



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

Διπλωματική Εργασία Προπτυχιακών Σπουδών

**ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΓΑΛΑΖΙΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ
ΑΙΓΑΙΟ ΠΕΛΑΓΟΣ: ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΙ ΥΒΡΙΔΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ**

υπό

ΛΕΩΝΙΔΑ ΤΣΙΠΟΥΡΑ



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

Βόλος, Ιούνιος 2021

© 2021 Λεωνίδα Τσιπουράς

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. Νικήτας Μυλόπουλος
Καθηγητής, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, Πανεπιστήμιο
Θεσσαλίας

Τρίτος Εξεταστής Δρ. Ευριπίδης Μυστακίδης
Καθηγητής, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, Πανεπιστήμιο
Θεσσαλίας

Ευχαριστίες

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά την καθηγήτρια μου κ. Κατσαρδή Βανέσσα, για την ανάθεση και επίβλεψη της παρούσας διπλωματικής εργασίας, η οποία με τις κατευθυντήριες οδηγίες της βοήθησε στην εκπόνηση της, καθώς και τον υποψήφιο διδάκτορα κ. Σπηλιωτόπουλο Γεώργιο, για την πολύτιμη βοήθεια του στην υλοποίηση αυτής της εργασίας. Ακόμη, είμαι ευγνώμων στα υπόλοιπα μέλη της εξεταστικής επιτροπής της διπλωματικής μου εργασίας, Καθηγητές κκ. Νικήτα Μυλόπουλο και Ευριπίδη Μυστακίδη για την προσεκτική ανάγνωση της εργασίας μου και για τις πολύτιμες υποδείξεις τους. Επίσης, αισθάνομαι την ανάγκη να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές μου για την άριστη συνεργασία που είχαμε καθ' όλη τη διάρκεια αυτής της υπέροχης διαδρομής, καθώς και όλους τους καθηγητές του τμήματος Πολιτικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας για τις γνώσεις που μου χάρισαν απλόχερα. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερα την οικογένεια και τους φίλους μου, για την ενθάρρυνση και την υποστήριξη τους, στοιχεία που αποδείχθηκαν καθοριστικά ώστε να καταφέρω να μετουσιώσω σε πράξη τους στόχους μου.

Λεωνίδα Τσιπουράς

ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΓΑΛΑΖΙΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΑΙΓΑΙΟ ΠΕΛΑΓΟΣ: ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΙ ΥΒΡΙΔΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Λεωνίδα Τσιπουράς

Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2021

Επιβλέπων Καθηγητής: Βανέσσα Κατσαρδή, Επίκουρη Καθηγήτρια

Περίληψη

Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια εξαιρετική εναλλακτική πηγή ενέργειας όντας ανεξάντλητη και χωρίς εκπομπές, αλλά μέχρι σήμερα αιολική ενέργεια δεν παράγεται στην Μεσόγειο. Όμως, η υπεράκτια αιολική ενέργεια επωφελείται από αυξημένο αιολικό δυναμικό και συνεπώς αποτελεί την ραχοκοκαλιά των τομέων της Γαλάζιας Ενέργειας και της Γαλάζιας Οικονομίας. Σε αυτή την εργασία αναδεικνύεται μια μεθοδολογία για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους του κύκλου ζωής ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Η πλωτή λύση είναι πιο εύκολα εφαρμόσιμη στα βαθιά νερά της Ελλάδας, αποφεύγοντας κοινωνικές αντιδράσεις που παρατηρούνται στις εγκαταστάσεις ξηράς. Επίσης, με τη βοήθεια του λογισμικού “RETScreen Expert” υπολογίζονται ορισμένοι οικονομικοί δείκτες, βάση των οποίων προσδιορίζεται η οικονομική βιωσιμότητα ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου στην περιοχή του Αιγαίου Πελάγους. Παράλληλα εξετάζεται και η υβριδική λύση συνδυάζοντας την εκμετάλλευση κυματικής ενέργειας. Μελετώνται τρεις περιοχές τοποθέτησης του πάρκου (Λήμνος, Μύκονος, Κρήτη) εξάγοντας το συμπέρασμα ότι η περιοχή της Ανατολικής Κρήτης είναι η πιο συμφέρουσα οικονομικά για εγκατάσταση ενός τέτοιου έργου. Η προτεινόμενη μεθοδολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό των οικονομικών δεικτών ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου σε οποιαδήποτε τοποθεσία.

Λέξεις Κλειδιά:

Γαλάζια Οικονομία, Γαλάζια Ενέργεια, Πλωτά Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα, Υβριδικά Συστήματα, Αιγαίο Πέλαγος

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF BLUE ENERGY IN THE AEGEAN SEA: WIND AND HYBRID ENERGY

Leonidas Tsipouras

University of Thessaly, Department of Civil Engineering, 2021

Supervising Professor: Vanessa Katsardi, Assistant Professor

Abstract

Wind power is an excellent alternative source of energy by being inexhaustible and with zero emissions, but until today no wind power is produced offshore in the Mediterranean. However, offshore wind energy benefits from increased wind energy potential and therefore constitutes the backbone of the Blue Energy and Blue Economy Sector. Featured in this paper is a methodology for calculating the total life-cycle cost of a floating offshore wind farm. A floating solution is more viable in the deep waters of the Aegean Sea avoiding significant social backlash that is observed against land installations. In addition, using the software “RETScreen Expert”, several economic indices are calculated, based on which the economic viability of a floating offshore wind farm is assessed. In parallel, a hybrid solution combining the use of wave power is also examined. Three potential areas for installation are investigated (Lemnos, Mykonos and Crete), coming to the conclusion that the most cost-effective solution is presented in the area of Eastern Crete. The proposed methodology can be used for the calculation of the economic indices of a floating offshore wind farm in any location.

Keywords: *Blue Economy; Blue Energy; Floating Offshore Wind Farms; Hybrid Systems; Aegean Sea.*

Πίνακας περιεχομένων

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	1
1.1 Στόχος της διπλωματικής εργασίας.....	1
1.2 Οργάνωση της διπλωματικής εργασίας.....	2
Κεφάλαιο 2: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ).....	3
2.1 Το ενεργειακό πρόβλημα	4
2.2 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των ΑΠΕ.....	11
2.3 Γαλάζια Ενέργεια.....	14
2.4 Η κατάσταση στον κόσμο	17
2.5 Η κατάσταση στην Ελλάδα	22
Κεφάλαιο 3: Υπεράκτια Αιολική Ενέργεια	27
3.1 Τα υπέρ και τα κατά.....	31
3.2 Σχεδιασμός υπεράκτιου αιολικού πάρκου	34
3.2.1 ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ.....	34
3.2.2 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ	41
3.3 Τεχνικά και θεσμικά προβλήματα	43
3.4 Η κατάσταση στο Αιγαίο	45
Κεφάλαιο 4: Υβριδική Ενέργεια	52
4.1 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα	54
4.2 Τεχνολογία WEC (Wave Energy Converter) για υβριδικά συστήματα	56
4.3 Σύγκριση κόστους και απόδοσης με την υπεράκτια αιολική ενέργεια.....	60

4.4 Προτεινόμενες υβριδικές συσκευές	62
Κεφάλαιο 5: Μελέτη Οικονομικής Βιωσιμότητας Αιολικού Πάρκου.....	70
5.1 Μεθοδολογία	70
5.2 Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής.....	72
5.3 Οικονομικοί δείκτες	84
5.4 Αγορά ενέργειας	87
Κεφάλαιο 6: Περιπτώσεις Μελέτης	89
6.1 1 ^η περιοχή μελέτης: Λήμνος	96
6.2 2 ^η περιοχή μελέτης: Μύκονος	101
6.3 3 ^η περιοχή μελέτης: Κρήτη.....	106
6.4 Σύγκριση	110
6.5 Μελέτη υβριδικού συστήματος.....	113
Κεφάλαιο 7: Συμπεράσματα και προτάσεις.....	117
Βιβλιογραφία	120

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 2.1: Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και η χρήση τους.....	4
Πίνακας 2.2: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στην Ελλάδα το 2020, (ΔΕΔΔΗΕ).....	24
Πίνακας 6.1: Κόστη έννοιας και ορισμού	91
Πίνακας 6.2: Κόστη σχεδιασμού και ανάπτυξης	91
Πίνακας 6.3: Κόστη κατασκευής	92
Πίνακας 6.4: Κόστη εγκατάστασης	93
Πίνακας 6.5: Κόστη εκμετάλλευσης.....	95
Πίνακας 6.6: Κόστη ηλεκτρικών καλωδίων 1ης περιοχής μελέτης	98
Πίνακας 6.7: Κόστη ηλεκτρικών καλωδίων 2ης περιοχής μελέτης	103
Πίνακας 6.8: Κόστη ηλεκτρικών καλωδίων 3ης περιοχής μελέτης	108
Πίνακας 6.9: Τιμές οικονομικών δεικτών για τις τρεις περιοχές μελέτης (με κόκκινο εμφανίζεται η βέλτιστη τιμή για κάθε δείκτη)	112
Πίνακας 6.10: Ποσοστιαία αύξηση κόστους και ετήσιας απόδοσης από την προσθήκη των OWC στο σύστημα	115
Πίνακας 6.11: Αποτελέσματα ανάλυσης υβριδικού συστήματος	115
Πίνακας 6.12: Σύγκριση του LCOE των δύο λύσεων	116

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 2.1: Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε GWh το 2016, (Xu et al., 2019)	5
Εικόνα 2.2: Παραγωγή ΑΠΕ σε GWh το 2016, (Xu et al., 2019).....	18
Εικόνα 2.3: Νέες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας παγκοσμίως, (GWEC, 2021)....	19
Εικόνα 2.4: Νέα εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας παγκοσμίως	19
Εικόνα 2.5: Αιολικό και ηλιακό δυναμικό στην Ελλάδα	22
Εικόνα 2.6: Ποσοστό ΑΠΕ στη συνολική κατανάλωση ενέργειας στις χώρες της Ευρώπης το 2018, (ΗΑΕΕ, 2019).....	23
Εικόνα 2.7: Ισχύς αιολικών πάρκων στα νησιά του Αιγαίου	26
Εικόνα 2.8: Ισχύς φωτοβολταϊκών πάρκων στα νησιά του Αιγαίου.....	26
Εικόνα 3.1: Κύριες δομές στήριξης υπεράκτιων ανεμογεννητριών	28
Εικόνα 3.2: Εγκατεστημένη ισχύς υπεράκτιας αιολικής ενέργειας παγκοσμίως.....	29
Εικόνα 3.3: Το τεχνητό νησί που αναμένεται να κατασκευαστεί στη Δανία	30
Εικόνα 3.4: Τα κύρια στοιχεία ενός αιολικού πάρκου, (EnBW).....	34
Εικόνα 3.5: Μετεωρολογικός πύργος, (Kaiser and Snyder, 2010).....	35
Εικόνα 3.6: Βασικοί τύποι πλατφόρμας: (a) monopile, (b) θεμέλιο βαρύτητας, (c) jacket, (d) τρίποδας και (e) πλωτή, (Καγνία, 2019).....	36
Εικόνα 3.7: Πλωτές πλατφόρμες, (IRENA, 2016)	38
Εικόνα 3.8: Μεταβατικό κομμάτι (κίτρινο) και ανεμογεννήτρια (λευκό)	39
Εικόνα 3.9: Το εσωτερικό του nacelle, (Kaiser and Snyder, 2010)	40
Εικόνα 3.10: Υπεράκτιος υποσταθμός, (Siemens Press).....	41
Εικόνα 3.11: Ταχύτητα ανέμου ελληνικών θαλασσών, (Global Wind Atlas).....	45
Εικόνα 3.12: Μέση ετήσια πυκνότητα αιολικής ενέργειας στις ελληνικές θάλασσες σε ύψος 80m από την επιφάνεια της θάλασσας, (Soukissian et al., 2020).....	47

Εικόνα 3.13: Πιθανές περιοχές ανάπτυξης υπεράκτιου αιολικού πάρκου	49
Εικόνα 3.14: Συνολικός χάρτης ευνοϊκότερων περιοχών λαμβάνοντας υπόψη περιβαλλοντικούς περιορισμούς, (ΕΛΚΕΘΕ)	50
Εικόνα 4.1: Πλωτό υβριδικό σύστημα, (Perez-Collazo, 2014)	53
Εικόνα 4.2: Σχηματική αναπαράσταση ενός OWC, (Perez-Collazo, 2015)	56
Εικόνα 4.3: Το OWC Mutriku τοποθετημένο σε κυματοθραύστη	57
Εικόνα 4.4: Συσκευή ταλαντευόμενου σώματος Pelamis, (Perez-Collazo, 2015)	58
Εικόνα 4.5: Συσκευή υπερπήδησης WaveCat, (Perez-Collazo, 2015)	59
Εικόνα 4.6: Πλατφόρμα WindFloat με OWC, (Aubault et al., 2011).....	62
Εικόνα 4.7: Πλατφόρμα WindFloat με PO, (Peiffer et al., 2011)	63
Εικόνα 4.8: Πλατφόρμα WindFloat με OWSC, (Ding et al., 2015)	64
Εικόνα 4.9: Πλωτή πλατφόρμα REFOS, (Konispoliatis et al., 2018)	65
Εικόνα 4.10: Πλωτή υβριδική φορτηγίδα με OWC και 5 MW ανεμογεννήτρια	65
Εικόνα 4.11: Πλωτό υβριδικό Spar με ανεμογεννήτρια και ενσωματωμένο PA.....	66
Εικόνα 4.12: Πλωτό υβριδικό Spar με ανεμογεννήτρια 5 MW και ενσωματωμένα 2 δίδυμα OWCs, (O’Sullivan, 2014)	67
Εικόνα 4.13: Ημι-υποβρύχια υβριδική πλατφόρμα με PA και 2 ανεμογεννήτριες	68
Εικόνα 4.14: TLP υβριδική πλατφόρμα με ανεμογεννήτρια και PAs	69
Εικόνα 5.1: Εξαρτήματα ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου	74
Εικόνα 5.2: Περιοχές που λαμβάνονται υπόψη στο ηλεκτρικό σύστημα	78
Εικόνα 6.1: Κατασκευή που λήφθηκε υπόψη στη μελέτη, (Johannes, 2014)	90
Εικόνα 6.2: 1η περιοχή μελέτης: Λήμνος, (RETScreen Expert).....	96
Εικόνα 6.3: Κλιματικά δεδομένα 1ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert).....	96
Εικόνα 6.4: Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα	97

Εικόνα 6.5: Αποτελέσματα παραγόμενης ισχύος 1ης περιοχής μελέτης.....	99
Εικόνα 6.6: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης 1ης περιοχής μελέτης.....	100
Εικόνα 6.7: 2η περιοχή μελέτης: Μύκονος, (RETScreen Expert)	101
Εικόνα 6.8: Κλιματικά δεδομένα 2ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert).....	101
Εικόνα 6.9: Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα	102
Εικόνα 6.10: Αποτελέσματα παραγόμενης ισχύος 2ης περιοχής μελέτης.....	104
Εικόνα 6.11: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης 2ης περιοχής μελέτης.....	104
Εικόνα 6.12: Ετήσια έσοδα 2ης περίπτωσης μελέτης, (RETScreen Expert).....	105
Εικόνα 6.13: 3η περιοχή μελέτης: Κρήτη, (RETScreen Expert)	106
Εικόνα 6.14: Κλιματικά δεδομένα 3ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert).....	106
Εικόνα 6.15: Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα	107
Εικόνα 6.16: Αποτελέσματα παραγόμενης ισχύος 3ης περιοχής μελέτης.....	109
Εικόνα 6.17: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης 3ης περιοχής μελέτης.....	109
Εικόνα 6.18: Ετήσια έσοδα 3ης περίπτωσης μελέτης, (RETScreen Expert).....	110
Εικόνα 6.19: Αποπληρωμή επένδυσης για τις τρεις περιοχές μελέτης.....	111
Εικόνα 6.20: Πλάγια όψη του υβριδικού συστήματος μελέτης	113
Εικόνα 6.21: Μέση ετήσια κατανομή σημαντικού ύψους κύματος	114

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

1.1 Στόχος της διπλωματικής εργασίας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι ανεξάντλητες και φιλικές προς το περιβάλλον πηγές ενέργειας, κάτι που σημαίνει ότι μπορούν να συμβάλουν στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από συμβατικές πηγές όπως το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο και στη διαφοροποίηση των υφιστάμενων ενεργειακών πόρων. Το γεγονός ότι οι ωκεανοί καλύπτουν περίπου το 70% της επιφάνειας του πλανήτη, έχει οδηγήσει την επιστημονική κοινότητα να στραφεί στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που προέρχονται από τους ωκεανούς. Έτσι λοιπόν, η υπεράκτια αιολική ενέργεια αποτελεί την πιο ώριμη τεχνολογικά πηγή γαλάζιας ενέργειας μέχρι σήμερα, με αρκετά έργα να έχουν ολοκληρωθεί, ενώ το προσεχές διάστημα αναμένεται να κατατεθεί πληθώρα προτάσεων αναφορικά με υπεράκτια αιολικά πάρκα.

Η υπεράκτια αιολική ενέργεια αναπτύχθηκε αρχικά ως τεχνολογία σταθερού πυθμένα στη Βόρεια Ευρώπη, όπου τα βάθη είναι μικρά. Τα μεγάλα βάθη όμως που επικρατούν στη Μεσόγειο, και στην Ελλάδα ειδικότερα, έχουν στρέψει το ενδιαφέρον προς τις πλωτές κατασκευές, οι οποίες μπορούν να τοποθετηθούν πολύ μακριά από την ακτή, εκεί όπου το αιολικό δυναμικό είναι εξαιρετικό. Παράλληλα με την ανάπτυξη αυτής της τεχνολογίας, έχει προταθεί μια πολύ καινοτόμα ιδέα η οποία αφορά το συνδυασμό της υπεράκτιας αιολικής με την κυματική ενέργεια, η οποία αναφέρεται στη βιβλιογραφία ως υβριδική ενέργεια. Η τεχνολογία αυτή βρίσκεται σε πρώιμο πειραματικό στάδιο, εξαιτίας κυρίως της στάσιμης πορείας της κυματικής ενέργειας, ωστόσο αναμένεται να συμβάλει θετικά στο ενεργειακό ισοζύγιο, εφόσον αξιοποιηθεί σωστά.

Για το λόγο ότι η υπεράκτια αιολική ενέργεια βρίσκεται σε επίπεδο μελέτης για τις ελληνικές θάλασσες, και η υβριδική ενέργεια έχει μόλις ξεκινήσει να κάνει τα πρώτα της βήματα σε παγκόσμιο επίπεδο, στόχος αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι να αναπτυχθεί μια μεθοδολογία προσδιορισμού της οικονομικής σκοπιμότητας ενός υπεράκτιου αιολικού και ενός υβριδικού πάρκου. Μελετώνται όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν τη βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης, όπως το ηλεκτρικό τιμολόγιο που λαμβάνεται υπόψη, η ενέργεια που θα παραχθεί και το κόστος του κύκλου ζωής του έργου.

Η οικονομική ανάλυση πραγματοποιήθηκε μέσω του λογισμικού “RETScreen Expert” το οποίο βοήθησε ώστε να εξαχθούν συμπεράσματα σχετικά με το χρόνο απόσβεσης της επένδυσης αλλά και με τα έσοδα που θα έχει ο ιδιοκτήτης του. Αναλύονται τρεις περιοχές του Αιγαίου Πελάγους, οι οποίες εμφανίζουν εξαιρετικό αιολικό και κυματικό δυναμικό και εξάγονται συμπεράσματα αναφορικά με το ποια από τις τρεις είναι η βέλτιστη για ανάπτυξη υπεράκτιου αιολικού και υβριδικού πάρκου.

1.2 Οργάνωση της διπλωματικής εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία αποτελείται από 7 κεφάλαια. Στο Κεφάλαιο 2 γίνεται μια εισαγωγή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αναλύοντας παράλληλα και το ενεργειακό πρόβλημα που επικρατεί αυτή τη στιγμή στον πλανήτη. Παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των ΑΠΕ και η κατάσταση που επικρατεί σήμερα τόσο σε παγκόσμιο όσο και σε εθνικό επίπεδο. Στο Κεφάλαιο 3 αναλύεται σε βάθος η τεχνολογία της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας και στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζεται η υβριδική ενέργεια, αναφέροντας ορισμένες πληροφορίες σχετικά με τις συσκευές εκμετάλλευσης της κυματικής ενέργειας. Έπειτα, στο Κεφάλαιο 5 παρατίθεται η μεθοδολογία της μελέτης οικονομικής σκοπιμότητας ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου και στο Κεφάλαιο 6 γίνεται ανάλυση και σύγκριση των τριών περιοχών μελέτης στις οποίες τοποθετείται το έργο. Τέλος, το Κεφάλαιο 7 περιλαμβάνει τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την παρούσα εργασία καθώς και προτάσεις για περαιτέρω ανάπτυξη της.

Κεφάλαιο 2: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Η ενέργεια συνιστά έναν πολύ καθοριστικό δείκτη για την οικονομική, βιομηχανική και κοινωνική εξέλιξη του σύγχρονου κόσμου. Οι παραδοσιακές πηγές ενέργειας, όπως ο άνθρακας, ο λιγνίτης, το πετρέλαιο, η βενζίνη και το φυσικό αέριο, είναι μη ανανεώσιμες και έχουν φτάσει στα όρια τους από άποψη επάρκειας. Παράλληλα δημιουργούν τεράστια προβλήματα μόλυνσης και ρύπανσης τόσο κατά τις διεργασίες μεταποίηση τους όσο και κατά τη χρήση τους. Αντιθέτως, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), όπως η αιολική, η κυματική, η ηλιακή, η παλιρροιακή και η γεωθερμική ενέργεια, έχουν προσφέρει ιδιαίτερα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη για τη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης και των αρνητικών επιπτώσεων των συμβατικών πηγών ενέργειας (Suzer et al., 2021).

Όταν αναφερόμαστε στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) εννοούμε *«όλες τις μη ορυκτές πηγές ενέργειας, που έχουν τη δυνατότητα να ανανεώνονται φυσικά, και οι οποίες συνεπώς θεωρούνται πρακτικά ανεξάντλητες»*. Οι ΑΠΕ αναφέρονται συχνά και ως ήπιες μορφές ενέργειας, καθώς αξιοποιούν την υφιστάμενη ροή ενέργειας που υπάρχει στη φύση και δεν είναι υποχρεωτική καμία ενεργητική παρέμβαση, όπως εκσκαφή, άντληση ή η καύση (Τραγούδα, 2019). Επιπλέον, είναι καθαρές και φιλικές προς το περιβάλλον καθώς οι ρύποι που παράγονται κατά τις διεργασίες εκμετάλλευσης και αξιοποίησης αυτών είναι ελάχιστοι (Γράψας, 2015).

Οι βιώσιμες ενεργειακές πολιτικές και οι κατάλληλες δράσεις της κοινωνίας, κρίνουν σε μεγάλο βαθμό το μέλλον του πλανήτη. Υπάρχουν πολλοί φορείς που ασχολούνται με τη συμβολή στις βιώσιμες ενεργειακές πολιτικές. Πολλές χώρες έχουν ενθαρρύνει τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με διάφορους μηχανισμούς παροχής κινήτρων (Suzer et al., 2021). Επιπλέον, με τη συνεχή ανάπτυξη της τεχνολογίας και την έρευνα να εστιάζει στη δημιουργία ολοένα και πιο αποδοτικών συστημάτων αξιοποίησης των ΑΠΕ, το κόστος παραγωγής τους συνεχώς μειώνεται, σε αντίθεση με το κόστος των συμβατικών πηγών ενέργειας, το οποίο λόγω της φύσης και της σταδιακής εξάντλησης αυτών των πηγών, αυξάνεται (Γράψας, 2015). Σε αυτό το πλαίσιο, και λόγω της ανάπτυξης που παρατηρείται σήμερα στη βιομηχανία, κυριαρχεί η άποψη ότι ολοκληρωμένες, έξυπνες ενεργειακές λύσεις, που βασίζονται σε ΑΠΕ, θα μπορούσαν να αντικαταστήσουν την παραγωγή ενέργειας με βάση το πετρέλαιο με οικονομικά αποδοτικό τρόπο (Tzanes et al., 2019).

Σήμερα, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παρέχουν περίπου το 15-20% της παγκόσμιας συνολικής ενεργειακής ζήτησης. Παρά το γεγονός ότι μεγάλο ποσοστό αυτής της ζήτησης καλύπτεται από την παραδοσιακή βιομάζα, όπως τα καυσόξυλα που χρησιμοποιούνται για μαγείρεμα και θέρμανση, ειδικά σε αναπτυσσόμενες χώρες, οι νέες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική και η κυματική, έχουν τη δυνατότητα να συμβάλουν σημαντικά στον παγκόσμιο ενεργειακό εφοδιασμό. Αρκετές μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί, δείχνουν ότι στο δεύτερο μισό του 21^{ου} αιώνα, η συμβολή τους στην παγκόσμια ενεργειακή ζήτηση μπορεί να κυμαίνεται από 20 έως 50%, αν εφαρμοστούν οι κατάλληλες πολιτικές (Herzog et al., 2001).

Στον Πίνακα 2.1, παρουσιάζονται οι βασικές μορφές ανανεώσιμης ενέργειας και οι δυνατότητες αξιοποίησής τους.

Πίνακας 2.1: Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και η χρήση τους

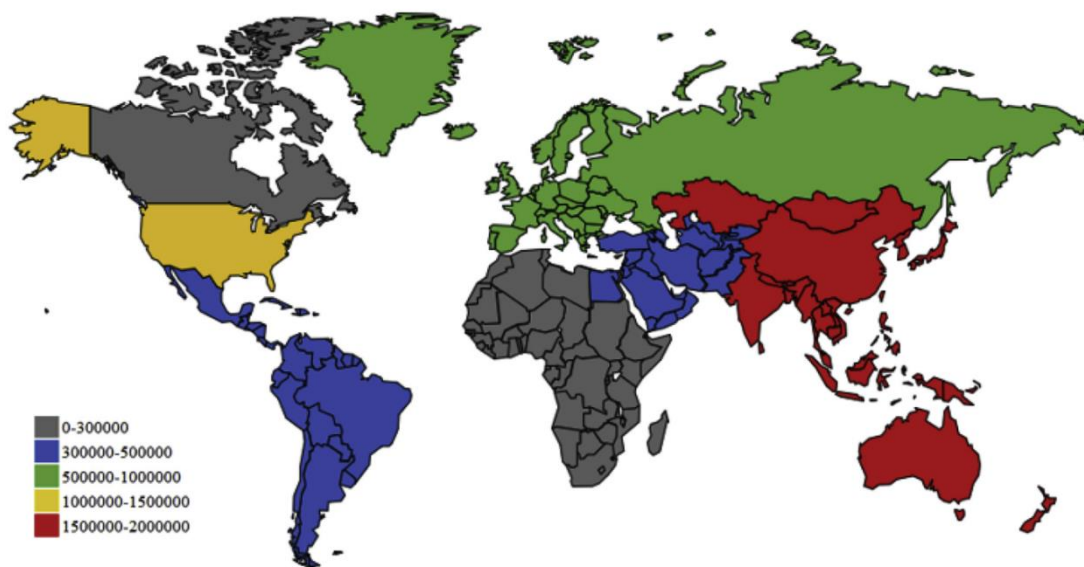
Μορφές ανανεώσιμης ενέργειας	Επιλογές χρήσης
Αιολική	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ανεμογεννήτριες
Ηλιακή	Ηλιακό οικιακό σύστημα, φωτοβολταϊκά πάνελ, παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας, ηλιακοί θερμοσίφωνες
Κυματική	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
Υδροηλεκτρική	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, φράγμα ποταμού
Βιομάζα	Παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας
Γεωθερμική	Αστική θέρμανση, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

2.1 Το ενεργειακό πρόβλημα

Η ενέργεια έχει συμβάλει τα μέγιστα στην τεχνολογική πρόοδο και αποτελεί βασικό γρανάζι εξέλιξης, τόσο σε ατομικό όσο και σε κοινωνικό επίπεδο. Η εξέλιξη της ανθρωπότητας ταυτίστηκε με την ενέργεια καθ' όλη της διάρκεια της ιστορίας της. Ειδικότερα, μετά τη Βιομηχανική Επανάσταση οι δυτικές χώρες απέκτησαν τον έλεγχο

τεράστιων ποσοτήτων ενέργειας, η εξαντλητική χρήση των οποίων συνέβαλε στη δημιουργία ενός τεράστιου χάσματος ανάμεσα στον ανεπτυγμένο δυτικό και στον αναπτυσσόμενο τρίτο κόσμο (Γεωργαντέας, 2011).

Όπως ο άνθρακας έγινε το πιο προτιμητέο καύσιμο λόγω της μεγαλύτερης ικανότητας μεταφοράς ενέργειας από τις αντίστοιχες ποσότητες καυσίμων με βάση τη βιομάζα, όπως τα καυσόξυλα και τα κάρβουνα, τα οποία μέχρι τον 16^ο αιώνα αποτελούσαν σχεδόν αποκλειστική πηγή ενέργειας, έτσι και στις αρχές του 20^{ου} αιώνα, για τον ίδιο ακριβώς λόγο, το πετρέλαιο αντικατέστησε τον άνθρακα. Παρόλο που η χρήση των ορυκτών καυσίμων, όπως το πετρέλαιο, παρείχε τη δυνατότητα στην κοινωνία να βελτιώσει σημαντικά το βιοτικό της επίπεδο, η διαρκής προσπάθεια για ανάπτυξη οδήγησε στην αλόγιστη χρήση αυτών από ορισμένους λαούς (Γεωργαντέας, 2011, Owusu and Asumadu-Sarkodie, 2016). Η ζήτηση ενέργειας είναι ανάλογη με το κατά κεφαλήν εισόδημα μιας χώρας, καθώς όσο αυξάνεται ο πλούτος τόσο αυξάνεται και η ζήτηση (Τραγούδα, 2019). Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί το γεγονός ότι ενώ για τη διατροφή ενός ενήλικα απαιτούνται 2500 kcal ημερησίως, η μέση κατανάλωση ενέργειας από ένα κάτοικο των ΗΠΑ ξεπερνάει τις 230000 kcal την ημέρα (Γεωργαντέας, 2011).



Εικόνα 2.1: Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε GWh το 2016, (Xu et al., 2019)

Εάν στη διαρκή προσπάθεια για ανάπτυξη και βελτίωση του βιοτικού επιπέδου προστεθεί η συνεχής αύξηση του πληθυσμού, η μη ορθολογική χρήση της ενέργειας και η αδιαφορία, τόσο της κοινωνίας όσο και του πολίτη, για την ενεργειακή σπατάλη, μπορεί κανείς να βγάλει μόνος του κάποια συμπεράσματα σχετικά με την κατάσταση στην οποία βρίσκεται το ενεργειακό ισοζύγιο του πλανήτη. Η κατάσταση αυτή βέβαια τα τελευταία χρόνια έχει οδηγήσει σε πολλαπλά κοινωνικά, πολιτικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά αρνητικά αποτελέσματα (Σούλτης, 2008). Για το λόγο αυτό, γίνονται πολύ συχνά αναφορές στο ενεργειακό πρόβλημα που σταδιακά ταλανίζει την ανθρωπότητα ολόενα και περισσότερο λόγω της όξυνσης του (Τραγούδα, 2019).

Η ενέργεια είναι απαραίτητη για την ευημερία της κοινωνίας αλλά ταυτόχρονα και πηγή πολλών περιβαλλοντικών προβλημάτων. Όπου και όταν η ενέργεια είναι ανεπαρκής ή πολύ ακριβή, οι άνθρωποι στερούνται βασικές υπηρεσίες, όπως το μαγείρεμα, η θέρμανση, ο φωτισμός και οι μεταφορές. Από την άλλη πλευρά, όπου και όταν η κατανάλωση ενέργειας δεν λαμβάνει υπόψη το περιβαλλοντικό και κοινωνικοπολιτικό κόστος, προκύπτουν ζημιές που υπερβαίνουν τα οικονομικά οφέλη της ενέργειας. Η παραγωγή ενέργειας με βάση τα ορυκτά καύσιμα και η εκθετική αύξηση του πληθυσμού τις τελευταίες δεκαετίες οδήγησαν σε αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια, με αποτέλεσμα την ταχεία αύξηση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (Panwar et al., 2011). Αυτό το αέριο είναι η κύρια αιτία όσον αφορά την υπερθέρμανση του πλανήτη, η οποία παίζει συμβάλει αρνητικά στην αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη και θέτει σε κίνδυνο την ύπαρξη πολλών ειδών που ζουν σε αυτόν. Επιπλέον, εξαιτίας αυτών των υψηλών θερμοκρασιών, οι πάγοι στην Αρκτική και την Ανταρκτική λιώνουν συνεχώς, γεγονός που καθιστά τα επίπεδα της θάλασσας υψηλότερα από το κανονικό. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε πλημμύρες και μπορεί να επηρεάσει σοβαρά τις γεωργικές και αλιευτικές δραστηριότητες (Shahzad, 2012).

Προκειμένου όμως να βρεθεί λύση στο ενεργειακό πρόβλημα πρέπει προηγουμένως να αναζητηθούν οι αιτίες που έφεραν το ενεργειακό ισοζύγιο σε τέτοια κατάσταση. Σε σχετικά άρθρα, αναφέρονται μια σειρά από αιτίες οι οποίες έχουν συμβάλει σημαντικά στην εξάντληση των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων, μερικές από τις οποίες είναι οι εξής: οι ποσότητες των μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι περιορισμένες και σε βάθος χρόνου τείνουν να εξαντλούνται, η συχνή μεταβολή των τιμών, η οποία τις περισσότερες φορές έχει ανοδική τάση και το γεγονός ότι κατά τις φάσεις μεταφοράς και αποθήκευσης χάνονται μεγάλες ποσότητες ενέργειας (Τραγούδα, 2019).

Όσον αφορά την αντιμετώπιση του ενεργειακού προβλήματος, η πλειοψηφία των ερευνητών τείνει να επικεντρώνεται σε 3 στρατηγικές αειφόρου ανάπτυξης. Οι στρατηγικές αυτές σχετίζονται πρώτον με την εξοικονόμηση των υπαρχόντων ποσοτήτων των ορυκτών καυσίμων, δεύτερον τη βελτίωση της απόδοσης στην παραγωγή ενέργειας και τρίτον την αντικατάσταση των συμβατικών ενεργειακών πηγών με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η βιώσιμη ενέργεια πρέπει να είναι ικανή να αντιμετωπίσει την ενεργειακή κρίση για την αύξηση της ζήτησης. Με τις τρεις αυτές στρατηγικές επιδιώκεται η βέλτιστη αξιοποίηση των εκμεταλλεύσιμων ενεργειακών πόρων, δηλαδή η μεγιστοποίηση της αποτελεσματικότητας και η ελαχιστοποίηση του κόστους (Τραγούδα, 2019).

Η σπανιότητα των πόρων

Η έλλειψη των πόρων είναι ένα από τα βασικά προβλήματα που αντιμετωπίζει σήμερα η ανθρωπότητα πέρα από την κλιματική αλλαγή (resource scarcity), η οποία αποτελεί τον πυρήνα του ενεργειακού προβλήματος (Τραγούδα, 2019). Μια από τις παρεμβάσεις του ανθρώπου, που έχουν ως αποτέλεσμα τεράστια προβλήματα για το περιβάλλον, είναι οι μεγάλες ποσότητες ενέργειας που απαιτούνται σήμερα για την κάλυψη βασικών αναγκών όπως είναι η θέρμανση, ο ηλεκτρισμός και οι μεταφορές, ενώ παράλληλα και η παραγωγή αγαθών, όπως η βιομηχανία, η γεωργία και η κτηνοτροφία, βασίζεται σήμερα στην ενέργεια. Έτσι η ανάπτυξη της παγκόσμιας οικονομίας και η ραγδαία αύξηση του πληθυσμού έχει ως συνέπεια η διαθεσιμότητα των πόρων να είναι αντιστρόφως ανάλογη των ανθρώπινων αναγκών. Αυτό έχει ως φυσικό επακόλουθο, να εξαντλούνται οι φυσικοί πόροι του πλανήτη με ταχείς ρυθμούς, γεγονός που υποδηλώνει ότι πρέπει να γίνει σωστή διαχείριση σε όλες τις φάσεις εκμετάλλευσής τους: από την εξόρυξη, την αποθήκευση και τη μεταποίηση μέχρι τη διάθεση και την τελική χρήση από τους καταναλωτές (Τραγούδα, 2019).

Υπάρχουν διάφορες κατηγορίες στις οποίες μπορούν να ταξινομηθούν οι φυσικοί πόροι, μία εκ των οποίων είναι βάσει της τελικής χρήσης τους. Μία πρώτη ιεράρχηση, περιλαμβάνει τους ορυκτούς ή υλικούς φυσικούς πόρους, που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή άλλων προϊόντων και τους ενεργειακούς φυσικούς πόρους που τροποποιούνται σε άλλη μορφή ενέργειας (Τραγούδα, 2019). Μία δεύτερη ιεράρχηση, γίνεται με βάση τον βαθμό αναπλήρωσης των φυσικών πόρων και περιλαμβάνει τους

ανανεώσιμους και τους μη ανανεώσιμους φυσικούς πόρους. Τα ορυκτά καύσιμα ανήκουν στους μη ανανεώσιμους φυσικούς πόρους καθώς αναπληρώνονται με αργό ρυθμό. Παρά το γεγονός ότι οι ανανεώσιμοι φυσικοί πόροι αναπληρώνονται σε πολύ σύντομο χρόνο διατηρώντας τη ροή τους αμετάβλητη, σε κάποιες περιπτώσεις ελλοχεύει ο κίνδυνος εξάντλησης και των ανανεώσιμων φυσικών πόρων εάν ο ρυθμός κατανάλωσης τους υπερβεί το ρυθμό ανάπλασης (Τραγούδα, 2019, Bailey, 2015).

Οι χώρες με περισσότερους φυσικούς πόρους είναι πιθανό να επιτύχουν μεγαλύτερη ανάπτυξη και να βελτιώσουν το βιοτικό επίπεδο των πολιτών τους, καθώς πέρα από το ανθρώπινο δυναμικό μπορούν να χρησιμοποιήσουν φυσικούς πόρους, όπως άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο, για να παράγουν αγαθά. Εξαιτίας του γεγονότος ότι η πλειονότητα αυτών των πόρων δεν ανανεώνονται με επαρκή ρυθμό, προκύπτει το συμπέρασμα ότι κάποια στιγμή στο μέλλον ενδέχεται να εξαντληθούν τελείως. Χωρίς την χρησιμοποίηση φυσικών πόρων όμως στην παραγωγή αγαθών, η οικονομική ανάπτυξη θα επιβραδυνθεί οδηγώντας εν τέλει σε μηδενική ανάπτυξη. Χωρίς ανάπτυξη, η οικονομική ευημερία θα επιδεινώνεται όλο και περισσότερο. Αυτό είναι το χειρότερο σενάριο (Tsuboi, 2019).

Προκειμένου λοιπόν να εξασφαλιστεί η ευημερία μεταξύ των εθνών και να διαφυλαχθεί ένα άρτιο φυσικό περιβάλλον κρίνεται απαραίτητο πως όλα τα κράτη πρέπει να ενστερνιστούν και να υλοποιήσουν ένα ορθό περιβαλλοντικό σχέδιο το οποίο θα συμβαδίζει με τους παγκόσμιους στόχους που τέθηκαν το 1992 στη Βραζιλία για την Βιώσιμη Ανάπτυξη (Τραγούδα, 2019). Σύμφωνα με τον ορισμό που δίνεται στη διεθνή βιβλιογραφία, ως «*Βιώσιμη Ανάπτυξη προσδιορίζεται η ανάπτυξη που διασφαλίζει τις ανάγκες του σήμερα χωρίς να επηρεάζεται η δυνατότητα των μελλοντικών γενεών να εκπληρώσουν τις δικές τους ανάγκες*». Εξάγεται έτσι το συμπέρασμα πως η κρισιμότητα της κατάστασης, τόσο για τις σημερινές όσο και για τις μελλοντικές γενιές, απαιτεί σπουδαίες τροποποιήσεις στον σύγχρονο τρόπο ζωής (Τραγούδα, 2019, Kates et al., 2005).

Ενεργειακή Ασφάλεια

Οι ΑΠΕ έχουν άρρηκτη σχέση με την αειφόρο ανάπτυξη μέσω της επιρροής τους στην κοινωνική εξέλιξη και την οικονομική κερδοφορία. Επίσης, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δημιουργούν δυνατότητες για μια ενεργειακή ασφάλεια, η οποία αποτελεί σημαντικό μέρος του ενεργειακού προβλήματος των κρατών. Η ενεργειακή ασφάλεια είναι ένα ζήτημα ζωτικής σημασίας για πολλούς διαφορετικούς ενδιαφερόμενους, συμπεριλαμβανομένων των πολιτικών, των επιχειρήσεων, ιδίως των μεγάλων καταναλωτών ενέργειας, και της ευρύτερης κοινότητας της οποίας η ποιότητα ζωής εξαρτάται από τον αδιάκοπο ενεργειακό εφοδιασμό (Ang et al., 2015).

Η ενεργειακή ασφάλεια είναι ένα από τους κύριους στόχους της ενεργειακής πολιτικής όμως είναι δύσκολο να δοθεί ένας ακριβής ορισμός για αυτήν, καθώς έχει διαφορετικές ερμηνείες για διαφορετικούς ανθρώπους σε διαφορετικές χρονικές στιγμές (Kruyt et al., 2009). Βέβαια υπάρχουν εξηγήσεις για αυτή την παραλλαγή. Πρώτον, τα ενεργειακά συστήματα ποικίλουν από το ένα μέρος στο άλλο, γεγονός το οποίο δημιουργεί διαφορετικά ζητήματα ενεργειακής ασφάλειας, και δεύτερον ο όρος ενεργειακή ασφάλεια επεκτείνεται από την ενεργειακή φτώχεια μέχρι την κλιματική αλλαγή, δηλαδή σε ένα ευρύ φάσμα θεμάτων ενεργειακής πολιτικής.

Η εστίαση στον τομέα της ενεργειακής ασφάλειας από την μεριά των βιομηχανικών χωρών, καθοδηγείται εν μέρει από την πολιτική αστάθεια ορισμένων εθνών εξαγωγής ορυκτών καυσίμων, αλλά καθοδηγείται επίσης και από την απειλή της τρομοκρατίας, τους φόβους για μια αναμέτρηση προμηθειών, τις γεωπολιτικές αντιπαλότητες και την θεμελιώδη ανάγκη των κρατών για ενέργεια για την ενίσχυση της οικονομικής τους ανάπτυξης. Συγκεκριμένα, στον τομέα της βιομηχανίας υπάρχει μια ανησυχία αναφορικά με την επάρκεια πόρων για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του κόσμου τις επόμενες δεκαετίες (Yergin, 2006).

Έτσι, η έννοια και οι ορισμοί της ενεργειακής ασφάλειας διευρύνθηκαν με την πάροδο του χρόνου. Στους ορισμούς που κυριαρχούν στη βιβλιογραφία μπορούν να ανιχνευτούν τέσσερα βασικά θέματα της ενεργειακής ασφάλειας: η διαθεσιμότητα της ενέργειας, η προσβασιμότητα, η προσιτότητα και η αποδοχή από την κοινωνία (Kruyt et al., 2009). Η διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού και οι γεωπολιτικοί παράγοντες καθορίζουν σε μεγάλο βαθμό τη διαθεσιμότητα ενέργειας, καθώς μια χώρα που εισάγει ενέργεια από πολλές διαφορετικές χώρες έχει μεγάλη ποικιλία πηγών μειώνοντας με

αυτό τον τρόπο τους ενδεχόμενους κινδύνους των εισαγωγών, οι οποίοι μπορεί να οφείλονται σε αποσταθεροποιημένα καθεστώτα ή πολέμους μεταξύ κρατών (Ang et al., 2015).

Οι Ang et al. (2015) υποστηρίζουν ότι στόχος της ενεργειακής ασφάλειας είναι να ασφαλίσει την κοινωνία ενάντια στους κινδύνους των επιβλαβών εισαγωγών ενέργειας προκειμένου να εξασφαλιστεί επαρκής πρόσβαση σε πηγές ενέργειας για τη διατήρηση αποδεκτών επιπέδων κοινωνικής και οικονομικής ευημερίας. Επιπλέον, πολλές μελέτες τονίζουν τη σημασία των τιμών της ενέργειας ως μέρος της ενεργειακής ασφάλειας, καθώς αυτές καθορίζουν την προσιτότητα του ενεργειακού εφοδιασμού και τον βαθμό ανταγωνισμού στις ενεργειακές αγορές. Οι ασταθείς τιμές των ορυκτών καυσίμων μπορούν να προκαλέσουν προβλήματα στη διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού και να επηρεάσουν την ικανότητα των υπευθύνων χάραξης πολιτικής να σχεδιάζουν επέκταση χωρητικότητας και άλλα βραχυπρόθεσμα μέτρα. Τέλος, σε αρκετές μελέτες έχει συμπεριληφθεί η κοινωνική ευημερία στον ορισμό της ενεργειακής ασφάλειας, καθώς οι ανησυχίες του κόσμου σχετίζονται με την ενεργειακή φτώχεια, όπου μέρος του πληθυσμού είναι πιθανό να στερηθεί βασικές ενεργειακές υπηρεσίες. Για το λόγο αυτό ενδέχεται να υπάρχουν ζητήματα αποδοχής, στα οποία οι πολίτες αντιτίθεται σε ενεργειακά έργα που μπορεί να προκαλέσουν βλάβη στο περιβάλλον διαβίωσης τους.

