθυμετρία	1	1	1	1	1



Εικόνα 13: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση υπεράκτιας φάρμας με πλωτές πλατφόρμες

(Ιδία επεξεργασία)

Στην **Εικόνα 13** παρουσιάζεται ο χάρτης με τις κατάλληλες περιοχές χωροθέτησης. Γίνεται αντιληπτό πως, σε αντίθεση με τον χάρτη που αφορούσε τα ΘΑΠ με πλατφόρμες σταθερής έδρασης, υπάρχουν πολλές περιοχές προς χωροθέτηση πλωτών πλατφορμών με μεγάλη έκταση και υψηλό σκορ. Αυτό συνεπάγεται πως λαμβάνονται σοβαρά υπόψη οι ζώνες αποκλεισμού.

Κεφάλαιο 6: Οικονομική μελέτη

Μία από τις σημαντικότερες διαδικασίες για το έργο είναι η εκτίμηση του κόστους. Μέσα από την εκτίμηση του κόστους γίνονται αντιληπτές οι δυνατότητες του έργου καθώς και εκτιμάται αν το έργο είναι οικονομικά βιώσιμο. Ωστόσο, ένα από τα κύρια προβλήματα είναι το γεγονός πως δεν υπάρχουν αρκετές διαθέσιμες μελέτες που να αναφέρονται στον υπολογισμό του κόστους επένδυσης. Επιπροσθέτως, οι μεθοδολογίες που υπάρχουν δεν λαμβάνουν υπόψη τη σχέση μεταξύ των παραμέτρων. (Castro-Santos and Diaz-Casas 2014)

Οι κύριες πτυχές του έργου είναι το σχέδιο και η τοποθεσία. Για τον καθορισμό της σκοπιμότητας του έργου περιλαμβάνεται ένα σύνολο λειτουργιών και δαπανών. Το κόστος σχετίζεται με τους πόρους, τις υποδομές κλπ. Τα κόστη αυτά διαχωρίζονται στα εξής: τα κόστη κεφαλαίου (CAPEX) και τα λειτουργικά κόστη (OPEX). (Castro-Santos et al. 2016)

Για να μελετηθεί η οικονομική βιωσιμότητα γίνεται υπολογισμός των ακόλουθων οικονομικών δεικτών: ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας LCOE, εσωτερικό ποσοστό απόδοσης IRR, καθαρή παρούσα αξία NPV, περίοδος προεξοφλημένης αποπληρωμής DPBP και λόγος κόστους - ισχύος ενέργειας C_{power} .

Ακόμη, υπολογίζεται το κόστος κύκλου ζωής. Το συγκεκριμένο κόστος μπορεί να μελετηθεί με πολλούς τρόπους, όπως οικονομικά, περιβαλλοντικά κλπ. Στην παρούσα μελέτη πραγματοποιείται οικονομική ανάλυση με βάση τη Δομή Ανάλυσης Κόστους (CBS). (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014)

6.1 Κόστος κύκλου ζωής για πλατφόρμες σταθερής έδρασης

Στην μελέτη των Shafiee, M. et al. 2016 παρουσιάζεται ένα μοντέλο υπολογισμού του κόστους κύκλου ζωής για θαλάσσια αιολικά πάρκα, λαμβάνοντας υπόψη ένα πλήθος παραμέτρων. Στην μελέτη των Gonzalez-Rodriguez, A. G. 2017 αποτυπώνονται διάφορα κόστη που αφορούν τις τιμές των επιμέρους στοιχείων του ΘΑΠ. Στην μελέτη των Ιοαννου, A. et al. 2018 παρουσιάζεται ένα τεχνο-οικονομικό μοντέλο του κύκλου ζωής για διαφορετικά δεδομένα εισόδου και εξόδου.

i. Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης

Η διαχείριση του έργου αφορά όλες τις προκαταρκτικές μελέτες σκοπιμότητας, τη χρηματοδότηση κλπ. Υπολογίζεται ότι είναι περίπου το 3% του CAPEX. Ακόμη, για την εκτέλεση του έργου απαιτείται εξουσιοδότηση από την κυβέρνηση. Συνήθως, αποτελεί μέρος της διαχείρισης του έργου και αποτελεί το 0.13% του CAPEX.

$$C_{P\&C} = C_{projM} + C_{legal} + C_{surveys} + C_{eng} + C_{contingency} \quad [6.1.1]$$

Για την σκοπιμότητα του έργου διεξάγονται ορισμένες έρευνες, όπως περιβαλλοντικές και παράκτιες διεργασίες, εξετάζονται οι συνθήκες του βυθού κλπ.

$$C_{surveys} = C_{surv-EN} + C_{surv-CP} + C_{surv-SB} + C_{surv-MO} \quad [6.1.2]$$

Μετά την έγκριση του έργου πραγματοποιείται μια συγκρότηση επιστημονικής ομάδας για το σχεδιασμό της υπεράκτιας φάρμας με σκοπό τον σχεδιασμό, την επιλογή θεμελίωσης και ηλεκτρικού συστήματος κλπ. Το κόστος μηχανικής αφορά τις κύριες δραστηριότητες και τις διαδικασίες επαλήθευσης.

$$C_{eng} = C_{eng-main} + C_{eng-verif} \quad [6.1.3]$$

Το κόστος που αφορά τις κύριες δραστηριότητες αφορά το μέγεθος του έργου και την εγκατεστημένη ισχύς.

$$C_{eng-main}=C_{base}+C_{eng-unit}*IC \quad [6.1.4]$$

Τα απρόβλεπτα που προκύπτουν αφορούν αντικατάσταση των εξαρτημάτων που υπόκεινται σε αστοχία. Υπολογίζεται πως είναι περίπου το 10% του CAPEX.

$$C_{contingency}=0.1*CAPEX \quad [6.1.5]$$

ii. Κόστος κατασκευής

Το κόστος παραγωγής και απόκτησης αφορά κόστη όπως η προμήθεια των Α/Γ (C_{WT}), η δομή θεμελίωσης (C_{SS}), το σύστημα μετάδοσης ισχύος (C_{PTS}) και το σύστημα παρακολούθησης ($C_{monitoring}$).

$$C_{P\&A}=C_{WT}+C_{SS}+C_{PTS}+C_{monitoring} \quad [6.1.6]$$

Το κόστος απόκτησης των ανεμογεννητριών σχετίζεται με το κόστος των υλικών της Α/Γ μαζί με όλα τα συστήματα της (C_{wt-mat}), το κόστος μεταφοράς της Α/Γ από την τοποθεσία παραγωγής μέχρι την τοποθεσία εγκατάστασης ($C_{wt-trans}$) καθώς και από τον αριθμό των Α/Γ (N_{WT}).

$$C_{WT}=(C_{wt-mat}+C_{wt-trans})*N_{WT} \quad [6.1.7]$$

Το κόστος της Α/Γ προκύπτει από την ακόλουθη λογαριθμική συνάρτηση, η οποία λαμβάνει υπόψη την ισχύ της Α/Γ (PR).

$$C_{wt-mat}=(3000000*LN(PR)-662400)*1.16 \quad [6.1.8]$$

Το κόστος μεταφοράς της Α/Γ υπολογίζεται από τις απαιτούμενες ημέρες του σκάφους για την μεταφορά (N_{v-d}) καθώς και από το μέσο ημερήσιο ρυθμό ενοικίασης ενός σκάφους (Vr).

$$C_{wt-trans}=N_{v-d}*Vr \quad [6.1.9]$$

Το κόστος της δομής θεμελίωσης υποδιαιρείται, παρόμοια, στο κόστος των υλικών (C_{ss-mat}) και στο κόστος για την μεταφορά και την εγκατάσταση ($C_{ss-trans}$).

$$C_{SS}=(C_{ss-mat}+C_{ss-trans})\times N_{WT} \quad [6.1.10]$$

Σύμφωνα με τον Nielsen, 2003, το κόστος των υλικών δεν μεταβάλλεται τόσο ανάλογα με τον τύπο, ωστόσο αυξάνεται κατά 2% ανά μέτρο αύξησης του βυθού.

$$C_{ss-mat}=(339200\times PR\times(1+0.02\times(D-8))\times(1+0.8\times 10^{-6}(h\times(\frac{d}{2})^2-10^5)))\times 1.16 \quad [6.1.11]$$

Όπου h: το ύψος του πύργου

d: η διάμετρος του ρότορα της Α/Γ

Όσον αφορά το κόστος μεταφοράς της δομής υποστήριξης, μπορεί να υπολογιστεί παρόμοια με την εξίσωση μεταφοράς της Α/Γ. [6.1.9]

Το κόστος του συστήματος μετάδοσης ισχύος αποτελείται από τα κόστη των επιμέρους στοιχείων του συστήματος μετάδοσης ισχύος, τα οποία είναι τα καλώδια που συνδέουν τις Α/Γ και τα καλώδια που συνδέουν τους χερσαίους και υπεράκτιους υποσταθμούς.

$$C_{PTS}=C_{cables}+C_{of-sub}+C_{on-sub} \quad [6.1.12]$$

Τα καλώδια χωρίζονται σε 3 κατηγορίες: καλώδια συστοιχίας, καλώδια εξαγωγής και χερσαία καλώδια. Το κόστος κάθε κατηγορίας υπολογίζεται από το γινόμενο της τιμής του μήκους του καλωδίου ($C_{cable-unit}$) με τον αριθμό των γραμμών (N_{lines}) και το μήκος της κάθε γραμμής (L). Ακόμη, ενδεχομένως να χρειάζεται προστασία των καλωδίων σε κάποια σημεία ($C_{protection}$).

$$C_{cables}=\sum C_{cable-unit\ i} * L_i * N_{lines\ i} + C_{protection} \quad [6.1.13]$$

Το κόστος του υπεράκτιου υποσταθμού υπολογίζεται από την σχέση:

$$C_{of-sub}=(583300+107900 \times N_{WT} \times P_{WT} \times 1000) \times 1.16 \quad [6.1.14]$$

Ακόμη, για τον χερσαίο υποσταθμό ισχύει ότι:

$$C_{on-sub} = C_{of-sub} / 2 \quad [6.1.15]$$

Το σύστημα παρακολούθησης αποτελείται από αισθητήρες και συσκευές για τη συλλογή δεδομένων. Το κόστος του SCADA και του συστήματος παρακολούθησης CMS εξαρτάται από το πλήθος των ανεμογεννητριών.

$$C_{monitoring} = (C_{SCADA} + C_{CMS}) \times N_{WT} \quad [6.1.16]$$

iii. Κόστος εγκατάστασης

Περιλαμβάνει όλες τις δραστηριότητες που αφορούν την κατασκευή του ΘΑΠ. Συγκεκριμένα, περιλαμβάνει τα κόστη που σχετίζονται με τον λιμένα ($C_{I\&C-port}$), τα κόστη εγκατάστασης των εξαρτημάτων ($C_{I\&C-comp}$), των Α/Γ και του ηλεκτρικού συστήματος (C_{comm}) καθώς και την ασφάλιση της κατασκευής ($C_{I\&C-ins}$).

$$C_{I\&C} = C_{I\&C-port} + C_{I\&C-comp} + C_{comm} + C_{I\&C-ins} \quad [6.1.17]$$

Σχετικά με τους λιμένες, αυτοί έχουν σημαντικό ρόλο στα ΘΑΠ. Πρέπει να καταβάλλονται ετήσια τέλη για την χρήση των λιμένων, της αποβάθρας και την άδεια χρήσης γερανού ($C_{port-use}$). Επιπλέον, πρέπει να ληφθούν υπόψη οι ετήσιες πληρωμές των εργατών που απασχολούνται στα ΘΑΠ ($C_{port-labour}$).

$$C_{I\&C-port} = C_{port-use} + C_{port-labour} \quad [6.1.18]$$

Οι ετήσιες πληρωμές μπορούν να υπολογιστούν από τη σχέση:

$$C_{\text{port-labour}} = N_{\text{I-d}} \times L_r \quad [6.1.19]$$

Όπου L_r : το σταθερό ημερήσιο ποσοστό εργασίας

Στην εγκατάσταση των εξαρτημάτων λαμβάνεται υπόψη η θεμελίωση, η Α/Γ, και τα ηλεκτρικά συστήματα των υποσταθμών.

$$C_{\text{I\&C-comp}} = C_{\text{I\&C-f}} + C_{\text{I\&C-wt}} + C_{\text{I\&C-ofsubs}} + C_{\text{I\&C-onsubs}} \quad [6.1.20]$$

Σε όλα τα παραπάνω κόστη περιλαμβάνονται δαπάνες που αφορούν την ενοικίαση πλοίων και την πρόσληψη τεχνικών. Ακόμη, συχνά απαιτείται και η κατάλληλη προετοιμασία του πυθμένα για την θεμελίωση.

Πριν από την έναρξη λειτουργίας του ΘΑΠ, οι Α/Γ, τα ηλεκτρικά συστήματα και τα συστήματα παρακολούθησης ελέγχονται με σκοπό να εντοπιστούν βλάβες. Συνεπώς, το κόστος (C_{comm}) αποτελείται από το κόστος ενοικίασης σκαφών και μελών του πληρώματος και μπορεί να υπολογιστεί παρόμοια από τις εξισώσεις.

