



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ**  
**ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ**  
**ΤΜΗΜΑ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ**

**Διπλωματική Εργασία**

**ΒΙΩΣΙΜΗ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗ ΠΛΩΤΟΥ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ  
ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΜΕ ΤΟΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟ ΥΤ ΜΤ ΤΗΣ ΣΥΡΟΥ**

**Χριστοφόρου Μελίνα**



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

**ΒΟΛΟΣ 2023**

© 2023 Χριστοφόρου Μελίνα

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 (Επιβλέπων)

Δρ. Βανέσσα Κατσαρδή Επίκουρη Καθηγήτρια, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών,  
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Δεύτερος Εξεταστής

Δρ. Λάμπρος Βασιλειάδης Επίκουρος Καθηγητής, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών,  
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Τρίτος Εξεταστής

Δρ. Μάριος Σπηλιωτόπουλος Καθηγητής, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών,  
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

## Ευχαριστίες

Με την παρούσα διπλωματική εργασία ολοκληρώνονται οι σπουδές μου στο τμήμα Πολιτικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας.

Σε αυτό το στάδιο, θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές ευχαριστίες μου προς την κ. Κατσαρδή Βανέσσα, ως επιβλέπουσα επίκουρη καθηγήτρια, για την ανάθεση και επίβλεψη της παρούσας διπλωματικής εργασίας, τον υποστηρικτικό της ρόλο και τις χρήσιμες συμβουλές και υποδείξεις που μου χορήγησε. Επίσης, ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να απευθύνω στα υπόλοιπα μέλη της τριμελούς εξεταστικής επιτροπής και συγκεκριμένα στους Δρ. Βασιλειάδη Λάμπρο και Δρ. Σπηλιωτόπουλο Μάριο, για τα εποικοδομητικά και εύστοχα σχόλια, αναφορικά με την εργασία, που μου παρείχαν.

Ακόμα, ευχαριστώ όλους τους καθηγητές μου, για τον κοινό στόχο μεταβίβασης πολύτιμων γνώσεων και την υποστήριξή τους στα στάδια εκπόνησης της φοίτησής μου στον τομέα της τριτοβάθμιας εκπαίδευσης, όπως και τους συμφοιτητές μου, που μοιράζονται τα ίδια κίνητρα με εμένα, στο πλαίσιο του ρόλου που μας αποδίδεται ως μαθητευόμενα μέλη των Πανεπιστημιακών δομών και μελλοντικά μέλη δομών συναφούς με το αντικείμενο φοίτησης χαρακτήρα.

Τέλος, από βάθος καρδιάς θέλω να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, για τα επίπεδα υποστήριξης και συμπαράστασης που μου παρέχουν σε κάθε έκφανση της ζωής μου.

Χριστοφόρου Μελίνα

# ΒΙΩΣΙΜΗ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗ ΠΛΩΤΟΥ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΜΕ ΤΟΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟ ΥΤ ΜΤ ΤΗΣ ΣΥΡΟΥ

Χριστοφόρου Μελίνα

Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2023

Επιβλέπουσα Καθηγήτρια: Βανέσσα Κατσαρδή, Επίκουρη Καθηγήτρια

## Περίληψη

Η παγκόσμια ολοένα αυξανόμενη ενεργειακή ανασφάλεια και η όξυνση του ενεργειακού προβλήματος, έχουν δημιουργήσει την επιτακτική ανάγκη στρατηγικής εξοικονόμησης ενέργειας και στρατηγικής υποκατάστασης των συμβατικών πηγών ενέργειας με ανανεώσιμες. Μια από τις πλέον διαδεδομένες ΑΠΕ είναι η αιολική ενέργεια, η οποία παρουσιάζει αύξηση στο μερίδιο παραγωγής ενέργειας, κυρίως στην Ευρώπη, μέσω εγκαταστάσεων χερσαίων ανεμογεννητριών. Με κίνητρο όμως, την έντονη ανάγκη εγκατάστασης περισσότερων ΑΠΕ, την αποφυγή των αρνητικών επιπτώσεων των χερσαίων εγκαταστάσεων, την τεχνολογική ανάπτυξη των υπεράκτιων ανεμογεννητριών και την παρουσία υψηλού αιολικού δυναμικού στις υπεράκτιες περιοχές, τα υπεράκτια αιολικά πάρκα αποτελούν το μέλλον της αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον για αξιοποίηση υπεράκτιου αιολικού δυναμικού στη χώρα μας, αποτελούν οι Κυκλάδες, οι οποίες λόγω των μεγάλων βαθμών προϋποθέτουν πλωτές πλατφόρμες έδρασης ανεμογεννητριών. Η παρούσα εργασία, κατανοώντας το πλαίσιο των διαμορφωθέντων συνθηκών ικανοποίησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της περιοχής, και των ιδιαιτεροτήτων της, αξιολογεί την επιλογή χωροθέτησης μιας πλωτής υπεράκτιας εγκατάστασης ανεμογεννητριών, με χρήση συσκευών WindFloat, η οποία θα συνδέεται με τον υποσταθμό ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου Σύρου. Για την αξιολόγηση της κοινωνικής αποδοχής των κατοίκων του νησιού, τους διανεμήθηκε ερωτηματολόγιο του οποίου τα δεδομένα αναλύθηκαν. Η οικονομική βιωσιμότητα των έργων αποτελεί βασικό παράγοντα υλοποίησής τους. Για αυτό το λόγο, πραγματοποιήθηκε μελέτη οικονομικής βιωσιμότητας μέσω υπολογισμού του κόστους του κύκλου ζωής του υπό μελέτη έργου και μέσω προσδιορισμού χρηματοοικονομικών δεικτών αξιολόγησης. Εκτός από την παρουσία αιολικού δυναμικού, στο υπεράκτιο περιβάλλον διατίθεται και κυματικό δυναμικό το οποίο μπορεί να συνδράμει ευεργετικά στο ενεργειακό ισοζύγιο. Για αυτό το λόγο, πραγματοποιήθηκε σύγκριση, σε επίπεδο οικονομικής βιωσιμότητας, ανάμεσα στο υπό μελέτη υπεράκτιο αιολικό πάρκο και στην ίδια εγκατάσταση με την ενσωμάτωση συσκευών αξιοποίησης κυματικού δυναμικού τύπου, δηλαδή μιας υβριδικής κατασκευής τύπου WindWaveFloat.

**Λέξεις Κλειδιά:** Πλωτά υπεράκτια αιολικά πάρκα, Συνδυασμός κυματικής και αιολικής ενέργειας, Κυκλάδες, Δειγματολογική έρευνα, Οικονομική βιωσιμότητα, Ενεργειακό πρόβλημα

# SUSTAINABLE PLACEMENT OF A FLOATING OFFSHORE WIND FARM CONNECTED TO THE SYROS SUBSTATION

Christoforou Melina

University of Thessaly, Department of Civil Engineering, 2023

Supervisor: Vanessa Katsardi, Assistant Professor

## Abstract

The global, ever-increasing energy insecurity and the energy's problem aggravation created the imperative need for strategic energy saving and strategic substitution of conventional energy sources with renewable ones. One of the most widespread RES is wind energy, which shows an increase in the share of energy production, mainly in Europe, through onshore wind turbine installations. Furthermore, due to the strong need of more RES installations, combined with the negative effects of onshore ones, the technological development of offshore wind turbines and the presence of high wind potential in offshore areas, offshore wind farms are the future of wind energy utilization. Cyclades are of particular interest for exploiting offshore wind potential in our country, which, due to their great depths of the sea, require floating platforms for the installation of wind turbines. The present study, understanding the context of the configured conditions for satisfying the electricity demand of the area, and its specific features, evaluates the choice of locating a floating offshore wind turbine installation in Syros, using WindFloat devices, which would be connected to the electricity substation of the island. In order to evaluate the social acceptance from the island's inhabitants, a questionnaire was created and distributed to them. Subsequently its data was analyzed, and positive feedback was given. The economic viability of the projects is a key factor in their implementation. For this reason, an economic viability study was carried out by calculating the cost of the life cycle of the studying project and through determination of financial evaluation indicators. In addition to the wind potential, wave potential is also available in the offshore environment which can contribute beneficially to the energy balance. For this reason, a comparison was made, in terms of economic viability, between the offshore wind farm under study and the same installation with the integration of wave potential utilization devices i.e., a hybrid construction of the WindWaveFloat type.

**Keywords:** Floating offshore wind farms, Combined wave and wind energy, Cyclades, Sampling survey, Economic viability, Energy problem

# Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	1
<b>1.1 Κίνητρο και υπόβαθρο</b> .....	1
<b>1.2 Στόχοι και προεκτάσεις της διπλωματικής εργασίας</b> .....	1
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 Η ΑΝΑΓΚΗ ΠΡΟΩΘΗΣΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ .....	3
<b>2.1 Αιτίες της ανάγκης προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη</b> .....	3
<b>2.1.1 Κλιματική αλλαγή</b> .....	3
<b>2.1.2 Σχέσεις εξάρτησης από εξωτερικούς προμηθευτές</b> .....	4
<b>2.1.3 Ενεργειακή κρίση 2021-σήμερα</b> .....	5
<b>2.2 Σύνθεση του ενεργειακού προβλήματος και λύσεις</b> .....	8
<b>2.3 Θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ στην Ευρώπη</b> .....	9
<b>2.4 Θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ στην Ελλάδα</b> .....	11
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ΠΛΩΤΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ .....	14
<b>3.1 Εισαγωγή στην αιολική ενέργεια</b> .....	14
<b>3.2 Υφιστάμενη και μελλοντική διείσδυση αιολικής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα Ευρώπης και Ελλάδας</b> .....	15
<b>3.3 Σύγκριση ΧΑΠ - ΥΑΠ</b> .....	18
<b>3.4 Δομή πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου</b> .....	22
<b>3.4.1 Υπεράκτια Α/Γ</b> .....	22
<b>3.4.2 Πλωτή πλατφόρμα και αγκύρωση</b> .....	23
<b>3.4.3 Ηλεκτρικό σύστημα και υπεράκτιος υποσταθμός</b> .....	28
<b>3.5 Θεσμικό πλαίσιο υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ευρώπη</b> .....	28
<b>3.6 Θεσμικό πλαίσιο υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα</b> .....	29
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΠΛΩΤΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΥΜΑΤΩΝ-ΑΝΕΜΟΥ.....	32
<b>4.1 Εισαγωγή στην κυματική ενέργεια</b> .....	32
<b>4.2 Υπεράκτιες τεχνολογίες ΥΣ κυματικής και αιολικής ενέργειας</b> .....	33
<b>4.3 Αξιολόγηση υπεράκτιων ΥΣ κυματικής και αιολικής ενέργειας</b> .....	36
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΠΕΡΙΟΧΗ ΜΕΛΕΤΗΣ - ΚΥΚΛΑΔΕΣ .....	39
<b>5.1 Γενικά στοιχεία περιοχής</b> .....	39
<b>5.2 Αιολικό και κυματικό δυναμικό</b> .....	40
<b>5.3 Πληθυσμιακά δεδομένα και ταξιδιωτικές αφίξεις</b> .....	42
<b>5.4 Σημασία τουριστικής δραστηριότητας Κυκλάδων</b> .....	44
<b>5.5 Ηλεκτροπαραγωγή, δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)</b> .....	45
<b>5.6 Χωροθέτηση ΥΑΠ</b> .....	48
<b>5.7 Αποδοχή αιολικών πάρκων από την τοπική κοινωνία (Ερωτηματολόγιο)</b> .....	59
<b>5.8 Καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας</b> .....	64

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 ΜΕΛΕΤΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΥΑΠ ΚΑΙ ΥΒΣ .....	69
<b>6.1 Καθορισμός τεχνικών προδιαγραφών και διάταξης</b> .....	69
<b>6.2 Γενική μεθοδολογία</b> .....	70
<b>6.3 Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής ΥΑΠ και ΥΒΣ</b> .....	72
<b>6.3.1 Μεθοδολογία υπολογισμού</b> .....	72
<b>6.3.2 Προσδιορισμός μεταβλητών για το υπό μελέτη ΥΑΠ</b> .....	81
<b>6.4 Αξιολόγηση οικονομικής βιωσιμότητας</b> .....	86
<b>6.4.1 Χρηματοοικονομικοί δείκτες αξιολόγησης</b> .....	86
<b>6.4.2 Προσδιορισμός και αξιολόγηση χρηματοοικονομικών δεικτών</b> .....	88
<b>6.5 Υβριδική λύση</b> .....	93
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ .....	97
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	101
<b>Ελληνική</b> .....	101
<b>Ξενόγλωσση</b> .....	103
Παράρτημα - Ερωτηματολόγιο .....	107



## Κατάλογος Πινάκων

<b>Πίνακας 1:</b> Κύριοι προμηθευτές εκτός ΕΕ αργού πετρελαίου, φυσικού αερίου και στερεών ορυκτών καυσίμων (Eurostat, 2023).....	5
<b>Πίνακας 2:</b> Αγορά της επόμενης ημέρας (€/MWh) (ΑΔΜΗΕ) .....	7
<b>Πίνακας 3:</b> Κατηγοριοποίηση έργων ηλεκτροπαραγωγής από αιολική ενέργεια (N. 4014/2011).....	30
<b>Πίνακας 4:</b> Απογραφή πληθυσμού-κατοικιών των Κυκλάδων (ΕΛΣΤΑΤ - προσωπική επεξεργασία) .....	43
<b>Πίνακας 5:</b> Ταξιδιωτικές αφίξεις Κυκλάδων (ΙΝΣΕΤΕ - προσωπική επεξεργασία) .....	43
<b>Πίνακας 6:</b> Βασικά μεγέθη/Δείκτες των Κυκλάδων για το 2019 και οι στόχοι για το 2030, (ΙΝΣΕΤΕ - προσωπική επεξεργασία) .....	45
<b>Πίνακας 7:</b> Ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων στο θαλάσσιο χώρο (Α) (Άρθρο 10 – ΦΕΚ 2464/Β/2008).....	49
<b>Πίνακας 8:</b> Ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων σε ακατοίκητες βραχονησίδες (Α) (Άρθρο 10 – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	49
<b>Πίνακας 9:</b> Αποστάσεις για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας και απόδοσης των αιολικών εγκαταστάσεων (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008).....	50
<b>Πίνακας 10:</b> Αποστάσεις από περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	50
<b>Πίνακας 11:</b> Αποστάσεις από περιοχές και στοιχεία πολιτιστικής κληρονομιάς (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008).....	50
<b>Πίνακας 12:</b> Αποστάσεις από οικιστικές δραστηριότητες (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	51
<b>Πίνακας 13:</b> Αποστάσεις από δίκτυα τεχνικής υποδομής και ειδικές χρήσεις (Παράρτημα ΙΙ – ν. ΦΕΚ 2464/Β/2008).....	51
<b>Πίνακας 14:</b> Αποστάσεις από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	51
<b>Πίνακας 15:</b> Αποστάσεις από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	52
<b>Πίνακας 16:</b> Αποστάσεις σημείων ιδιαίτερου ενδιαφέροντος (Παράρτημα ΙV – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	52
<b>Πίνακας 17:</b> Ακτίνες ζωνών σημείων ιδιαίτερου ενδιαφέροντος (Παράρτημα ΙV – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	52
<b>Πίνακας 18:</b> Μέγιστη πυκνότητα ανεμογεννητριών (πλήθος ανά τ.χλμ.) (Παράρτημα ΙV – ΦΕΚ 2464/Β/2008) .....	53
<b>Πίνακας 19:</b> Συντελεστές βαρύτητας γωνιών οπτικής κάλυψης (πλήθος ανά τ.χλμ.) (Παράρτημα ΙV – ΦΕΚ 2464/Β/2008).....	53
<b>Πίνακας 20:</b> Πίνακας προτεραιοτήτων για τους τέσσερις πυλώνες σύγκρισης (Γαβαλάς, 2022).....	54
<b>Πίνακας 21:</b> Περιοχές Natura 2000 (Geodata.gov.gr) .....	58
<b>Πίνακας 22:</b> Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολιτικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για το σύνολο των υποσταθμών, προσωπική επεξεργασία .....	67
<b>Πίνακας 23:</b> Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολιτικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Πάρου (προσωπική επεξεργασία) .....	67
<b>Πίνακας 24:</b> Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολιτικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Νάξου (προσωπική επεξεργασία) .....	67

<b>Πίνακας 25:</b> Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Μυκόνου (προσωπική επεξεργασία) .....	67
<b>Πίνακας 26:</b> Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Σύρου (προσωπική επεξεργασία).....	68
<b>Πίνακας 27:</b> Μεταβλητές υπολογισμού κόστους κύκλου ζωής ΥΑΠ.....	81
<b>Πίνακας 28:</b> Κόστος έννοιας και ορισμού (C1) .....	84
<b>Πίνακας 29:</b> Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης (C2) .....	84
<b>Πίνακας 30:</b> Κόστος κατασκευής (C3).....	84
<b>Πίνακας 31:</b> Κόστος εγκατάστασης (C4).....	85
<b>Πίνακας 32:</b> Κόστος εκμετάλλευσης (C5) .....	85
<b>Πίνακας 33:</b> Κόστος αποσυναρμολόγησης (C6) .....	85
<b>Πίνακας 34:</b> LCS FOWF και HFOREF .....	95
<b>Πίνακας 35:</b> Ετήσιες αποδόσεις ενέργειας (MWh) .....	95
<b>Πίνακας 36:</b> Μέθοδος υπολογισμού LCOE .....	95
<b>Πίνακας 37:</b> Σύγκριση LCOE των δύο λύσεων .....	96

## Κατάλογος Σχημάτων

<b>Σχήμα 1:</b> Νέες αιολικές εγκαταστάσεις (GW) τα έτη 2013-2022 (WindEurope).....	16
<b>Σχήμα 2:</b> Ικανότητα αιολικών εγκαταστάσεων στο δίκτυο (MW) τα έτη 1999-2022 (HWEA)	17
<b>Σχήμα 3:</b> Επίπεδα σύγκρισης αιολικών πάρκων (LUVSIDE).....	18
<b>Σχήμα 4:</b> Δομή πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου (Redwood Coast Energy Authority)..	22
<b>Σχήμα 5:</b> Ανεμογεννήτρια οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα (HowStuffWorks, 2026) .....	23
<b>Σχήμα 6:</b> Αξονομετρική τομή με τα βασικά μέρη μιας Α/Γ (αριστερά), βαθμοί ελευθερίας κίνησης της Α/Γ (δεξιά) .....	23
<b>Σχήμα 7:</b> Τεχνολογίες θεμελίωσης ανεμογεννητριών συναρτήσει του βάθους (Pérez-Collazo, et all, 2015).....	24
<b>Σχήμα 8:</b> Τύποι πλωτών πλατφορμών (Scholarly Community Encyclopedia και Society for Underwater Technology, 2018).....	25
<b>Σχήμα 9:</b> Σύγκριση τύπων πλατφορμών έδρασης ανεμογεννητριών (Aaront, 2021 - προσωπική επεξεργασία).....	27
<b>Σχήμα 10:</b> WindFloat, Principle Power (Aaront, 2021 και Luglio,2022) .....	28
<b>Σχήμα 11:</b> Οι διάφορες τεχνολογίες κυματικής ενέργειας (Falcão, 2010) .....	33
<b>Σχήμα 12:</b> Ταξινόμηση συνδυασμένων τεχνολογιών κυμάτων – ανέμου (Pérez-Collazo, et all, 2015).....	34
<b>Σχήμα 13:</b> Τεχνολογίες WEC που μπορούν να ενσωματωθούν σε μία εγκατάσταση WindFloat (OWC, OWSC, SWEDE, MDPA) (PrinciplePower, 2010) .....	35
<b>Σχήμα 14:</b> Χάρτης Περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου .....	39
<b>Σχήμα 15:</b> Natura 2000 (Εθνικό Κτηματολόγιο) .....	40
<b>Σχήμα 16:</b> Μέση ταχύτητα ανέμου σε m/s για τις χερσαίες περιοχές των Κυκλάδων (Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας).....	41
<b>Σχήμα 17:</b> Μέση ταχύτητα ανέμου σε m/s για τις Κυκλάδες (WindAtlas) .....	41
<b>Σχήμα 18:</b> Σημαντικό ύψος κύματος στις 2/7/2023 για τις Κυκλάδες (Poseidon) .....	42
<b>Σχήμα 19:</b> Το Δίκτυο Ηλεκτρισμού (ΔΕΔΔΗΕ) .....	46
<b>Σχήμα 20:</b> Δίκτυο διασύνδεσης Κυκλάδων (ΑΔΜΗΕ - προσωπική επεξεργασία).....	47
<b>Σχήμα 21:</b> Περιοχές κατάλληλες επενδυτικά για την εγκατάσταση ΘΑΠ στο Σύμπλεγμα Κυκλάδων (Γαβαλάς 2022).....	54
<b>Σχήμα 22:</b> Περιοχή χωροθέτησης ΥΑΠ (προσωπική επεξεργασία) .....	55
<b>Σχήμα 23:</b> Κατάσταση αιολικών εγκαταστάσεων Σύρου πηγή: ΠΑΕ .....	56
<b>Σχήμα 24:</b> Αιολικό πάρκο Σύρου σε κατάσταση λειτουργίας (ΠΑΕ) .....	56
<b>Σχήμα 25:</b> Αιολικό πάρκο Σύρου σε κατάσταση λειτουργίας (προσωπική λήψη φωτογραφίας) .....	57
<b>Σχήμα 26:</b> Ναυπηγείο Σύρου – Νεώρειο (ONEX Shipyards-Neorion Syros) .....	59
<b>Σχήμα 27:</b> Ερώτηση ερωτηματολογίου .....	60
<b>Σχήμα 28:</b> Ερωτήσεις ερωτηματολογίου .....	61
<b>Σχήμα 29:</b> Ερωτήσεις ερωτηματολογίου .....	61
<b>Σχήμα 30:</b> Ερωτήσεις ερωτηματολογίου .....	61
<b>Σχήμα 31:</b> Ερωτήσεις ερωτηματολογίου .....	62
<b>Σχήμα 32:</b> Ερωτήσεις ερωτηματολογίου .....	62
<b>Σχήμα 33:</b> Χρονοϊστορία μέσων τιμών έντασης ρεύματος ανά ημέρα του έτους 2022 (προσωπική επεξεργασία) .....	64
<b>Σχήμα 34:</b> Χρονοϊστορία μέσων τιμών έντασης ρεύματος ανά μήνα του έτους 2022 (προσωπική επεξεργασία) .....	65

<b>Σχήμα 35:</b> Διασυνδεδεμένα νησιά με τον ΥΣ της Σύρου μέσω του δικτύου του ΑΔΜΗΕ και του ΔΕΔΔΗΕ (προσωπική επεξεργασία).....	66
<b>Σχήμα 36:</b> Δομή ΥΑΠ σε περιβάλλον AutoCad (προσωπική επεξεργασία) .....	70
<b>Σχήμα 37:</b> Κύκλος ζωής ΥΑΠ (Castro-Santos et all, 2016 – προσωπική επεξεργασία) .....	70
<b>Σχήμα 38:</b> Κύκλος ζωής του ΥΑΠ (Castro-Santos et all, 2016 - προσωπική επεξεργασία).....	71
<b>Σχήμα 39:</b> Περιοχές καλωδίων ΥΑΠ.....	76
<b>Σχήμα 40:</b> Περιοχή μελέτης (RETScreen Expert).....	89
<b>Σχήμα 41:</b> Κλιματικά δεδομένα περιοχής μελέτης (RETScreen Expert) .....	89
<b>Σχήμα 42:</b> Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα περιοχής μελέτης (RETScreen Expert) .....	89
<b>Σχήμα 43:</b> Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.....	90
<b>Σχήμα 44:</b> Επίπεδη αξιολόγησης 2, (RETScreen Expert).....	90
<b>Σχήμα 45:</b> Καμπύλες ισχύος – ενέργειας, (RETScreen Expert) .....	91
<b>Σχήμα 46:</b> Επίπεδη αξιολόγησης 2 - συνέχεια (RETScreen Expert) .....	91
<b>Σχήμα 47:</b> Οικονομικοί παράμετροι ΥΑΠ, (RETScreen Expert).....	92
<b>Σχήμα 48:</b> Κόστος - Αποθηκεύσεις – Έσοδα, (RETScreen Expert).....	92
<b>Σχήμα 49:</b> Οικονομική βιωσιμότητα έργου, (RETScreen Expert) .....	93
<b>Σχήμα 50:</b> Ετήσια Χρηματοροή έργου, (RETScreen Expert) .....	93

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 Κίνητρο και υπόβαθρο

Ερευνητές σε όλο τον πλανήτη, εξετάζουν τεχνολογίες για την παραγωγή και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας με στόχο την αποτελεσματικότητα, την ασφάλεια και την οικονομική βιωσιμότητα ακόμα και σε πληθώρα απομακρυσμένες ή μη περιοχές. (Ganea, et all, 2017)

Η εμφάνιση της παγκόσμιας ολοένα αυξανόμενης ενεργειακής ανασφάλειας την τελευταία δεκαετία, έχει θέσει ως προτεραιότητα την εισαγωγή περισσότερων εναλλακτικών και αντισυμβατικών πηγών ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο. Αυτή η πραγματικότητα, σε συνδυασμό με τη σημασία μιας πιο βιώσιμης προσέγγισης στα περιβαλλοντικά ζητήματα, καθιστά την στροφή προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μια λογική και αναμενόμενη προσέγγιση.

Μία υποψήφια βιώσιμη και ανανεώσιμη πηγή ενέργειας είναι ο άνεμος. Η ελληνική επικράτεια διαθέτει υψηλό αιολικό δυναμικό αφού ο άνεμος βρίσκεται σε αφθονία. Ήδη, στον Ελλαδικό χώρο έχουν κατασκευασθεί επίγεια πάρκα ανεμογεννητριών σε χερσαίες περιοχές και σε νησιά. Ο άνεμος όμως, διαχέεται σε όλη την επιφάνεια του πλανήτη, επομένως, η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας δεν χρειάζεται να έχει περιορισμό την ξηρά.

Ταυτόχρονα, η πρόοδος της επιστήμης και της τεχνολογίας των θαλάσσιων αιολικών πάρκων τα καθιστούν μια όλο και πιο ανταγωνιστική επιλογή. Οι πρώτες υπεράκτιες ανεμογεννήτριες που κατασκευάστηκαν χρησιμοποιούσαν τεχνολογία σταθερού πυθμένα. Το βάθος όμως, των ελληνικών θαλασσών καθιστά αδύνατη την ηλεκτροπαραγωγή από τέτοιου τύπου κατασκευές οι οποίες προϋποθέτουν ρηγά νερά. Η ελκυστική λύση στο πρόβλημα αυτό είναι η πλωτή υπεράκτια αιολική τεχνολογία η οποία εκμεταλλεύεται το υψηλότερο αιολικό δυναμικό που αναπτύσσεται σε απόσταση από τις ακτές και αποφεύγει την οπτική όχληση.