Επομένως, *«η ενεργειακή ασφάλεια λειτουργεί ως ένα εργαλείο πολιτικής και διπλωματίας που αντικατοπτρίζει το μέγεθος ενός κράτους αναφορικά με την εθνική ασφάλεια, την οικονομία και τη βιωσιμότητα του»* (Τραγούδα, 2019). Σε ένα κόσμο αλληλεξάρτησης, η ενεργειακή ασφάλεια στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στον τρόπο με τον οποίο οι χώρες διευθετούν τις μεταξύ τους σχέσεις (Yergin, 2006). Για να επιτευχθεί ορθή εκμετάλλευση των ενεργειακών συστημάτων και να σταθεροποιηθούν οι ξαφνικές μεταβολές της προσφοράς και της ζήτησης, απαιτείται κατάλληλος προγραμματισμός, ύπαρξη ρυθμιστικού πλαισίου, σύμπραξη με ερευνητικούς οργανισμούς και υλοποίηση καινοτόμων και αποδοτικών πολιτικών (Τραγούδα, 2019).

2.2 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των ΑΠΕ

Οι ανθρώπινες δραστηριότητες δημιουργούν τεράστια προβλήματα για το φυσικό περιβάλλον, καθώς η εκπλήρωση της πλειονότητας τους, βασίζεται σε μεγάλο βαθμό στα ορυκτά καύσιμα όπως το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο και ο άνθρακας. Η τρέχουσα χρήση αυτών των καυσίμων σε συνδυασμό με την αύξηση του παγκόσμιου πληθυσμού έχει προκαλέσει κατάχρηση και εξάντληση των πόρων της γης, γεγονός που απειλεί τη βιωσιμότητα του πλανήτη. Προκειμένου να περιοριστεί η ρύπανση του φυσικού περιβάλλοντος από την παραγωγή ενέργειας, πρέπει η κοινωνία να στραφεί προς τις ανανεώσιμες, φιλικές για το περιβάλλον, πηγές ενέργειας.

Καταρχήν, πρέπει να τονιστεί ότι και οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν κάποιες αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις κατά τη διάρκεια κατασκευής των συστημάτων αξιοποίησης τους και κατά τη λειτουργία τους, όμως είναι πολύ λιγότερες συγκριτικά με τα συστήματα παραγωγής ενέργειας που έχουν τα ορυκτά καύσιμα ως πρώτη ύλη. Για το λόγο αυτό, πριν την εφαρμογή οποιασδήποτε ανανεώσιμης ενέργειας, πρέπει να πραγματοποιείται μια ανάλυση βιωσιμότητας, η οποία θα εξετάζει τρία βασικά στοιχεία: περιβαλλοντικές επιπτώσεις, κοινωνικός αντίκτυπος και οικονομικά στοιχεία. Επομένως, προτού ξεκινήσει η κατασκευή ενός τέτοιου έργου πρέπει να γίνει διεξοδική έρευνα, προκειμένου να διασφαλιστεί ότι δεν θα προκύψουν περιβαλλοντικά, κοινωνικά και οικονομικά προβλήματα εξαιτίας αυτού. Για το λόγο αυτό παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα ενός έργου που αφορά στην εκμετάλλευση ανανεώσιμης ενέργειας (Mohtasham, 2015).

Πλεονεκτήματα

Το βασικό πλεονέκτημα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι το γεγονός ότι είναι πρακτικά ανεξάντλητες και αξιόπιστες πηγές ενέργειας και συμβάλουν στη μείωση της εξάρτησης από τις συμβατικές πηγές, οι οποίες με το πέρασμα του χρόνου εξαντλούνται. Επίσης πολύ σημαντικό είναι ότι αυτές οι πηγές ενέργειας δεν εκπέμπουν αέρια του θερμοκηπίου, όπως διοξείδιο του άνθρακα, επομένως δεν ρυπαίνουν την ατμόσφαιρα και δεν δημιουργούν απόβλητα που πρέπει να αποθηκεύονται, όπως συμβαίνει για παράδειγμα με την πυρηνική ενέργεια. Είναι πηγές ενέργειας που ενισχύουν την εγχώρια ανάπτυξη, πρώτον γιατί οι χώρες που προωθούν τέτοιες λύσεις γίνονται ενεργειακά ανεξάρτητες, δεύτερον γιατί ανοίγουν θέσεις

εργασίας και τρίτον γιατί τέτοια έργα προσελκύουν ακόμη περισσότερες επενδύσεις που στηρίζονται σε ΑΠΕ αυξάνοντας έτσι το ΑΕΠ της χώρας. Είναι γεωγραφικά κατακερματισμένες και κατευθύνονται στον διαχωρισμό του ενεργειακού συστήματος. Έτσι, υπάρχει η δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό επίπεδο, προσφέροντας ευκολία στα συστήματα υποδομής ενώ συγχρόνως ελαττώνονται οι απώλειες ενέργειας λόγω μεταφοράς (Kralova and Sjöblom, 2010).

Ένα μεγάλο συν στη χρήση των ΑΠΕ είναι το γεγονός ότι παρέχουν τη δυνατότητα προτίμησης της πιο συμφέρουσας μορφής ενέργειας ανάλογα με τις ανάγκες του χρήστη. Για παράδειγμα, για θερμότητα χαμηλών θερμοκρασιών χρησιμοποιείται ηλιακή ενέργεια, για ηλεκτροπαραγωγή μικρής κλίμακας κυματική και για εμπορική χρήση της παραγόμενης ενέργειας αιολική. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται πιο ορθολογική χρήση και αξιοποίηση των ενεργειακών πόρων. Απαιτούν μικρό χρόνο κατασκευής, παρέχοντας τη δυνατότητα άμεσης ανταπόκρισης της προσφοράς ως προς τη ζήτηση ενέργειας. Έχουν χαμηλό λειτουργικό κόστος, το οποίο τις επιτρέπει να είναι οικονομικά ανταγωνιστικές έναντι των συμβατικών καυσίμων. Πολλές από τις εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης ΑΠΕ μπορούν να συνδυαστούν, μειώνοντας με αυτό τον τρόπο, κατά πολύ, τα κόστη του κύκλου ζωής ενός τέτοιου συστήματος. Για παράδειγμα, σε μια αιολική πλατφόρμα μπορούν να τοποθετηθούν ηλιακά πάνελ, μειώνοντας ταυτόχρονα και το χωροταξικό ζήτημα μιας τέτοιας εγκατάστασης (Bagher et al., 2015).

Τα συστήματα αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι φιλικά προς το περιβάλλον και η λειτουργία τους είναι συνήθως αποδεκτή από το κοινό, καθώς η πλειονότητα αυτών των συστημάτων είναι αθόρυβα και βρίσκονται σε απομακρυσμένες από τον πληθυσμό περιοχές. Προσφέρουν συνεχή, πλην ελαχίστων εξαιρέσεων, και αποτελεσματική παροχή καθαρής ενέργειας, με ελάχιστο αντίκτυπο στο περιβάλλον του, αφού αυτές οι εγκαταστάσεις δεν μολύνουν τον αέρα ούτε συμβάλουν στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Τον τελευταίο καιρό, οι μηχανικοί εργάζονται για την αύξηση των παραγόντων χωρητικότητας, έτσι ώστε η ενέργεια να μπορεί να αποθηκευτεί για περιόδους που δεν υπάρχει δυνατότητα εκμετάλλευσης αυτών των πηγών, όπως συμβαίνει με τις ανεμογεννήτριες τις περιόδους που δεν υπάρχει πολύς άνεμος (Mohtasham, 2015).

Μειονεκτήματα

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα που έχουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αυτά έγκεινται στο υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης, στην πιθανή δυσκολία εύρεσης κατάλληλων τοποθεσιών για τις εγκαταστάσεις, όπως περιοχές με αρκετή ηλιοφάνεια για τα ηλιακά πάνελ ή περιοχές με υψηλή ταχύτητα ανέμου για τις ανεμογεννήτριες και στη δέσμευση καλλιεργήσιμης γης για την εγκατάσταση των συστημάτων εκμετάλλευσης ενέργειας. Το γεγονός ότι έχουν αρκετά μικρό συντελεστή απόδοσης, της τάξης του 30% ή και χαμηλότερο, συνεπάγεται ότι δεν έχουν τη δυνατότητα κάλυψης των αναγκών μεγάλων αστικών κέντρων, γι' αυτό και μέχρι τώρα χρησιμοποιούνται ως πρόσθετες πηγές ενέργειας. Επιπλέον, η απόδοση και η παροχή των περισσότερων ΑΠΕ (αιολική, υδροηλεκτρική και ηλιακή) εξαρτάται από την εποχή του έτους, αλλά και από το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της περιοχής στην οποία εγκαθίστανται (Bagher et al., 2015).

Εξαιτίας των διακυμάνσεων στη διαθεσιμότητα τους, απαιτούνται εκτεταμένες και δαπανηρές εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας. Επιπλέον, το κόστος επένδυσης ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος σε σύγκριση με τις σημερινές τιμές των συμβατικών πηγών παραμένει ακόμη υψηλό. Το γεγονός ότι οι εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης είναι διεσπαρμένες, καθιστά δύσκολη τη συγκέντρωση ενέργειας σε μεγάλα μεγέθη ισχύος ώστε να μεταφερθεί και να αποθηκευτεί. Η διακύμανση στην παραγωγή ενέργειας επιφέρει και διακύμανση στην τιμή της παραγόμενης ισχύος απαιτώντας έτσι την χρησιμοποίηση άλλων ενεργειακών πηγών. Επίσης, σε περίπτωση συνένωσης με το ηλεκτρικό δίκτυο η ενέργεια που παράγεται δεν πληροί πάντα τις απαιτήσεις του δικτύου με αποτέλεσμα να κρίνεται απαραίτητη η τοποθέτηση συσκευών που ρυθμίζουν την τάση (Γεωργαντέας, 2011).

Οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί, όπως η παρουσία δασών και προστατευόμενων περιοχών, περιορίζουν περαιτέρω τη θέση των εγκαταστάσεων εκμετάλλευσης ΑΠΕ. Για τις ανεμογεννήτριες, κυριαρχεί η άποψη ότι δεν είναι κομψές από αισθητική άποψη και ότι προκαλούν θόρυβο, παρεμβολές σε ραδιοφωνικά και τηλεοπτικά σήματα και θανατώσεις πτηνών. Βέβαια, με την ανάπτυξη αυτού του κλάδου και την πιο σχολαστική επιλογή τοποθεσιών εγκατάστασης, όπως εγκατάσταση πλατφορμών στην ανοιχτή θάλασσα, αυτά τα ζητήματα έχουν σχεδόν λυθεί. Για τα υδροηλεκτρικά έργα αναφέρεται συχνά ότι προκαλούν έκλυση μεθανίου από την αποσύνθεση των φυτών

που βρίσκονται κάτω από το νερό και έτσι εντείνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Επίσης, οι αλλαγές στα ρεύματα που προκαλούν τα υδροηλεκτρικά έργα, μπορεί να επηρεάσουν τα ψάρια, τα φυτά και την άγρια φύση αλλάζοντας τα πρότυπα ροής και τη θερμοκρασία. Τέλος, από τη γεωθερμική ενέργεια μπορεί να προκληθούν σεισμοί (Mohtasham, 2015).

2.3 Γαλάζια Ενέργεια

Η έντονη ανησυχία για την παγκόσμια κλιματική αλλαγή και άλλες περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκαλεί η αλόγιστη χρήση ορυκτών καυσίμων, έχει μετατρέψει σε επιτακτική ανάγκη την εύρεση νέων τρόπων παραγωγής ενέργειας για την κάλυψη της παγκόσμιας ζήτησης. Εξαιτίας του γεγονότος ότι περισσότερο από το 70% της επιφάνειας της γης καλύπτεται από ωκεανούς, έχει αυξηθεί το ενδιαφέρον για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας των ωκεανών, οι οποίες έχουν τεράστια αποθέματα ενέργειας. Οι ωκεανοί είναι οι μεγαλύτεροι ηλιακοί συλλέκτες καθώς συλλαμβάνουν θερμική ενέργεια από τον ήλιο, η βαρυτική έλξη της Σελήνης προκαλεί τις παλίρροιες και ο άνεμος παράγει κύματα. Επί του παρόντος, υπάρχουν τρεις πηγές ενεργειακών μηχανισμών με βάση τη θάλασσα από τις οποίες η ενέργεια μπορεί να παραχθεί για εμπορικούς σκοπούς, ο άνεμος, τα κύματα και η παλίρροια. Αυτές οι πηγές, συγκριτικά με άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, έχουν ορισμένα σημαντικά πλεονεκτήματα που περιλαμβάνουν αφθονία, διαθεσιμότητα και χαμηλότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις (Melikoglu, 2018).

Το δυναμικό που συνδέεται με την τεχνολογία της ενέργειας των ωκεανών, συχνά αναφερόμενη και ως γαλάζια ενέργεια, όσον αφορά την ασφάλεια του εφοδιασμού, την οικονομική ανάπτυξη και τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου έχει αυξήσει το ενδιαφέρον για την υποστήριξη της ανάπτυξης αυτής της τεχνολογίας και τη δημιουργία μιας νέας παγκόσμιας αγοράς ενέργειας που βασίζεται στους ωκεανούς. Λαμβάνοντας υπόψη ότι αυτή η τεχνολογία είναι στην αρχή της ανάπτυξης της, απαιτείται αυξημένη έρευνα για ένα ευρύ, ολοκληρωμένο και υπεύθυνο ενεργειακό σχέδιο. Επίσης θα είναι ζωτικής σημασίας να διασφαλιστεί ότι η ανάπτυξη νέων τεχνολογιών ενέργειας στον ωκεανό, δεν θα βλάψει το θαλάσσιο περιβάλλον, το οποίο

ήδη υπόκειται σε πολλές απειλές, όπως υπερχειλίση, ρύπανση, απώλεια ενδιαιτημάτων και κλιματική αλλαγή (Magagna and Uihlein, 2015).

Ενώ η έρευνα για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας επικεντρώθηκε κυρίως στην ανάπτυξη ηλιακών πάνελ, χερσαίων ανεμογεννητριών και γεωθερμικών πηγών, η καλύτερη και πιο ισχυρή ενεργειακή πολιτική εκμεταλλεύεται όλο το εύρος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Έχοντας αυτό κατά νου, όλοι οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων, απαιτείται να εξετάσουν με αυξημένο ενδιαφέρον, τις τεράστιες ποσότητες ενέργειας που υπάρχουν στον ωκεανό. Παρά το γεγονός όμως πως η ανάπτυξη της γαλάζιας ενέργειας, παρουσιάζει ορισμένες προκλήσεις, μεγάλο μέρος της υποδομής και των γνώσεων που απαιτούνται για την παραγωγή ενέργειας υπάρχει ήδη από τις υπεράκτιες βιομηχανίες πετρελαίου. Καθώς η έρευνα συνεχίζεται, ορισμένες εφαρμογές υπεράκτιας αιολικής, κυματικής και παλιρροιακής ενέργειας είναι πολύ πιθανό να μειώσουν το κόστος κατασκευής τους σε ανταγωνιστικά επίπεδα ώστε να μετατραπούν σε οικονομικά εφικτούς μηχανισμούς παραγωγής ενέργειας (Pelc and Fujita, 2002).

Υπεράκτια αιολική ενέργεια

«Είναι η ενέργεια που παράγεται από τον άνεμο που πνέει πάνω από την επιφάνεια της θάλασσας, και η εκμετάλλευσή της γίνεται μέσω των κλασικών ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται και στη στεριά, ωστόσο η διαφορά σε σχέση με τις χερσαίες ανεμογεννήτριες, έγκειται στους διαφορετικούς τρόπους θεμελίωσης της κατασκευής στον πυθμένα της θάλασσας» (Μαυραγάνης, 2018). Έτσι λοιπόν, για βάθη πυθμένα έως 70 μέτρα χρησιμοποιούνται ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης, ενώ για βάθη πυθμένα που ξεπερνούν τα 70 μέτρα, χρησιμοποιούνται πλωτές ανεμογεννήτριες με αγκύρωση (Soukissian et al., 2017). Μεγαλύτερη ανάλυση σχετικά με την υπεράκτια αιολική ενέργεια θα γίνει στο επόμενο κεφάλαιο.

Κυματική ενέργεια

«Είναι η ενέργεια που παράγεται από τη διάδοση των θαλάσσιων επιφανειακών κυμάτων». Τη δεδομένη στιγμή υπάρχει μεγάλη ποικιλομορφία στις συσκευές εκμετάλλευσής της κυματικής ενέργειας, όμως δεν υπάρχει ακόμα ένα ομόφωνα

αποδεκτό βιομηχανικό πρότυπο. Επίσης, το επίπεδο τεχνολογικής ωριμότητας αυτής της τεχνολογίας είναι μέχρι σήμερα πολύ χαμηλό (Μαυραγάνης, 2018).

Παλιρροιακή ενέργεια

«Είναι η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση της κίνησης των θαλασσιών μαζών που παρατηρείται στις παλίρροιες ή στα θαλάσσια ρεύματα» (Μαυραγάνης, 2018). Για την εκμετάλλευση της παλιρροιακής ενέργειας, χρησιμοποιούνται οι παραδοσιακές τεχνολογίες των παλιρροιακών φραγμάτων που υπάρχουν εδώ και πολλά χρόνια σε πολλές περιοχές του κόσμου. Επίσης, υπάρχουν πολλές νέες αλλά σχετικά ανώριμες, ως προς την τεχνολογική τους ετοιμότητα, τεχνολογίες, στις οποίες οι συσκευές είναι βυθισμένες μέσα στο νερό (Soukissian et al., 2017).

Θαλάσσια ηλιακή ενέργεια

«Είναι η ενέργεια που παράγεται απευθείας από τον ήλιο μέσω πλωτών και αγκυρωμένων ηλιακών συλλεκτών». Η τεχνολογία αυτή έχει εφαρμοσθεί διεθνώς σε λιμναία περιβάλλοντα, ενώ το 2016 εγκαταστάθηκε η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλιακής ενέργειας στη θάλασσα, στις Μαλδίβες. Επίσης, έχει αρχίσει να διενεργείται έρευνα για την τοποθέτηση τέτοιων συστημάτων, σε θαλάσσιες περιοχές πιο εκτεθειμένες στον άνεμο και στο κύμα (Μαυραγάνης, 2018).

Υβριδικά συστήματα εκμετάλλευσης ενέργειας από τη θάλασσα

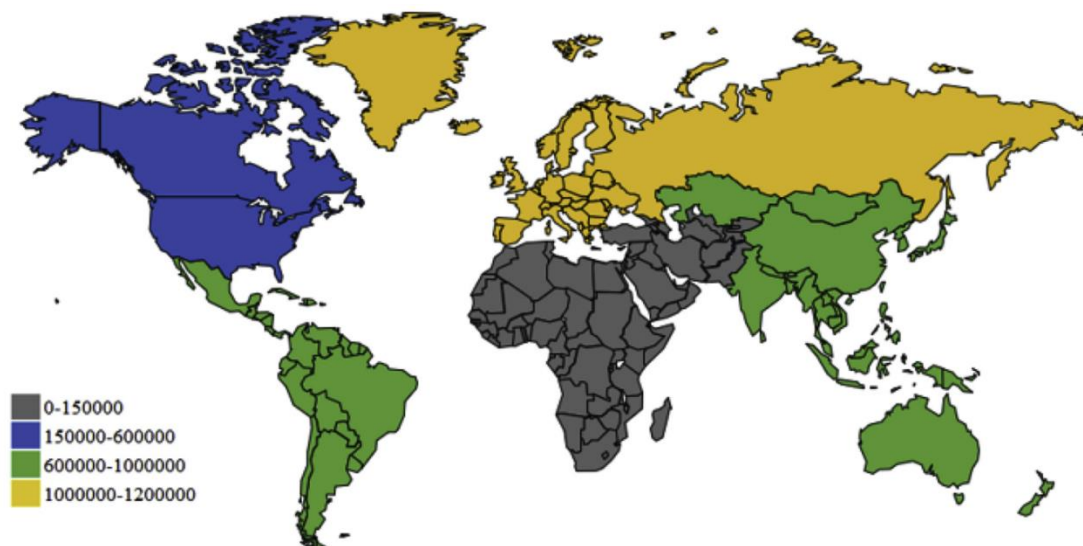
Είναι σχεδιασμοί στους οποίους συνυπάρχουν δύο ή περισσότερες πηγές θαλάσσιας ενέργειας στην ίδια κατασκευή. Η περίπτωση που φαντάζει πιο εύκολα υλοποιήσιμη είναι ο συνδυασμός μιας πλωτής ανεμογεννήτριας με ηλιακούς συλλέκτες ενώ μελετάται με αυξημένο ενδιαφέρον και ο συνδυασμός μιας ανεμογεννήτριας με μια κυματογεννήτρια ή μια ρευματογεννήτρια (Soukissian et al., 2017).

2.4 Η κατάσταση στον κόσμο

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι ένα σημαντικό ποσοστό του ενεργειακού εφοδιασμού, το οποίο μπορεί να βελτιστοποιήσει τις ενεργειακές δομές, να ισορροπήσει τη διαφορά προσφοράς και ζήτησης και να προστατεύσει το περιβάλλον. Ο Διεθνής Οργανισμός Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA), δήλωσε ότι μέχρι το 2050 οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας πρέπει να αντιπροσωπεύουν τα 2/3 του παγκόσμιου ενεργειακού εφοδιασμού. Η έρευνα σχετικά με τη βελτιστοποίηση των συστημάτων εκμετάλλευσης της ανανεώσιμης ενέργειας έχει αυξηθεί ευρέως τα τελευταία χρόνια. Η προώθηση της ανάπτυξης και της αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει μετατραπεί σε πρωταρχικό στόχο για όλες σχεδόν τις χώρες του κόσμου (Xu et al., 2019).

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν αναπτυχθεί σε ικανοποιητικό βαθμό στον τομέα της παραγωγής ενέργειας καθώς το 2019 η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς αυξήθηκε περισσότερο από 200 GW, γεγονός που αποτελεί τη μεγαλύτερη αύξηση που έχει γίνει ποτέ. Κατά τη διάρκεια αυτού του έτους, κυβερνήσεις σε όλο τον κόσμο προχώρησαν σε ορισμένες δράσεις με στόχο τη μετάβαση από τις συμβατικές στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Επίσης, ο ιδιωτικός τομέας υπέγραψε συμβάσεις αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (PPAs) για ποσά ρεκόρ, γεγονός που οφείλεται κυρίως στις συνεχείς μειώσεις του κόστους σε ορισμένες τεχνολογίες (REN21, 2020).

Οι χώρες που πρωτοπορούν στον κλάδο της ανανεώσιμης ενέργειας γενικότερα είναι κυρίως οι χώρες της βόρειας Ευρώπης, όπως Μ. Βρετανία, Γερμανία, Δανία, Βέλγιο, Ολλανδία, Νορβηγία και Γαλλία, και οι χώρες της Βαλτικής, κυρίως σε θέματα υπεράκτιας αιολικής ενέργειας (Μαυραγάνης, 2018). Επίσης, δυναμικά έχουν ξεκινήσει τα τελευταία χρόνια κάποιες οικονομικά ισχυρές χώρες, όπως η Κίνα, η Ν. Κορέα, η Ιαπωνία και οι ΗΠΑ. Όσον αφορά την κυματική και την παλιρροιακή ενέργεια αρκετά δραστήριες είναι ορισμένες χώρες της Μεσογείου όπως η Ισπανία, η Ιταλία, η Πορτογαλία και η Ισπανία. Ειδικότερα, ως προς την εκμετάλλευση της ενέργειας από παλίρροιες, με χρήση παλιρροιακών φραγμάτων, υπάρχουν αυτή τη στιγμή, παγκοσμίως, δύο μεγάλες εγκαταστάσεις, στη Γαλλία (La Rance) και στη Ν. Κορέα (Sihwa Lake) (Μαυραγάνης, 2018).



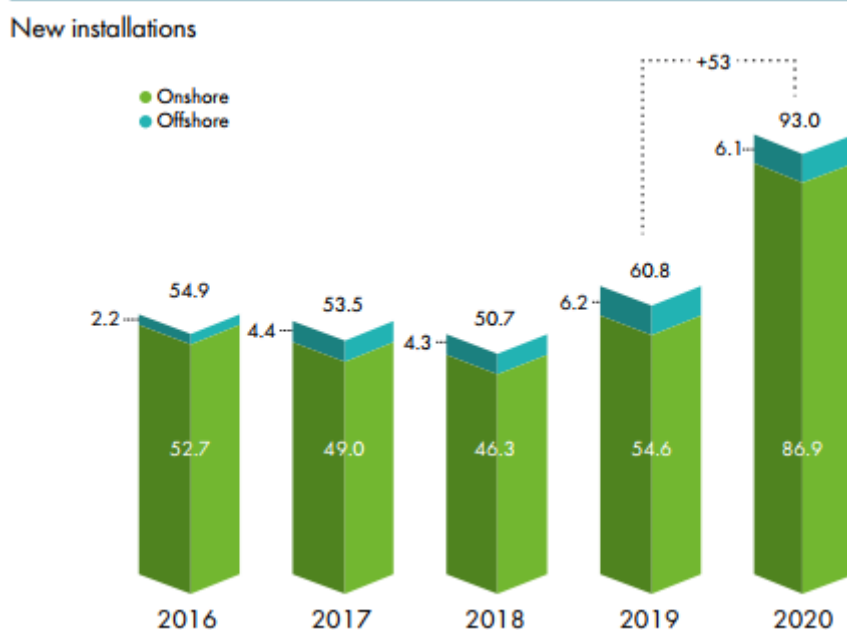
Εικόνα 2.2: Παραγωγή ΑΠΕ σε GWh το 2016, (Xu et al., 2019)

Σε παγκόσμιο επίπεδο, 32 χώρες είχαν τουλάχιστον 10 GW ανανεώσιμης ισχύος το 2019, από μόλις 19 χώρες μια δεκαετία νωρίτερα. Στις περισσότερες χώρες, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική και ηλιακή ενέργεια είναι πλέον πιο αποτελεσματική από την παραγωγή ενέργειας με βάση την καύση άνθρακα. Συνολικά, η εγκατεστημένη χωρητικότητα ανανεώσιμης ενέργειας παρείχε περίπου το 27.3% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το τέλος του 2019. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κάλυψαν λιγότερο από το 14% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης στα κτίρια το έτος αυτό, ενώ κάλυψαν περίπου το 14.5% της βιομηχανικής ζήτησης ενέργειας, με τη βιοενέργεια να παρέχει πάνω από το ήμισυ του ανανεώσιμου μεριδίου. Τέλος, αν και οι μεταφορές αντιπροσωπεύουν το 1/3 της παγκόσμιας ζήτησης ενέργειας, ο τομέας αυτός παρέχει το χαμηλότερο μερίδιο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μόλις 3.3%, με τα βιοκαύσιμα να είναι ο μεγαλύτερος συντελεστής ανανεώσιμης ενέργειας στον τομέα αυτό (REN21, 2020).

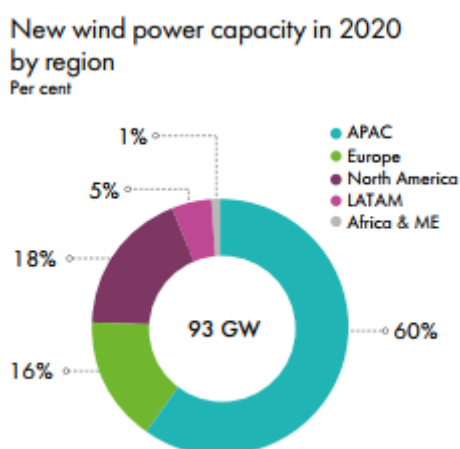
Αιολική ενέργεια

Οι παγκόσμιες νέες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας το 2020 αυξήθηκαν κατά 53% σε σχέση με το 2019, ποσοστό που αποτελεί τη μεγαλύτερη ετήσια αύξηση, καθώς σημειώθηκαν περισσότερα από 90 GW νέας ισχύος, εκ των οποίων τα 86.9 GW οφείλονται σε χερσαίες εγκαταστάσεις, ανεβάζοντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στα 743 GW (GWEC, 2021). Η αύξηση αυτή οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην

ανάπτυξη της συγκεκριμένης τεχνολογίας στην Κίνα, τις ΗΠΑ και την Ευρώπη, ενώ συνολικά 55 χώρες έφτασαν σε πλήρη λειτουργία αιολικών πάρκων και 102 χώρες είχαν κάποιο επίπεδο εμπορικής ικανότητας αιολικής ενέργειας. Η αιολική ενέργεια αντιπροσωπεύει περίπου το 57% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας, το 32% στην Ιρλανδία, το 29.5% στην Ουρουγουάη και το 26.4% στην Πορτογαλία. Στο τέλος του 2019, η ικανότητα λειτουργίας σε όλο τον κόσμο ήταν αρκετή για να παρέχει περίπου το 5.9% της παγκόσμιας ζήτησης ενέργειας (REN21, 2020).



Εικόνα 2.3: Νέες εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας παγκοσμίως, (GWEC, 2021)



Εικόνα 2.4: Νέα εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας παγκοσμίως, (GWEC, 2021)

Η βιομηχανία εργάζεται για την αντιμετώπιση των προκλήσεων, που παρουσιάζονται στον τομέα της αιολικής ενέργειας, με βελτιωμένες τεχνολογίες για περαιτέρω μείωση του κόστους και μεγαλύτερη απόδοση των συστημάτων εκμετάλλευσης. Ειδικότερα, τα τελευταία χρόνια, έχει αυξηθεί το ενδιαφέρον για υβριδικά έργα, τα οποία συνδυάζουν συνήθως την αιολική με την ηλιακή ενέργεια στοχεύοντας στην μεγιστοποίηση των εσόδων, την καλύτερη αξιοποίηση των εγκαταστάσεων εκμετάλλευσης και τη μείωση του κόστους ενός μεμονωμένου έργου (REN21, 2020).

Κυματική ενέργεια

Η κυματική ενέργεια αντιπροσωπεύει το μικρότερο τμήμα της αγοράς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και οι περισσότερες μέχρι στιγμής εγκαταστάσεις ήταν πιλοτικά έργα μικρής κλίμακας. Το δυναμικό πόρων της κυματικής ενέργειας είναι τεράστιο, αλλά εξαιτίας της αργής ανάπτυξης των τεχνολογιών της, οι πόροι αυτοί παραμένουν σε μεγάλο βαθμό ανεκμετάλλευτοι. Η κυματική ισχύς αναπτύχθηκε τα τελευταία 2 χρόνια, κυρίως στην Ευρώπη, όπου οι συσκευές εκμετάλλευσης παράγααν 15 GWh το 2019 (αύξηση 50% σε σχέση με το 2018). Ωστόσο, η κυματική ενέργεια κέρδισε έδαφος στον Καναδά, στις Ηνωμένες Πολιτείες και στην Κίνα, χώρες στις οποίες προσφέρουν γενναιόδωρη υποστήριξη και φιλόδοξα προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης (REN21, 2020).

Ηλιακή ενέργεια

Τον τελευταίο χρόνο, η αγορά φωτοβολταϊκών αυξήθηκε κατά 12% φτάνοντας σε ένα σύνολο 627 GW συνεχές ρεύμα. Ενώ η Κίνα συνέχισε να κυριαρχεί στην παγκόσμια αγορά και στη μεταποίηση, στη δεκαετία που πέρασε παρατηρήθηκε αυξημένη ζήτηση στην Ευρώπη και τις ΗΠΑ, καθώς η παγκόσμια αγορά, χωρίς την Κίνα, αυξήθηκε περίπου κατά 44%. Στο τέλος του 2019, η παγκόσμια παραγωγή ηλιακής φωτοβολταϊκής ενέργειας αντιπροσώπευε το 2.8% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με την Ονδούρα να κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο (10.7%), ενώ σημαντικά ποσοστά κατείχαν επίσης η Ιταλία (8.6%), η Ελλάδα (8.3%), η Γερμανία (8.2%) και η Χιλή (8.1%).

Στις περισσότερες χώρες, εξακολουθεί να υπάρχει ανάγκη για συστήματα στήριξης για τα ηλιακά φωτοβολταϊκά πάνελ, καθώς και για ολοκληρωμένα κανονιστικά πλαίσια και πολιτικές που διέπουν τις συνδέσεις δικτύου. Ωστόσο, την τελευταία διετία αυξήθηκαν σημαντικά οι εταιρικές αγορές, με πολλά έργα υπό κατασκευή σε πολλές χώρες συμπεριλαμβανομένης της Αυστραλίας και της Γερμανίας (REN21, 2020).

Υδροηλεκτρική ενέργεια

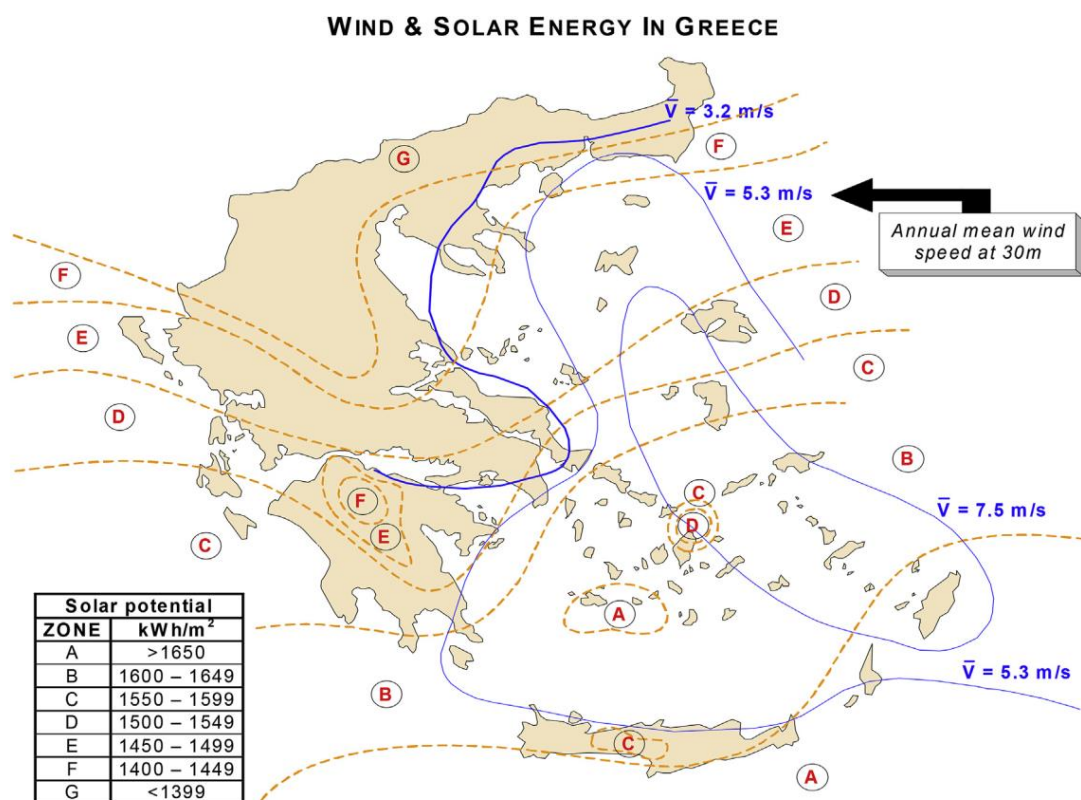
Η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 2.3% κατά τη διάρκεια του 2019, καθώς ανήλθε σε 4306 TWh, ενώ η νέα χωρητικότητα ανήλθε σε 15.6 GW, αυξάνοντας την παγκόσμια εγκατεστημένη χωρητικότητα σε περίπου 1150 GW. Η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας αυξήθηκε ελάχιστα το 2019 (0.2%), με το μεγαλύτερο μέρος της αύξησης να είναι μία μόνο εγκατάσταση 300 MW που ολοκληρώθηκε στην Κίνα. Έτσι η συνολική εγκατεστημένη χωρητικότητα αποθήκευσης ενέργειας στο τέλος του έτους ήταν 158 GW. Επίσης, κατά τη διάρκεια του έτους, η Βραζιλία ανέλαβε να θέσει σε λειτουργία νέα υδροηλεκτρική ισχύ ακολουθούμενη από τέσσερις ασιατικές χώρες: την Κίνα, το Λάος, το Μπουτάν και το Τατζικιστάν (REN21, 2020).

Γεωθερμική ενέργεια

Η παραγωγή γεωθερμικής ενέργειας το 2019 ανήλθε σε 95 TWh, ενώ εκτιμάται ότι 0.7 GW νέας χωρητικότητας δημιουργήθηκε το έτος αυτό, ανεβάζοντας το σύνολο στα 13.9 GW. Μέχρι το 2018, τα 3/4 των εγκαταστάσεων γεωθερμικής ενέργειας παγκοσμίως βρίσκονταν στην Τουρκία, την Ινδονησία και την Κένυα. Το 2019 όμως, οι χώρες που πρόσθεσαν νέες γεωθερμικές εγκαταστάσεις στο δυναμικό τους ήταν οι ΗΠΑ, η Ιαπωνία, η Γερμανία, το Μεξικό και η Κόστα Ρίκα. Η άμεση χρήση της γεωθερμικής ενέργειας για θερμικές εφαρμογές έχει αυξηθεί κατά 8% τα τελευταία χρόνια, με τις πιο ενεργές αγορές να είναι αυτές της Ευρώπης και της Κίνας, οι οποίες αξιοποιούν την ενέργεια αυτή κυρίως για θέρμανση χώρων (REN21, 2020).

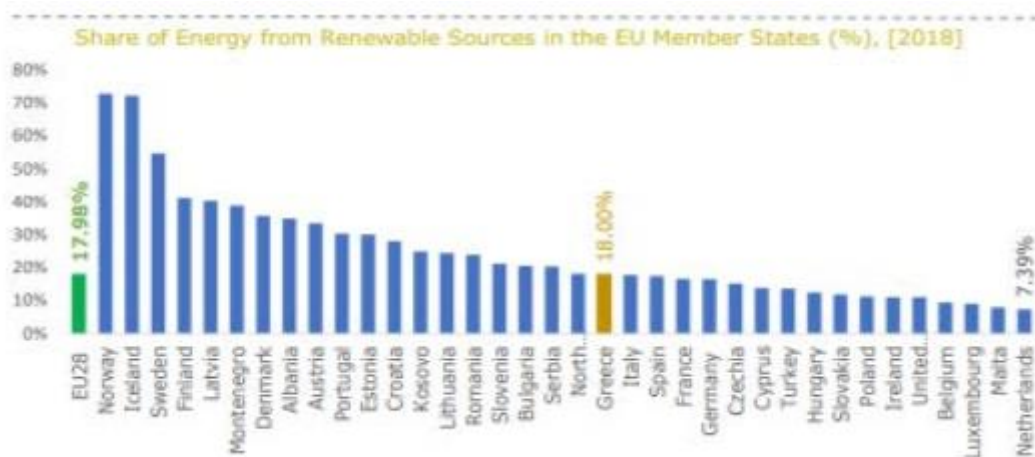
2.5 Η κατάσταση στην Ελλάδα

Η Ελλάδα είναι μια προνομιακή χώρα, όσον αφορά την εκμετάλλευση των ΑΠΕ, γεγονός που αποδίδεται κυρίως στις εξαιρετικές αιολικές και ηλιακές συνθήκες που επικρατούν σε όλη σχεδόν την επικράτεια της. Η χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αν και άργησε να έρθει στην Ελλάδα, σημείωσε ταχεία αύξηση, την τελευταία δεκαετία, με αποτέλεσμα οι ΑΠΕ να καταλαμβάνουν σημαντικό μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τη δεκαετία του 1990, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με βάση ΑΠΕ, βασιζόταν κυρίως στα υδροηλεκτρικά εργοστάσια, ενώ μια δεκαετία αργότερα εμφανίστηκαν οι ανεμογεννήτριες οι οποίες σταδιακά αύξησαν το μερίδιο τους. Ο νόμος 3468/2006 αποτέλεσε το πρώτο νομοθετικό πλαίσιο σχετικά με την παροχή βοήθειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακή ενέργεια και αντικατέστησε τον εθνικό νόμο με την οδηγία 2001/77 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, θέτοντας πρώτη φορά την προώθηση ενέργειας από ΑΠΕ.



Εικόνα 2.5: Αιολικό και ηλιακό δυναμικό στην Ελλάδα, (Kaldellis and Zafirakis, 2020)

Σύμφωνα με τους στόχους που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή Ένωση για το 2020, η Ελλάδα οφείλει να επιτύχει τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην συνολική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 18%. Το ποσοστό αυτό, ωστόσο, επιτεύχθηκε 2 χρόνια νωρίτερα, δηλαδή το 2018. Στην Εικόνα 2.6 παρουσιάζονται τα μερίδια των ΑΠΕ ως ποσοστό της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας των ευρωπαϊκών χωρών για το έτος 2018. Το 2019, οι ΑΠΕ συνέβαλλαν στο 49.53% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στην Ελλάδα, ενώ οι συμβατικές πηγές κάλυπταν το υπόλοιπο 50.47%. Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το έτος αυτό, σύμφωνα με την ΔΕΗ, ήταν 340000 MWh καθαρής ενέργειας, αποφεύγοντας 275000 τόνους διοξειδίου του άνθρακα (ΗΑΕΕ, 2019).



Εικόνα 2.6: Ποσοστό ΑΠΕ στη συνολική κατανάλωση ενέργειας στις χώρες της Ευρώπης το 2018, (ΗΑΕΕ, 2019)

Οι τεχνολογίες που έχουν φτάσει σε ικανοποιητικό επίπεδο ωριμότητας είναι η αιολική και ηλιακή ενέργεια, όπως αποτυπώνεται και με δεδομένα εγκατεστημένης ισχύος στον Πίνακα 2.2. Επίσης, ώριμες τεχνολογίες είναι η υδροηλεκτρική και η γεωθερμική ενέργεια, ενώ υπό ανάπτυξη την τρέχουσα περίοδο είναι η κυματική, η υπεράκτια αιολική και η υβριδική ενέργεια.

Πίνακας 2.2: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στην Ελλάδα το 2020, (ΔΕΔΔΗΕ)

Τεχνολογία	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	
	Διασυνδεδεμένο σύστημα	Μη διασυνδεδεμένο σύστημα
Αιολικά	3810	309.75
Φωτοβολταϊκά	2730	129.75
Υδροηλεκτρικά	245	0.3
Βιομάζα-Βιοαέριο	96	0.99
Φωτοβολταϊκά στέγης	352	
Σύνολο	7233	440.79
Γενικό Σύνολο	7673.79	

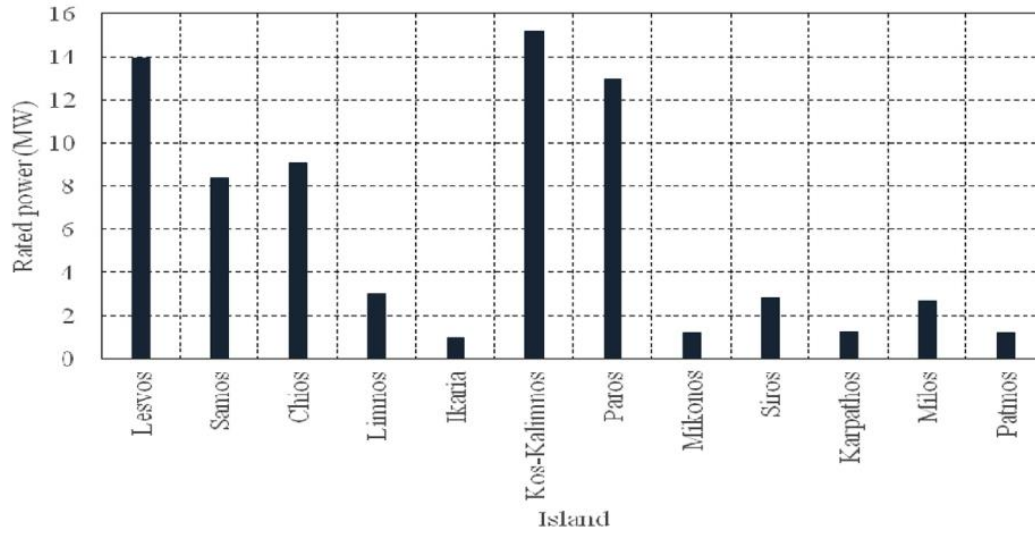
Η παραγωγή αιολικής ενέργειας αυξήθηκε σημαντικά την τελευταία πενταετία καθώς από ασήμαντο ποσοστό που καταλάμβανε στις αρχές του 2000, το 2016 έφτασε τις 5.1 TWh, που αντιστοιχεί στο 10.5% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2018 σημειώθηκε η δεύτερη μεγαλύτερη αύξηση για τις εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας μετά το 2011, καθώς με την ανάπτυξη 253MW νέας ισχύος η χώρα έφτασε συνολικά τα 2555 MW εγκατεστημένης ισχύος. Επίσης, η υδροηλεκτρική ενέργεια συνεχίζει να αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο μερίδιο ανανεώσιμης ενέργειας της χώρας, καθώς η παραγωγή της (5.5 TWh) αντιστοιχεί στο 11.4% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ηλιακή ενέργεια, από τη μεριά της, σημείωσε εντυπωσιακή ανάπτυξη, καθώς από 0.16 TWh το 2010 αυξήθηκε σε 3.9 TWh το 2016. Το 2018, ο τομέας της ηλιακής ενέργειας κάλυψε σχεδόν το 7% των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 2461 MW, εκ των οποίων τα 2140 MW προέρχονται από ηλιακά πάρκα και τα 351MW από φωτοβολταϊκά πάνελ. Ιδίως η τελευταία επίδοση έφερε την Ελλάδα σε μια από τις υψηλότερες θέσεις παγκοσμίως στην συνεισφορά φωτοβολταϊκών στη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Τα φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα καταλαμβάνουν το 0.12% της συνολικής γεωργικής γης ή το 0.03% της συνολικής γης της χώρας (HAEE, 2019).