Το κόστος ασφάλισης της κατασκευής προκύπτει από τη σχέση:

$$C_{\text{I\&C-ins}} = C_{\text{ins-unit}} \times IC \quad [6.1.21]$$

Όπου $C_{\text{ins-unit}}$: το κόστος ασφάλισης ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος

iv. Κόστος εκμετάλλευσης

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης υποδιαιρείται στο κόστος λειτουργίας (C_o) και στο κόστος συντήρησης (C_M).

$$C_{o\&M} = C_o + C_M \quad [6.1.22]$$

Το κόστος λειτουργίας περιλαμβάνει τις πληρωμές μίσθωσης (C_{rent}), τα έξοδα ασφάλισης ($C_{O\&M-ins}$) και τα τέλη μεταφοράς ($C_{transmission}$).

$$C_O = C_{rent} + C_{O\&M-ins} + C_{transmission} \quad [6.1.23]$$

Οι κατασκευαστές των ΘΑΠ πρέπει να πληρώνουν ένα ενοίκιο για την μίσθωση της περιοχής, το οποίο υπολογίζεται από τη σχέση:

$$C_{rent} = I \times E \times P_E \quad [6.1.24]$$

Όπου I : το ποσοστό ενοικίασης ($0 < I < 1$)

E : η ενέργεια σε MWh

P_E : η τιμή ανά μονάδα ενέργειας από το ΘΑΠ σε €/MWh

Για την ασφάλιση ισχύει η εξίσωση **6.1.21**.

Τα τέλη μεταφοράς καθορίζονται από τη χωρητικότητα του πάρκου και ισχύει η σχέση:

$$C_{transmission} = C_{transmission-unit} \times IC \quad [6.1.25]$$

Όπου $C_{transmission-unit}$: τα τέλη χρέωσης ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος

Όσον αφορά την συντήρηση, αυτή χωρίζεται σε άμεση ($C_{M-direct}$) και έμμεση ($C_{M-indirect}$).

$$C_M = C_{M-direct} + C_{M-indirect} \quad [6.1.26]$$

Το άμεσο κόστος μεταφοράς αποτελείται από το κόστος μεταφοράς των εξαρτημάτων που έχουν υποστεί βλάβη, τους τεχνικούς που πραγματοποιούν την συντήρηση και την επισκευή ή την αντικατάσταση καθώς και όλα τα αναλώσιμα που απαιτούνται για το ΘΑΠ. Η συντήρηση υποδιαιρείται στην διορθωτική συντήρηση (C_{CM}), η οποία λαμβάνει χώρα μετά την αστοχία, και την προληπτική συντήρηση (C_{ProM}), που λαμβάνει χώρα πριν την αστοχία.

$$C_{CMj} = C_{transj} + C_{labourj} + C_{consumj} \quad [6.1.27]$$

Όπου C_{transj} : το κόστος μεταφοράς

$C_{labourj}$: το κόστος εργασίας συντήρησης

$C_{consumj}$: το κόστος των αναλώσιμων, το οποίο λαμβάνεται ως σταθερό

Για το κόστος μεταφοράς λαμβάνεται υπόψη η απόσταση από το ΘΑΠ μέχρι το συνεργείο (d) και το κόστος μεταφοράς ανά απόσταση (tc_j) σε €/km.

$$C_{transj} = 2 \times d \times tc_j \quad [6.1.28]$$

Για το κόστος συντήρησης λαμβάνονται υπόψη οι μέρες που απαιτούνται για την συντήρηση (N_{l-d}) και το σταθερό ημερήσιο ποσοστό εργασίας (L_r).

$$C_{labourj} = N_{l-dj} \times L_r \quad [6.1.29]$$

Για την μείωση του κόστους της διορθωτικής συντήρησης, λαμβάνουν χώρα δύο προληπτικές συντηρήσεις: η προγραμματισμένη συντήρηση (SM) και η συντήρηση βάση των συνθηκών (CBM). Αν λ_j είναι η ετήσια αστοχία του στοιχείου και $0 < P_d < 1$ είναι η πιθανότητα να ανιχνευτεί η αστοχία σε λογικό χρόνο, το ετήσιο κόστος συντήρησης των εξαρτημάτων είναι ίσο με:

$$C_{M-direct} = (1 - P_d) \times \sum (\lambda_j \times C_{CMj}) + P_d \times \sum (\lambda_j \times C_{SMj}) \quad [6.1.30]$$

Όπου C_{SMj} : η προγραμματισμένη συντήρηση που έχει τιμή μικρότερη της συντήρησης βάση συνθηκών

Η έμμεση συντήρηση αποτελείται από το κόστος των λιμενικών τελών ($C_{ind-port}$), το κόστος μίσθωσης σκαφών ($C_{ind-ves}$) και το κόστος εργασίας συντήρησης ($C_{ind-labour}$).

$$C_{M-indirect} = C_{ind-port} + C_{ind-ves} + C_{ind-labour} \quad [6.1.31]$$

ν. Κόστος αποσυναρμολόγησης

Είναι το τελευταίο στάδιο στον κύκλο ζωής του ΘΑΠ και η διαδικασία είναι αντίστροφη από τη διαδικασία εγκατάστασης και θέσης σε λειτουργία του ΘΑΠ. Στο τέλος της ζωής τους, οι Α/Γ παροπλίζονται (C_{decom}) ενώ ο εξοπλισμός είτε αφαιρείται είτε ανακυκλώνεται (C_{WM}) ενώ η υπεράκτια τοποθεσία πρέπει να καθαριστεί (C_{SC}) και εκτελούνται κάποιες διαδικασίες παρακολούθησης (C_{postM}).

$$C_{D\&D} = C_{decom} + C_{WM} + C_{SC} + C_{postM} \quad [6.1.32]$$

Ο παροπλισμός υποδιαιρείται στο κόστος προετοιμασίας του λιμένα ($C_{D\&D-port}$) και το κόστος διαδικασιών αφαίρεσης (C_{remov}).

$$C_{decom} = C_{D\&D-port} + C_{remov} \quad [6.1.33]$$

Για το κόστος της προετοιμασίας του λιμένα μπορεί να χρησιμοποιηθεί η εξίσωση **6.1.18**, ενώ για το κόστος των διαδικασιών αφαίρεσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί η εξίσωση **6.1.9**, χρησιμοποιώντας λιγότερα σκάφη.

Η διαχείριση των απορριμμάτων καθορίζει τον τρόπο διάθεσης των επιμέρους στοιχείων του ΘΑΠ, όπως ανακύκλωση ή διάθεση σε χώρο υγειονομικής ταφής. Τα υλικά πρέπει να υποστούν επεξεργασία (C_{W-proc}) και μεταφορά στις κατάλληλες τοποθεσίες ($C_{W-trans}$). Επίσης, καταβάλλεται ένα πάγιο τέλος για την μεταφορά των υλικών σε ΧΥΤΑ ($C_{landfill}$).

$$C_{WM} = C_{W-proc} + C_{W-trans} + C_{landfill} - SV \quad [6.1.34]$$

Όπου SV: η αξία των παροπλισμένων στοιχείων σε €

Μετά τον παροπλισμό των Α/Γ, τα απόβλητα υποβάλλονται σε επεξεργασία.

$$C_{W-proc} = \sum (W_j \times C_{proc-unit}) \quad [6.1.35]$$

Όπου $C_{proc-unit}$: η τιμή της επεξεργασίας σε €/τόνο

W_j : το βάρος σε τόνο

Για την μεταφορά των αποβλήτων μετά την επεξεργασία σε ΧΥΤΑ ή σε χώρο ανακύκλωσης ισχύει ότι:

$$C_{W-trans} = \frac{\sum W_j}{W_{truck}} \times C_{truck} \quad [6.1.36]$$

Όπου W_{truck} : η χωρητικότητα του φορτηγού σε τόνους

C_{truck} : το κόστος του φορτηγού

Συμβολίζουμε με W_j^R και W_j^{NR} τα ανακυκλώσιμα και μη ανακυκλώσιμα στοιχεία αντίστοιχα.

Ισχύει επίσης ότι: $W_j^R + W_j^{NR} = W_j$. Τα μη ανακυκλώσιμα στοιχεία απορρίπτονται σε ΧΥΤΑ, του οποίου το κόστος είναι ίσο με:

$$C_{landfill} = \sum W_j^{NR} \times C_{landfill-unit} \quad [6.1.37]$$

Όπου $C_{landfill-unit}$: το κόστος της υγειονομικής ταφής ανά τόνο

Τέλος, η υπολειμματική αξία των παροπλισμένων στοιχείων προκύπτει από τον τύπο, όπου $k=1,2,\dots$ είναι ο τύπος των υλικών και SV_k είναι η υπολειμματική αξία ανά τόνο του τύπου του υλικού.

$$SV = \sum [\sum W_{jk}^R \times SV_k] \quad [6.1.38]$$

Όπου $\sum W_{jk}^R = W_j^R$

Για τον καθαρισμό της περιοχής ισχύει ότι:

$$C_{sc} = A \times C_{sc-unit} \quad [6.1.39]$$

Όπου A : η περιοχή σε km

$C_{sc-unit}$: το κόστος εκκαθάρισης ανά περιοχή

Τέλος, απαιτείται η παρακολούθηση της περιοχής όπου ήταν εγκατεστημένο το έργο (C_{postM}).

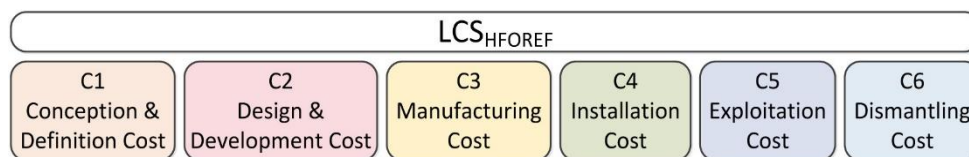
6.2 Κόστος κύκλου ζωής για πλωτές πλατφόρμες

Το κόστος κύκλου ζωής (LCS_{FOWF}) υπολογίζεται σε € και αποτελείται από τα επιμέρους στάδια κατά τον κύκλο ζωής της υπεράκτιας αιολικής φάρμας, τα οποία είναι:

- i. Κόστος έννοιας και ορισμού C1
- ii. Κόστος σχεδιασμού C2
- iii. Κόστος κατασκευής C3
- iv. Κόστος εγκατάστασης C4
- v. Κόστος εκμετάλλευσης C5
- vi. Κόστος αποσυναρμολόγησης C6

Όπως αναφέρουν οι Castro-Santos et al. 2016b τα κόστη αυτά διαχωρίζονται σε επιμέρους κόστη με σκοπό να ληφθούν υπόψη βασικές μεταβλητές που διατρέχουν το κόστος κύκλου ζωής. Τα πρώτα δύο κόστη (C1 και C2) είναι ανεξάρτητα της γεωγραφίας της περιοχής. Η παρούσα μελέτη θα εστιάσει στον υπολογισμό του κόστους κύκλου ζωής για την πλατφόρμα semisubmersible ενώ για τις περισσότερες παραμέτρους που απαιτούνται για τον υπολογισμό των επιμέρους κοστών, αυτές θα ληφθούν από σχετικές βιβλιογραφίες που μελετούν παρόμοια έργα. Το κόστος κύκλου ζωής υπολογίζεται από την σχέση:

$$LCS_{FOWF}=C1+C2+C3+C4+C5+C6 \quad [6.2.1]$$



Εικόνα 14: Σχεδιάγραμμα υπολογισμού κόστους κύκλου ζωής

(Πηγή: Castro-Santos et al., 2016)

i. Κόστος έννοιας και ορισμού C1

Στο κόστος έννοιας και ορισμού περιλαμβάνονται όλες οι προκαταρκτικές μελέτες για την εκτέλεση της υπεράκτιας αιολικής φάρμας. Μερικές από τις μελέτες αυτές είναι η μελέτη οικονομικής βιωσιμότητας, η περιβαλλοντική μελέτη καθώς και η μελέτη αιολικών πόρων με

στόχο την ανάδειξη της καταλληλότερης περιοχής εκμετάλλευσης. (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014)

Το κόστος έννοιας και ορισμού υποδιαιρείται σε τρία κόστη: Κόστος μελέτης αγοράς C11, κόστος νομοθετικών παραγόντων C12 και κόστος σχεδιασμού C13.

$$C1=C11+C12+C13 \quad [6.2.2]$$

Αρχικά, το κόστος μελέτης αγοράς αφορά την οικονομική σκοπιμότητα του έργου.

$$C11=C_{em} \quad [6.2.3]$$

Όπου C_{em} : η μελέτη οικονομικής σκοπιμότητας

Οι νομοθετικοί παράγοντες λαμβάνουν υπόψη τις έρευνες κοινωνικών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων καθώς και την έγκριση για την εκμετάλλευση. Συνεπώς, αφορούν τους φόρους κοινωνικών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

$$C12=C_{taxes} \times NWT \times PWT \quad [6.2.4]$$

Όπου C_{taxes} : τα νομοθετικά κόστη της εκάστοτε χώρας στα οποία βρίσκονται οι εγκαταστάσεις

NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών

PWT: η ενιαία ισχύ των υπεράκτιων ανεμογεννητριών

Ακόμη, για το κόστος σχεδιασμού συντίθενται διάφορες απαραίτητες μελέτες, όπως μελέτη του αιολικού πόρου και των συνθηκών στη θαλάσσια περιοχή καθώς και των γεωτεχνικών χαρακτηριστικών του βυθού. (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014)

$$C13=C_{emet}+C_{smet}+C_{samet}+C_{lm} \times NWT \times PWT \quad [6.2.5]$$

Όπου NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών

PWT: η ενιαία ισχύ των υπεράκτιων ανεμογεννητριών

C_{emet} : το κόστος της μετεωρολογικής κατασκευής

C_{smet} : το κόστος των μετεωρολογικών αισθητήρων

C_{samet} : το κόστος άλλων βοηθητικών μετεωρολογικών πτυχών

C_{lm} : το κόστος γεωτεχνικής μελέτης

ii. Κόστος σχεδιασμού

Αν η μελέτη οικονομικής βιωσιμότητας που πραγματοποιείται στο προηγούμενο στάδιο έχει θετικά αποτελέσματα επακολουθούν τα υπόλοιπα στάδια. Το κόστος σχεδιασμού αφορά τη διαχείριση και την αναλυτική μηχανική και συνεπώς περιλαμβάνει διαδικασίες, όπως ο υπολογισμός των αποστάσεων μεταξύ των ανεμογεννητριών, ο αριθμός των ανεμογεννητριών, οι διαστάσεις των ηλεκτρικών καλωδίων τόσο της πλατφόρμας όσο και της πλατφόρμας υποσταθμού κλπ.