Στο πλαίσιο των θαλάσσιων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας υπάρχει και η υβριδική λύση η οποία συνδυάζει αιολική και κυματική ενέργεια. Η λύση αυτή, χρήζει ανάλυσης και περαιτέρω έρευνας καθώς ακόμα βρίσκεται σε αρχικό στάδιο. Εντούτοις αποτελεί, μια υποσχόμενη τεχνολογία διότι τα υβριδικά συστήματα συλλέγοντας συνδυαστικά ενέργεια από διαφορετικούς ενεργειακούς πόρους μπορούν να συνδράμουν ευεργετικά στο ενεργειακό ισοζύγιο.

### 1.2 Στόχοι και προεκτάσεις της διπλωματικής εργασίας

Για την υλοποίηση εγκαταστάσεων μεγάλων έργων ηλεκτροπαραγωγής λαμβάνονται υπόψη παράμετροι οικονομικοί, χωροταξικοί, φέρουσας ικανότητας του δικτύου, ενεργειακοί και κοινωνικοί.

Στόχο της διπλωματικής εργασίας αποτελεί η ανάλυση της οικονομικής σκοπιμότητας ενός πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου, τύπου WindFloat συνδεδεμένο με τον χερσαίο υποσταθμό υψηλής τάσης – μέσης τάσης της νήσου

Σύρου, βασιζόμενη στη μεθοδολογία που έχει μελετηθεί από τους Castro-Santos et al. Επίσης, η συγκεκριμένη μεθοδολογία ανάλυσης οικονομικής βιωσιμότητας πραγματοποιείται και για την περίπτωση του ίδιου πάρκου με χρήση υβριδικού συστήματος αιολικής και κυματικής ενέργειας τύπου WindWaveFloat.

Κατανοώντας το πλαίσιο στο οποίο οι ενεργειακές ανάγκες πρέπει να καλύπτονται, λόγω των υφιστάμενων συνθηκών που απορρέουν από το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής, των σχέσεων εξάρτησης από εξωτερικούς προμηθευτές ενέργειας και της ενεργειακής κρίσης που διανύουμε από το 2021, η εργασία αξιολογεί και συγκρίνει τις δύο εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Προαπαιτούμενο της υλοποίησης μιας τέτοιας υποδομής αποτελεί η ηλεκτροδότηση του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ) από την εγκατάσταση. Για αυτό το λόγο, λαμβάνεται υπόψη η υπάρχουσα κατάσταση και το μελλοντικό πλάνο του δικτύου μεταφοράς ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) στη περιοχή του νησιωτικού συμπλέγματος των Κυκλάδων, όπως και τα φορτία καταναλώσεων ηλεκτρικής ενέργειας των διασυνδεδεμένων μέσω του δικτύου του ΑΔΜΗΕ νησιών του.

Έργα όπως το υπό μελέτη, που επηρεάζουν τόσο άμεσα και επιδραστικά την ποιότητα ζωής ενός συνόλου ανθρώπων, λόγω της επιρροής τους κυρίως στις χρήσεις των γειτονικών περιοχών, μπορεί να προκαλούν έντονες αντιδράσεις στις τοπικές κοινωνίες. Για αυτό το λόγο, πέραν των ανωτέρω επιπέδων ελέγχου, πραγματοποιήθηκε έλεγχος της στάσης των κατοίκων της Σύρου απέναντι στα αιολικά πάρκα, με έμφαση στα θαλάσσια. Η κοινωνική αποδοχή ελέγχθηκε μέσω συλλογής απαντήσεων έπειτα από διανομή ερωτηματολογίου στους μόνιμους και μη μόνιμους κατοίκους της Σύρου, το οποίο επικεντρώνεται στον κοινωνικό αντίκτυπο της υλοποίησης ενός τέτοιου έργου στο κοινωνικό σύνολο και τις γενικότερες απόψεις του για έργα αξιοποίησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως η αιολική.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 Η ΑΝΑΓΚΗ ΠΡΟΩΘΗΣΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

### 2.1 Αιτίες της ανάγκης προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη

Η ενέργεια είναι άμεσα συνυφασμένη με την ανθρώπινη ύπαρξη αφού ο άνθρωπος έχει χρησιμοποιήσει, από την εμφάνισή του στη γη μέχρι σήμερα, τις περισσότερες μορφές ενέργειας σε ποικίλους τομείς της δραστηριότητάς του. (Καφτάνης, 2022).

Η παραγωγή ενέργειας (ηλεκτρικής κατά κύριο λόγο) χωρίζεται σε δύο κατηγορίες ανάλογα με το είδος των πηγών ενέργειας που χρησιμοποιούνται.

- 1) Τις συμβατικές, μη ανανεώσιμες πηγές παραγωγής ενέργειας οι οποίες είναι τα ορυκτά στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα (λιγνίτης, πετρέλαιο, φυσικό αέριο κ.λ.π.).(Τσακαλάκης et all, 2014)
- 2) Την παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), οι οποίες συχνά αναφέρονται και ως ήπιες μορφές ενέργειας. Κάποια παραδείγματα τέτοιων πηγών είναι η ηλιακή, η αιολική και η ωκεάνια ενέργεια. (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2022)

Αν και μέχρι πρότινος τα ορυκτά καύσιμα αποτελούσαν την κύρια πηγή παραγωγής ενέργειας, στη σύγχρονη εποχή το ενδιαφέρον για τις ΑΠΕ συνεχώς αυξάνεται. Ειδικά στην Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ), η στρόφη προς ηπιότερες μορφές ενέργειας βασίζεται στα περιβαλλοντικά, πολιτικά και οικονομικά ζητήματα που δημιουργήθηκαν, με τη χρόνια κατανάλωση των περιορισμένων ενεργειακών αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων. (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2022)

Η διαμορφωθείσα κατάσταση, οδήγησε στην ανάγκη πραγματοποίησης αλλαγών και στη δημιουργία κινήτρων βελτίωσης. Στο πλαίσιο αυτό θεσμοθετήθηκαν δομές και μέτρα τόσο σε εθνικό αλλά και σε παγκόσμιο επίπεδο, προς διασφάλιση της πορείας εξισορρόπησης των υφιστάμενων ανωμαλιών, όπως παρακάτω θα αναλυθεί εκτενέστερα.

Για την καλύτερη κατανόηση της ανοδικής ζήτησης των ήπιων μορφών ενέργειας θεωρείται χρήσιμο να γίνει μια ειδικότερη αναφορά στις αιτίες που διαμορφώνουν αυτή την κατάσταση.

#### 2.1.1 Κλιματική αλλαγή

Ένα από τα φλέγοντα, σύγχρονα ζητήματα αποτελεί η κλιματική αλλαγή. Σύμφωνα με τη Σύμβαση των Ηνωμένων Εθνών για τις Κλιματικές Αλλαγές (UNFCCC), ο όρος κλιματική αλλαγή αφορά την απορρύθμιση του κλίματος λόγω ανθρωπογενών δραστηριοτήτων και διακρίνεται από την κλιματική μεταβλητότητα λόγω φυσικών αιτίων.

Η κλιματική απορρύθμιση κατέχει κομβική θέση στα ζητήματα προτεραιότητας γιατί εκτός από την επιρροή που ασκεί στην ισορροπία του συνόλου των οικοσυστημάτων, επηρεάζει και καθολικά τις δραστηριότητες του ανθρώπου. Κύρια παράμετρος του κλίματος, η οποία έχει εμφανίσει απορρύθμιση, είναι η μέση τιμή θερμοκρασίας, η

*Κεφ. 2 Η ανάγκη προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα*

οποία έχει σημειώσει αύξηση, της τάξεως των 1,1°C συγκριτικά με τα προβιομηχανικά επίπεδα (IPCC, 2023). Ταυτόχρονα, σημειώνονται μεταξύ άλλων, απότομες αυξομειώσεις της θερμοκρασίας, ακραία καιρικά φαινόμενα, μείωση και μόλυνση των αποθεμάτων νερού, σταδιακή εξολόθρευση της πανίδας και της χλωρίδας και πόλεμοι με απώτερο σκοπό την διαχείριση αγαθών όπως το νερό ή τα ορυκτά καύσιμα (Σπυροπούλου, 2020).

Οι συνθήκες και οι επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, κατέστησαν απαραίτητη την ταχεία δράση για τον περιορισμό του φαινομένου. Σε αυτήν την προσπάθεια, ιδρύθηκε το 1988 από το Περιβαλλοντικό Πρόγραμμα των Ηνωμένων Εθνών (UNEP) και τον Παγκόσμιο Μετεωρολογικό Οργανισμό (WMO) η Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Στόχος της επιτροπής είναι η παροχή επιστημονικών αξιολογήσεων του φαινομένου όπως και η κατάθεση προτάσεων στρατηγικών προσαρμογής και μετριασμού του.

Σύμφωνα με την IPCC, κυρίαρχος παράγοντας ανθρώπινης παρέμβασης που συμβάλει στην κλιματική επιδείνωση, είναι η ατμοσφαιρική ρύπανση μέσω των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Ειδικότερα, την περίοδο 2010-2019 τα επίπεδα των παγκόσμιων μέσων ετήσιων εκπομπών ήταν ιστορικά τα υψηλότερα. Για τον άμεσο περιορισμό του φαινομένου, κρίνονται απαραίτητες σημαντικές μεταρρυθμίσεις στον ενεργειακό τομέα το οποίο συνεπάγεται ουσιαστική μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων. (IPCC, 2022)

Σε αυτά τα πλαίσια, μετά από προτεινόμενες στρατηγικές της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή προσαρμόζονται νόμοι και πολιτικές προωθώντας τη βέλτιστη ενεργειακή απόδοση, τη μείωση των ποσοστών αποψίλωσης των δασών και την ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. (IPCC, 2022)

### 2.1.2 Σχέσεις εξάρτησης από εξωτερικούς προμηθευτές

Εκτός από τις άμεσες συνέπειες που προκύπτουν από την υποβάθμιση του φυσικού περιβάλλοντος, δημιουργούνται και έμμεσες. Η κατανομή των ορυκτών καυσίμων στο έδαφος και το υπέδαφος, όπως είναι φυσικό, δεν είναι ομοιόμορφη σε όλον τον πλανήτη. Για αυτό το λόγο, υπάρχουν κράτη με περιοχές που συγκεντρώνουν μεγάλες ποσότητες κοιτασμάτων ενώ άλλα που χρειάζεται να βασίζονται στα πρώτα για την ικανοποίηση των ενεργειακών τους αναγκών.

Σε διακρατικό επίπεδο λοιπόν, δημιουργούνται σχέσεις εξάρτησης ανάμεσα στο κράτος προμηθευτή και το κράτος πελάτη. Η ισορροπία των σχέσεων ενεργειακής εξάρτησης μπορεί να κλονιστεί, από παράγοντες όπως η σταδιακή εξάντληση των αποθεμάτων του προϊόντος ή λόγω εφαρμογής συγκεκριμένων πολιτικών εκ μέρους των κρατών. Ο δείκτης που χρησιμοποιείται για την αποτύπωση του βαθμού όπου μια οικονομία στηρίζεται σε εισαγωγές, για την ικανοποίηση των ενεργειακών της αναγκών, λέγεται ποσοστό εξάρτησης. Το ποσοστό εξάρτησης εκφράζεται ως οι καθαρές εισαγωγές (εισαγωγές μείον εξαγωγές) προς το άθροισμα της παραγόμενης ενέργειας και των καθαρών εισαγωγών (ακαθάριστη εσωτερική κατανάλωση ενέργειας). (Eurostat, 2023)



Κεφ. 2 Η ανάγκη προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα

Η Ευρωπαϊκή Ένωση για την ικανοποίηση ποσοστού των ενεργειακών αναγκών της, μέχρι σήμερα, χρειάστηκε να βασιστεί σε τρίτες χώρες. Συγκεκριμένα το 2021, σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat, το ποσοστό εξάρτησης ανερχόταν στο 56% με επιμέρους κατηγοριοποιήσεις των εισαγωγών ως εξής:

64% προϊόντα πετρελαίου(συνήθως αργό πετρέλαιο)

25% φυσικό αέριο

6% στερεά ορυκτά καύσιμα

Οι κύριοι προμηθευτές ανά κατηγορία προϊόντος εισαγωγής της ΕΕ για το έτος 2021 φαίνονται στον πίνακα 1.

**Πίνακας 1:** Κύριοι προμηθευτές εκτός ΕΕ αργού πετρελαίου, φυσικού αερίου και στερεών ορυκτών καυσίμων (Eurostat, 2023)

Κύριοι προμηθευτές εκτός ΕΕ	αργό πετρέλαιο	φυσικό αέριο	στερεά ορυκτά καύσιμα
Ρωσία	28%	44%	52%
Ηνωμένες Πολιτείες	9%	-	15%
Νορβηγία	9%	16%	-
Λιβύη	6%	-	-
Καζακστάν	6%	-	-
Αλγερία	-	12%	-
Αυστραλία	-	-	17%

Συμπερασματικά, πάνω από τις μισές ενεργειακές ανάγκες της ΕΕ καλύψαν οι εισαγωγές, με κύριο εξωτερικό προμηθευτή και στις τρεις κατηγορίες την Ρωσία.

Τα δεδομένα εισαγωγών ποικίλουν σημαντικά μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ. Στην περίπτωση της Ελλάδας για το 2021, το συνολικό ποσοστό εξάρτησης ανέρχεται στο 73,3% και κατατάσσει την Ελλάδα ως την πέμπτη χώρα με τη μεγαλύτερη εξάρτηση από τρίτες χώρες. Ειδικά στις κατηγορίες του αργού πετρελαίου, του φυσικού αερίου και των στερεών ορυκτών καυσίμων παρουσιάζει ποσοστό εξάρτησης 98,4%, 99,4% και 9,6% αντίστοιχα. (Eurostat, 2023)

Αυτές οι ανάγκες προς ικανοποίηση των κρατών μελών της ΕΕ, ήταν δυνατόν να καλλιεργήσουν εντονότερες συνθήκες ενεργειακής ανασφάλειας υπό το ενδεχόμενο δυνητικού περιορισμού των εξαγωγών από τα κράτη προμηθευτές.

### 2.1.3 Ενεργειακή κρίση 2021-σήμερα

Ο όρος ενεργειακή κρίση χρησιμοποιείται για να εκφράσει την σημαντική έλλειψη ενεργειακού εφοδιασμού, αλλά και την ραγδαία άνοδο των τιμών πώλησης των αντίστοιχων ενεργειακών πόρων (Καρδοματέας, 2022). Ενεργειακές κρίσεις έχουν αρχίσει να εμφανίζονται από το 1973 με την πετρελαϊκή και όλες είχαν ως βάση την έλλειψη εφοδιασμού από συγκεκριμένα ορυκτά καύσιμα όπως το πετρέλαιο ή το φυσικό αέριο(ΦΑ) (Καφτάνης, 2022).

Σήμερα, αντιμετωπίζουμε μια ακόμα ενεργειακή κρίση λόγω της συνδρομής ποικίλων παραγόντων, η οποία ξεκίνησε στο δεύτερο μισό του 2021 και επηρεάζει άμεσα και την Ευρώπη. Μετά την άρση των περιοριστικών μέτρων του lockdown, η Ευρώπη

*Κεφ. 2 Η ανάγκη προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα*

βρέθηκε με τα χαμηλότερα ιστορικά αποθέματα φυσικού αερίου, περίπου στο 26% της χωρητικότητας (Μάιος 2021) και στο τέλος του χρόνου ήταν περίπου στο 55% της χωρητικότητας (Δεκέμβριο 2021). Η Ευρώπη βασιζόμενη σε τρίτες χώρες για την ικανοποίηση των ενεργειακών της αναγκών, εξαρτιόταν από αυτές έντονα την περίοδο της ορμητικής ανάκαμψης της οικονομίας και επομένως της ζήτησης ενέργειας. Τα μειωμένα εγχώρια μερίδια παραγωγής ενέργειας στην Ευρώπη (φυσικού αερίου ιδίως στη Βόρειο θάλασσα και στην Ολλανδία, αιολικής ενέργειας στη Γερμανία και Ολλανδία, πυρηνικής ενέργειας στη Γερμανία) λειτούργησαν υποστηρικτικά στη δυσμενή κατάσταση. (Ρορκοστονα, 2022)

Η ενίσχυση της ζήτησης, εκ μέρους της Ευρώπης, από εξωτερικούς παραγωγούς ήρθε αντιμετώπιση με την αντίστοιχη ζήτηση από την ασιατική αγορά (κυρίως Κίνα) αντιμετωπίζοντας ανταγωνιστικό μειονέκτημα. (Ρορκοστονα, 2022)

Η έντονα ανταγωνιστική αγορά για το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) οξύνθηκε με τον περιορισμό της προσφοράς. Εσωτερικά, οι ΗΠΑ αντιμετώπισαν έναν παγωμένο χειμώνα στο Τέξας (αρχές 2021), από όπου συνήθως αναχωρούν τα φορτία LNG, με κίνδυνο της ανθεκτικότητας της ενεργειακής υποδομής και επακόλουθο την μείωση των παραχωρούμενων φορτίων προς Ευρώπη και Ασία (Ρορκοστονα, 2022). Έπειτα ακολούθησαν οι καλοκαιρινοί μήνες με υψηλές θερμοκρασίες σε παγκόσμιο επίπεδο (μέσα 2021). Οι υψηλές θερμοκρασίες έφθασαν επίπεδο ξηρασίας στην Λατινική Αμερική, η οποία βασίζεται στην παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας (κυρίως από τη Βραζιλία) (Freitasetal, 2023). Οι αιφνίδια αντίξοες συνθήκες που επικράτησαν λόγω της ξηρασίας οδήγησαν σε απόσπαση μεριδίου LNG μακριά από την Ευρώπη-και την Ασία.

Με τον περιορισμό της προσφοράς εκ μέρους της Αμερικής, η στάση της Ρωσίας επιδείνωσε τη στενότητα στην αγορά ενέργειας. Στις αυξημένες απαιτήσεις της ΕΕ για ενεργειακές προμήθειες, η Ρωσία το 2021 κράτησε ουδέτερη στάση, μη αυξάνοντας τις εξαγωγές της σημαντικά, πέραν των συμφωνημένων στα συμβόλαια ποσοτήτων. Επιβαρυντικά στη δυσμενή κατάσταση λειτούργησε η καθυστέρηση έναρξης λειτουργίας του αγωγού NordStream 2 ο οποίος θα μετέφερε φυσικό αέριο προς την Γερμανία και άλλες χώρες παράλληλα με τον ομώνυμο αγωγό (NordStream1). (Καρδοματέας, 2022)

Οι συνθήκες ελαττωμένης προσφοράς στην ενέργεια κορυφώθηκαν με την απευκαταία εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022 και την στήριξη της ΕΕ προς την Ουκρανία. Αξιοσημείωτα γεγονότα συνδεδεμένα με τον Ρωσο-Ουκρανικό πόλεμο είναι οι αναστολές παραδόσεων αερίου σε ορισμένα κράτη της ΕΕ εκ μέρους της Ρωσίας, οι κυρώσεις της ΕΕ, η απόφαση για σταδιακή αλλά γοργή απεξάρτηση από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα (Μάρτιος 2022) και τα σαμποτάζ στους αγωγούς NordStream (Σεπτέμβριος 2022). Ο περιορισμός ρωσικών εισαγωγών αντισταθμίστηκε κυρίως με τον εφοδιασμό LNG ιδίως από τις ΗΠΑ. (Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, 2023)

Αξίζει να σημειωθεί πως συμβολή στη διαμόρφωση της κατάστασης στην αγορά ενέργειας είχε, ο χαρακτήρας της ως ελεύθερη αγορά καθώς και η εισαγωγή των ορυκτών καυσίμων και της ηλεκτρικής ενέργειας στο χρηματιστήριο. Ο περιορισμός

## Κεφ. 2 Η ανάγκη προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα

των δυσχερειών εξαιτίας της κρατικής διαχείρισης της ενεργειακής τροφοδοσίας η οποία αποτελούσε αντικείμενο σχεδιασμού και εκτέλεσης των κρατών, συνέτεινε στην απελευθέρωση των αγορών των ορυκτών και έπειτα της ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα λοιπόν με τους νόμους της οικονομίας της ελεύθερης αγοράς, οι τιμές δεν αποτυπώνουν τα πραγματικά κόστη των αγαθών αλλά προκύπτουν από τις διαπραγματεύσεις των συναλλασσόμενων. Στην ΕΕ ο κόμβος διαπραγμάτευσης που επικράτησε είναι το Ολλανδικό Χρηματιστήριο Ενέργειας ΦΑ (Title Transfer Facility, TTF). Η άνοδος στις τιμές του TTF λόγω των Ρωσο-Ουκρανικών διαταραχών και πολέμου μεταφέρθηκε σε όλη την ΕΕ όπως και στην Ελλάδα η οποία από το 2020 δεν εισάγει πλέον ΦΑ μέσω της Ουκρανίας. Αυτό το πλαίσιο αγοράς, συνδράμει στην έλλειψη κρατικού ελέγχου και παρέμβασης με αποτέλεσμα την επιβάρυνση τόσο των κρατικών αλλά και των οικογενειακών προϋπολογισμών. (Καρδοματέας, 2022)

Όλοι οι παράγοντες που περιεγράφηκαν, συνέβαλαν στην ενεργειακή κρίση και στην άνοδο των τιμών της ενέργειας σε επίπεδα πληθωρισμού. Στον πίνακα 2 φαίνονται οι διακυμάνσεις στην τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας σε €/MWh για μηνιαίο και ετήσιο βήμα ελέγχου. Συγκεκριμένα, οι τιμές αφορούν την αγορά της επόμενης μέρας για τα έτη 2019, 2020, 2021, 2022 και μέχρι τον Μάιο του 2023, οι οποίες μπορούν να βρεθούν στην ηλεκτρονική σελίδα του ΑΔΜΗΕ και αντλούνται από το χρηματιστήριο ενέργειας.

**Πίνακας 2:** Αγορά της επόμενης ημέρας (€/MWh) (ΑΔΜΗΕ)

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Έτος :</b>	<b>64,369</b>	<b>46,503</b>	<b>119,934</b>	<b>283,170</b>	<b>137,751</b>
<b>Ιανουάριος</b>	77,128	60,539	55,441	231,968	186,543
<b>Φεβρουάριος</b>	69,076	48,206	50,787	214,700	153,307
<b>Μάρτιος</b>	59,952	42,410	58,614	273,927	119,691
<b>Απρίλιος</b>	62,365	27,710	64,003	247,545	115,699
<b>Μάιος</b>	65,734	33,637	63,172	223,068	105,327
<b>Ιούνιος</b>	67,738	33,636	86,385	247,768	-
<b>Ιούλιος</b>	63,137	41,679	103,446	339,276	-
<b>Αύγουστος</b>	63,489	47,114	127,446	429,388	-
<b>Σεπτέμβριος</b>	60,826	48,444	136,399	411,716	-
<b>Οκτώβριος</b>	63,229	48,282	204,052	232,783	-
<b>Νοέμβριος</b>	55,225	55,421	236,281	232,252	-
<b>Δεκέμβριος</b>	61,071	63,830	244,459	283,641	-

Παρατηρούμε πως ο μέγιστος ετήσιος μέσος όρος της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας, της αγοράς της επόμενης μέρας, εμφανίζεται το 2022 και φτάνει το ποσό των 283,17 €/MWh με επιμέρους μηνιαίο μέσο όρο Αυγούστου την εξωφρενική τιμή των 429,388 €/MWh. Αντίθετα, φαίνεται πως το 2020 (έτος προ ενεργειακής κρίσης) έφτανε μόλις τα 46,503 €/MWh. Το έτος που διανύουμε (2023) φαίνεται να έχει εμφανίσει μείωση της τιμής ηλεκτρική ενέργειας συγκριτικά με το 2022, χωρίς όμως να έχει επιστρέψει σε επίπεδα τιμών προ ενεργειακής κρίσης.

## 2.2 Σύνθεση του ενεργειακού προβλήματος και λύσεις

Στο σημείο αυτό, θα γίνει μια αποτύπωση του τι εννοούμε με τον όρο ενεργειακό πρόβλημα. Ως ενεργειακό πρόβλημα νοείται μια σειρά αλληλοσυνδεόμενων συνιστωσών οι οποίες ταυτοχρόνως επηρεάζουν το ενεργειακό σύστημα. Πιο συγκεκριμένα, αυτές τις συνιστάμενες, είναι:

- Η εξάντληση των συμβατικών ενεργειακών πόρων και η ανάγκη αναζήτησης νέων που θα τους αντικαταστήσουν.
- Η υπέρμετρη μόλυνση του περιβάλλοντος και η ρύπανση της ατμόσφαιρας σε συνδυασμό με την επιρροή που ασκεί η κατανάλωση ενέργειας στην όξυνση του φαινομένου του θερμοκηπίου (περιβαλλοντικό κόστος της ενέργειας).
- Η απουσία σταθερότητας της ενεργειακής τροφοδοσίας και η αβεβαιότητα επάρκειας που αυτή δημιουργεί.
- Η αυξητική τάση των τιμών της ενέργειας η οποία οδηγεί σε ταυτόχρονη αύξηση της αξίας του συνόλου των προϊόντων και των υπηρεσιών.

(Σπυροπούλου, 2020)

Ο όρος ενεργειακό πρόβλημα, ήδη είχε αρχίσει να χρησιμοποιείται από τις αρχές της δεκαετίας του 1950, όταν και έγινε αντιληπτή η περιορισμένη διαθεσιμότητα και η προοπτική εξάντλησης των ενεργειακών πόρων (Αλβανού, 2016). Σήμερα, ο όρος είναι πιο επίκαιρος από ποτέ, λόγω της παρούσας ενεργειακής κρίσης και της όξυνσης του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής.