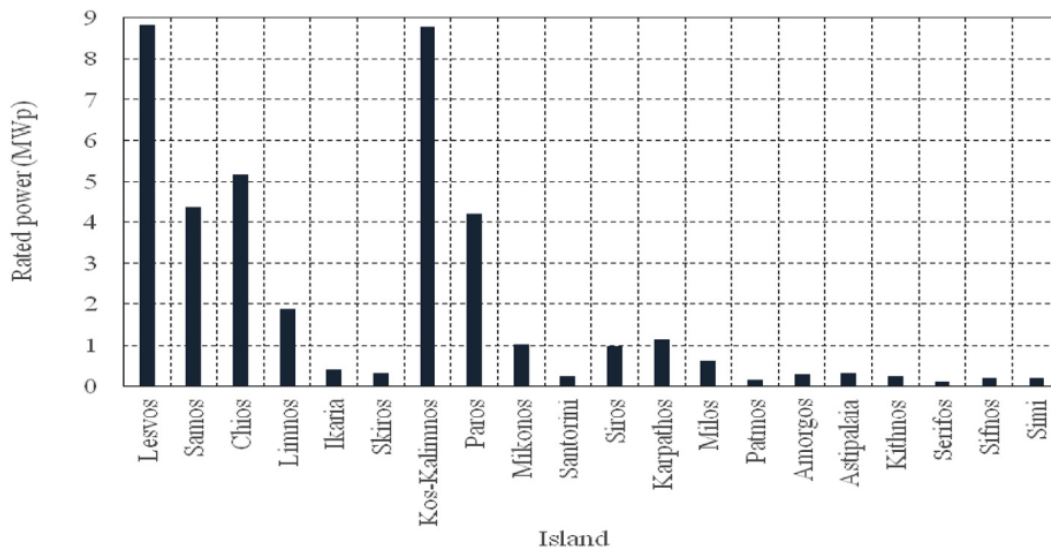
Για το 2020, η περιφέρεια με τις περισσότερες μονάδες ΑΠΕ αναδείχθηκε η Στερεά Ελλάδα, καθώς προσέκλυσε το 25% των αιολικών και το 16% των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων της χώρας. Δεύτερη, βρίσκεται η Πελοπόννησος, με ποσοστά 21 και 16% αντίστοιχα και τρίτη η περιοχή της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης που καλύπτουν 15 και 11% των εγκαταστάσεων της χώρας αντίστοιχα για τις δύο τεχνολογίες. Άξιο αναφοράς είναι επίσης το γεγονός ότι στη Δυτική Ελλάδα και την Κεντρική Μακεδονία, τα ποσοστά των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων είναι υψηλότερα από τα αντίστοιχα αιολικά.

Όσον αφορά τα νησιά του Αιγαίου, η πλειονότητα των οποίων αντιμετωπίζει σοβαρά προβλήματα υποδομής και περιορισμένη συνδεσιμότητα με την ηπειρωτική χώρα, η συνεισφορά τους στις ΑΠΕ είναι περιορισμένη. Τα τελευταία δέκα χρόνια δεν έχουν δημιουργηθεί νέα αιολικά πάρκα και η μόνη σχετική δραστηριότητα είναι με βάση την εγκατάσταση μικρών φωτοβολταϊκών γεννητριών, όπως φαίνεται στις Εικόνες 2.7 και 2.8. Για το λόγο αυτό, η τρέχουσα εγκατεστημένη αιολική ενέργεια σε ολόκληρη την περιοχή του Αιγαίου, εξαιρουμένης της Κρήτης και της Ρόδου, είναι της τάξης των 70 MW (Kaldellis and Zafirakis, 2020).

Τέλος, όσον αφορά την κυματική ενέργεια, οι ειδικοί επισημαίνουν πως στο Αιγαίο δεν υπάρχει το ύψος κύματος και η κατευθυντικότητα των κυμάτων, ώστε να επιτραπεί η αποτελεσματική μετατροπή και χρήση της κυματικής ενέργειας (Μαυραγάνης, 2018). Παρά το γεγονός ότι οι κυματογεννήτριες έχουν το πλεονέκτημα ότι έχουν μικρή μεταβολή στην έντασή τους, σε σχέση με τις ανεμογεννήτριες, οι εγκαταστάσεις αυτές έχουν μεγάλες δυναμικές καταπονήσεις, όπως για παράδειγμα όταν το κύμα έρχεται με δύναμη. Για αυτό, θεωρείται ότι είναι αναγκαίο να αναλυθούν περαιτέρω οι κανονισμοί κυματικής ενέργειας που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν σε λιμενοβραχίονες ή στις βραχώδεις ακτές των ελληνικών νησιών, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για τα λιμάνια και τα απομονωμένα νησιά (Μαυραγάνης, 2018).



Εικόνα 2.7: Ισχύς αιολικών πάρκων στα νησιά του Αιγαίου, (Kaldellis and Zafirakis, 2020)



Εικόνα 2.8: Ισχύς φωτοβολταϊκών πάρκων στα νησιά του Αιγαίου, (Kaldellis and Zafirakis, 2020)

Κεφάλαιο 3: Υπεράκτια Αιολική Ενέργεια

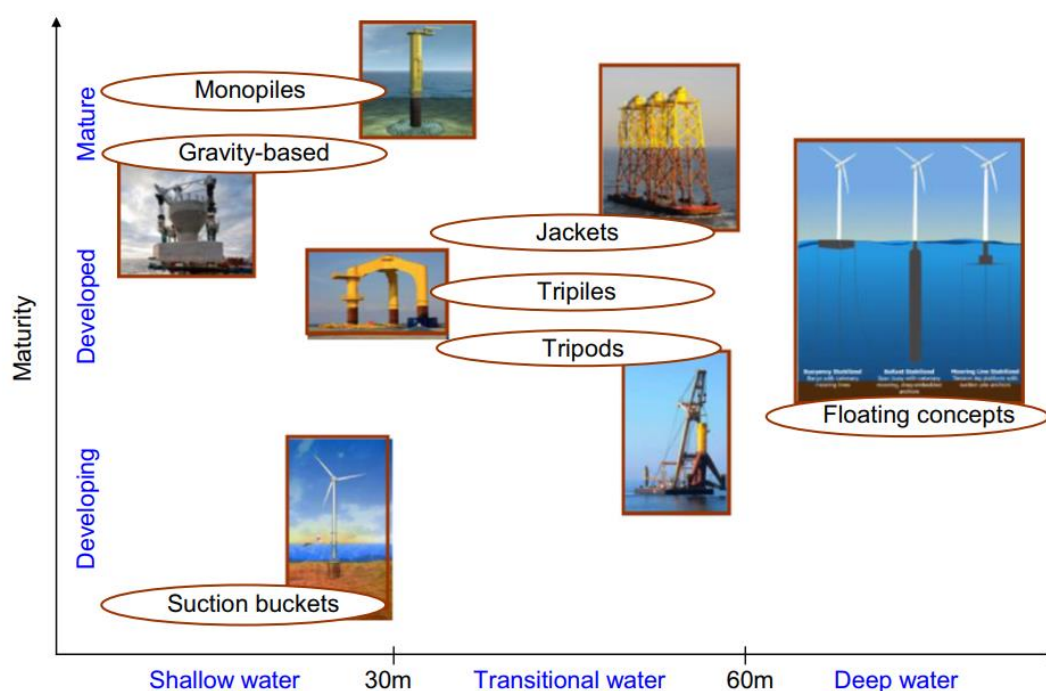
Από τις αρχές του 21^{ου} αιώνα, πολλές χώρες σε όλο τον κόσμο έχουν επενδύσει στον τομέα της αιολικής ενέργειας ενόψει της αντιμετώπισης της συνεχώς αυξανόμενης ζήτησης ενέργειας και των περιορισμένων πόρων ορυκτών καυσίμων. Η αιολική ενέργεια έχει καθιερωθεί ως κύρια τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ικανή να καλύψει ένα σημαντικό ποσοστό της παγκόσμιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, όπως αναφέρθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο, οι χερσαίες ανεμογεννήτριες έχουν ορισμένες αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως οπτική και ακουστική όχληση, γεγονός το οποίο επιβραδύνει τη μελλοντική ανάπτυξη νέων χερσαίων εγκαταστάσεων εξαιτίας της δυσκολίας εύρεσης κατάλληλων τοποθεσιών εγκατάστασης. Για το λόγο αυτό, κατά την τελευταία δεκαετία έχει γίνει σημαντική στροφή προς τους τεράστιους υπεράκτιους αιολικούς πόρους, κυρίως στην Ευρώπη, με σκοπό την εκμετάλλευση των υψηλότερων και σταθερότερων ταχυτήτων ανέμου που συναντώνται στην ανοιχτή θάλασσα (Kaldellis and Kapsali, 2013).

Η τεχνολογία της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας αποτελεί μια νέα πρόκληση για την αιολική βιομηχανία, ωστόσο πρέπει να σημειωθεί ότι ο σχεδιασμός τέτοιων έργων βασίζεται σε μεγάλο ποσοστό στη μακροχρόνια εμπειρία που αποκτήθηκε από την υπεράκτια βιομηχανία πετρελαίου. Η υπεράκτια αιολική ενέργεια έχει μεγαλύτερο δυναμικό πόρων σε σχέση με το αντίστοιχο χερσαίο, το οποίο αυξάνεται με την απόσταση από την ακτή έχοντας ως αποτέλεσμα σημαντικά υψηλότερη απόδοση ενέργειας και υψηλότερα κέρδη. Ωστόσο, τα κέρδη αυτά αντισταθμίζονται από το υψηλότερο κόστος κεφαλαίου, εγκατάστασης και λειτουργίας, με αποτέλεσμα οι οικονομικές προοπτικές αυτής της τεχνολογίας να μην είναι απαραίτητα καλύτερες από αυτές της ξηράς.

Τα υπεράκτια έργα περιλαμβάνουν πολλά χιλιόμετρα υπόγειων καλωδίων και οι ανεμογεννήτριες τοποθετούνται σε υποδομές που εκτείνονται στον βυθό της θάλασσας ή εκεί όπου το βάθος είναι πολύ μεγάλο μέσω της χρήσης πλωτών πλατφορμών. Ως εκ τούτου, η κατασκευή υπεράκτιων αιολικών πάρκων απαιτεί μεγαλύτερη ακρίβεια σε σχέση με τα χερσαία έργα και κατασκευή υλικών που αντιστέκονται στο διαβρωτικό θαλάσσιο περιβάλλον. Οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες που χρησιμοποιούνται σήμερα, βασίζονται στις αντίστοιχες χερσαίες, ωστόσο με την ταχεία ανάπτυξη που εμφανίζει αυτή η τεχνολογία, αναμένονται σύντομα μεγαλύτερες μηχανές, ειδικά

κατασκευασμένες για υπεράκτια χρήση, οι οποίες θα ωφεληθούν πιθανώς από οικονομίες κλίμακας, με αποτέλεσμα σημαντική μείωση του κόστους (Kaldellis et al., 2016).

Μέχρι στιγμής, δεν υπάρχει μια τυπική δομή στήριξης κατάλληλη για όλες τις συνθήκες που πιθανόν θα επικρατούν στην περιοχή εγκατάστασης ενός τέτοιου έργου. Η πλειονότητα των έργων υπεράκτιας αιολικής ενέργειας βρίσκεται επί του παρόντος σε ρηγά νερά και χρησιμοποιεί κατασκευές που εδράζονται στον πυθμένα. Στην Εικόνα 3.1 παρουσιάζονται οι κύριες δομές στήριξης για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες από άποψη ωριμότητας και βάθους πυθμένα.

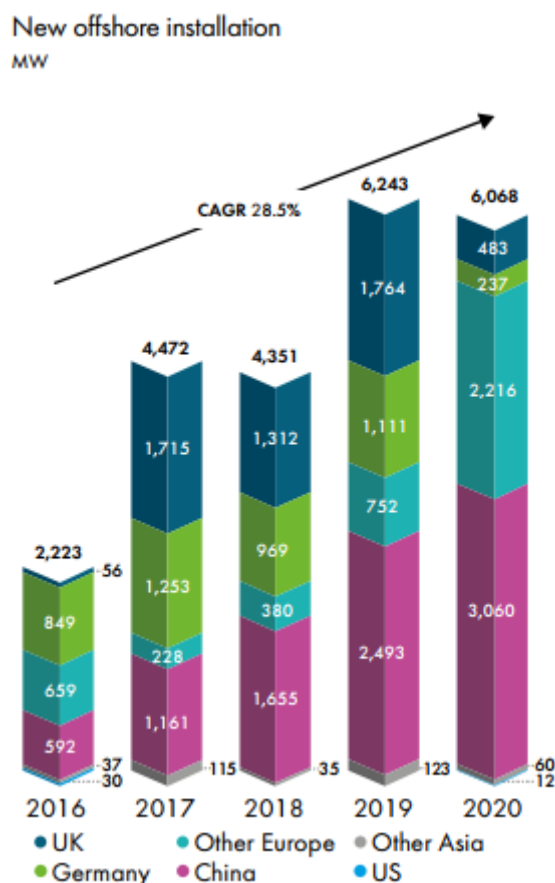


Εικόνα 3.1: Κύριες δομές στήριξης υπεράκτιων ανεμογεννητριών, (Kaldellis and Kapsali, 2013)

Το 1^ο έργο υπεράκτιας αιολικής ενέργειας μεγάλης χωρητικότητας, 2.3 MW, ονομάστηκε Hywind και κατασκευάστηκε στη Βόρεια Θάλασσα, στα ανοικτά των ακτών της Νορβηγίας το 2009, σε βάθος πυθμένα 220 μέτρων. Το έργο αυτό κόστισε περίπου 54 εκατομμύρια ευρώ, συμπεριλαμβανομένης της κατασκευής και της περαιτέρω ανάπτυξης. Ο λόγος για τον οποίο το έργο αυτό κόστισε τόσο πολύ, έχει να κάνει με το γεγονός ότι ήταν το πρώτο του είδους του, επομένως απαιτούσε προσεκτική

ανάπτυξη και παρακολούθηση της λειτουργικής του συμπεριφοράς (Kaldellis and Kapsali, 2013).

Σήμερα που η ανάπτυξη αυτής της τεχνολογίας παρουσιάζεται αρκετά ικανοποιητική, η παγκόσμια υπεράκτια αιολική βιομηχανία, παρά την επίδραση του COVID-19, σημείωσε τη δεύτερη καλύτερη χρονιά το 2020, εγκαθιστώντας πάνω από 6 GW νέας χωρητικότητας. Η Κίνα καταλαμβάνει την πρώτη θέση στις υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις με πάνω από 3 GW νέας υπεράκτιας αιολικής χωρητικότητας. Επίσης, σημαντικό μερίδιο της εγκατεστημένης ισχύος αντιστοιχεί στην Ευρώπη, όπου με επικεφαλής τις Κάτω Χώρες, ανέπτυξε 1.5 GW νέου υπεράκτιου ανέμου (GWEC, 2021).



Εικόνα 3.2: Νέα εγκατεστημένη ισχύς υπεράκτιας αιολικής ενέργειας παγκοσμίως, (GWEC, 2021)

Ειδικότερα τώρα, στην Ευρωπαϊκή Ένωση όπου επιδιώκεται μια γενικότερη ενασχόληση με την υπεράκτια αιολική ενέργεια, έχουν εγκατασταθεί μέχρι στιγμής

αιολικά πάρκα στην ανοικτή θάλασσα συνολικής ισχύος 15.8 GW. Η τιμή αυτή αντιστοιχεί στο 2% περίπου της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Τα αιολικά αυτά πάρκα, περιλαμβάνουν κυρίως ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης, με μέγιστο βάθος 47 m και μέση απόσταση από την ακτή 44 km (Μαυραγάνης, 2018). Παρόλο που το αιολικό δυναμικό στις θάλασσες της Ευρώπης και κυρίως της Μεσογείου εμφανίζει εξαιρετικά υψηλές τιμές, τα γεωφυσικά τους χαρακτηριστικά καθιστούν δύσκολη την ανάπτυξη υπεράκτιας αιολικής τεχνολογίας, βασισμένης στις υφιστάμενες δομές στήριξης. Πιο συγκεκριμένα, παράγοντες όπως το βάθος και η σύσταση του πυθμένα, δεν επιτρέπουν την πλήρη αξιοποίηση του δυναμικού με χρήση μόνο υπεράκτιων ανεμογεννητριών εδρασμένων στον πυθμένα. Για το λόγο αυτό, ως βέλτιστη επιλογή για ανάπτυξη υπεράκτιας αιολικής ενέργειας, κρίνονται οι πλωτές ανεμογεννήτριες (Μαυραγάνης, 2018).

Όσον αφορά το μέλλον αυτής της τεχνολογίας, στις αρχές του 2021, ανακοινώθηκε ο σχεδιασμός δύο έργων τα οποία εφόσον ολοκληρωθούν θα αποτελέσουν μια τεράστια αύξηση στον τομέα της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας και των ανανεώσιμων πηγών γενικότερα. Η Δανία έχει δεσμευτεί να κατασκευάσει ένα τεχνητό νησί 120000 m² το οποίο θα λειτουργεί ως βάση για εκατοντάδες γιγάντιες ανεμογεννήτριες, ενώ η Νότια Κορέα επενδύει 36 δισεκατομμύρια ευρώ για την κατασκευή του μεγαλύτερου αιολικού πάρκου στον κόσμο μέχρι το 2030.



Εικόνα 3.3: Το τεχνητό νησί που αναμένεται να κατασκευαστεί στη Δανία, (TUN3D TEAM, 2021)

Από την άλλη, το υπεράκτιο αιολικό πάρκο στη Νότια Κορέα, μέγιστης ονομαστικής ισχύος 8.2 GW, η οποία αντιστοιχεί σε έξι πυρηνικούς αντιδραστήρες, θα προσφέρει σημαντική μείωση στις εκπομπές άνθρακα που ισοδυναμεί με τη φύτευση 71 εκατομμυρίων πεύκων, όπως τονίζει η κυβέρνηση. Το έργο αυτό αναμένεται να δημιουργήσει 5600 νέες θέσεις εργασίας και να βοηθήσει την Νότια Κορέα να αυξήσει την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών συστημάτων της από το 1.67 GW που είναι σήμερα στα 16.5 GW το 2030 (TUN3D TEAM, 2021).

3.1 Τα υπέρ και τα κατά

Η τρέχουσα ανάπτυξη της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας οφείλεται σε ορισμένους καθοριστικούς παράγοντες, όπως η έλλειψη χώρου στην ξηρά για την ανάπτυξη χερσαίων αιολικών πάρκων, η οπτική και ακουστική όχληση του τοπικού πληθυσμού και οι επιπτώσεις στη ζωή των πουλιών. Η κύρια διαφορά μεταξύ των χερσαίων και των υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων σχετίζεται με το περιβάλλον στο οποίο βρίσκονται. Η θάλασσα είναι πολύ πιο περίπλοκη, σε σχέση με την ξηρά, όχι μόνο για το σχεδιασμό αλλά και για τα έργα κατασκευής και λειτουργίας, εξαιτίας των πολλών διαφορετικών παραγόντων που μπορούν να τα επηρεάσουν. Ωστόσο, η υπεράκτια αιολική ενέργεια παρουσιάζει πολλά πλεονεκτήματα σε σχέση με την χερσαία (Esteban et al., 2011).

Το πρώτο και κύριο πλεονέκτημα αφορά την καλύτερη ποιότητα αιολικού πόρου που υπάρχει στη θάλασσα, επειδή η ταχύτητα του ανέμου είναι συνήθως μεγαλύτερη από ότι στην ξηρά, και αυξάνεται με την απόσταση από την ακτή. Οι άνεμοι στη θάλασσα είναι συνήθως ισχυρότεροι και πιο σταθεροί, με αποτέλεσμα σημαντικά μεγαλύτερη παραγωγή ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος και λιγότερα στροβιλιστικά αποτελέσματα. Ειδικά το τελευταίο, συνεπάγεται λιγότερη αναταραχή, η οποία επιτρέπει στις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες να συλλέγουν ενέργεια πιο αποτελεσματικά, μειώνοντας τα φορτία κόπωσης της τουρμπίνας και αυξάνοντας τη διάρκεια ζωής της. Επίσης, η ποιότητα των αιολικών πόρων εξαρτάται από το ύψος στο οποίο τοποθετείται η ανεμογεννήτρια, με το βέλτιστο ύψος να προσδιορίζεται εκεί όπου οι περιστρεφόμενες λεπίδες είναι πάνω από το μέγιστο ύψος κύματος της τοποθεσίας. Τα χαρακτηριστικά του αέρα που επικρατούν στην ανοιχτή θάλασσα

επιτρέπουν την τοποθέτηση της υπεράκτιας τουρμπίνας χαμηλότερα από την αντίστοιχη χερσαία (Bilgili et al., 2011).

Το δεύτερο πλεονέκτημα που εμφανίζουν οι υπεράκτιες εγκαταστάσεις σχετίζεται με τη μεγαλύτερη ευκολία εύρεσης κατάλληλων περιοχών για εγκατάσταση αιολικών πάρκων. Οι ελεύθερες αυτές περιοχές είναι ως επί το πλείστον πολύ μεγαλύτερες από τις αντίστοιχες που υπάρχουν στην ξηρά με αποτέλεσμα να κατασκευάζονται στη θάλασσα πολύ μεγαλύτερες μονάδες παραγωγής ενέργειας. Μέσα από μελέτες, σε υπάρχοντα αιολικά πάρκα, έχει αποδειχθεί ότι η συνολική παραγωγή στα υπεράκτια είναι πάνω από τέσσερις φορές της αντίστοιχης στα χερσαία. Καθώς η μεταφορά και η ανέγερση γίνονται στη θάλασσα, δεν υπάρχει όριο αναφορικά με το μέγεθος των στροβίλων που μπορούν να εγκατασταθούν, σε αντίθεση με τα όρια που επιβάλλονται από τους περιορισμούς στην ξηρά (Enevoldsen and Valentine, 2016).

Επίσης, η εγκατάσταση των ανεμογεννητριών πολύ μακριά από την ακτή μπορεί να εξαλείψει τη δυσφορία του κοινού σε ότι έχει να κάνει με την εκπομπή θορύβου και την οπτική όχληση. Αυτό καθιστά δυνατή τη χρήση διαφορετικών σχεδίων τουρμπίνας, ανάλογα με την τοποθεσία, βελτιώνοντας έτσι την αποτελεσματικότητά τους. Ακόμη, οι μεγάλοι ωκεανοί επιτρέπουν τη βελτιστοποιημένη απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών, αποδίδοντας περισσότερη ομοιογενή παραγωγή ενέργειας συγκριτικά με τις χερσαίες. Τέλος, με την τοποθέτηση των αιολικών πάρκων στην ανοιχτή θάλασσα, δεν τίθεται σε κίνδυνο η ζωή των μεταναστευτικών πουλιών και παρέχεται ένα καταφύγιο για την τοπική βιοποικιλότητα (Bilgili et al., 2011).

Από την άλλη πλευρά, το κύριο μειονέκτημα αυτών των έργων είναι το πολύ υψηλό κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας. Στις υπεράκτιες εγκαταστάσεις το κόστος κατασκευής και εγκατάστασης των ανεμογεννητριών καταλαμβάνει περίπου το 75% του συνολικού κόστους του έργου, ενώ το αντίστοιχο κόστος στις χερσαίες εγκαταστάσεις καταλαμβάνει περίπου το 33%. Το πολύ μεγαλύτερο κόστος αυτών των έργων οφείλεται κυρίως στα πολύ ακριβά θαλάσσια θεμέλια, στις ακριβές διαδικασίες εγκατάστασης που λαμβάνουν υπόψη, στην περιορισμένη πρόσβαση κατά την κατασκευή λόγω καιρικών συνθηκών και στο μεγάλο ηλεκτρικό δίκτυο που κατασκευάζεται για τη σύνδεση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων με τα κέντρα των καταναλωτών. Μέσα από σχετική έρευνα έχει διαπιστωθεί ότι το κόστος συντήρησης και λειτουργίας ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου μπορεί να είναι έως και τρεις φορές

υψηλότερο από το αντίστοιχο των χερσαίων, και μπορεί σε ορισμένες περιπτώσεις να υπερβεί το 20% του συνολικού κόστους του κύκλου ζωής ενός τέτοιου έργου. Μία από τις κύριες αιτίες για αυτά τα υψηλά κόστη είναι η ανάγκη χρήσης ακριβών μέσων μεταφοράς, προκειμένου να φτάσει το προσωπικό στο αιολικό πάρκο και να εκτελέσει τις απαραίτητες εργασίες συντήρησης (Kaldellis and Kapsali, 2013).

Ένα επίσης πολύ σημαντικό μειονέκτημα είναι η έλλειψη ανεπτυγμένης τεχνολογίας σχετικά με τα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Συνήθως στις υπεράκτιες εγκαταστάσεις χρησιμοποιούνται οι ανεμογεννήτριες των χερσαίων εγκαταστάσεων, οι οποίες έχουν μικρή χωρητικότητα και μικρές δυνατότητες παραγωγής ενέργειας. Επιπλέον, οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες υπόκεινται σε υψηλά φορτία, επομένως πρέπει να κατασκευαστούν με τέτοιο τρόπο ώστε να αντέχουν στις συνθήκες διάβρωσης που επικρατούν στη θάλασσα (Esteban et al., 2011).

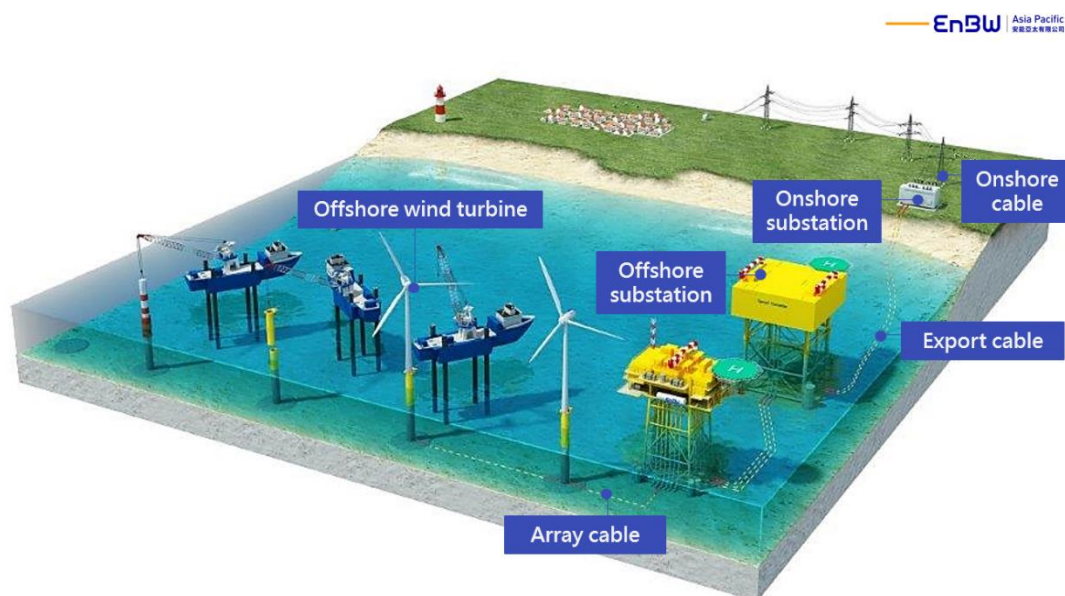
Μέχρι σήμερα, τα περισσότερα από τα υπεράκτια έργα βρίσκονται σε ρηχά βάθη και χρησιμοποιούν πλατφόρμες εδρασμένες στον πυθμένα ως θεμέλια. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την πρόκληση υποβρύχιου θορύβου ο οποίος επηρεάζει τα θαλάσσια θηλαστικά και προκαλεί θνησιμότητα στα ψάρια. Τα θεμέλια στήριξης συνδέονται με έντονη δραστηριότητα βυθοκόρησης που προκαλεί διασπορά ιζημάτων και αυξημένη θολότητα, η οποία με τη σειρά της μπορεί να βλάψει ευαίσθητους οργανισμούς. Επίσης, κατά τη φάση λειτουργίας της ανεμογεννήτριας προκαλείται ακουστική διαταραχή κυρίως από τη λειτουργία της τουρμπίνας (Soukissian et al., 2017).

Η επιλογή, λοιπόν, της κατάλληλης τοποθεσίας της υπεράκτιας αιολικής εγκατάστασης κρίνεται πολύ σημαντική για την αντιμετώπιση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Για το λόγο αυτό, ο προγραμματιστής του υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι απαραίτητο να πραγματοποιήσει αξιολόγηση του θαλάσσιου τοπίου μέσω μιας διαδικασίας εκτίμησης περιβαλλοντικών επιπτώσεων (ΕΠΕ). Ο σκοπός αυτής της διαδικασίας είναι να εντοπίσει και να μετριάσει τις αρνητικές επιπτώσεις μιας τέτοιας δραστηριότητας όπου είναι δυνατόν, βοηθώντας έτσι στην εξοικονόμηση κόστους (Kaldellis et al., 2016).

3.2 Σχεδιασμός υπεράκτιου αιολικού πάρκου

3.2.1 ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ

Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, τα οποία βρίσκονται στα πρώτα στάδια της τεχνολογικής τους ανάπτυξης, είναι πολύπλοκα έργα που απαιτούν υψηλό αρχικό κεφάλαιο. Ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο είναι μια μονάδα παραγωγής ενέργειας που αποτελείται από έναν αριθμό ανεμογεννητριών και πλατφορμών για τη στήριξη τους, ένα εσωτερικό δίκτυο μέσω του οποίου μεταφέρεται ισχύς, έναν ή περισσότερους υποσταθμούς, οι οποίοι μπορεί να είναι παράκτιοι και υπεράκτιοι και ένα καλώδιο εξαγωγής που μεταδίδει την ισχύ στο τοπικό δίκτυο, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 3.4.



Εικόνα 3.4: Τα κύρια στοιχεία ενός αιολικού πάρκου, (EnBW)

Μετεωρολογικά συστήματα

Η πρώτη δομή που εγκαθίσταται κατά τα στάδια του προγραμματισμού είναι ένας μετεωρολογικός πύργος, σκοπός του οποίου είναι να αξιολογήσει τις συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή όπου επρόκειτο να εγκατασταθεί το έργο. Ο πύργος αυτός συλλέγει δεδομένα από διάφορα ύψη σχετικά με τον άνεμο, τη θερμοκρασία του αέρα και τη βαρομετρική του πίεση, το προφίλ ταχύτητας και κατεύθυνσης του ωκεανού, τη θερμοκρασία του θαλασσινού νερού και την παρουσία πτηνών στην περιοχή. Τα δεδομένα αυτά χρησιμεύουν στον έλεγχο της απόδοσης ισχύος, τη διευκόλυνση των

εκτιμήσεων σε θέματα λειτουργίας και την επίδειξη της δέουσας προσοχής σε περιβαλλοντικά ζητήματα. Ένας μετεωρολογικός πύργος (Εικόνα 3.5) αποτελείται από ένα θεμέλιο, μια πλατφόρμα με φόρτωση σκαφών, μετεωρολογικά όργανα, φώτα πλοήγησης και σχετικό με τα κλιματικά δεδομένα βοηθητικό εξοπλισμό (Kaiser and Snyder, 2010).

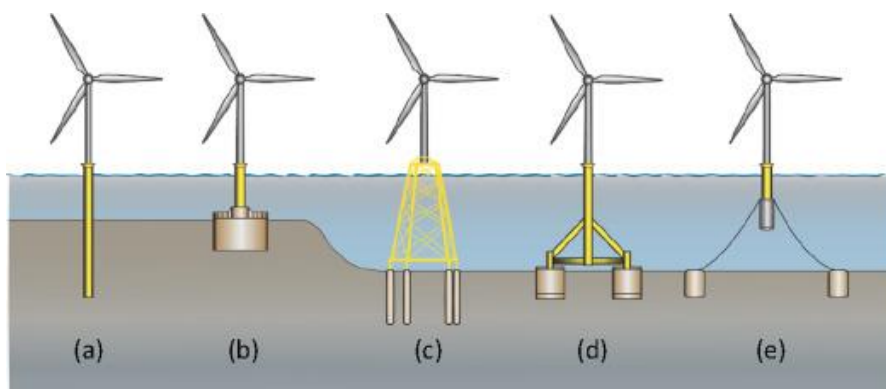


Εικόνα 3.5: Μετεωρολογικός πύργος, (Kaiser and Snyder, 2010)

Σύστημα υποστήριξης

Το πιο σημαντικό, ίσως, στοιχείο του αιολικού πάρκου, από το οποίο εξαρτάται η τοποθεσία του, είναι το σύστημα υποστήριξης, δηλαδή του τμήματος πάνω στο οποίο εδράζεται ο στρόβιλος. Το σύστημα υποστήριξης περιλαμβάνει το θεμέλιο το οποίο διαφοροποιείται ανάλογα με το βάθος του νερού, τη μέγιστη ταχύτητα ανέμου και το ύψος κύματος, και το μεταβατικό κομμάτι το οποίο προσαρτάται στο θεμέλιο για να απλοποιεί την προσκόλληση του πύργου. Ανάλογα με το βάθος της περιοχής του υπεράκτιου αιολικού πάρκου, τα θεμέλια ταξινομούνται σε εδρασμένες στον πυθμένα (<70m) και σε πλωτές πλατφόρμες (>70m). Μέχρι σήμερα έχουν χρησιμοποιηθεί

τέσσερις βασικοί τύποι θεμελίων: monopiles, jackets, τρίποδα και θεμέλια βαρύτητας, ενώ οι πλωτές πλατφόρμες βρίσκονται σε βιομηχανική χρήση την τελευταία πενταετία (Καυνία, 2019).



Εικόνα 3.6: Βασικοί τύποι πλατφόρμας: (a) monopile, (b) θεμέλιο βαρύτητας, (c) jacket, (d) τρίποδας και (e) πλωτή, (Καυνία, 2019)

Monopiles

Τα monopiles είναι χαλύβδινοι σωλήνες, μεγάλης διαμέτρου (4 - 6 m), των οποίων το 40-50% του μήκους εισάγεται στο βυθό. Είναι τα πιο κοινά θεμέλια που αναπτύσσονται, όταν το υπεράκτιο αιολικό πάρκο βρίσκεται σε βάθη μικρότερα από 20 μέτρα, λόγω του χαμηλότερου κόστους και της απλότητας τους. Επειδή όμως περιορίζονται από το βάθος της περιοχής εγκατάστασης του υπεράκτιου αιολικού πάρκου, η χρήση τους ενδέχεται να μειωθεί καθώς η ανάπτυξη της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας κινείται σε βαθύτερα νερά.

Jackets

Τα jackets είναι ένα χαλύβδινο δικτυωτό πλέγμα που αποτελείται από ένα συγκολλημένο πλαίσιο σωληνοειδών μελών που εκτείνεται από το βυθό μέχρι την επιφάνεια της θάλασσας. Η δομή αυτή οδηγείται από κάθε πόδι στον πυθμένα ώστε να ασφαλίσει έναντι πλευρικών δυνάμεων. Επειδή οι κατασκευές αυτές ζυγίζουν πολύ, απαιτούν ακριβό εξοπλισμό για μεταφορά και ανύψωση. Αν και θεωρητικά τα jackets μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε βάθη έως 100 μέτρα, οι οικονομικοί παράγοντες

περιορίζουν την ανάπτυξη τους στα βαθιά νερά. Επίσης τα jackets χρησιμοποιούνται συνήθως για την υποστήριξη υποσταθμών (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2016).

Τρίποδα

Τα τρίποδα αποτελούνται από έναν κεντρικό χαλύβδινο άξονα συνδεδεμένο με τρεις κυλινδρικούς χαλύβδινους σωλήνες μέσω των οποίων η κατασκευή οδηγείται με ασφάλεια στον πυθμένα της θάλασσας. Τα τρίποδα είναι πιο στιβαρές και βαριές κατασκευές από τα monopiles, γεγονός που τις κάνει πιο ακριβές ως προς την κατασκευή τους, αλλά είναι πιο κατάλληλα σε βάθη άνω των 25 μέτρων.

Θεμέλια βαρύτητας

Τα θεμέλια βαρύτητας είναι κατασκευές από χάλυβα ή σκυρόδεμα που χρησιμοποιούν το βάρος τους για να αντιστέκονται στον άνεμο και τα κύματα. Το έρμα στη βάση της κατασκευής, που χρησιμοποιείται ως άγκυρα, αποτελείται από άμμο, σιδηρομετάλλευμα ή βράχους. Είναι κατασκευές που απαιτούν λιγότερα κατασκευαστικά έξοδα από τα monopiles, αλλά τα έξοδα εγκατάστασης είναι υψηλότερα, εξαιτίας της ανάγκης για βυθοκόρηση και προετοιμασία του πυθμένα και τη χρήση εξειδικευμένων ανυψωτικών πλοίων. Τα βαθύτερα νερά στα οποία χρησιμοποιούνται θεμέλια βαρύτητας είναι λίγο κάτω από τα 30 μέτρα (Kaiser and Snyder, 2010).

Πλωτές κατασκευές

Οι πλωτές κατασκευές αποτελούνται από μια πλωτή πλατφόρμα πάνω στην οποία εδράζεται η ανεμογεννήτρια και ένα σύστημα αγκύρωσης. Οι κατασκευές αυτές έχουν το πλεονέκτημα ότι μπορούν να τοποθετηθούν σε οποιοδήποτε βάθος, χωρίς να αυξάνεται το κόστος τους. Καθώς σε βαθύτερα νερά οι άνεμοι είναι πιο σταθεροί και έχουν μεγαλύτερη ταχύτητα, οι πλωτές κατασκευές αποτελούν το μέλλον της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας. Διακρίνονται μέχρι σήμερα τρεις κύριες πλωτές πλατφόρμες: Spar, Semisubmersible και TLP (Tension Leg Platform) (IRENA, 2016).



Εικόνα 3.7: Πλωτές πλατφόρμες, (IRENA, 2016)

Τα spar είναι δομές τύπου στήλης που απαιτούν βαρύ έρμα στο κάτω μέρος της πλατφόρμας για να ξεπεραστεί η ανατροπή. Εξαιτίας της απλότητας της μορφής τους είναι ευαίσθητα σε δονήσεις που προκαλούνται από δίνες. Επίσης, μπορεί να γίνουν αρκετά δαπανηρά λόγω της υψηλής απαίτησης τους σε βάθος. Τα semisubmersible περιέχουν τον κύριο όγκο τους κάτω από το νερό, εξαιτίας των συνδετικών μελών που παρέχουν δομική ακεραιότητα στο σύνολο της κατασκευής. Στις κατασκευές αυτές το ωφέλιμο φορτίο των ανεμογεννητριών είναι χαμηλότερο και ο απαιτούμενος χώρος καταστρώματος μειώνεται εξίσου, με αποτέλεσμα την μείωση του όγκου της πλατφόρμας ώστε να επιτυγχάνεται οικονομική σκοπιμότητα. Το κύριο πλεονέκτημα τους είναι η ευελιξία τους, καθώς μπορούν εύκολα να μετακινηθούν από τη μία θέση στην άλλη. Τέλος, στις TLP πλατφόρμες, οι οποίες χρησιμοποιούνται ευρέως στη βιομηχανία πετρελαίου, η σταθερότητα της δομής παρέχεται από τεντωμένες γραμμές πρόσδεσης. Λόγω αυτής της επιπλέον ακαμψίας προτιμώνται ιδιαίτερα, ωστόσο προκύπτουν ορισμένες επιπλοκές που σχετίζονται με την πρόσδεση (Uzunoglu et al., 2016).

Μεταβατικό κομμάτι

Μετά την εγκατάσταση του θεμελίου, τοποθετείται ένα μεταβατικό κομμάτι πάνω στο θεμέλιο για να εξαλείψει τυχόν οριζόντιες ανακρίβειες. Στο εξωτερικό αυτού του στοιχείου είναι προσαρτημένα φτερά σκαφών, σκάλες πρόσβασης, κατάστρωμα πρόσβασης και κιγκλιδώματα ενώ στο εσωτερικό του περιλαμβάνονται συνήθως, ηλεκτρικά εξαρτήματα όπως μετασχηματιστής, διακόπτες, εξοπλισμός ελέγχου και καλώδια. Τα μεταβατικά κομμάτια εγκαθίστανται συνήθως στη στεριά.

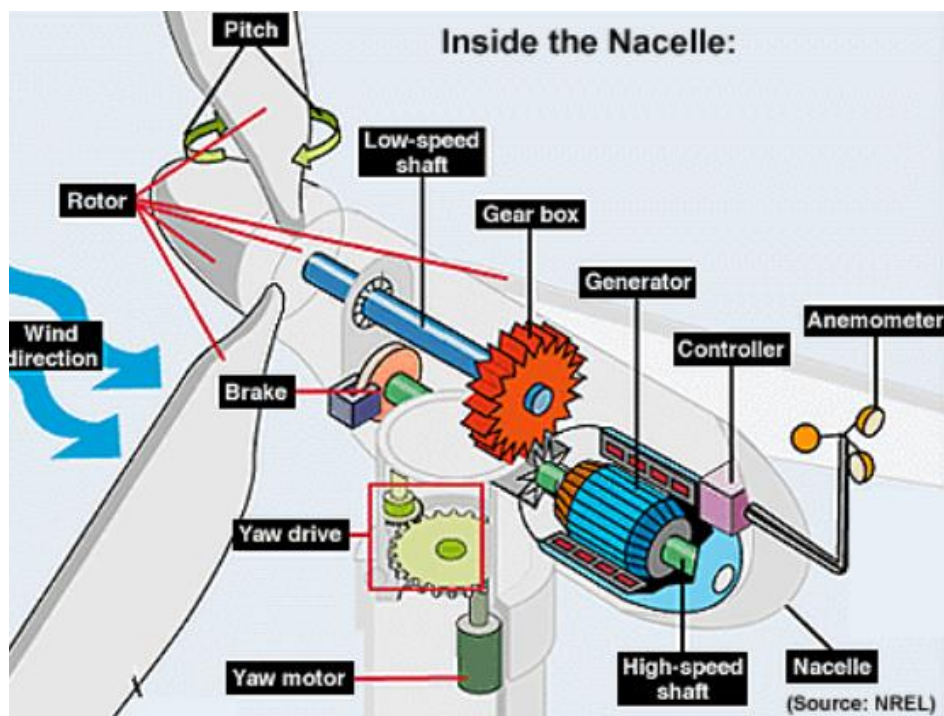


Εικόνα 3.8: Μεταβατικό κομμάτι (κίτρινο) και ανεμογεννήτρια (λευκό), (Kaiser and Snyder, 2010)

Ανεμογεννήτρια

Η ανεμογεννήτρια αποτελείται από τον πύργο, το nacelle, τον άξονα και τις λεπίδες. Ο πύργος είναι προσαρτημένος στο μεταβατικό κομμάτι και παρέχει υποστήριξη στην τουρμπίνα και σε άλλα εξαρτήματα της εγκατάστασης, όπως στο μετασχηματιστή που βρίσκεται στη βάση, στον κινητήρα εκτροπής που βρίσκεται στην κορυφή και στα καλώδια επικοινωνίας και ισχύος. Μέσω μιας σκάλας ή ενός ανυψωτικού μηχανισμού που υπάρχει στον πύργο παρέχεται πρόσβαση στο nacelle, το οποίο στεγάζει τη γεννήτρια, το κιβώτιο ταχυτήτων και τον εξοπλισμό παρακολούθησης, επικοινωνίας και ελέγχου. Ο άξονας μεταδίδει οριζόντια φορτία ανέμου από τις λεπίδες στο nacelle

και ενέργεια περιστροφής στο κιβώτιο ταχυτήτων. Τέλος, οι λεπίδες είναι αεροτομές από σύνθετα ή ενισχυμένα πλαστικά, τα οποία βιδώνονται στον άξονα είτε στην ξηρά είτε υπεράκτια (Kaiser and Snyder, 2010).



Εικόνα 3.9: Το εσωτερικό του nacelle, (Kaiser and Snyder, 2010)

Ηλεκτρικό σύστημα

Η ενέργεια που παράγεται από τους στροβίλους μεταφέρεται στο ηλεκτρικό δίκτυο μέσω καλωδίων. Τα καλώδια εσωτερικής συστοιχίας συνδέουν τις ανεμογεννήτριες μεταξύ τους. Τα καλώδια συλλογής συγκεντρώνουν την ενέργεια από τις ανεμογεννήτριες σε έναν υπεράκτιο υποσταθμό για μετάδοση στην ακτή. Τα καλώδια εξαγωγής συνδέουν το αιολικό πάρκο με το σύστημα μεταφοράς στην ξηρά. Εκεί, η ενέργεια από το υπεράκτιο αιολικό πάρκο παραδίδεται στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Υπεράκτιος υποσταθμός

Οι υπεράκτιοι υποσταθμοί χρησιμοποιούνται με σκοπό να ελαχιστοποιήσουν τις απώλειες μετάδοσης μετατρέποντας την τάση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από την ανεμογεννήτρια σε υψηλότερη τάση, η οποία είναι κατάλληλη για μετάδοση

στην ακτή. Είναι κατασκευές με πολύ μεγάλο βάρος και τοποθετούνται σε θεμέλια παρόμοια με αυτά που χρησιμοποιούνται για τις ανεμογεννήτριες. Στο εσωτερικό τους περιλαμβάνουν μετασχηματιστές τάσης, εφεδρική γεννήτρια και δεξαμενή ντίζελ, εγκαταστάσεις διαμονής και καλώδια μέσης και υψηλής τάσης. Οι υποσταθμοί δεν είναι αναγκαστικό να είναι υπεράκτιοι, αρκεί η τοποθεσία τους να ελαχιστοποιεί την απόσταση μεταξύ του καλωδίου εσωτερικής συστοιχίας και του καλωδίου εξαγωγής (Georgiou and Areal, 2015).



Εικόνα 3.10: Υπεράκτιος υποσταθμός, (Siemens Press)

3.2.2 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΕΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ

Η ανάπτυξη ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου αρχίζει αρκετά χρόνια πριν από τη στιγμή που εκτελείται η εγκατάσταση. Από την σύλληψη της ιδέας έως την έναρξη του έργου, υπάρχουν πολλές διαδικασίες, μελέτες και έγγραφα που πρέπει να ολοκληρωθούν για να διασφαλιστεί η τεχνικοοικονομική σκοπιμότητα του έργου. Το πρώτο βήμα για την ανάπτυξη ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι η απόκτηση μίσθωσης από τον ιδιοκτήτη του έργου, ο οποίος είναι συνήθως το κράτος. Όλοι οι

όροι και οι διατάξεις μίσθωσης διαπραγματεύονται εκ των προτέρων και δημοσιοποιούνται (Shafiee et al., 2016).