$$C2 = C_{ga} \times NWT \times PWT \quad [6.2.6]$$

Όπου NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών

PWT: η ενιαία ισχύ των υπεράκτιων ανεμογεννητριών

C_{ga} : το κόστος της αναλυτικής μηχανικής

iii. Κόστος κατασκευής

Το κόστος κατασκευής περιλαμβάνει την κατασκευή καθενός από τα κύρια εξαρτήματα της υπεράκτιας πλωτής φάρμας, δηλαδή την κατασκευή των υπεράκτιων ανεμογεννητριών OWT (C31), την κατασκευή των πλωτών αιολικών πλατφορμών FOWP (C32), την κατασκευή της πρόσδεσης M (C33), την κατασκευή της αγκύρωσης A (C34) και την κατασκευή των ηλεκτρικών εξαρτημάτων ES (C35). Όσον αφορά τις πλατφόρμες, εξετάζουμε δύο διαφορετικές πλατφόρμες: την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα και την πλωτή υπεράκτια πλατφόρμα υποσταθμού. Επίσης, έχει χρησιμοποιηθεί μια μέθοδος κόστους που λαμβάνει υπόψη την κατασκευή σε ένα συμβατικό ναυπηγείο.

$$C3 = C31 + C32 + C33 + C34 + C35 \quad [6.2.7]$$

Το κόστος κατασκευής των ανεμογεννητριών υπολογίζεται από την σχέση:

$$C31 = PWT \times NWT \times C_{MW} \quad [6.2.8]$$

Όπου NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών

PWT: η ενιαία ισχύ των υπεράκτιων ανεμογεννητριών

C_{MW} : το κόστος ανά MW κάθε ανεμογεννήτριας

Ένα από τα σημαντικότερα κόστη είναι εκείνο της κατασκευής των πλατφορμών, το οποίο υποδιαιρείται στα εξής κόστη: κόστος της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας ($C321_{pgenerator}$) και κόστος της πλωτής πλατφόρμας υποσταθμού ($C322_{psub}$). Το κόστος της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας από τη σχέση:

$$C321_{pgenerator} = (C_{MAT} + C_{DLplat}) \times (1 + B_i) \quad [6.2.9]$$

Όπου C_{MAT} : το κόστος των υλικών της πλατφόρμας

C_{DLplat} : η αμοιβή των εργαζομένων που κατασκευάζουν την πλατφόρμα

B_i : το κέρδος της βιομηχανίας

Ενώ το κόστος της πλωτής πλατφόρμας υποσταθμού $C322_{psub}$ θεωρείται ότι είναι ίδιο με την πλωτή υπεράκτια πλατφόρμα. Άρα για το συνολικό κόστος κατασκευής των πλατφορμών ισχύει ότι:

$$C32 = C321_{pgenerator} \times NWT + C322_{psub} \times N_{sub} \quad [6.2.10]$$

Όπου NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών

N_{sub} : ο αριθμός των πλωτών πλατφορμών υποσταθμού

Ακολούθως, υπολογίζεται το κόστος της πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ($C331$) καθώς και της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας υποσταθμού ($C332$).

$$C33 = C331 + C332 \quad [6.2.11]$$

Το κόστος πρόσδεσης της πλωτής πλατφόρμας είναι:

$$C331 = L_{MOOR} \times p_{MOOR} \times C_{MOOR} \times NWT \times LP \quad [6.2.12]$$

Όπου NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών

L_{MOOR} : το μήκος πρόσδεσης κάθε πλατφόρμας

p_{MOOR} : η μάζα ανά μέτρο πρόσδεσης

C_{MOOR} : το κόστος ανά χιλιόγραμμα πρόσδεσης

LP: ο αριθμός των γραμμών πρόσδεσης

Το κόστος της πλατφόρμας υποσταθμού (C332) λαμβάνεται ίσο με μηδέν, αφού έχει συνυπολογιστεί στο κόστος κατασκευής.

Παρόμοια και με το κόστος πρόσδεσης, γίνεται διαχωρισμός του κόστους αγκύρωσης για τις δύο πλατφόρμες:

$$C34 = C341 + C342 \quad [6.2.13]$$

Για το κόστος της αγκύρωσης υπολογίζεται το κόστος της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας από τη σχέση:

$$C341 = NWP \times N_{anchors} \times M_{anc} \times C_{ANC} \quad [6.2.14]$$

Όπου NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων πλατφορμών

$N_{anchors}$: ο αριθμός των αγκυριών κάθε πλατφόρμας

M_{anc} : η μάζα της άγκυρας

C_{ANC} : το κόστος ανά χιλιόγραμμα των αγκυρώσεων

Το κόστος της πλατφόρμας υποσταθμού (C342) και σε αυτή την περίπτωση είναι μηδέν.

Για το κόστος κατασκευής του ηλεκτρικού συστήματος των δύο πλατφορμών ισχύει ότι:

$$C35 = C351 + C352 \quad [6.2.15]$$

Αρχικά, υπολογίζεται το κόστος των ηλεκτρικών καλωδίων από τη σχέση:

$$C_{351} = N_{off1a} \times d_{off1a} \times C_{off1a} + N_{off1b} \times d_{off1b} \times C_{off1b} + N_{off1c} \times d_{off1c} \times C_{off1c} + N_{off2} \times d_{off2} \times C_{off2} + N_{on} \times d_{on} \times C_{on} \quad [6.2.16]$$

Όπου N: ο αριθμός των ηλεκτρικών καλωδίων

d: το μήκος των ηλεκτρικών καλωδίων

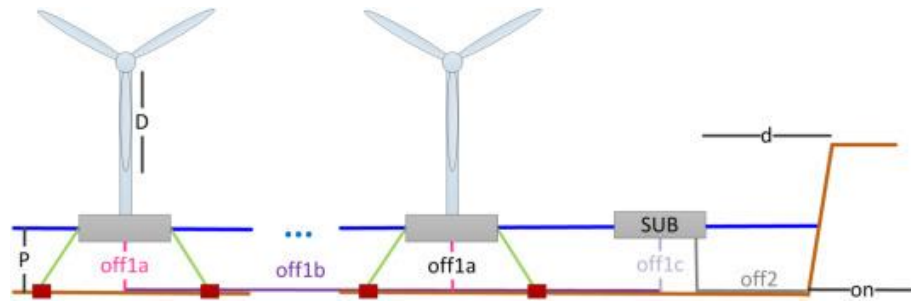
C: το κόστος των ηλεκτρικών καλωδίων

Οι τιμές εξαρτώνται από την περιοχή μελέτης και κυρίως από το τα εξής:

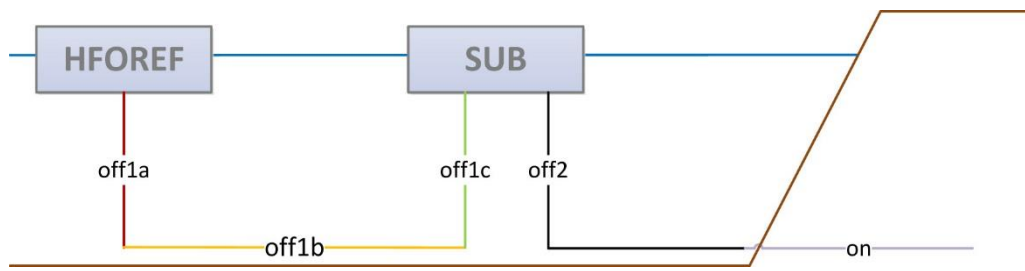
- Το βάθος P
- Την απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών $ND_{WT} \times D$
- Τη διάμετρο διαχωρισμού $ND_{GENERATORS}$
- Τη διάμετρο της ανεμογεννήτριας D
- Την απόσταση της χερσαίας τοποθεσίας του υποσταθμού έως την ακτή $d_{onshore}$

Πίνακας 14: Αποστάσεις των καλωδίων (Ιδία επεξεργασία)

Περιοχή	Απόσταση
Off1a	Από την πλωτή πλατφόρμα μέχρι τον βυθό με ισχύ σε MW της πλατφόρμας
Off1b	Από τον βυθό κάτω από την πλατφόρμα μέχρι την επόμενη πλατφόρμα ή μέχρι κάτω από τον υποσταθμό
Off1c	Από τον βυθό κάτω από τον υποσταθμό μέχρι τον υποσταθμό
Off2	Από τον σταθμό μέχρι την ακτή
On	Από την ακτή μέχρι την χερσαία σύνδεση



Εικόνα 15: Αποστάσεις μεταξύ των καλωδίων (Πηγή: Castro-Santos et al. 2016)



Εικόνα 16: Αποστάσεις μεταξύ των καλωδίων (Πηγή: Castro-Santos et al. 2016)

Το κόστος υποσταθμού προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$C_{352} = N_{TS} \times (C_{TS} + C_{GIS}) \quad [6.2.17]$$

Όπου N_{TS} : ο αριθμός των μετασχηματιστών

C_{TS} : το κόστος των μετασχηματιστών

C_{GIS} : το κόστος της μονάδας GIS που στεγάζει συσκευές για την αποτροπή ηλεκτροπληξίας καθώς και απαγωγείς αστραπής

iv. Κόστος εγκατάστασης

Το κόστος εγκατάστασης υποδιαιρείται στα ακόλουθα κόστη: κόστος εγκατάστασης ανεμογεννητριών (C41), το κόστος εγκατάστασης πλατφόρμας (C42), το κόστος εγκατάστασης πρόσδεσης και αγκύρωσης (C43), το κόστος ηλεκτρικής εγκατάστασης (C44) και το κόστος εκκίνησης και θέσης σε λειτουργία (C45).

$$C4=C41+C42+C43+C44+C45 \quad [6.2.18]$$

Το κόστος εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας υποδιαιρείται στα εξής κόστη: κόστος λειτουργίας του ναυπηγείου και του λιμανιού (C41_{pa}), κόστος μεταφοράς της πλωτής υπεράκτιας αιολικής ανεμογεννήτριας (C41_{transport}) και κόστος που προκύπτει από τις διαδικασίες εγκατάστασης (C41_{installation}).

$$C41=C41_{pa}+C41_{transport}+C41_{installation} \quad [6.2.19]$$

Το κόστος λειτουργίας του ναυπηγείου και του λιμανιού προκύπτει από τη σχέση:

$$C41_{pa}=NWT \times \left(\frac{2}{3600 \text{ s/h}} \right) \times \left(\frac{d_{\text{shipyard-port}}}{v_{\text{tug}}} \right) \times C_{\text{transport-to-port}} + NWT \times t_{\text{load GENERATOR}} \times C_{\text{crane}} \quad [6.2.20]$$

Όπου NWT: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων πλατφορμών

$d_{\text{shipyard-port}}$: η απόσταση μεταξύ ναυπηγείου και λιμανιού

v_{tug} : η ταχύτητα του ρυμουλκού

$C_{\text{transport-to-port}}$: το κόστος μεταφοράς της ανεμογεννήτριας και της πλωτής πλατφόρμας

$t_{\text{load GENERATOR}}$: ο χρόνος για τη φόρτωση της πλατφόρμας

C_{crane} : το κόστος του γερανού

Το κόστος μεταφοράς λαμβάνεται ίσο με το μηδέν καθώς συμπεριλαμβάνεται στο κόστος εγκατάστασης.