Η εν λόγω συνθήκη, καθιστά την λήψη πρωτοβουλιών οι οποίες θα οδηγήσουν στην επίτευξη των στόχων που θα περιορίσουν το ενεργειακό πρόβλημα. Κυρίαρχο στόχο, αποτελεί η παραγωγή ενέργειας με πρότυπο τη βιωσιμότητα. Η ενεργειακή βιωσιμότητα, σύμφωνα με τον Παγκόσμιο Οργανισμό Ενέργειας στηρίζεται σε τρεις πυλώνες: την ενεργειακή ασφάλεια, την ενεργειακή ισότητα και την περιβαλλοντική βιωσιμότητα. Η εξισορρόπηση αυτών των κύριων συνιστωσών, αποτελεί βάση για τη διαμόρφωση οποιασδήποτε λύσης στο ενεργειακό πρόβλημα. Οι βασικές στρατηγικές που έχουν προκριθεί με σκοπό την επίτευξη της ενεργειακής βιωσιμότητας είναι οι εξής:

- Η στρατηγική ορθολογική διαχείριση, ή αλλιώς στρατηγική εξοικονόμησης ενέργειας, η οποία περιλαμβάνει την αύξηση της αποδοτικότητας μέσω της χρήσης της ενέργειας και την ταυτόχρονη ελάττωση της σπατάλης επιτυγχάνοντας έτσι, την πραγματοποίηση του ίδιου στόχου αλλά με σημαντικά μειωμένη κατανάλωση ενέργειας. Μέσω της στρατηγικής αυτής, διασφαλίζεται η προστασία του περιβάλλοντος και η επιβράδυνση της εξάντλησης των φυσικών πόρων.
- Η στρατηγική υποκατάσταση των συμβατικών πηγών ενέργειας με ΑΠΕ. Οι ΑΠΕ δίνουν την δυνατότητα, λειτουργώντας προς το παρόν επικουρικά προς τις συμβατικές πηγές ενέργειας, να περιοριστεί η εξάντληση των φυσικών πόρων και ταυτόχρονα οι μεγάλες ποσότητες εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

(Σπυροπούλου, 2020)

Περαιτέρω, στρατηγικός στόχος της ΕΕ που επιτυγχάνεται με την προώθηση της χρήσης ΑΠΕ, είναι ο περιορισμός της ενεργειακής εξάρτησης από τρίτες χώρες και η διαφοροποίηση των πηγών άντλησης ενέργειας. (Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, 2023)

Με βάση τα παραπάνω, έχει δημιουργηθεί ένα θεσμικό πλαίσιο με το οποίο έχουν προσδιοριστεί οι κύριοι άξονες και κατευθύνσεις στις οποίες θα στηριχθούν τα κράτη υιοθετώντας τις σε επίπεδο εσωτερικής νομοθεσίας και διακρατικής συνεργασίας, προκειμένου να διασφαλίσουν και να επιτύχουν τους στόχους που έχουν τεθεί ως προς το ενεργειακό ζήτημα και την αντιμετώπιση της εξαρτήσής του.

### 2.3 Θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ στην Ευρώπη

Από το 1972 κιόλας η Ευρωπαϊκή Ένωση, έσπευσε με διασκέψεις και συμφωνίες, να βάλει το περιβαλλοντικό ζήτημα υψηλά στην ατζέντα της, θέτοντας μακροπρόθεσμους στόχους με σκοπό την μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου έως το 2030 (**Συμφωνία του Παρισιού**). Σε συνέχεια της στρατηγικής της αυτής, το 1999 με τη **Συνθήκη του Μαστριχτ**, αποκρυστάλλωσε την στάση της, καθιερώνοντας της προστασία του περιβάλλοντος, καθολικά σε όλους τους τομείς δράσης της.

Στη διάρκεια της πορείας αυτής, τέθηκαν αρκετές συνθήκες, οι οποίες αφορούσαν την προώθηση της προστασίας του περιβάλλοντος, της αειφορίας και της προώθησης των ΑΠΕ.

Μάλιστα το έτος 2016, εκδόθηκε μια δέσμη νομοθετικών μέτρων της με τίτλο **«Καθαρή ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους»** ως μέρος της ευρύτερης στρατηγικής για την Ενεργειακή Ένωση. (ΕΕΑ, 2016)

Το 2018 η ένωση προέβη σε αναθεώρηση της ισχύουσας τότε στρατηγικής για τις ΑΠΕ μέσω της **οδηγίας (ΕΥ) 2018/2001** με την οποία έθετε ένα δεσμευτικό ενωσιακό στόχο για το μερίδιο ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας της Ένωσης και χαρακτηριστικά προέβλεπε: «

- κανόνες για τη χρηματοδοτική στήριξη της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές (πρόβλεψη κονδυλίων της Ένωσης),
- την προώθηση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για τους τομείς θέρμανσης, ψύξης και μεταφορών,
- οι καταναλωτές να έχουν δικαίωμα να γίνουν αυτοκαταναλωτές ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές,
- ότι τα κράτη μέλη μπορούν να συμφωνούν για τη στατιστική μεταβίβαση συγκεκριμένης ποσότητας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές από ένα κράτος μέλος σε άλλο.
- ενίσχυση των κριτηρίων βιωσιμότητας της ΕΕ για τη βιοενέργεια»

(Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2018)

Κυριότερη όμως συνθήκη, είναι η **Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία του 2019**, η οποία παρουσιάζει ένα αναλυτικό πλάνο προκειμένου η Ευρώπη να καταστεί

Κεφ. 2 Η ανάγκη προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα

κλιματικά ουδέτερη (net-zero) ήπειρος έως το 2050, έχοντας τη δυνατότητα παραγωγής και παροχής καθαρής και ασφαλούς ενέργειας ενώ ταυτόχρονα θα είναι και σε επίπεδο τιμής οικονομικά φιλική. (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2019)

Όμως, η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, δημιούργησε νέες συνθήκες, με την ενεργειακή ανασφάλεια, την επακολουθούσα ενεργειακή κρίση και τις κυρώσεις προς τη Ρωσία, να αναγκάζουν την ΕΕ να αναθεωρήσει το χρονοδιάγραμμα που είχε οριστεί και να επισπεύσει την διαδικασία ενεργειακής αυτάρκειας της και τη μείωση της εξάρτησης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα.

Έτσι το Μάιο του 2022 εκπονήθηκε το σχέδιο **REPowerEU** (για την πραγμάτωση του οποίου απαιτούνται νέες επενδύσεις 210 δισ. EUR έως το 2027) με το οποίο μεταβλήθηκαν οι στρατηγικοί στόχοι με ορίζοντα το 2030, αυξάνοντας το ποσοστό του δεσμευτικού στόχου στο 45% ως προς το μερίδιο των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της ένωσης. Ενώ ταυτόχρονα, τέθηκε και μια σειρά νέων θεσμοθετημένων στόχων προσανατολισμένων προς την κατεύθυνση αυτού του σχεδίου, όπως:

- Η εγχώρια παραγωγή ανανεώσιμου υδρογόνου και εισαγωγών 10 εκατομμυρίων τόνων έως το 2030
- Νέες ενεργειακές εταιρικές σχέσεις με αξιόπιστους προμηθευτές, στις οποίες περιλαμβάνονται μελλοντικές συνεργασίες για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τα αέρια χαμηλών ανθρακούχων εκπομπών.
- Ταχεία ανάπτυξη έργων ηλιακής και αιολικής ενέργειας σε συνδυασμό με την ανάπτυξη ανανεώσιμου υδρογόνου για την εξοικονόμηση περίπου 50 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων (bcm) από τις εισαγωγές φυσικού αερίου.
- Νέα νομοθεσία και συστάσεις με σκοπό τις ταχύτερες αδειοδοτήσεις στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ιδίως σε περιοχές προς ανάπτυξη με χαμηλό περιβαλλοντικό κίνδυνο.
- Αύξηση των φιλοδοξιών όσον αφορά την εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της αύξησης του στόχου απόδοσης σε επίπεδο ΕΕ από 9 % σε 13 % για το 2030.

(Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2022)

Συγκεκριμένα για τις ΑΠΕ, ήδη από το 2009 ξεκίνησαν να εκπονούνται τα πρώτα σχέδια για την σταδιακή αύξηση του ποσοστού των ΑΠΕ στο μερίδιο του ενεργειακού μείγματος της ΕΕ, θέτοντας τότε ως στόχο το ποσοστό του 20% της κατανάλωσης της ενέργειας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές. Στη συνέχεια, το 2018 ο νέος στόχος έως το 2030 ήταν η περαιτέρω αύξηση του ποσοστού αυτού στο 32%, ο οποίος ορίστηκε εκ νέου το 2021 στο 40%, ενώ όπως παραπάνω εκτέθηκε, λόγω της αιφνίδιας Ρωσικής εισβολής και των επιπτώσεών της, το 2022 επαυξήθηκε εκ νέου, θέτοντας ως στόχο το ποσοστό της τάξεως του 45%. (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2023)

Επίσης, η ένωση την τελευταία δεκαετία, στο πλαίσιο επίτευξης των εν λόγω στόχων, προβαίνει συχνά στην έκδοση ψηφισμάτων και οδηγιών, προκειμένου να συγκεκριμενοποιήσει τους τρόπους και τα μέσα δράσης των κρατών μελών της.

Χαρακτηριστικά αυτή η πολιτική φανερώνεται στην αναθεώρηση της οδηγίας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας **RED**, το Σεπτέμβριο του 2022, μέσω του νέου

## Κεφ. 2 Η ανάγκη προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα

αναθεωρημένου της κειμένου **RED III**, το οποίο θεωρείται ευρέως ως η βασική πολιτική πρωτοβουλία που θα επιτρέψει τη μετάβαση σε ένα δίκτυο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ολόκληρη την ήπειρο, αλλά και οι επικαιροποιημένοι στόχοι που τίθενται σε αυτό, προβλέπουν έναν λιγότερο πρωταγωνιστικό ρόλο για την πυρηνική ενέργεια. Μάλιστα τα παραπάνω γίνονται ξεκάθαρα και από τις προτάσεις στις Επιτροπές που ενσωματώνονται στο κείμενο και οι οποίες ορίζουν:

- ότι αυξάνονται ορισμένοι επιμέρους στόχοι για τομείς όπως οι μεταφορές, τα κτίρια, η τηλεθέρμανση και τηλεψύξη.
- Ο τομέας των μεταφορών θα πρέπει να μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά 16 % χρησιμοποιώντας υψηλότερο ποσοστό προηγμένων βιοκαυσίμων και περισσότερα ανανεώσιμα καύσιμα από μη βιολογικές πηγές, όπως το υδρογόνο. Ο κλάδος θα πρέπει να ενισχύσει τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κατά 1,9 ποσοστιαίες μονάδες ετησίως και τα δίκτυα τηλεθέρμανσης κατά 2,3 μονάδες.
- Κάθε κράτος μέλος θα πρέπει να αναπτύξει δύο διασυνοριακά έργα για την επέκταση της πράσινης ηλεκτρικής ενέργειας και τα κράτη μέλη με ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας άνω των 100 TWh θα πρέπει να αναπτύξουν ένα τρίτο έργο έως το 2030.
- Σταδιακή μείωση του μεριδίου της πρωτογενούς ξυλείας που υπολογίζεται ως ανανεώσιμη ενέργεια.

(Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 2023)

### 2.4 Θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η ανάγκη πραγμάτωσης αλλαγών στην παραγωγή ενέργειας της χώρας μας όπως και οι οδηγίες και τα κίνητρα της ΕΕ για τα κράτη μέλη, ώθησαν την Ελλάδα στην διαμόρφωση του θεσμικού πλαισίου που αφορά τις ΑΠΕ. Οι σημαντικότεροι νόμοι που θεσπίστηκαν όπως και οι υπουργικές αποφάσεις που ισχύουν μέχρι και σήμερα στη χώρα μας είναι οι ακόλουθες.

**N.4414/2016:** Με τον νόμο αυτό το 2016 υιοθετήθηκαν από την ελληνική έννομη τάξη οι κατευθυντήριες γραμμές της Επιτροπής της ΕΕ για τις κρατικές ενισχύσεις στους τομείς του περιβάλλοντος και της ενέργειας (2014-2020) και τη σταδιακή ενσωμάτωση και συμμετοχή των Α.Π.Ε και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με το βέλτιστο τρόπο σε επίπεδο κόστους-οφέλους για την κοινωνία.

Θεσμοθετήθηκε επίσης υπό τη μορφή διαφορικής προσαύξησης (sliding Feed in Premium), δηλαδή αποζημίωσης βάση στήριξης, προσθετικά στην τιμή που λαμβάνουν οι ΑΠΕ από τη συμμετοχή τους στην αγορά έως ένα ανώτατο επίπεδο που καλείται Τιμή Αναφοράς (TA).

Ενώ περεταίρω ορίστηκε ότι η TA για τις ώριμες τεχνολογίες των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών, θα προκύπτει μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας. Σκοπός αυτής της διαδικασίας είναι η μεγαλύτερη μείωση του κόστους για τους καταναλωτές.

### **ΦΕΚ 4893. Υπουργική απόφαση - Κύρωση ΕΣΕΚ 2019**

Κυρώθηκε το Δεκέμβριο του 2019 το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο όπως χαρακτηριστικά αναφέρεται στο Εισαγωγικό του Σημείωμα : *‘Το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) αποτελεί για την Ελληνική Κυβέρνηση ένα Στρατηγικό Σχέδιο για τα θέματα του Κλίματος και της Ενέργειας και παρουσιάζεται σε αυτό ένας αναλυτικός οδικός χάρτης για την επίτευξη συγκριμένων Ενεργειακών και Κλιματικών Στόχων έως το έτος 2030. Το ΕΣΕΚ παρουσιάζει και αναλύει Προτεραιότητες και Μέτρα Πολιτικής σε ένα ευρύ φάσμα αναπτυξιακών και οικονομικών δραστηριοτήτων προς όφελος της Ελληνικής κοινωνίας, καθιστώντας το κείμενο αναφοράς για την επόμενη δεκαετία. Οι στόχοι που τίθενται στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ είναι ποσοτικοποιημένοι και κοστολογημένοι, ενώ έχουν καθοριστεί ενδιάμεσα χρονικά ορόσημα, τα οποία επιτρέπουν την παρακολούθηση της πορείας επίτευξης των στόχων και σχετίζονται με την επιτυχή υιοθέτηση και λειτουργία ενός μείγματος πολιτικών και μέτρων. Ειδικά, βάσει αυτών των Προτεραιοτήτων και μέτρων, θα αναγνωρίζεται και θα αναδεικνύεται η ανάγκη για συνέργειες και συμπληρωματικές δράσεις σε όλες τους τομείς/κλάδους της Ελληνικής Οικονομίας. Το ΕΣΕΚ αναδεικνύει τις προτεραιότητες και τις αναπτυξιακές δυνατότητες που έχει η χώρα μας σε θέματα ενέργειας και αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής και έχει ως στόχο να αποτελέσει το βασικό εργαλείο διαμόρφωσης της εθνικής πολιτικής για την Ενέργεια και το Κλίμα την επόμενη δεκαετία, λαμβάνοντας υπόψη τις συστάσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής αλλά και τους στόχους Βιώσιμης Ανάπτυξης του ΟΗΕ.’*

Συγκεκριμένα για τις ΑΠΕ, ως εθνικός στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας τίθεται: *‘η επίτευξη μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 35%, τίθενται στόχοι το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να ανέλθει σε ποσοστό τουλάχιστον στο 60%, το μερίδιο των ΑΠΕ για τις ανάγκες θέρμανσης και ψύξης να ξεπεράσει το 40% και το μερίδιο των ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών να ξεπεράσει το 14% σύμφωνα με τη σχετική μεθοδολογία υπολογισμού της ΕΕ.’*

**N.4607/2019:** Με το άρθρο 33 του νόμου, αντικαταστάθηκε το αρ, 14 του ν.2971/2001 και προβλέφθηκε η δυνατότητα απευθείας παραχώρησης χωρίς δημοπρασία με απόφαση του Υπουργού Οικονομικών, σε φορείς του δημοσίου τομέα και σε ιδιωτικές επιχειρήσεις, η χρήση του αιγιαλού, παραλίας, όχθης, παρόχθιας ζώνης, υδάτινου στοιχείου, πυθμένα και υπεδάφους του βυθού της θάλασσας, λιμνοθάλασσας, λίμνης και κοίτης πλεύσιμου ποταμού, για την εκτέλεση έργων που εξυπηρετούν σκοπούς κοινωφελείς ή προστασίας του περιβάλλοντος, ‘...’, ενεργειακούς.’

**N. 4643/2019 :** Συμπληρωματικά προς το ν.4414/2016 λειτουργεί ο ν.4643/2019 μέσω του οποίου δόθηκε η δυνατότητα απευθείας συμμετοχής στην χονδρική αγορά ηλεκτρισμού στους σταθμούς ΑΠΕ με στόχο να επωφελούνται απευθείας από τους ισχύοντες μηχανισμούς της και να μη λαμβάνουν την λειτουργική ενίσχυση.

**N.4685/2020 :** Με το νόμο αυτό ενσωματώθηκαν στην ελληνική νομοθεσία οδηγίες της ΕΕ, με περιεχόμενο την απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, τη διαδικασία αδειοδότησης ΑΠΕ, τη διαχείριση προστατευόμενων περιοχών, τις ζώνες



*Κεφ. 2 Η ανάγκη προώθησης ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα*

εντός προστατευόμενων περιοχών, ρυθμίσεις για δασικούς χάρτες και οικιστικές πυκνώσεις.

**Ν.5037/2023:** Μέσω του νόμου αυτού ενσωματώθηκαν οι οδηγίες της ΕΕ 2018/2001 και 2019/944, με στόχο τον εκσυγχρονισμό του νομοθετικού πλαισίου που αφορά την παραγωγή και χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ καθώς και την προστασία του περιβάλλοντος.

Επίσης μετονομάστηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ), εντάσσοντας στις αρμοδιότητες της και τις υπηρεσίες ύδατος και ενίσχυσης της υδατικής πολιτικής καθώς και την διαχείριση των αστικών αποβλήτων.

Με το Άρθρο 116 προστέθηκε στον ν. 4414/2016 το άρθρο 21<sup>Α</sup> με το οποίο απλοποιούνται ζητήματα αδειοδότησης των Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ΠΛΩΤΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

### 3.1 Εισαγωγή στην αιολική ενέργεια

Ο άνεμος αποτελεί μία από τις πιο διαδεδομένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι υπεύθυνοι παράγοντες για την παρουσία του είναι η περιστροφική κίνηση της γης, η ανομοιογένεια του γήινου ανάγλυφου και η ακτινοβολία του Ήλιου. Συνεπακόλουθο των παραγόντων είναι οι διαφορές στον καταμερισμό της πίεσης της ατμόσφαιρας οι οποίες για να την εξισορροπήσουν προκαλούν την κίνηση αέριων μαζών (άνεμος). Η εκμετάλλευση του ανέμου από τον άνθρωπο, έχει ξεκινήσει από τους αρχαιότερους χρόνους, με την αξιοποίησή της ως κινητήριο δύναμη στα ιστιοφόρα (θάλασσα) και αρκετά αργότερα, για την άλεση σιτηρών και την άντληση νερού στους ανεμόμυλους (ξηρά). (Σπυροπούλου, 2020)

Σήμερα, στα πλαίσια της ενεργειακής βιωσιμότητας και της πράσινης ανάπτυξης, αποτελεί βασική πηγή παραγωγής ενέργειας, εκμεταλλεύσιμη λόγω της τεχνολογίας της ανεμογεννήτριας (Α/Γ). Σύμφωνα με το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ), οι ανεμογεννήτριες είναι αιολικές μηχανές οι οποίες μετατρέπουν, με την μεσολάβηση της κινητικής ενέργειας, την αιολική ενέργεια σε ηλεκτρική.

Αν και υπάρχουν περιπτώσεις εγκατάστασης μεμονωμένων ανεμογεννητριών, ιδιαίτερο ενδιαφέρον για την συνεισφορά τους στις διατιθέμενες ποσότητες ενέργειας από εναλλακτικές πηγές, παρουσιάζουν τα αιολικά πάρκα. Τα αιολικά πάρκα ή Αιολικοί Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΣΠΗΕ), αποτελούν συγκροτήματα ανεμογεννητριών σε προσεκτικά επιλεγμένες τοποθεσίες (επίγειες ή θαλάσσιες) και έχουν σκοπό την παραγωγή αξιόλογων ποσών ηλεκτρικής ενέργειας και τη διοχέτευσή τους στο ηλεκτρικό σύστημα. (Μπαρδάκης, 2018)

Οι βασικότερες κατηγορίες των αιολικών πάρκων είναι τα χερσαία (on shore wind farms), τα παράκτια (near shore windfarms) και τα υπεράκτια (off shore windfarms). Στην ελληνική νομοθεσία υπάρχει αναφορά στα χερσαία αιολικά πάρκα (ΧΑΠ) και στα υπεράκτια (ΥΑΠ). Τα θαλάσσια αιολικά πάρκα μπορεί να είναι πλωτά ή σταθερού πυθμένα. (Μαλατεστας, 2013)

Σύμφωνα με τον Ν.4964/2022 ως Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο (ΥΑΠ) ορίζεται: “η συστοιχία ανεμογεννητριών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που βρίσκεται στον θαλάσσιο χώρο, είτε αυτές εδράζονται σταθερά στον βυθό, είτε επιπλέουν όντας συνδεδεμένες με τον βυθό με κινητά μέσα”. Το ενδιαφέρον της παρούσας εργασίας συγκεντρώνεται σε αυτή την κατηγορία αιολικών πάρκων.

Όπως εξηγείται στην επίσημη ιστοσελίδα του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, όταν το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα από τις Α/Γ, δεν φτάνει τις ποσότητες ζήτησης, καταναλώνεται όλο, είτε επιτόπου είτε διοχετεύοντάς το στο δίκτυο ώστε να μεταφερθεί στο επιθυμητό χώρο κατανάλωσης. Στην περίπτωση που παράγονται ποσότητες μεγαλύτερες από τη ζήτηση, μπορούν οι ανεμογεννήτριες να τεθούν σε κατάσταση παύσης ή η επιπλέον ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας να αποθηκευτεί για μετέπειτα χρήση.

Ο άνεμος έχει σημαντικές δυνατότητες ως παγκόσμια πηγή καθαρής ενέργειας, καθώς είναι ευρέως διαθέσιμος, αν και διάχυτος, και δεν προκαλεί ρύπανση κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μια εκτίμηση για τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> προβλέπει ότι μια συμβολή 10% της αιολικής ενέργειας στην παγκόσμια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2025 θα αποτρέψει την εκπομπή 1,4 Gton/έτος CO<sub>2</sub>. (Herzog, et all, 2001).

Ταυτόχρονα με το τεχνικό δυναμικό της αιολικής ενέργειας, οι τιμές γίνονται ολοένα πιο ανταγωνιστικές, συνοδευόμενες από την τεχνολογική ανάπτυξη των συστημάτων. Η αύξηση του μεγέθους των μονάδων Α/Γ, από τη δεκαετία του '70 μέχρι και σήμερα, είναι εμφανής με δυνατότητα ισχύος να έχει φτάσει τιμές των 10 MW (AMSC wt10000dd SeaTitan). Η τάση προς μεγαλύτερα μηχανήματα καθοδηγείται από την πλευρά της ζήτησης και από τη προσδοκία ανάπτυξης των υπεράκτιων εγκαταστάσεων. Οι Α/Γ έχουν εξελιχθεί παρουσιάζοντας εξαιρετική συμβατότητα με το ηλεκτρικό δίκτυο και μείωση των εξαρτημάτων τους. (Herzog et all, 2001)

Βασική παράμετρος που καθορίζει την οικονομική επιτυχία ενός αιολικού πάρκου είναι η ετήσια ενεργειακή του παραγωγή, η οποία συνδέεται άμεσα με την ταχύτητα του ανέμου (όπου η ισχύς του ανέμου είναι ανάλογη με την τρίτη δύναμη της στιγμιαίας ταχύτητας ανέμου), η οποία αυξάνεται με το υψόμετρο. Με την αξιοποίηση των μετεωρολογικών μετρήσεων και των χαρτών αιολικής ενέργειας, η αξιολόγηση με αξιοπιστία της μακροπρόθεσμης οικονομικής απόδοσης των αιολικών πάρκων γίνεται όλο και πιο εύκολη. (Herzog et all, 2001)

Σημαντικό είναι να αναγνωρίζεται ότι παρόλο που η αιολική ενέργεια αποτελεί περιβαλλοντικά αξιόπιστη ενεργειακή επιλογή, ως μια ακόμα παρέμβαση του ανθρώπου, δεν αποφεύγει όλες τις αρνητικές επιπτώσεις στο φυσικό περιβάλλον. Αυτές οι επιπτώσεις αφορούν: την οπτικοακουστική όχληση, τις πιθανές συγκρούσεις πτηνών με τους ρότορες σε κίνηση, την σκιά της κατασκευής και τις ηλεκτρομαγνητικές παρεμβολές που επηρεάζουν τα σήματα συσκευών όπως του ραδιοφώνου, της τηλεόρασης και των ραντάρ. Σημαντική παράμετρος στον περιορισμό των επιπτώσεων αποτελεί η προσεκτική επιλογή χωροθέτησης. Για την περίπτωση των συγκρούσεων πτηνών με τους περιστρεφόμενους ρότορες, έχουν πραγματοποιηθεί έρευνες, οι οποίες δείχνουν πως τα θύματα από συγκρούσεις είναι λίγα σε αριθμό και μικρό ποσοστό συγκριτικά με αφορμές που δίνονται από άλλες επεμβάσεις του ανθρώπου. (Herzog et all, 2001)

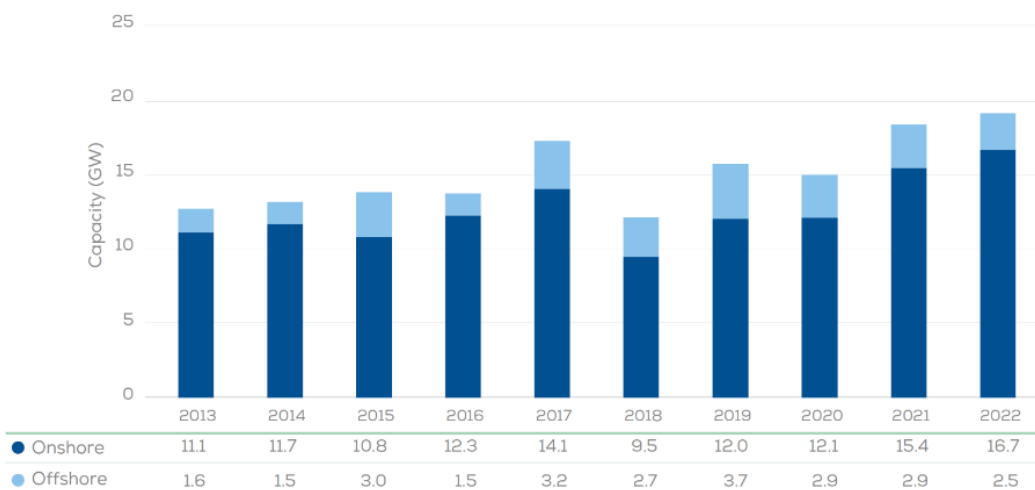
### 3.2 Υφιστάμενη και μελλοντική διείσδυση αιολικής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα Ευρώπης και Ελλάδας

Οι ολοένα μεταβαλλόμενες συνθήκες στον τομέα της ενέργειας έχουν διαμορφώσει τη σταθερή αύξηση του μεριδίου της αιολικής ενέργειας της Ευρώπης στην παραγωγή, από 370 TWh το 2018 σε 489 TWh το 2022, με το έτος 2021 να παρεκκλίνει, αφού η παραγωγή ήταν μικρότερη από το 2020. Η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας το 2022, αντιστοιχεί σε ποσοστό 17% της ζήτησης σε όλη την ΕΕ+Ην.Β., μια άνοδο 2% από το 2021. (WindEurope, 2023)