Το επόμενο βήμα, μετά την απόκτηση μίσθωσης, είναι ο προσδιορισμός του αιολικού δυναμικού στην περιοχή ενδιαφέροντος και η πραγματοποίηση μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Εφόσον, κατά τις διαδικασίες αξιολόγησης, η περιοχή θεωρείται εμπορικά βιώσιμη, πραγματοποιούνται συμφωνίες αγοράς ενέργειας και καθορίζεται η χωρητικότητα και η τοποθέτηση των ανεμογεννητριών, ανάλογα με τους γεωλογικούς παράγοντες που επικρατούν στην περιοχή. Στη συνέχεια, σειρά παίρνουν οι κατασκευαστικές δραστηριότητες, οι οποίες περιλαμβάνουν την απόκτηση του απαραίτητου εξοπλισμού (ο οποίος αναλύθηκε διεξοδικά στην υποενότητα 3.2.1), την κατασκευή, τη συναρμολόγηση και τις διαδικασίες εγκατάστασης.

Η κατασκευή και συναρμολόγηση πραγματοποιείται στη στεριά και τα συναρμολογημένα πλέον εξαρτήματα οδηγούνται στην περιοχή εγκατάστασης μέσω φορτηγίδας. Η εγκατάσταση πραγματοποιείται σε τρεις φάσεις ανάλογα με το στοιχείο που εγκαθίσταται. Η βασική διαδικασία ξεκινάει με την εγκατάσταση του θεμελίου και του μεταβατικού κομματιού, ακολουθεί η ανέγερση του πύργου και του στροβίλου και τέλος πραγματοποιείται η εγκατάσταση του ηλεκτρικού συστήματος, δηλαδή των καλωδίων εσωτερικής συστοιχίας του υποσταθμού και των καλωδίων εξαγωγής για μετάδοση στη στεριά. Μετά τη διαδικασία εγκατάστασης όλων των εξαρτημάτων του υπεράκτιου αιολικού πάρκου, είναι έτοιμο να τεθεί σε λειτουργία, να παραγάγει ηλεκτρική ενέργεια και να την μεταδώσει στο ηλεκτρικό δίκτυο (Kaiser and Snyder, 2010).

3.3 Τεχνικά και θεσμικά προβλήματα

Στην προηγούμενη ενότητα αναλύθηκε η διαδικασία ανάπτυξης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, όμως εξίσου σημαντικό είναι να αναλυθούν και τα διάφορα εμπόδια τα οποία είναι πιθανό να εμφανιστούν κατά την ανάπτυξη του πάρκου. Τα εμπόδια αυτά ταξινομούνται σε τρεις βασικές κατηγορίες: τεχνολογικά, περιβαλλοντικά και νομοθετικά. Ο προσδιορισμός και η αξιολόγηση της σημασίας αυτών των εμποδίων συμβάλει στην καλύτερη γνώση αυτής της νέας τεχνολογίας και στην επίλυση τους το συντομότερο δυνατό.

Ένα πολύ σημαντικό θέμα που αντιμετωπίζει ένας σχεδιαστής υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι το γεγονός ότι τα έργα αυτά σχεδιάζονται βάσει συγκεκριμένων τοποθεσιών. Πιο συγκεκριμένα, το βάθος και οι κυματικές συνθήκες της περιοχής επηρεάζει τον τύπο και το μέγεθος του θεμελίου, το αιολικό δυναμικό επηρεάζει την επιλογή των στροβίλων και της τουρμπίνας, η απόσταση από την ακτή επηρεάζει την κατασκευή υπεράκτιου υποσταθμού και το μήκος των καλωδίων εξαγωγής και η γεωλογία της περιοχής επηρεάζει τις απαιτήσεις θεμελίωσης και το σχεδιασμό των διαδρομών των καλωδίων. Για όλους αυτούς τους λόγους πολλά υπεράκτια αιολικά έργα, εμπορικά ή πιλοτικά, έχουν ακυρωθεί ή επανεξεταστεί (Kaiser and Snyder, 2010).

Επίσης, υπάρχουν πολλοί περιορισμοί που βασίζονται στο υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο και σχετίζονται με τον αντίκτυπο των αιολικών πάρκων στο φυσικό περιβάλλον. Οι περιορισμοί αυτοί αναφέρονται κυρίως στον αποκλεισμό όλων των περιοχών Ramsar και Natura 2000, καθώς και μιας ζώνης ασφαλείας 500 μέτρων από την ακτή. Επίσης, απαγορευτικές για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων είναι περιοχές που θεωρούνται διαδρομές μεταναστευτικών πουλιών, περιοχές που χαρακτηρίζονται από λιβάδια *Posidonia Oceanica* και βιότοποι προτεραιότητας όπου σχηματίζονται διάφορα θαλάσσια είδη (Panagiotidou et al., 2016).

Η κατασκευή ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, όπως είναι λογικό, θα έχει και κάποιες επιδράσεις στα τοπικά οικοσυστήματα, καθώς θα προκληθεί αποσύνθεση της περιοχής γύρω από το πάρκο και προσωρινή μετατόπιση της πανίδας έως ότου ολοκληρωθούν οι εργασίες. Σοβαρός κίνδυνος υπάρχει επίσης και για την υποβάθμιση της περιοχής από τις εργασίες υποδομής ενώ τα επίπεδα σκόνης και θορύβου ενδέχεται να είναι επιβλαβή για τα θαλάσσια θηλαστικά (Οικονομου et al., 2009). Ειδικότερα, κατά τη

διάρκεια εγκατάστασης των monopiles, τα επίπεδα θορύβου των γεωτρήσεων είναι τόσο ακραία που προκαλούν βλάβη στους ιστούς των θηλαστικών (Soukissian et al., 2020).

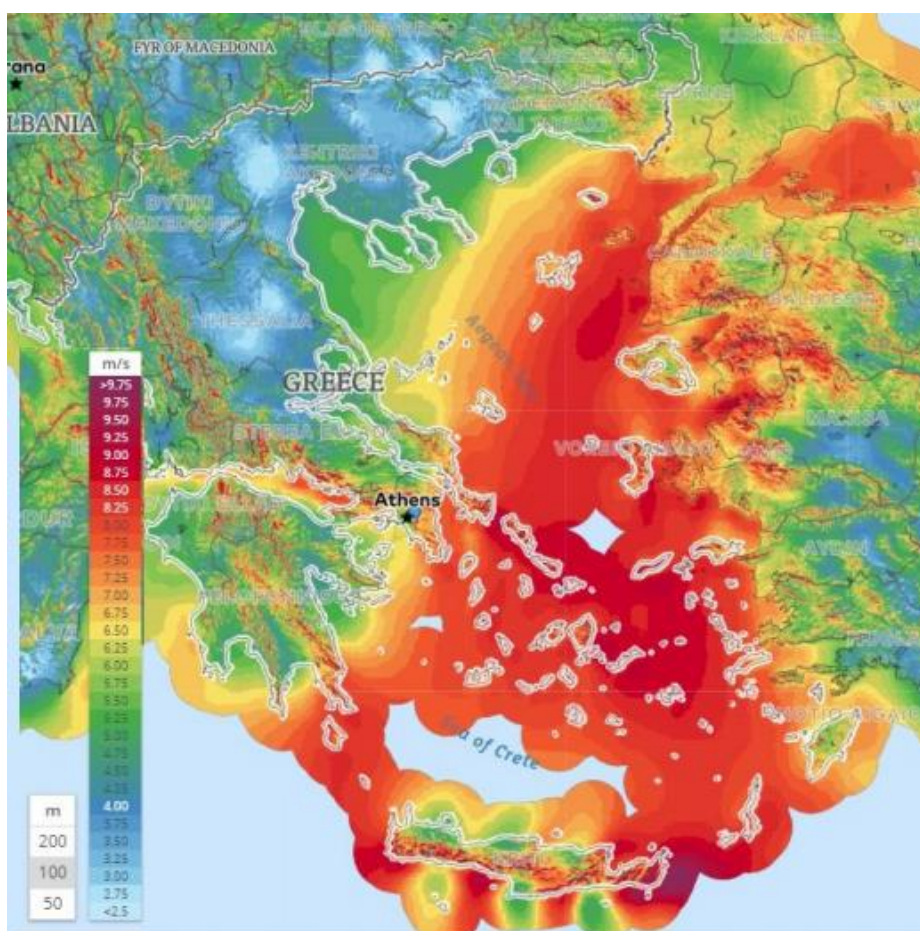
Τα κύρια τεχνικά προβλήματα που συναντώνται συχνότερα είναι η έλλειψη υποδομής και η μη διαθεσιμότητα ενός αξιόπιστου δικτύου, εξαιτίας των οποίων δεν μπορεί να απορροφηθεί η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από το αιολικό πάρκο. Η απώλεια παραγωγής λόγω έλλειψης σταθερού δικτύου φτάνει το 10-20%, γεγονός που αποτελεί την κύρια αιτία για τη χαμηλή ενεργειακή απόδοση ορισμένων μονάδων ανεξάρτητα από την επάρκεια των ανεμολογικών δεδομένων (Bansal et al., 2002).

Ένα πολύ συχνό εμπόδιο που παρατηρείται κατά τις διαδικασίες εγκατάστασης της υπεράκτιας πλατφόρμας, σχετίζεται με τον τύπο του εδάφους και συγκεκριμένα όταν κάτω από την άμμο του πυθμένα υπάρχουν βράχοι οι οποίοι πρέπει να τρυπηθούν. Επίσης, αν η επιφάνεια είναι διαβρώσιμη, αυτό μπορεί να οδηγήσει σε δομική αστάθεια της κατασκευής, οπότε θα χρειαστεί προστασία από τη διάβρωση η οποία θα προσθέσει χρόνο και κόστος στο έργο. Στην ιδανική περίπτωση, οι διαδικασίες ανάπτυξης του υπεράκτιου αιολικού πάρκου, θα πραγματοποιούνταν τις εποχές με τις ευνοϊκότερες καιρικές συνθήκες, ωστόσο αυτό δεν είναι δυνατό, και οι εργασίες, συχνά, λαμβάνουν χώρα κάτω από αντίξοες συνθήκες.

Ακόμη, η εγκατάσταση των καλωδίων εξαρτάται από τη διάταξη και τον αριθμό των ανεμογεννητριών, τον τύπο του εδάφους, το βάθος της ταφής, την απόσταση από την ακτή και τις απαιτήσεις προστασίας από διάβρωση. Τα καλώδια εσωτερικής συστοιχίας εγκαθίστανται σε μήκη ίσα με την απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών (συνήθως μικρότερη από 1km), ενώ τα καλώδια εξαγωγής είναι τουλάχιστον όσο η απόσταση του πάρκου από την ακτή (συνήθως 3-60 km). Αυτό συνεπάγεται ότι ένα καλώδιο εσωτερικής συστοιχίας μπορεί να ζυγίζει 10-20 τόνους, ενώ ένα καλώδιο εξαγωγής 500-700 τόνους για ένα αιολικό πάρκο με απόσταση 10km από την ακτή. Το πολύ μεγάλο βάρος τους επηρεάζει τόσο τη μεταφορά όσο και την τοποθέτησή τους. Τέλος, το βάθος της ταφής των καλωδίων επηρεάζεται σημαντικά από τον τύπο του εδάφους, καθώς αυξήσεις στο απαιτούμενο βάθος ταφής αυξάνουν την πιθανότητα επαφής με συνθήκες κάτω από την επιφάνεια που δεν είναι κατάλληλες για ταφή (Kaiser and Snyder, 2010).

3.4 Η κατάσταση στο Αιγαίο

Το Αιγαίο Πέλαγος είναι μια νησιωτική περιοχή της Ελλάδας, με εξαιρετικό αιολικό δυναμικό, καθώς σε ορισμένες περιοχές η ταχύτητα ανέμου ξεπερνά τα 9 m/s, το οποίο μπορεί να συμβάλει στην εκπλήρωση των ενεργειακών απαιτήσεων των τοπικών κοινωνιών. Τα νησιά του Αιγαίου έχουν προσελκύσει εδώ και πολύ καιρό το ενδιαφέρον για έρευνα όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι οποίες μπορούν να αυξήσουν και να προωθήσουν τόσο την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού όσο και μια αυτόνομη και βιώσιμη οικονομία (Oikonomou et al., 2009).



Εικόνα 3.11: Ταχύτητα ανέμου ελληνικών θαλασσών, (Global Wind Atlas)

Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 3.11, το Αιγαίο διαθέτει περιοχές με ισχυρούς ανέμους, που συναντώνται κυρίως στο κεντρικό Αιγαίο Πέλαγος, και ιδιαίτερα μεταξύ Ικαρίας και Μυκόνου όπου η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου είναι της τάξης των 8m/s. Η υψηλότερη μέση ετήσια διακύμανση, είναι της τάξης του 80% και εμφανίζεται σε

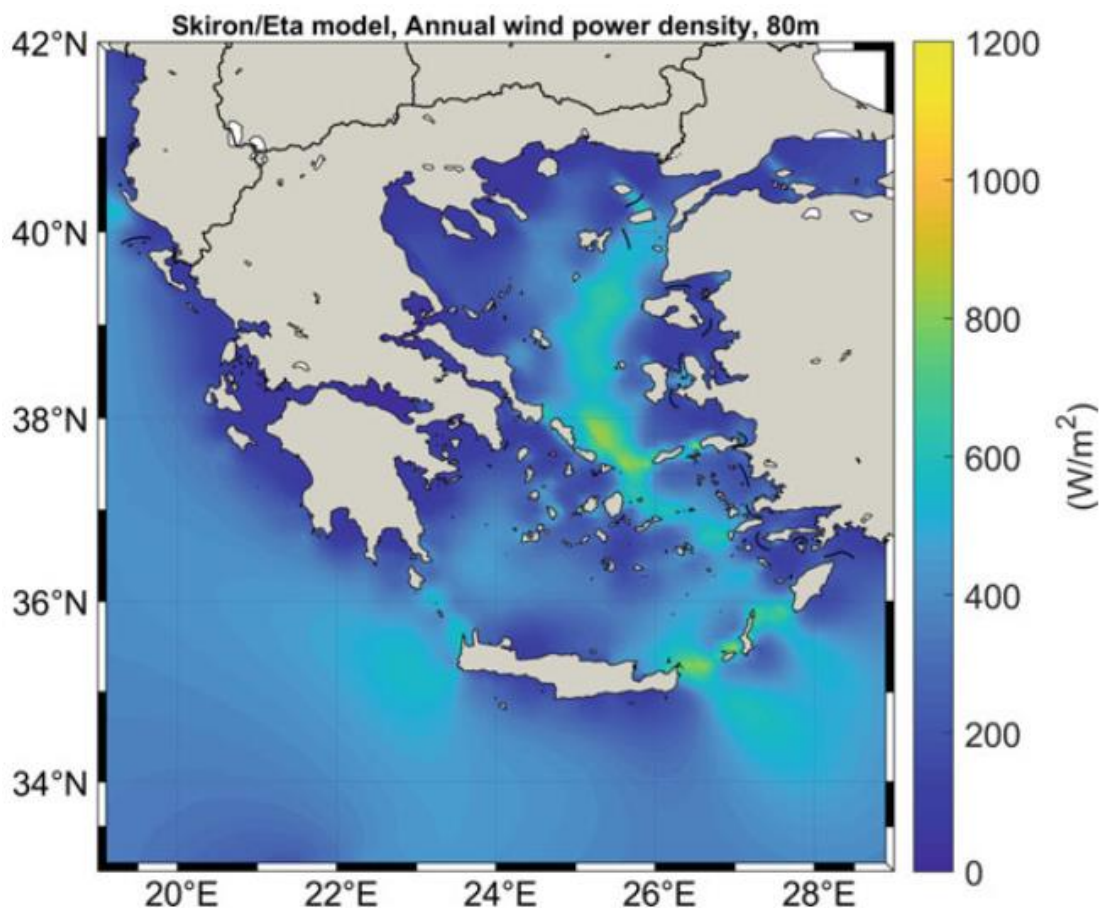
περιοχές του βορείου Αιγαίου, ενώ η μεγαλύτερη διετή διακύμανση είναι περίπου 7-8% και εμφανίζεται στις ακτές του νότιου Ιονίου και του βόρειου Αιγαίου (Soukissian et al., 2020). Παρά το εξαιρετικό αιολικό δυναμικό της περιοχής, τα περισσότερα από τα κατοικημένα νησιά εξακολουθούν να καλύπτουν τις ανάγκες τους σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω μικρών παρωχημένων κινητήρων εσωτερικής καύσης που καταναλώνουν ντίζελ, πετρέλαιο και μαζούτ, με αποτέλεσμα το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να είναι αρκετά υψηλό. Σε αυτό το πλαίσιο, η διαθέσιμη ισχύς είναι κακή, ενώ αντιμετωπίζεται συχνά ένα σημαντικό πρόβλημα ανεπαρκούς τροφοδοσίας, ειδικά κατά τη διάρκεια της τουριστικής περιόδου όπου η μέγιστη αύξηση ζήτησης φορτίου πλησιάζει το 500% (Kaldellis et al., 2017).

Ο Ευρωπαϊκός Οργανισμός Αιολικής ενέργειας (EWEA), στοχεύει στην ανάπτυξη άνω των 100 GW από μελλοντικά αιολικά πάρκα, 0.71 εκ των οποίων στην Ελλάδα. Η εκτιμώμενη διαθέσιμη υπεράκτια περιοχή στην Ελλάδα είναι πάνω από 30000 km² και στόχος της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι το 2030 η υπεράκτια αιολική ενέργεια στην Ελλάδα να φτάσει τα 100000 MW (Georgiou and Areal, 2015). Η υπεράκτια αιολική ενέργεια είναι μια πολύ καινούρια, και ταυτόχρονα πολλά υποσχόμενη τεχνολογία, για τις ελληνικές θάλασσες. Περιοχές με πυκνότητα αιολικής ισχύος πάνω από 260 Watt/m², θεωρούνται κατάλληλες για ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 3.12, ένα πολύ μεγάλο μέρος των ελληνικών θαλασσών είναι κατάλληλο για ανάπτυξη υπεράκτιας αιολικής ενέργειας (Soukissian et al., 2020).

Οι τιμές της μέσης ετήσιας πυκνότητας υπεράκτιου ανέμου έχουν ανεβάσει τις ελληνικές θάλασσες στη δεύτερη θέση μεταξύ των θαλασσών της Μεσογείου, γεγονός που αναδεικνύει ότι η εκμετάλλευση του υπεράκτιου ανέμου είναι η πιο ελπιδοφόρα πηγή ανανεώσιμης ενέργειας για τις ελληνικές θάλασσες. Οι μετρήσεις πραγματοποιήθηκαν σε ύψος 80m πάνω από την επιφάνεια της θάλασσας, ώστε να αντικατοπτρίζουν το τυπικό ύψος μιας ανεμογεννήτριας. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν δείχνουν ότι οι περιοχές με τις υψηλότερες μέσες ετήσιες πυκνότητες ισχύος είναι το κεντρικό και νοτιοανατολικό Αιγαίο, με 900 W/m² και ακολουθεί η περιοχή μεταξύ της Κρήτης και των Κυθίων (Soukissian et al., 2020).

Ωστόσο, η ανάπτυξη των υπεράκτιων αιολικών πάρκων βρίσκεται ακόμη σε βρεφικό στάδιο στην Ελλάδα, καθώς η πλειονότητα των υπεράκτιων αιολικών έργων είτε έχει ακυρωθεί είτε παραμένει σε αδρανή κατάσταση. Δύο τέτοια έργα (Θράκη

χωρητικότητα 216 MW και Λήμνος χωρητικότητα 498 MW) έλαβαν άδεια παραγωγής από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, αλλά δεν έχουν προχωρήσει ακόμη σε περιβαλλοντικές μελέτες και διαπραγματεύσεις σύνδεσης δικτύου. Ένας από τους λόγους για τους οποίους συμβαίνει αυτό, σχετίζεται με τα γεωμορφολογικά χαρακτηριστικά των ελληνικών θαλασσών και ειδικότερα στη δυσμενή κατάσταση των βαθυμετρικών συνθηκών σε αυτές, καθώς η ελληνική υφαλοκρηπίδα είναι πολύ στενή. Αυτό σημαίνει ότι τα βάθη μέχρι 40m βρίσκονται πολύ κοντά στην ακτή και η κατασκευή ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου θα προκαλέσει οπτική όχληση. Για το λόγο αυτό καθώς και για το γεγονός ότι όσο πιο μακριά από την ακτή τα ανεμολογικά δεδομένα είναι καλύτερα, προτείνεται η λύση των πλωτών κατασκευών για τις ελληνικές θάλασσες (Soukissian et al., 2017).



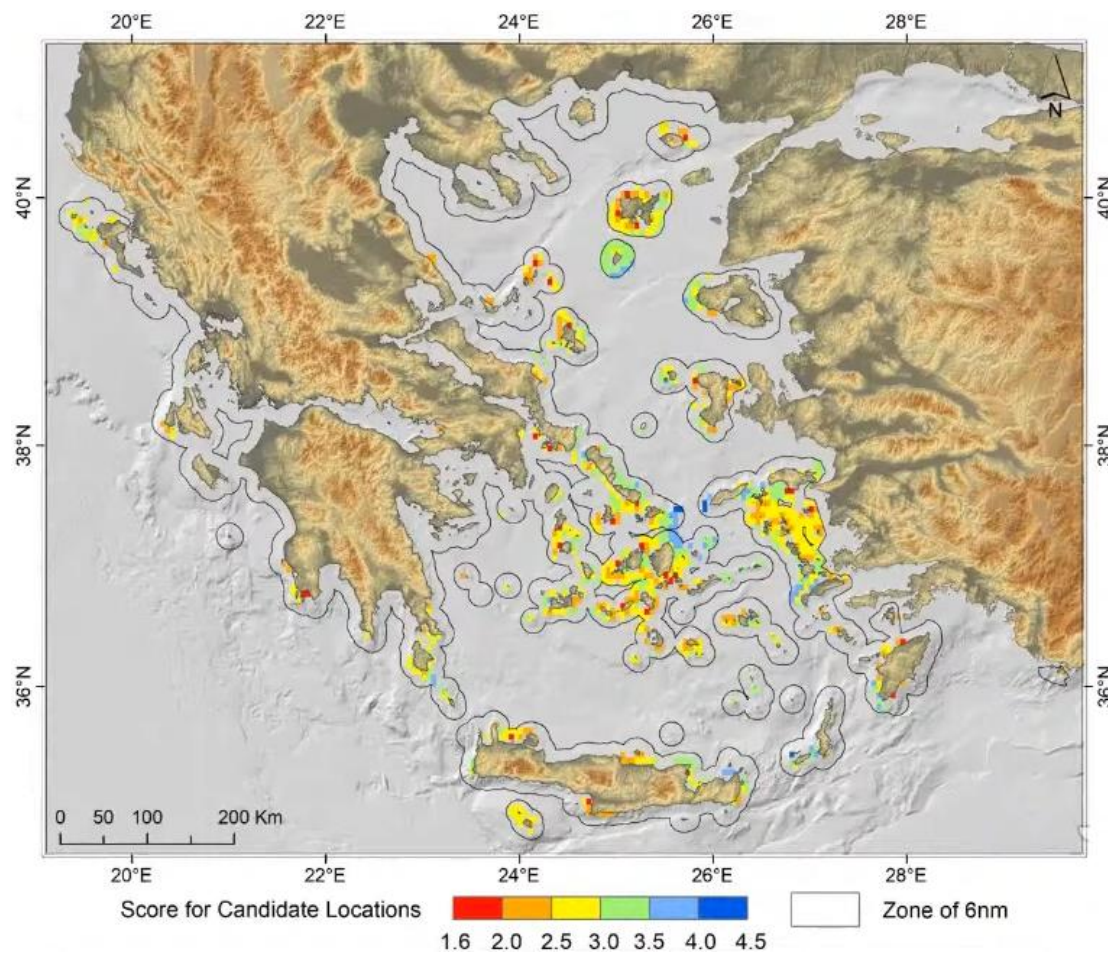
Εικόνα 3.12: Μέση ετήσια πυκνότητα αιολικής ενέργειας στις ελληνικές θάλασσες σε ύψος 80m από την επιφάνεια της θάλασσας, (Soukissian et al., 2020)

Ένας ακόμη πολύ σημαντικός παράγοντας που δεν βοήθησε την ανάπτυξη τέτοιων έργων είναι η οικονομική κρίση που ξέσπασε στην Ελλάδα και εμπόδισε, μεταξύ άλλων, τις επενδύσεις. Ωστόσο, ο νόμος 4414/2016 που δημοσιεύθηκε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, στις 9 Αυγούστου 2016, περιείχε ένα νέο σύστημα στήριξης για την ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ. Με το νόμο αυτό, προωθείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην εθνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με ανταγωνιστικές προσφορές και δίνονται οι κατευθυντήριες γραμμές της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τις κρατικές επιχορηγήσεις που αφορούν την προστασία του περιβάλλοντος και της ενέργειας. Ο νόμος αυτός αναμένεται να επιτύχει μια αναδιάρθρωση του υφιστάμενου εθνικού ενεργειακού τομέα, κάνοντας τις σχετικές επενδύσεις πολύ πιο ελκυστικές, καθιστώντας έτσι την ανάπτυξη των υπεράκτιων αιολικών πάρκων στις ελληνικές θάλασσες πιο ευημερούσα τα επόμενα χρόνια (Soukissian et al., 2020).

Η έλλειψη δικτύων υψηλής τάσης, τα οποία είναι απαραίτητα για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, και η ενσωμάτωση της παραγόμενης ισχύος, είναι ένα ακόμη εμπόδιο για την ανάπτυξη αυτής της τεχνολογίας. Επίσης, αν και οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ θεωρούνται φιλικές προς το περιβάλλον, δεν μπορούν να εγκατασταθούν χωρίς μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Christoforaki and Tsoutsos, 2017). Η Ελλάδα έχει ορίσει 202 περιοχές ειδικής προστασίας και 241 τοποθεσίες κοινοτικής σημασίας, επεκτείνοντας πρόσφατα το δίκτυο Natura 2000. Σύμφωνα με τις οδηγίες της ΕΕ για την ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων, οι θαλάσσιες προστατευόμενες περιοχές και οι τοποθεσίες Natura 2000 χαρακτηρίζονται είτε περιορισμένες, εάν ο σχεδιασμός και η κατασκευή των υπεράκτιων αιολικών πάρκων έχει προβλέψει την προστασία τους, ή απαγορευμένες μετά από επιτόπια λεπτομερή μελέτη (Spyridonidou et al., 2020).

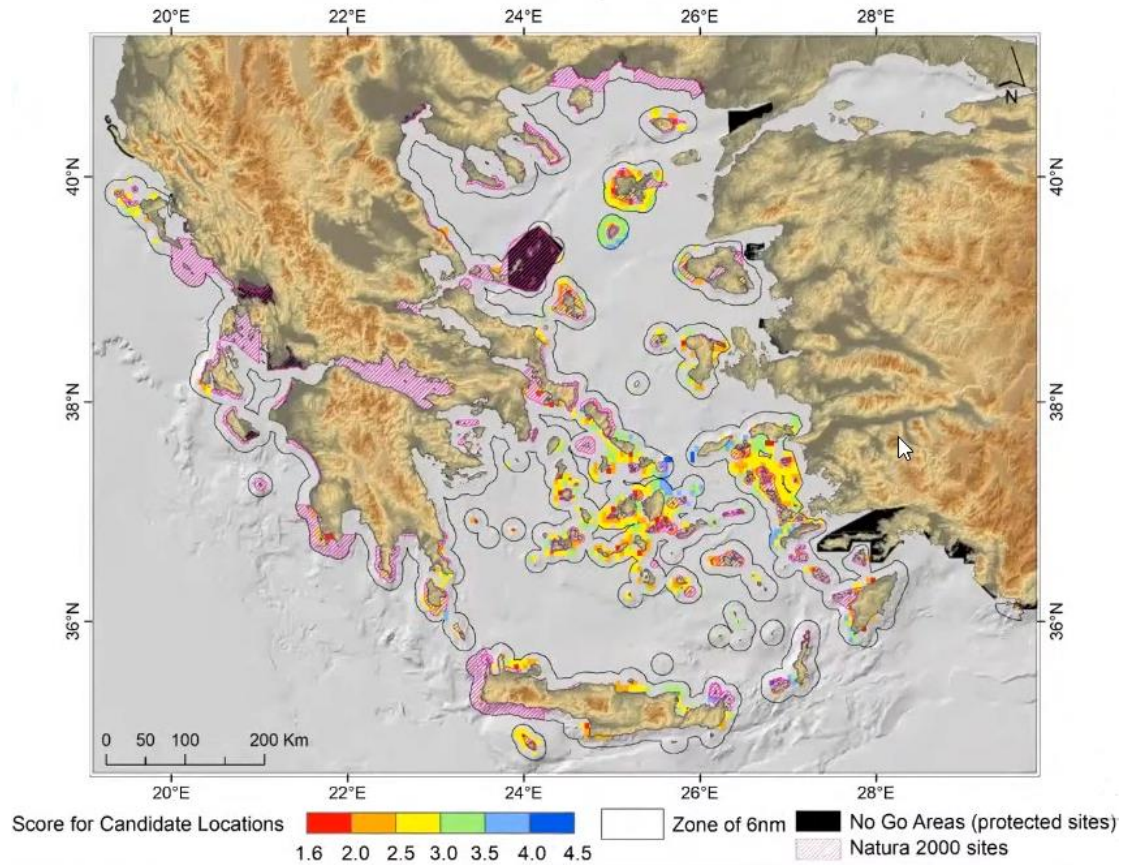
Μέσα από ένα ευρωπαϊκό πρόγραμμα, για το οποίο ήταν υπεύθυνο το ΕΛΚΕΘΕ και ολοκληρώθηκε το 2017, αναπτύχθηκε ένα αποτελεσματικό εργαλείο θαλάσσιου σχεδιασμού για τη συγκριτική αξιολόγηση πιθανών τοποθεσιών όσον αφορά την ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Το εργαλείο αυτό λαμβάνει υπόψη την ταχύτητα του ανέμου, το βάθος πυθμένα, την απόσταση από την ακτή (χωρίς υπέρβαση του ορίου των 6 ναυτικών μιλίων), την εγγύτητα σε μεγάλα λιμάνια, την υπάρχουσα υποδομή ηλεκτρικού δικτύου και το είδος του ιζήματος στον πυθμένα. Με βάση αυτή την αξιολόγηση, προκύπτει ο χάρτης που φαίνεται στην Εικόνα 3.13 με τις πιο ευνοϊκές

περιοχές για ανάπτυξη υπεράκτιου αιολικού πάρκου, με το 1.6 να είναι η λιγότερο ευνοϊκή περίπτωση και το 4.5 η περισσότερο ευνοϊκή.



Εικόνα 3.13: Πιθανές περιοχές ανάπτυξης υπεράκτιου αιολικού πάρκου, (ΕΛΚΕΘΕ)

Επίσης, στην παραπάνω αξιολόγηση προστέθηκαν οι περιοχές που έχουν περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Λήφθηκαν υπόψη οι δύο βασικότεροι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που υπάρχουν, δηλαδή οι θαλάσσιες προστατευόμενες περιοχές και οι περιοχές Natura 2000, και προέκυψε η Εικόνα 3.14. Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι η ευνοϊκότερη περιοχή, από τεχνολογική άποψη, για ανάπτυξη υπεράκτιας αιολικής ενέργειας στις ελληνικές θάλασσες, βρίσκεται βόρεια και ανατολικά της Μυκόνου και ακολουθεί μια περιοχή στα δυτικά της Ικαρίας.



Εικόνα 3.14: Συνολικός χάρτης ευνοϊκότερων περιοχών λαμβάνοντας υπόψη περιβαλλοντικούς περιορισμούς, (ΕΛΚΕΘΕ)

Τέλος, η στάση του κόσμου, η οποία σε αντίστοιχα έργα χερσαίων ανεμογεννητριών είναι αρνητική, εξαιτίας κυρίως της οπτικής διαταραχής και του θορύβου, όσον αφορά τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες είναι θετική. Πιο συγκεκριμένα, στα νησιά Κρήτη και Τήλος πραγματοποιήθηκαν έρευνες σχετικά με την γνώμη του κόσμου όσον αφορά την εγκατάσταση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου κοντά στην περιοχή τους και η συντριπτική πλειοψηφία των ερωτηθέντων και στα δύο νησιά ήταν υποστηρικτική ως προς ένα τέτοιο εγχείρημα. Η αντίληψη του κοινού προκαλεί μεγάλη ανησυχία για την ανάπτυξη τέτοιων έργων, καθώς μπορεί να καθορίσει την ανάπτυξη του. Για το λόγο αυτό, η ενημέρωση των τοπικών παραγόντων και των πολιτών, σχετικά με τον θετικό και τον αρνητικό αντίκτυπο αυτών των έργων, θα πρέπει να γίνεται με διαφάνεια ώστε η ολοκλήρωση των διαδικασιών να γίνει χωρίς διαμάχες μεταξύ των επενδυτών και των τοπικών φορέων (Stephanides et al., 2019).

Κεφάλαιο 4: Υβριδική Ενέργεια

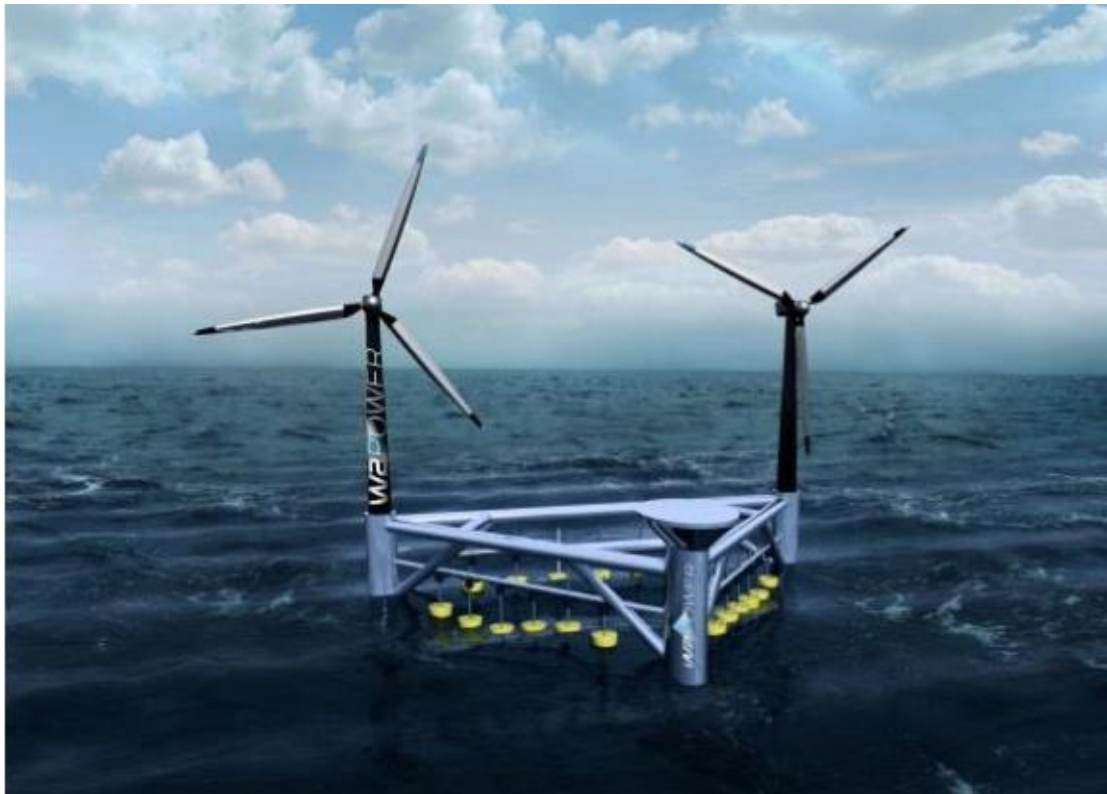
Η ενέργεια των ωκεανών, συχνά αναφερόμενη και ως γαλάζια ενέργεια, η οποία περιλαμβάνει τόσο την υπεράκτια αιολική ενέργεια όσο και την κυματική ενέργεια, εμφανίζει μεγάλες δυνατότητες για ανάπτυξη. Παρά το γεγονός ότι οι δυνατοί συνδυασμοί τεχνολογιών ενέργειας των ωκεανών είναι πολλοί, όπως αιολική με ηλιακή και αιολική με υδροηλεκτρική, η παρούσα εργασία ασχολείται μόνο με τον συνδυασμό της υπεράκτιας αιολικής με την κυματική ενέργεια. Η αποτελεσματική αξιοποίηση και εκμετάλλευση αυτών των δύο μορφών ανανεώσιμης ενέργειας, συνδέεται άμεσα με τις μακροπρόθεσμες ενεργειακές πολιτικές της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας, την οικονομική ανάπτυξη και τη μείωση των εκπομπών CO₂ (Vasileiou et al., 2017). Παρά το γεγονός όμως ότι οι δύο αυτές μορφές ανανεώσιμης ενέργειας συνυπάρχουν στο ίδιο περιβάλλον και αντιμετωπίζουν παρόμοιες προκλήσεις, το τεχνολογικό επίπεδο ωριμότητας τους διαφέρει καθώς η εκμετάλλευση της κυματικής ενέργειας βρίσκεται ακόμη σε πρώιμο στάδιο (Perez-Collazo, 2015).

Η βιομηχανία κυματικής ενέργειας, παρά το γεγονός ότι ξεκίνησε πριν από τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, έχει να αναδείξει έναν πολύ μικρό αριθμό έργων συνδεδεμένων σε δίκτυο πλήρους κλίμακας. Η έλλειψη εμπειρίας εμποδίζει την αξιολόγηση της σκοπιμότητας τέτοιων έργων στη βιομηχανία με αποτέλεσμα να ενέχουν σημαντικό ρίσκο για τους επενδυτές. Από την άλλη πλευρά, η υπεράκτια αιολική ενέργεια, παρά το γεγονός ότι είναι μια πολύ πρόσφατη τεχνολογία, έχει να αναδείξει έναν αξιοσημείωτο αριθμό έργων που συνδέονται με το δίκτυο. Επίσης, η τεχνολογία αυτή, όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 3, βασίζεται σε μεγάλο ποσοστό στις γνώσεις που ήδη υπάρχουν από την υπεράκτια βιομηχανία πετρελαίου.

Ο συνδυασμός της υπεράκτιας αιολικής και της κυματικής ενέργειας είναι ένα πολύ πρόσφατο ερευνητικό θέμα, με πολλά πλεονεκτήματα, το οποίο αναμένεται να αναπτυχθεί πολύ τα επόμενα χρόνια. Τα συστήματα συνδυασμού κύματος και υπεράκτιου ανέμου ταξινομούνται με βάση το βαθμό συνδεσιμότητας μεταξύ των υπεράκτιων ανεμογεννητριών και των μονάδων εκμετάλλευσης της κυματικής ενέργειας (WEC), σε συν-εντοπισμένα, υβριδικά και νησιωτικά συστήματα (Perez-Collazo, 2015). Η παρούσα εργασία ασχολείται μόνο με τα υβριδικά συστήματα.

Ένα υβριδικό σύστημα συνδυάζει μια υπεράκτια ανεμογεννήτρια και ένα WEC στην ίδια δομή. Τα συστήματα αυτά μπορούν να ταξινομηθούν, αναλόγως την υποδομή

τους, σε σταθερά και κυμαινόμενα βάθη, κατάλληλα για ρηγά και βαθιά νερά, αντίστοιχα. Τα πρώτα είναι συστήματα που στηρίζονται στις υπάρχουσες υποδομές, που χρησιμοποιούνται στις υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις, για να φιλοξενήσουν ένα WEC. Τα δεύτερα είναι νέα συστήματα, που εμφανίστηκαν με την ανάπτυξη των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών, τα οποία ενσωματώνουν το WEC στην πλωτή πλατφόρμα για να χρησιμοποιηθεί ως αποσβεστήρας των κινήσεων της πλατφόρμας (Εικόνα 4.1) (Perez-Collazo, 2014).



Εικόνα 4.1: Πλωτό υβριδικό σύστημα, (Perez-Collazo, 2014)

4.1 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα

Η ενσωμάτωση του WEC στην πλωτή πλατφόρμα, εκτός του ότι ενεργεί σαν αποσβεστήρας, αξιοποιεί την ενέργεια των κυμάτων που προσπίπτουν στην κατασκευή μειώνοντας τις επιπτώσεις που έχουν αυτά στην απόδοση της ανεμογεννήτριας. Επίσης, εκτός από την ενέργεια που παράγουν οι ανεμογεννήτριες, θα παραχθεί ενέργεια και από το WEC, με αποτέλεσμα να αυξηθεί η συνολική απόδοση της κατασκευής. Το γεγονός ότι οι δύο αυτές συσκευές εκμετάλλευσης ανανεώσιμης ενέργειας βρίσκονται πάνω στην ίδια υποδομή, συνεπάγεται ότι υπάρχουν λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε σχέση με μεμονωμένα συστήματα, καθώς η πληγείσα περιοχή είναι μικρότερη, οδηγώντας σε καλύτερη χρήση των φυσικών πόρων (Karimirad and Koushan, 2016).

Όσον αφορά το οικονομικό σκέλος, το γεγονός ότι οι τεχνολογίες των κυμάτων και του υπεράκτιου ανέμου βρίσκονται στην ίδια δομή και χρησιμοποιούν κοινή υποδομή ηλεκτρικού δικτύου, συνεπάγεται μια σημαντική μείωση του κόστους του συνολικού έργου, καθώς τα δύο αυτά στοιχεία αποτελούν περίπου τα 2/3 του συνολικού κόστους των μεμονωμένων εγκαταστάσεων. Επίσης, ο ακριβός εξειδικευμένος εξοπλισμός που απαιτείται, όπως λιμενικός χώρος και σκάφη εγκατάστασης, και η κοινή λειτουργία και συντήρηση του υβριδικού συστήματος, μειώνει το συνολικό κόστος (Perez-Collazo, 2015).

Τέλος, με το συνδυασμό των δύο μορφών ανανεώσιμης ενέργειας, αναμένεται καλύτερη προβλεψιμότητα καθώς ο κυματικός πόρος είναι πιο προβλέψιμος και λιγότερο μεταβλητός από τον αιολικό. Έτσι, μειώνονται οι ξαφνικές αποσυνδέσεις από το ηλεκτρικό δίκτυο, αυξάνεται η διαθεσιμότητα μειώνοντας τις ώρες κατά τις οποίες δεν υπάρχει δραστηριότητα και πραγματοποιείται μια πιο ακριβής πρόβλεψη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Perez-Collazo, 2015). Αξίζει να σημειωθεί ότι σε κλειστές λεκάνες ο κυματικός πόρος μεταβάλλεται περισσότερο από τον αντίστοιχο αιολικό, σύμφωνα με τους Kalogeri et al. (2017). Αυτό συμβαίνει, κυρίως, σε περιοχές όπου το κυματικό δυναμικό εμφανίζει χαμηλές μέσες τιμές (<10 kW/m) και επηρεάζεται συχνά από καταιγίδες.

Από την άλλη πλευρά, το γεγονός ότι το τεχνολογικό επίπεδο ωριμότητας της κυματικής ενέργειας είναι πολύ πιο χαμηλό σε σχέση με την υπεράκτια αιολική ενέργεια, δημιουργεί ορισμένα ζητήματα ως προς την ανάπτυξη ενός τέτοιου

εγχειρήματος. Ένα από αυτά τα ζητήματα είναι ότι ενδέχεται να προκληθούν πολύ μεγάλοι χρόνοι ανάπτυξης, οι οποίοι συνεπάγονται αύξηση του κόστους του έργου. Επίσης, η έλλειψη εμπειρίας σε υβριδικά έργα θα μπορούσε να σημαίνει υψηλότερο κόστος ασφάλισης.

Επιπλέον, σε μια υβριδική κατασκευή γίνεται ένας αμοιβαίος συμβιβασμός, μεταξύ των δύο μορφών ανανεώσιμης ενέργειας, όσον αφορά την επιλογή της τοποθεσίας εγκατάστασης, καθώς είναι σίγουρο ότι τα αυτόνομα συστήματα τοποθετούνται σε τοποθεσίες πιο ιδανικές σε σύγκριση με τα υβριδικά. Τέλος, η συνύπαρξη πλωτών WEC με υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, θα μπορούσε να αυξήσει τον κίνδυνο ατυχήματος ή ζημιάς σε περίπτωση αστοχίας της πρόσδεσης στο WEC (Perez-Collazo, 2014).

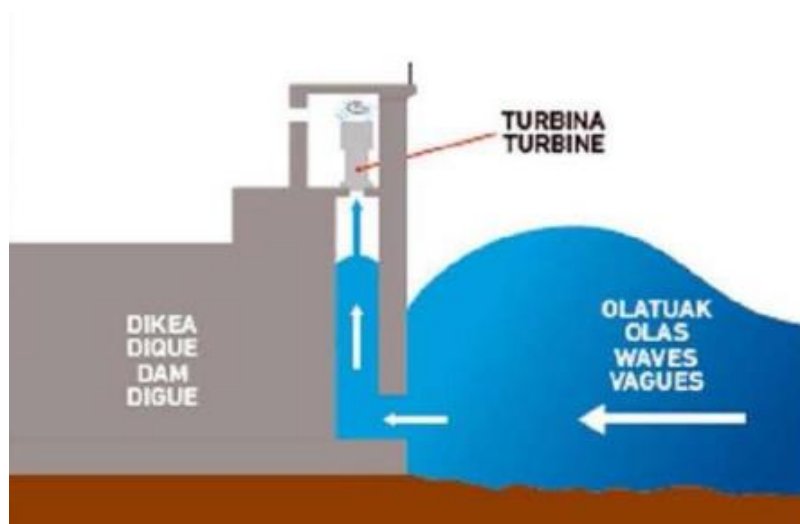
Ωστόσο, αυτά τα ζητήματα μπορούν να λειτουργήσουν σαν πρόκληση ώστε να αναπτυχθούν νέες έρευνες και τεχνολογικές γνώσεις, οι οποίες με την περαιτέρω ανάπτυξη και την καινοτομία θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε μια βελτιωμένη αξιοποίηση τόσο της συνδυασμένης εκμετάλλευσης της κυματικής και της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας, αλλά και των μεμονωμένων αυτών συστημάτων παραγωγής καθαρής ενέργειας.