Το κόστος εγκατάστασης υπολογίζεται από τη σχέση:

$$C_{41\text{installation}} = NWP \times t_{\text{loadGENERATOR}} \times C_{\text{crane}} \quad [6.2.21]$$

Όπου NWP: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων πλατφορμών

$t_{\text{loadGENERATOR}}$: ο χρόνος για τη φόρτωση της πλατφόρμας

C_{crane} : το κόστος του γερανού

Παρόμοια είναι η διαδικασία που ακολουθείται για την εγκατάσταση της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας και διαχωρίζεται στα εξής κόστη: κόστος λειτουργίας του ναυπηγείου και του λιμανιού (C_{42pa}), κόστος μεταφοράς της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ($C_{42\text{transport}}$), κόστος που προκύπτει από τις διαδικασίες εγκατάστασης ($C_{42\text{installation}}$).

$$C_{42} = C_{42pa} + C_{42\text{transport}} + C_{42\text{installation}} \quad [6.2.22]$$

Το κόστος λειτουργίας του ναυπηγείου και του λιμανιού στη συγκεκριμένη περίπτωση προκύπτει από τη σχέση:

$$C_{42pa} = NWP \times \left(\frac{2}{3600 \text{ s/1h}} \right) \times \left(\frac{d_{\text{shipyard-port}}}{v_{\text{tug}}} \right) \times C_{\text{transport-to-port}} + t_{\text{hirePLAT}} \times (S_{\text{hirePLAT}} \times C_{\text{sstorage}}) + NWP \times t_{\text{loadPLAT}} \times C_{\text{crane}} \quad [6.2.23]$$

Όπου NWP: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων πλατφορμών

$d_{\text{shipyard-port}}$: η απόσταση μεταξύ ναυπηγείου και λιμανιού

v_{tug} : η ταχύτητα του ρυμουλκού

t_{hirePLAT} : ο χρόνος μίσθωσης των εγκαταστάσεων για την αποθήκευση της πλατφόρμας

t_{loadPLAT} : ο χρόνος που απαιτείται για την φόρτωση της πλατφόρμας

S_{hirePLAT} : ο χώρος αποθήκευσης

C_{sstorage} : το κόστος αποθήκευσης

C_{crane} : το κόστος του γερανού

Για το κόστος μεταφοράς της υπεράκτιας πλατφόρμας ισχύει η σχέση:

$$C_{42\text{transport}} = NWP \times N_{\text{vesselPLAT}} \times (C_{\text{vesselPLAT}} + C_{\text{movPLAT}}) \quad [6.2.24]$$

Όπου NWP: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων πλατφορμών

$N_{\text{vesselPLAT}}$: ο αριθμός των σκαφών

$C_{\text{vesselPLAT}}$: η αμοιβή του πληρώματος του σκάφους

C_{movPLAT} : το κόστος μετακίνησης των πλοίων

Τέλος, το κόστος εγκατάστασης της πλατφόρμας προκύπτει από τη σχέση:

$$C_{42\text{installation}} = N_{\text{vesselPLAT}} \times \left(\frac{t_{\text{installationPLAT}}}{24 \text{ h/day}} \right) \times NWP \times C_{\text{craneshipyard}} \quad [6.2.25]$$

Όπου NWP: ο αριθμός των πλωτών υπεράκτιων πλατφορμών

$N_{\text{vesselPLAT}}$: ο αριθμός των σκαφών

$t_{\text{installationPLAT}}$: ο χρόνος εγκατάστασης της πλατφόρμας

$C_{\text{craneshipyard}}$: το κόστος του γερανού στο ναυπηγείο

Για την εγκατάσταση χρησιμοποιείται ένα σκάφος AHV που ρίχνει άγκυρα στο επιθυμητό σημείο. Για το κόστος εγκατάστασης πρόσδεσης και αγκύρωσης ισχύει η σχέση:

$$C_{43} = (C_{\text{AHV}} + C_{\text{DLANCH}} + C_{\text{pumps\&divers}}) \times \left(\frac{N_{\text{anchors}}}{T_{\text{instAHV}}} \right) \quad [6.2.26]$$

Όπου C_{AHV} : το κόστος του σκάφους

C_{DLANCH} : το κόστος άμεσης εργασίας

$C_{\text{pumps\&divers}}$: το κόστος των αντλιών και των δυτών

N_{anchors} : ο αριθμός των αγκυριών

T_{instAHV} : ο χρόνος που απαιτείται για την εγκατάσταση

Το κόστος ηλεκτρικής εγκατάστασης διαχωρίζεται στην ηλεκτρική εγκατάσταση της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ($C_{44\text{cable}}$) και της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας υποσταθμού ($C_{44\text{sub}}$).

$$C44 = C44_{\text{cable}} + C44_{\text{sub}} \quad [6.2.27]$$

Το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας είναι:

$$C44_{\text{cable}} = C_{\text{inst}20\text{kV}} \times \left(\frac{1}{K_{\text{inst}20\text{kV}}} \right) \times (N_{\text{off}1a} \times d_{\text{off}1a} + N_{\text{off}1b} \times d_{\text{off}1b} + N_{\text{off}1c} \times d_{\text{off}1c}) + C_{\text{inst}220\text{kV}} \times \left(\frac{1}{K_{\text{inst}220\text{kV}}} \right) \times N_{\text{off}2} \times d_{\text{off}2} + C_{\text{on}} \times N_{\text{on}} \times d_{\text{on}} \quad [6.2.28]$$

Όπου $C_{\text{inst}20\text{kV}} / C_{\text{inst}220\text{kV}}$: το κόστος εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων

$K_{\text{inst}20\text{kV}} / K_{\text{inst}220\text{kV}}$: ο συντελεστής εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων

N : ο αριθμός των ηλεκτρικών καλωδίων

d : το μήκος των ηλεκτρικών καλωδίων

C : το κόστος των ηλεκτρικών καλωδίων

Το κόστος εγκατάστασης που αφορά τον υποσταθμό είναι:

$$C44_{\text{sub}} = N_{\text{sub}} \times C_{\text{subport}} + C_{\text{subtransport}} + N_{\text{sub}} \times C_{\text{subinst}} \quad [6.2.29]$$

Όπου N_{sub} : ο αριθμός των πλατφορμών υποσταθμού

C_{subport} : το κόστος του λιμένα

$C_{\text{subtransport}}$: το κόστος μεταφοράς

C_{subinst} : το κόστος των διαδικασιών εγκατάστασης

Τέλος, το κόστος εκκίνησης και θέσης σε λειτουργία προκύπτει από τη σχέση:

$$C45 = C_{\text{start-up}} \quad [6.2.30]$$

ν. Κόστος εκμετάλλευσης

Το κόστος εκμετάλλευσης υποδιαιρείται στα ακόλουθα κόστη: κόστος φόρου ($C51$), κόστος ασφάλισης ($C52$), κόστος λειτουργίας και διοίκησης ($C53$) και κόστος λειτουργίας και συντήρησης ($C54$).

$$C5 = C51 + C52 + C53 + C54 \quad [6.2.31]$$

Αρχικά, υπολογίζεται το κόστος φόρου:

$$C51 = C_{\text{tax\&op}} \quad [6.2.32]$$

Όπου $C_{\text{tax\&op}}$: οι φόροι της χώρας στην οποία εγκαθίστανται η υπεράκτια αιολική φάρμα

Έπειτα, υπολογίζεται το κόστος ασφάλισης, το οποίο λαμβάνει ένα μικρό ποσοστό των προηγούμενων κοστών:

$$C52 = 0.01 \times (C1 + C2 + C3 + C4) \quad [6.2.33]$$

Για το κόστος λειτουργίας και διοίκησης ισχύει ότι

$$C53 = N_{\text{farm}} \times (C_{\text{gADM}} + C_{\text{gLEGAL}}) \quad [6.2.34]$$

Όπου N_{farm} : τα έτη του κύκλου ζωής

C_{gADM} : το ετήσιο κόστος διοίκησης

C_{gLEGAL} : το ετήσιο κόστος των νομικών πτυχών της εγκατάστασης

Τέλος, υπολογίζεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης υποδιαιρείται στα ακόλουθα κόστη: κόστος προληπτικής συντήρησης ($C541$) και κόστος διορθωτικής συντήρησης ($C542$).

$$C54 = (C541 + C542) \times N_{\text{farm}} \quad [6.2.35]$$

Η προληπτική συντήρηση διαιρείται σε μεταφορά, άμεση εργασία και υλικά για καθένα από τα εξαρτήματα.

$$C541 = \text{CMP}_{\text{TRANSP}} + \sum_{p=1 \dots 5} \text{CMP}_{\text{MATP}} + \sum_{p=1 \dots 5} \text{CMP}_{\text{DLP}} \quad [6.2.36]$$

Όπου $\text{CMP}_{\text{TRANSP}}$: το κόστος μεταφοράς

$\sum_{p=1 \dots 5} \text{CMP}_{\text{MATP}}$: το κόστος εργασίας το προσωπικού επισκευής

$\sum_{p=1 \dots 5} \text{CMP}_{\text{DLP}}$: το κόστος των υλικών για την επισκευή

Και $p=1,2,3,4,5$ τα βασικά στοιχεία του ΘΑΠ ($p=1$ ανεμογεννήτρια, $p=2$ πλατφόρμα, $p=3$ πρόσδεση, $p=4$ αγκύρωση, $p=5$ ηλεκτρικό σύστημα)

Επίσης, η διορθωτική συντήρηση συνεπάγεται επίγνωση της πιθανότητας να αστοχήσει καθένα από τα εξαρτήματα της πλωτής φάρμας.

$$C_{542} = \sum_{n=1...3} (P_{failure} \times CMC_{TRANSP} + CMC_{DL} + CLC_{MAT}) \quad [6.2.37]$$

Όπου $P_{failure}$: η επίγνωση της πιθανής αστοχίας

CMC_{TRANSP} : το κόστος μεταφοράς

CMC_{DL} : το κόστος εργασίας του προσωπικού επισκευής

CLC_{MAT} : το κόστος των υλικών

Και $n=1,2,3$ τα είδη των βλαβών ($n=1$ μικρή επισκευή, $n=2$ σημαντική επισκευή, $n=3$ σημαντική αντικατάσταση)

vi. Κόστος αποσυναρμολόγησης

Ο παροπλισμός συμβαίνει όταν ο κύκλος ζωής του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου έχει τελειώσει, περίπου στα 20 χρόνια. Το κόστος αποσυναρμολόγησης υποδιαιρείται στα ακόλουθα κόστη: το κόστος αποσυναρμολόγησης των ανεμογεννητριών (C61), το κόστος αποσυναρμολόγησης της πλατφόρμας (C62), το κόστος αποσυναρμολόγησης της πρόσδεσης και της αγκύρωσης (C63), το κόστος αποσυναρμολόγησης του ηλεκτρικού συστήματος (C64), το κόστος καθαρισμού της περιοχής (C65) και τέλος το κόστος πώλησης των εξαρτημάτων (C66). Επειδή οι διαδικασίες που αφορούν την αποσυναρμολόγηση είναι όμοιες με τις διαδικασίες εγκατάστασης δεν απαιτείται παραπάνω υπολογισμός.

$$C_6 = C_{61} + C_{62} + C_{63} + C_{64} + C_{65} + C_{66} \quad [6.2.38]$$

6.3 Οικονομικοί δείκτες

Οι οικονομικοί δείκτες που λαμβάνονται υπόψη στην παρούσα μελέτη είναι οι εξής: ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας LCOE, καθαρή παρούσα αξία NPV, εσωτερικός ρυθμός απόδοσης IRR, περίοδος αποπληρωμής DPBP και λόγος κόστους-ισχύος ενέργειας C_{power} .

Το LCOE (Levelized Cost of Energy) εκφράζει το κόστος ενέργειας και είναι ο λόγος της παρούσας αξίας του συνολικού κόστους διαιρούμενη με την παρούσα αξία όλης της ενέργειας που παράγεται κατά τη διάρκεια του έργου. (Castro-Santos et al.,2016)

$$LCOE = \frac{FCR \cdot ICC + AOE}{AEP_{net}} \quad [6.3.1]$$

Όπου FCR: το σταθερό ποσοστό χρέωσης

ICC: το κόστος εγκατεστημένου κεφαλαίου

AOE: τα ετήσια λειτουργικά έξοδα

AEPnet: η καθαρή ετήσια παραγωγή ενέργειας

Η NPV (Net Present Value) αντιπροσωπεύει την καθαρή παρούσα αξία των ταμειακών ροών και συμπεριλαμβάνει τα έσοδα πώλησης της ενέργειας στο δίκτυο. Με αυτό τον τρόπο, επιτυγχάνεται ο υπολογισμός της οικονομικής σκοπιμότητας του έργου σε όλη τη διάρκεια ζωής του. (Castro-Santos et al.,2016)

$$NPV = -G_0 + \sum \frac{CF_t}{[1+r]^t} \quad [6.3.2]$$

Όπου $CF_t = R_t - E_t$: ταμειακές ροές για το έτος t

E_t : έξοδα για το έτος t. Λαμβάνει υπόψη το κόστος C5

R_t : έσοδα για το έτος t. Προέρχονται από τα έσοδα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

t: αριθμός ετών του έργου

G_0 : αρχική επένδυση. Λαμβάνει υπόψη τα C1,C2,C3,C4 και C6

r: το προεξοφλητικό επιτόκιο

Ο IRR (Internal Rate of Return) λαμβάνεται ως προεξοφλητικό επιτόκιο όταν η τιμή του NPV είναι ίση με το μηδέν.

$$-G_0 + \sum \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad [5.2.41]$$

Η DPBP (Discounted Pay-Back Period) λαμβάνει υπόψη τις ταμειακές ροές κάθε έτους και το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο και τα προσθέτει στις προηγούμενες ταμειακές ροές,

συγκεντρώνοντας το NPV. Όταν η τιμή γίνει ίση ή μεγαλύτερη από την αρχική επένδυση, τότε είναι το έτος αποπληρωμής. Στην περίπτωση που το NPV είναι αρνητικό και το DPBP ξεπερνά κατά πολύ το έτος ζωής του έργου, τότε η επένδυση δεν συμφέρει. (Castro-Santos et al.,2016)

$$\sum \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq G_0 \quad [6.3.3]$$

Ο Cpower (Cost of power ratio) υπολογίζεται σε €/MW.

$$C_{power} = \frac{LCS_{FOWF}}{NWT \cdot PWT} \quad [6.3.4]$$

6.4 Εφαρμογή της μεθοδολογίας στην περιοχή μελέτης

Σύμφωνα με τους χάρτες του κεφαλαίου 5.2 αναδύονται οι ιδανικές περιοχές για την ανάπτυξη θαλάσσιων αιολικών πάρκων με σταθερές και πλωτές πλατφόρμες αντίστοιχα. Οι πλατφόρμες σταθερής έδρασης εφαρμόζονται σε βάθη που δεν ξεπερνούν τα 40 m. Ωστόσο, επειδή στην συγκεκριμένη μελέτη επιλέγονται οι δομές υποστήριξης monopiles, θεωρούμε όριο τα 25 m για την εφαρμογή τους, καθώς σε μεγαλύτερα βάθη κρίνονται οικονομικά μη συμφέρουσες.

Αντίστοιχα, για τα ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες επιλέγονται δομές υποστήριξης semi-submersible. Θεωρητικά, οι πλωτές πλατφόρμες μπορούν να εφαρμοστούν ακόμη και σε ρηχά νερά. Ωστόσο, σε μικρά βάθη θεωρούνται οικονομικά μη συμφέρουσες.