Παρά τις δυσκολίες στο οικονομικό περιβάλλον και την εφοδιαστική αλυσίδα, το 2022, οι καινούριες αιολικές εγκαταστάσεις στην Ευρώπη, ανήλθαν σε 19,1 GW (16,7 GW στην ξηρά και 2,5 GW υπεράκτια) (σχήμα 1). Οι περισσότερες χερσαίες εγκαταστάσεις τοποθετήθηκαν στη Γερμανία, στη Σουηδία και στη Φινλανδία. Περίπου οι μισές θαλάσσιες εγκαταστάσεις βρίσκονται στο Ηνωμένο Βασίλειο και στη Γαλλία τοποθετήθηκε το πρώτο της μεγάλο υπεράκτιο αιολικό πάρκο. (WindEurope, 2023)

Αν και η αύξηση του 4% των εγκαταστάσεων, ανάμεσα στα έτη 2022-2021, είναι σημαντική, υστερεί συγκριτικά με τους στόχους που είχαν τεθεί το 2021. Ακόμα περισσότερο υστερεί μπροστά στις απαιτήσεις για την επίτευξη των κλιματικών και περιβαλλοντικών στόχων της Ευρώπης. (WindEurope, 2023)

New onshore and offshore wind installations in Europe



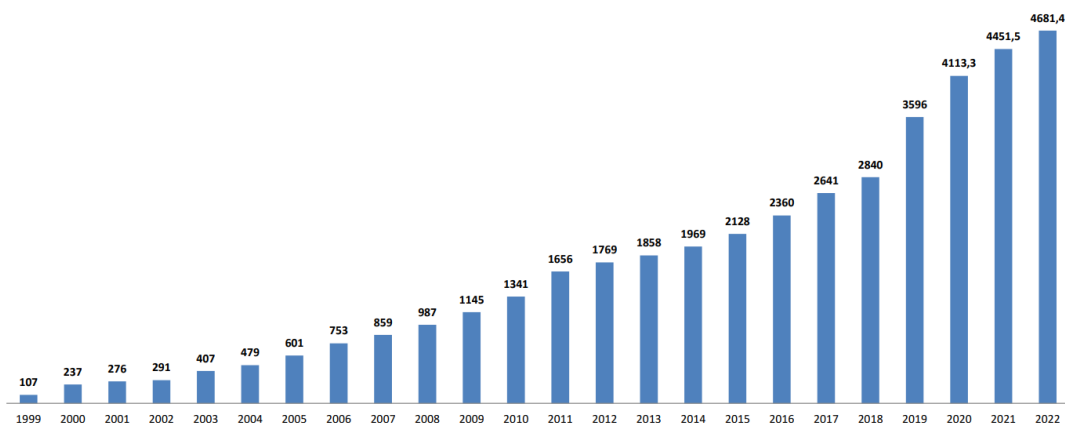
**Σχήμα 1:** Νέες αιολικές εγκαταστάσεις (GW) τα έτη 2013-2022 (WindEurope)

Χρειάζεται μεγάλη επιτάχυνση εκ μέρους της Ευρώπης στη παραγωγή αιολικής ενέργειας ώστε να επιτευχθεί το REPowerEU. Η ΕΕ αναμένεται να κατασκευάζει 18 GW νέας ισχύος κάθε χρόνο για την περίοδο 2022-2026, όμως χρειάζεται 39 GW για να πλησιάσει επαρκώς τους στόχους που ορίζονται στο REPowerEU. Επιπλέον, χρειάζεται διπλασιασμός των ετήσιων επενδύσεων στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2025. (WindEurope, 2023)

Η Επιτροπή της ΕΕ, θέτει την αιολική ενέργεια ως βασική πηγή ηλεκτροδότησης της Ευρώπης έως το 2050, με την ισχύ της να αυξάνεται από περίπου 190 GW σήμερα σε 1.300 GW. Μια τέτοιου επιπέδου άνοδος συνεπάγεται 25 φορές αύξηση της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας στην ΕΕ, με το μεγαλύτερο μέρος της συνολικής παραγομένης ισχύς να προέρχεται από χερσαία αιολική ενέργεια. (WindEurope, 2023)

Η Ελλάδα, λαμβάνει υπόψη τις συστάσεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και τους στόχους βιώσιμης ανάπτυξης του ΟΗΕ και τις ενσωματώνει στις προτεραιότητες και τις αναπτυξιακές δυνατότητες σε θέματα ενέργειας, προάγοντας τις αιολικές

εγκαταστάσεις. Συγκεκριμένα, για το 2022 η ηλεκτρική ενέργεια από τα αιολικά πάρκα της χώρας ανήλθε στα 10,7TWh το οποίο αντιστοιχεί σε ποσοστό 21,5%της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Η ικανότητα της εγκατεστημένης αιολικής ισχύς διασυνδεδεμένης με το δίκτυο, έχει ανοδική πορεία και το 2022, έφτασε τα 4.681,4 MW (σχήμα 2). (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2023)



The HWEA Wind Energy Statistics take into account the wind capacity which is in commercial or test operation in Greece and are based on sources from the market actors. HWEA has made effort to crosscheck and confirm the data. However, HWEA does not guarantee the accuracy of them and do not undertake any relevant liability.

**Σχήμα 2:** Ικανότητα αιολικών εγκαταστάσεων στο δίκτυο (MW) τα έτη 1999-2022 (HWEA)

Για τη χώρα μας, τα δεδομένα δείχνουν πως υπάρχουν πολλές δυνατότητες ικανοποίησης μεγάλου ποσοστού της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια από ανεμογεννήτριες λόγω του υψηλού της δυναμικού. Συγκεκριμένα σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΣΕΚ) η ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια θα φτάνει περίπου τις 12,5, 14,3 και 17,1 TWh για τα έτη 2025, 2027 και 2030 αντίστοιχα και θα πρέπει να εγκαταστήσει 7GW αιολικού ενεργειακού δυναμικού μέχρι το 2030 για να επιτύχει τους περιβαλλοντικούς της στόχους. (ΕΛΙΑΜΕΠ, 2021)

Σύμφωνα με τον διαδικτυακό χάρτη των εν λειτουργία αιολικών πάρκων στην ιστοσελίδα της ΕΛΤΑΕΝ, οι τοποθεσίες στις οποίες συναντάμε τα περισσότερα αιολικά πάρκα είναι αρκετές περιοχές της Κρήτης, της Πελοποννήσου, της Ευβοίας, της Αττικής και φυσικά των νησιών του Αιγαίου. Έως τώρα, αιολικά πάρκα έχουν εγκατασταθεί μόνο στο χερσαίο κομμάτι της χώρας με προβλεπόμενα μελλοντικά έργα να αφορούν επέκταση στον θαλάσσιο χώρο.

Στην πράξη, οι περιοχές στις οποίες θα εγκατασταθούν τα πρώτα υπεράκτια αιολικά πάρκα, στην επικράτεια της Ελλάδας, θα οριοθετηθούν και θα καθοριστούν επακριβώς, από το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, το οποίο αναμένεται να δημοσιευθεί εντός του πρώτου εξαμήνου του 2023. Ωστόσο, αν και οι επίσημες τοποθεσίες παραμένουν προς διαβούλευση, στο συνέδριο που διοργανώθηκε στις 12 Δεκεμβρίου 2022 με θέμα: “Offshore Wind Energy in Greece: The way forward”, υπό την αιγίδα του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, αναδείχθηκε η οριοθετημένη ζώνη της θαλάσσιας περιοχής της Αλεξανδρούπολης ως

«Περιοχής Πρώτης Επιλογής ΑΠΕ». (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2022) Επίσης, υποψήφιες περιοχές για εγκαταστάσεις ΥΑΠ, εκτείνονται στις Κυκλάδες, στο Βόρειο Αιγαίο, στα Δωδεκάνησα, καθώς και μεταξύ Κρήτης και Καρπάθου. (Τζάννε, 2021)

### 3.3 Σύγκριση ΧΑΠ - ΥΑΠ

Η αιολική ενέργεια τα τελευταία χρόνια έχει καθιερώσει το ρόλο της ως πηγή ενέργειας αξιοποιήσιμης μέσω της μετατροπής της σε ηλεκτρική ενέργεια ικανή να καλύψει σημαντικό μερίδιο της παγκόσμιας ζήτησης. Οι επενδύσεις στην αιολική ενέργεια, έως σήμερα, αφορούν κυρίως χερσαία αιολικά πάρκα (ΧΑΠ). Ωστόσο, τα ίδια, συνδέονται με ορισμένες αρνητικές συνέπειες ή περιορισμούς. Έτσι, κατά την τελευταία δεκαετία, το ενδιαφέρον για την αιολική ενέργεια -κυρίως στην Ευρώπη- έχει επεκταθεί σε θαλάσσιες τοποθεσίες (Kaldellis et al, 2016).

Στα πλαίσια του μεγάλου ρυθμού ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας, καθίσταται απαραίτητη η ουσιαστική κατανόηση όλων των τεχνολογιών αξιοποίησης αιολικού δυναμικού που διατίθενται. Η ουσιαστική σύγκριση των χερσαίων και των υπεράκτιων εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας μπορεί να γίνει σε επίπεδο κόστους, χωροθέτησης, περιβαλλοντικού αποτυπώματος και απόδοσης συστήματος (σχήμα 3).



Σχήμα 3: Επίπεδα σύγκρισης αιολικών πάρκων (LUVSIDE)

Στο πλαίσιο ανάπτυξης τεχνολογιών προσαρμοζόμενων στο υπεράκτιο περιβάλλον, οι πλωτές εγκαταστάσεις συνθέτουν το μέλλον της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας για πολλές χώρες. Οι υπεράκτιες περιοχές, σε αρκετές χώρες όπως η Ελλάδα, συνήθως παρουσιάζουν τόσο μεγάλα βάθη ώστε η θεμελίωση σταθερού πυθμένα να είναι απαγορευτική. Μέσω της έρευνας της AlmaEconomics συμπεραίνουμε ότι οι επενδύσεις σε ΥΑΠ στην Ελλάδα, θα δημιουργήσει σημαντικά παγκόσμια οφέλη μέσω της μείωσης των εκπομπών CO<sub>2</sub>. Σε διεθνές επίπεδο, μια τέτοια επένδυση αναμένεται να αποφέρει οφέλη που θα υπερτερούν του σχετικού κόστους. (ΕΛΙΑΜΕΠ, 2021)

Για αυτό το λόγο, η παρούσα εργασία αφορά υπεράκτια αιολικά πάρκα με πλωτά θεμέλια. Σε αυτό το κεφάλαιο αναλύονται σε επίπεδο σύγκρισης τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των ΥΑΠ με τα ΧΑΠ τα οποία έχουν διατηρήσει το προβάδισμα έως σήμερα.

### Απόδοση συστήματος

Βασικό προτέρημα των ΥΑΠ, αποτελεί η απόδοση ισχύος εξόδου των ανεμογεννητριών των οποίων κύρια παράμετρος είναι το αιολικό δυναμικό. Στο υπεράκτιο περιβάλλον οι άνεμοι είναι πιο ισχυροί (μεγαλύτερη ταχύτητα) και πιο σταθεροί, με αποτέλεσμα πολύ μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας με υψηλότερη απόδοση για κάθε στρόβιλο. Για παράδειγμα, όπως φαίνεται στην ετήσια έκθεση της WindEurope, το 2019, τα χερσαία αιολικά πάρκα στην Ευρώπη έχουν μέσο συντελεστή δυναμικότητας 24%, ενώ τα υπεράκτια αιολικά πάρκα αγγίζουν το 38% της δυναμικότητάς τους. (LUVSIDE, 2020)

Η μεγαλύτερη σταθερότητα των ανεμολογικών φορτίων, οδηγεί σε λιγότερα φαινόμενα αναταράξεων και επομένως, η κόπωση της κατασκευής μιας υπεράκτιας Α/Γ, είναι μικρότερη από μιας χερσαίας, αυξάνοντας τη διάρκεια ζωής της. Ωστόσο, λόγω της περιορισμένης τραχύτητας της επιφάνειας της θάλασσας, η διάδοση των αναταράξεων είναι μεγαλύτερη από ότι στην ξηρά επηρεάζοντας την απόδοση και τη διάρκεια ζωής της Α/Γ αν δεν έχει πραγματοποιηθεί ένας αυστηρός σχεδιασμός. (Esteban et all, 2010)

Το μέγεθος των υπεράκτιων Α/Γ επίσης διαφέρει από των επίγειων. Συγκεκριμένα, οι Α/Γ είναι μεγαλύτερες, με το ύψος στο οποίο τοποθετούνται να είναι τέτοιο ώστε τα περιστρεφόμενα πτερύγια να μη φτάνουν το οριακό ύψος κύματος στην τοποθεσία. Τα στρώματα τυρβώδους αέρα στην επιφάνεια της θάλασσας επιτρέπουν στον υπεράκτιο στρόβιλο να τοποθετηθεί χαμηλότερα από τον αντίστοιχο χερσαίο. Επίσης, λόγω των μεγαλύτερων διατιθέμενων εκτάσεων είναι δυνατή η εγκατάσταση μεγαλύτερων μονάδων ανεμογεννητριών, επιτυγχάνοντας υψηλότερη παραγωγή ανά μονάδα εγκατάστασης. (Esteban et all, 2010)

### Περιβαλλοντικό αποτύπωμα

Οι χερσαίες Α/Γ συχνά θεωρείται ότι αποτελούν απειλές για τα πουλιά και τις νυχτερίδες. Ωστόσο, ο αντίκτυπος των υπεράκτιων Α/Γ στα θαλάσσια οικοσυστήματα χρειάζεται αρκετή έρευνα ακόμα ώστε να αναλυθεί επαρκώς πώς οι υπεράκτιες εγκαταστάσεις το επηρεάζουν (LUVSIDE, 2020). Η HELMEPA αναφέρει πιθανή προσαρμογή της θαλάσσιας ζωής στις εγκαταστάσεις με τη μετατροπή τους σε τεχνητούς υφάλους και αύξηση των πληθυσμών των ψαριών στην περιοχή. Ωστόσο, η αύξηση των ψαριών μπορεί να επιφέρει αύξηση των συγκρούσεων των πτηνών με τις Α/Γ τα οποία θα συγκεντρώνονται στις περιοχές για θήρευση.

Ένα μειονέκτημα των ΧΑΠ είναι η περιβαλλοντική επίπτωση της μεταφοράς του εξοπλισμού σε ή μέσω κορυφογραμμών και μέσω δύσβατων δρόμων. Σε πολλές περιπτώσεις οι θέσεις των ΧΑΠ είναι απομακρυσμένες από τις δομημένες περιοχές, το οποίο δημιουργεί την ανάγκη διάνοιξης δρόμων ικανών για τη μεταφορά των εξαρτημάτων των Α/Γ. Αυτή η πραγματικότητα σε περιπτώσεις νησιωτικών περιοχών με λιγοστή χερσαία έκταση ή άλλων μη δομημένων περιοχών, μπορεί να αποφευχθεί με την προτίμηση υπεράκτιων εγκαταστάσεων. (Esteban et all, 2010)

Γενικά, σε σύγκριση με άλλες μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η υπεράκτια αιολική θεωρείται ότι έχει σχετικά καλοήθειες επιπτώσεις στο θαλάσσιο περιβάλλον. Ωστόσο, οι δραστηριότητες λειτουργίας και συντήρησης των ΥΑΠ περιλαμβάνουν τη μεταφορά εργαζομένων και περιστασιακές ανακατασκευές υλικού. Ως εκ τούτου, μπορεί να υπάρξουν διάφορες επιπτώσεις στην πανίδα κυρίως λόγω θορύβων. (Kaldellis et al, 2016)

### Περιορισμοί χωροθέτησης

Οι μεγαλύτερες επιφάνειες της γης είναι καλυπτόμενες από θάλασσα. Με τις πλωτές Α/Γ να μη παρουσιάζουν έντονους περιορισμούς ως προς το βάθος, οι κατάλληλες ελεύθερες περιοχές στη θάλασσα, όπου μπορούν να εγκατασταθούν ΥΑΠ, είναι πολύ περισσότερες και μεγαλύτερες σε έκταση συγκριτικά με τις χερσαίες.

Ταυτόχρονα, οι βέλτιστες τοποθεσίες για εγκαταστάσεις ΧΑΠ, μπορεί να βρίσκονται απομακρυσμένες από τους πληθυσμούς με τις μεγαλύτερες ενεργειακές ανάγκες, καθιστώντας τις μη πρακτικές λόγω του υψηλού κόστους μεταφοράς της ενέργειας. Επίσης, σε πυκνοκατοικημένες περιοχές όπου οι τοποθεσίες στην ξηρά καταλαμβάνονται από άλλες χρήσεις γης και η χωροθέτηση ΧΑΠ δεν είναι εφικτή, το υπεράκτιο περιβάλλον προσφέρει καλύτερη εναλλακτική για εγκατάσταση αιολικών πάρκων, χωρίς συγκρουόμενες χρήσεις γης. (Herzog et al, 2001)

Οι χερσαίες εγκαταστάσεις παρουσιάζουν περισσότερους περιορισμούς τοποθέτησης από ότι οι υπεράκτιες, με σκοπό τον περιορισμό θορύβου, σκιών και την γενικότερη υποβάθμιση του τοπίου. Αντίθετα, η μεγάλη απόσταση των ΥΑΠ από την ξηρά, απαιτεί λιγότερα περιοριστικά μέτρα και επιτρέπει σε ορισμένες περιπτώσεις, τη μείωση της οπτικοακουστικής όχλησης. Σε αυτές τις περιπτώσεις, μπορεί να σχεδιαστούν υπεράκτια έργα όχι λόγω έλλειψης κατάλληλων χερσαίων τοποθεσιών, αλλά επειδή η διατήρηση του τοπίου είναι μια τόσο σημαντική εθνική αξία. (Kaldellis et al, 2016).

Σύμφωνα με τον διευθύνοντα σύμβουλο της WindEurope, ένα από τα περιοριστικά μέτρα της εγκατάστασης ΥΑΠ είναι η ύπαρξη ή μη ικανοποιητικών λιμενικών υποδομών. Η ανάπτυξη των υπεράκτιων εγκαταστάσεων θέτει απαραίτητη την επέκταση και αναβάθμιση της λιμενικής υποδομής, από την οποία διακινούνται μεγάλοι όγκοι υλικών κι εξοπλισμού, κατά την διάρκεια της αποθήκευσης, συναρμολόγησης και τοποθέτησης των ανεμογεννητριών. (Γραμμένος, 2023)

Επιπλέον περιορισμός για τοποθέτηση ΧΑΠ προκύπτει από την δημόσια αντίσταση, η οποία μπορεί να υπάρχει παρά το γεγονός ότι σε επίπεδο τεχνικό και οικονομικό η επίγεια τοποθεσία είναι ικανή για εγκατάσταση ΧΑΠ. Η τοποθέτηση των υπεράκτιων Α/Γ αντιμετωπίζει πολύ λιγότερη αντίθεση από τους κατοίκους, δεδομένου ότι είναι πολύ λιγότερο παρεμβατική σε γειτονικές κατοικημένες περιοχές. (Herzog et al, 2001)



### Κόστος

Συγκρίνοντας τα ΥΑΠ με αντίστοιχα ΧΑΠ σε οικονομικό επίπεδο, συμπεραίνουμε πως το κόστος εγκατάστασης και συντήρησης είναι σημαντικά υψηλότερο στα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Η μεταφορά, η εγκατάσταση, η ασφαλής στήριξη και η συντήρηση των Α/Γ απαιτούν πολυπλοκότερες διαδικασίες στην περίπτωση υπεράκτιων εγκαταστάσεων.

Οι δυσπρόσιτες τοποθεσίες των ΥΑΠ μακριά από την ακτή, κάνουν την μεταφορά των τμημάτων προς εγκατάσταση, του εξοπλισμού και την πρόσβαση των τεχνικών σε αυτές μια πιο δαπανηρή διαδικασία συγκριτικά με των χερσαίων εγκαταστάσεων. Ομοίως, η συντήρηση των ΥΑΠ αποτελεί μια πιο δαπανηρή διαδικασία διακρίνοντάς τη με την αντίστοιχη των επίγειων υποδομών. (Kaldellis et al, 2016)

Ταυτόχρονα, οι καιρικές συνθήκες είναι πιο έντονες στο υπεράκτιο περιβάλλον και έτσι οι ανεμογεννήτριες υφίστανται περισσότερη φθορά και περισσότερες πιθανότητες ζημιών. Επιπρόσθετα, στο υπεράκτιο περιβάλλον, η παρουσία του θαλασσινού νερού εντείνει τη διαδικασία της διάβρωσης και δημιουργεί την ανάγκη για πιο ανθεκτικά υλικά. (LUVSIDE, 2020)

Άλλη μια διαφοροποίηση παρατηρείται στην υποδομή του δικτύου μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία απαιτεί την εγκατάσταση μεγάλων μηκών καλωδίων και την ενίσχυση -πολλές φορές- των υφιστάμενων παράκτιων υποδομών δικτύου ανεβάζοντας το κόστος εγκατάστασης. (Bilgili et al, 2011)

Η τεχνολογία που χρησιμοποιείται στα ΥΑΠ βασίζεται σημαντικά στην εμπειρία που έχει αποκτηθεί από τις αντίστοιχες χερσαίες εγκαταστάσεις και από τη βιομηχανία φυσικού αερίου και πετρελαίου. Ωστόσο, οι συνθήκες που επικρατούν στη θάλασσα, θέτουν σημαντικές προκλήσεις στη διεκπεραίωση και αξιολόγηση αυτών των έργων. Λόγω των προκλήσεων αυτών, το κόστος των τεχνικών μελετών δυναμικής συμπεριφοράς είναι αυξημένο (Esteban et al, 2010). Ειδικά στην περίπτωση των πλωτών πλατφορμών έδρασης των Α/Γ, τα υψηλά φορτία που επιβάλλονται καθιστούν τις μελέτες πιο απαιτητικές. (Kaldellis et al, 2016)

Συμπερασματικά, τα καθαρά κέρδη λόγω της υψηλότερης υπεράκτιας παραγωγής ενέργειας αντισταθμίζονται από το μεγαλύτερο κόστος κεφαλαίου και έτσι οι οικονομικές προοπτικές αξιοποίησης της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας δεν μπορούν να αξιολογηθούν επακριβώς συγκριτικά με των χερσαίων. (Kaldellis et al, 2016)

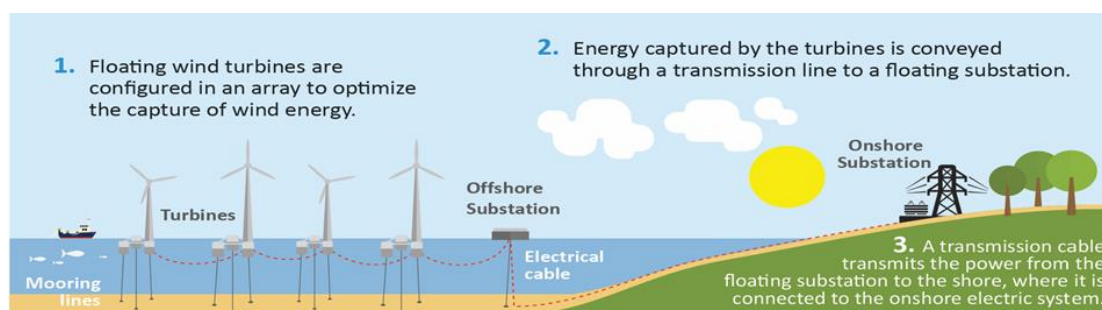
Όπως έχει ήδη αναλυθεί, για την επίτευξη των στόχων διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα, θα χρειαστούν πολύ περισσότερες εγκαταστάσεις Α/Γ. Η επέκταση των αιολικών πάρκων στον θαλάσσιο χώρο δεν είναι τυχαία αλλά αποτελεί πολιτική ζωτικής σημασίας, για την επίτευξη των στόχων της χώρας μας αναφορικά με την ενεργειακή της πολιτική αλλά και των στόχων άλλων χωρών. Με την επένδυση σε ΥΑΠ μπορεί να αποφευχθεί η συμφόρηση ΧΑΠ και να ικανοποιηθεί σημαντικό μέρος αυτών των στόχων.

Στο πλαίσιο ανάπτυξης τεχνολογιών προσαρμοζόμενων στο υπεράκτιο περιβάλλον, οι πλωτές κατασκευές συνιστούν το μέλλον της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας για πολλές χώρες όπως η Ελλάδα. Κάθε τεχνολογία παρουσιάζει οφέλη και επιπτώσεις. Η

επιλογή του σωστού συστήματος ικανοποίησης των αναγκών ηλεκτροδότησης είναι ένα σύνθετο πρόβλημα που επηρεάζεται -εκτός των άλλων- και από τις ιδιαιτερότητες της εκάστοτε περιοχής. Επομένως, η επιλογή μίας τεχνολογίας γίνεται για ορισμένες συνθήκες και δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί πανάκια σε κάθε περίπτωση.