4.2 Τεχνολογία WEC (Wave Energy Converter) για υβριδικά συστήματα

Η ιδέα εκμετάλλευσης της κυματικής ενέργειας αν και έχει εμφανιστεί πριν αρκετό καιρό, η ανάπτυξη της είναι τέτοια που την κατατάσσει μέσα στις νέες τεχνολογίες. Σχεδόν όλες οι συσκευές μετατροπής της κυματικής ενέργειας βρίσκονται σε πρωταρχικό στάδιο και για το λόγο αυτό τα τελευταία χρόνια έχουν γίνει εντατικές ερευνητικές προσπάθειες με στόχο την ανάπτυξη τους. Για να ωριμάσει όμως τεχνολογικά η κυματική ενέργεια, και κατ' επέκταση και η υβριδική ενέργεια, απαιτείται καλή κατανόηση των υφιστάμενων τεχνολογιών WEC. Τα WEC ταξινομούνται, με βάση την αρχή δέσμευσης της ενέργειας, σε ταλαντευόμενες στήλες νερού, ευρέως γνωστές ως OWC, ταλαντευόμενα σώματα και συσκευές υπερπήδησης.

Ταλαντευόμενες στήλες νερού (OWC) (Oscillating Water Columns)

Τα OWC είναι συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας με ημι-βυθισμένο θάλαμο, τα οποία περιέχουν έναν παγιδευμένο θύλακα αέρα πάνω από μια στήλη νερού. Η παρουσία κύματος οδηγεί τη στήλη νερού να ενεργεί σαν έμβολο, δηλαδή να κινείται πάνω-κάτω αναγκάζοντας με αυτό τον τρόπο τον αέρα να βγει από τον θάλαμο και να επιστρέψει σε αυτό. Αυτή η συνεχόμενη κίνηση δημιουργεί ένα ρεύμα αναστροφής αέρα υψηλής ταχύτητας, το οποίο μέσω μιας ομάδας στροβίλων, οι οποίες λειτουργούν σε αυτή τη φάση σαν γεννήτριες, διοχετεύεται για την παραγωγή ηλεκτρισμού (Perez-Collazo, 2015).



Εικόνα 4.2: Σχηματική αναπαράσταση ενός OWC, (Perez-Collazo, 2015)

Το μεγάλο πλεονέκτημα αυτών των συστημάτων, έναντι των υπολοίπων συσκευών μετατροπής κυματικής ενέργειας, έγκειται στην αξιοπιστία τους, καθώς είναι απλές και καλά δοκιμασμένες συσκευές, χωρίς κινούμενα μέρη (εκτός από τον αεροστρόβιλο). Εξίσου σημαντικό είναι το γεγονός ότι η τεχνολογία αυτή είναι κατάλληλη για όλα τα πιθανά περιβάλλοντα εκμετάλλευσης της κυματικής ενέργειας και μέχρι στιγμής έχουν αναπτυχθεί πρωτότυπα τόσο για ακτογραμμές και ακτές όσο και για υπεράκτιες τοποθετήσεις. Ορισμένα αντιπροσωπευτικά παραδείγματα συσκευών OWC είναι το GreenWave και το Wavegebs Limpet στο Ηνωμένο Βασίλειο, το Mutriku (Εικόνα 4.3) στην Ισπανία, το Pico Plant στην Πορτογαλία και τα OE Buoy και Oceanix στην Αυστραλία (Perez-Collazo, 2015).



Εικόνα 4.3: Το OWC Mutriku τοποθετημένο σε κυματοθραύστη, (Perez-Collazo, 2015)

Ταλαντευόμενα σώματα (Oscillating bodies)

Τα ταλαντευόμενα σώματα είναι μια ομάδα συσκευών μετατροπής κυματικής ενέργειας οι οποίες εκμεταλλεύονται την ενέργεια αυτή μέσω ενός σώματος, το οποίο είναι συνήθως ένας πλωτήρας ή μια σημαδούρα. Η συσκευή αυτή αναγκάζεται να διατηρήσει μια ταλαντωτική κίνηση, η οποία μπορεί να είναι ανυψωτική ή κυκλική κίνηση. Τα ταλαντευόμενα σώματα είναι είτε πλωτές κατασκευές είτε συσκευές

εδρασμένες στον πυθμένα, οι οποίες είναι σχεδιασμένες με τέτοιο τρόπο ώστε να εκμεταλλεύονται μέχρι και τα πιο ισχυρά καθεστώτα κυμάτων που βρίσκονται σε βαθιά ύδατα. Γενικά, είναι πολύ πιο περίπλοκες συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας από τα OWC, καθώς οι πολλές διαφορετικές έννοιες και μέθοδοι μετατροπής της ταλαντωμένης κίνησης σε ηλεκτρική ενέργεια, έχουν δημιουργήσει πολλές και διαφορετικές συσκευές εκμετάλλευσης κυματικής ενέργειας (Perez-Collazo, 2015).

Το κύριο πλεονέκτημα που παρουσιάζουν αυτές οι συσκευές, σχετίζεται με το μικρό τους μέγεθος και το γεγονός ότι η πλειονότητα τους είναι πλωτές κατασκευές, κάτι που τις καθιστά πολύ ευπροσάρμοστες. Ωστόσο, σημαντικό μειονέκτημα αποτελεί το γεγονός ότι μέχρι σήμερα δεν έχει εμφανιστεί μια σαφής τεχνολογία σχετικά με αυτές τις συσκευές. Το γεγονός αυτό χρήζει ζωτικής σημασίας, την διεξαγωγή περισσότερης έρευνας με στόχο την βέλτιστη αξιοποίηση αυτής της τεχνολογίας και την αύξηση της απόδοσης αυτών των συσκευών. Η πιο γνωστή συσκευή ταλαντευόμενου σώματος είναι η συσκευή Pelamis (Εικόνα 4.4) στο Ηνωμένο Βασίλειο, ενώ άξιες αναφοράς είναι και οι συσκευές AWS και PowerBuoy στις ΗΠΑ, το Oyster το οποίο αναπτύχθηκε επίσης στο Ηνωμένο Βασίλειο και το WaveStar στη Δανία (Perez-Collazo, 2015).



Εικόνα 4.4: Συσκευή ταλαντευόμενου σώματος Pelamis, (Perez-Collazo, 2015)

Συσκευές υπερπήδησης (Overtopping)

Οι συσκευές υπερπήδησης είναι είτε πλωτές είτε εδρασμένες στον πυθμένα συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας. Οι συσκευές αυτές αποτελούν δομές δεξαμενής νερού, οι οποίες χρησιμοποιούν ανακλώμενους βραχίονες για την συγκέντρωση της κυματικής ενέργειας. Όταν τα κύματα φθάνουν στην κατασκευή, υπερπηδούν μια ράμπα και συγκρατούνται στη δεξαμενή. Η ενέργεια που παράγεται εξαιτίας του ύψους του συγκρατούμενου νερού πάνω από την επιφάνεια της θάλασσας, μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιώντας κλασσικούς υδροστροβίλους χαμηλής κεφαλής (Perez-Collazo, 2015).

Το βασικό πλεονέκτημα αυτών των συσκευών έγκειται στην απλότητα τους, καθώς αυτό που κάνουν ουσιαστικά είναι να αποθηκεύουν νερό, το οποίο όταν είναι αρκετό αφήνεται να φύγει μέσω μιας τουρμπίνας. Από την άλλη, τα κύρια μειονεκτήματά τους σχετίζονται με την χαμηλή κεφαλή (της τάξης των 1-2 m) και τις μεγάλες διαστάσεις τους, οι οποίες αντιστοιχούν σε συσκευή πλήρους κλίμακας. Μερικά αντιπροσωπευτικά παραδείγματα τέτοιων συσκευών είναι το WaveDragon στη Δανία, το Seawave Slot-Cone Generator στη Νορβηγία και το WaveCat (Εικόνα 4.5) στην Ισπανία (Perez-Collazo, 2015).



Εικόνα 4.5: Συσκευή υπερπήδησης WaveCat, (Perez-Collazo, 2015)

4.3 Σύγκριση κόστους και απόδοσης με την υπεράκτια αιολική ενέργεια

Όλα τα έργα, από την αρχή ως το τέλος, αποτελούνται από ένα σύνολο δραστηριοτήτων, οι οποίες συνεπάγονται ένα αντίστοιχο κόστος με την πάροδο του χρόνου, και οι οποίες καθορίζουν την σκοπιμότητα του έργου. Το κόστος του έργου καθορίζεται κυρίως από τις συσκευές από τις οποίες αποτελείται, από την περιοχή στην οποία βρίσκεται και από τις δαπάνες που απαιτούνται κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής του. Το κόστος αυτό λοιπόν είναι είτε κόστος κεφαλαίου (CAPEX) είτε κόστος λειτουργίας (OPEX) (Castro-Santos et al., 2016a).

Τα υβριδικά συστήματα, τα οποία αξιοποιούν ταυτόχρονα δύο διαφορετικούς ανανεώσιμους πόρους, μπορούν να θεωρηθούν μια πιο ανταγωνιστική, ως προς το κόστος, επιλογή μετατροπής των ανανεώσιμων πόρων σε ηλεκτρική ενέργεια (Astariz and Iglesias, 2015). Το γεγονός ότι η ανεμογεννήτρια και το WEC μοιράζονται την ίδια υποδομή, το ίδιο ηλεκτρικό σύστημα και οι διαδικασίες συντήρησης και λειτουργίας γίνονται ταυτόχρονα, συνεπάγεται ένα πολύ πιο χαμηλό συνολικό κόστος έργου, σε σχέση με το συνολικό κόστος που προκύπτει για δύο μεμονωμένα συστήματα παραγωγής ενέργειας. Συγκεκριμένα, το επιπρόσθετο κόστος που έχει ένα υβριδικό σύστημα σε σχέση με ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο, οφείλεται μόνο στο κόστος κατασκευής των συσκευών μετατροπής της κυματικής ενέργειας (Perez-Collazo, 2014).

Όσον αφορά την απόδοση, εκεί τα πράγματα είναι τελείως διαφορετικά, καθώς η παραγόμενη ενέργεια ενός υβριδικού συστήματος εξαρτάται από διάφορους παράγοντες. Οι ανεμογεννήτριες εξάγουν ισχύ με απόδοση η οποία εξαρτάται από την ταχύτητα ανέμου που πνέει στην περιοχή, από την αλληλεπίδραση με γειτονικούς στροβίλους και από τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν οι οποίες σε ακραίες περιπτώσεις αναγκάζουν τις ανεμογεννήτριες να διακόψουν τη λειτουργία τους. Τα WEC έχουν σχεδιαστεί με τέτοιο τρόπο ώστε να εγκαθίστανται σε τοποθεσίες με ένα συγκεκριμένο σύνολο χαρακτηριστικών, επομένως η απόδοση τους εξαρτάται από τις συνθήκες της θάλασσας (Castro-Santos et al., 2016a).

Επιπλέον, καθώς τα υβριδικά συστήματα βρίσκονται μακριά από την ακτή, είναι πολύ πιθανό να εκμεταλλευτούν υψηλότερα επίπεδα ισχύος, αλλά η δυσκολία προσβασιμότητας, λόγω της ακραίων καιρικών συνθηκών που επικρατούν στις ανοιχτές θάλασσες, ενδέχεται να έχει υψηλό κόστος επιβίωσης. Επομένως, ενώ μια

περιοχή μπορεί να είναι πολύ ελκυστική όσον αφορά τα επίπεδα αιολικής και κυματικής ισχύος, η τελική απόφαση εξαρτάται από το κατάλληλο ταίριασμα μεταξύ συσκευής και θέσης (Vasileiou et al., 2017).

Η ενέργεια που παράγεται από ένα υπεράκτιο υβριδικό σύστημα ανανεώσιμης ενέργειας εξαρτάται από τις συσκευές που χρησιμοποιούνται για την εκμετάλλευση του αιολικού και του κυματικού δυναμικού. Πιο συγκεκριμένα, η παραγόμενη ενέργεια εξαρτάται από τον αριθμό των ανεμογεννητριών και των WEC, την ενέργεια που παράγει η κάθε συσκευή ξεχωριστά, το ποσοστό διαθεσιμότητας του αιολικού και του κυματικού δυναμικού και τέλος από την αποτελεσματικότητα μετάδοσης της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο (Kalogeri et al. 2017).

Επομένως, η επιπρόσθετη απόδοση που προσφέρει ένα υβριδικό σύστημα εκμετάλλευσης ανανεώσιμης ενέργειας, σε σχέση με ένα μεμονωμένο υπεράκτιο αιολικό πάρκο, καθορίζεται από την απόδοση του WEC. Η παραγόμενη ενέργεια αυτής της συσκευής μετατροπής της κυματικής ενέργειας, με τη σειρά της εξαρτάται από τον αριθμό των ωρών λειτουργίας ετησίως ($NHAT$), την περίοδο (T_e) και το ύψος κύματος (H_s), την πυκνότητα του θαλασσινού νερού (ρ), τη βαρύτητα (g) και το πλάτος εκμετάλλευσης της συσκευής (D_{WEC}) (Castro-Santos et al., 2016a).

$$E_{WEC} = NHAT \frac{\rho g^2}{64\pi} T_e H_s^2 D_{WEC} \quad (4.1)$$

4.4 Προτεινόμενες υβριδικές συσκευές

Στην παρούσα ενότητα, αναφέρονται ορισμένες προτάσεις υβριδικών συστημάτων που υπάρχουν στη βιβλιογραφία, οι οποίες συνδυάζουν τις υπάρχουσες πλωτές υπεράκτιες αιολικές πλατφόρμες με τις συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας που αναφέρθηκαν στην ενότητα 4.2.

Πλατφόρμα WindFloat με ενσωματωμένες ταλαντευόμενες στήλες νερού (OWC)

Στις στήλες της πλωτής τριγωνικής πλατφόρμας WindFloat, στις οποίες δεν στηρίζεται η ανεμογεννήτρια, προστίθενται 2 συσκευές OWC και προκύπτει η πλατφόρμα της Εικόνας 4.6. Στις στήλες αυτές εισέρχεται νερό μέσω ενός υπόγειου ανοίγματος σε έναν θάλαμο που περιέχει αέρα. Η παρουσία του νερού αναγκάζει τη στήλη να ταλαντευτεί συμπιέζοντας και αποσυμπιέζοντας τον αέρα. Έπειτα αυτός ο αέρας διοχετεύεται μέσω ενός στροβίλου αμφίδρομης σύνδεσης σε μια ηλεκτρική γεννήτρια (Principle Power, 2011). Οι συσκευές αυτές θα χρησιμοποιηθούν στη συνέχεια για την ανάλυση της οικονομικής σκοπιμότητας του υβριδικού συστήματος.



Εικόνα 4.6: Πλατφόρμα WindFloat με OWC, (Aubault et al., 2011)

Πλατφόρμα WindFloat με ενσωματωμένο απορροφητή ενέργειας (PO)

Πρόκειται για έναν σφαιρικό απορροφητή ενέργειας σημείων (PO) που βρίσκεται στο κέντρο της κατασκευής WindFloat και συνδέεται με τις στήλες της με τρία ελατήρια (Εικόνα 4.7). Ο απορροφητής ενέργειας σημείων είναι ένα πλωτό σύστημα που απορροφά ενέργεια από όλες τις κατευθύνσεις μέσω των κινήσεων του στην επιφάνεια του νερού (Principle Power, 2011).

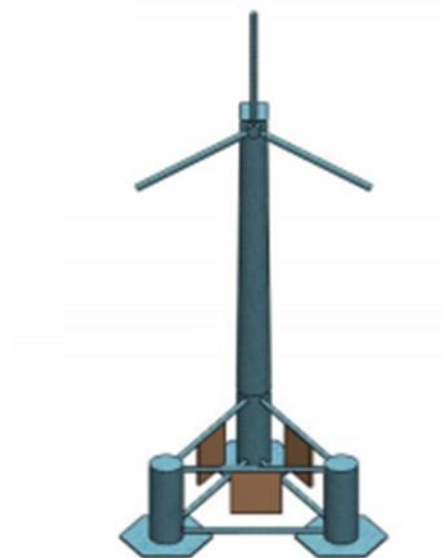


Εικόνα 4.7: Πλατφόρμα WindFloat με PO, (Peiffer et al., 2011)

Πλατφόρμα WindFloat με ενσωματωμένες ταλαντευόμενες συσκευές μετατροπής μεγάλου κύματος (OWSC)

Τρεις συσκευές OWSC είναι τοποθετημένες στις κύριες δοκούς της πλατφόρμας WindFloat, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 4.8. Στις συσκευές αυτές ένας βραχίονας ταλαντεύεται σαν ένα ανεστραμμένο εκκρεμές σε απόκριση στα γύρω κύματα. Οι ταλαντωμένες πλάκες αποτελούνται από τρία ορθογώνια περύγια τα οποία

ταλαντεύονται εμπρός και πίσω. Το κάτω άκρο κάθε πτερυγίου συνδέεται με δύο γραμμές οι οποίες αντιπροσωπεύουν το σύστημα μετάδοσης ισχύος που είναι τοποθετημένο στην κατασκευή WindFloat (Principle Power, 2011).

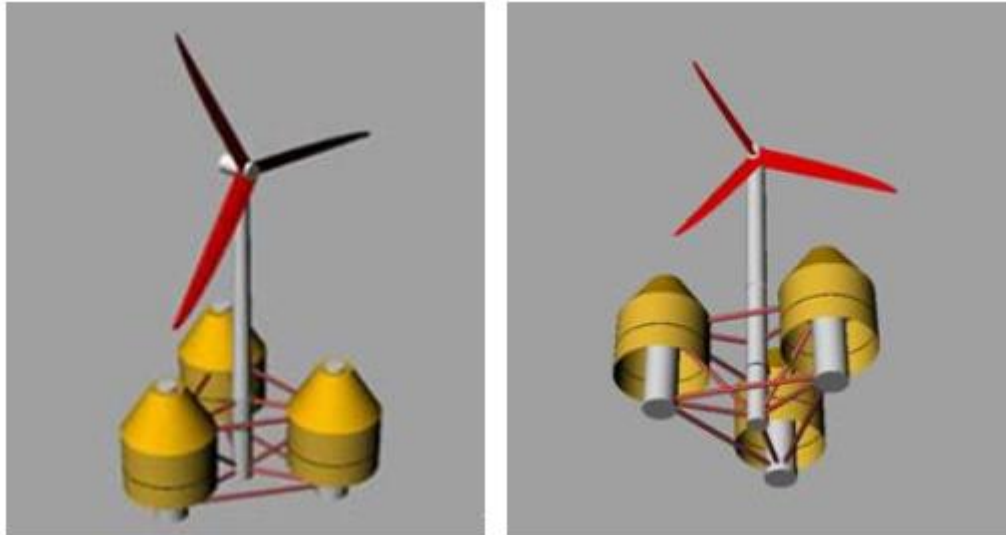


Εικόνα 4.8: Πλατφόρμα WindFloat με OWSC, (Ding et al., 2015)

Πλατφόρμα REFOS

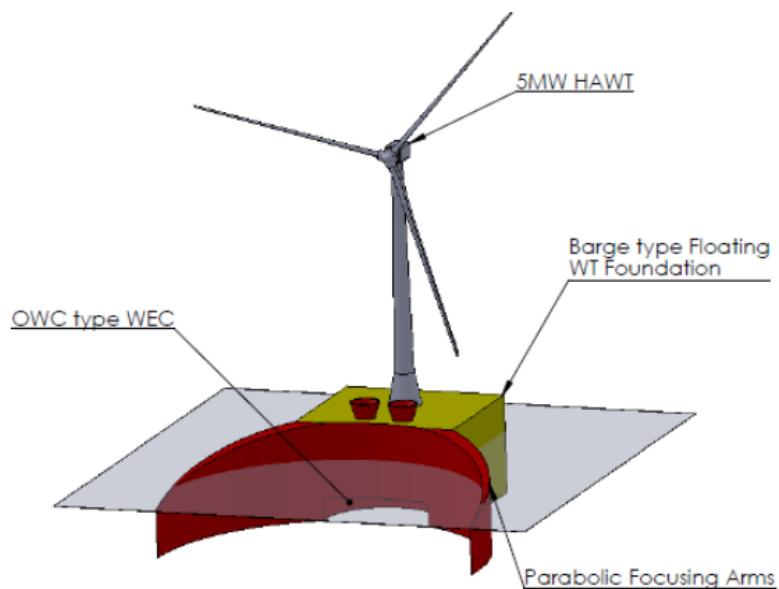
Η πλωτή τριγωνική αυτή πλατφόρμα, περιλαμβάνει τρεις πανομοιότυπες συσκευές OWC, που ταλαντεύονται στη θέση ισορροπίας τους κάνοντας το σύστημα να κινείται σαν μονάδα, και έναν αεροστρόβιλο αξονικής ροής (Εικόνα 4.9). Η γεωμετρική διαμόρφωση κάθε συσκευής OWC αποτελείται από έναν βυθισμένο ταλαντωμένο θάλαμο πεπερασμένου όγκου ο οποίος συμπληρώνεται από ένα ομόκεντρο εσωτερικό έμβολο, σαν περικομμένο κύλινδρο. Στο κέντρο της πλατφόρμας τοποθετείται ένα συμπαγές κυλινδρικό σώμα το οποίο στηρίζει τον αεροστρόβιλο. Η πλατφόρμα αγκυροβολείται μέσω τριών τεντωμένων ελασμάτων εγκατεστημένα το κάθε ένα στο κάτω μέρος του ομόκεντρου εσωτερικού εμβόλου. Η ταλάντωση των συσκευών OWC η οποία προκαλείται από την κυματική δράση, συμπιέζει και αποσυμπιέζει τον αέρα πάνω από την επιφάνεια ηρεμίας, με αποτέλεσμα να υπάρχει ροή αέρα που κινείται

προς τα εμπρός και προς τα πίσω μέσω του αεροστρόβιλου ο οποίος συνδέεται με μια ηλεκτρική γεννήτρια (Konispoliatis et al., 2018).



Εικόνα 4.9: Πλωτή πλατφόρμα REFOS, (Konispoliatis et al., 2018)

Πλατφόρμα τύπου Barge με OWC και ανεμογεννήτρια

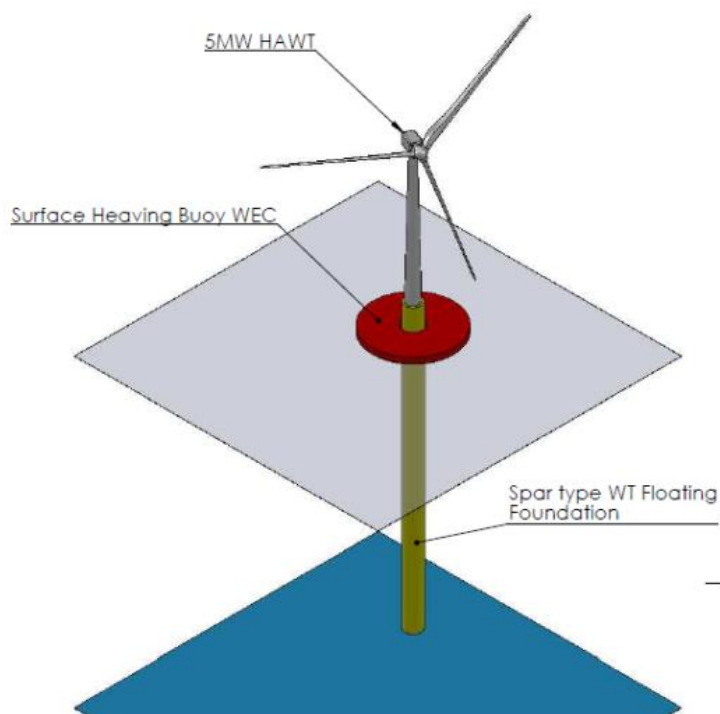


Εικόνα 4.10: Πλωτή υβριδική φορτηγίδα με OWC και 5 MW ανεμογεννήτρια, (O'Sullivan, 2014)

Η πλωτή πλατφόρμα τύπου φορτηγίδας (Barge), περιλαμβάνει θαλάμους OWC και μια ανεμογεννήτρια (Εικόνα 4.10). Η πλατφόρμα έχει μήκος περίπου 40 m και βάθος 12 m, απαιτεί 2300 τόνους χάλυβα για την κατασκευή της ενώ περιλαμβάνει και βραχίονες εστίασης οι οποίοι εξυπηρετούν στην ελαχιστοποίηση της κίνησης της πλωτής πλατφόρμας. Η ανεμογεννήτρια που έχει χρησιμοποιήσει ο O'Sullivan (2014) είναι η NREL 5MW, το οποίο αναμένεται να παράγει 1750 kW σε μια τοποθεσία με υψηλό αιολικό δυναμικό, ενώ από την άλλη το OWC αναμένεται να παράγει 320 kW ηλεκτρικής ενέργειας.

Πλατφόρμα Spar με PA και ανεμογεννήτρια

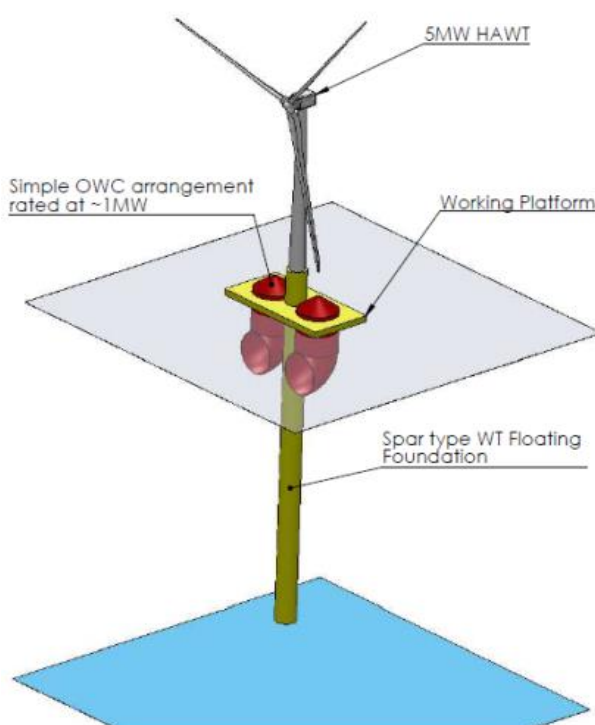
Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 4.11, η πλωτή πλατφόρμα τύπου spar στηρίζει μια ανεμογεννήτρια, η οποία είναι και πάλι η NREL 5MW, πάνω στην οποία είναι ενσωματωμένος ένας μεγάλος απορροφητής σημείου (point absorber) (PA), ο οποίος έχει διάμετρο 20 m και αναμένεται να παράγει 170 kW ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης το PA έχει δομική ατσάλινη μάζα περίπου 340 τόνους (O'Sullivan, 2014).



Εικόνα 4.11: Πλωτό υβριδικό Spar με ανεμογεννήτρια 5 MW και ενσωματωμένο PA, (O'Sullivan, 2014)

Πλατφόρμα Spar με δίδυμο OWC και ανεμογεννήτρια

Πρόκειται για μια πλατφόρμα spar η οποία χρησιμοποιεί, όπως και προηγουμένως, μια ανεμογεννήτρια NREL 5MW πάνω στην οποία είναι ενσωματωμένοι δύο πανομοιότυποι θάλαμοι OWC, οι οποίοι έχουν διάμετρο περίπου 20 m και αναμένεται να παράγουν περίπου 320 kW (Εικόνα 4.12). Εξαιτίας της μεγάλης διαμέτρου των συσκευών OWC, απαιτείται χαλύβδινη πλάκα και σχέδιο ενίσχυσης. Ο O'Sullivan (2014) αναφέρει σχετικά με αυτό ότι μια μάζα δομικού χάλυβα περίπου 2200 τόνους θα ήταν απαραίτητη.

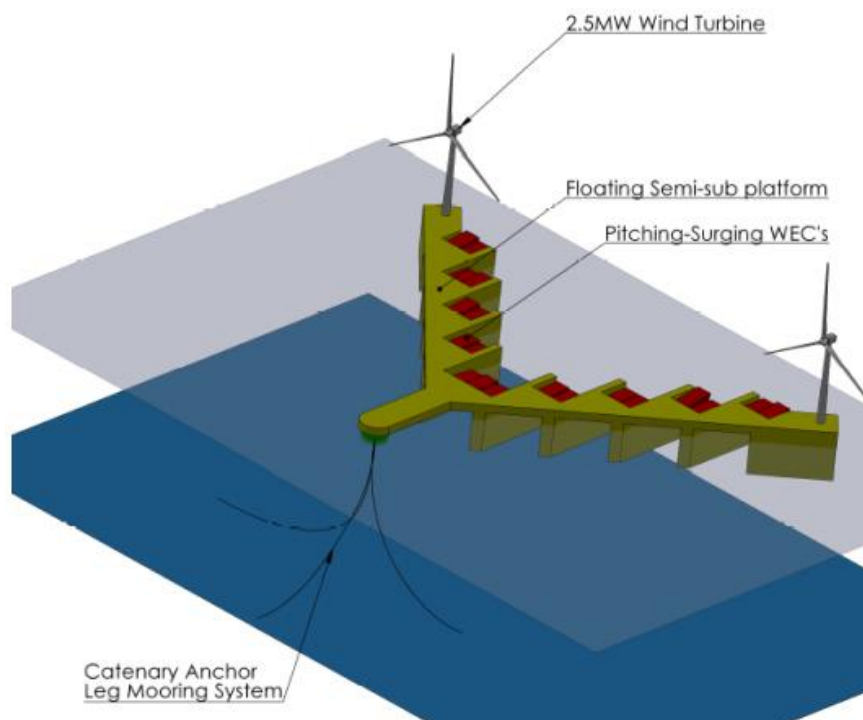


Εικόνα 4.12: Πλωτό υβριδικό Spar με ανεμογεννήτρια 5 MW και ενσωματωμένα 2 δίδυμα OWCs, (O'Sullivan, 2014)

Ημι-υποβρύχια πλατφόρμα με PA και 2 ανεμογεννήτριες

Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 4.13, η πλωτή ημι-υποβρύχια πλατφόρμα σχήματος «V» περιέχει απορροφητές σημείου (PAs) και δύο ανεμογεννήτριες τοποθετημένες η καθεμία στα δύο άκρα της δομής, ώστε να ελαχιστοποιείται η παρεμβολή αφύπνισης στην κατεύθυνση του ανέμου και των κυμάτων. Το σχήμα της κατασκευής παρέχει μετατόπιση προς τα κάτω στη θέση περιστροφής των συστημάτων που μεταφέρουν

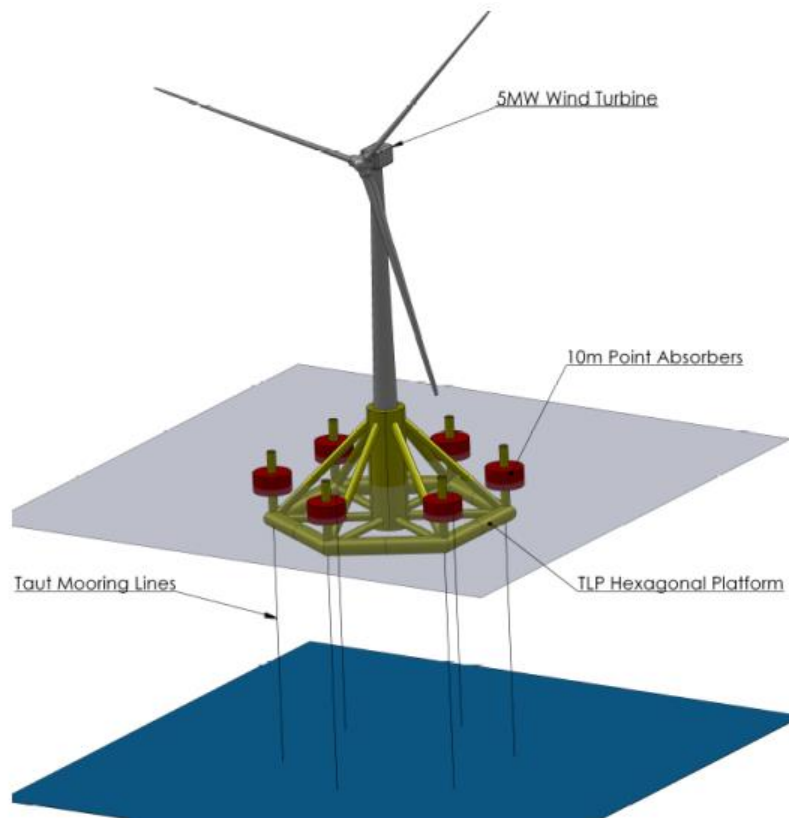
ισχύ και ως εκ τούτου εξομαλύνεται η έξοδος της παραγόμενης ισχύος. Τα WEC αναμένεται να παράγουν περίπου 1500 kW και οι ανεμογεννήτριες περίπου 2100 kW (O'Sullivan, 2014).



Εικόνα 4.13: Ημι-υποβρύχια υβριδική πλατφόρμα με PA και 2 ανεμογεννήτριες, (O'Sullivan, 2014)

Πλατφόρμα TLP με PA και ανεμογεννήτρια

Στην Εικόνα 4.14 παρουσιάζεται μια πλατφόρμα TLP η οποία περιλαμβάνει μια ανεμογεννήτρια 5 MW και μια σειρά από μεσαίου μεγέθους PAs. Η πλατφόρμα έχει εξαγωνικό σχήμα επιτρέποντας έτσι τον πλεονασμό στο σύστημα πρόσδεσης. Το σύστημα πρόσδεσης της κατασκευής παρέχει σημαντική αντίσταση στην κίνηση ανύψωσης και μια σταθερότητα, επιτρέποντας στα PAs να κινούνται και να παράγουν ισχύ, η οποία αναμένεται να είναι περίπου 263 kW (O'Sullivan, 2014).



Εικόνα 4.14: TLP υβριδική πλατφόρμα με ανεμογεννήτρια και PAs, (O’Sullivan, 2014)

Κεφάλαιο 5: Μελέτη Οικονομικής Βιωσιμότητας Αιολικού Πάρκου

5.1 Μεθοδολογία

Μία από τις σημαντικότερες δυσκολίες στην ανάπτυξη μιας νέας τεχνολογίας είναι η έλλειψη μεθοδολογιών οι οποίες θα μας επιτρέψουν να υπολογίσουμε το κόστος του έργου στο οποίο κάποιος σκοπεύει να επενδύσει. Υπό αυτήν την έννοια, υπάρχει μια διαδικασία που περιγράφει το γενικό κόστος ενός συστήματος παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, αλλά το οποίο δεν έχει λάβει υπόψη τις σχέσεις μεταξύ των διαφόρων παραμέτρων που εμπλέκονται σε αυτό. Επιπλέον, πολλές μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί επικεντρώνονται αποκλειστικά στο τεχνικό ή το θεωρητικό υπόβαθρο αυτών των συστημάτων. Έχοντας ως δεδομένο ότι η διαθεσιμότητα των γνώσεων σχετικά με τα πλωτά αιολικά πάρκα είναι σπάνια, οι διαδικασίες υπολογισμού του κόστους μιας χερσαίας ή υπεράκτιας σταθερής αιολικής μονάδας μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως αφετηρία, για τον καθορισμό των αντίστοιχων τιμολογίων των πλωτών αιολικών μονάδων (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014).

Ως εκ τούτου, η μεθοδολογία που προτείνεται για τον προσδιορισμό της οικονομικής βιωσιμότητας ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου βασίζεται σε διάφορες παραμέτρους, οι οποίες επιτρέπουν στον αγοραστή να υπολογίσει κάποιους οικονομικούς δείκτες των οποίων η ανάγνωση δίνει μια σύντομη εξέταση των πιο σημαντικών οικονομικών πτυχών ενός αιολικού πάρκου (Castro-Santos et al., 2016b). Στην παρούσα μελέτη, έχουν ληφθεί υπόψη πέντε οικονομικοί δείκτες: Καθαρή παρούσα αξία (*NPV*), εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (*IRR*), περίοδος προεξοφλημένης αποπληρωμής (*DPBP*), ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (*LCOE*) και λόγος κόστους ισχύος ενέργειας (*C_{power}*). Οι δείκτες αυτοί θα αναλυθούν στην ενότητα 5.3. Οι βασικές παράμετροι της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι: το ηλεκτρικό τιμολόγιο για την αιολική υπεράκτια ενέργεια, η ενέργεια που παράγεται από τις ανεμογεννήτριες, η τεχνική μελέτη που λαμβάνεται υπόψη και η μελέτη κόστους του κύκλου ζωής του αιολικού πάρκου (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014).

Πρώτον, το ηλεκτρικό τιμολόγιο για την υπεράκτια αιολική ενέργεια εξαρτάται από τη χώρα που εξετάζεται στη μελέτη και τους ισχύοντες σε αυτή νόμους. Δεύτερον, η ενέργεια που παράγουν οι ανεμογεννήτριες εξαρτάται κυρίως από την ταχύτητα του ανέμου στην περιοχή εκμετάλλευσης, από το ύψος του πύργου της υπεράκτιας

ανεμογεννήτριας, από το ύψος της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας πάνω από τη θάλασσα και από την ονομαστική ικανότητα της ανεμογεννήτριας. Φυσικά, όσο υψηλότερος είναι ο πύργος της υπεράκτιας ανεμογεννήτριας τόσο περισσότερη ενέργεια παράγει, αλλά ταυτόχρονα τόσο υψηλότερο είναι το κόστος της υποδομής, η οποία υποστηρίζει την υπεράκτια ανεμογεννήτρια.

Τρίτον, η τεχνική μελέτη η οποία περιλαμβάνει τον καθορισμό των διαστάσεων πρόσδεσης και αγκύρωσης, τον αριθμό των σκαφών που απαιτούνται για τη μεταφορά όλων των εξαρτημάτων της αιολικής μονάδας και το πλάτος των διαφόρων τύπων ηλεκτρικού καλωδίου που θα χρησιμοποιηθούν, ανάλογα με την τάση που λαμβάνεται υπόψη, μεταξύ άλλων, αποτελεί ένα πολύ σημαντικό μέρος της οικονομικής μελέτης. Τέλος, το κόστος του κύκλου ζωής ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου (LCS_{FOWF}) περιλαμβάνει το κόστος καθεμιάς από τις φάσεις της διαδικασίας του κύκλου ζωής του. Αυτές είναι: κόστος έννοιας και ορισμού ($C1$), κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης ($C2$), κόστος κατασκευής ($C3$), κόστος εγκατάστασης ($C4$), κόστος εκμετάλλευσης ($C5$) και κόστος αποσυναρμολόγησης ($C6$).

$$LCS_{FOWF} = C1 + C2 + C3 + C4 + C5 + C6 \quad (5.1)$$

Σύμφωνα με τους Castro-Santos et al. (2016b) τα κόστη αυτά υποδιαιρούνται με τη σειρά τους σε διάφορα επιμέρους κόστη, τα οποία καθορίζονται με βάση τα πέντε βασικά μέρη ενός αιολικού πάρκου (υπεράκτια ανεμογεννήτρια, πλωτή πλατφόρμα, πρόσδεση, αγκύρωση και ηλεκτρικό σύστημα).

Υπάρχει μια διαδικασία λήψης αποφάσεων πολλαπλών κριτηρίων για την επιλογή των πιο σημαντικών πλατφορμών υπεράκτιων ανεμογεννητριών. Η επιλογή αυτή βασίζεται στο κόστος και τις τεχνικές προκλήσεις όσον αφορά την ελαχιστοποίηση της παραγόμενης κίνησης, το σχεδιασμό της ανεμογεννήτριας, τη βελτίωση της σύζευξης μεταξύ της πλατφόρμας επίπλευσης και της ανεμογεννήτριας, τη διαδικασία εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης. Για όλους αυτούς τους λόγους, η εφαρμογή αυτής της μεθοδολογίας θα πραγματοποιηθεί για την πλωτή πλατφόρμα semisubmersible (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014).

Τέλος, το LCS_{FOWF} θα εφαρμοστεί στη συγκεκριμένη μελέτη για κάποιες περιοχές του Αιγαίου Πελάγους όπου η πυκνότητα αιολικής ισχύος είναι κατάλληλη για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων. Για το σκοπό αυτό, έχει δημιουργηθεί ένας έξυπνος χάρτης ανέμου, ο οποίος αποτελεί ένα αποτελεσματικό εργαλείο θαλάσσιου

σχεδιασμού για τη συγκριτική αξιολόγηση πιθανών τοποθεσιών όσον αφορά την ανάπτυξη θαλάσσιων αιολικών πάρκων. Λαμβάνει υπόψη τις πιο σημαντικές τεχνικές παραμέτρους, τις ταξινομεί, τις βαθμολογεί και ορίζει τη βαρύτητα τους στην τελική απόφαση της επένδυσης.

5.2 Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής

Κόστος έννοιας και ορισμού

Το κόστος έννοιας και ορισμού αποτελεί πρωταρχικό στάδιο σε ένα αιολικό πάρκο με υπεράκτιες εγκαταστάσεις. Το στάδιο αυτό αποτελείται από όλες τις προκαταρκτικές μελέτες που απαιτούνται για τη δημιουργία ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, οι οποίες αφορούν για παράδειγμα την οικονομική βιωσιμότητα του έργου, τις μελέτες περιβαλλοντικών επιπτώσεων και τις μελέτες σχετικά με την πυκνότητα της αιολικής ισχύος που υποδεικνύουν ποια είναι η καλύτερη περιοχή εκμετάλλευσης. Υπό αυτήν την έννοια, το κόστος ορισμού ($C1$) θα αποτελείται από τρία κύρια επιμέρους κόστη: κόστος μελέτης αγοράς ($C11$), κόστος νομοθετικών παραγόντων ($C12$) και κόστος σχεδιασμού αιολικού πάρκου ($C13$) (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014).

$$C1 = C11 + C12 + C13 \quad (5.2)$$

Το κόστος της μελέτης αγοράς καθορίζεται από το κόστος της μελέτης οικονομικής σκοπιμότητας (C_{em}), η οποία δίνει μια σαφή εικόνα σχετικά με το αν το υπεράκτιο αιολικό πάρκο θα έχει καλά οικονομικά αποτελέσματα.

$$C11 = C_{em} \quad (5.3)$$

Οι νομικοί παράγοντες αποτελούνται από τα νομοθετικά κόστη (C_{taxes}) της χώρας όπου είναι εγκατεστημένο το αιολικό πάρκο. Τα κόστη αυτά σχετίζονται με τους φόρους περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων και την έγκριση για την εγκατάσταση του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Φυσικά τα κόστη αυτά εξαρτώνται από το μέγεθος του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, δηλαδή, τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών (NWT) και την ενιαία ισχύ τους (PWT).

$$C12 = C_{taxes} \times NWT \times PWT \quad (5.4)$$

Επίσης, ο σχεδιασμός του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου βασίζεται κυρίως στην επιλογή της θέσης του. Επομένως, το κόστος σχεδιασμού αποτελείται από τη μελέτη των υπεράκτιων αιολικών πόρων: το κόστος της μετεωρολογικής κατασκευής (C_{emet}), το κόστος των μετεωρολογικών αισθητήρων (C_{smet}) και το κόστος άλλων βοηθητικών μετεωρολογικών πτυχών (C_{samet}). Το κόστος σχεδιασμού αποτελείται επίσης από το κόστος γεωτεχνικής μελέτης (C_{lm}), η οποία συμβάλει στον χαρακτηρισμό του βυθού, και το οποίο εξαρτάται επίσης από το μέγεθος του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου (με βάση NWT και PWT).

$$C13 = C_{emet} + C_{smet} + C_{samet} + C_{lm} \times NWT \times PWT \quad (5.5)$$

Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης

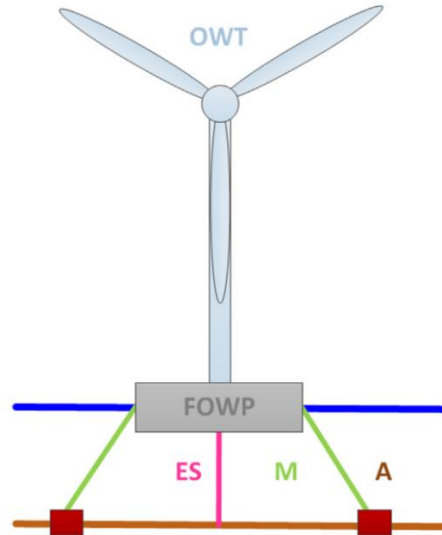
Η μελέτη οικονομικής σκοπιμότητας που λαμβάνει χώρα στη φάση έννοιας και ορισμού θα καθορίσει εάν θα πραγματοποιηθούν τα υπόλοιπα στάδια. Επομένως, εάν αυτή η μελέτη έχει θετικά αποτελέσματα, ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη θα είναι το δεύτερο στάδιο της διαδικασίας κύκλου ζωής ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Το στάδιο αυτό επικεντρώνεται στις πτυχές που σχετίζονται με τη λεπτομερή μηχανική του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Περιλαμβάνει, για παράδειγμα, τον υπολογισμό της απόστασης μεταξύ των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών, τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών, τη διάσταση των ηλεκτρικών καλωδίων, τον υπολογισμό της μάζας των αγκυρώσεων και κάποια υλικοτεχνικά ζητήματα της εγκατάστασης και της κατασκευής της αιολικής μονάδας, όπως η απόσταση από το ναυπηγείο ή το λιμάνι έως το πλωτό υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης, λοιπόν, εξαρτάται κυρίως από το κόστος της λεπτομερούς μηχανικής (C_{ga}), τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών (NWT) και την ισχύ κάθε ανεμογεννήτριας (PWT).

$$C2 = C_{ga} \times NWT \times PWT \quad (5.6)$$

Κόστος κατασκευής

Τα κύρια στοιχεία μιας υπεράκτιας αιολικής μονάδας είναι: η υπεράκτια ανεμογεννήτρια (Offshore Wind Turbine) (OWT), η πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα (Floating Offshore Wind Platform) (FOWP), η πρόσδεση (Mooring) (M),

η αγκύρωση (Anchoring) (A) και το ηλεκτρικό σύστημα (Electrical System) (ES) (Castro-Santos et al., 2016b), όπως φαίνεται στην Εικόνα 5.1.