Ακόμη, για την χωροθέτηση, εκτός από την ταχύτητα δίνεται ιδιαίτερη σημασία και στην συχνότητα των ανέμων.

6.4.1 Πλατφόρμες σταθερής έδρασης

Από την **Εικόνα 12** επιλέγουμε την περιοχή ανατολικά της Λήμνου, η οποία έχει σκορ από 6 έως 8. Σε βάθος 20 m τοποθετούνται πλατφόρμες σταθερής έδρασης. Συγκεκριμένα, τοποθετούνται 20 ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης τύπου monopiles, καθώς παραμένουν οι πιο διαδεδομένες δομές υποστήριξης. Οι ανεμογεννήτριες που επιλέχθηκαν είναι Repower

Offshore, τυπικής κατασκευής, με ισχύ 5 MW. Η διάρκεια ζωής του ΘΑΠ φτάνει τα 25 έτη. Η διάμετρος (D) του ρότορα είναι 126 m, η περιοχή σάρωσης είναι 12469 m ενώ το ύψος πύργου είναι στα 100m. Ο υποσταθμός τοποθετείται σε απόσταση 8 km. Οι ανεμογεννήτριες πρέπει να έχουν μια απόσταση μεταξύ τους ώστε να εξασφαλίζεται η λειτουργία και η αποδοτικότητα τους. Συγκεκριμένα, καθορίζεται μια ελάχιστη απόσταση ώστε να μην συγκρούονται μεταξύ τους και να μην επηρεάζονται από την ροή αέρα των γειτονικών ανεμογεννητριών. Στην παρούσα μελέτη θα ληφθεί η ελάχιστη απόσταση, όπως αυτή ορίζεται από το ΕΠΧΣΑΑ, η τιμή της οποίας είναι 2.5 D, δηλαδή 315 m.

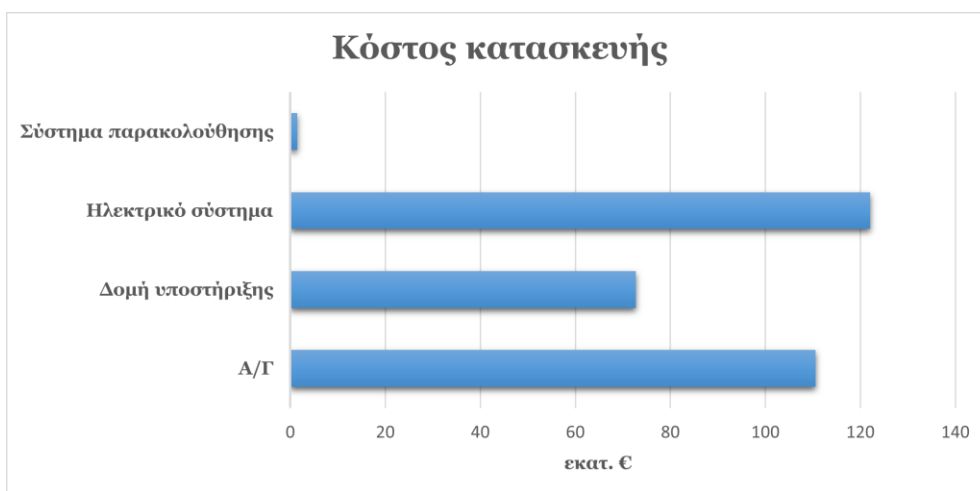
Το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης είναι ίσο με 47,577,072 €.

Πίνακας 15: Κόστος διαχείρισης έργου (Ιδία επεξεργασία)

Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης P&C		
C_{legal} (€)	Νομοθετικά κόστη	3861850
C_{surveys} (€)	Κόστη περιβαλλοντικής έρευνας	4439971
C_{eng} (€)	Κόστη μηχανικής	263623
C_{cont} (€)	Ενδεχόμενα κόστη	29229815
C_{proj} (€)	Κόστη διαχείρισης έργου	9781813
47577072		

Η απόκτηση των υλικών των ανεμογεννητριών θεωρείται από τα πιο ακριβά κόστη του σταδίου κατασκευής και απόκτησης. Για την μεταφορά των υλικών των Α/Γ χρησιμοποιείται σκάφος τύπου heavy lift vessel του οποίου η τιμή κυμαίνεται από 30,000 € έως 50,000 € (Jiang, Z. 2021). Στα πλαίσια της παρούσας μελέτης θα ληφθεί μια μέση τιμή, δηλαδή 40,000 €. Το συνολικό κόστος προμήθειας ανεμογεννητριών ανέρχεται στα 110,569,199 € και το κόστος της υποστηρικτικής δομής είναι ίσο με 72,750,057 €. Τα ηλεκτρικά καλώδια που χρησιμοποιούνται χωρίζονται σε καλώδια συστοιχίας, καλώδια εξόδου και χερσαία καλώδια. Τα καλώδια συστοιχίας είναι συνήθως 33-36 kV, έχουν συνήθως μικρό μήκος και κόστος 281,000 €/km. (Myhr, A. et al. 2014). Τα καλώδια εξόδου είναι συνήθως 132 kV και έχουν κόστος 518,000 €/km (Gonzalez-Rodriguez, A. G. 2017). Τέλος, το χερσαίο καλώδιο είναι 220 kV με κόστος 232,800 €/km (Gonzalez-Rodriguez, A. G., 2017). Στην παρούσα εργασία το κόστος προστασίας

των καλωδίων δεν λαμβάνεται υπόψη καθώς το ΘΑΠ είναι κοντά στην ακτή και έχει εγκατεστημένη ισχύ 100 MW. Το κόστος του συστήματος μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας 9,773,100 €. Το κόστος του SCADA/CMS είναι τιμή 1,500,000 € (Dicorato, M. et al. 2011).



Εικόνα 17: Διάγραμμα κόστους κατασκευής (Ιδία επεξεργασία)

Συνεπώς, το συνολικό κόστος κατασκευής είναι ίσο με 306,862,733 €.

Πίνακας 16: Κόστος κατασκευής (Ιδία επεξεργασία)

Κόστος κατασκευής P&A		
PR (MW)	Ισχύς	5
NWT	Αριθμός ανεμογεννητριών	20
N_{v-d}	αριθμός απαιτούμενων ημερών	15
Vr (€)	αριθμός μίσθωσης ενός σκάφους (15 μέρες από Αμβούργο	40000
WD (m)	Βάθος νερού	20
h (m)	Ύψος πύργου	90
d (m)	Διάμετρος ρότορα	126
$C_{cable-unit1}$ (€/km)	Τιμή του μήκους του καλωδίου	281
L_1 (km)	Μέσο μήκος	315
$N_{lines-1}$	Αριθμός καλωδίων	20
$C_{cable-unit2}$ (€/km)	Τιμή του μήκους του καλωδίου	518
L_2 (km)	Μέσο μήκος	8
$N_{lines-2}$	Αριθμός καλωδίων	1
$C_{cable-unit3}$ (€/km)	Τιμή του μήκους του καλωδίου	232,8
L_3 (km)	Μέσο μήκος	1
$N_{lines-3}$	Αριθμός καλωδίων	1
IC (MW)	Εγκατεστημένη ισχύς	100
CSCADA/CMS (€)	Σύστημα παρακολούθησης	75000

Εξαιτίας της έλλειψης επαρκών δεδομένων η τιμή που αφορά τις ετήσιες πληρωμές για την χρήση λιμένων λαμβάνεται υπόψη από παρόμοιο μοντέλο και είναι ίση με 2,300,000 €. Η τιμή της εγκατάστασης και θέσης σε λειτουργία που αφορά τον λιμένα είναι ίση με 2,414,108 €. Στην εγκατάσταση των εξαρτημάτων λαμβάνονται υπόψη και τα κόστη ενοικίασης των κατάλληλων σκαφών καθώς και οι αμοιβές των εργαζομένων και προκύπτει ένα κόστος ίσο με 54,023,000 €. Τέλος, το ασφαλιστικό κόστος είναι ίσο με 1,750,000 €. Συνεπώς, το ολικό **κόστος εγκατάστασης** είναι 58,187,108 €.

Πίνακας 17: Κόστος εγκατάστασης (Ιδία επεξεργασία)

Κόστος εγκατάστασης I&C		
$C_{port-use}$ (€)	κόστος χρήσης του λιμανιού	2300000
N_{I-d}	μέρες που απαιτούνται για τις εργασίες	5,14
L_r (€)	αμοιβή προσωπικού	22200
$C_{I\&C-f/f}$ (€)	κόστος εγκατάστασης ανά δομής στήριξης	1492000
$C_{I\&C-wt/wt}$ (€)	κόστος εγκατάστασης ανά Α/Γ	
$C_{I\&C-ofsubs/ofsubs}$ (€)	κόστος εγκατάστασης ανά υπεράκτιο ηλ. σύστημα	23800000
$C_{I\&C-onsubs/onsubs}$ (€)	κόστος εγκατάστασης ανά χερσαίο ηλ. σύστημα	383000
$C_{ins-unit}$ (€)	κόστος ασφάλισης	17500

Το κόστος λειτουργίας είναι ίσο με 11,275,864 €. Για την συντήρηση υποθέτουμε τρεις περιπτώσεις:

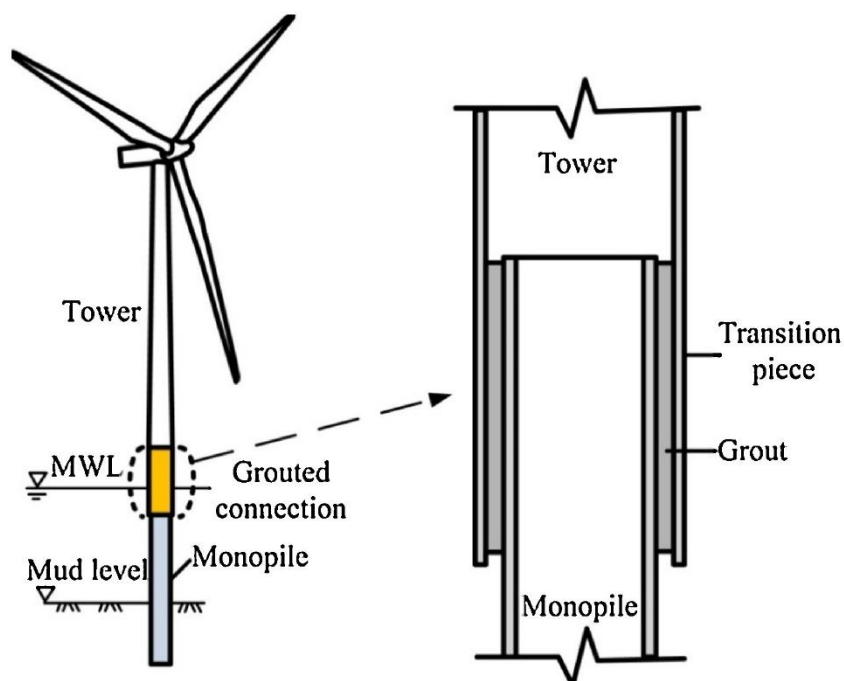
1. Περίπτωση μικρής επισκευής
2. Περίπτωση μεγάλης επισκευής
3. Περίπτωση μεγάλης αντικατάστασης

Επιπροσθέτως, το κόστος που αφορά την προγραμματισμένη συντήρηση λαμβάνεται ως ένα ενιαίο κόστος όλων των επιμέρους εξαρτημάτων. Το κόστος συντήρησης προκύπτει ίσο με 14,194,921 €. Συνεπώς, το **κόστος εκμετάλλευσης** είναι ίσο με 25,470,784 €.

Πίνακας 18: Κόστος εκμετάλλευσης (Ιδία επεξεργασία)

Κόστος εκμετάλλευσης O&M		
I	ποσοστό ενοικίασης	0,02
E (MWh)	ενέργεια	100
P _E (€/MWh)	τιμή ενέργειας	68,2
C _{transmission-unit} (€)	χρεώσεις μεταφοράς ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος (MW)	83310
C _{ind-port} (€)	λιμενικά τέλη	7500000
C _{ind-ves} (€)	κόστος ενοικίασης σκαφών	1850000
C _{ind-labour} (€)	κόστος εργασίας συντήρησης	4766000
C _{trans1} (€)	κόστος μεταφοράς υλικών για μικρή επισκευή	1000
C _{trans2} (€)	κόστος μεταφοράς υλικών για μεγάλη επισκευή	3000
C _{trans3} (€)	κόστος μεταφοράς υλικών για μεγάλη αντικατάσταση	12000
N _{I-d1}	μέρες που απαιτούνται για μικρή επισκευή	6,67
N _{I-d2}	μέρες που απαιτούνται για μεγάλη επισκευή	17,64
N _{I-d3}	μέρες που απαιτούνται για μεγάλη αντικατάσταση	116,19
L _{r1} (€/day)	αμοιβή προσωπικού για μικρή επισκευή	522
L _{r2} (€/day)	αμοιβή προσωπικού για μεγάλη επισκευή	1376
L _{r3} (€/day)	αμοιβή προσωπικού για μεγάλη αντικατάσταση	5484
C _{consum1} (€)	κόστος υλικών μικρής αντικατάστασης	1000
C _{consum2} (€)	κόστος υλικών μεγάλης επισκευής	10000
C _{consum3} (€)	κόστος υλικών μεγάλης αντικατάστασης	100000
P _d	πιθανότητα να βρουν το γεγονός αφού συμβεί	0,8
λ ₁	ετήσια πιθανότητα μικρής επισκευής	6,81
λ ₂	ετήσια πιθανότητα μεγάλης επισκευής	1,17
λ ₃	ετήσια πιθανότητα μεγάλης αντικατάστασης	0,29
C _{SMtrans} (€)	κόστος μεταφοράς υλικών για προγραμματισμένη επισκευή	5000
C _{SMconsum} (€)	κόστος υλικών για προγραμματισμένη επισκευή	18500
C _{SMlabour} (€)	κόστος εργασίας για προγραμματισμένη επισκευή	600

Τέλος, απομένει ο υπολογισμός του κόστους παροπλισμού και διάθεσης. Από την μελέτη των Kaiser-Snyder 2010 λαμβάνουμε πλήθος πληροφοριών που αφορά τα βάρη των διάφορων στοιχείων που απαρτίζουν το θαλάσσιο αιολικό πάρκο καθώς και τους χρόνους απομάκρυνσης και το μέσο αριθμό μίσθωσης των σκαφών.