### 3.4 Δομή πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου

Η δομή ενός υπεράκτιου πλωτού αιολικού πάρκου (OFWF) είναι παρόμοια με αυτή ενός επίγειου και ίδια σχεδόν με ενός παράκτιου αιολικού πάρκου, προσαρμοσμένη όμως στο υπεράκτιο περιβάλλον. Συγκεκριμένα, ένα ΥΑΠ αποτελείται από πέντε βασικά στοιχεία: την υπεράκτια Α/Γ, την πλωτή πλατφόρμα, την αγκύρωση, το ηλεκτρικό σύστημα και τον θαλάσσιο υποσταθμό (σχήμα 4). (Castro-Santos, Martins, & Soares, 2016)

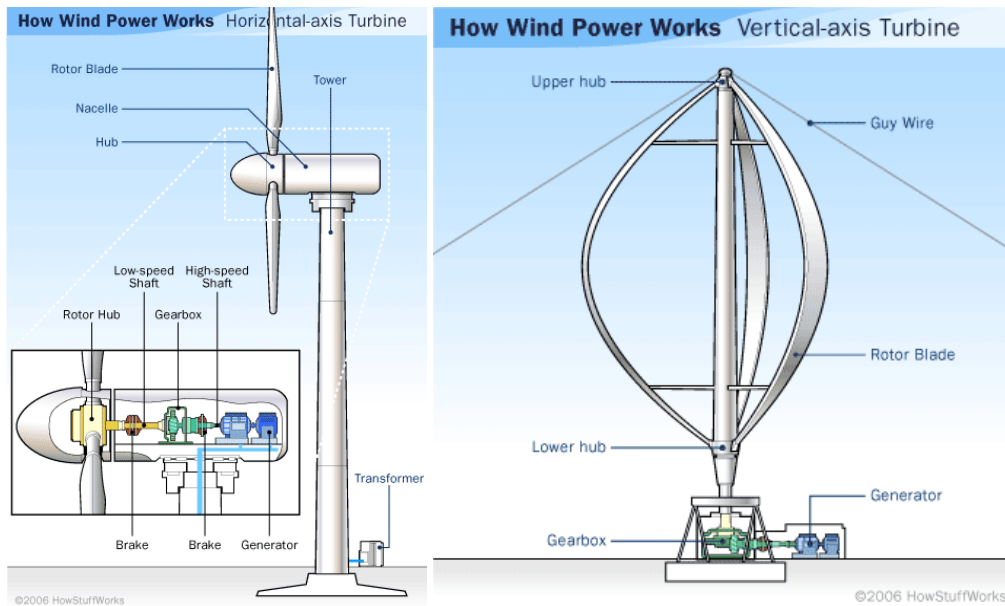


**Σχήμα 4:** Δομή πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου (Redwood Coast Energy Authority)

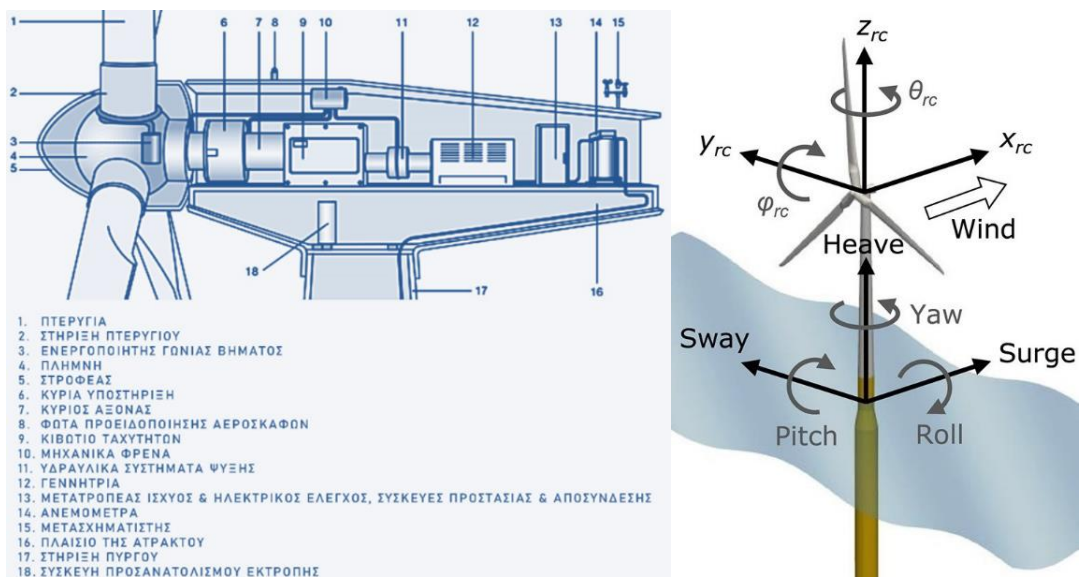
#### 3.4.1 Υπεράκτια ανεμογεννήτρια

Τα βασικά στοιχεία μίας Α/Γ δεν διαφοροποιούνται σε χερσαίες και θαλάσσιες Α/Γ. Στην αγορά κυκλοφορούν δύο γενικοί τύποι Α/Γ: οριζόντιου άξονα ή κατακόρυφου (σχήμα 5). Οι Α/Γ οριζόντιου άξονα είναι η συνηθέστερη επιλογή, σε ποσοστό τουλάχιστον 90%. Οι Α/Γ αποτελούν σύνθετες μηχανές με πολλά επί μέρους εξαρτήματα, μεγάλο μέρος των οποίων φαίνεται στο σχήμα 6.

Τα βασικά δομικά μέρη της Α/Γ είναι: η νασέλλα – κουβούκλιο, ο πύργος και η βάση. Η κίνηση των πτερυγίων της Α/Γ μεταφέρεται μέσω της πλήμνης στον κύριο άξονα και έπειτα μέσω αυτού στο κιβώτιο πολλαπλασιασμού των στροφών. Η γεννήτρια συνδέεται με το κιβώτιο πολλαπλασιασμού μέσω του γρήγορου άξονα και μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια σε ηλεκτρική. Επίσης, μέσω ηλεκτρικών συστημάτων ελέγχου υπάρχει η δυνατότητα παρακολούθησης, συντονισμού και ελέγχου όλων τις λειτουργιών της ανεμογεννήτριας. Ακόμα, μέσω συστημάτων προσανατολισμού επιτυγχάνεται ο παράλληλος προσανατολισμός του άξονα του δρομέα ως προς τη διεύθυνση του ανέμου σε όλη τη διάρκεια της λειτουργίας της.



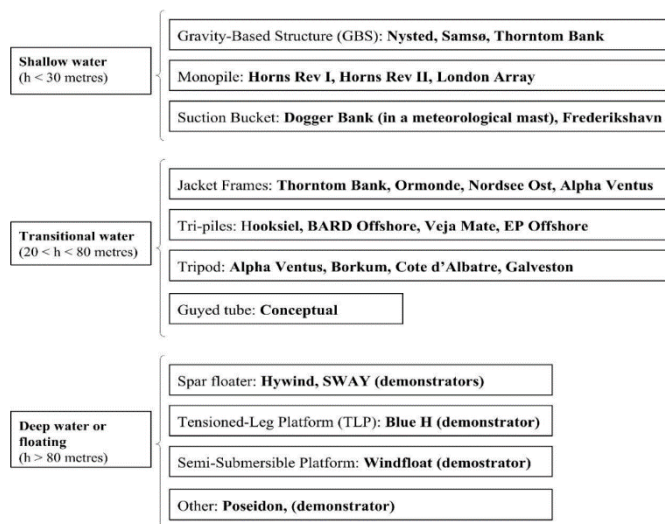
Σχήμα 5: Ανεμογεννήτρια οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα (HowStuffWorks, 2026)



Σχήμα 6: Αξονομετρική τομή με τα βασικά μέρη μιας Α/Γ (αριστερά), βαθμοί ελευθερίας κίνησης της Α/Γ (δεξιά)

### 3.4.2 Πλωτή πλατφόρμα και αγκύρωση

Οι τρόποι θεμελίωσης των θαλάσσιων Α/Γ χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες ανάλογα με το βάθος θεμελίωσης. Οι κατηγορίες αυτές όπως φαίνεται στο σχήμα 7 χωρίζονται σε επιμέρους κατηγορίες οι οποίες περιέχουν ένα αριθμό συσκευών οι οποίες διατίθενται στο εμπόριο.



**Σχήμα 7:** Τεχνολογίες θεμελίωσης ανεμογεννητριών συναρτήσει του βάθους (Pérez-Collazo, et al, 2015)

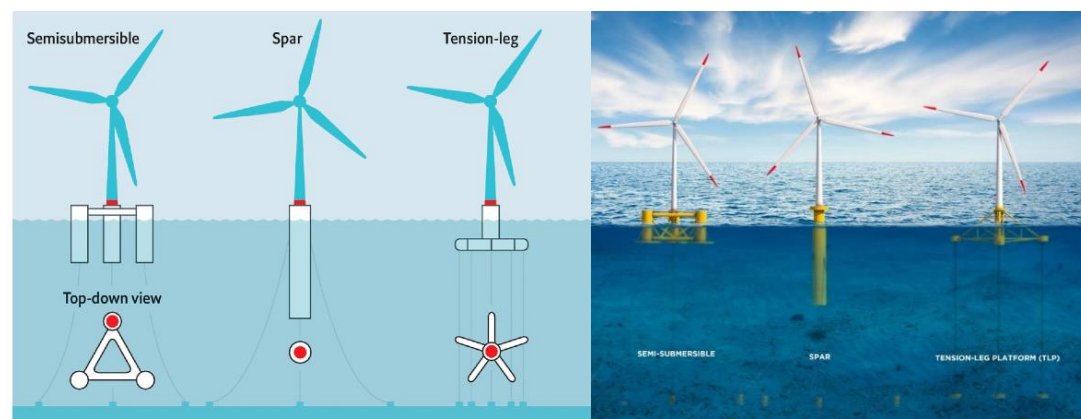
Τα πλωτά αιολικά θεμέλια χρειάζεται να έχουν επαρκή άνωση και σταθερότητα για να υποστηρίξουν το συγκρότημα της Α/Γ. Είναι τυπικά κατασκευές από σκληρυσμένο χάλυβα ή σκυρόδεμα και κυλινδρικά κελύφη. (Aaron, 2021)

Ένα πλωτό αιολικό θεμέλιο έχει μια πολύπλοκη συμπεριφορά που ανταποκρίνεται δυναμικά στον άνεμο, το κύμα και το ρεύμα. Οι πλωτές πλατφόρμες παρουσιάζουν έξι βαθμούς ελευθερίας με άκαμπτο σώμα (6DOF) κατά μήκος των τριών κύριων αξόνων, τρεις μεταφορικούς τρόπους κίνησης (κύμα στον X, ταλάντευση στον Y και ανύψωση στον Z) και τρεις περιστροφικούς (κύλιση περί τον άξονα X, βήμα περί τον Y και εκτροπή περί τον Z) (σχήμα 6) (Barooni et al, 2023).

Οι κινήσεις της πλατφόρμας συνδυάζουν την αεροδυναμική από την Α/Γ και το υδροδυναμικό σύστημα πρόσδεσης. Τα φορτία αδράνειας λόγω των επιταχύνσεων του σώματος σε κίνηση είναι σημαντικά. Η αεροδυναμική επίδραση στην πλωτή ανεμογεννήτρια είναι σημαντική, ακόμη και σε μικρή κίνηση, αφού το κέντρο βάρους της τουρμπίνας παρουσιάζεται σε μεγάλο ύψος. Το φαινόμενο σύζευξης των κινήσεων μεταξύ του θεμελίου, της Α/Γ και των συστημάτων πρόσδεσης γίνεται όλο και πιο σημαντικό όσο αυξάνεται το βάθος του νερού. (Aaron, 2021)

Οι πιο διαδεδομένοι τύποι πλωτών πλατφορμών έδρασης Α/Γ μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε 3 κύρια συστήματα σύμφωνα με τη μέθοδο θεμελίωσης και επίπλευσης (σχήμα 8):

- Semi-submersible type - Ημι-βυθιζόμενος τύπος
- Spar type - Τύπος «σημαδούρας»
- Tension-leg platform type (TLP) – Τύπος πλατφόρμας εντατικής επίπλευσης



**Σχήμα 8:** Τύποι πλωτών πλατφορμών (Scholarly Community Encyclopedia και Society for Underwater Technology, 2018)

### Semi-submersible type - Ημι-βυθιζόμενος τύπος

Η δομή των semi-submersible συνήθως βασίζεται σε έναν αριθμό κατακόρυφων στηλών (συνήθως 3), οι οποίες ενώνονται με εγκάρσιες ράβδους. Από τους έξι βαθμούς ελευθερίας, οι semi-submersible είναι σχεδιασμένες να παραμένουν πολύ εύκαμπτες στο οριζόντιο επίπεδο. Από την άλλη, για να εξασφαλισθεί η λειτουργία του συστήματος προορίζονται να παραμένουν άκαμπτες στο κατακόρυφο επίπεδο. Ως εκ τούτου, οι κινήσεις ανύψωσης, βήματος και κύλισης ελέγχονται σε μεγάλο βαθμό. Το κέντρο βάρους τους εμφανίζεται πάνω από το κέντρο άνωσης. Η σταθερότητα επιτυγχάνεται μέσω της ροπής επαναφοράς, η οποία εξασφαλίζεται εξαιτίας της μεγάλης μάζας και όγκου που διατηρείται κάτω από την επιφάνεια θάλασσας και του συστήματος εξισορρόπησης, το οποίο μετατοπίζει νερό μεταξύ των στηλών στην πλατφόρμα. (Barooni et al, 2023)

Η πλωτή κατασκευή διατηρείται στη θέση της μέσω ενός συστήματος αγκύρωσης, που αποτελείται από αλυσίδες και άγκυρες έλξης.

Για τη βελτιστοποίηση της δομής της πλατφόρμας, έχουν δημιουργηθεί διάφορα καινοτόμα πλωτά αιολικά semi-submersible όπως, το WindFloat που αναπτύχθηκε από την PrinciplePower το οποίο αποτελείται από χάλυβα και η σχεδίαση Voltorn US η οποία χρησιμοποιεί πλωτό κύτος από σκυρόδεμα.

Η Α/Γ έχει τη δυνατότητα τοποθέτησης στο κέντρο της πλατφόρμας ή στην κορυφή μιας στήλης της, στην οποία όμως απαιτείται πρόσθετο έρμα για την αντιστάθμιση του βάρους του στροβίλου.

Αν και οι semi-submersible είναι λιγότερο σταθερές από τα Spar και τα TLP, εξακολουθούν να είναι τα πιο δημοφιλείς μέχρι στιγμής για τους ακόλουθους λόγους:

- Μπορεί να εφαρμοστεί σε ένα ευρύ φάσμα βάθους νερού συνήθως από 40 μέτρα βάθος νερού.
- Το κόστος του συστήματος αγκύρωσης είναι χαμηλότερο από το TLP.
- Η μεταφορά και η τοποθέτησή του είναι απλούστερη από τις άλλες δύο έννοιες.

- Ο στρόβιλος μπορεί να εγκατασταθεί στην πλατφόρμα από την αποβάθρα και να ρυμουλκηθεί προς την τοποθεσία, αποφεύγοντας την δαπανηρή υπεράκτια εγκατάσταση.

(Aaront, 2021)

#### Spartype - Τύπος «σημαδούρας»

Η πλατφόρμα τύπου Spar αποτελείται από έναν κατακόρυφο κύλινδρο μεγάλης διαμέτρου με έρμα(στο κάτω άκρο) και με βαθύ βύθισμα. Η δομή αυτή, καθιστά την πλατφόρμα λιγότερο ευαίσθητη στον άνεμο, το κύμα και το ρεύμα. Όπως οι semi-submersible, ακυρώνεται μέσω αλυσίδων ή τεντωμένων γραμμών πρόσδεσης (καλωδίων) με άγκυρες έλξης.

Το πρώτο πλωτό αιολικό πάρκο στον κόσμο, το Hywind χρησιμοποιεί θεμέλια spar.

Η πλατφόρμα τύπου Spar έχει τα ακόλουθα πλεονεκτήματα:

- Είναι πιο σταθερό από την semi-submersible λόγω του μεγάλου βάθους βυθίσματος.
- Η διαμόρφωση της δομής της Spar είναι συνήθως απλούστερη από της semi-submersible και της TLP
- Το κόστος του συστήματος αγκύρωσης είναι χαμηλότερο από της TLP.

Λόγω του μεγάλου βυθίσματος, μπορεί να εφαρμοστεί μόνο σε βάθος νερού μεγαλύτερο από 100 m και είναι δύσκολο να παραμείνει κατακόρυφη κατά τη μεταφορά σε ρηχά νερά, επομένως η εγκατάσταση της Α/Γ πραγματοποιείται υπεράκτια.

(Aaront, 2021)

#### Tension-legplatformtype (TLP) – Τύπος πλατφόρμας εντατικής επίπλευσης

Οι TLP πλατφόρμες -όπως οι semi-submersible-αποτελούνται συνήθως από κολώνες και πλωτήρες. Η έντονη διαφοροποίηση έγκειται στο σύστημα αγκύρωσής τους, το οποίο περιλαμβάνει κάθετες τεντωμένες γραμμές αγκύρωσης, που παρέχουν σταθερότητα στη δομή.

Η δομή των TLP είναι κατακόρυφα περιορισμένη, αποκλείοντας την ανυψωτική και την περιστροφική κίνηση, αλλά είναι συμβατή στις οριζόντιες κινήσεις (κύμα και ταλάντευση).

Η πρώτη πλατφόρμα τύπου TLP είναι της SBM.

Το TLP είναι η πιο σταθερή αιωρούμενος τύπος πλατφόρμας ανάμεσα στις τρεις. Το μέγεθος μιας πλατφόρμας TLP μπορεί να είναι πολύ μικρότερο από ένα semi-submersible δεδομένου του πλεονεκτήματος σταθερότητάς του, οδηγώντας σε χαμηλότερο κόστος υλικού. Παρόμοια με το semi-submersible, το TLP μπορεί να εγκατασταθεί σε μεγάλο εύρος βάθους νερού από 40 μέτρα και η εγκατάσταση της

A/G στο TLP μπορεί να πραγματοποιηθεί στην αποβάθρα με μετέπειτα ρυμούλκηση προς την περιοχή εγκατάστασης.

Το επίπεδο ετοιμότητας τη χρήσης της τεχνολογίας TRL είναι το χαμηλότερο συγκριτικά με τους άλλους δύο έως σήμερα. Επίσης, λόγω της υψηλής ακαμψίας της δομής, οι TLP είναι συνήθως ευαίσθητες σε δυναμικά φορτία υψηλής συχνότητας που μπορεί να παράγουν κινήσεις συντονισμού και ανύψωσης και να οδηγήσουν σε βλάβη κόπωσης των τενόντων. Ακόμα, οι TLP έχουν το πιο πολύπλοκο και ακριβό σύστημα αγκύρωσης μεταξύ των τριών εννοιών όσον αφορά την κατασκευή και την εγκατάσταση.

(Aaront, 2021)

Σημαντικά επίπεδα σύγκρισης των τριών τύπων πλατφορμών είναι η σταθερότητα της κατασκευής αλλά και η οικονομία. Τα κύρια επίπεδα σύγκρισης φαίνονται στο σχήμα 9.

ΤΥΠΟΣ	ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΔΟΜΗΣ	ΣΤΑΘΕΡΟΤΗΤΑ	ΒΑΘΟΣ ΝΕΡΟΥ	ΑΓΚΥΡΩΣΗ	ΜΕΤΑΦΟΡΑ & ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ A/G
Semi-Submersible	Σύνθετη διαμόρφωση δομής, δομή μεγάλου μεγέθους	Λιγότερο σταθερό	≥ 40	Απλό σύστημα πρόσδεσης και χαμηλό κόστος	Μεταφορά ρυμούλκησης και χαμηλό κόστος	Εγκατάσταση A/G στην αποβάθρα
Spar	Πιο απλή διαμόρφωση δομής, ψηλή και μεγάλου μεγέθους γάστρα	Καλή σταθερότητα	≥ 100	Απλό σύστημα πρόσδεσης και χαμηλό κόστος	Περισσότερη πρόκληση λόγω του ψηλού κύτους, υψηλό κόστος	Υπεράκτια τοποθέτηση A/G
TLP	Δομή μικρού μεγέθους	Καλή σταθερότητα, ευαίσθητο σε δυναμικά φορτία υψηλής συχνότητας	≥ 40	Σύνθετο σύστημα τενόντων με υψηλό κόστος	Μεταφορά ρυμούλκησης και χαμηλό κόστος	Εγκατάσταση A/G στην αποβάθρα

**Σχήμα 9:** Σύγκριση τύπων πλατφορμών έδρασης ανεμογεννητριών (Aaront, 2021 - προσωπική επεξεργασία)

Σε επίπεδο σταθερότητας της κατασκευής, συνηθίζεται να χρησιμοποιείται το πρότυπο του DNV «DNVGL-ST-0119 Πλωτές δομές ανεμογεννητριών». Ο σχεδιασμός μιας πλωτής αιολικής θεμελίωσης θα πρέπει να αποδεικνύει ότι τα μεγέθη σχεδιασμού υπερβαίνουν τους χειρότερους δυνατούς συνδυασμούς φορτίων για τα κύρια δομικά στοιχεία. Συγκεκριμένα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθοι τρεις πιο σημαντικοί τρόποι αστοχίας: (Aaront, 2021)

- Αστοχία ευστάθειας: απώλεια ολικής δομικής σταθερότητας ή γενικός και τοπικός λυγισμός του πρωτογενούς χάλυβα
- Αστοχία αντοχής: υπερβολική υποχώρηση ή θραύση των δομικών στοιχείων
- Αστοχία κόπωσης: ζημιά από κόπωση υπό επαναλαμβανόμενα φορτία ανέμου και μετατόπισης

Σε οικονομικό επίπεδο είναι σημαντικό να μελετώνται προσεκτικά η κατασκευή, η εγκατάσταση, η διατήρηση της θέσης σε λειτουργία και η ευκολία πρόσβασης για συντήρηση (Roddiier, Cermelli, Weinstein, 2009). Αξιοποιώντας τα δεδομένα σύγκρισης των θεμελίων πλωτών A/G, για τον έλεγχο οικονομικής βιωσιμότητας του ΥΑΠ της περιοχής μελέτης της εργασίας επιλέχθηκε η πλατφόρμα semi-submersible και συγκεκριμένα η κατασκευή WindFloat.



**Σχήμα 10:** WindFloat, Principle Power (Aaront, 2021 και Luglio,2022)

### 3.4.3 Ηλεκτρικό σύστημα και υπεράκτιος υποσταθμός

Το ηλεκτρικό σύστημα του πλωτού ΥΑΠ είναι ίδιο με του ΥΑΠ σταθερής θεμελίωσης. Το ηλεκτρικό σύστημα αποτελείται από τα υποθαλάσσια καλώδια συλλογής, τα οποία μεταφέρουν την παραγόμενη ενέργεια από τις Α/Γ στον υπεράκτιο υποσταθμό (Υ/Σ) και τα υποθαλάσσια καλώδια μεταφοράς τα οποία μεταφέρουν την ενέργεια από τον υπεράκτιο Υ/Σ στον χερσαίο. (Ανανιαδου, Δρυγιαννακη, 2021)

Ο υπεράκτιος Υ/Σ περιέχει μετασχηματιστές τάσης της ενέργειας, με σκοπό τη μείωση των απωλειών μεταφοράς της μέσω καλωδίων υψηλής τάσης στη στεριά. Επίσης, περιέχει έναν διακόπτη με μόνωση αερίου (Gas Insulated Switchgear) (GIS) ο οποίος είναι μια σύνθετη συσκευή που περιβάλλεται από συμπαγή μεταλλικό σκελετό και περιέχει διάφορες ηλεκτρικές συσκευές όπως διακόπτες κυκλώματος, ράβδους διαύλου, μετασχηματιστές, διακόπτες γείωσης, απαγωγείς υπερτάσεων και άλλες (CHINTGLOBAL, 2013).

### 3.5 Θεσμικό πλαίσιο υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ευρώπη

Με την είσοδο στην νέα δεκαετία (2020-2030), η Ευρωπαϊκή ένωση φρόντισε να διασφαλίσει την μετάβαση στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, προωθώντας δέσμες μέτρων για κάθε μορφή ΑΠΕ. Το 2020, δημοσιεύτηκε από την Επιτροπή η στρατηγική της ΕΕ για τις υπεράκτιες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με στόχο: «την



αξιοποίηση του δυναμικού των υπεράκτιων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για ένα κλιματικά ουδέτερο μέλλον», με την οποία περιγράφονται οι δυνατότητες των υπεράκτιων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Βραχυπρόθεσμος σκοπός της στρατηγικής αυτής ήταν η αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υπεράκτιες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην ΕΕ από 12 GW το 2020 σε πάνω από 60 GW έως το 2030 και μακροπρόθεσμα σε 300 GW έως το 2050.

Στη συνέχεια το Φεβρουάριο του 2022, εγκρίθηκε ψήφισμα το οποίο όριζε τη νέα ευρωπαϊκή στρατηγική για τις υπεράκτιες ΑΠΕ. Σύμφωνα με αυτό η εγκατεστημένη ισχύς της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας θα πρέπει: «να είναι 70-79 GW, ώστε να διασφαλιστεί η ανταγωνιστική ως προς το κόστος μετάβαση σε μείωση των αερίων του θερμοκηπίου κατά 55 % έως το 2030» .

(EUR-lex.Europa.eu, 2020)

### 3.6 Θεσμικό πλαίσιο υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα

Στο Ελληνικό θεσμικό πλαίσιο οι καθοριστικοί νόμοι και αποφάσεις που αφορούν τα υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι οι:

**ΦΕΚ 2464/Β. Υπουργική απόφαση - ΕΠΧΣΑΑ 2008 :** Το Ελληνικό Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΕΠΧΣΑΑ), πραγματεύεται θέματα χωροθέτησης εγκαταστάσεων ΑΠΕ. Στην περίπτωση της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας, ορίζει κριτήρια χωροθέτησης και δομές υπεύθυνες για την επίβλεψη κριτηρίων αποκλεισμού χωροθέτησης ΥΑΠ. Στο συγκεκριμένο φύλλο της κυβερνήσεως, ο εθνικός χώρος διακρίνεται σε τέσσερις κατηγορίες με σκοπό την αξιολόγηση περιοχών χωροθέτησης ΥΑΠ. Αυτές είναι: η ηπειρωτική χώρα συμπεριλαμβανομένου της Εύβοιας, η Αττική ως ειδικότερη κατηγοριοποίηση της χώρας, τα κατοικημένα νησιά του Ιονίου και του Αιγαίου Πελάγους συμπεριλαμβανομένης της Κρήτης και ο υπεράκτιος θαλάσσιος χώρος με τις ακατοίκητες νησίδες. Αναλυτικότερα στοιχεία της χωροθέτησης του ΥΑΠ αναφέρονται στο υποκεφάλαιο 5.6.

**Ν. 4014/2011 :** Με το νόμο αυτό ρυθμίζεται η περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων και δραστηριοτήτων, απλοποιούνται και εξορθολογίζονται οι διαδικασίες για την παραπάνω αδειοδότηση των έργων , ελαττώνεται ο χρόνος έκδοσης των αποφάσεων επ' αυτών, ενώ επίσης μειώνεται ο αριθμός των έργων τα οποία προϋποθέτουν υποβολή και αξιολόγηση Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) προκειμένου να λάβουν περιβαλλοντική άδεια. Για την περιβαλλοντική αδειοδότηση εντός του δικτύου Natura 2000, επιβάλλεται η κατάθεση «Ειδικής Οικολογικής Αξιολόγησης». Επίσης προβλέπεται η δημιουργία Ηλεκτρονικού περιβαλλοντικού μητρώου και Ηλεκτρονική υποβολή της ΜΠΕ για παρακολούθηση της διαδικασίας έκδοσης ΑΕΠΟ (Αποφάσεις Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων) ή τροποποίησης/ανανέωσης κλπ.. Θεσμοθετείται η Περιβαλλοντική Ταυτότητα Έργου, που θα περιλαμβάνει κάθε περιβαλλοντική πληροφορία για το έργο. Τέλος κατατάσσονται τα δημόσια και ιδιωτικά έργα και δραστηριότητες σε δύο κατηγορίες ανάλογα με τις επιπτώσεις τους στο περιβάλλον. Με την Υπουργική Απόφαση 1958/Β'21/13.1.2012 τα έργα παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ κατατάχθηκαν στις

κατηγορίες Α και Β (πίνακας 3), ενώ ορίζεται και η διαδικασία για την περιβαλλοντική αδειοδότηση τους ανά κατηγορία.