Εικόνα 5.1: Εξαρτήματα ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, (Castro-Santos et al., 2016b)

Ως εκ τούτου, το κόστος κατασκευής μιας υπεράκτιας αιολικής μονάδας καθορίζεται, λαμβάνοντας υπόψη αυτά τα πέντε κύρια εξαρτήματα του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου: κόστος κατασκευής των υπεράκτιων ανεμογεννητριών (C_{31}), κόστος κατασκευής της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας (C_{32}), κόστος κατασκευής της πρόσδεσης (C_{33}), κόστος κατασκευής της αγκύρωσης (C_{34}) και κόστος κατασκευής του ηλεκτρικού συστήματος (C_{35}).

$$C_3 = C_{31} + C_{32} + C_{33} + C_{34} + C_{35} \quad (5.7)$$

Αρχικά, το κόστος κατασκευής των υπεράκτιων ανεμογεννητριών υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη τον αριθμό των υπεράκτιων ανεμογεννητριών (PWT), την ισχύ της κάθε ανεμογεννήτριας (NWT) και το κόστος ανά MW κάθε ανεμογεννήτριας σε €/MW (C_{MW}).

$$C_{31} = PWT \times NWT \times C_{MW} \quad (5.8)$$

Επιπλέον, το κόστος που σχετίζεται με τις πλατφόρμες, την πρόσδεση ή την αγκύρωση έχει δύο δευτερεύοντα κόστη που καθορίζονται με βάση τον τύπο της πλατφόρμας. Για το λόγο αυτό θα εξεταστούν δύο διαφορετικές πλατφόρμες: πλωτές υπεράκτιες

αιολικές πλατφόρμες (floating offshore wind platform) και πλωτές υπεράκτιες πλατφόρμες υποσταθμών (floating offshore substation platform), ο αριθμός των οποίων θα εξαρτάται από την ισχύ του υπεράκτιου αιολικού πάρκου και την πλατφόρμα διαμονής. Επομένως, για τον υπολογισμό του κόστους κατασκευής των πλατφορμών απαιτούνται ο αριθμός των πλωτών ανεμογεννητριών (NWT) και ο αριθμός των πλωτών πλατφορμών υποσταθμού (N_{sub}).

$$C32 = C321_{1pgenerator} \times NWT + C322_{1psub} \times N_{sub} \quad (5.9)$$

Όπου, $C321_{1pgenerator}$ είναι το κόστος πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας και $C322_{1psub}$ είναι το κόστος πλωτής πλατφόρμας υποσταθμού.

Για τον προσδιορισμό του κόστους της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας λαμβάνονται υπόψη κάποιες δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα στο ναυπηγείο όπου γίνεται η κατασκευή της πλατφόρμας, όπως το κόστος των υλικών της πλατφόρμας (C_{MAT}), η αμοιβή των εργαζομένων για την κατασκευή της πλατφόρμας ($C_{DL_{plat}}$) και το όφελος της βιομηχανίας (B_i) (Castro-Santos et al., 2016b).

$$C321_{1pgenerator} = (C_{MAT} + C_{DL_{plat}}) \times (1 + B_i) \quad (5.10)$$

Το σχήμα και οι διαστάσεις της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας καθορίζει τον αριθμό των ωρών εργασίας του προσωπικού και την ποσότητα χάλυβα της υποδομής. Επομένως, τα κόστη που αναφέρονται στην Εξ. 10 εξαρτώνται από κάποια δευτερεύοντα κόστη, όπως: τη μάζα της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ($m_{platform}$), το εμβαδό της βυθισμένης επιφάνειας της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας (S_{ov}), το εμβαδό της επιφάνειας της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας που δεν βρέχεται με νερό (S_{om}), το εμβαδό της εσωτερικής επιφάνειας της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας (S_i), το κόστος ανά ώρα της εργασίας του προσωπικού (C_{mo}) και το κόστος ανά τόνο χάλυβα (C_{steel}).

Επομένως,:

$$C_{DL} = f(m_{platform}, S_{ov}, S_{om}, S_i, C_{mo}) \quad (5.11)$$

$$C_{MAT} = f(m_{platform}, S_{ov}, S_{om}, S_i, C_{steel}) \quad (5.12)$$

$$C_{ACT} = f(m_{platform}, C_{DL}, C_{MAT}) \quad (5.13)$$

Η πλωτή πλατφόρμα υποσταθμού, θεωρείται σύμφωνα με τους Castro-Santos et al., (2016b) ίδια με την πλωτή αιολική πλατφόρμα, οπότε τα κόστη κατασκευής τους θα είναι ίδια.

Τρίτον, όπως στην περίπτωση της κατασκευής των πλατφορμών, έτσι και τώρα, το κόστος κατασκευής της πρόσδεσης καθορίζεται από το κόστος πρόσδεσης της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας (C_{331}) και από το κόστος πρόσδεσης της πλατφόρμας υποσταθμού (C_{332}).

$$C_{33} = C_{331} + C_{332} \quad (5.14)$$

Όσον αφορά το κόστος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας, αυτό καθορίζεται από το μήκος πρόσδεσης σε m κάθε πλατφόρμας (L_{MOOR}), τη μάζα ανά μέτρο πρόσδεσης σε kg/m (p_{MOOR}), το κόστος ανά χιλιόγραμμο πρόσδεσης (C_{MOOR}), τον αριθμό των υπεράκτιων ανεμογεννητριών (NWT) και τον αριθμό των γραμμών πρόσδεσης (LP).

$$C_{331} = L_{MOOR} \times p_{MOOR} \times C_{MOOR} \times NWT \times LP \quad (5.15)$$

Από την άλλη, το κόστος κατασκευής της πρόσδεσης της πλατφόρμας υποσταθμού (C_{332}) θεωρείται μηδέν, για τον λόγο ότι έχει συμπεριληφθεί προηγουμένως στο κόστος κατασκευής της πλωτής πλατφόρμας υποσταθμού (Castro-Santos et al., 2013).

Ακολουθώντας το ίδιο σκεπτικό, το κόστος κατασκευής της αγκύρωσης της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας εξαρτάται από το κόστος αγκύρωσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας (C_{341}) και το κόστος αγκύρωσης της πλατφόρμας υποσταθμού (C_{342}).

$$C_{34} = C_{341} + C_{342} \quad (5.16)$$

Ο υπολογισμός του κόστους κατασκευής της αγκύρωσης μιας πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας είναι σχεδόν παρόμοιος με την αντίστοιχη περίπτωση πρόσδεσης, καθώς εξαρτάται από τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών (NWP), τον αριθμό των αγκυρίων κάθε πλατφόρμας ($N_{anchors}$), τη μάζα της άγκυρας σε kg (m_{ANC}) και το κόστος ανά χιλιόγραμμο των αγκυρώσεων (C_{ANC}).

$$C_{341} = NWP \times N_{anchors} \times m_{ANC} \times C_{ANC} \quad (5.17)$$

Με την ίδια λογική όπως στην περίπτωση της πρόσδεσης, το κόστος κατασκευής της αγκύρωσης της πλατφόρμας υποσταθμού θεωρείται μηδενικό, επειδή περιλαμβάνεται στο κόστος κατασκευής της πλατφόρμας (Castro-Santos et al., 2013).

Τελευταίο κομμάτι στο στάδιο της κατασκευής αλλά εξίσου σημαντικό είναι το ηλεκτρικό σύστημα, το κόστος του οποίου αποτελείται από το κόστος των ηλεκτρικών καλωδίων (C_{351}) και το κόστος του υποσταθμού (C_{352}).

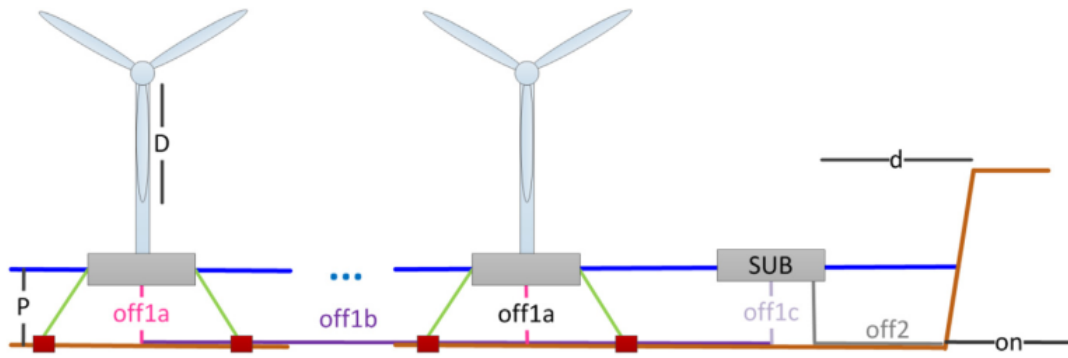
$$C_{35} = C_{351} + C_{352} \quad (5.18)$$

Το κόστος κατασκευής του ηλεκτρικού καλωδίου βασίζεται στον αριθμό των ηλεκτρικών καλωδίων που λαμβάνονται υπόψη (N_x), το μήκος τους σε μέτρα (d_x) και το κόστος ανά μέτρο του ηλεκτρικού καλωδίου (C_x).

$$C_{351} = N_{off1a} \times d_{off1a} \times C_{off1a} + N_{off1b} \times d_{off1b} \times C_{off1b} + N_{off1c} \times d_{off1c} \times C_{off1c} + N_{off2} \times d_{off2} \times C_{off2} + N_{on} \times d_{on} \times C_{on} \quad (5.19)$$

Οι τιμές για τον αριθμό των ηλεκτρικών καλωδίων, το μήκος και το κόστος ανά μέτρο εξαρτώνται από την περιοχή μελέτης και κυρίως από το βάθος (P), την απόσταση μεταξύ των υπεράκτιων ανεμογεννητριών ($ND_{WT \cdot D}$), λαμβάνοντας υπόψη τη διάμετρο διαχωρισμού των ανεμογεννητριών ($ND_{GENERATORS}$) και τη διάμετρο της ανεμογεννήτριας (D) και από την απόσταση της χερσαίας τοποθεσίας του υποσταθμού έως την ακτή ($d_{onshore}$). Οι περιοχές μελέτης όπως φαίνονται και στην Εικόνα 5.2, είναι:

- Περιοχή “off1a”: η απόσταση από την ανεμογεννήτρια έως το βυθό, δηλαδή το βάθος της θέσης (P).
- Περιοχή “off1b”: η απόσταση από τον βυθό κάτω από την ανεμογεννήτρια έως την επόμενη ανεμογεννήτρια. Η απόσταση είναι $ND_{GENERATORS} \cdot D$.
- Περιοχή “off1c”: η απόσταση από τον υποσταθμό έως το βυθό, δηλαδή το βάθος της θέσης (P).
- Περιοχή “off2”: η απόσταση από τον υποσταθμό μέχρι την ακτή. Η απόσταση αυτή είναι το βάθος της θέσης (P) συν την απόσταση από το αιολικό πάρκο έως την ακτή (d).
- Περιοχή “on”: η απόσταση από την ακτή έως τη χερσαία σύνδεση δικτύου ($d_{onshore}$).



Εικόνα 5.2: Περιοχές που λαμβάνονται υπόψη στο ηλεκτρικό σύστημα (Castro-Santos et al., 2016b)

Τέλος, το κόστος του υποσταθμού προσδιορίζεται με βάση το κόστος του Gas Insulated Switchgear (GIS) (C_{GIS}), το οποίο είναι το όνομα μιας μονάδας που στεγάζει συσκευές γείωσης που αποτρέπουν πιθανή ηλεκτροπληξία και αγωγείς αστραπής που αποτρέπουν διηλεκτρικές βλάβες από κεραυνούς. Επίσης, το κόστος υποσταθμού εξαρτάται από το κόστος των μετασχηματιστών (C_{TS}) και τον αριθμό των μετασχηματιστών (N_{TS}) (Castro-Santos et al., 2016b).

$$C_{352} = N_{TS} \times (C_{TS} + C_{GIS}) \quad (5.20)$$

Κόστος εγκατάστασης

Η εγκατάσταση είναι το τέταρτο στάδιο του κύκλου ζωής ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου και αποτελείται από το σύνολο των δαπανών που συνεπάγεται η διαδικασία εγκατάστασης κάθε τμήματος αυτού. Υπό αυτή την έννοια, περιλαμβάνει το κόστος εγκατάστασης της υπεράκτιας ανεμογεννήτριας (C_{41}), το κόστος εγκατάστασης της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας (C_{42}), το κόστος εγκατάστασης των εξαρτημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης (C_{43}), το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού συστήματος (C_{44}) και το κόστος εκκίνησης (C_{45}).

$$C_4 = C_{41} + C_{42} + C_{43} + C_{44} + C_{45} \quad (5.21)$$

Το κόστος εγκατάστασης της υπεράκτιας ανεμογεννήτριας εξαρτάται από το κόστος λειτουργίας του λιμανιού και του ναυπηγείου ($C_{41_{pa}}$), το κόστος μεταφοράς των υπεράκτιων ανεμογεννητριών ($C_{41_{transport}}$) και τα κόστη κατά τη διαδικασία εγκατάστασης της υπεράκτιας ανεμογεννήτριας ($C_{41_{installation}}$).

$$C41 = C41_{pa} + C41_{transport} + C41_{installation} \quad (5.22)$$

Παρόμοια, η εγκατάσταση της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας εξαρτάται από το κόστος λειτουργίας του λιμανιού και του ναυπηγείου ($C42_{pa}$), το κόστος μεταφοράς της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ($C42_{transport}$) και τα κόστη κατά τη διαδικασία εγκατάστασης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ($C42_{installation}$).

$$C42 = C42_{pa} + C42_{transport} + C42_{installation} \quad (5.23)$$

Πιο συγκεκριμένα, το κόστος λειτουργίας του λιμανιού ή του ναυπηγείου εξαρτάται από τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών (NWT), και των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών (NWP) την απόσταση από το ναυπηγείο μέχρι το λιμάνι ($d_{shipyard-port}$), την ταχύτητα του ρυμουλκού σε m/s (v_{tug}), το κόστος μεταφοράς της ανεμογεννήτριας και της πλωτής αιολικής πλατφόρμας στο λιμάνι σε €/ώρα ($C_{transport\ to\ port}$), το χρόνο που χρειάζεται για τη φόρτωση της ανεμογεννήτριας σε ώρες ($t_{loadGENERATOR}$), το χρόνο μίσθωσης των εγκαταστάσεων του ναυπηγείου και του λιμένα για την αποθήκευση της πλωτής αιολικής πλατφόρμας σε ημέρες ($t_{hirePLAT}$), το χώρο αποθήκευσης σε m^2 (S), το κόστος αποθήκευσης σε $€/ (m^2 \times \text{ημέρα})$ ($C_{Sstorage}$), το χρόνο που απαιτείται για τη φόρτωση της πλατφόρμας στο λιμάνι σε ώρες ($t_{loadPLAT}$) και το κόστος του γερανού σε €/ώρα (C_{crane}) (Castro-Santos et al., 2018).

$$C41_{pa} = NWT \times \frac{2}{3600 \frac{s}{1h}} \times \frac{d_{shipyard-port}}{v_{tug}} \times C_{transport\ to\ port} + NWT \times t_{loadGENERATOR} \times C_{crane} \quad (5.24)$$

$$C42_{pa} = NWP \times \frac{2}{3600 \frac{s}{1h}} \times \frac{d_{shipyard-port}}{v_{tug}} \times C_{transport\ to\ port} + t_{hirePLAT} \times (S_{hirePLAT} \times C_{Sstorage}) + NWP \times t_{loadPLAT} \times C_{crane} \quad (5.25)$$

Το κόστος μεταφοράς για την εγκατάσταση της υπεράκτιας ανεμογεννήτριας εξαρτάται από τον τύπο της διαδικασίας εγκατάστασης. Στην παρούσα μελέτη επιλέγεται η οικονομικότερη περίπτωση εγκατάστασης, δηλαδή αρχικά παράκτια εγκατάσταση και στη συνέχεια υγρή μεταφορά της ανεμογεννήτριας και της πλωτής πλατφόρμας. Για τη διαδικασία αυτή χρειάζονται, χερσαίος γερανός και ρυμουλκό (Castro-Santos et al., 2016b). Επειδή το κόστος αυτό συμπεριλαμβάνεται στο κόστος εγκατάστασης της πλωτής πλατφόρμας, ισχύει ότι:

$$C41_{transport} = 0 \quad (5.26)$$

Το κόστος μεταφοράς της πλωτής πλατφόρμας εξαρτάται από τον αριθμό των σκαφών που θα χρησιμοποιηθούν ($N_{vessel_{PLAT}}$), την αμοιβή του πληρώματος του σκάφους σε €/ημέρα ($C_{vessel_{PLAT}}$) και το κόστος μετακίνησης των πλοίων σε € ($C_{mov_{PLAT}}$).

$$C42_{transport} = NWP \times N_{vessel_{PLAT}} \times (C_{vessel_{PLAT}} + C_{mov_{PLAT}}) \quad (5.27)$$

Το κόστος εγκατάστασης των υπεράκτιων ανεμογεννητριών καθορίζεται από τον αριθμό των υπεράκτιων ανεμογεννητριών (NWT), τον χρόνο που απαιτείται για τη φόρτωση των υπεράκτιων ανεμογεννητριών στο λιμάνι σε s ($t_{load_{GENERATOR}}$) και το κόστος του γερανού σε €/ώρα (C_{crane}).

$$C41_{installation} = NWT \times t_{load_{GENERATOR}} \times C_{crane} \quad (5.28)$$

Το κόστος εγκατάστασης των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών εξαρτάται από τον αριθμό των σκαφών που θα χρησιμοποιηθούν ($N_{vessel_{PLAT}}$), το χρόνο εγκατάστασης της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ($t_{installation_{PLAT}}$), τον αριθμό των υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών (NWP) και το κόστος του γερανού στο ναυπηγείο ($C_{crane\ shipyard}$).

$$C42_{installation} = N_{vessel_{PLAT}} \times \frac{t_{installation_{PLAT}}}{24 \frac{h}{day}} \times NWP \times C_{crane\ shipyard} \quad (5.29)$$

Για τη διαδικασία εγκατάστασης των εξαρτημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης θα ληφθεί υπόψη ένα σκάφος χειρισμού αγκυρών (Anchor Handling Vessel) AHV. Στη μέθοδο αυτή, το AHV ρίχνει κατευθείαν την άγκυρα στο επιθυμητό σημείο, χωρίς τη χρήση υποθαλάσσιου εξοπλισμού, ολοκληρώνοντας έτσι τη διαδικασία εγκατάστασης. Το κόστος της συγκεκριμένης διαδικασίας εξαρτάται από το κόστος του σκάφους σε €/ημέρα (C_{AHV}), τον αριθμό των αγκυρών ($N_{anchors}$), το κόστος της άμεσης εργασίας του σε €/ημέρα ($C_{DL_{anch}}$), το κόστος των αντλιών και των δυτών σε €/ημέρα ($C_{pumps\&\ divers}$) και ο χρόνος που απαιτείται για την εγκατάσταση χρησιμοποιώντας ένα AHV σε άγκυρες/ημέρα ($T_{inst_{AHV}}$) (Castro-Santos et al., 2013).

$$C43 = (C_{AHV} + C_{DL_{anch}} + C_{pumps\&\ divers}) \times \left(\frac{N_{anchors}}{T_{inst_{AHV}}} \right) \quad (5.30)$$

Το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού συστήματος εξαρτάται από το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου ($C44_{cable}$) και το κόστος εγκατάστασης του υποσταθμού ($C44_{sub}$).

$$C44 = C44_{cable} + C44_{sub} \quad (5.31)$$

Η εγκατάσταση του ηλεκτρικού καλωδίου ακολουθεί το ίδιο σκεπτικό με τη φάση κατασκευής του, καθώς λαμβάνονται υπόψη οι διάφορες ηλεκτρικές περιοχές που υπάρχει πιθανότητα να τοποθετηθεί (Εικόνα 5.2). Με αυτό το σκεπτικό, παράμετροι όπως ο συντελεστής εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων σε m/ημέρα (K_x), το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου (C_x), το μήκος του ηλεκτρικού καλωδίου (d_x) και ο αριθμός των ηλεκτρικών καλωδίων (N_x), επηρεάζουν τον υπολογισμό του κόστους. Ο συντελεστής και το κόστος εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων θα ληφθεί υπόψη τόσο η γενική τάση δικτύου, η οποία είναι συνήθως 220 kV, όσο και η τάση του ηλεκτρικού καλωδίου, η οποία είναι συνήθως 20 kV.

$$C44_{cable} = C_{inst20kV} \times \frac{1}{K_{inst20kV}} \times (N_{off1a} \times d_{off1a} + N_{off1b} \times d_{off1bn} + N_{off1c} \times d_{off1c}) + C_{inst220kV} \times \frac{1}{K_{inst220kV}} \times N_{off2} \times d_{off2} + C_{on} \times N_{on} \times d_{on} \quad (5.32)$$

Το κόστος εγκατάστασης του υποσταθμού εξαρτάται από τον αριθμό των πλατφορμών του υποσταθμού (N_{sub}), το κόστος του λιμένα ($C_{subport}$), το κόστος μεταφοράς ($C_{subtransport}$) και το κόστος των διαδικασιών εγκατάστασης του υποσταθμού ($C_{subinst}$).

$$C44_{sub} = N_{sub} \times C_{subport} + C_{subtransport} + N_{sub} \times C_{subinst} \quad (5.33)$$

Η τελευταία διαδικασία στη φάση εγκατάστασης ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι να πραγματοποιηθεί σύνδεση του αιολικού πάρκου στο δίκτυο και εκκίνηση του. Το κόστος αυτής της διαδικασίας έχει θεωρηθεί ως σταθερή τιμή (Castro-Santos et al., 2018).

$$C45 = C_{start-up} \quad (5.34)$$

Κόστος εκμετάλλευσης

Η φάση της εκμετάλλευσης του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου αποτελεί το πέμπτο στάδιο του κύκλου ζωής του. Το κόστος αυτής της φάσης εξαρτάται από το κόστος φόρου ($C51$), το κόστος ασφάλισης ($C52$), το κόστος λειτουργίας και διοίκησης ($C53$) και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ($C54$).

$$C5 = C51 + C52 + C53 + C54 \quad (5.35)$$

Το φορολογικό κόστος προκύπτει από τους φόρους ($C_{tax\&op}$) της χώρας όπου είναι εγκατεστημένο το αιολικό πάρκο και σχετίζονται με τη λειτουργία του.

$$C51 = C_{tax\&op} \quad (5.36)$$

Για την εκτίμηση του κόστους ασφάλισης έχει ληφθεί υπόψη ένα πολύ μικρό ποσοστό του κόστους όλων των προηγούμενων φάσεων, δηλαδή του κόστους έννοιας και ορισμού, του κόστους σχεδιασμού και ανάπτυξης, του κόστους κατασκευής και του κόστους εγκατάστασης.

$$C52 = 0.01 \times (C1 + C2 + C3 + C4) \quad (5.37)$$

Το κόστος λειτουργίας και διοίκησης βασίζεται στα συνολικά έτη του κύκλου ζωής του αιολικού πάρκου (N_{farm}), στο ετήσιο κόστος διοίκησης του αιολικού πάρκου (C_{gADM}) και στο ετήσιο κόστος των νομικών πτυχών της εγκατάστασης (C_{gLEGAL}).

$$C53 = N_{farm} \times (C_{gADM} + C_{gLEGAL}) \quad (5.38)$$

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης εξαρτάται από το κόστος προληπτικής συντήρησης ανά έτος ($C541$), το κόστος επισκευής ανά έτος ($C542$) και τα συνολικά έτη του κύκλου ζωής του αιολικού πάρκου (N_{farm}) (Castro-Santos et al., 2016b).

$$C54 = (C541 + C542) \times N_{farm} \quad (5.39)$$

Ο στόχος της προληπτικής συντήρησης είναι η αντικατάσταση και η ανανέωση ορισμένων εξαρτημάτων μέσα από μία προγραμματισμένη επίβλεψη, η οποία περιλαμβάνει μεταξύ άλλων, περιοδικές επιθεωρήσεις εξοπλισμού και καθαρισμό αυτού. Όλες αυτές οι εργασίες καθορίζονται από ειδικά εγχειρίδια του κατασκευαστή. Παρά το γεγονός ότι οι εργασίες αυτές αφορούν τα πέντε κύρια στοιχεία του αιολικού πάρκου, δηλαδή ανεμογεννήτρια (p=1), πλατφόρμα (p=2), πρόσδεση (p=3), αγκύρωση (p=4) και ηλεκτρικό σύστημα (p=5), η συντήρηση όλων αυτών των εξαρτημάτων πραγματοποιείται μαζί, οπότε η μεταφορά θα εξεταστεί μόνο μία φορά. Λαμβάνοντας υπόψη αυτά, το κόστος προληπτικής συντήρησης εξαρτάται από το κόστος μεταφοράς (CMP_{TRANSP}), το κόστος εργασίας του προσωπικού συντήρησης (CMP_{DLp}) και το κόστος των υλικών που απαιτούνται για τη συντήρηση (CMP_{MATp}).

$$C541 = CMP_{TRANSP} + \sum_{p=1}^{p=5} CMP_{MATp} + \sum_{p=1}^{p=5} CMP_{DLp} \quad (5.40)$$

Από την άλλη πλευρά, η συντήρηση επισκευής δεν είναι μια προγραμματισμένη διαδικασία, καθώς πραγματοποιείται μόνο μετά την εμφάνιση κάποιας βλάβης στο

σύστημα. Επειδή οι βλάβες μπορεί να είναι πολλών ειδών, ταξινομούνται σε 3 κατηγορίες: μικρή επισκευή ($n=1$), σημαντική επισκευή ($n=2$) και σημαντική αντικατάσταση ($n=3$). Αυτό συνεπάγεται την επίγνωση της πιθανής αστοχίας ($P_{failure_n}$) καθενός από τις τρεις κατηγορίες αστοχιών της αιολικής μονάδας, η οποία εξαρτάται από τις δυνάμεις που δρουν στην αιολική μονάδα (άνεμος, κύμα και ρεύματα). Το κόστος αυτής της διορθωτικής επισκευής λαμβάνει υπόψη όπως και προηγουμένως, το κόστος μεταφοράς (CMC_{TRANSP_n}), το κόστος εργασίας του προσωπικού επισκευής (CMC_{DL_n}) και το κόστος των υλικών που απαιτούνται για την επισκευή (CMC_{MAT_n}). Επιπλέον, στον υπολογισμό αυτού του κόστους θα συμπεριληφθεί και η πιθανότητα αστοχίας που αναφέρθηκε προηγουμένως (Castro-Santos et al., 2013).

$$C542 = \sum_{n=1}^{n=3} [P_{failure_n} \times (CMC_{TRANSP_n} + CMC_{DL_n} + CMC_{MAT_n})] \quad (5.41)$$

Κόστος αποσυναρμολόγησης

Η αποσυναρμολόγηση των εξαρτημάτων της αιολικής μονάδας συμβαίνει όταν ολοκληρωθεί ο κύκλος ζωής της. Κάθε ένα από τα κύρια στοιχεία του αιολικού πάρκου θα αποσυναρμολογηθεί, η περιοχή εκμετάλλευσης θα καθαριστεί και τα υλικά που εμπλέκονται σε όλη τη διαδικασία θα απομακρυνθούν. Η διαδικασία της αποσυναρμολόγησης περιλαμβάνει παρόμοιες εργασίες με τη φάση εγκατάστασης όσον αφορά το λιμάνι, τη μεταφορά και την απεγκατάσταση των εξαρτημάτων. Από την άλλη πλευρά, η διαδικασία απομάκρυνσης απαιτεί επεξεργασία, μεταφορά και εξάλειψη όλων των υλικών που χρησιμοποιήθηκαν στο αιολικό πάρκο. Υπό αυτή την έννοια, ορισμένα υλικά μπορούν να πωληθούν ως θραύσματα χάλυβα από τις πλωτές πλατφόρμες ή ως αλουμίνιο ή χαλκός από τα ηλεκτρικά καλώδια (Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014).

Λαμβάνοντας υπόψη αυτά, το κόστος αποσυναρμολόγησης του αιολικού πάρκου περιλαμβάνει το κόστος αποσυναρμολόγησης των ανεμογεννητριών ($C61$), το κόστος αποσυναρμολόγησης των πλατφορμών ($C62$), το κόστος αποσυναρμολόγησης της πρόσδεσης και της αγκύρωσης ($C63$) και το κόστος αποσυναρμολόγησης του ηλεκτρικού συστήματος ($C64$). Επιπλέον, στα κόστη αυτά θα πρέπει να προστεθεί το

κόστος καθαρισμού της περιοχής (C65) όπου ήταν εγκατεστημένο το αιολικό πάρκο και να αφαιρεθεί το ποσό πώλησης των εξαρτημάτων (C66) της αιολικής μονάδας.

$$C6 = C61 + C62 + C63 + C64 + C65 - C66 \quad (5.42)$$

Επειδή, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, η διαδικασία αποσυναρμολόγησης είναι παρόμοια με τη διαδικασία εγκατάστασης, δεν θα αναλυθεί περαιτέρω ο υπολογισμός των συνιστωσών του κόστους αποσυναρμολόγησης, που φαίνονται στην Εξ. 42, επειδή έχουν ήδη αναλυθεί στη φάση εγκατάστασης.

5.3 Οικονομικοί δείκτες

Το κόστος της ενέργειας αποτελεί αναφορά για τους οικονομικούς παράγοντες στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Στον τομέα της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, μάλιστα, το εκτιμώμενο κόστος είναι απαραίτητο για τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής και τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας, καθώς το υψηλό κόστος μπορεί να έχει αρνητικό αντίκτυπο για τον τελικό καταναλωτή. Σε αντίθεση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας όπου το κόστος για την απόκτηση των καυσίμων μπορεί να είναι υψηλό, στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική είναι δωρεάν. Το 70% περίπου του κόστους της αιολικής ενέργειας αποδίδεται στο κόστος κατασκευής και διασύνδεσης. Το υψηλό κόστος της αρχικής επένδυσης αντισταθμίζεται από το πολύ χαμηλό κόστος εκμετάλλευσής τους, εξαιτίας του γεγονότος ότι το καύσιμο είναι δωρεάν. Ωστόσο, το κόστος κεφαλαίου μπορεί να χρειαστεί αρκετά χρόνια για να ανακτηθεί. Το γεγονός ότι στο τρέχον περιβάλλον αγοράς, τα επιτόκια είναι χαμηλά, δίνει τη δυνατότητα στους κατασκευαστές των αιολικών πάρκων να κλειδώσουν τα χαμηλά επιτόκια μακροπρόθεσμα (Miller et al., 2017). Με αυτό τον τρόπο, για τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής και τους εμπλεκόμενους φορείς στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών, ορίζονται κάποιοι χρηματοοικονομικοί δείκτες για τη σύγκριση διαφορετικών τεχνολογιών και οικονομικών επιδόσεων μιας πηγής ηλεκτρικής ενέργειας σε διαφορετικές τοποθεσίες (Aquila et al., 2021).

Καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value) (NPV)

Η NPV αντιπροσωπεύει την καθαρή αξία των ταμειακών ροών του έργου, λαμβάνοντας υπόψη την προεξόφληση τους από την αρχή της επένδυσης (Castro-

Santos et al., 2020). Έτσι λοιπόν, με τη συμπερίληψη των εσόδων από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο, η μέθοδος καθαρής παρούσας αξίας (*NPV*), επιτρέπει τον υπολογισμό της οικονομικής σκοπιμότητας του ενεργειακού έργου καθ' όλη τη διάρκεια της ζωής του (Bortolini et al., 2019). Με απλά λόγια η καθαρή παρούσα αξία (*NPV*) μπορεί να περιγραφεί ως η παρούσα αξία του ποσού διαφοράς μεταξύ των εισροών και των εκροών κατά τη διάρκεια ζωής ενός έργου και υπολογίζεται από την εξής σχέση:

$$NPV = -G_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (5.43)$$

Όπου:

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

E_t : έξοδα για το έτος t . Λαμβάνει υπόψη το κόστος εκμετάλλευσης του έργου κατά τη διάρκεια όλων των ετών λειτουργίας του.

R_t : έσοδα για το έτος t , τα οποία βασίζονται στα εισοδήματα που προέρχονται από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας. Εξαρτάται από τη χώρα που επιλέγεται από την άποψη της ηλεκτρικής τιμής.

t : αριθμός ετών του έργου.

G_0 : αρχική επένδυση. Λαμβάνει υπόψη το κόστος έννοιας και ορισμού, το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης, το κόστος κατασκευής και το κόστος εγκατάστασης κατά τη διάρκεια των ετών κατασκευής του έργου και το κόστος αποσυναρμολόγησης κατά το τελευταίο έτος του κύκλου ζωής του.

r : προεξοφλητικό επιτόκιο.

Εσωτερικός ρυθμός απόδοσης (Internal Rate of Return) (IRR)

Όταν το *NPV* είναι μηδέν, το προεξοφλητικό επιτόκιο που λαμβάνεται είναι το *IRR*, το οποίο είναι το μέγεθος που θέλουμε να υπολογίσουμε (Suzer et al., 2021). Δηλαδή:

$$-G_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (5.44)$$

Περίοδος αποπληρωμής (Discounted Pay-Back Period) (DPBP)

Η DPBP λαμβάνει υπόψη τις ταμειακές ροές κάθε έτους με το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο και τα προσθέτει σε όλες τις προηγούμενες ταμειακές ροές με το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο τους, συγκεντρώνοντας το NPV του. Το έτος στο οποίο το ποσό αυτό είναι ίσο ή μεγαλύτερο από την αρχική επένδυση, είναι το έτος της DPBP (Castro-Santos et al., 2016b).

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq G_0 \quad (5.45)$$

Η επενδυτική απόφαση σχετικά με το αν το ενεργειακό έργο είναι οικονομικά εφικτό εξαρτάται από την τιμή που λήφθηκε για τους προηγούμενους δείκτες. Υπό αυτή την έννοια, αν το NPV είναι αρνητικό και το DPBP είναι πολύ μεγαλύτερο από τα έτη ζωής του έργου τότε η απόφαση για επένδυση είναι αρνητική. Από την άλλη πλευρά, αν το NPV είναι θετικό και το DPBP είναι πολύ μικρότερο από τα έτη ζωής του έργου τότε η απόφαση για επένδυση είναι θετική (Castro-Santos et al., 2020).

Ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost Of Energy) (LCOE)

Προκειμένου να ληφθεί υπόψη το κόστος κεφαλαίου και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης διαφόρων συστημάτων παραγωγής ενέργειας, χρησιμοποιείται συνήθως το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας ($LCOE$) (Miller et al., 2017). Γενικά, το $LCOE$ μπορεί να οριστεί ως ένα οικονομικό μέτρο του συνολικού μέσου κόστους για την κατασκευή και τη λειτουργία μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της ζωής της (Aquila et al., 2021). Το $LCOE$ υπολογίζεται ανάλογα με το συνολικό κόστος κύκλου ζωής του έργου κατά την περίοδο t (LCS_{FOWF_t}), που κυμαίνεται από το έτος 1 έως τον αριθμό ετών της ζωής του έργου (N_{farm}) και του οποίου η αξία υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη, το κόστος κεφαλαίου του έργου (r) και την ενέργεια που παράγεται από το πλωτό υπεράκτιο αιολικό πάρκο (E_t) σε kWh / έτος (Castro-Santos et al., 2016b).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{N_{farm}} \frac{LCS_{FOWF_t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N_{farm}} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5.46)$$

Λόγος κόστους - ισχύος ενέργειας (Cost of power ratio) (C_{power})

Το C_{power} , σε €/MW, υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη το συνολικό κόστος του κύκλου ζωής του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου (LCS_{FOWF}), τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών (NWT) και την ενιαία ισχύ κάθε αιολικής ανεμογεννήτριας (PWT).

$$C_{power} = \frac{LCS_{FOWF}}{NWT \cdot PWT} \quad (5.47)$$

Οι επενδυτές θέλουν να εξασφαλίσουν το χαμηλότερο δυνατό $LCOE$ και C_{power} .

5.4 Αγορά ενέργειας

Το κόστος της ενέργειας (COE) είναι πολύ σημαντικό για τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής και τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας καθώς συνεχώς αυξάνεται η ζήτηση για ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές. Οι επενδυτές πιθανόν να μην είναι πρόθυμοι να αγοράσουν περισσότερη ανανεώσιμη ενέργεια από όση απαιτείται, εάν το COE είναι πολύ υψηλό. Το COE είναι το πραγματικό κόστος αγοράς ενέργειας, ενώ το $LCOE$ είναι το οριακό κόστος παραγωγής ενέργειας (Bruck et al., 2018). Όπως προκύπτει από την ανάλυση που έγινε στις προηγούμενες ενότητες υπάρχουν πολλές μεταβλητές που σχετίζονται με τον προσδιορισμό του $LCOE$. Η βελτιστοποίηση αυτών είναι πολύ σημαντική για τις εταιρείες εκμετάλλευσης ενέργειας καθώς προσπαθούν να καθορίσουν αν είναι οικονομικά ωφέλιμο ή όχι να επενδύσουν σε μια εγκατάσταση εκμετάλλευσης αιολικής ενέργειας, σε αντίθεση με μια μονάδα που σχετίζεται με την εκμετάλλευση ορυκτών καυσίμων (Miller et al., 2017).

Εκτός από την αύξηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, παρατηρείται μια αύξηση στη χρήση συμφωνιών αγοράς ενέργειας (PPA) για όλες τις πηγές ενέργειας. Τα PPA είναι συμβόλαια που βασίζονται στην απόδοση μιας μονάδας παραγωγής ενέργειας και στοχεύουν στη δημιουργία μιας δίκαιης και ελεγχόμενης από τον κίνδυνο της αβεβαιότητας συμφωνίας για την αγορά και την πώληση ενέργειας μεταξύ ενός επενδυτικού προγράμματος (αγοραστής) και μιας γεννήτριας (πωλητής). Τα PPA είναι πολύ σημαντικά για την επιτυχία ενός έργου ανανεώσιμης ενέργειας, αφού προσφέρουν ένα κόστος ενέργειας με μειωμένη έκθεση στην αστάθεια των τιμών των καυσίμων και χωρίς εξάρτηση από τη νομοθεσία για την αλλαγή του κλίματος. Χωρίς

εγγυήσεις μακροπρόθεσμων εσόδων, τα έργα ανανεώσιμης ενέργειας θα είναι δύσκολο να χρηματοδοτηθούν. Τα PPA μπορούν να καθορίσουν κάθε πτυχή του έργου, συμπεριλαμβανομένων: των όρων για την κατασκευή, τη λειτουργία και τη συντήρηση του έργου, την ασφάλιση, τη διασύνδεση, την εμπλοκή της κυβέρνησης και τρίτων στο έργο και την παράδοση ενέργειας. Οι διαπραγματεύσεις PPA βασίζονται σε μεγάλο βαθμό στη γνώση του *LCOE* για το έργο, καθώς αυτό θα καθορίσει την περίοδο αποπληρωμής των κεφαλαιουχικών δαπανών και τη δυνατότητα παραγωγής του έργου. Στις διαπραγματεύσεις αυτές καθορίζεται η διάρκεια της συμφωνίας, η τιμή του συμβολαίου και το χρονοδιάγραμμα τιμών (Bruck et al., 2018).

Υπάρχουν πολλοί παράγοντες που επηρεάζουν ένα PPA, ορισμένοι από τους οποίους είναι: τιμή αγοράς, παράδοση ενέργειας (μέγιστη/ελάχιστη), διασύνδεση, ασφάλιση, πίστωση, χρέωση και φόροι. Η τιμή αγοράς είναι πολύ σημαντική για τον προσδιορισμό του κατά πόσον το PPA θα είναι προνομιακό για τον πωλητή. Τα PPA χρησιμοποιούν μοντέλα *LCOE* για να καθορίσουν μια δίκαιη τιμή ενέργειας, ωστόσο οι αγοραστές μπορούν να θέσουν όρους που περιορίζουν την ετήσια παραγωγή ενέργειας. Μπορούν να θέσουν ένα όριο για την ελάχιστη ετήσια ποσότητα ενέργειας που πρέπει να παραδοθεί και ένα μέγιστο ποσό που θα αγοραστεί. Τα όρια των συμφωνιών PPA συνεπάγονται κυρώσεις καθώς επιβάλλεται ποινή όταν ο πωλητής δεν ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις της παράδοσης ενέργειας (Bruck et al., 2018). Τα PPA χρησιμοποιούνται για τη μείωση της αβεβαιότητας στην παραγωγή και πώληση ενέργειας και στις συνέπειες κόστους που ακολουθούν. Η διάρκεια ενός τυπικού PPA για την αιολική ενέργεια είναι μεταξύ 15 και 25 ετών, με τα 20 χρόνια να κυριαρχούν στην πλειοψηφία των συμβάσεων (Miller et al., 2017).

Κεφάλαιο 6: Περιπτώσεις Μελέτης

Η μεθοδολογία που αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, για τον υπολογισμό του κόστους κύκλου ζωής ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, και οι οικονομικοί δείκτες που χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου, θα χρησιμοποιηθούν σε αυτό το κεφάλαιο για την ανάλυση ορισμένων περιπτώσεων τοποθέτησης υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Τα κριτήρια που λαμβάνονται υπόψη για τη διαδικασία τοποθέτησης του πάρκου, είναι τα ακόλουθα:

- Κατάλληλο θαλάσσιο βάθος, το οποίο μπορεί να εξασφαλίσει την τεχνική δυνατότητα εγκατάστασης πλωτών ανεμογεννητριών.
- Απόσταση από την ακτή μικρότερη από το όριο των 6 ναυτικών μιλίων.
- Αποφυγή τοποθεσιών με σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις (Natura 2000).
- Αξιοσημείωτο δυναμικό ανέμου (πυκνότητα αιολικής ισχύος $> 260 \text{ W/m}^2$ σε υψόμετρο 80m).

Τοποθεσία και διάταξη αιολικού πάρκου

Εξαιτίας της στενής υφαλοκρηπίδας των ελληνικών θαλασσών, τα μικρά βάθη είναι πολύ κοντά στην ακτή με αποτέλεσμα να υπάρχει πρόβλημα οπτικής όχλησης. Για το λόγο αυτό, στην παρούσα εργασία προτείνονται οι πλωτές ανεμογεννήτριες ως η καταλληλότερη λύση για τις ελληνικές θάλασσες, καθώς με τη χρήση αυτών, το βάθος δεν αποτελεί περιορισμό. Από την άλλη πλευρά, η απόσταση του υπεράκτιου έργου από την ακτή καθορίζεται από τα εθνικά χωρικά ύδατα. Σύμφωνα με τους Ladenburg and Dubgaard (2007), η βέλτιστη τοποθεσία για την εγκατάσταση υπεράκτιων αιολικών πάρκων, ώστε να μην δημιουργείται δυσαρέσκεια στο κοινό, απέχει περίπου 18 km από την ακτή. Δυστυχώς όμως, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, τα ελληνικά χωρικά ύδατα εκτείνονται έως και 6 ναυτικά μίλια (περίπου 11 km) από τη φυσική ακτογραμμή. Έτσι, το υπεράκτιο αιολικό έργο τοποθετείται σε απόσταση 8 km από την ακτή, απόσταση που θεωρείται ότι προκαλεί χαμηλά έως μηδενικά επίπεδα οπτικής όχλησης.

Λαμβάνοντας υπόψη αυτούς τους παράγοντες και τις εικόνες της ενότητας 3.4 σχετικά με τα χαρακτηριστικά των ελληνικών θαλασσών, ξεχώρισαν τρεις περιοχές μελέτης, οι

οποίες εμφανίζουν εξαιρετικό αιολικό δυναμικό και θεωρούνται, σύμφωνα με τους Soukissian et al. (2020), οι ιδανικότερες από τεχνική άποψη περιοχές του Αιγαίου για ανάπτυξη υπεράκτιας αιολικής ενέργειας. Για τον προσδιορισμό των κλιματικών δεδομένων της εκάστοτε περιοχής μελέτης, χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό RETScreen Expert. Το λογισμικό αυτό παράγει αποτελέσματα που αφορούν τον προσδιορισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας του έργου, το κόστος των διαδικασιών εγκατάστασης, τα έσοδα από τη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου και την περίοδο αποπληρωμής της επένδυσης.



Εικόνα 6.1: Κατασκευή που λήφθηκε υπόψη στη μελέτη, (Johannes, 2014)

Στις τρεις αυτές περιοχές μελέτης εξετάστηκε η ίδια υπεράκτια εγκατάσταση, με τη μόνη διαφορά μεταξύ αυτών να είναι τα κλιματικά δεδομένα της κάθε περιοχής, τα οποία πρόκειται να επηρεάσουν τόσο το κόστος όσο και την παραγόμενη ισχύ του έργου. Όσον αφορά τα χαρακτηριστικά του πάρκου, εγκαθίστανται 20 ανεμογεννήτριες RE Power 5 M, ισχύος 5 MW η καθεμία, και οι πλατφόρμες έδρασης αυτών είναι τύπου semisubmersible. Η διάμετρος του ρότορα είναι 126 m και το ύψος του πύργου φτάνει τα 95 m. Η συνολική επιφάνεια σάρωσης του κάθε στροβίλου ανέρχεται στα 12469 m². Η διάταξη του πάρκου περιλαμβάνει 4 σειρές με 5 ανεμογεννήτριες η καθεμία. Επίσης, η κατάλληλη απόσταση μεταξύ των

ανεμογεννητριών, σύμφωνα με τους Konstantinidis et al. (2014), είναι 6-8 διαμέτρους ρότορα (D). Στην παρούσα μελέτη, η απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών λήφθηκε στα 7D, δηλαδή στα 882 m. Επομένως, η έκταση της υπεράκτιας εγκατάστασης εκτιμάται σε περίπου 9.33 km². Ακόμη, τοποθετείται ένας υπεράκτιος υποσταθμός σε απόσταση 6 km από την ακτή, με πλατφόρμα έδρασης παρόμοια με αυτή των στροβίλων. Τέλος, επιλέχθηκε ένας εκθέτης παραμόρφωσης ανέμου 0.12 που αντιστοιχεί στην τιμή που χρησιμοποιείται συχνότερα για υπεράκτιες συνθήκες ανέμου.