Εικόνα 18: Βασικά μέρη ανεμογεννήτριας (Mo, R. et al. 2018)

Στον **Πίνακα 19** καταγράφεται η μέθοδος διάθεσης των στοιχείων. Ακόμη, το κόστος για τον καθαρισμό της περιοχής είναι ίσο με 3,000,000 €. Τέλος, υποθέτουμε μια μέση τιμή ατσαλιού ίση με 356.2 €/tn. Συνεπώς, το **συνολικό κόστος αποσυναρμολόγησης** είναι 16,400,203 €.

Πίνακας 19: Βάρη ανεμογεννήτριας Repower 5MW (Ιδία επεξεργασία)

Repower 5MW	Βάρος (tn)
Πύργος	210
Υλικά Α/Γ	420

Πίνακας 20: Χρόνος απομάκρυνσης και μέσος αριθμός μίσθωσης (Ιδία επεξεργασία)

	Χρόνος απομάκρυνσης (day)	Μέσος αριθμός μίσθωσης (€/day)
Α/Γ	3,6	80000
Monopiles	40,0	80000
Καλώδια	0,6	32000
Υποσταθμός	6,7	174000
Σύνολο	50,9	366000

Πίνακας 21: Βασικές πληροφορίες για την διάθεση των στοιχείων ΘΑΠ (Ιδία επεξεργασία)

	Βάρος	Μονάδες	Μέθοδος διάθεσης	Κόστος	Κόστος	Κόστος
Monopile	500	20	scrap			356,2
Grout	5	20	landfill	20	30	
Πύργος	210	20	scrap			356,2
A/Γ 60%	252	20	scrap	150		356,2
A/Γ 40%	168	20	landfill	150	30	
Export cable	0,075	8000	landfill		30	
Inner-array cable	0,03	6300	landfill		30	
Υποσταθμός monopile	900	1	scrap	75		356,2
Υποσταθμός	1000	1	landfill	150	30	

Πίνακας 22: Κόστος αποσυναρμολόγησης (Ιδία επεξεργασία)

Κόστος αποσυναρμολόγησης D&D		
C_{sc} (€)	κόστος καθαρισμού περιοχής	3000000
$C_{monopiles}$ (€)	κόστος παροπλισμού A/Γ και δομής στήριξης	23872000
C_{cables} (€)	κόστος παροπλισμού καλωδίων	1015610
C_{sub} (€)	κόστος παροπλισμού υποσταθμών	27356863
Sv_{steel} (€/tn)	μέση τιμή ατσαλιού	162,18
W (tn)	βάρος ατσαλιού ανά A/Γ	94

Συνυπολογίζοντας όλα τα επιμέρους κόστη προκύπτει το **κόστος κύκλου ζωής** του ΘΑΠ με πλατφόρμες σταθερής έδρασης, το οποίο είναι ίσο με 502,074,972 €.



Εικόνα 19: Κόστος κύκλου ζωής ΘΑΠ με σταθερές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)

Για να αξιολογηθεί η οικονομική βιωσιμότητα του έργου υπολογίζονται οι οικονομικοί δείκτες που αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 6.3 από το RetScreenExpert. Το επιτόκιο είναι ίσο με 9% και ο δείκτης IRR είναι ίσος με $19,50\% > 9$. Από τον πίνακα φαίνεται η τιμή της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NVP), η οποία είναι $177.166.024\text{€} > 0$. Ακόμη, η περίοδος αποπληρωμής (DPBP) είναι 7,2 έτη, μικρότερη των 25 χρόνων που είναι η διάρκεια ζωής του έργου και η αναλογία κόστους οφέλους είναι 2,4. Τέλος, το κόστος παραγωγής ενέργειας είναι 0,11 €/KWh. Συνεπώς, το έργο κρίνεται οικονομικά βιώσιμο.

Πίνακας 23: Οικονομική βιωσιμότητα ΘΑΠ με σταθερές πλατφόρμες (Πηγή: RetScreen Expert, Ιδία επεξεργασία)

Οικονομικές Παράμετροι		
Τιμή πληθωρισμού	2%	%
Διάρκεια ζωής του έργου	25	έτος
Τοκοχρεολύσιο	70%	%
Επιτόκιο δανεισμού	7%	%
Περίοδος χρέους	0,15	έτος
Συνολικά αρχικά κόστη	429.027.116	€
Κίνητρα και επιχορηγήσεις	17.161.084	€
Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους		
Κόστη Λειτουργίας και Συντήρησης	1.018.331	€
Πληρωμές χρέους - 15 έτη	32.973.410	€
Συνολικά ετήσια κόστη	33.991.741	€
Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα		
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	48.013.546	€
Έσοδα από τη μείωση εκπομπών ΑΤΘ - έτη	10.044.064	€
Λοιπά έσοδα(έξοδα)	0	€
Έσοδα παραγωγής ΚΕ	0	€
Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα	58.057.610	€
Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	19,50%	%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	13,20%	%
Απλή αποπληρωμή	7,2	έτος
Αποπληρωμή μετοχών	6,3	έτος

6.4.2 Πλωτές πλατφόρμες

Η τελευταία οικονομική μελέτη αφορά την χωροθέτηση υπεράκτιας πλωτής αιολικής φάρμας η οποία, σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου χωροθέτησης και λαμβάνοντας υπόψη και τη φορά των ανέμων, τοποθετείται νότια της Λήμνου σε απόσταση 9 km² από την ακτή. Σύμφωνα με το Navionics, το μέσο βάθος που επικρατεί στην περιοχή είναι τα 100 m. Οι ανεμογεννήτριες που επιλέχθηκαν είναι Repower Offshore, τυπικής κατασκευής, με ισχύ 5 MW. Επιλέγονται στο σύνολο 20 ανεμογεννήτριες με διάρκεια ζωής που φτάνει τα 25 έτη.



Εικόνα 20: Προσομοίωμα μοντέλου Repower offshore 5MW (Πηγή: Turbosquid)

Για τις πλατφόρμες και την πλατφόρμα υποσταθμού επιλέγουμε τύπο semi-submersible, οι οποίες είναι αρκετά σταθερές και συνεπώς έχουν μεγάλη απόδοση. Επίσης, επιλέγεται υγρή μεταφορά. Ο υποσταθμός τοποθετείται σε απόσταση 6 km, με μέσο βάθος βυθού να είναι τα 100 m. Ακόμη, η απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών είναι 2.5 D, δηλαδή 315 m.

Η μελέτη του κόστους κύκλου ζωής πραγματοποιήθηκε με βάση την μεθοδολογία που αναλύθηκε εκτενώς στο κεφάλαιο 6.2. Πολλές από τις παραμέτρους ελήφθησαν από του Carlo-Santos et al., 2016 και Carlo-Santos et al., 2018 καθώς και από την διπλωματική εργασία του Τσιπούρα Λ., 2021 ενώ πολλές από τις παραμέτρους προσαρμόστηκαν στην περιοχή μελέτης, δηλαδή τη Λήμνο.

Για τον υπολογισμό του κόστους έννοιας και ορισμού C1 χρησιμοποιήθηκαν οι μεταβλητές που φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα. Με βάση τον πίνακα υπολογίστηκε το κόστος έννοιας ορισμού και βρέθηκε ίσο με 4,080,000 €.

Πίνακας 24: Κόστος έννοιας και ορισμοί (Ιδία επεξεργασία)

Κόστη έννοιας και ορισμού			
Cem	Κόστος μελέτης αγοράς	100000	€
Ctaxes	Φόροι περιβαλλοντικών επιπτώσεων	1000	€
NWT	Αριθμός ανεμογεννητριών	20	-
PWT	Ισχύ κάθε ανεμογεννήτριας	5	MW
Cemet	Κόστος μετεωρολογικής κατασκευής	10000	€
Csmet	Κόστος μετεωρολογικών αισθητήρων	2400000	€
Csamet	Κόστος βοηθητικών μετεωρολογικών εξαρτημάτων	470000	€
Cim	Κόστος γεωτεχνικής μελέτης	10000	€

Ακολούθως, υπολογίστηκε το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης και βρέθηκε ίσο με 240,000 €.

Πίνακας 25: Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης (Ιδία επεξεργασία)

Κόστη σχεδιασμού και ανάπτυξης			
Cga	Ενιαίο κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης	2400	€/MW

Το κόστος κατασκευής βρέθηκε ίσο με 390,394,000 €.

Πίνακας 26: Κόστος κατασκευής (Ιδία επεξεργασία)

Κόστη κατασκευής			
CMW	Κόστος κατασκευής της πλωτής υπεράκτιας ανεμογεννήτριας	900000	€/MW
Nsub	Αριθμός πλατφορμών υποσταθμού	1	-
CMAT	Κόστος υλικών πλατφόρμας	2500000	€
CDlplat	Αμοιβή εργαζομένων για την κατασκευή της πλατφόρμας	1000000	€
Bi	Βιομηχανικό κέρδος κατασκευαστικών συσκευών	0,05	-
mplatform	Μάζα της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	2500	tn
Sov	Βυθισμένη επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	5427	m ²
Som	Επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας που δεν βρέχεται	1356	m ²
Si	Εσωτερική επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	1356	m ²
Cmo	Κόστος ανά ώρα της άμεσης εργασίας στο ναυπηγείο	50	€/h
Csteel	Κόστος χάλυβα	524	€/ton
LMOOR	Μήκος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	378	m
PMOOR	Μάζα ανά μέτρο πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	20	kg/m
CMOOR	Κόστος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	5	€/kg
LP	Αριθμός γραμμών πρόσδεσης ανά πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	4	-
NWP	Αριθμός πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών	20	-
mANC	Μάζα άγκυρας	18	tn
CANC	Κόστος αγκυρίων	150000	€
NF	Αριθμός γραμμών του αιολικού πάρκου	4	-
NAF	Αριθμός ανεμογεννητριών ανά γραμμή του αιολικού πάρκου	5	-
NTS	Αριθμός ηλεκτρικών μετασχηματισμών	1	-
CTS	Κόστος του μετασχηματιστή	500000	€
CGIS	Κόστος του μετασχηματιστή GIS (Διακόπτης με μόνωση αερίου)	285000	€
Noff1a	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	20	-
doff1a	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	100	m
Coff1a	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	80	€/m
Noff1b	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1b	20	-
doff1b	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1b	315	m
Coff1b	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1b	200	€/m
Noff1c	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1c	4	-
doff1c	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1c	100	m
Coff1c	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1c	300	€/m
Noff2	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off2	1	-
doff2	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off2	6100	m
Coff2	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off2	300	€/m
Non	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	1	-
don	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	1000	m
Con	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	40	€/m

Το κόστος εγκατάστασης βρέθηκε ίσο με 28,244,260 €.

Πίνακας 27: Κόστος εγκατάστασης (Ιδία επεξεργασία)

Κόστη εγκατάστασης			
dshipyard-port	Απόσταση από ναυπηγείο έως λιμάνι	3000	m
vtug	Ταχύτητα του ρυμουλκού	3,6	m/s
Ctransport to port	Κόστος μεταφοράς στο λιμάνι	938	€/h
tloadGENERATOR	Χρόνος που αφιερώθηκε φορτώνοντας τη γεννήτρια στο λιμάνι	3	h
Ccrane	Κόστος γερανού λιμένα	2000	€/h
thirePLAT	Χρόνος ενοικίασης των εγκαταστάσεων του ναυπηγείου ή του λιμένα για την	100	days
ShirePLAT	Έκταση της περιοχής αποθήκευσης των πλατφορμών στο λιμάνι ή το ναυπηγείο	15000	m ²
Cstorage	Κόστος αποθήκευσης στο λιμάνι ή το ναυπηγείο	5	€/(m ² *da
tloadPLAT	Χρόνος που αφιερώθηκε φορτώνοντας την πλατφόρμα στο λιμάνι	3	h
NvesselPLAT	Αριθμός σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	3	vessels/pl
CvesselPLAT	Αμειβή πληρώματος των σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική	3000	€/day
CmovPLAT	Κόστος μετακίνησης των σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική	10000	€/day
tinstallationPLAT	Χρόνος που αφιερώθηκε για την εγκατάσταση της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	8	h
Ccrane shipyard	Κόστος του γερανού στο ναυπηγείο	20000	€/day
CAHV	Κόστος του σκάφους AHV που χρησιμοποιήθηκε για την εγκατάσταση	50000	€/day
CDLanch	Αμοιβή προσωπικού για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	5000	€/day
Cpumps&divers	Κόστος αντλιών και δυτών για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	5000	€/day
Nanchors	Αριθμός αγκυρίων	4	anchors/
TinstAHV	Χρόνος που αφιερώνεται στην εγκατάσταση αγκυροβόλησης χρησιμοποιώντας ένα	4	anchors/
Cinst20KV	Κόστος εγκατάστασης ηλεκτρικού καλωδίου 20 KV	61531	€/day
Kinst20KV	Συντελεστής εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου 20 KV	150	m/day
Cinst220KV	Κόστος εγκατάστασης ηλεκτρικού καλωδίου 220 KV	143572	€/day
Kinst220KV	Συντελεστής εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου 220 KV	200	m/day
Csubport	Κόστος λιμένα για την εγκατάσταση πλατφορμών υποσταθμού	15000	€/day
Csubtransport	Κόστος μεταφοράς για την εγκατάσταση των πλατφορμών υποσταθμού	10000	€/day
Csubinst	Κόστος των διαδικασιών εγκατάστασης του υποσταθμού	300000	€/day
Cstart-up	Κόστος εκκίνησης	600000	€

Το κόστος εκμετάλλευσης βρέθηκε ίσο με 128,038,083 €.