**Πίνακας 3:** Κατηγοριοποίηση έργων ηλεκτροπαραγωγής από αιολική ενέργεια (Ν. 4014/2011)

ΕΙΔΟΣ ΕΡΓΟΥ Ή ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑ	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ Α'		ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ Β'
	ΥΠΟΚΑΤΗΓΟΡΙΑ Α1	ΥΠΟΚΑΤΗΓΟΡΙΑ Α2	
Ηλεκτροπαραγωγή από Αιολική Ενέργεια	$P \geq 60$ MW	$5$ MW < $P$ < $60$ MW	$0,02$ < $P$ < $5$ MW
	ή	και	ή
	$P > 30$ MW και εντός περιοχών δικτύου	$L < 20$ m	$P < 0,02$ MW και ισχύει η
ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ:	Natura 2000		εξαίρεση Ξ
P : εγκατεστημένη ισχύς	ή		
L : μήκος γραμμής υψηλής τάσης (150 kV)	$L \geq 20$ km		

**Ν.4964/2022** : Εισήχθησαν διατάξεις για περαιτέρω απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, ενώ δημιουργήθηκε θεσμικό πλαίσιο για την ανάπτυξη Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και την προστασία του περιβάλλοντος. Με Κοινή Υπουργική θα εγκριθεί το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων ,το οποίο θα καθορίζει τις θαλάσσιες περιοχές στις οποίες υπάρχει η δυνατότητα τοποθέτησης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων. Επιπροσθέτως, με ΠΔ (Προεδρικό Διάταγμα) θα καθοριστούν οι όροι ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ σε αυτές.

Με απόφαση του Φορέα ΥΑΠ εντός δύο μηνών από την δημοσίευση του ΠΔ οριοθέτησης, θα εκκινήσει η διαδικασία χορήγησης Αδειών Έρευνας ΥΑΠ εντός των οριοθετημένων ΠΟΑΥΑΠ (Περιοχής Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ) . Οι Άδειες Έρευνας θα χορηγούνται μόνο στους υποψήφιους που θα πληρούν τεχνικά και οικονομικά κριτήρια και θα καταθέτουν και εγγυητική επιστολή.

Οι κάτοχοι των Άδειών Έρευνας ΥΑΠ δύνανται να προβούν σε όλες τις αναγκαίες μετρήσεις και μελέτες εντός των ΠΟΑΥΑΠ. Μετά από δύομισι έτη από την χορήγηση των Αδειών Έρευνας ΥΑΠ με Υπουργική Απόφαση θα καθορίζονται οι ακριβείς Περιοχές Εγκατάστασης ΥΑΠ, καθώς και η εκτίμηση της μέγιστης ισχύος έργων ΥΑΠ εντός αυτών.

Ο επενδυτής ΥΑΠ θα επιλέγεται με κριτήριο τη χαμηλότερη τιμή προσφοράς σε ευρώ ανά MWh.

Το Ελληνικό Δημόσιο κατέχει την αποκλειστική αρμοδιότητα για τον προσδιορισμό, την έρευνα, την αναζήτηση καθώς και την παραχώρηση δικαιωμάτων εκμετάλλευσης, έρευνας και εγκατάστασης στις Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ και Περιοχές Εγκατάστασης ΥΑΠ.

Επίσης ορίζεται ότι την άσκηση των αρμοδιοτήτων του αυτών, έχει αναλάβει δια αναθέσεως η *‘ανώνυμη εταιρεία με την επωνυμία «Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων Α.Ε.» με διακριτικό τίτλο «ΕΔΕΥΕΠ Α.Ε.* Για τις σχέσεις και συναλλαγές της με την αλλοδαπή, η Εταιρία χρησιμοποιεί την

*επωνυμία «Hellenic Hydrocarbons and Energy Resources Management Company», και τον διακριτικό τίτλο «HEREMA».*

Επίσης, μέσω αυτού του νόμου θεσπίζεται το Ειδικό Τέλος Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με το οποίο βαρύνεται ετησίως κάθε παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και υβριδικό σταθμό, από την έναρξη λειτουργίας του, ενώ συγκεκριμενοποιείται το κόστος και ο τρόπος υπολογισμού αυτού.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΠΛΩΤΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΥΜΑΤΩΝ-ΑΝΕΜΟΥ

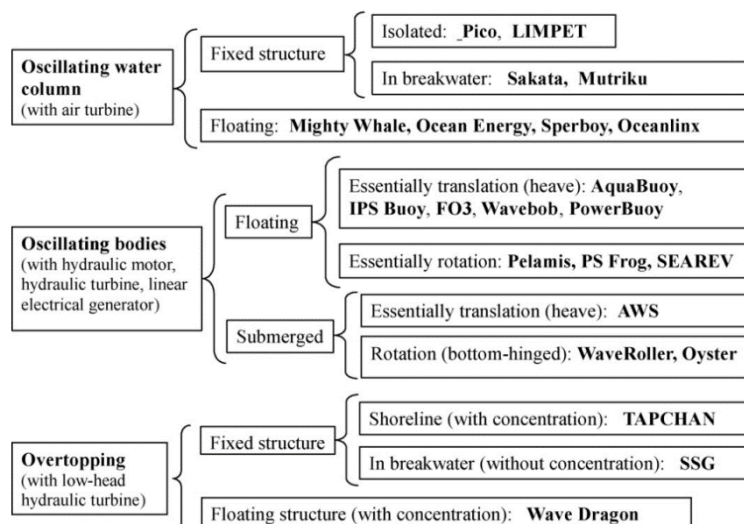
### 4.1 Εισαγωγή στην κυματική ενέργεια

Με το αυξανόμενο ενδιαφέρον των ερευνητών και των επενδυτών σε υπεράκτιες πηγές ενέργειας, με σκοπό την μεγαλύτερη διείσδυση εναλλακτικών μορφών ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο, έχει αυξηθεί το ενδιαφέρον και προς την αξιοποίηση του κυματικού δυναμικού. Τα υπεύθυνα φαινόμενα τα οποία επενεργούν είτε μεμονωμένα, είτε συνεργατικά και επιφέρουν τη δημιουργία των κυματικών φαινομένων χωρίζονται σε τρεις κύριες κατηγορίες: α) γεωλογικής προέλευσης (σεισμικά φαινόμενα ή τσουνάμι), β) αστρονομικής προέλευσης (παλιρροιακά φαινόμενα) και γ) μετεωρολογικής προέλευσης (άνεμοι). (Χάντζος, 2015)

Η κυματική ενέργεια, καθώς συγκαταλέγεται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, είναι ανεξάντλητη. Το εκμεταλλεύσιμο κυματικό δυναμικό της ΕΕ υπολογίζεται περίπου στις 150-230 TWh/έτος, εκ των οποίων οι 4-11 TWh/έτος αντιστοιχούν στις ελληνικές θάλασσες. Η εκμετάλλευση της κυματικής ενέργειας, προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, επιτυγχάνεται μέσω των συσκευών μετατροπής κυματικής ενέργειας (Wave Energy Converters - WECs) με τον άνεμο να αποτελεί τον σημαντικότερο παράγοντα αξιοποίησής τους. (Χάντζος, 2015)

Αν και η κυματική ενέργεια δεν αποτελεί μια καινούρια εναλλακτική πηγή ενέργειας, οι συσκευές αξιοποίησής της βρίσκονται σε πρώιμα στάδια συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες αξιοποίησης ΑΠΕ όπως η ηλιακή και η αιολική. Οι βασικότερες κατηγορίες WEC ως συνάρτηση της απόστασης της ανάπτυξης της εφαρμογής τους από την ακτή, χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες, ίδιες με τα αιολικά πάρκα: μετατροπείς ακτογραμμής ή χερσαίοι (on shore devices), παράκτιοι (near shore devices) και υπεράκτιοι (off shore devices). Στην παρούσα εργασία μας αφορούν οι υπεράκτιες πλωτές τεχνολογίες. Επίσης, τα WEC μπορούν να είναι σταθερές κατασκευές, πλωτές ή βυθισμένες. Τα WEC ταξινομούνται, με βάση την αρχή δέσμευσης της ενέργειας, σε ταλαντευόμενες στήλες νερού, ευρέως γνωστές ως OWC, ταλαντευόμενα σώματα και συσκευές υπερπήδησης.(Μαρκουτσά,2017)

Οι κατηγορίες των WEC φαίνονται στο σχήμα 11.



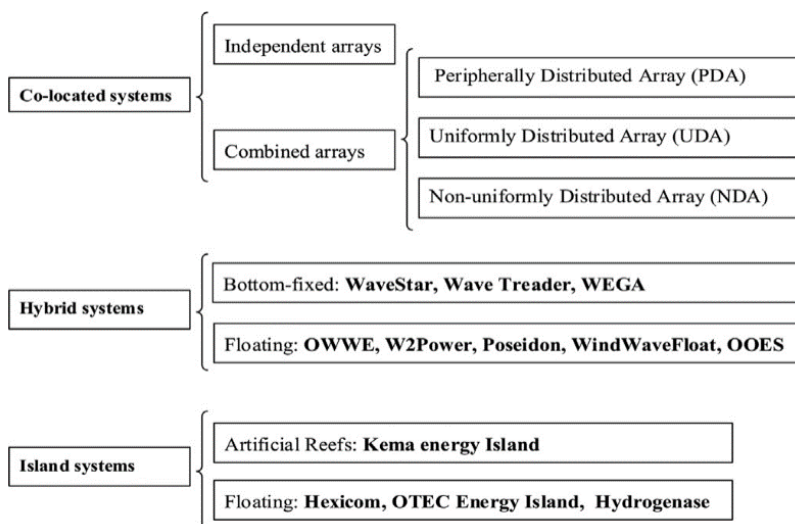
**Σχήμα 11:** Οι διάφορες τεχνολογίες κυματικής ενέργειας (Falcão, 2010)

Οι ροές ενέργειας λόγω της διάδοσης των κυματισμών, ιδιαίτερα στο υπεράκτιο περιβάλλον, μπορεί να είναι πολύ μεγάλες. Οι πλωτές συσκευές WEC παρουσιάζουν πολύπλοκη συμπεριφορά αλληλεπίδρασης με το εκάστοτε περιβάλλον με έξι βαθμούς ελευθερίας όπως ακριβώς οι πλωτές πλατφόρμες Α/Γ και επιδιώκεται η ασφάλεια της κατασκευής. Αφού προσδιοριστούν τα φορτία που επιδρούν στην κατασκευή και η απόκρισή της (παραμορφώσεις, κινήσεις, τάσεις) πραγματοποιείται έλεγχος τόσο σε Ο.Κ.Α. (οριακή κατάσταση αστοχίας), όσο και σε Ο.Κ.Λ. (οριακή κατάσταση λειτουργικότητας). Επίσης, κρίσιμη θεωρείται και η αντοχή της σε κόπωση. (Χάντζος, 2015)

#### 4.2 Υπεράκτιες τεχνολογίες υβριδικών συστημάτων κυματικής και αιολικής ενέργειας

Η υπεράκτια κυματική και η υπεράκτια αιολική ενέργεια συνυπάρχουν στο ίδιο περιβάλλον. Ωστόσο, η αιολική ενέργεια έχει ήδη αποδείξει τη σκοπιμότητά της διατηρώντας τη θέση μιας από τις κύριες ανανεώσιμες πηγές σε διεύθυνση στο ενεργειακό ισοζύγιο. Παρόλα αυτά, η συνύπαρξη των δύο αυτών ανανεώσιμων πηγών στο ίδιο περιβάλλον οδήγησε τους ερευνητές σε λύσεις συνδυασμού των δύο, κυρίως με στόχο την μεγαλύτερη απόδοση του συστήματος. Τα συστήματα συνδυασμού υπεράκτιων Α/Γ και μονάδων εκμετάλλευσης της κυματικής ενέργειας (WEC), κατηγοριοποιούνται με βάση το βαθμό συνδεσιμότητάς τους σε συνεντοπισμένα, υβριδικά και νησιωτικά συστήματα (σχήμα 12) (Perez-Collazo, 2015).

Εφόσον τα ΥΑΠ αλλά και WEC μπορούν να είναι πλωτές εγκαταστάσεις, έτσι και με τον συνδυασμό των δύο στην ίδια δομή, μπορεί να προκύψει μια πλωτή υβριδική εγκατάσταση. Η παρούσα εργασία αφορά αυτή την ειδική κατηγορία εγκαταστάσεων. (Pérez-Collazo et al, 2015).



**Σχήμα 12:** Ταξινόμηση συνδυασμένων τεχνολογιών κυμάτων – ανέμου (Pérez-Collazo, et all, 2015)

Όπως φαίνεται στο σχήμα 12 οι πιο διαδεδομένες τεχνολογίες πλωτών υβριδικών συστημάτων κυματικής και αιολικής ενέργειας είναι τα συστήματα: OWWE, W2Power, Poseidon, WindWaveFloat και OOES.

Η παρούσα εργασία αξιολογεί την οικονομική βιωσιμότητα ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου εγκατεστημένο σε συγκεκριμένη περιοχή των Κυκλάδων, χρησιμοποιώντας την τεχνολογία WindFloat, δηλαδή η θεμελίωση πραγματοποιείται σε πλωτές πλατφόρμες τύπου semi-submersible. Σε αυτό το πλαίσιο θα αξιολογηθεί και η οικονομική βιωσιμότητα του ίδιου πάρκου Α/Γ με την ενσωμάτωση μετατροπέων κυματικής ενέργειας στην ίδια δομή με αποτέλεσμα μια νέα ιδέα που ονομάζεται WindWaveFloat (WWF). Η επιλογή του συστήματος WindWaveFloat βασίστηκε στην ιδέα ότι η πρόσδεση, η ηλεκτρική υποδομή και άλλα στοιχεία της ανάπτυξης θα είναι κοινά με του WindFloat.

Η κατασκευή WindWaveFloat είναι ικανή να ενσωματώσει πολλούς τύπους συσκευών κυματικής ενέργειας WEC στην πλατφόρμα WindFloat οι οποίοι φαίνονται στο σχήμα 13.



**Σχήμα 13:** Τεχνολογίες WEC που μπορούν να ενσωματωθούν σε μία εγκατάσταση WindFloat (OWC, OWSC, SWEDE, MDPA) (PrinciplePower, 2010)

#### Oscillating Water Column (OWC) - Στήλη ταλαντευόμενου νερού

Η δομή του WindWaveFloat στην περίπτωση ενσωμάτωσης στηλών ταλαντευόμενου νερού προσαρμόζει δύο εκ των τριών κολώνων της πλωτής πλατφόρμας, και συγκεκριμένα των δύο που δεν εδράζεται η Α/Γ, σε θαλάμους που περιέχουν αέρα. Οι θάλαμοι της στήλης ταλαντευόμενου νερού (OWC) είναι δακτύλιοι τοποθετημένοι ανάμεσα από το κέλυφος της αντίστοιχης κολώνας και από το κυλινδρικό εξωτερικό κέλυφος. (Kesari, 2019)

Το νερό εισέρχεται μέσω ενός ανοίγματος στους θαλάμους και με τη δράση του κύματος αναγκάζει τη στήλη του νερού να ανεβαίνει και να πέφτει σαν έμβολο, συμπιέζοντας και αποσυμπιέζοντας τον αέρα. Αυτός ο πεπιεσμένος αέρας διοχετεύεται στη συνέχεια μέσω ενός ανοίγματος σε χώρο που βρίσκεται ένας στρόβιλος εξαναγκάζοντάς τον σε περιστροφική κίνηση. Η διαδικασία μετατρέπει την κυματική ενέργεια σε μηχανική και έπειτα σε ηλεκτρική μέσω γεννήτριας. (PrinciplePower, 2010)

Η συγκεκριμένη υβριδική λύση είναι μια από τις πιο διαδεδομένες. Ωστόσο, οι προκλήσεις που αντιμετωπίζει αφορούν τη σημαντική φόρτιση που δέχεται από τα κύματα και οι απώλειες απόδοσης μπορεί να είναι σημαντικές. (Principle Power, 2010)

#### The Oscillating Wave Surge Converter (OWSC or FLAPS) – Ταλαντευόμενος μετατροπέας μεγάλου κύματος

Η δομή του WindWaveFloat στην περίπτωση ενσωμάτωσης ταλαντευόμενων κάθετων πλακών αποτελείται από τρία ορθογώνια περύγια που αρθρώνονται -το κάθε ένα- σε μία εκ των τριών οριζόντιων άνω δοκών (δοκών έξω από την επιφάνεια του νερού) της πλατφόρμας WindFloat. Με την κίνηση των κυμάτων, τα περύγια ταλαντώνονται μπρος-πίσω σαν ένα εκκρεμές. Οι ταλαντευόμενες πλάκες κινούν με περιστροφική κίνηση τον κύριο άξονα στον οποίο προσαρτώνται και η μηχανική

κίνηση μετατρέπεται σε ηλεκτρική με ένα σύστημα απογείωσης ισχύος (power take-off, PTO) που είναι τοποθετημένο στην πλατφόρμα WindFloat. (Principle Power, 2010)

Η συγκεκριμένη υβριδική λύση έχει το πλεονέκτημα ότι μπορεί να απομακρύνει πλήρως τη συσκευή μετατροπής κυματικής ενέργειας σε περιπτώσεις μεγάλων επιβαλλόμενων φορτίων από τα κύματα, καθώς οι δοκοί είναι σχεδιασμένες ώστε τα πτερύγια να μπορούν να κλειδώνουν σε οριζόντια θέση, χωρίς επαφή με τις κυματικές δυνάμεις. Επίσης, έχει απλό σύστημα PTO λόγω της άμεσης μετατροπής ενέργειας σε ροπή. Μια σημαντική πρόκληση της τεχνολογίας είναι η καταπόνηση κρίσιμου στοιχείου της πλατφόρμας με σημαντικά φορτία. (Principle Power, 2010)

#### Spherical Wave Energy Device (SWEDE) – Σφαιρική Συσκευή Ενέργειας Κυμάτων

Η μεμονωμένη συσκευή SWEDE είναι ένας σφαιρικός πλωτήρας εγκατεστημένος στο κέντρο της πλατφόρμας WindFloat. Η σφαιρική συσκευή συνδέεται σε κάθε μία από τις στήλες του WindFloat χρησιμοποιώντας γραμμές σύνδεσης. Ο πλωτήρας έχει τη δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας από όλες τις κατευθύνσεις μέσω των κινήσεων του στο επιφανειακό στρώμα νερού. Για την μετατροπή της ενέργειας των κυμάτων σε ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται ένας μηχανισμός απογείωσης ισχύος (power take-off, PTO). (Kesari, 2019)

Η συγκεκριμένη υβριδική λύση έχει το πλεονέκτημα ότι μπορεί να χρησιμοποιήσει μεγάλη ποικιλία PTO. (Weinstein, 2011)

#### Multiple Devices Point Absorbers (MDPA) - Απορροφητές ενέργειας πολλαπλών σημείων

Η δομή του WindWaveFloat στην περίπτωση ενσωμάτωσης των απορροφητών ενέργειας πολλαπλών σημείων αποτελείται από τρεις κυλινδρικούς πλωτήρες που είναι εγκατεστημένοι κάτω από το κατάστρωμα της πλατφόρμας WindFloat. Κάθε πλωτήρας συνδέεται με δοκούς του WindFloat χρησιμοποιώντας δύο γραμμές που αντιπροσωπεύουν το σύστημα PTO. Η ιδιαιτερότητα της συσκευής έγκειται στο ότι υπάρχουν πολλές μικρότερες μονάδες απορρόφησης κυματικής ενέργειας και όχι μία. (Principle Power, 2010)

Αυτή η τεχνολογία προβληματίζει την ερευνητική κοινότητα κυρίως λόγω της επίδρασής της στο μέγεθος της συσκευής. (Principle Power, 2010)

### 4.3 Αξιολόγηση υπεράκτιων υβριδικών συστημάτων κυματικής και αιολικής ενέργειας

Το ενδιαφέρον για τα υβριδικά συστήματα συνδυασμού ενεργειακών πηγών, έχει αυξηθεί τα τελευταία χρόνια λόγω των συνθηκών που επικρατούν στον τομέα της ενέργειας, με τα υβριδικά συστήματα συνδυασμού ΑΠΕ να παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη άνοδο. Το βασικό κίνητρο της έρευνας αυτών των συστημάτων είναι η



ανησυχία που διέπει τις ΑΠΕ αναφορικά με την ασταθή παραγωγή ενέργειας στον χρόνο. Αυτή η ανησυχία προκύπτει από τη μη σταθερή διάθεση των ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων, όπως του ανέμου και του κυματικού δυναμικού. Με την αξιοποίηση περισσότερων ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων σε μία εγκατάσταση παραγωγής ενέργειας, μπορεί να επιτευχθεί μια πιο σταθερή παραγωγή ισχύος με ταυτόχρονη αύξηση της απόδοσης του συστήματος (Kalogerí, et all, 2016). Σημαντική παράμετρος για την υλοποίηση αυτών των έργων είναι η αντιστάθμιση των δαπανών και η αύξηση της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου

Στην περίπτωση ενός πλωτού υπεράκτιου υβριδικού συστήματος (ΥΣ) συνδυασμού αιολικής και κυματικής ενέργειας μπορούν να παρατηρηθούν ειδικότερα προτερήματα και μειονεκτήματα. Οι δύο βιομηχανίες αντιμετωπίζουν κοινές προκλήσεις λόγω του υπεράκτιου περιβάλλοντος και μοιράζονται ως κοινό στόχο την βελτιστοποίηση της εκμετάλλευσης των πόρων στο πλαίσιο της βιώσιμης ανάπτυξης (Pérez-Collazo, et all, 2015). Συγκεκριμένα, τα εν λόγω υβριδικά συστήματα μπορούν να προσφέρουν δυνατότητες τόσο σε οικονομικό όσο και σε λειτουργικό επίπεδο.

Οι μετατροπείς αιολικής και κυματικής ενέργειας μπορούν να έχουν κοινές εγκαταστάσεις όπως την αγκύρωση, τα ηλεκτρικά καλώδια και τον θαλάσσιο υποσταθμό. Επίσης μπορεί να λαμβάνεται υπόψιν σχεδιασμός που να προσαρμόζει τις συσκευές WEC στην βάση έδρασης της Α/Γ με ελάχιστες τροποποιήσεις. Ακόμα, αυτές οι εγκαταστάσεις, μπορούν να μοιράζονται το ίδιο εργατικό δυναμικό για την κατασκευή και τη συντήρησή τους. (Roddier, et all, 2009)

Η δυνατότητα εγκατάστασης τέτοιων έργων σε μεγάλη ποικιλία περιοχών με μεγάλα βάθη πυθμένα, τα καθιστά ικανά να εκμεταλλευτούν και το μεγάλο αιολικό αλλά και το μεγάλο κυματικό δυναμικό που παρουσιάζουν αυτές οι περιοχές. Ωστόσο, τα ακραία καιρικά φαινόμενα που επικρατούν στο υπεράκτιο περιβάλλον και οι μεγάλες δυνάμεις φορτίων που δέχονται οι κατασκευές κλονίζουν την αξιοπιστία τους και την ικανότητα επιβίωσης τους. Για αυτό το λόγο, οι εν λόγω εγκαταστάσεις προϋποθέτουν σχεδιασμό ικανό να παραλαμβάνει τα υψηλά δυναμικά φορτία των φυσικών συνθηκών. Ωστόσο, η προσθήκη συσκευή WEC στη δομή ενός ΥΑΠ μπορεί να συνεισφέρει θετικά στην επιβίωση της εγκατάστασης. Αυτό επιτυγχάνεται λόγω της τροποποίησης του τοπικού κυματικού κλίματος με την λειτουργία των συστημάτων WEC παρέχοντας ένα προστατευμένο περιβάλλον για λειτουργία και συντήρηση. (Pérez-Collazo, et all, 2014)

Σύμφωνα με έρευνες που διεξάγονται για τη μελέτη οικονομικής και τεχνικής σκοπιμότητα υβριδικών συστημάτων οδηγούνται σε θετικά συμπεράσματα για το μέλλον αυτής της κατηγορίας ΑΠΕ παρουσιάζοντας τεχνική σκοπιμότητα. Ωστόσο, η επίτευξη ουσιαστικής οικονομικής βιωσιμότητας δεν έχει φτάσει σε επίπεδα που να τις καθιστά ανταγωνιστικές λύσεις. Συγκεκριμένα, η πρόσθετη παραγόμενη ενέργεια από τα συστήματα WEC δεν είναι ακόμα αρκετή ώστε να αντισταθμίζει το πρόσθετο κόστος εγκατάστασής τους. (Roddier, et all, 2009)

Παρόλα αυτά έχουν πραγματοποιηθεί προσπάθειες υλοποίησης τέτοιων έργων λόγω των προτερημάτων που παρουσιάζουν. Τα τελευταία χρόνια έχουν χρηματοδοτηθεί δύο έργα υβριδικών συστημάτων αιολικής και κυματικής ενέργειας από την ΕΕ, το MARINA και το TROPOS. Το MARINA επικεντρώθηκε στη θέσπιση ενός συνόλου

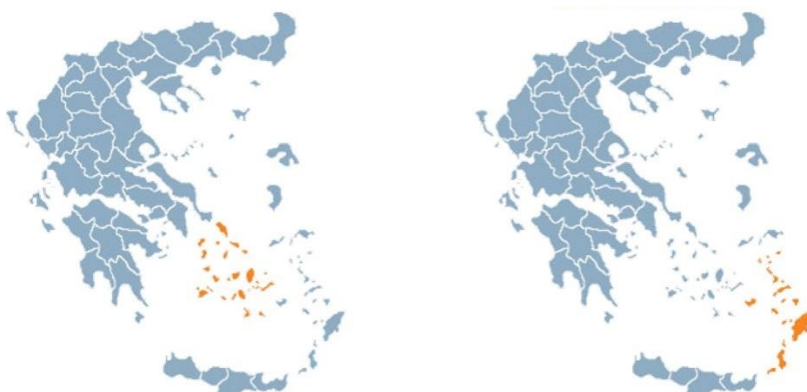
κριτηρίων για την αξιολόγηση των πλατφορμών πολλαπλών χρήσεων για τη θαλάσσια ανανεώσιμη ενέργεια (MRE) και το TROPOS στην ανάπτυξη ενός πλωτού συστήματος πολλαπλών χρήσεων πλατφόρμας για βαθιά νερά.( Pérez-Collazo, et all, 2015)

Η διαρκής τεχνολογική πρόοδος συστημάτων, με την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης ανά τετραγωνικό, καθιστά ολοένα και πιο προσιτή την υλοποίησή τους.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΠΕΡΙΟΧΗ ΜΕΛΕΤΗΣ - ΚΥΚΛΑΔΕΣ

### 5.1 Γενικά στοιχεία περιοχής

Όπως ήδη αναφέρθηκε, μια από τις πιθανές περιοχές χωροθέτησης ΥΑΠ είναι η περιοχή των Κυκλάδων. Το νησιωτικό σύμπλεγμα των Κυκλάδων καλύπτει την περιοχή ενδιάμεσα του Βορείου Αιγαίου, της ανατολικής Στερεάς Ελλάδας, της Κρήτης, και των Δωδεκανήσων. Μαζί με τα Δωδεκάνησα συγκροτούν την Περιφέρεια Νοτίου Αιγαίου (ΠΝΑ) (σχήμα 14), με έδρα την Ερμούπολη της νήσου Σύρου.