Κόστος κύκλου ζωής αιολικού πάρκου

Η διαδικασία υπολογισμού του κόστους του κύκλου ζωής ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου αναλύθηκε διεξοδικά στο προηγούμενο κεφάλαιο. Λαμβάνοντας υπόψη αυτή τη μεθοδολογία, προσδιορίστηκαν αρχικά τα επιμέρους κόστη του κάθε σταδίου του κύκλου ζωής, και στη συνέχεια από τις εξισώσεις του κεφαλαίου 5 υπολογίστηκε το κόστος του κάθε σταδίου του έργου. Καθώς το έργο είναι παρόμοιο και για τις τρεις περιοχές μελέτης, τα περισσότερα κόστη θα είναι κοινά με εξαίρεση την κατασκευή των ηλεκτρικών καλωδίων, τα οποία εξαρτώνται από το εκάστοτε βάθος της περιοχής μελέτης. Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζονται τα κοινά επιμέρους κόστη του κάθε σταδίου και για τις τρεις περιοχές μελέτης.

Πίνακας 6.1: Κόστη έννοιας και ορισμού

Κατηγορία	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Έννοια και ορισμός	Cem	Κόστος μελέτης αγοράς	100,000	€
	Ctaxes	Φόροι περιβαλλοντικών επιπτώσεων	1,000	€
	NWT	Αριθμός ανεμογεννητριών	20	-
	PWT	Ισχύ κάθε ανεμογεννήτριας	5	MW
	Cemet	Κόστος μετεωρολογικής κατασκευής	10,000	€
	Csmet	Κόστος μετεωρολογικών αισθητήρων	2,400,000	€
	Csamet	Κόστος βοηθητικών μετεωρολογικών εξαρτημάτων	470,000	€
	Cim	Κόστος γεωτεχνικής μελέτης	10,000	€

Πίνακας 6.2: Κόστη σχεδιασμού και ανάπτυξης

Κατηγορία	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Σχεδιασμός και ανάπτυξη	Cga	Ενιαίο κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης	2,400	€/MW

Πίνακας 6.3: Κόστη κατασκευής

Κατηγορία	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Κατασκευή	CMW	Κόστος κατασκευής της πλωτής υπεράκτιας ανεμογεννήτριας	900,000	€/MW
	Nsub	Αριθμός πλατφορμών υποσταθμού	1	-
	CMAT	Κόστος υλικών πλατφόρμας	2,500,000	€
	CDIplat	Αμειβή εργαζομένων για την κατασκευή της πλατφόρμας	1,000,000	€
	Bi	Βιομηχανικό κέρδος κατασκευαστικών συσκευών	0.05	-
	mplatform	Μάζα της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	2,500	tn
	Sov	Βυθισμένη επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	5,427	m2
	Som	Επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας που δεν βρέχεται	1,356	m2
	Si	Εσωτερική επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	1,356	m2
	Cmo	Κόστος ανά ώρα της άμεσης εργασίας στο ναυπηγείο	50	€/h
	Csteel	Κόστος χάλυβα	524	€/ton
	LMOOR	Μήκος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	882	m
	P _{MOOR}	Μάζα ανά μέτρο πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	20	kg/m
	C _{MOOR}	Κόστος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	5	€/kg
	LP	Αριθμός γραμμών πρόσδεσης ανά πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	2	-
	NWP	Αριθμός πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών	20	-
	mANC	Μάζα άγκυρας	18	tn
	CANC	Κόστος αγκυριών	150,000	€
	NF	Αριθμός γραμμών του αιολικού πάρκου	4	-
	NAF	Αριθμός ανεμογεννητριών ανά γραμμή του αιολικού πάρκου	5	-
	N _{TS}	Αριθμός ηλεκτρικών μετασχηματιστών	1	-
	C _{TS}	Κόστος του μετασχηματιστή	500,000	€
	C _{GIS}	Κόστος του GIS (Διακόπτης με μόνωση αερίου)	285,000	€

Πίνακας 6.4: Κόστη εγκατάστασης

Κατηγορία	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Εγκατάσταση	dshipyard-port	Απόσταση από ναυπηγείο έως λιμάνι	3,000	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	2,000	€/h
	thirePLAT	Χρόνος ενοικίασης των εγκαταστάσεων του ναυπηγείου ή του λιμένα για την αποθήκευση των πλατφορμών	100	days
	ShirePLAT	Έκταση της περιοχής αποθήκευσης των πλατφορμών στο λιμάνι ή το ναυπηγείο	15,000	m ²
	Cstorage	Κόστος αποθήκευσης στο λιμάνι ή το ναυπηγείο	5	€/(m ² *day)
	tloadPLAT	Χρόνος που αφιερώθηκε φορτώνοντας την πλατφόρμα στο λιμάνι	3	h
	NvesselPLAT	Αριθμός σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	3	vessels/platform
	CvesselPLAT	Αμειβή πληρώματος των σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	3,000	€/day
	CmovPLAT	Κόστος μετακίνησης των σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	10,000	€/day
	tinstallationPLAT	Χρόνος που αφιερώθηκε για την εγκατάσταση της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	8	h
	Ccrane shipyard	Κόστος του γερανού στο ναυπηγείο	20,000	€/day
	CAHV	Κόστος του σκάφους AHV που χρησιμοποιήθηκε για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	50,000	€/day
	CDLanch	Αμοιβή προσωπικού για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	5,000	€/day
	Cpumps&divers	Κόστος αντλιών και δυτών για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	5,000	€/day
	Nanchors	Αριθμός αγκυριών	4	anchors/platform
	TinstAHV	Χρόνος που αφιερώνεται στην εγκατάσταση αγκυροβόλησης χρησιμοποιώντας ένα σκάφος AHV	4	anchors/day
	Cinst20KV	Κόστος εγκατάστασης ηλεκτρικού καλωδίου 20 kV	61,531	€/day
	Kinst20KV	Συντελεστής εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου 20 kV	150	m/day
	Cinst220KV	Κόστος εγκατάστασης ηλεκτρικού καλωδίου 220 kV	143,572	€/day
	Kinst220KV	Συντελεστής εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου 220 kV	200	m/day
	Csubport	Κόστος λιμένα για την εγκατάσταση των πλατφορμών υποσταθμού	15,000	€/day
	Csubtransport	Κόστος μεταφοράς για την εγκατάσταση των πλατφορμών υποσταθμού	10,000	€/day
	Csubinst	Κόστος των διαδικασιών εγκατάστασης του υποσταθμού	300,000	€/day
	Cstart-up	Κόστος εκκίνησης	600,000	€

Τα κόστη που αφορούν τις προκαταρκτικές μελέτες που απαιτούνται για τη δημιουργία ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, όπως μελέτες που αφορούν την οικονομική βιωσιμότητα του έργου, τις πιθανές περιβαλλοντικές επιπτώσεις αυτού και τα κόστη των εξαρτημάτων που μελετούν τους υπεράκτιους αιολικούς πόρους της περιοχής τοποθέτησης του έργου, δίνονται στο Castro-Santos et al. (2016b). Στο ίδιο έγγραφο αναφέρεται και το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης για ένα παρόμοιο πλωτό υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Με βάση λοιπόν αυτές τις τιμές, προκύπτει ότι το κόστος έννοιας και ορισμού ισούται με 4,080,000 € και το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης ισούται με 240,000 € και για τις τρεις περιοχές μελέτης.

Τα κόστη κατασκευής και εγκατάστασης των πλωτών υπεράκτιων ανεμογεννητριών είναι κοινά και για τις τρεις περιοχές μελέτης και δίνονται στους Πίνακες 6.3 και 6.4. Τα κόστη όμως που σχετίζονται με την κατασκευή και την εγκατάσταση των ηλεκτρικών καλωδίων στις διάφορες περιοχές που καταλαμβάνει το ηλεκτρικό σύστημα διαφέρουν ανάλογα με το βάθος της περιοχής στην οποία τοποθετούνται οι πλωτές ανεμογεννήτριες και ο υπεράκτιος υποσταθμός, καθώς και από την απόσταση του υποσταθμού από την χερσαία σύνδεση του δικτύου.

Τα κόστη που αφορούν την εκμετάλλευση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου εξαρτώνται κυρίως από τον αριθμό των εργαζομένων σε αυτό καθώς και από την πιθανότητα αστοχίας ενός εκ των εξαρτημάτων της κατασκευής. Η πιθανότητα αυτή καθώς και τα κόστη που συνεπάγονται αυτής της αστοχίας αναλύθηκε εκτενώς από τους Carroll et al. (2015) και έτσι προέκυψαν τα κόστη που φαίνονται στον Πίνακα 6.5.

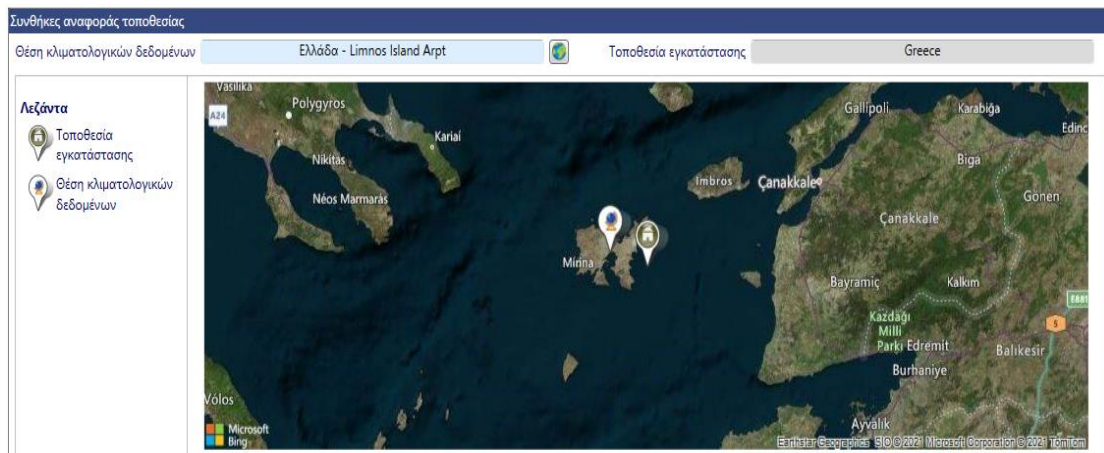
Όσον αφορά τη διαδικασία αποσυναρμολόγησης, όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 5, περιλαμβάνει παρόμοιες εργασίες με το στάδιο της εγκατάστασης όσον αφορά το λιμάνι, τη μεταφορά και την απεγκατάσταση των εξαρτημάτων. Επίσης, απαιτείται επεξεργασία, μεταφορά και εξάλειψη όλων των υλικών που χρησιμοποιήθηκαν στο αιολικό πάρκο, καθώς και πώληση ορισμένων εξ αυτών ως σκουπίδια. Συγκεκριμένα, ο καθαρισμός της περιοχής, σύμφωνα με τους Castro-Santos and Diaz-Casas (2014), κοστίζει 300,000 €, η τιμή του χάλυβα ως σκουπίδια υπολογίζεται στα 0.3562 €/kg και η αντίστοιχη τιμή του αλουμινίου από τα ηλεκτρικά καλώδια στα 1.5318 €/kg.

Πίνακας 6.5: Κόστη εκμετάλλευσης

Κατηγορία	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Εκμετάλλευση	C _{tax&op}	Κόστος των φόρων που σχετίζονται με τη λειτουργία του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου	1,143,840	€
	N _{farm}	Αριθμός ετών του κύκλου ζωής του αιολικού πάρκου	25	years
	C _{gADM}	Κόστος ανά έτος διοίκησης του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου	4,766,000	€/year
	C _{gLEGAL}	Κόστος ανά έτος των νομικών πτυχών κατά τη διαδικασία λειτουργίας	100,000	€/year
	C _{MPTRANSP}	Κόστος μεταφοράς για συντήρηση	5,000	€/year
	C _{MPMAT}	Κόστος υλικών για συντήρηση	18,500	€/year
	C _{MPDL}	Αμοιβή του προσωπικού συντήρησης	200	€/(person*day)
	P _{failure1}	Πιθανότητα μικρής επισκευής	6.2	failure/(turbine*year)
	C _{MCTRANSP1}	Κόστος μεταφοράς για μικρή επισκευή	1,000	€
	C _{MCDL1}	Αμοιβή του προσωπικού μικρής επισκευής	200	€/(person*day)
	C _{CMCMAT1}	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την μικρή επισκευή	1,000	€
	P _{failure2}	Πιθανότητα σημαντικής επισκευής	1.1	failure/(turbine*year)
	C _{MCTRANSP2}	Κόστος μεταφοράς για σημαντική επισκευή	3,000	€
	C _{MCDL2}	Αμοιβή του προσωπικού σημαντικής επισκευής	400	€/(person*day)
	C _{CMCMAT2}	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την σημαντική επισκευή	10,000	€
	P _{failure3}	Πιθανότητα σημαντικής αντικατάστασης	0.3	failure/(turbine*year)
	C _{MCTRANSP3}	Κόστος μεταφοράς για σημαντική αντικατάσταση	12,000	€
	C _{MCDL3}	Αμοιβή του προσωπικού σημαντικής αντικατάστασης	600	€/(person*day)
	C _{CMCMAT3}	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την σημαντική αντικατάσταση	100,000	€

6.1 1^η περιοχή μελέτης: Λήμνος

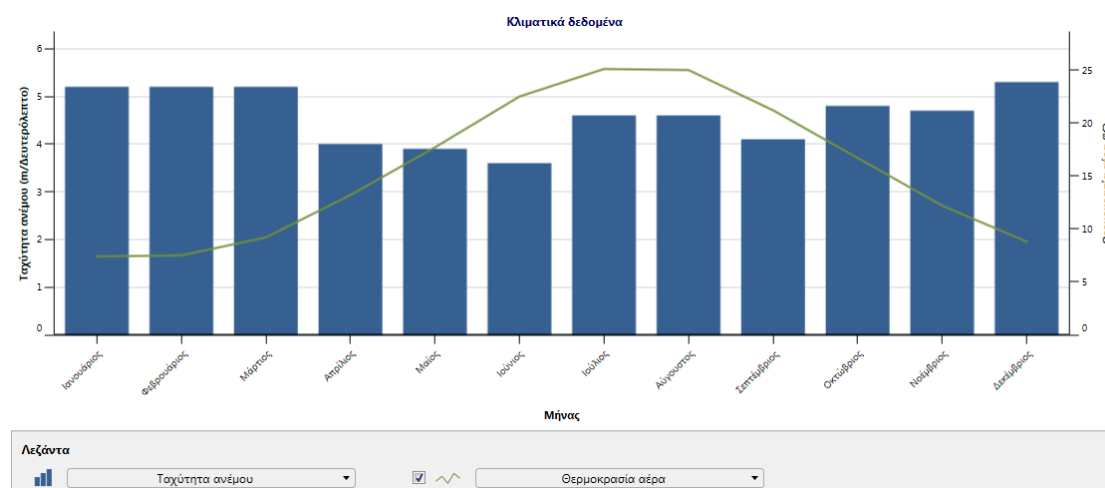
Η 1^η περιοχή μελέτης, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 6.2, βρίσκεται ανατολικά της νήσου Λήμνος, στην περιοχή του Βορείου Αιγαίου. Το μέσο βάθος σε αυτή την περιοχή είναι 100 m σύμφωνα με το λογισμικό Navionics. Οι κλιματικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή προσδιορίστηκαν από το λογισμικό RETScreen Expert και παρουσιάζονται στην Εικόνα 6.3. Στην Εικόνα 6.4 παρουσιάζεται σε γράφημα η μηνιαία διακύμανση της ταχύτητας του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα στη συγκεκριμένη περιοχή.



Εικόνα 6.2: 1η περιοχή μελέτης: Λήμνος, (RETScreen Expert)

Μονάδα	Θέση κλιματολογικών δεδομένων		Τοποθεσία εγκατάστασης		Πηγή					
	Ελλάδα - Limnos Island Arpt	Greece								
Γεωγραφικό πλάτος	39.9	39.9			Εδαφος+NASA Εδαφος - Χάρτης Εδαφος Εδαφος NASA					
Γεωγραφικό μήκος	25.2	25.4								
Κλιματική ζώνη	4A - Μικτό - Υγρό									
Υψόμετρο	m	4		0						
Θερμοκρασία θέρμανσης βάσει σχεδιασμού	°C	0.0								
Θερμοκρασία ψύξης βάσει σχεδιασμού	°C	30.8								
Πλάτος (διακύμανση) θερμοκρασίας εδάφους	°C	11.7								
Μήνας	Ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία - Οριζόντια		Ατμοσφαιρική πίεση		Θερμοκρασία εδάφους		Βαθμό-ημέρες θέρμανσης		Βαθμο-ημέρες ψύξης	
	Θερμοκρασία αέρα °C	Σχετική υγρασία %	Κατακρήμνιση mm	Οριζόντια kWh/m²/ημ	Ατμοσφαιρική πίεση kPa	Ταχύτητα ανέμου m/Δευτερόλεπτο	Θερμοκρασία εδάφους °C	18 °C °C-ημ	10 °C °C-ημ	
Ιανουάριος	7.4	77.8%	79.67	1.83	101.8	5.2	13.5	329	0	
Φεβρουάριος	7.5	74.3%	76.44	2.79	101.6	5.2	13.1	294	0	
Μάρτιος	9.2	75.3%	65.72	4.02	101.5	5.2	13.3	273	0	
Απρίλιος	13.2	75.4%	47.10	5.60	101.2	4.0	14.8	144	96	
Μαίος	17.7	71.2%	37.82	7.02	101.3	3.9	18.0	9	239	
Ιούνιος	22.5	64.6%	15.90	8.19	101.2	3.6	22.2	0	375	
Ιούλιος	25.1	61.4%	10.54	8.00	101.0	4.6	24.2	0	468	
Αύγουστος	25.0	63.5%	8.06	7.15	101.1	4.6	24.6	0	465	
Σεπτέμβριος	21.2	69.0%	31.50	5.62	101.4	4.1	22.7	0	336	
Οκτώβριος	16.7	74.9%	58.28	3.65	101.7	4.8	19.7	40	208	
Νοέμβριος	12.2	78.9%	89.10	2.16	101.7	4.7	16.7	174	66	
Δεκέμβριος	8.8	79.3%	107.57	1.49	101.7	5.3	14.7	285	0	
Ετήσιο	15.6	72.1%	627.70	4.80	101.4	4.6	18.2	1,548	2,253	
Πηγή	Εδαφος	Εδαφος	NASA	NASA	NASA	Εδαφος	NASA	Εδαφος	Εδαφος	
Μετρημένο σε						m	10	0		

Εικόνα 6.3: Κλιματικά δεδομένα 1ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)



Εικόνα 6.4: Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα, (RETScreen Expert)

Από το πρόγραμμα Global Wind Atlas προσδιορίστηκε η μέση ταχύτητα ανέμου στο ύψος του στρόβιλου και βρέθηκε ίση με 8.92 m/s. Εισάγοντας κάποια δεδομένα σχετικά με τις απώλειες που πιθανόν θα υπάρξουν κατά τη λειτουργία του έργου, είτε λόγω ακραίων καιρικών συνθηκών είτε λόγω αστοχίας της κατασκευής, το λογισμικό RETScreen Expert υπολογίζει το συντελεστή ισχύος, ο οποίος για τη συγκεκριμένη περιοχή μελέτης είναι 40.2%. Λαμβάνοντας υπόψη αυτά τα δεδομένα, σε συνδυασμό με την ισχύ των ανεμογεννητριών, προκύπτει μέσω του λογισμικού ότι η ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά στρόβιλο είναι 20,305,514 kWh.

Συνολικό κόστος έργου

Τα κόστη που σχετίζονται με την κατασκευή και την εγκατάσταση των ηλεκτρικών καλωδίων στις διάφορες περιοχές που καταλαμβάνει το ηλεκτρικό σύστημα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.6. Σύμφωνα με αυτά τα κόστη υπολογίζεται ότι το κόστος του σταδίου κατασκευής ανέρχεται σε 318,936,000 €, το κόστος του σταδίου εγκατάστασης σε 269,168,890.9 €, το κόστος του σταδίου εκμετάλλευσης σε 130,864,588.9 € και το κόστος του σταδίου αποσυναρμολόγησης σε 15,865,353.41 €. Επομένως, το συνολικό κόστος του κύκλου ζωής για το έργο της 1^{ης} περιοχής μελέτης ισούται με 739,154,833.2 €.

Ανάλυση βιωσιμότητας του έργου

Η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης βασίζεται, όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 5, σε ορισμένους δείκτες, όπως η καθαρή παρούσα αξία (*NPV*), ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης (*IRR*), η περίοδος αποπληρωμής (*DPBP*), το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (*LCOE*) και ο λόγος κόστους-ισχύος (C_{power}). Ο υπολογισμός των *NPV*, *IRR* και *DPBP* εξαρτάται από το ηλεκτρικό τιμολόγιο που λαμβάνεται υπόψη. Σύμφωνα με τον τελευταίο νόμο για τις ΑΠΕ (νόμος 3851, 4/06/2010), η ελάχιστη τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένο σύστημα είναι 0.09945 €/kWh. Για να καταστεί το συγκεκριμένο έργο οικονομικά εφικτό λαμβάνεται υπόψη μια ελάχιστη τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας 0.16509 €/kWh. Επίσης, έσοδα θα προκύψουν και από τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (ΑΤΘ), καθώς σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή η τιμή πίστωσης για μείωση εκπομπών ΑΤΘ είναι 50 €/tn CO₂.

Πίνακας 6.6: Κόστη ηλεκτρικών καλωδίων 1ης περιοχής μελέτης

Στάδιο	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Κατασκευή	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	30932	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	80	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	6080	m
	Coff2	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off2	300	€/m
	Non	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	1	-
	d _{on}	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	1000	m
	C _{on}	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	40	€/m

Εισάγοντας στο λογισμικό RETScreen Expert τα δεδομένα κόστους και εσόδων προέκυψαν τα αποτελέσματα με βάση τα οποία αξιολογείται η οικονομική βιωσιμότητα του υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Αρχικά η καθαρή παρούσα αξία είναι περίπου 0, τιμή που συνεπάγεται ότι η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη με ετήσιο ρυθμό απόδοσης ίσο με IRR. Αυτός ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης προ φόρων ισούται με 7.3% και η περίοδος αποπληρωμής υπολογίστηκε στα 16.9 έτη, επομένως η επένδυση θεωρείται αποδεκτή και οικονομικά βιώσιμη. Το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας ισούται με 0.218 €/kWh και ο λόγος κόστους-ισχύος ισούται με 7,391,548.332 €/MW.

Απώλειες		
Απώλειες διάταξης	%	4%
Απώλειες πτερυγίου	%	3%
Λοιπές απώλειες	%	5%
Διαθεσιμότητα	%	98%
Περίληψη		
Συντελεστής ισχύος	%	40.2%
Αρχικά κόστη	€/kW	7,392
	€	739,154,833
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)	€/kW-έτος	52.35
	€	5,234,584
Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού	€/kWh	0.165
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο	kWh	352,076,179
Εσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€	58,124,555
Άλλες πληροφορίες		Ανά στρόβιλο
Μη διορθωμένη ενεργειακή παραγωγή	kWh	20,322,753
Συντελεστής πίεσης		1.001
Συντελεστής θερμοκρασίας		0.998
Συνολική ενεργειακή παραγωγή	kWh	20,305,514
Συντελεστής απωλειών		0.87
Ειδική παραγωγή	kWh/m ²	1,412

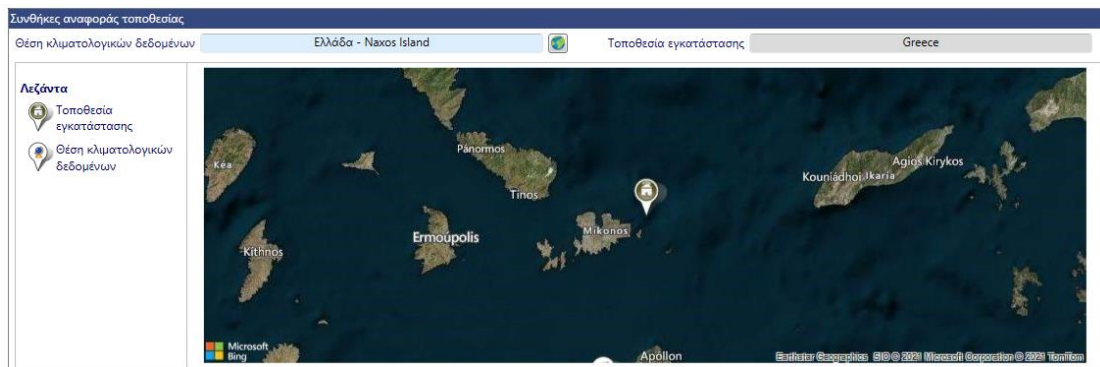
Εικόνα 6.5: Αποτελέσματα παραγόμενης ισχύος 1ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)

Οικονομική Ανάλυση		
Οικονομικοί Παράμετροι		
Τιμή πληθωρισμού	%	2%
Διάρκεια ζωής έργου	έτος	25
Τοκοχρεολύσιο	%	70%
Επιτόκιο δανεισμού	%	7%
Περίοδος χρέους	έτος	15
Συνολικά αρχικά κόστη	€	739,154,833
Κίνητρα και επιχορηγήσεις	€	
Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους		
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)	€	5,234,584
Πληρωμές χρέους - 15 έτη	€	56,808,659
Συνολικά ετήσια κόστη	€	62,043,243
Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα		
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€	58,124,555
Έσοδα από τη μείωση εκπομπών ΑΤΘ - έτη	€	12,679,180
Λοιπά έσοδα (έξοδα)	€	0
Έσοδα παραγωγής ΚΕ	€	0
Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα	€	70,803,735
Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	7.3%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	0.86%
Απλή αποπληρωμή	έτος	11.3
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	16.9

Εικόνα 6.6: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης 1ης περιοχής μελέτης, (RETSscreen Expert)

6.2 2^η περιοχή μελέτης: Μύκονος

Η 2^η περιοχή μελέτης, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 6.7, βρίσκεται βορειοανατολικά της νήσου Μύκονος, στην περιοχή των Κυκλάδων. Το μέσο βάθος σε αυτή την περιοχή είναι 200 m σύμφωνα με το λογισμικό Navionics. Οι κλιματικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή προσδιορίστηκαν από το λογισμικό RETScreen Expert και παρουσιάζονται στην Εικόνα 6.8. Στην Εικόνα 6.9 παρουσιάζεται σε γράφημα η μηνιαία διακύμανση της ταχύτητας του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα στη συγκεκριμένη περιοχή.

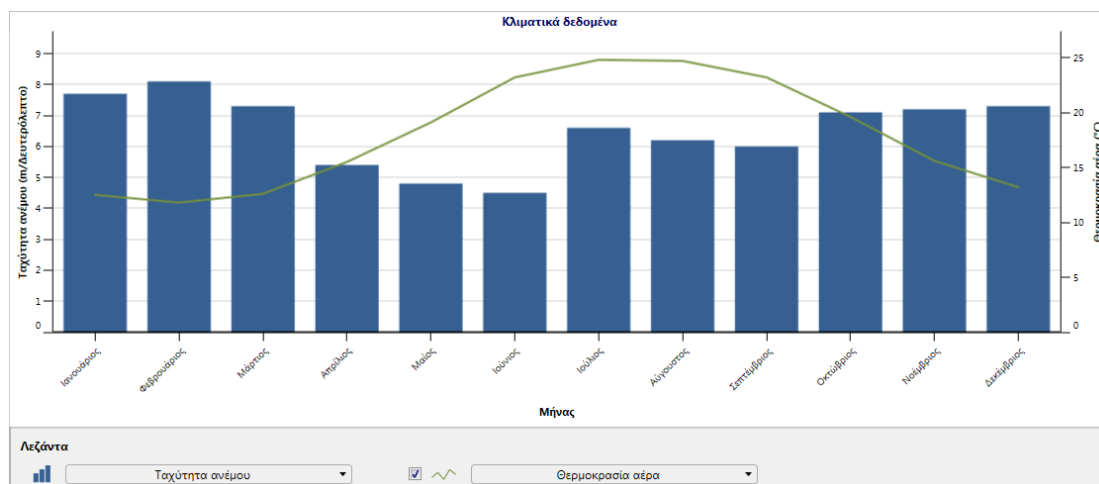


Εικόνα 6.7: 2η περιοχή μελέτης: Μύκονος, (RETScreen Expert)

	Μονάδα	Θέση κλιματολογικών δεδομένων	Τοποθεσία εγκατάστασης	Πηγή
Γεωγραφικό πλάτος		37.1	37.5	
Γεωγραφικό μήκος		25.4	25.5	
Κλιματική ζώνη		3A - Θερμό - Υγρό		Εδαφος+NASA
Υψόμετρο	m	9	0	Εδαφος - Χάρτης
Θερμοκρασία θέρμανσης βάσει σχεδιασμού	°C	6.9		Εδαφος
Θερμοκρασία ψύξης βάσει σχεδιασμού	°C	28.6		Εδαφος
Πλάτος (διακύμανση) θερμοκρασίας εδάφους	°C	10.6		NASA

Μήνας	Θερμοκρασία αέρα		Κατακρήμνηση mm	Ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία - Οριζόντια kWh/m ² /ημ		Ατμοσφαιρική πίεση kPa	Ταχύτητα ανέμου m/Δευτερόλεπτι	Θερμοκρασία εδάφους		Βαθμό-ημέρες θέρμανσης 18 °C °C-ημ	Βαθμο-ημέρες ψύξης 10 °C °C-ημ
	°C	%		°C	°C			°C	°C		
Ιανουάριος	12.5	74.1%	76.57	2.13	101.6	7.7	15.0	171	78		
Φεβρουάριος	11.8	71.4%	71.68	2.97	101.4	8.1	14.9	174	50		
Μάρτιος	12.6	71.1%	52.08	4.38	101.3	7.3	15.2	167	81		
Απρίλιος	15.5	70.6%	27.60	5.88	101.1	5.4	16.4	75	165		
Μαΐος	19.1	70.5%	14.88	7.20	101.1	4.8	19.0	0	282		
Ιούνιος	23.2	67.6%	3.30	8.23	101.0	4.5	22.6	0	396		
Ιούλιος	24.8	68.1%	1.86	8.16	100.8	6.6	24.2	0	459		
Αύγουστος	24.7	70.5%	1.55	7.33	100.8	6.2	24.7	0	456		
Σεπτέμβριος	23.2	70.4%	11.10	5.91	101.2	6.0	23.7	0	396		
Οκτώβριος	19.6	73.9%	41.54	4.07	101.5	7.1	21.2	0	298		
Νοέμβριος	15.6	73.6%	71.70	2.51	101.5	7.2	18.3	72	168		
Δεκέμβριος	13.2	74.3%	83.39	1.80	101.5	7.3	16.1	149	99		
Ετήσιο	18.0	71.3%	457.25	5.06	101.2	6.5	19.3	807	2,927		
Πηγή	Εδαφος	Εδαφος	NASA	NASA	NASA	Εδαφος	NASA	Εδαφος	Εδαφος		
Μετρημένο σε						m	10	0			

Εικόνα 6.8: Κλιματικά δεδομένα 2ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)



Εικόνα 6.9: Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα, (RETScreen Expert)

Από το πρόγραμμα Global Wind Atlas προσδιορίστηκε η μέση ταχύτητα ανέμου στο ύψος του στροβίλου και βρέθηκε ίση με 9.39 m/s. Εισάγοντας τα δεδομένα σχετικά με τις απώλειες που πιθανόν θα υπάρξουν κατά τη λειτουργία του έργου, το λογισμικό RETScreen Expert υπολογίζει το συντελεστή ισχύος, ο οποίος για τη συγκεκριμένη περιοχή μελέτης είναι 43%. Λαμβάνοντας υπόψη αυτά τα δεδομένα, σε συνδυασμό με την ισχύ των ανεμογεννητριών, προκύπτει μέσω του λογισμικού ότι η ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά στρόβιλο είναι 21,716,350 kWh.

Συνολικό κόστος έργου

Τα κόστη που σχετίζονται με την κατασκευή και την εγκατάσταση των ηλεκτρικών καλωδίων στις διάφορες περιοχές που καταλαμβάνει το ηλεκτρικό σύστημα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.7. Σύμφωνα με αυτά τα κόστη υπολογίζεται ότι το κόστος του σταδίου κατασκευής ανέρχεται σε 319,201,000 €, το κόστος του σταδίου εγκατάστασης σε 270,154,412.3 €, το κόστος του σταδίου εκμετάλλευσης σε 130,877,094.1 € και το κόστος του σταδίου αποσυναρμολόγησης σε 15,852,333.11 €. Επομένως, το συνολικό κόστος του κύκλου ζωής για το έργο της 1^{ης} περιοχής μελέτης ισούται με 740,404,839.5 €.

Ανάλυση βιωσιμότητας του έργου

Όπως και στην προηγούμενη περίπτωση μελέτης, λαμβάνεται υπόψη ως τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας τα 0.16509 €/kWh. Έτσι λοιπόν, εισάγοντας στο λογισμικό RETScreen Expert τα δεδομένα κόστους και εσόδων προέκυψαν τα αποτελέσματα με βάση τα οποία αξιολογείται η οικονομική βιωσιμότητα του υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Αρχικά η καθαρή παρούσα αξία είναι 40,845,980 €, ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης προ φόρων ισούται με 12.5% και η περίοδος αποπληρωμής υπολογίστηκε στα 14.4 έτη. Το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας ισούται με 0.204 €/kWh και ο λόγος κόστους-ισχύος ισούται με 7,404,048.395 €/MW.

Πίνακας 6.7: Κόστη ηλεκτρικών καλωδίων 2ης περιοχής μελέτης

Στάδιο	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Κατασκευή	Noff1a	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	20	-
	doff1a	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	200	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	30932	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	150	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	6150	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

Απώλειες		
Απώλειες διάταξης	%	4%
Απώλειες πτερυγίου	%	3%
Λοιπές απώλειες	%	5%
Διαθεσιμότητα	%	98%
Περὶληψη		
Συντελεστής ισχύος	%	43%
Αρχικά κόστη	€/kW	7,404
	€	740,404,840
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξαικονόμηση)	€/kW-έτος	52.35
	€	5,235,084
Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού	Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού - ετήσι	
	€/kWh	0.155
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο	kWh	376,538,575
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€	58,215,247
Άλλες πληροφορίες		
		Ανά στρόβιλο
Μη διορθωμένη ενεργειακή παραγωγή	kWh	21,734,787
Συντελεστής πίεσης		1.001
Συντελεστής θερμοκρασίας		0.998
Συνολική ενεργειακή παραγωγή	kWh	21,716,350
Συντελεστής απωλειών		0.87
Ειδική παραγωγή	kWh/m ²	1,510

Εικόνα 6.10: Αποτελέσματα παραγόμενης ισχύος 2ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)

Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	12.5%
MIRR προ φόρου - μετοχές	%	10.9%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	3.8%
MIRR προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	5.7%
(IRR) μετά-φόρου - μετοχές	%	10.3%
MIRR μετά φόρου - μετοχές	%	9.7%
(IRR) μετά φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	2.3%
MIRR μετά φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	4.6%
Απλή αποπληρωμή	έτος	10.5
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	14.4
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	€	40,845,980
Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής	€/έτος	4,158,376
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)		1.2
Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων		1.2
Κόστος μείωσης εκπομπών ΑΤΘ	€/tn CO ₂	-15.33
Κόστος παραγωγής ενέργειας	€/kWh	0.204

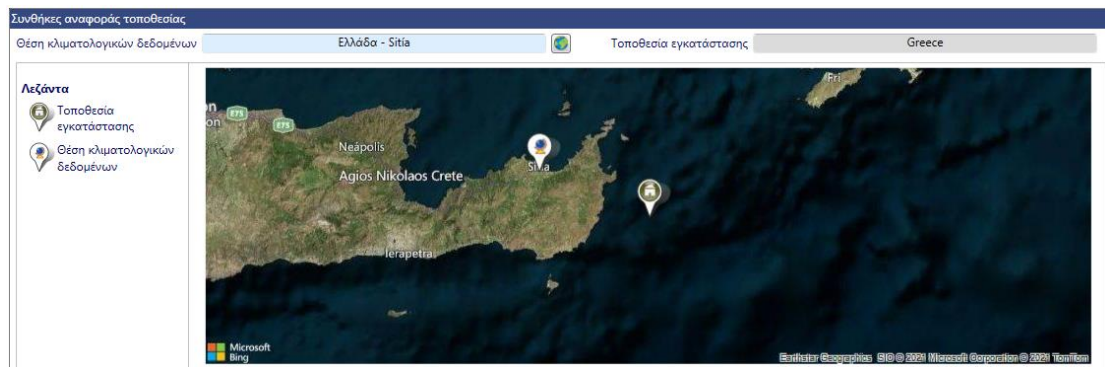
Εικόνα 6.11: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης 2ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)

Κόστος Αποθηκεύσεις Έσοδο			
Αρχικά κόστη			
Αρχικό κόστος	100%	€	740,404,840
Συνολικά αρχικά κόστη	100%	€	740,404,840
Ετήσια χρηματοροφή - Ετος 1			
Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους			
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)		€	5,235,084
Πληρωμές χρέους - 15 έτη		€	49,932,607
Συνολικά ετήσια κόστη		€	55,167,691
Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα			
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας		€	62,163,072
Έσοδα από τη μείωση εκπομπών ΑΤΘ - έτη		€	13,560,135
Λοιπά έσοδα (έξοδα)		€	0
Έσοδα παραγωγής ΚΕ		€	0
Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα		€	75,723,207
Καθαρή ετήσια ταμειακή ροή - Ετος 1		€	20,555,517

Εικόνα 6.12: Ετήσια έσοδα 2ης περίπτωσης μελέτης, (RETScreen Expert)

6.3 3^η περιοχή μελέτης: Κρήτη

Η 3^η περιοχή μελέτης, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 6.13, βρίσκεται ανατολικά της Κρήτης. Το μέσο βάθος σε αυτή την περιοχή είναι 500 m σύμφωνα με το λογισμικό Navionics. Οι κλιματικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή προσδιορίστηκαν από το λογισμικό RETScreen Expert και παρουσιάζονται στην Εικόνα 6.14. Στην Εικόνα 6.15 παρουσιάζεται σε γράφημα η μηνιαία διακύμανση της ταχύτητας του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα στη συγκεκριμένη περιοχή.

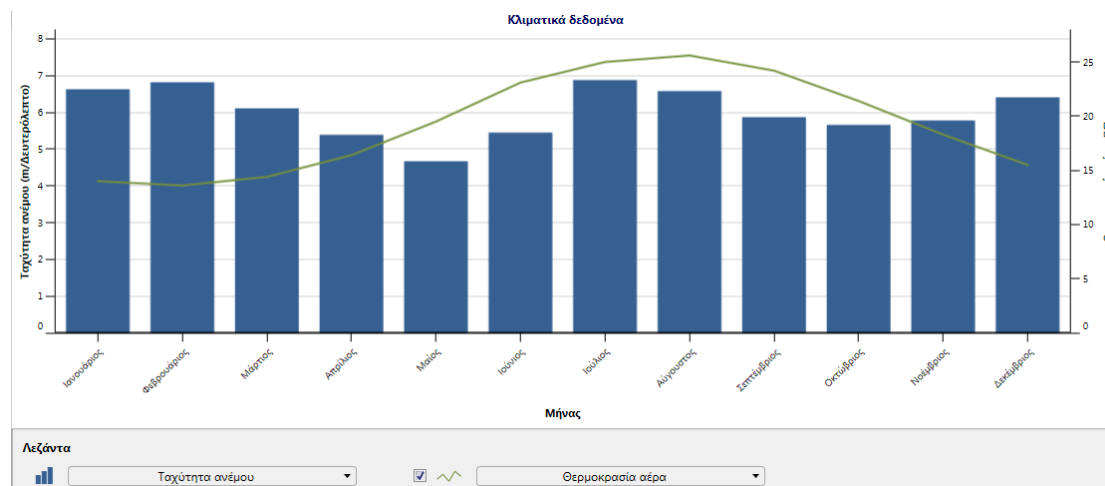


Εικόνα 6.13: 3η περιοχή μελέτης: Κρήτη, (RETScreen Expert)

Μονάδα	Οέση κλιματολογικών δεδομένων		Τοποθεσία εγκατάστασης		Πηγή
	Value	Value	Value	Value	
Γεωγραφικό πλάτος	35.2		35.1		NASA
Γεωγραφικό μήκος	26.1		26.4		
Κλιματική ζώνη	3A - Θερμό - Υγρό				
Υψόμετρο	m	45	0		
Θερμοκρασία θέρμανσης βάσει σχεδιασμού	°C	9.9			NASA - Χάρτης
Θερμοκρασία ψύξης βάσει σχεδιασμού	°C	27.9			NASA
Πλάτος (διακύμανση θερμοκρασίας εδάφους)	°C	4.8			NASA

Μήνας	Θερμοκρασία αέρα	Σχετική υγρασία	Κατακρήμνιση	Ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία - Οριζόντια	Ατμοσφαιρική πίεση	Ταχύτητα ανέμου	Θερμοκρασία εδάφους	Βαθμό-ημέρες θέρμανσης 18 °C	Βαθμο-ημέρες ψύξης 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m ² /ημ	kPa	m/Δευτερόλεπτο	°C	°C-ημ	°C-ημ
Ιανουάριος	14.0	74.1%	86.80	2.50	101.3	6.6	15.6	124	124
Φεβρουάριος	13.6	74.3%	74.48	3.41	101.1	6.8	15.2	123	101
Μάρτιος	14.4	75.5%	54.87	4.79	101.0	6.1	15.6	112	136
Απρίλιος	16.4	76.5%	30.00	6.28	100.8	5.4	16.9	48	192
Μαίος	19.5	76.6%	19.22	7.49	100.8	4.7	19.7	0	295
Ιούνιος	23.1	73.4%	3.60	8.44	100.7	5.5	23.3	0	393
Ιούλιος	25.0	73.3%	0.93	8.42	100.4	6.9	25.3	0	465
Αύγουστος	25.6	73.7%	1.55	7.59	100.5	6.6	26.1	0	484
Σεπτέμβριος	24.2	71.8%	13.80	6.23	100.8	5.9	25.1	0	426
Οκτώβριος	21.4	73.4%	50.53	4.41	101.1	5.7	22.8	0	353
Νοέμβριος	18.3	74.3%	69.90	2.88	101.2	5.8	19.9	0	249
Δεκέμβριος	15.5	74.0%	97.96	2.19	101.2	6.4	17.3	78	171
Ετήσιο	19.3	74.2%	503.64	5.40	100.9	6.0	20.3	484	3,388
Πηγή	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA
Μετρημένο σε						m	10	0	

Εικόνα 6.14: Κλιματικά δεδομένα 3ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)



Εικόνα 6.15: Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα, (RETScreen Expert)

Από το πρόγραμμα Global Wind Atlas προσδιορίστηκε η μέση ταχύτητα ανέμου στο ύψος του στροβίλου και βρέθηκε ίση με 10.52 m/s. Εισάγοντας τα δεδομένα σχετικά με τις απώλειες που πιθανόν θα υπάρξουν κατά τη λειτουργία του έργου, το λογισμικό RETScreen Expert υπολογίζει το συντελεστή ισχύος, ο οποίος για τη συγκεκριμένη περιοχή μελέτης είναι 49%. Λαμβάνοντας υπόψη αυτά τα δεδομένα, σε συνδυασμό με την ισχύ των ανεμογεννητριών, προκύπτει μέσω του λογισμικού ότι η ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά στρόβιλο είναι 24,748,518 kWh.

Συνολικό κόστος έργου

Τα κόστη που σχετίζονται με την κατασκευή και την εγκατάσταση των ηλεκτρικών καλωδίων στις διάφορες περιοχές που καταλαμβάνει το ηλεκτρικό σύστημα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.8. Σύμφωνα με αυτά τα κόστη υπολογίζεται ότι το κόστος του σταδίου κατασκευής ανέρχεται σε 320,131,000 €, το κόστος του σταδίου εγκατάστασης σε 273,323,258.3 €, το κόστος του σταδίου εκμετάλλευσης σε 130,918,082.6 € και το κόστος του σταδίου αποσυναρμολόγησης σε 15,806,379.11 €. Επομένως, το συνολικό κόστος του κύκλου ζωής για το έργο της 1^{ης} περιοχής μελέτης ισούται με 744,498,720 €.

Ανάλυση βιωσιμότητας του έργου

Όπως και στις δύο προηγούμενες περιπτώσεις μελέτης, λαμβάνεται υπόψη ως τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας τα 0.16509 €/kWh. Έτσι λοιπόν, εισάγοντας στο λογισμικό RETScreen Expert τα δεδομένα κόστους και εσόδων προέκυψαν τα αποτελέσματα με βάση τα οποία αξιολογείται η οικονομική βιωσιμότητα του υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Η καθαρή παρούσα αξία είναι 125,092,176 €, ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης προ φόρων ισούται με 15.6% και η περίοδος αποπληρωμής υπολογίστηκε στα 10.5 έτη. Το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας ισούται με 0.18 €/kWh και ο λόγος κόστους-ισχύος ισούται με 7,444,987.2 €/MW.