Πίνακας 28: Κόστος εκμετάλλευσης (Ιδία επεξεργασία)

Κόστη εκμετάλλευσης			
Ctax&op	Κόστος των φόρων που σχετίζονται με τη λειτουργία του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου	12000	€
Nfarm	Αριθμός ετών του κύκλου ζωής του αιολικού πάρκου	25	years
CgADM	Κόστος ανά έτος διοίκησης του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου	4766000	€/year
CgLEGAL	Κόστος ανά έτος των νομικών πτυχών κατά τη διαδικασία λειτουργίας	100000	€/year
CMPTRANSP	Κόστος μεταφοράς για συντήρηση	5000	€/year
CMPMAT	Κόστος υλικών για συντήρηση	18500	€/year
CMDDL	Αμοιβή του προσωπικού συντήρησης	200	€/(person*day)
Pfailure1	Πιθανότητα μικρής επισκευής	6,2	failure/(turbine*year)
MCTRANSP1	Κόστος μεταφοράς για μικρή επισκευή	1000	€
CMCDL1	Αμοιβή του προσωπικού μικρής επισκευής	200	€/(person*day)
CMCMAT1	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την μικρή επισκευή	1000	€
Pfailure2	Πιθανότητα σημαντικής επισκευής	1,1	failure/(turbine*year)
MCTRANSP2	Κόστος μεταφοράς για σημαντική επισκευή	3000	€
CMCDL2	Αμοιβή του προσωπικού σημαντικής επισκευής	400	€/(person*day)
CMCMAT2	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για σημαντική επισκευή	10000	€
Pfailure3	Πιθανότητα σημαντικής αντικατάστασης	0,3	failure/(turbine*year)
MCTRANSP3	Κόστος μεταφοράς για σημαντική αντικατάσταση	12000	€
CMCDL3	Αμοιβή του προσωπικού σημαντικής αντικατάστασης	600	€/(person*day)
CMCMAT3	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την σημαντική αντικατάσταση	100000	€

Τέλος, το κόστος αποσυναρμολόγησης είναι ίσο με 39,599,208 €.

Συνεπώς, το κόστος κύκλου ζωής υπολογίστηκε από την εξίσωση [5.2.1] και βρέθηκε ίσο με 590,595,551 €.



Εικόνα 21: Κόστος κύκλου ζωής ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες (Ιδία επεξεργασία)

Για να αξιολογηθεί η οικονομική βιωσιμότητα του έργου υπολογίζονται, ομοίως μέσα από το RetScreen Expert, οι οικονομικοί δείκτες. Το επιτόκιο είναι ίσο με 9% και ο δείκτης IRR είναι ίσος με 12,6% > 9. Από τον πίνακα φαίνεται η τιμή της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NVP), η οποία είναι 50.944.407€ > 0. Ακόμη, η περίοδος αποπληρωμής (DPBP) είναι 8,4 έτη, μικρότερη των 25 χρόνων που είναι η διάρκεια ζωής του έργου και η αναλογία κόστους οφέλους είναι 1,4. Τέλος, το κόστος παραγωγής ενέργειας είναι 0,14 €/KWh. Συνεπώς, το έργο χαρακτηρίζεται οικονομικά βιώσιμο.

Πίνακας 29: Οικονομική βιωσιμότητα ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες (Πηγή: RetScreen Expert, Ιδία επεξεργασία)

Οικονομικές Παράμετροι		
Τιμή πληθωρισμού	2%	%
Διάρκεια ζωής του έργου	25	έτος
Τοκοχρεολύσιο	70%	%
Επιτόκιο δανεισμού	7%	%
Περίοδος χρέους	0,15	έτος
Συνολικά αρχικά κόστη	444.085.606	€
Κίνητρα και επιχορηγήσεις	13322568	€
Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους		
Κόστη Λειτουργίας και Συντήρησης	5.121.758	€
Πληρωμές χρέους - 15 έτη	34.130.749	€
Συνολικά ετήσια κόστη	39.252.507	€
Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα		
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	46.769.672	€
Έσοδα από τη μείωση εκπομπών ΑΤΘ - έτη	9.783.856	€
Λοιπά έσοδα(έξοδα)	0	€
Έσοδα παραγωγής ΚΕ	0	€
Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα	56.553.527	€
Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	12,60%	%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	1,40%	%
Απλή αποπληρωμή	8,4	έτος
Αποπληρωμή μετοχών	9,8	έτος

6.5 Σύγκριση

Στα προηγούμενα κεφάλαια έγινε οικονομική μελέτη για δύο έργα, μια υπεράκτια φάρμα με monopiles και μια υπεράκτια φάρμα με πλατφόρμες semi-submersible. Η επιλογή του κατάλληλου έργου πρέπει να γίνεται μελετώντας όλες τις συνιστώσες, όπως το βάθος του πυθμένα, οι περιβαλλοντικές συνθήκες, η οικονομική βιωσιμότητα του έργου κλπ.

Κάθε τύπος πλατφόρμας παρουσιάζει τα ανάλογα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Τα monopiles είναι οι πιο διαδεδομένες δομές πλατφόρμες και ενδείκνυνται για ρηχά έως μεσαία βάθη. Η απλότητα της κατασκευής τους καθώς και η οικονομική τους αποδοτικότητα τις καθιστούν προτιμότερη επιλογή για εγκαταστάσεις κοντά στην ακτή. Τα monopiles παρέχουν δομική σταθερότητα, καθώς το 50% θεμελιώνεται στον πυθμένα. Ωστόσο, αποτελούν πρόκληση σε βαθύτερα ύδατα ενώ επίσης ένας σημαντικός παράγοντας αποκλεισμού τους είναι το μαλακό έδαφος, καθώς απαιτούνται πρόσθετες μηχανικές δραστηριότητες.

Από την άλλη πλευρά, οι semi-submersible ενδείκνυνται σε μεγάλα βάθη ενώ έχουν μεγαλύτερη απόδοση λόγω του πιο ισχυρού και σταθερού αιολικού δυναμικού που επικρατεί στα βάθη στα οποία εφαρμόζονται. Ακόμη, παρέχουν βελτιωμένη σταθερότητα λόγω των αγκυρώσεων και των προσδέσεων. Ωστόσο, η πολυπλοκότητα της κατασκευής τους καθώς και τα υψηλότερα κόστη τους συχνά περιορίζουν την επιλογή τους.

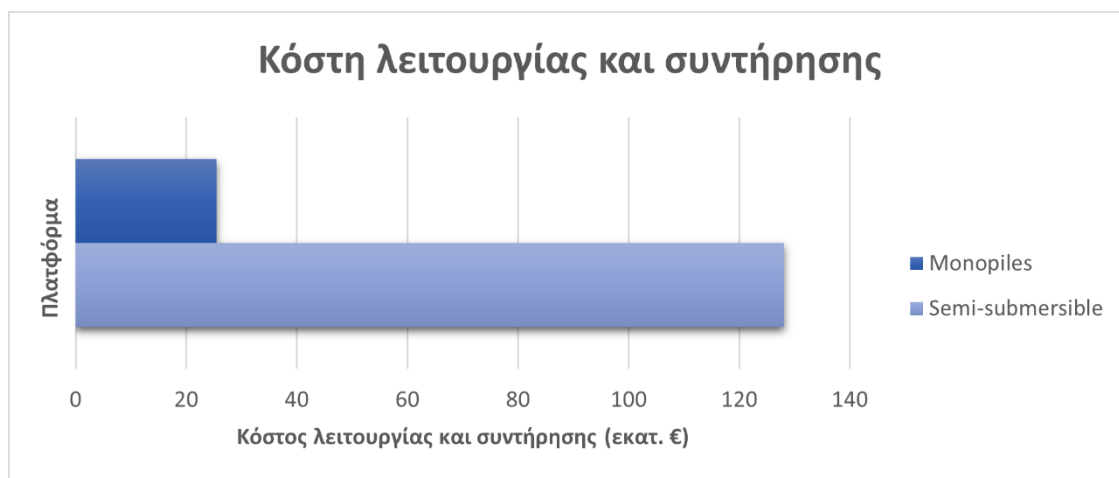
Πίνακας 30: Σύγκριση πλατφορμών semi-submersible και monopiles (Ιδία επεξεργασία)

	Semi-Submersible	Monopiles
Τύπος	Πλωτή	Σταθερής έδρασης
Βάθος νερού	Κατάλληλο για βαθιά ύδατα	Κατάλληλο για ρηχά έως μεσαία ύδατα
Σταθερότητα	Υψηλή σταθερότητα	Μέτρια-Υψηλή σταθερότητα
Συντήρηση	Δύσκολη	Απλή
Εύρος τοποθετήσεων	Μεγάλο	Περιορισμένο
Κόστος κατασκευής	Υψηλό αρχικό κόστος	Χαμηλό αρχικό κόστος
Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα	Μικρό	Μεγάλο
Αντοχή σε κυματισμούς	Υψηλή	Μέτρια-Υψηλή

Συνεπώς, ενώ τα monopiles ξεχωρίζουν για την απλότητά των κατασκευών τους και την οικονομική βιωσιμότητα του έργου τους, ιδίως σε ρηχά ύδατα, οι πλωτές πλατφόρμες

προσφέρουν σταθερότητα και ευελιξία σε βαθιά ύδατα. Η προσεκτική μελέτη αυτών των παραμέτρων είναι κρίσιμη ώστε να οδηγήσει στη βέλτιστη αξιοποίηση των έργων αιολικής ενέργειας εκτός ακτής, με βάση τις απαιτήσεις και τους περιορισμούς της υπό εξέταση περιοχής.

Η μελέτη των δύο έργων έγινε για το νησί της Λήμνου. Στην περιοχή επικρατούν αρκετά ρηχά νερά, που εκ πρώτης όψεως ενδείκνυνται για τοποθέτηση monopiles. Η υπεράκτια φάρμα με monopiles είναι πιο οικονομικά βιώσιμη, ενώ γίνεται αποπληρωμή του χρέους σε λιγότερα έτη σε σχέση με τις πλατφόρμες semi-submersible. Η μεγάλη διαφορά στα υπολογισμένα κόστη εντοπίζεται στο κόστος συντήρησης, καθώς οι πλωτές πλατφόρμες είναι σε βαθύτερα ύδατα, με αποτέλεσμα να είναι πιο δυσμενής η πρόσβαση σε αυτές καθώς και η συντήρησή τους.



Εικόνα 22: Σύγκριση κόστους λειτουργίας και συντήρησης semi-submersible και monopiles (Ιδία επεξεργασία)

Για την ορθή επιλογή της κατάλληλης πλατφόρμας, όμως, οφείλουμε να λάβουμε και άλλους παράγοντες, οι οποίοι αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 4. Συγκεκριμένα, από το μοντέλο που παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 4 δεν επιτεύχθηκε υψηλό σκορ, όσον αφορά τις σταθερές πλατφόρμες, γεγονός που συνεπάγεται ότι δεν εκπληρώνονται πλήρως τα κριτήρια που τίθενται για τον αποκλεισμό.

Σε αντίθεση με τα μονορύπια, από τον χάρτη του κεφαλαίου 4 φαίνεται ότι υπάρχουν αρκετές περιοχές, στις οποίες μπορεί να αναπτυχθεί ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες. Η περιοχή που επιλέχθηκε βρίσκεται νότια της Λήμνου και παρουσίασε σκορ 9. Αυτό συνεπάγεται ότι πληρεί τα κριτήρια αποκλεισμού.

Ακόμη, πρέπει να σημειωθεί πως σύμφωνα με τις τελευταίες εξελίξεις, καταγράφονται προβλήματα σε σχέση με τα ελληνικά ραντάρ. Συγκεκριμένα, οι θαλάσσιες ανεμογεννήτριες λειτουργούν σαν «κουρτίνα» με αποτέλεσμα τα ραντάρ να μην σαρώνουν ορθά την περιοχή. Αυτό συνεπάγεται ακόμη έναν περιορισμό που αφορά την περιοχή ανατολικά της Λήμνου.

Έχοντας υπόψη όλα τα προαναφερθέντα, καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως μια θαλάσσια φάρμα με πλωτές πλατφόρμες αποτελεί την καταλληλότερη επιλογή, ακόμη και αν αυτή συνιστά πιο δαπανηρή.

Κεφάλαιο 7: Συμπεράσματα

Το ενεργειακό πρόβλημα αποτελεί μια παγκόσμια πρόκληση και, καθώς εξακολουθούμε να εξαρτόμαστε σε μεγάλο βαθμό από τις συμβατικές πηγές ενέργειας, συνεχώς θα εντείνεται. Μια βασική πρόταση για την αντιμετώπιση του προβλήματος είναι η αύξηση χρήσεων των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι οποίες αποτελούν μια ανεξάντλητη πηγή, κατανομημένη στο χώρο και φιλική προς το περιβάλλον.