**Σχήμα 14:** Χάρτης Περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου

Η ιδιαίτερη μορφολογία και δομή του συμπλέγματος των Κυκλάδων, επηρεάζει άμεσα όλες ανθρώπινες δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα στην περιοχή. Λόγω αυτής της ιδιαίτερης μορφολογίας, η προσέγγιση σχεδιασμού οποιασδήποτε εγκατάστασης και δομής στον νησιωτικό χώρο παρουσιάζει εγγενείς δυσκολίες.

Στην περιοχή παρατηρούνται έντονες ενδοπεριφερειακές ανομοιογενείς και μεγάλες εναλλαγές ως προς πληθώρα παραμέτρων, οι οποίες είναι αδύνατο να καταργηθούν. Λόγω της μικρής εδαφικής έκτασης και των ιδιαιτεροτήτων των περιοχών, είναι απαραίτητος ο προσεκτικός πολεοδομικός σχεδιασμός. Για αυτό το λόγο, έχουν θεσμοθετηθεί τοπικά και ειδικά πολεοδομικά σχέδια που αφορούν ξεχωριστά τα επί μέρους νησιά αλλά και τις περιοχές οικισμών εντός των νησιών. (ΕΠΧΣΑΑ, 2008)

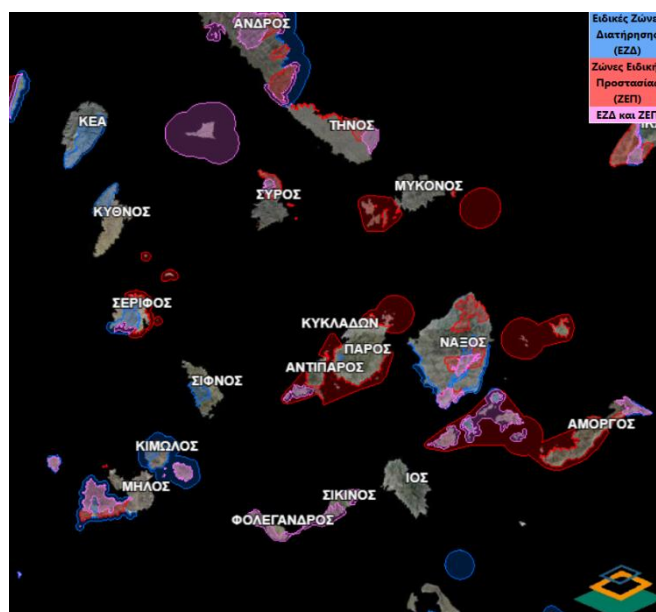
Σημαντική χρήση γης για την περιοχή αποτελεί ο τουρισμός με εγχώριες και διεθνείς τουριστικές εισροές που ξεπερνούν τον μόνιμο πληθυσμό κατοίκων. Ο τουρισμός αποτελεί για τις Κυκλάδες βασικό πυλώνα ανάπτυξης και οικονομικής υποστήριξης των κατοίκων. (ΕΠΧΣΑΑ, 2008)

Σε σχέση με τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, ο χώρος του Νοτίου Αιγαίου συγκαταλέγεται ανάμεσα στις πιο ευάλωτες τοποθεσίες της χώρας. Συγκεκριμένα, παρατηρούνται φαινόμενα όπως: ανύψωση της στάθμης της θάλασσας, ακραία καιρικά φαινόμενα, λειψυδρία και ερημοποίηση. Αυτές οι συνθήκες συνθέτουν ένα

ανησυχητικό περιβάλλον ανάπτυξης για την Περιφέρεια και απαιτούν υψηλό βαθμό προετοιμασίας στο άμεσο και μακροπρόθεσμο μέλλον. (ΕΠΧΣΑΑ, 2008)

Παρά τον άγρονο χαρακτήρα τους, στις Κυκλάδες συναντάμε πλούσια χλωρίδα και πανίδα στο χερσαίο και θαλάσσιο τμήμα με καταγεγραμμένο πλήθος ενδημικών, σπάνιων ή απειλούμενων ειδών. Ταυτόχρονα, το ξεχωριστό φυσικό περιβάλλον, κατέχει μια μεγάλη πολιτισμική κληρονομιά. (Φουστέρη, 2020)

Η θαλερή ιστορία των Κυκλαδίτικων νήσων, που ξεκινά από τη Νεολιθική εποχή, και η ποικιλομορφία του εδάφους τους τα έχει οδηγήσει στο να φιλοξενούν πλήθος θεσμοθετημένων περιοχών, μερικών εκ των οποίων παρατίθενται ακολούθως στο σχήμα 15.



Σχήμα 15: Natura 2000 (Εθνικό Κτηματολόγιο)

Η προστασία των ιδιαίτερων αυτών περιοχών αποτελεί ύψιστη σημασία. Για αυτό το λόγο, με την εγκατάσταση μιας δομής ΥΑΠ αλλά και οποιουδήποτε έργου αντίστοιχης εμβέλειας πρέπει να επιτυγχάνεται η ουδέτερη επιρροή ως προς τη διατήρηση των θεσμοθετημένων αυτών περιοχών.

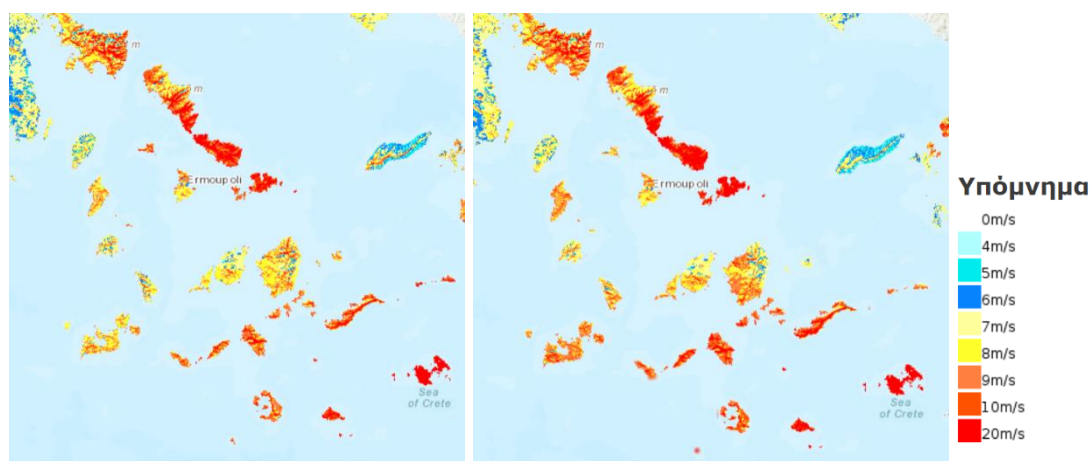
Ο σχεδιασμός βιώσιμης ανάπτυξης αποτελεί βασικό κίνητρο για την προσέγγιση έργων στην περιοχή. Στο ΠΠΧΣΑΑ δίνεται έμφαση στη βελτιστοποίηση της σχέσης μεταξύ των τριών βασικών στόχων του αειφορικού χωροταξικού σχεδιασμού: ισόρροπη ανταγωνιστικότητα - ανάπτυξη, κοινωνική - οικονομική συνοχή, περιβαλλοντική προστασία (βιώσιμη διαχείριση).

## 5.2 Αιολικό και κυματικό δυναμικό

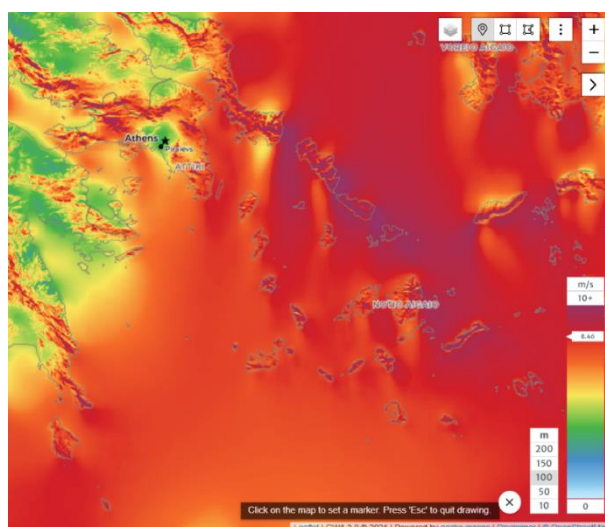
Τα κίνητρα βιώσιμων έργων στην περιοχή, στην περίπτωση έργων ηλεκτροδότησης, υποστηρίζονται από τις υψηλές τιμές αιολικού και κυματικού δυναμικού. Στο Αιγαίο συναντάμε τους ισχυρότερους ανέμους της Ελλάδας με το κεντρικό Αιγαίο να έχει έντονους ανέμους που πνέουν από βόρειες διευθύνσεις. (Ganea, et all, 2017)

Προκειμένου να εντοπιστούν οι καταλληλότερες περιοχές για τοποθέτηση μιας εγκατάστασης ΥΑΠ ή ενός υβριδικού πάρκου αιολικής και κυματικής ενέργειας, είναι απαραίτητη η έρευνα και καταγραφή των περιοχών που παρουσιάζουν τα υψηλότερα φορτία ανέμου και κυμάτων. Σημαντική επισήμανση είναι ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παρουσιάζουν μεγάλη μεταβλητότητα στον χρόνο. Για αυτό το λόγο είναι απαραίτητη η έρευνα του αιολικού και του κυματικού δυναμικού με μεγάλη χρονική βάση δηλαδή, χρόνων.

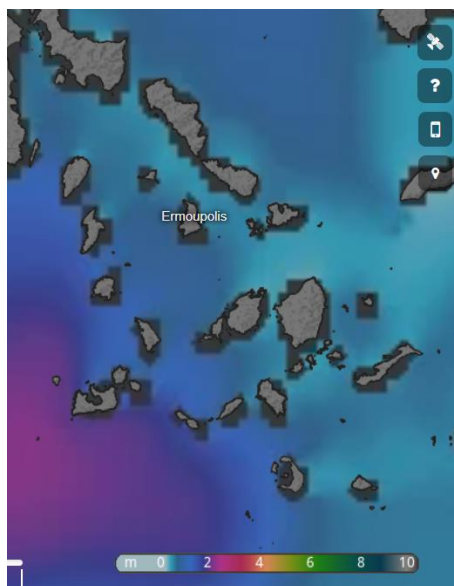
Ακολουθούν 3 χάρτες με την συνοδευόμενη κλίμακα τιμών τους. Στην περίπτωση του σχήματος 16 φαίνεται η κατανομή του χερσαίου αιολικού δυναμικού ως συνάρτηση της μέσης ταχύτητας του ανέμου σε m/s. Αντίστοιχα στο σχήμα 17 φαίνεται η κατανομή του αιολικού δυναμικού των Κυκλάδων (χερσαίου και θαλάσσιου). Στο σχήμα 18 παρουσιάζεται το κυματικό δυναμικό των Κυκλάδων μια τυχαία μέρα (2/7/2023) συναρτήσει του σημαντικού ύψους κύματος (SWH).



**Σχήμα 16:** Μέση ταχύτητα ανέμου σε m/s για τις χερσαίες περιοχές των Κυκλάδων (Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας)



**Σχήμα 17:** Μέση ταχύτητα ανέμου σε m/s για τις Κυκλάδες (WindAtlas)



**Σχήμα 18:** Σημαντικό ύψος κύματος στις 2/7/2023 για τις Κυκλάδες (Poseidon)

Όπως προκύπτει από τους χάρτες τα νησιά με τις υψηλότερες τιμές χερσαίου αιολικού δυναμικού είναι η Τήνος, η Άνδρος, η Μύκονος και η Ανάφη. Ωστόσο σε πολλές περιοχές αυτών των νησιών έχουν ήδη εγκατασταθεί ανεμογεννήτριες. Ταυτόχρονα, έχουν υπάρξει έντονες διαμαρτυρίες από τις τοπικές κοινωνίες οι οποίες διαφωνούν με τη χωροθέτηση ΧΑΠ σε ορισμένες περιοχές με εξαιρετικό χερσαίο αιολικό δυναμικό (Εθνος, 2020).

Από τον γενικό χάρτη κατανομής αιολικού δυναμικού προκύπτει ότι σε όλη την έκταση του θαλάσσιου χώρου των Κυκλάδων παρατηρείται εξαιρετικό αιολικό δυναμικό, ικανό για εκμετάλλευση από υπεράκτιες ανεμογεννήτριες.

Στην περίπτωση εκμετάλλευσης κυματικού δυναμικού είναι σημαντική και η κατεύθυνση του κύματος εκτός του σημαντικού ύψους κύματος και της περιόδου του κυματισμού. Η εύρεση ετήσιου κυματικού δυναμικού για τον Ελλαδικό θαλάσσιο χώρο δεν ήταν εφικτή στα πλαίσια της εργασίας. Παρόλα αυτά διατίθενται χάρτες ημερήσιου χρονολογικού βήματος. Με ανάγνωση αυτών των χαρτών συμπεράστηκε πως η μεταβλητότητα του πόρου είναι έντονη σε επίπεδο και των τριών μεταβλητών που αναφέρθηκαν (σημαντικό ύψος κύματος, περίοδος κυματισμού, κατεύθυνση κυματισμού).

### 5.3 Πληθυσμιακά δεδομένα και ταξιδιωτικές αφίξεις

#### Μόνιμοι κάτοικοι - πληθυσμός

Τα αναλυτικά δεδομένα για τον μόνιμο πληθυσμό ανά περιφερειακή ενότητα της περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου, σύμφωνα με την πρώτη απογραφή που διενεργήθηκε βάσει του νόμου του ελληνικού κράτους Ν. 4772/2021 με θέμα «Αποτελέσματα

Απογραφής Πληθυσμού-Κατοικιών ΕΛΣΤΑΤ 2021(της πρώτης ψηφιακής απογραφής στην Ελλάδα) ανακοινώθηκαν στις 17/03/2023και δίνονται στον πίνακα 4. Στον ίδιο πίνακα δίνονται και τα αντίστοιχα στοιχεία της απογραφής του 2011 όπως και συμπεράσματα αυτών.

**Πίνακας 4:** Απογραφή πληθυσμού-κατοικιών των Κυκλάδων (ΕΛΣΤΑΤ - προσωπική επεξεργασία)

Α/Α	ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΑΝΑΦΟΡΑΣ	2011	2021	(2021-2011)/2011	ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΠΛΗΘΥΣΜΟΥ
1	ΣΥΝΟΛΟ ΧΩΡΑΣ	10.816.286	10.432.481	-3,5%	100,0%
1.1	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΝΟΤΙΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ	309.015	327.820	6,1%	3,1%
1.1.1	• ΚΥΚΛΑΔΕΣ	118.027	120.989	2,5%	1,2%
1.1.1.1	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΝΑΞΟΥ	20.877	22.539	8,0%	0,2%
1.1.1.2	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΣΥΡΟΥ	21.507	21.124	-1,8%	0,2%
1.1.1.3	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΘΗΡΑΣ	18.883	19.044	0,9%	0,2%
1.1.1.4	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΠΑΡΟΥ	14.926	15.785	5,8%	0,2%
1.1.1.5	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΜΥΚΟΝΟΥ	10.134	10.704	5,6%	0,1%
1.1.1.6	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΜΗΛΟΥ	9.932	10.130	2,0%	0,1%
1.1.1.7	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΑΝΔΡΟΥ	9.221	8.826	-4,3%	0,1%
1.1.1.8	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΤΗΝΟΥ	8.636	8.934	3,5%	0,1%
1.1.1.9	ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΚΕΑΣ – ΚΥΘΟΝΟΥ	3.911	3.903	-0,2%	0,0%

Αξίζει να σημειωθεί ότι ο συνολικός πληθυσμός της χώρας μειώθηκε την τελευταία δεκαετία. Από τις 13 Περιφέρειες της Ελλάδας οι 12 παρουσίασαν πτώση στον αριθμό των μόνιμων κατοίκων. Η μόνη περιφέρεια που παρουσίασε αύξηση πληθυσμού είναι η Περιφέρεια Νοτίου Αιγαίου, με τις Κυκλάδες να παρουσιάζουν αύξηση πληθυσμού 2,5% (απογραφή 2021).

### Ταξιδιωτικές αφίξεις

Οι Κυκλάδες προσελκύουν εκατομμύρια τουρίστες ετησίως με ασυνεχή ροή κατά τη διάρκεια του έτους (πίνακας 5). Η έντονη εποχιακή τουριστική δραστηριότητα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας τους θερινούς μήνες. (Ικκος, 2015)

**Πίνακας 5:** Ταξιδιωτικές αφίξεις Κυκλάδων (ΙΝΣΕΤΕ - προσωπική επεξεργασία)

	2015	2019	2021	(2019-2015)/2015	(2021-2019)/2019
ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡΟΠΟΡΙΚΩΝ ΑΦΙΞΕΩΝ (ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ-ΕΞΩΤΕΡΙΚΟΥ)	1.226.424	2.033.575	1.424.631	66%	-30%
ΔΙΑΚΙΝΗΣΘΕΝΤΕΣ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΑΠΟΒΙΒΑΣΗ ΣΤΑ ΛΙΜΑΝΙΑ (Ε/Γ-Ο/Γ)	4.424.693	6.130.776	4.390.251	39%	-28%
ΣΥΝΟΛΟ	5.651.117	8.164.351	5.814.882	44%	-29%

- 2015-2019- ΑΙΧΜΗ ΤΑΞΙΔΙΩΤΙΚΩΝ ΑΦΙΞΕΩΝ 2019

Από το 2015 έως το 2019 οι αφίξεις τουριστών στις Κυκλάδες συνεχώς αυξάνονταν με το 2019 να καταγράφει 2.033.575 αεροπορικές αφίξεις που αντιστοιχεί σε αύξηση

66% και 6.130.776 ακτοπλοϊκές αφίξεις για τα επιβατηγά/οχηματαγωγά πλοία γραμμής (Ε/Γ - Ο/Γ) που αντιστοιχεί σε αύξηση 39%.

Συγκεκριμένα για τη χρονιά του 2019, σύμφωνα με στοιχεία της ΕΛΣΤΑΤ, το ΑΕΠ της χώρας διαμορφώθηκε στα €187.456 εκ. εκ των οποίων εκτιμάται πως η άμεση συμβολή του τουρισμού ανέρχεται στα € 23,4 δισ., δηλαδή σε ποσοστό 12,5% του συνολικού ΑΕΠ. Επιπρόσθετα συνυπολογίζοντας και τα έμμεσα οφέλη η συνολική συνεισφορά του τουρισμού στην οικονομία της χώρας εκτιμάται μεταξύ € 51,6 και € 62,1 δισ., μεγέθη που αντιστοιχούν μεταξύ του 27,5% και του 33,1% του ΑΕΠ.

Όλες οι Περιφέρειες αναγνωρίζεται πως κατέγραψαν αύξηση στις εισπράξεις λόγω τουρισμού το 2019 με την υψηλότερη αύξηση σε απόλυτους αριθμούς να τις σημειώνει η Περιφέρεια Ν. Αιγαίου (€ 5,2 δισ.).

- 2020-2021- ΕΠΙΡΡΟΗ COVID-19 ΣΤΙΣ ΤΑΞΙΔΙΩΤΙΚΕΣ ΑΦΙΞΕΙΣ

Παρά την φιλοδοξία μετά την αιχμή των τουριστικών αφίξεων και εσόδων στη χώρα μας το 2019, ακολούθησε μια απότομη πτώση που οφείλεται στην αρχή της Πανδημίας COVID-19. Από τις 26 Φεβρουαρίου 2020 και έπειτα στην Ελλάδα εξαπλώθηκε ο Κορονοϊός SARS-CoV-2 και ξεκίνησε μια σειρά περιοριστικών μέτρων που αφορούσαν κυρίως τις μετακινήσεις. Τα μέτρα αντιμετώπισης της πανδημίας είχαν προφανή αντίκτυπο στις αφίξεις αλλοδαπών και ημεδαπών τουριστών σε όλους τους τουριστικούς προορισμούς.

- 2022 – ΕΠΑΝΑΦΟΡΑ ΜΕΓΕΘΩΝ ΤΑΞΙΔΙΩΤΙΚΩΝ ΑΦΙΞΕΩΝ

Το καλοκαίρι του 2022 αποτέλεσε το πρώτο καλοκαίρι μετά την πανδημία χωρίς κανένα περιοριστικό μέτρο κατά της εξάπλωσης του κορονοϊού. Αμέσως, η ταξιδιωτική κίνηση αυξήθηκε ραγδαία τείνοντας να αγγίξει ετήσια δεδομένα ταξιδιωτικών αφίξεων του 2019. (Τράπεζα της Ελλάδος, 2023)

Υπογραμμίζεται ότι κατά την επισκοπούμενη περίοδο του 2022 ο συνολικός αριθμός αεροπορικών αφίξεων μειώθηκε έναντι του 2019, ενώ το αεροδρόμιο της Σαντορίνης κατέγραψε εντυπωσιακή αύξηση +300 χιλ./+56,6%, τη μεγαλύτερη αύξηση στα αεροδρόμια της Ελλάδας. (Λάμπρου, 2023)

#### 5.4 Σημασία τουριστικής δραστηριότητας Κυκλάδων

Τα μεγέθη τουριστικών εισροών στην χώρα μας, και η περιορισμένη ανταγωνιστικότητα σε άλλους παραγωγικούς τομείς, θέτουν τη βιομηχανία του τουρισμού ως βασική πηγή δημιουργίας εσόδων (Τουντόπουλος, 2022). Βασικός πυλώνας της τουριστικής ανάπτυξης της Ελλάδας είναι τα νησιά της στα οποία συγκεντρώνεται το μεγαλύτερο μέρος της τουριστικής δραστηριότητας. Στην περίπτωση των Κυκλάδων, υπάρχει έντονη ενδοπεριφερειακή ανομοιογένεια και διαφοροποιήσεις, οι οποίες συνδράμουν στην ποικιλία των προσφερόμενων τουριστικών προϊόντων, με τα περισσότερο αναγνωρίσιμα αυτά του “ήλιος-θάλασσα” και του Ναυτικού και Γαστρονομικού τουρισμού. (Βλαμίδου, 2022)



Η μεγάλη τουριστική ανάπτυξη των Κυκλάδων προβλέπεται να έχει ακόμα μεγαλύτερη άνοδο τα επόμενα χρόνια. Σύμφωνα με τα σχέδια δράσης του Ινστιτούτου Συνδέσμου Ελληνικών Τουριστικών Επιχειρήσεων, για τον τουρισμό των Κυκλάδων, προβλέπεται μέχρι το 2030 να υπάρξει αύξηση των επισκέψεων κατά +21,2% με σημαντική επιμήκυνση της τουριστικής σεζόν. Κύριο στόχο αποτελεί η άνοδος των εισπράξεων ανά διανυκτέρευση και η συνολική αύξηση εσόδων σε 2.836.882.573 €, δηλαδή, κατά 40,45% συγκριτικά με τα δεδομένα του 2019 (πίνακας 6).

**Πίνακας 6:** Βασικά μεγέθη/Δείκτες των Κυκλάδων για το 2019 και οι στόχοι για το 2030, (ΙΝΣΕΤΕ - προσωπική επεξεργασία)

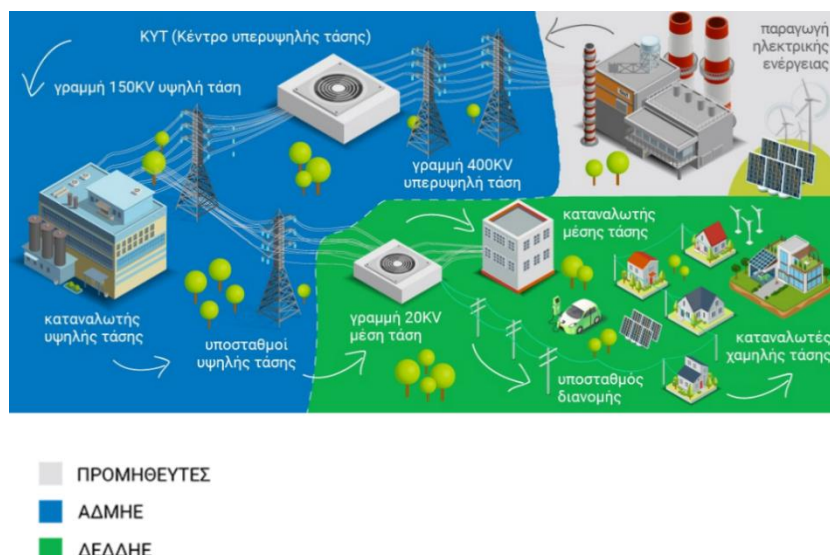
ΤΡΙΜΗΝΑ	ΕΠΙΣΚΕΨΕΙΣ		ΔΙΑΝΥΚΤΕΡΕΥΣΕΙΣ		ΕΣΟΔΑ (€)	
	2019	Στόχος	2019	Στόχος	2019	Στόχος
1ο	2,60%	4,70%	2,30%	4,40%	1,80%	3,40%
2ο	24,50%	26,20%	25,60%	27,70%	25,70%	28,00%
3ο	59,60%	53,90%	61,10%	54,90%	63,30%	57,60%
4ο	13,30%	15,20%	10,90%	13,00%	9,20%	11,00%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	3.094.077	3.750.000	18.812.953	23.613.774	2.019.884.951	2.836.882.573
<b>(ΣΤΟΧΟΣ-2019)/2019</b>	21,20%		25,52%		40,45%	

Ο τουρισμός είναι ένας δυναμικός και ανταγωνιστικός κλάδος που βασίζεται στην ικανότητα προσαρμογής στις μεταβαλλόμενες ανάγκες και επιθυμίες των πελατών (Βλαμίδου, 2022). Η σημαντικότητα του τουρισμού των Κυκλάδων για το ΑΕΠ της χώρας, σε συνδυασμό με τις έντονες μεταβολές στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της εποχικότητας του πληθυσμού των καταναλωτών που αυτή συνεπάγεται, καθιστά απαραίτητη την προσεκτική, ενδεδειγμένη και πολύπλευρη μελέτη και αξιολόγηση των έργων υλοποίησης για την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών.

### 5.5 Ηλεκτροπαραγωγή, δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)

Για την ικανοποίηση των αναγκών ηλεκτροδότησης των Κυκλάδων έως σήμερα, έχει διαμορφωθεί το υπάρχον δίκτυο μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ αντίστοιχα).

Σε αυτό το σημείο είναι σημαντικό να αναφερθούμε στην δομή του ηλεκτρικού δικτύου στο οποίο θα διασυνδεθεί το υπό μελέτη ΥΑΠ (σχήμα 19).