Πίνακας 6.8: Κόστη ηλεκτρικών καλωδίων 3ης περιοχής μελέτης

Στάδιο	Μεταβλητή	Ορισμός	Τιμή	Μονάδα μέτρησης
Κατασκευή	Noff1a	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	20	-
	doff1a	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	500	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	30932	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	450	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	6450	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

Απώλειες		
Απώλειες διάταξης	%	4%
Απώλειες πτερυγίου	%	3%
Λοιπές απώλειες	%	5%
Διαθεσιμότητα	%	98%
Περίληψη		
Συντελεστής ισχύος	%	49%
Αρχικά κόστη	€/kW	7,445
	€	744,498,720
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)	€/kW-έτος	52.37
	€	5,236,723
Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού	€/kWh	Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού - ετήσι
	€/kWh	0.136
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο	kWh	429,113,176
Εσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€	58,512,275
Άλλες πληροφορίες		Ανά στρόβιλο
Μη διορθωμένη ενεργειακή παραγωγή	kWh	24,769,529
Συντελεστής πίεσης		1.001
Συντελεστής θερμοκρασίας		0.998
Συνολική ενεργειακή παραγωγή	kWh	24,748,518
Συντελεστής απωλειών		0.87
Ειδική παραγωγή	kWh/m ²	1,721

Εικόνα 6.16: Αποτελέσματα παραγόμενης ισχύος 3ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)

Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	15.6%
MIRR προ φόρου - μετοχές	%	12.1%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	5.3%
MIRR προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	6.9%
(IRR) μετά-φόρου - μετοχές	%	12.9%
MIRR μετά φόρου - μετοχές	%	11%
(IRR) μετά φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	3.6%
MIRR μετά φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	5.7%
Απλή αποπληρωμή	έτος	9.2
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	10.5
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	€	125,092,176
Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής	€/έτος	12,735,165
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (O-K)		1.6
Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων		1.3
Κόστος μείωσης εκπομπών ΑΤΘ	€/tn CO ₂	-41.20
Κόστος παραγωγής ενέργειας	€/kWh	0.18

Εικόνα 6.17: Αποτελέσματα οικονομικής ανάλυσης 3ης περιοχής μελέτης, (RETScreen Expert)

Κόστος Αποθηκεύσεις Έσοδο			
Αρχικά κόστη			
Αρχικό κόστος	100%	€	744,498,720
Συνολικά αρχικά κόστη	100%	€	744,498,720
Ετήσια χρηματορροή - Έτος 1			
Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους			
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)		€	5,236,723
Πληρωμές χρέους - 15 έτη		€	50,208,697
Συνολικά ετήσια κόστη		€	55,445,420
Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα			
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας		€	70,842,658
Έσοδα από τη μείωση εκπομπών ΑΤΘ - έτη		€	15,453,483
Λοιπά έσοδα (έξοδα)		€	0
Έσοδα παραγωγής ΚΕ		€	0
Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα		€	86,296,141
Καθαρή ετήσια ταμειακή ροή - Έτος 1		€	30,850,721

Εικόνα 6.18: Ετήσια έσοδα 3ης περίπτωσης μελέτης, (RETScreen Expert)

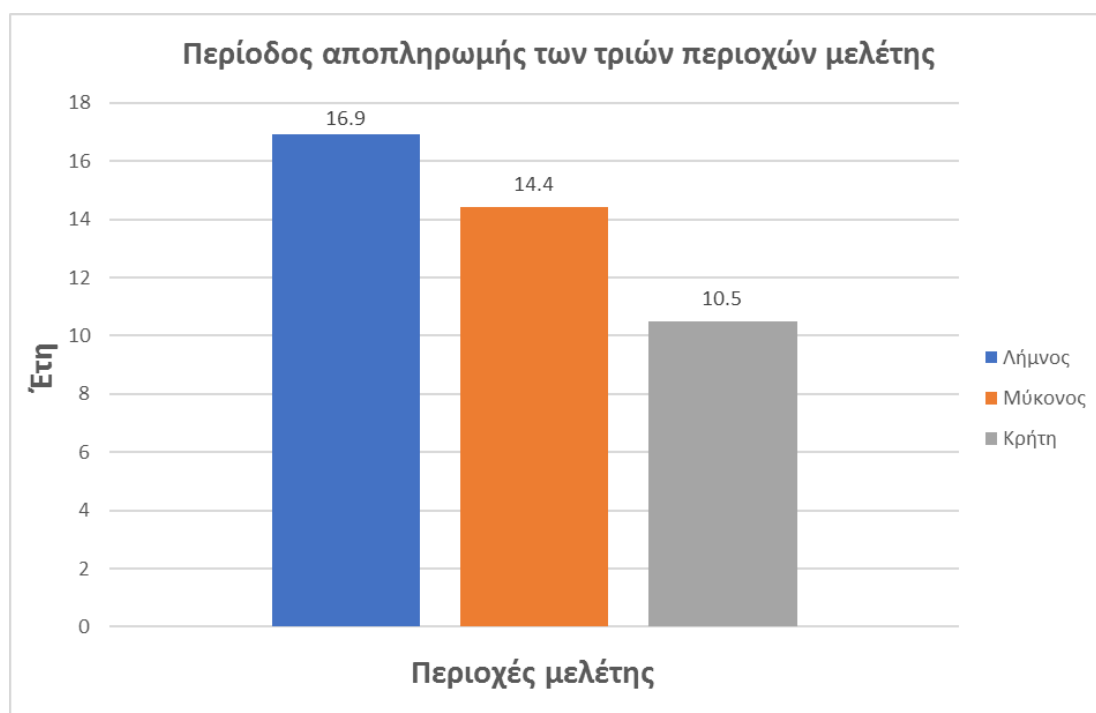
6.4 Σύγκριση

Η ανάλυση των τριών περιοχών μελέτης πραγματοποιήθηκε μέσω της μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 5 και τα αποτελέσματα που προέκυψαν εξάχθηκαν από το λογισμικό RETScreen Expert. Η προτεινόμενη μεθοδολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον προσδιορισμό των οικονομικών δεικτών ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου σε οποιαδήποτε τοποθεσία. Η σύγκριση των αποτελεσμάτων δείχνει την καλύτερη, από οικονομικής και τεχνολογικής άποψης, περιοχή του Αιγαίου για εγκατάσταση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου.

Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι όλα τα αποτελέσματα που έχουν εξαχθεί, καθορίστηκαν με βάση το ηλεκτρικό τιμολόγιο που λήφθηκε υπόψη. Στην παρούσα εργασία, για τις τρεις περιοχές μελέτης λήφθηκε υπόψη ένα ελάχιστο ηλεκτρικό τιμολόγιο, για το οποίο το υπεράκτιο αιολικό πάρκο θα ήταν οικονομικά βιώσιμο. Για το λόγο αυτό τα αποτελέσματα αυτά ενδέχεται να είναι πολύ διαφορετικά λαμβάνοντας υπόψη το ισχύον ελάχιστο ηλεκτρικό τιμολόγιο της Ελλάδας για μη διασυνδεδεμένα συστήματα.

Λαμβάνοντας υπόψη την καθαρή παρούσα αξία (NPV) η βέλτιστη τιμή παρουσιάζεται για την περιοχή της Κρήτης (125,092,176 €), η περιοχή της Μυκόνου έχει επίσης μια καλή τιμή (40,845,980 €), ενώ η περιοχή της Λήμνου έχει καθαρή παρούσα αξία περίπου 0. Όσον αφορά το IRR , η βέλτιστη τιμή εμφανίζεται και πάλι στην περιοχή της Κρήτης (15.6%), ακολουθεί η περιοχή της Μυκόνου με έναν εσωτερικό ρυθμό απόδοσης 12.5% και η δυσμενέστερη τιμή παρουσιάζεται στην περιοχή της Λήμνου (7.3%). Η μικρότερη περίοδος αποπληρωμής, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 6.19, προκύπτει για την περιοχή της Κρήτης (10.5 έτη), η περιοχή της Μυκόνου έχει περίοδο αποπληρωμής τα 14.4 έτη και η περιοχή της Λήμνου τα 16.9 έτη.

Το $LCOE$ είναι μικρότερο στην περιοχή της Κρήτης (0.18 €/kWh), η μεγαλύτερη τιμή υπάρχει στην περιοχή της Λήμνου (0.218 €/kWh) και η Μύκονος εμφανίζει μια ενδιάμεση τιμή (0.204 €/kWh). Τέλος, όσον αφορά το C_{power} τα αποτελέσματα είναι αντιστρόφως ανάλογα, καθώς η μικρότερη τιμή εμφανίζεται στην περιοχή της Λήμνου (7,391,548.332 €/MW), η περιοχή της Μυκόνου έχει μια ενδιάμεση τιμή (7,404,048.395 €/MW) και η μεγαλύτερη τιμή παρουσιάζεται στην περιοχή της Κρήτης (7,444,987.2 €/MW).



Εικόνα 6.19: Αποπληρωμή επένδυσης για τις τρεις περιοχές μελέτης

Με βάση τα αποτελέσματα αυτά, η βέλτιστη οικονομικά τοποθεσία στην περιοχή του Αιγαίου για την εγκατάσταση ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, συνολικής ισχύος 100 MW, είναι η 3^η περιοχή μελέτης, η οποία βρίσκεται στα ανατολικά της Κρήτης, με μέσο βάθος τα 500m. Από την άλλη πλευρά, η δυσμενέστερη οικονομικά τοποθεσία εγκατάστασης του υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι η 1^η περιοχή μελέτης, η οποία βρίσκεται στα ανατολικά της Λήμνου, με μέσο βάθος τα 100m. Παρ' όλα αυτά, και οι τρεις περιπτώσεις μελέτης είναι οικονομικά βιώσιμες και παρέχουν στο σύστημα εξαιρετικά ποσοστά αιολικής ισχύος.

Πίνακας 6.9: Τιμές οικονομικών δεικτών για τις τρεις περιοχές μελέτης (με κόκκινο εμφανίζεται η βέλτιστη τιμή για κάθε δείκτη)

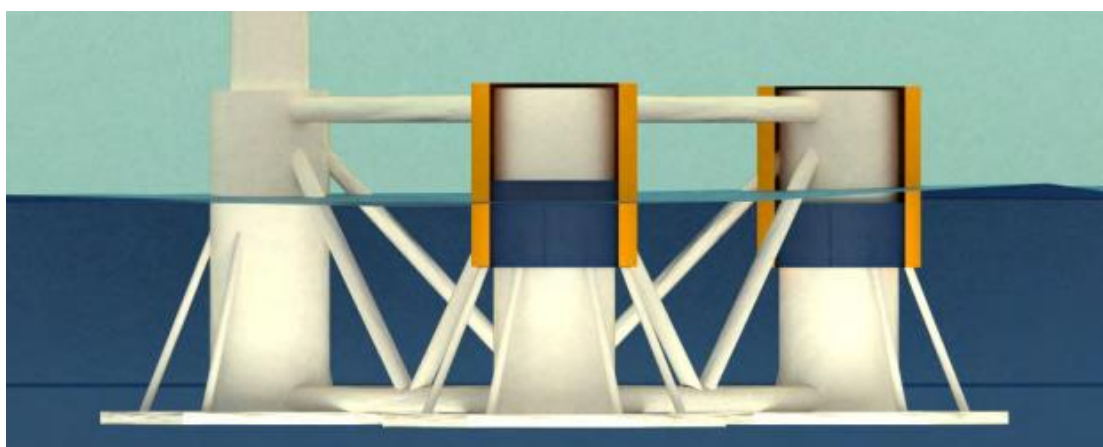
Δείκτης/Περιοχή	Λήμνος	Μύκονος	Κρήτη
NPV (€)	0	40,845,980	125,092,176
IRR (%)	7.3	12.5	15.6
DPBP (έτη)	16.9	14.4	10.5
LCOE (€/kWh)	0.218	0.204	0.18
C _{power} (€/MW)	7,391,548.33	7,404,048.40	7,444,987.20

Τέλος, τα έσοδα που θα έχει ο ιδιοκτήτης του έργου από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και από τη μείωση των εκπομπών ΑΤΘ είναι 573,510,254 € για την 1^η περιοχή μελέτης, 802,665,994 € για τη 2^η περιοχή μελέτης και 1,251,294,040 € για την 3^η περιοχή μελέτης. Έτσι επιβεβαιώνεται και από τα συνολικά έσοδα της επένδυσης ότι η βέλτιστη οικονομικά τοποθεσία, για το συγκεκριμένο ηλεκτρικό τιμολόγιο, είναι η περιοχή της Κρήτης.

6.5 Μελέτη υβριδικού συστήματος

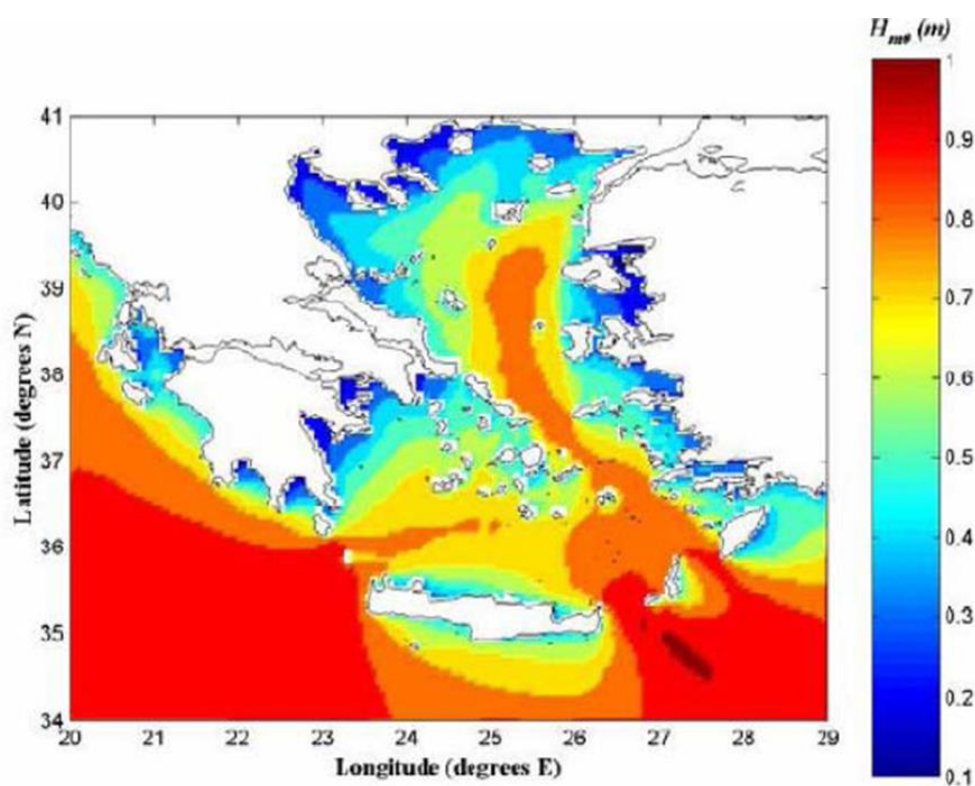
Οι περιοχές μελέτης που εξετάζονται για το υβριδικό σύστημα εκμετάλλευσης είναι οι ίδιες με τις περιοχές στις οποίες τοποθετήθηκε προηγουμένως το πλωτό υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Στην τριγωνική δομή υπάρχει η δυνατότητα να τοποθετηθούν εξαρχής συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας. Έτσι λοιπόν ταυτόχρονα με την τοποθέτηση της ανεμογεννήτριας πάνω στην πλωτή τριγωνική πλατφόρμα, τοποθετούνται και συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας με σκοπό να προσδιοριστεί το επιπλέον κόστος που θα έχουν αυτές οι συσκευές στο συνολικό κόστος του έργου, αλλά και η επιπλέον απόδοση που θα προσφέρουν στο δίκτυο, σε σχέση με το μεμονωμένο υπεράκτιο αιολικό πάρκο που μελετήθηκε προηγουμένως.

Πιο συγκεκριμένα, τοποθετούνται 40 πλωτές συσκευές OWC, δύο σε κάθε τριγωνική πλατφόρμα, ισχύος 400 kW η καθεμία, με πλάτος εκμετάλλευσης 10 m. Συνεπώς, η συνολική προστιθέμενη ισχύς ανέρχεται στα 16 MW. Επειδή μέχρι στιγμής δεν έχει γίνει κάποια εμπειριστατωμένη τεχνο-οικονομική ανάλυση για την πλατφόρμα WindWaveFloat, δεν μπορεί να εξαχθεί με σιγουριά κάποια τιμή αναφορικά με το επιπλέον κόστος και την απόδοση που θα προσδώσουν αυτές οι συσκευές στο σύστημα. Επειδή όμως, τα WEC περιλαμβάνονται στην κοινή κατασκευή, δεν αναμένεται να προσθέσουν περισσότερο από 20% στο κόστος κατασκευής και περισσότερο από 10% στο κόστος εκμετάλλευσης. Για το λόγο αυτό, γίνεται η υπόθεση ότι οι συγκεκριμένες συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας προσθέτουν επιπλέον 15% στο κόστος κατασκευής και επιπλέον 7.5% στο κόστος εκμετάλλευσης.



Εικόνα 6.20: Πλάγια όψη του υβριδικού συστήματος μελέτης, (Aubault et al., 2011)

Ο συντελεστής χωρητικότητας αυτών των συσκευών σύμφωνα με τους Aubault et al. (2011) είναι 25-40%, τιμή η οποία εξαρτάται από τις κυματικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή. Επίσης, από τη λειτουργία άλλων συσκευών OWC, διαπιστώθηκε ότι αυτές λειτουργούν κατά μέσο όρο το 60% του χρόνου, οπότε οι ετήσιες ώρες λειτουργίας τους είναι 5256. Τέλος, οι παράμετροι από τις οποίες εξαρτάται η απόδοση της συσκευής (Εξ. 4.1), αλλά και κάθε άλλου WEC, έχουν τιμή $\rho = 1.026 \text{ tn/m}^3$ και $g = 9.81 \text{ m/s}^2$. Τα δεδομένα κύματος για κάθε περιοχή μελέτης προσδιορίστηκαν από το σύστημα “Poseidon”.



Εικόνα 6.21: Μέση ετήσια κατανομή σημαντικού ύψους κύματος, (Nomikos et al., 2017)

Για την περιοχή μελέτης της Λήμνου, το σημαντικό ύψος κύματος είναι 0.7 m και η περίοδος κύματος είναι 4 s. Το επιπλέον κόστος προέρχεται από την κατασκευή των συσκευών OWC, οπότε το συνολικό κόστος του έργου ανέρχεται στα 796,810,077.4 €. Η επιπλέον απόδοση που προσφέρουν αυτές οι συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας στο σύστημα είναι 2,024,637 kWh.

Για την περιοχή μελέτης της Μυκόνου, το σημαντικό ύψος κύματος είναι 0.8 m και η περίοδος κύματος είναι 4.4 s. Το επιπλέον κόστος προέρχεται από την κατασκευή των συσκευών OWC, οπότε το συνολικό κόστος του έργου ανέρχεται στα 798,100,771.6 €. Η επιπλέον απόδοση που προσφέρουν αυτές οι συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας στο σύστημα είναι 2,908,866.24 kWh.

Για την περιοχή μελέτης της Κρήτης, το σημαντικό ύψος κύματος είναι 0.9 m και η περίοδος κύματος είναι 4.8 s. Το επιπλέον κόστος προέρχεται από την κατασκευή των συσκευών OWC, οπότε το συνολικό κόστος του έργου ανέρχεται στα 802,337,226 €. Η επιπλέον απόδοση που προσφέρουν αυτές οι συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας στο σύστημα είναι 4,016,218.73 kWh.

Στον Πίνακα 6.10 παρουσιάζεται η ποσοστιαία διαφορά κόστους και απόδοσης μεταξύ υπεράκτιου αιολικού και υβριδικού πάρκου, ενώ στον Πίνακα 6.11 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά το συνολικό κόστος και η ετήσια απόδοση του υπεράκτιου υβριδικού πάρκου για κάθε περιοχή μελέτης. Τέλος, στον Πίνακα 6.12 γίνεται σύγκριση, αναφορικά με το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (*LCOE*), μεταξύ του υπεράκτιου αιολικού και του υβριδικού πάρκου.

Πίνακας 6.10: Ποσοστιαία αύξηση κόστους και ετήσιας απόδοσης από την προσθήκη των OWC στο σύστημα

	Ποσοστό αύξησης κόστους (%)	Ποσοστό αύξησης ετήσιας απόδοσης (%)
Λήμνος	7.24	9.07
Μύκονος	7.23	11.81
Κρήτη	7.21	13.96

Πίνακας 6.11: Αποτελέσματα ανάλυσης υβριδικού συστήματος

	Κόστος υβριδικού πάρκου (€)	Ετήσια απόδοση υβριδικού πάρκου (kWh)
Λήμνος	796,810,077.39	22,330,151.02
Μύκονος	798,100,771.60	24,625,216.24
Κρήτη	802,337,226	28,764,736.73

Πίνακας 6.12: Σύγκριση του LCOE των δύο λύσεων

	LCOE αιολικού πάρκου (€/kWh)	LCOE υβριδικού πάρκου (€/kWh)	Ποσοστό αύξησης (%)
Λήμνος	0.218	0.244	10.66
Μύκονος	0.204	0.222	8.11
Κρήτη	0.18	0.19	5.26

Κεφάλαιο 7: Συμπεράσματα και προτάσεις

Η ενέργεια είναι απαραίτητο εργαλείο για τη βελτίωση της ανθρώπινης ανάπτυξης που οδηγεί σε οικονομική ανάπτυξη και παραγωγικότητα. Ο παραμερισμός των συμβατικών πηγών ενέργειας, όπως το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, και η στροφή προς τις ανανεώσιμες πηγές συμβάλει στον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής. Η αξιοποίηση όμως των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα πρέπει να γίνεται με σωστό τρόπο, προκειμένου να διασφαλιστεί ένα βιώσιμο μέλλον για τις επόμενες γενιές. Οι γνώσεις σχετικά με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ειδικά αυτές που προέρχονται από τους ωκεανούς, και οι τεχνολογίες εκμετάλλευσής τους είναι ακόμη περιορισμένες.

Τα τελευταία χρόνια, η αιολική ενέργεια έχει γίνει μια πολύτιμη και αξιόπιστη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως. Για το λόγο αυτό, η παγκόσμια βιομηχανία αιολικής ενέργειας έχει αναπτυχθεί πολύ περισσότερο από οποιαδήποτε άλλη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Παρά το γεγονός ότι η πλειονότητα της αιολικής ενέργειας παράγεται στην ξηρά, τα τελευταία χρόνια ο τομέας της αιολικής ενέργειας έχει αρχίσει να κινείται υπεράκτια. Η υπεράκτια αιολική ενέργεια είναι ένας πολλά υποσχόμενος τομέας, καθώς οι ευκαιρίες για εκμετάλλευση των υπεράκτιων αιολικών πόρων βρίσκονται γενικά άφθονες. Η υπεράκτια αιολική ενέργεια παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα σε σχέση με την χερσαία, ωστόσο, τα εμπόδια και οι προκλήσεις είναι εξίσου σημαντικά.

Μερικοί από τους κύριους λόγους που οδηγούν προς την υπεράκτια εκμετάλλευση είναι ότι οι ευκαιρίες για αιολική ανάπτυξη στην ξηρά γίνονται όλο και πιο περιορισμένες, η απουσία εμποδίων όπως βουνά, κτίρια και δέντρα, και η χαμηλή έως μηδενική επίπτωση στις τοπικές κοινωνίες, η ύπαρξη μεγαλύτερων και πιο σταθερών ανέμων σε τοποθεσίες μακριά από την ακτή και η πίεση για επίτευξη στόχων ανανεώσιμης ενέργειας. Από την άλλη πλευρά, το κύριο μειονέκτημα της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας είναι το υψηλό κόστος ανάπτυξης της, το οποίο οφείλεται κυρίως στη διασύνδεση του υπεράκτιου συστήματος με το δίκτυο στην στεριά. Το κόστος αυτό ωστόσο, μπορεί να περιοριστεί στο μέλλον με την κατασκευή πιο αποδοτικών πρότυπων παραγωγής, κυρίως μέσω της αύξησης του μεγέθους των ανεμογεννητριών, βελτιώσεων στο σχεδιασμό των έργων, αύξηση της διαθεσιμότητας και ενσωμάτωση καινοτόμων στρατηγικών λειτουργίας και συντήρησης.

Προς αυτή την κατεύθυνση κινείται και η παγκόσμια έρευνα, καθώς το τελευταίο διάστημα συζητείται έντονα η συνύπαρξη δύο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με στόχο τη μεγαλύτερη απόδοση και ταυτόχρονα τη μείωση του κόστους. Η βασική έρευνα επικεντρώνεται στην ανάλυση της εγκυρότητας, της βιωσιμότητας και της ολοκλήρωσης αυτών των υβριδικών συστημάτων, καθώς και στον προσδιορισμό του βαθμού καταλληλότητας για συνδυασμό των νέων συσκευών μετατροπής της κυματικής ενέργειας με τα υπάρχοντα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Το πιο σημαντικό πλεονέκτημα της κοινής εκμετάλλευσης των υπεράκτιων αιολικών και κυματικών ενεργειακών πόρων είναι ότι αποφεύγονται περίοδοι με μηδενική παραγωγή ενέργειας και ότι από αυτή τη συνύπαρξη επιταχύνεται η ανάπτυξη της τεχνολογίας της κυματικής ενέργειας.

Για τον προσδιορισμό της οικονομικής βιωσιμότητας ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, έχει αναπτύχθηκε μια μεθοδολογία, στην οποία λήφθηκαν υπόψη παράμετροι όπως το συνολικό κόστος του κύκλου ζωής του πάρκου, το ηλεκτρικό τιμολόγιο και η παραγόμενη ενέργεια. Μελετήθηκαν τρεις περιοχές του Αιγαίου Πελάγους (Λήμνος, Μύκονος και Κρήτη), οι οποίες παρουσιάζουν το μεγαλύτερο αιολικό δυναμικό στις ελληνικές θάλασσες και οι οποίες έχει αποδειχθεί μέσα από μελέτες ότι είναι κατάλληλες για εγκατάσταση υπεράκτιου αιολικού πάρκου.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης δείχνουν ότι η καλύτερη οικονομικά περιοχή του Αιγαίου είναι η περιοχή που βρίσκεται ανατολικά της Κρήτης. Λαμβάνοντας υπόψη τον προτεινόμενο ελάχιστο συντελεστή ηλεκτρικής τιμής, αυτή η περιοχή παρουσιάζει τις καλύτερες τιμές καθαρής παρούσας αξίας, εσωτερικού ποσοστού απόδοσης, ισοσταθμισμένου κόστους ενέργειας και περιόδου αποπληρωμής. Από την άλλη η δυσμενέστερη, μεταξύ των τριών περιοχών, είναι η περιοχή στα ανατολικά της Λήμνου, η οποία όμως για το προτεινόμενο ηλεκτρικό τιμολόγιο είναι οικονομικά εφικτή. Το αποτέλεσμα αυτό σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η περιοχή της Λήμνου εμφανίζει τα πιο ρηχά νερά, σε σχέση με τις άλλες δύο, εξάγει το συμπέρασμα ότι στην περιοχή αυτή ίσως είναι προτιμότερο να επιλεγεί μια κατασκευή σταθερού πυθμένα όπως είναι τα monopiles.

Ακόμη, μελετήθηκε η προσθήκη ορισμένων συσκευών μετατροπής κυματικής ενέργειας στο υπάρχον υπεράκτιο αιολικό πάρκο, με στόχο τον προσδιορισμό του επιπλέον κόστους και της απόδοσης που προσφέρουν αυτές οι συσκευές στο σύστημα.

Η βέλτιστη απόδοση των WEC εξαρτάται κυρίως από τις κυματικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή μελέτης και τα αποτελέσματα της ανάλυσης δείχνουν ότι η βέλτιστη περιοχή για εγκατάσταση υπεράκτιου υβριδικού πάρκου είναι και πάλι η περιοχή στα ανατολικά της Κρήτης. Πιο συγκεκριμένα, και οι τρεις περιοχές μελέτης εμφανίζουν μια αύξηση κόστους της τάξης του 7% περίπου, η οποία σχετίζεται με την κατασκευή των συσκευών κυματικής ενέργειας και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Η διαφοροποίηση μεταξύ των τριών περιοχών συμβαίνει στην επιπλέον απόδοση που προσφέρουν τα WECs στο σύστημα, καθώς στην περιοχή της Κρήτης η απόδοση αυξάνεται σε ποσοστό περίπου 14% σε σχέση με το υπεράκτιο αιολικό πάρκο, στην περιοχή της Μυκόνου σε ποσοστό περίπου 12% και στην περιοχή της Λήμνου περίπου 9%.

Ύστερα από σύγκριση μεταξύ των *LCOE* των δύο εναλλακτικών λύσεων, προέκυψε ότι ο δείκτης αυτός παρουσιάζει μια μικρή αύξηση και στις τρεις περιοχές μελέτης. Συγκεκριμένα, στην περιοχή της Λήμνου αυξάνεται κατά 10%, στην περιοχή της Μυκόνου κατά 8% και στην περιοχή της Κρήτης κατά 5%. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφ. 5, όσο πιο μικρή είναι η τιμή του *LCOE* τόσο περισσότερο συμφέρει τον επενδυτή. Συνεπώς, η υπεράκτια αιολική λύση είναι οικονομικά πιο συμφέρουσα σε σχέση με την υβριδική. Το γεγονός όμως πως η αύξηση του *LCOE* είναι μικρή, ειδικά στην περίπτωση της Κρήτης, συνεπάγεται πως αν γίνει πιο αποδοτική η συσκευή και μειωθεί ελάχιστα το κόστος κατασκευής και εκμετάλλευσης, η υβριδική λύση θα είναι περισσότερο συμφέρουσα από την υπεράκτια αιολική.

Το κύριο συμπέρασμα που μπορεί να εξαχθεί είναι ότι τόσο η υπεράκτια αιολική ενέργεια αυτή καθαυτή όσο και ο συνδυασμός της με την κυματική ενέργεια είναι πολύ συμφέρουσες για ανάπτυξη στην περιοχή του Αιγαίου Πελάγους. Το κόστος και των δύο έργων είναι αρκετά χαμηλό σε σχέση με την αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας, ωστόσο επειδή κανένα υβριδικό έργο δεν έχει εφαρμοστεί μέχρι στιγμής στην πράξη, απαιτείται περαιτέρω έρευνα ώστε να προσδιοριστεί ο βέλτιστος συνδυασμός αυτών των δύο πόρων.

Βιβλιογραφία

Ελληνική

Σούλτης, Δ. (2008), *Αύριο τι;: Ενέργεια – Περιβάλλον – Άνθρωπος*, Εκδόσεις Δίαυλος

Τραγούδα, Σ. (2019), *Η Αιολική ενέργεια και οι προοπτικές της στην Ελλάδα. Συγκριτική μελέτη με Δανία και Ισπανία*, Διπλωματική Εργασία Μεταπτυχιακών Σπουδών, Πανεπιστήμιο Μακεδονίας, Τμήμα Οικονομικών, Θεσσαλονίκη

Γεωργαντέας, Ν. (2011), *Σχεδιασμός, Περιβαλλοντική και Οικονομική Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Αιολικής, Ηλιακής Ενέργειας και Diesel για την Ενεργειακή Αυτονομία των Νησιών. Η Περίπτωση της Αστυπάλειας*, Διπλωματική Εργασία Μεταπτυχιακών Σπουδών, ΕΜΠ, Αθήνα

Γράψας, Θ. (2015), *Υπεράκτιες Πλωτές Ανεμογεννήτριες. Ανάλυση Αγκυρωμένης Κατασκευής με Κατακόρυφους Προεντεταμένους Κλάδους (TLP)*, Διπλωματική Εργασία Μεταπτυχιακών Σπουδών, ΕΜΠ, Τμήμα Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών, Αθήνα

Ξενόγλωσση

Ang, B.W., Choong, W.L. and Ng, T.S. (2015), Energy security: Definitions, dimensions and indexes, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, pp. 1077-1093. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.064>

Aquila, G., Nakamura, W.T., Junior, P.R., Rocha, L.C.S. and Pamplona, E.O. (2021), Perspectives under uncertainties and risk in wind farms investments based on Omega-LCOE approach: An analysis in Sao Paulo state, Brazil, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110805>

Astariz, S. and Iglesias, G. (2015), Enhancing Wave Energy Competitiveness through Co-Located Wind and Wave Energy Farms. A Review on the Shadow Effect, *Energies*, 8, pp. 7344-7366. <https://doi.org/10.3390/en8077344>

Aubault, A., Alves, M., Sarmiento, A., Roddier, D. and Peiffer, A. (2011), MODELING OF AN OSCILATING WATER COLUMN ON THE FLOATING FOUNDATION

WINDFLOAT, Proceedings of the ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. <http://dx.doi.org/10.1115/OMAE2011-49014>

Bagher, A.M., Vahid, M., Mohsen, M. and Parvin, D. (2015), Hydroelectric Energy Advantages and Disadvantages, American Journal of Energy Science, 2(2), pp. 17-20. <https://www.researchgate.net/publication/275094706>

Bailey, R. (2015), The pressures of Resource Scarcity, Chantham House

Bansal, R.C., Bhatti, T.S. and Kothari, D.P. (2002), On some of the design aspects of wind energy conversion systems, Energy Conversion and Management, 43, pp. 2175-2187. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(01\)00166-2](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(01)00166-2)

Bilgili, M., Yasar, A. and Simsek, E. (2011), Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, pp. 905-915. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.006>

Bortolini, M., Faccio, M., Ferrari, E., Gamberi, M. and Nedaei, M. (2019), Techno-Economic Design of Wind Farms: A Methodology and Multi-Scenario Application, Procedia Manufacturing, 39, pp. 1270-1278. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.01.342>

Bruck, M., Sandborn, P. and Goudarzi, N. (2018), A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs), Renewable Energy, 122, pp. 131-139. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.100>

Carroll, J., McDonald, A. and McMillan, D. (2015), Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines, Wind Energy, 19, pp. 1107-1119. <https://doi.org/10.1002/we.1887>

Castro-Santos, L. and Diaz-Casas, V. (2014), Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms, Renewable Energy, 66, pp. 41-48. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.002>

Castro-Santos, L. and Diaz-Casas, V. (2016), Floating Offshore Wind Farms, Green Energy and Technology

Castro-Santos, L., Bento, A.R., Silva, D., Salvacao, N. and Soares, C.G. (2020), Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms in the North of Spain, Journal of Marine Science and Engineering. <https://doi.org/10.3390/jmse8010058>

Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Carral-Couce, L. and Formoso, J.A.F. (2016b), Economic feasibility of floating offshore wind farms, *Energy*, 112, pp. 868-882. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.135>

Castro-Santos, L., Filgueira-Vizoso, A., Lamas-Galdo, I. and Carral-Couce, L. (2018), Methodology to calculate the installation costs of offshore wind farms located in deep waters, *Journal of Cleaner Production*, 170, pp. 1124-1135. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.219>

Castro-Santos, L., Gonzalez, S.F. and Diaz-Casas, V. (2013), Methodology to calculate mooring and anchoring costs of floating offshore wind devices, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. <https://doi.org/10.24084/repqj11.276>

Castro-Santos, L., Martins, E. and Soares, C.G. (2016a), Cost assessment methodology for combined wind and wave floating offshore renewable energy systems, *Renewable Energy*, 97, pp. 866-880. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.016>

Christoforaki, M. and Tsoutsos, T. (2017), Sustainable siting of an offshore wind park a case in Chania, Crete, *Renewable Energy*, 109, pp. 624-633. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.063>

Ding, S., Yan, S., Han, D. and Ma, Q. (2015), Overview on Hybrid Wind-Wave Energy Systems, *International Conference on Applied Science and Engineering Innovation*. <https://doi.org/10.2991/asei-15.2015.101>

Enevoldsen, P. and Valentine, S.V. (2016), Do onshore and offshore wind farm development patterns differ?, *Energy for Sustainable Development*, 35, pp. 41-51. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.10.002>

Esteban, M.D., Diez, J.J., Lopez, J.S. and Negro, V. (2011), Why offshore wind energy?, *Renewable Energy*, 36, pp. 444-450. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.009>

Georgiou, I. and Areal, F.J. (2015), Economic valuation of an offshore wind farm in Greece: The role of individual's base-state influences and beliefs in the value formation process, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, pp. 717-724. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.178>

- Herzog, A.V., Lipman, T.E. and Kammen, D.M. (2001), Renewable Energy Sources
- Johannes, G. (2014), WindFloat design for different turbine sizes, Energy Engineering and Management
- Kaiser, M.J. and Snyder, B. (2010), Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf, Energy Research Group
- Kaldellis, J.K. and Kapsali, M. (2013), Shifting towards offshore wind energy-Recent activity and feature development, Energy Policy, 53, pp. 136-148. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.032>
- Kaldellis, J.K. and Zafirakis, D. (2020), Prospects and challenges for clean energy in European Islands. The TILOS paradigm, Renewable Energy, 145, pp. 2489-2502. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.014>
- Kaldellis, J.K., Apostolou, D., Kapsali, M. and Kondili, E. (2016), Environmental and social footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart, Renewable Energy, 92, pp. 543-556. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.018>
- Kaldellis, J.K., Tzanes, G.T., Papapostolou, C., Kavadias, K. and Zafirakis, D. (2017), Analyzing the Limitations of Vast Wind Energy Contribution in Remote Island Networks of the Aegean Sea Archipelagos, Energy Procedia, 142, pp. 787-792. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.127>
- Kalogeri, C., Galanis, G., Spyrou, C., Diamantis, D., Baladima, F., Koukoula, M. and Kallos, G. (2017), Assessing the European offshore wind and wave energy resource for combined exploitation, Renewable Energy, 101, pp. 1-21. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.010>
- Karimirad, M. and Koushan, K. (2016), WindWEC: Combining Wind and Wave Energy Inspired by Hywind and Wavestar, 5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications. [10.1109/ICRERA.2016.7884433](https://doi.org/10.1109/ICRERA.2016.7884433)
- Kates, R.W., Parris, T.M. and Leiserowitz, A.A. (2005), What is Sustainable Development? Goals, Indicators, Values and Practice, Environment Magazine, 47(3), pp. 8-21

Kaynia, A.M. (2019), Seismic considerations in design of offshore wind turbines, *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 124, pp. 399-407.

<https://doi.org/10.1016/j.soildyn.2018.04.038>

Konispoliatis, D.N., Mazarakos, T.P., Soukissian, T.H. and Mavrakos, S.A. (2018), REFOS: A multi-purpose floating platform suitable for wind and wave energy exploitation, 11th International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South Eastern Europe. <https://www.researchgate.net/publication/327700661>

Konstantinidis, E.I., Kompolias, D.G. and Botsaris, P.N. (2014), Viability analysis of an offshore wind farm in North Aegean Sea, Greece, *Renewable and Sustainable Energy*, 6. <https://doi.org/10.1063/1.4871484>

Kralova, I. and Sjoblom, J. (2010), Biofuels-Renewable Energy Sources: A Review, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 31(3), pp. 409-425.

<https://doi.org/10.1080/01932690903119674>

Kruyt, B., van Vuuren, D.P., de Vries, H.J.M. and Groenenberg H. (2009), Indicators for energy security, *Energy Policy*, 37, pp. 2166-2181.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>

Ladenburg, J. and Dubgaard, A. (2007), Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark, *Energy Policy*, 35, pp. 4059-4071.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.023>

Magagna, D. and Uihlein, A. (2015), Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives, *International Journal of Marine Energy*, 11, pp. 84-104.

<https://doi.org/10.1016/j.ijome.2015.05.001>

Melikoglu, M. (2018), Current status and future of ocean energy sources: A global review, *Ocean Engineering*, 148, pp. 563-573.

<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.11.045>

Miller, L., Carriveau, R., Harper, S. and Singh, S. (2017), Evaluating the link between LCOE and PPA elements and structure for wind energy, *Energy Strategy Reviews*, 16, pp. 33-42. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.02.006>

Mohtasham, J. (2015), Review Article-Renewable Energies, *Energy Procedia*, 74, pp. 1289-1297. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.774>

Nomikos, G., Zafirakis, D., Fruh, W.G. and Kaldellis, J.K. (2017), Combined Wave & Wind Energy Exploitation for Remote Islands

O'Sullivan, K. (2014), Feasibility of Combined Wind-Wave Energy Platforms, PhD Thesis, University College Cork, pp. 358

Oikonomou, E.K., Kiliadis, V., Goumas, A., Rigopoulos, A., Karakatsani, E., Damasiotis, M., Papastefanakis, D. and Marini, N. (2009), Renewable energy sources (RES) projects and their barriers on a regional scale: The case study of wind parks in the Dodecanese islands, Greece, Energy Policy, 37, pp. 4874-4883. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.050>

Owusu, P.A. and Asumadu-Sarkodie, S. (2016), A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation, Cogent Engineering, 3(1). <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990>

Panagiotidou, M., Xydis, G. and Koroneos, C. (2016), Environmental Siting Framework for Wind Farms: A Case Study in the Dodecanese Islands, Resources, 5. <https://doi.org/10.3390/resources5030024>

Panwar, N.L., Kaushik, S.C. and Kothari, S. (2011), Role of renewable energy sources in environmental protection: A evaluation, Renewable and Sustainable Energy Evaluations, 15(3), pp. 1513-1524. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.037>

Peiffer, A., Roddier, D. and Aubault, A. (2011), DESIGN OF A POINT ABSORBER INSIDE THE WINDFLOAT STRUCTURE, Proceedings of the ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. <https://doi.org/10.1115/OMAE2011-49015>

Pelc, R. and Fujita, R.M. (2002), Renewable energy from the ocean, Marine Policy, 26, pp. 471-479. [https://doi.org/10.1016/S0308-597X\(02\)00045-3](https://doi.org/10.1016/S0308-597X(02)00045-3)

Perez-Collazo, C., Astariz, S., Abanades, J., Greaves, D. and Iglesias, G. (2014), CO-LOCATED WAVE AND OFFSHORE WIND FARMS: A PRELIMINARY CASE STUDY OF AN HYBRID ARRAY, Coastal Structures, 34. <https://doi.org/10.9753/icce.v34.structures.33>

Perez-Collazo, C., Greaves, D. and Iglesias, G. (2015), A review of combined wave and offshore wind energy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, pp. 141-153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.032>

Principle Power, Inc. (2011), Permitting for a Hybrid Wind/Wave Energy System in the United States

Shafiee, M., Brennan, F. and Espinosa, I.A. (2016), A parametric whole life cost model for offshore wind farms, *Int J Life Cycle Assess*, 21, pp. 961-975. doi:[10.1007/s11367-016-1075-z](https://doi.org/10.1007/s11367-016-1075-z)

Shahzad, U. (2012), The Need For Renewable Energy Sources, *ITEE Journal*

Soukissian, T., Karathanasi, F., Belibassakis, K. and Kontoyiannis, H. (2020), Marine Renewable Energy in the Greek Seas

Soukissian, T.H., Denaxa, D., Karathanasi, F., Prospathopoulos, A., Sarantakos, K., Iona, A., Georgantas, K. and Mavrakos, S. (2017), Marine Renewable Energy in the Mediterranean Sea: Status and Perspectives, *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en10101512>

Spyridonidou, S., Vagiona, D.G. and Loukogeorgaki, E. (2020), Strategic Planning of Offshore Wind Farms in Greece, *Sustainability*, 12. <https://doi.org/10.3390/su12030905>

Stephanides, P., Chalvatzis, K.J., Li, X., Mantzaris, N., Prodromou, M., Papapostolou, C. and Zafirakis, D. (2019), Public perception of sustainable energy innovation: A case study from Tilos, Greece, *Energy Procedia*, 159, pp. 249-254. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.058>

Suzer, A.E., Atasoy, V.E. and Ekici, S. (2021), Developing a holistic simulation approach for parametric techno-economic analysis of wind energy, *Energy Policy*, 149. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112105>

Tsuboi, M. (2019), Resource scarcity, technological progress, and stochastic growth, *Economic Modelling*, 81, pp. 73-88. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2018.12.009>

Tzanes, G., Zafeiraki, E., Papapostolou, C., Zafirakis, D., Moustris, K., Kavadias, K., Chalvatzis, K. and Kaldellis, J.K. (2019), Assessing the Status of Electricity Generation

in the Non-Interconnected Islands of the Aegean Sea Region, Energy Procedia, 159, pp. 424-429

Uzunoglu, E., Karmakar, D. and Soares C.G. (2016), Floating Offshore Wind Platforms, Floating Offshore Wind Farms, pp. 53-76

Vasileiou, M., Loukogeorgaki, E. and Vagiona, D.G. (2017), GIS-based multi-criteria decision analysis for site selection of hybrid offshore wind and wave energy systems in Greece, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 73, pp. 745-757.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.161>

Xu, X., Wei, Z., Ji, Q., Wang, C. and Gao, G. (2019), Global renewable energy development: Influencing factors, trend predictions and countermeasures, Resources Policy, 63. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2019.101470>

Yergin, D. (2006), Ensuring Energy Security, Foreign Affairs, 85(2), 69

Διαδικτυακές Πηγές

ΔΕΔΔΗΕ (2020). <https://deddie.gr/media/5156/πληροφοριακό-δελτίο-2020-ιανουαριος.pdf>

ΕΛΚΕΘΕ. <https://www.hcmr.gr/el/>

Μαυραγάνης, Κ. (2018), «Γαλάζια» ενέργεια: Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας των ελληνικών (και μη) θαλασσών, Huffington Post. https://www.emc2.gr/el/node/1669?fbclid=IwAR2k-XrkVqsrywu-V8RfS8aw1KY5ZEzvpQWY_fhzBoLLf8nSk5XduiOg3E8

EnBW. <https://www.enbw.com/renewable-energy/wind-energy/our-offshore-wind-farms/>

Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/>

GWEC (2021), Global Wind Report 2021. <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>

HAEE (2019), GREEK ENERGY MARKET REPORT 2019. <https://www.haee.gr/media/4858/haees-greek-energy-market-report-2019-upload-version.pdf>

IRENA (2016), FLOATING FOUNDATIONS: A GAME CHANGER FOR OFFSHORE WIND POWER. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Offshore_Wind_Floating_Foundations_2016.pdf

REN21 (2021), RENEWABLES 2020 GLOBAL STATUS REVIEW. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>

Siemens Press. <https://press.siemens-energy.com/global/en/feature/siemens-connecting-households-offshore-power>

TUN3D TEAM (2021), Η Δανία θα κατασκευάσει το πρώτο τεχνητό νησί στον κόσμο για να τοποθετήσει εκατοντάδες ανεμογεννήτριες. <https://tun3d.gr>