Στην Ελλάδα επικρατεί πλούσιο αιολικό δυναμικό, το οποίο αξιοποιείται μέσα από τις εγκαταστάσεις χερσαίων αιολικών πάρκων. Το αιολικό δυναμικό, ωστόσο, που επικρατεί στον υπεράκτιο χώρο και είναι πιο σταθερό και πιο ομοιόμορφα κατανομημένο παραμένει μέχρι σήμερα ανεκμετάλλευτο. Έχουν γίνει κάποιες μελέτες που αφορούν την αξιολόγηση περιοχών όπου θα μπορούσαν να εγκατασταθούν θαλάσσια αιολικά πάρκα με πλατφόρμες σταθερής έδρασης, όμως δεν έχει υλοποιηθεί ακόμη κάποιο έργο.

Τα χερσαία αιολικά πάρκα έχουν δημιουργήσει κοινωνικές αντιδράσεις, καθώς δημιουργούν περιβαλλοντικά προβλήματα, όπως πχ κατά τη διάνοξη χώρου, ενώ σημαντική είναι και η οπτική και ακουστική όχληση που προέρχεται από τις ανεμογεννήτριες. Ωστόσο, μια πιο φιλική αντιμετώπιση παρουσιάζεται κατά την εγκατάσταση αιολικών πάρκων στον υπεράκτιο αιολικό χώρο, καθώς μειώνουν σημαντικά τα προβλήματα των χερσαίων. Η Ευρώπη έχει «δείξει» μεγάλο ενδιαφέρον στα συγκεκριμένα παράκτια έργα, καθώς ήδη έχουν εγκατασταθεί ΘΑΠ σε πολλές χώρες, ενώ κάποια άλλα βρίσκονται υπό κατασκευή.

Σημαντική κρίνεται η επιλογή της πλατφόρμας έδρασης των ανεμογεννητριών, η οποία μπορεί να είναι είτε σταθερής έδρασης είτε πλωτή. Οι πιο διαδεδομένες παραμένουν οι πλατφόρμες σταθερής έδρασης καθώς είναι πιο οικονομικές.

Στην παρούσα διπλωματική μελετήθηκαν δύο έργα. Το πρώτο έργο αφορούσε ΘΑΠ με πλατφόρμες σταθερής έδρασης και το δεύτερο έργο αφορούσε ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες, ώστε να αναδειχθεί το καταλληλότερο.

Με απώτερο σκοπό την ανάδειξη των κατάλληλων περιοχών προς χωροθέτηση, υλοποιήθηκαν δύο μοντέλα σε περιβάλλον ArcGIS και Model Builder για τα δύο έργα ξεχωριστά. Τα κριτήρια αποκλεισμού ελήφθησαν από το ΕΠΧΣΑΑ ενώ κύρια διαφορά των δύο μοντέλων ήταν η διαφοροποίηση στις περιβαλλοντικές ζώνες αποκλεισμού και στα τελικά βάρη των λοιπών κριτηρίων. Το μοντέλο που αφορούσε τις σταθερές πλατφόρμες ανέδειξε μικρής έκτασης περιοχές με χαμηλό σκορ. Εν αντιθέσει, το μοντέλο που αφορούσε τις πλωτές πλατφόρμες ανέδειξε πολλές περιοχές με μεγάλη έκταση και υψηλό σκορ.

Για την οικονομική βιωσιμότητα των έργων υπολογίστηκε το κόστος κύκλου ζωής λαμβάνοντας υπόψη παραμέτρους για τις σταθερές και πλωτές πλατφόρμες αντίστοιχα, καθώς και οι απαραίτητοι οικονομικοί δείκτες. Τα δύο έργα χαρακτηρίστηκαν οικονομικά βιώσιμα, με την αποπληρωμή να ολοκληρώνεται αρκετά χρόνια πριν το τέλος ζωής του έργου. Ακόμη, το ΘΑΠ με σταθερές πλατφόρμες παραμένει πιο οικονομικά βιώσιμο καθώς τα κόστη κατασκευής, λειτουργίας και συντήρησης είναι πιο χαμηλά.

Για την λήψη της τελικής απόφασης είναι επιβεβλημένο να μην περιοριστεί η προσοχή μας στα οικονομικά κριτήρια. Η αξιολόγηση των περιοχών στη χωροθέτηση των σταθερών πλατφορμών υποδεικνύει τη χαμηλή σημασία που λαμβάνουν τα κριτηρίων αποκλεισμού. Εν αντιθέσει, οι υψηλές βαθμολογίες που παρουσιάζονται στο μοντέλο που αφορά τις πλωτές πλατφόρμες δίνει την προοπτική όχι μόνο οικονομικής αλλά γενικότερης βιωσιμότητας. Συνεπώς, το έργο που προτείνεται για την Λήμνο είναι η εγκατάσταση ΘΑΠ με πλωτές πλατφόρμες.

Η επιλογή αυτή αντικατοπτρίζει την προσήλωση που οφείλουμε να έχουμε στις ανάγκες του έργου και στην προστασία του περιβάλλοντος καθώς και την συνεχή επιδίωξη μας για την ταυτόχρονη ικανοποίηση των κοινωνικών οφελών και της οικονομικής αποδοτικότητας.

Βιβλιογραφία

Διαδικτυακές Πηγές

<https://eletaen.gr/gnoriste-tin-aioliki-energeia/>

<https://www.windedition.com/introducing-different-types-of-offshore-wind-turbine-foundations-fixed-and-floating/>

<https://www.windpowerengineering.com/comparing-offshore-wind-turbine-foundations/>

<https://us.orsted.com/renewable-energy-solutions/offshore-wind/what-is-offshore-wind-power/how-do-offshore-wind-turbines-work>

<https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/>

<https://orsted.com/en/insights/white-papers/making-green-energy-affordable/1991-to-2001-the-first-offshore-wind-farms>

<https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>

<https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/>

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/map?lang=en

<https://www.kathimerini.gr/economy/562658701/se-exi-perioches-ta-prota-yperaktia-aiolika-parka/?fbclid=IwAR3E2oOCbfdRKIMC01eM3QYR63IwEWosOn4hYx928B343HUP182YtvEBCXA>

Ελληνική βιβλιογραφία

Ακτύπη, Μ. Δ. (2014). *Χωροθέτηση αιολικού πάρκου στη νήσο Ζάκυνθο μέσω τηλεπισκόπησης και γεωγραφικών συστημάτων πληροφοριών* (Master's thesis)

Ανανιάδου, Ε. Α., & Δρυγιαννάκη, Ε. Ζ. (2021). *Χωροθέτηση υπεράκτιου αιολικού πάρκου στην περιοχή της Λήμνου με τη χρήση πολυκριτηριακής ανάλυσης και Συστημάτων Γεωγραφικών Πληροφοριών* (Doctoral dissertation, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης)

Γαβαλάς Μ. (2023). *Μοντέλο Χωροθέτησης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων Στο Νησιωτικό Σύμπλεγμα Κυκλάδων*

Καρακοπούλου, Δ. (2023). *Υβριδικά συστήματα (ΑΠΕ) για την παραγωγή ενέργειας*

Κτώρης, Α. (2015). *Υδροδυναμική Ανάλυση Πλωτής Α/Γ αγκυρωμένης με συμβατικούς κλάδους αγκύρωσης (Spar-buoy)*

Παπαλαζαρίδου, Σ. Θ. (2009). *Αιολική ενέργεια-κριτήρια χωροθέτησης αιολικών πάρκων* (Doctoral dissertation, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης)

Τσακίρη, Δ. (2022). *Χωροθέτηση και θεμελίωση υπεράκτιων αιολικών πάρκων στον ελληνικό χώρο*

Τσιπουράς, Λ. Δ. (2021). *Τεχνο-οικονομική ανάλυση της γαλάζιας ενέργειας στο Αιγαίο Πέλαγος: αιολική και υβριδική ενέργεια* (Bachelor's thesis)

Φλαούντας, Π. (2019). *Τεχνοοικονομική μελέτη υπεράκτιου αιολικού πάρκου*

Χατζής, Κ. (2008). *Το ενεργειακό πρόβλημα και η λύση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας-παράδειγμα δημιουργίας φωτοβολταϊκού πάρκου 100kW στο αεροδρόμιο της Ν. Αγχιάλου* (Bachelor's thesis)

Χριστοφόρου Μ. (2023). Βιώσιμη χωροθέτηση πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου συνδεδεμένο με τον υποσταθμό ΥΤ ΜΤ της Σύρου

Ξενόγλωσση βιβλιογραφία

Alrikabi, N. K. M. A. (2014). Renewable energy types. *Journal of Clean Energy Technologies*, 2(1), 61-64

Alsubal, S., Alaloul, W. S., Shawn, E. L., Liew, M. S., Palaniappan, P., & Musarat, M. A. (2021). Life cycle cost assessment of offshore wind farm: Kudat malaysia case. *Sustainability*, 13(14), 7943

Bjerkseter, C., & Ågotnes, A. (2013). Levelised costs of energy for offshore floating wind turbine concepts (Master's thesis, Norwegian University of Life Sciences, Ås)

Carroll, J., McDonald, A., & McMillan, D. (2016). Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines. *Wind Energy*, 19(6), 1107-1119

Castro-Santos, L., Bento, A. R., Silva, D., Salvação, N., & Guedes Soares, C. (2020). Economic feasibility of floating offshore wind farms in the north of Spain. *Journal of Marine Science and Engineering*, 8(1), 58

Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Carral-Couce, L., & Formoso, J. Á. F. (2016). Economic feasibility of floating offshore wind farms. *Energy*, 112, 868-882

Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Lamas-Galdo, I., & Carral-Couce, L. (2018). Methodology to calculate the installation costs of offshore wind farms located in deep waters. *Journal of Cleaner Production*, 170, 1124-1135

Castro-Santos, L., Martins, E., & Soares, C. G. (2016). Cost assessment methodology for combined wind and wave floating offshore renewable energy systems. *Renewable energy*, 97, 866-880

Dicorato, M., Forte, G., Pisani, M., & Trovato, M. (2011). Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renewable energy*, 36(8), 2043-2051

Esteban, M. D., Diez, J. J., López, J. S., & Negro, V. (2011). Why offshore wind energy?. *Renewable energy*, 36(2), 444-450

Gonzalez-Rodriguez, A. G. (2017). Review of offshore wind farm cost components. *Energy for Sustainable Development*, 37, 10-19

Herzog, A. V., Lipman, T. E., & Kammen, D. M. (2001). Renewable energy sources. *Encyclopedia of life support systems (EOLSS). Forerunner Volume-‘Perspectives and overview of life support systems and sustainable development*, 76

Ioannou, A., Angus, A., & Brennan, F. (2018). A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances. *Applied Energy*, 221, 406-424

Jiang, Z. (2021). Installation of offshore wind turbines: A technical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110576

Kaiser, M. J., & Snyder, B. (2010). Offshore wind energy installation and decommissioning cost estimation in the US outer continental shelf. US Dept. of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, Herndon, VA TA&R, 648

Kaptan, M., Skaare, B., Jiang, Z., & Ong, M. C. (2022). Analysis of spar and semi-submersible floating wind concepts with respect to human exposure to motion during maintenance operations. *Marine Structures*, 83, 103145

Kluger, J. M., Haji, M. N., & Slocum, A. H. (2023). The power balancing benefits of wave energy converters in offshore wind-wave farms with energy storage. *Applied Energy*, 331, 120389

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

Li, J., Wang, G., Li, Z., Yang, S., Chong, W. T., & Xiang, X. (2020). A review on development of offshore wind energy conversion system. *International Journal of Energy Research*, 44(12), 9283-9297

Mahdy, M., & Bahaj, A. S. (2018). Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt. *Renewable energy*, 118, 278-289

Maienza, C., Avossa, A. M., Ricciardelli, F., Coiro, D., Troise, G., & Georgakis, C. T. (2020). A life cycle cost model for floating offshore wind farms. *Applied Energy*, 266, 114716

Maples, B., Saur, G., Hand, M., Van De Pietermen, R., & Obdam, T. (2013). Installation, operation, and maintenance strategies to reduce the cost of offshore wind energy (No. NREL/TP-5000-57403). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States)

Miller, L., Carriveau, R., Harper, S., & Singh, S. (2017). Evaluating the link between LCOE and PPA elements and structure for wind energy. *Energy Strategy Reviews*, 16, 33-42

Shafiee, M., Brennan, F., & Espinosa, I. A. (2016). A parametric whole life cost model for offshore wind farms. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 21, 961-975

Sun, X., Huang, D., & Wu, G. (2012). The current state of offshore wind energy technology development. *Energy*, 41(1), 298-312

Tercan, E., Tapkin, S., Latinopoulos, D., Dereli, M. A., Tsiropoulos, A., & Ak, M. F. (2020). A GIS-based multi-criteria model for offshore wind energy power plants site selection in both sides of the Aegean Sea. *Environmental Monitoring and Assessment*, 192, 1-20

Topham, E., & McMillan, D. (2017). Sustainable decommissioning of an offshore wind farm. *Renewable energy*, 102, 470-480

Topham, E., McMillan, D., Bradley, S., & Hart, E. (2019). Recycling offshore wind farms at decommissioning stage. *Energy policy*, 129, 698-709

Vagiona, D. G., & Karanikolas, N. M. (2012). A multicriteria approach to evaluate offshore wind farms siting in Greece. *Global NEST Journal*, 14(2), 235-243

Xu, K., Larsen, K., Shao, Y., Zhang, M., Gao, Z., & Moan, T. (2021). Design and comparative analysis of alternative mooring systems for floating wind turbines in shallow water with emphasis on ultimate limit state design. *Ocean Engineering*, 219, 108377

Παράρτημα - Χάρτες