**Σχήμα 19:** Το Δίκτυο Ηλεκτρισμού (ΔΕΔΔΗΕ)

Όπως φαίνεται στο σχήμα 18, το ηλεκτρικό δίκτυο στο σύνολό του είναι σύνθετο. Πιο συγκεκριμένα, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ένα σταθμό παραγωγής ΑΠΕ-όπως το υπό μελέτη ΥΑΠ(υποκατηγορία Α1, Ν. 4014/2011)-παραλαμβάνεται από το δίκτυο του ΑΔΜΗΕ, το οποίο την μεταφέρει με την καλωδιακή γραμμή μεταφοράς (ΓΜ) σε έναν υπόσταθμό (ΥΣ) ΥΤ/ΜΤ (υψηλής τάσης/μέσης τάσης) του επιλεγμένου νησιού άμεσης σύνδεσης(πολική υψηλή τάση λειτουργίας 150kV). Ο ΥΣ ανάλογα με τις ανάγκες των συνδεδεμένων σε αυτόν καταναλώσεων (καταναλώσεις του ίδιου νησιού ή άλλων νησιών συνδεδεμένων με αυτό με δίκτυο μέσης τάσης (ΜΤ) -αν υπάρχουν-) υποβιβάζει την υψηλή τάση (ΥΤ) σε μέση τάση και διοχετεύει με ηλεκτρική ενέργεια το δίκτυο διανομής του ΔΕΔΔΗΕ. Επιπλέον, είναι διασυνδεδεμένος μέσω της καλωδιακής ΓΜ του ΑΔΜΗΕ με άλλον ή άλλους ΥΣ ΥΤ/ΜΤ για την ικανοποίηση της ζήτησης άλλων νησιών, αλλά και την ανάγκη λειτουργίας του δικτύου του ΑΔΜΗΕ σε βρόγχο.

Σημαντικό είναι να ξεκαθαριστεί πως το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας του ΑΔΜΗΕ είναι υπεύθυνο για τη μεταφορά υψηλής και υπερυψηλής τάσης (η υπερυψηλή τάση 400kV δεν αφορά την περιοχή μελέτης). Αντίστοιχα, το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας του ΔΕΔΔΗΕ είναι υπεύθυνο για τη διανομή της μέσης και χαμηλής τάσης. Επίσης, το δίκτυο του ΑΔΜΗΕ είναι βροχοειδές δημιουργώντας περισσότερα από ένα μονοπάτια τροφοδοσίας, σε αντίθεση με του ΔΕΔΔΗΕ που είναι ακτινικό. Οι επί μέρους διασυνδέσεις των νησιών των Κυκλάδων χρησιμοποιούν και τα δύο δίκτυα (υψηλή ή μέση τάση) ανάλογα την περίπτωση και κυρίως με βάση το μέγεθος των φορτίων του εκάστοτε νησιού. Συνήθως για ηλεκτροδότηση μικρών νησιών από άλλα μεγαλύτερα σε κοντινή απόσταση, χρησιμοποιείται το δίκτυο μέσης τάσης του ΔΕΔΔΗΕ ενώ στις υπόλοιπες διασυνδέσεις των νησιών χρησιμοποιούνται οι ΓΜ του ΑΔΜΗΕ.

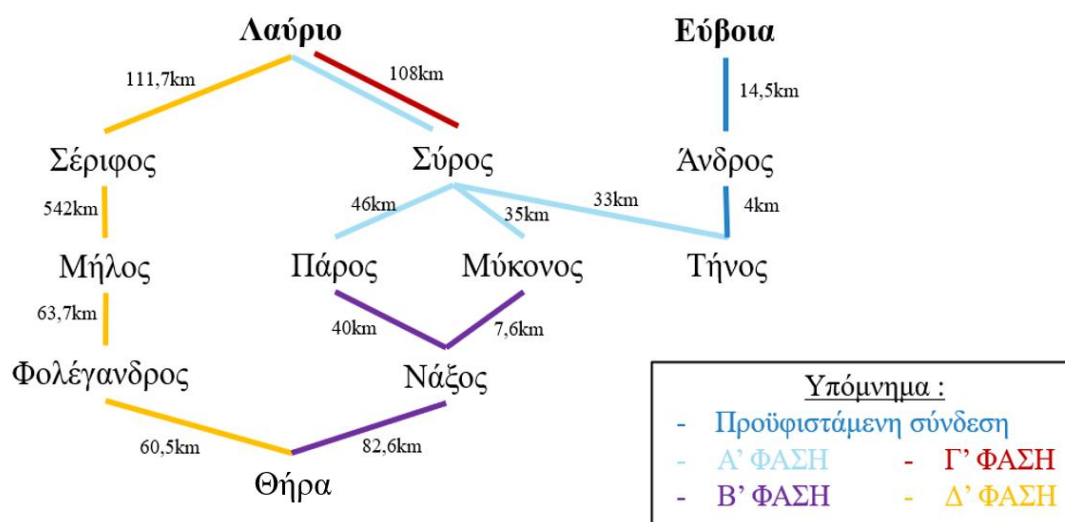
Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προς ικανοποίηση της ζήτησης των Κυκλάδων αρχικά γινόταν με Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ) και σε κάποιες περιπτώσεις μικρών νησιών από Τοπικούς Σταθμούς Παραγωγής (ΤΣΠ). Σε κάθε

περίπτωση αναφερόμαστε σε εργοστάσια της ΔΕΗ τα οποία χρησιμοποιούσαν ως καύσιμο το μαζούτ ή το ντίζελ (παράγωγα πετρελαίου), για μηχανές εσωτερικής καύσης ναυτικού τύπου, και είναι εγκατεστημένα σε διαφορετικά νησιά το καθένα. Η παραγόμενη ενέργεια διοχετευόταν στο δίκτυο μέσης τάσης του ΔΕΔΔΗΕ, το οποίο την διένεμε στο ίδιο νησί αλλά και στα κοντινά μικρότερα νησιά χωρίς δικό τους ΤΣΠ με υποβρύχιο καλώδιο ΜΤ.

Η λειτουργία των σταθμών παραγωγής στις Κυκλάδες σταδιακά θεωρήθηκε μη συμβατή με τα θεμιτά πλαίσια ικανοποίησης των ενεργειακών αναγκών. Με γνώμονα τους στόχους του ΕΣΕΚ και την ανάγκη μεγαλύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ, ξεκίνησε ένα έργο διασύνδεσης των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα υψηλής τάσης με υποβρύχια καλώδια. Το έργο συμπληρώνει άλλα συγχρηματοδοτούμενα έργα και σύμφωνα με τον ΑΔΜΗΕ αποσκοπεί:

- στην αύξηση ασφάλειας του εφοδιασμού και σταθερότητας για το ηλεκτρικό σύστημα των Κυκλάδων.
- στην προοδευτική απόσυρση των ρυπογόνων μονάδων ΑΣΠ. Η διακοπή λειτουργίας τους συνεπάγεται την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), οι οποίες χρειάζονται για την περικοπή του υψηλού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΣΠ.
- στην πλήρη αξιοποίηση του τοπικού άφθονου δυναμικού ΑΠΕ. Η αξιοποίηση του δυναμικού αποτελεί σημαντικό ζήτημα σε περιφερειακό και εθνικό επίπεδο λόγω της βιωσιμότητας των ΑΠΕ, αλλά και στο πλαίσιο στρατηγικών για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.
- στη δημιουργία νέων ευκαιριών απασχόλησης σε περιφερειακό και εθνικό επίπεδο.

Το έργο παρουσιάζεται στο σχήμα 20 και όπως φαίνεται έχει χωριστεί σε τέσσερις φάσεις (Α', Β', Γ', Δ'). Ήδη πλήρως ολοκληρωμένες είναι οι πρώτες τρεις φάσεις του έργου και σε διαδικασία υλοποίησης βρίσκεται η Δ' φάση.



**Σχήμα 20:** Δίκτυο διασύνδεσης Κυκλάδων (ΑΔΜΗΕ - προσωπική επεξεργασία)

Η ολοκλήρωση του έργου, δημιουργεί ένα βροχοειδές δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο όλα τα διασυνδεδεμένα νησιά μπορούν να τροφοδοτηθούν από τουλάχιστον δύο διαφορετικές ΓΜ. Αυτή η δομή συμβάλει στην ανάπτυξη ενεργειακής επάρκειας και ασφάλειας στον εφοδιασμό των Κυκλάδων.

Σε κάθε περίπτωση, οι Κυκλάδες θα συνδέονται με την Ηπειρωτική Ελλάδα με 4 συνολικά καλώδια υψηλής τάσης (ΥΤ), ένα με το Λιβάδι Εύβοιας και τρία με το Λαύριο Αττικής, τα οποία θέτουν τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ηπειρωτικής Ελλάδας και το δίκτυο της ίδιας, ως την κύρια πηγή και μέσο ηλεκτροδότησής τους.

Η πρόσφατη πυρκαγιά στη Βαρυμπόμπη το 2021, έθεσε εκτός λειτουργίας σημαντικά κυκλώματα του συστήματος μεταφοράς της ανατολικής Αττικής. Ο κίνδυνος στην τροφοδοσία των Κυκλάδων επιβεβαιώθηκε και με τις βυθίσεις στην τάση του ηλεκτρικού ρεύματος του δικτύου των διασυνδεδεμένων νησιών. Η αποσταθεροποίηση του συστήματος ηλεκτροδότησης το καλοκαίρι του 2021, δημιούργησε κυρίως σοβαρά προβλήματα στην υδροδότηση (πολλά νησιά χρησιμοποιούν μονάδες αφαλάτωσης για την υδροδότησή τους) και στην επεξεργασία λυμάτων. Αυτή η κατάσταση προφανώς προκάλεσε αίσθημα ανασφάλειας εκ μέρους των επιχειρηματιών αλλά και του συνόλου των κατοίκων. (Κοινή γνώμη, 2021)

Για τον περιορισμό των αρνητικών επιπτώσεων της ενεργειακής εξάρτησης των Κυκλάδων από την Ηπειρωτική Ελλάδα, και την εξασφάλιση όσο το δυνατόν, αδιάληπτης ηλεκτροδότησης, η εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ σε προσεκτικά επιλεγμένες τοποθεσίες των Κυκλάδων θεωρείται ενδεδειγμένη λύση.

## 5.6 Χωροθέτηση υπεράκτιου αιολικού πάρκου

Η επιλογή χωροθέτησης ενός αιολικού πάρκου αποτελεί ένα σύνθετο και πολυδιάστατο ζήτημα λήψης αποφάσεων, το οποίο χρήζει προσεκτική αντιμετώπιση. Σύμφωνα με τις διατάξεις του Ελληνικού Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΕΠΧΣΑΑ) (ΦΕΚ 2464/Β/03.12.2008), τα έργα Α.Π.Ε. μπορεί να χαρακτηρισθούν κατ' αρχήν ως δραστηριότητες φιλικές προς το περιβάλλον, εν τούτοις δεν στερούνται παντελώς τις επιπτώσεις σε αυτό.

Οι επιπτώσεις εκτείνονται τόσο στο ανθρωπογενές (οικιστικές περιοχές) όσο και στο φυσικό περιβάλλον (τοπίο, χλωρίδα και πανίδα, κ.λπ.), καθώς και στις γειτνιάζουσες παραγωγικές δραστηριότητες (τουρισμός κ.λπ.). Κάθε μελέτη ενός έργου εγκατάστασης ΥΑΠ, οριοθετείται μέσω των χωροταξικών ιδιαιτεροτήτων της περιοχής μελέτης και μέσω των ειδικών αναγκών ανάπτυξης, προστασίας ή διαφύλαξης που απαντώνται σε συγκεκριμένες περιοχές και σε ευπαθή οικοσυστήματα. Το παράρτημα ΙΙ του ΕΠΧΣΑΑ ορίζει κάποιους περιορισμούς τοποθέτησης αιολικών πάρκων όμως λόγω του εξατομικευμένου χαρακτήρα της κάθε

εγκατάστασης, η καθιέρωση γενικών, εμπειριστατωμένων κριτηρίων χωροθέτησης για το σύνολο του ελληνικού χώρου καθίσταται αδύνατη. (ΕΠΧΣΑΑ, 2008)

Σύμφωνα με το άρθρο 10 του ΦΕΚ 2464/Β/03.12.2008 (ΕΠΧΣΑΑ, 2008), ορίζονται τα ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων στο θαλάσσιο χώρο και τις ακατοίκητες νησίδες της χώρας μας (πίνακες 7..19). Η επιλογή της κατάλληλης περιοχής εγκατάστασης περιλαμβάνει την εφαρμογή κριτηρίων αποκλεισμού μη ενδεδειγμένων περιοχών, όπως και την αξιολόγηση συμβατότητας του πάρκου με τις ιδιαιτερότητες, των κοντινών σε αυτό περιοχών. Οι ιδιαιτερότητες της περιοχής μελέτης ορίζονται στο Περιφερειακό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΠΠΧΣΑΑ, 2020) της περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου, το οποίο βρίσκεται σε κατάσταση έγκρισης του Β1 σταδίου της μελέτης.

**Πίνακας 7:** Ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων στο θαλάσσιο χώρο (Α) (Άρθρο 10 – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

<b>Άρθρο 10</b>	
<b>ΕΙΔΙΚΑ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΘΑΛΑΣΣΙΟ ΧΩΡΟ (Α)</b>	
1	Επιτρέπεται η χωροθέτηση σε όλες τις θαλάσσιες περιοχές της χώρας εφόσον υπάρχει αιολική επάρκεια, δεν εντάσσονται σε καθεστώς ρητής απαγόρευσης, δεν αποτελούν ζώνη αποκλεισμού (θεσμοθετημένα θαλάσσια ή υποθαλάσσια πάρκα, βεβαιωμένες γραμμές επιβατικής ναυσιπλοΐας.
2	Ελάχιστες αποστάσεις για την διασφάλιση της λειτουργικότητας και απόδοσης - Παράρτημα II v.2464/2008.
3	Απαγορεύεται η εγκατάσταση ανεμογεννητριών σε απόσταση 1500 m από τις ακτές, οι οποίες περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα παρακολούθησης της ποιότητας των νερών.
4	Απαγορεύεται η εγκατάσταση σε κλειστούς κόλπους με εύρος ανοίγματος.
5	Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης από περιοχές και στοιχεία πολιτιστικής κληρονομιάς - Παράρτημα II v.2464/2008.
6	Ελάχιστη απόσταση από οικισμούς - Παράρτημα II v.2464/2008.
7	Ελάχιστη απόσταση εγκατάστασης από παραγωγικές ζώνες ή δραστηριότητες του τριτογενή τομέα - Παράρτημα II v.2464/2008.
8	Το βάθος θεμελίωσης ή της αγκύρωσης της βάσης της ανεμογεννήτριας, προσδιορίζεται από τις δυνατότητες της τρέχουσας τεχνολογίας και τις αντίστοιχες μελέτες στατικής και δυναμικής συμπεριφοράς.
9	Εξασφάλιση επαρκής σύνδεσης και μεταφοράς της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είτε με το σύστημα της ηπειρωτικής χώρας είτε με το δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών.
10	Εφαρμογή των κανόνων τοπίου όπως ορίζονται για τις Π.Α.Π. - Παράρτημα IV v.2464/2008.

**Πίνακας 8:** Ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων σε ακατοίκητες βραχονησίδες (Α) (Άρθρο 10 – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

<b>Άρθρο 10</b>	
<b>ΕΙΔΙΚΑ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΕ ΑΚΑΤΟΙΚΗΤΕΣ ΒΡΑΧΟΝΗΣΙΔΕΣ (Β)</b>	
1	Επιτρέπεται η χωροθέτηση αιολικών σε όλες τις ακατοίκητες νησίδες, εφόσον δεν εμπόδισουν στην σε περιοχή αποκλεισμού.
2	Επιτρέπεται στις περιοχές οι οποίες δεν εμπόδισουν στις διατάξεις του Άρθρου 8.
3	Εφαρμόζονται τα κριτήρια όπως παρατέθηκαν στο τμήμα Α, για το νησιωτικό χώρο.

**Πίνακας 9:** Αποστάσεις για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας και απόδοσης των αιολικών εγκαταστάσεων (Παράρτημα II – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II - v. 2464/2008		
ΑΠΟΣΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗ ΔΙΑΣΦΑΛΙΣΗ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΤΗΤΑΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ		
1	Μέγιστη απόσταση από υφιστάμενη οδό χειρσαίας προσπέλασης οποιασδήποτε κατηγορίας.	Σε νησιά 10 χλμ ανεξάρτητα από την εγκατεστημένη ισχύ ανά μονάδα.
2	Μέγιστη απόσταση από το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας Υψηλής Τάσης (Υ.Τ.).	
3	Ελάχιστη απόσταση (Α) μεταξύ των ανεμογεννητριών.	2.5 φορές τη διάμετρο (d) της φτερωτής της ανεμογεννήτριας (A=2.5d)

**Πίνακας 10:** Αποστάσεις από περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος (Παράρτημα II – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II - v. 2464/2008		
Β. ΑΠΟΣΤΑΣΕΙΣ ΑΠΟ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟΥ ΕΝΔΙΑΦΕΡΟΝΤΟΣ		
1	Περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης και προστασίας της φύσης του άρθρου 19 παρ, 1,2 v. 1650/86 (Α' 160).	Οικοσυστήματα, βιότοποι μεγάλης οικολογικής και βιολογικής αξίας, εθνικά πάρκα, περιοχές οικοανάπτυξης και αναψυχής κοινού.
2	(1) Πυρήνες των Εθνικών Δρυμών ρθρου 19 παρ, 1,2 v. 1650/86 (Α' 160), (2) Υγρότοποι Ramsar, (3) Οικότοποι προτεραιότητας.	Η κρίση γίνεται ανά περίπτωση στο πλαίσιο της ΕΠΟ.
3	Ακτές κολύμβησης που περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα παρακολούθησης της ποιότητας των νερών.	1500m.
4	Περιοχές ΖΕΠ ορθοπανάδας (SPA)	Η κρίση γίνεται ανά περίπτωση στο πλαίσιο της ΕΠΟ, μετά από ειδική ορνιθολογική μελέτη.

**Πίνακας 11:** Αποστάσεις από περιοχές και στοιχεία πολιτιστικής κληρονομιάς (Παράρτημα II – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II - v. 2464/2008		
Γ. ΑΠΟΣΤΑΣΕΙΣ ΑΠΟ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΚΑΙ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΟΛΙΤΙΣΤΙΚΗΣ ΚΛΗΡΟΝΟΜΙΑΣ		
1	Κατάλογος Παγκόσμιας Πολιτιστικής Κληρονομιάς και τα άλλα μείζονος σημασίας μνημεία άρθρο 50 παρ. 5 v. 3028/2002	3000 m.
2	Ζώνη απολύτου προστασίας (Ζώνη Α) λοιπων αρχαιολογικών χώρων.	A=7d, όπου d η διάμετρος της φτερωτής της ανεμογεννήτριας, τουλάχιστον 500m.
3	Κυρηγμένα πολιτιστικά μνημεία και ιστορικοί τόποι.	A=7d, όπου d η διάμετρος της φτερωτής της ανεμογεννήτριας, τουλάχιστον 500m.

**Πίνακας 12:** Αποστάσεις από οικιστικές δραστηριότητες (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ - ν. 2464/2008		
Α. ΑΠΟΣΤΑΣΕΙΣ ΑΠΟ ΟΙΚΙΣΤΙΚΕΣ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ		
1	(1) Πόλεις & οικισμοί >2000 ή οικισμοί με < 2000 που χαρακτηρίζονται ως δυναμικοί τουριστικοί ή αξιόλογοι.	1000m από το όριο του οικισμού - αν δεν έχει οριοθετηθεί η απόσταση ορίζεται από το κέντρο του προσωαυξημένη κατά 500m, πάντα 500m μεγαλύτερη από την τελευταία κατοικία.
2	Παραδοσιακοί οικισμοί	1500m από το όριο του οικισμού.
3	Οργανωμένη δόμηση Α' και Β' κατοικίας (Συναυτερισμοί)	1000m από τα όρια του σχεδίου ή της διαμορφωμένης περιοχής αντίστοιχα.
4	Ιερές Μονές	500m από τα όρια της Μονής.
5	Μεμονωμένη κατοικία (νομίμως υφιστάμενη)	Εξασφάλιση ελάχιστου επιπέδου θορύβου 45 db.

**Πίνακας 13:** Αποστάσεις από δίκτυα τεχνικής υποδομής και ειδικές χρήσεις (Παράρτημα ΙΙ – ν. ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ - ν. 2464/2008		
Ε. ΑΠΟΣΤΑΣΕΙΣ ΑΠΟ ΔΙΣΤΥΑ ΤΕΧΝΙΚΗΣ ΥΠΟΔΟΜΗΣ ΚΑΙ ΕΙΔΙΚΕΣ ΧΡΗΣΕΙΣ		
1	Κύριοι οδικοί άξονες, οδικό δίκτυο και αρμοδιότητες των Ο.Τ.Α.	Απόσταση ασφαλείας 1.5d από τα όρια της απαλλοτρίωσης της οδού ή του σιδηροδρομικού δικτύου.
2	Γραμμές υψηλής τάσεως.	Απόσταση ασφαλείας 1.5d από τα όρια της υψηλής τάσεως.
3	Υποδομές τηλεπικοινωνιών.	Κατά περίπτωση μετά από γνωμοδότηση του αρμόδιου φορέα.
4	Εγκαταστάσεις ή δραστηριότητες της αεροπλοΐας.	Κατά περίπτωση μετά από γνωμοδότηση του αρμόδιου φορέα.

**Πίνακας 14:** Αποστάσεις από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ - ν. 2464/2008		
ΣΤ. ΑΠΟΣΤΑΣΕΙΣ ΑΠΟ ΖΩΝΕΣ Η ΉΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΠΑΡΑΓΩΓΙΚΩΝ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΩΝ		
1	Αγροτική γη υψηλής παραγωγικότητας, ζώνες αναδασμού, αρδευόμενες εκτάσεις.	1.50d
2	Ιχθυοκαλλιέργειες	Απόσταση ασφαλείας 1.50d
3	Μον. Εσταυλισμένης κτηνοτροφίας	Απόσταση ασφαλείας 1.50d
4	Λατομικές ζώνες και δραστηριότητες	Κείμενη νομοθεσία
5	Λειτουργικές επιφανειακά μεταλλευτικές εξορυκτικές ζώνες και δραστηριότητες	500m
6	ΠΟΤΑ και άλλες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων τριτογενούς τομέα, θεματικά πάρκα, τουριστικοί λιμένες και άλλες θεσμοθετημένες ή διαμορφωμένες	1000m από τα όρια της ζώνης ανά περιοχή.

**Πίνακας 15:** Αποστάσεις από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων (Παράρτημα ΙΙ – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ - ν. 2464/2008		
ΣΤ. ΑΠΟΣΤΑΣΕΙΣ ΑΠΟ ΖΩΝΕΣ Η ΉΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΠΑΡΑΓΩΓΙΚΩΝ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΩΝ		
1	Αγροτική γη υψηλής παραγωγικότητας, ζώνες αναδασμού, αρδευόμενες εκτάσεις.	1.50d
2	Ιχθυοκαλλιέργειες	Απόσταση ασφαλείας 1.50d
3	Μον. Εσταυλισμένης κτηνοτροφίας	Απόσταση ασφαλείας 1.50d
4	Λατομικές ζώνες και δραστηριότητες	Κείμενη νομοθεσία
5	Λειτουργικές επιφανειακά μεταλλευτικές εξορυκτικές ζώνες και δραστηριότητες	500m
6	ΠΟΤΑ και άλλες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων τριτογενούς τομέα, θεματικά πάρκα, τουριστικοί λιμένες και άλλες θεσμοθετημένες ή διαμορφωμένες	1000m από τα όρια της ζώνης ανά περιοχή.

**Πίνακας 16:** Αποστάσεις σημείων ιδιαίτερου ενδιαφέροντος (Παράρτημα ΙV – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙV - ν. 2464/2008		
ΣΗΜΕΙΟ ΙΔΙΑΙΤΕΡΟΥ ΕΝΔΙΑΦΕΡΟΝΤΟΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΑΠΟΣΤΑΣΗ ΑΠΟ ΛΠ (χλμ) - ΕΝΤΟΣ Π.Α.Κ. - ΚΑΤΟΙΚΗΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ	
1	Το πλησιέστερο όριο των εγγεγραμμένων στον Κατάλογο Παγκόσμιας Κληρονομιάς και άλλων μείζονος σημασίας μνημείων.	6
2	Το πλησιέστερο όριο ζώνης απολύτου προστασίας λοιπών αρχαιολογικών χώρων.	6
3	Το πλησιέστερο όριο θεσμοθετημένου πυρήνα Εθνικού Δρυμού, μνημείο της φύσης, ασθητικού δάσους παρ.3,4, άρθρο 19, ν. 1650/86.	1
4	Το θεσμοθετημένο όριο παραδοσιακού οικισμού.	6
5	Τα πλησιέστερα όρια των πόλεων ή οικισμών	3
6	Το πλησιέστερο όριο θεσμοθετημένης ή διαμορφωμένης τουριστικής περιοχής.	3

**Πίνακας 17:** Ακτίνες ζωνών σημείων ιδιαίτερου ενδιαφέροντος (Παράρτημα ΙV – ΦΕΚ 2464/Β/2008)



ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV - ν. 2464/2008				
ΣΗΜΕΙΟ ΙΔΙΑΙΤΕΡΟΥ ΕΝΔΙΑΦΕΡΟΝΤΟΣ		ΑΚΤΙΝΕΣ ΖΩΝΩΝ (χλμ)		
		Α'	Β'	Γ'
1	Όρια των εγγεγραμμένων στον κατάλογο Παγκόσμιας Κληρονομιάς ν. 3028/2002	3	4.5	6
2	Όρια ζώνης απολύτου προστασίας λουπών αρχαιολογικών χώρων	0.5	3	6
3	Το πλησιέστερο όριο θεσμοθετημένου πυρήνα Εθνικού Δρυμού, μνημείο της φύσης, ασθητικού δάσους παρ.3,4, άρθρο 19, ν. 1650/86.	0.3	1	
4	Το θεσμοθετημένο όριο παραδοσιακού οικισμού.	1.5	3	6
5	Όρια: Πόλεις & οικισμοί >2000 ή οικισμοί με < 2000 που χαρακτηρίζονται ως δυναμικοί τουριστικοί ή αξιόλογοι.	1	3	
6	Όρια: Οικισμοί με < 2000 που χαρακτηρίζονται ως δυναμικοί τουριστικοί ή αξιόλογοι.	0.5	1	2
7	Όρια θεσμοθετημένης ή διαμορφωμένης τουριστικής περιοχής, τουριστικά καταλύματα	1	2	3

**Πίνακας 18:** Μέγιστη πυκνότητα ανεμογεννητριών (πλήθος ανά τ.χλμ.) (Παράρτημα IV – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΖΩΝΕΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΥΚΝΟΤΗΤΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΗΤΡΙΩΝ (ΠΛΗΘΟΣ Α/Γ ΑΝΑ Τ.ΧΑΜ.)
	ΚΑΤΟΙΚΗΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ
Α'	0
Β'	2
Γ'	4

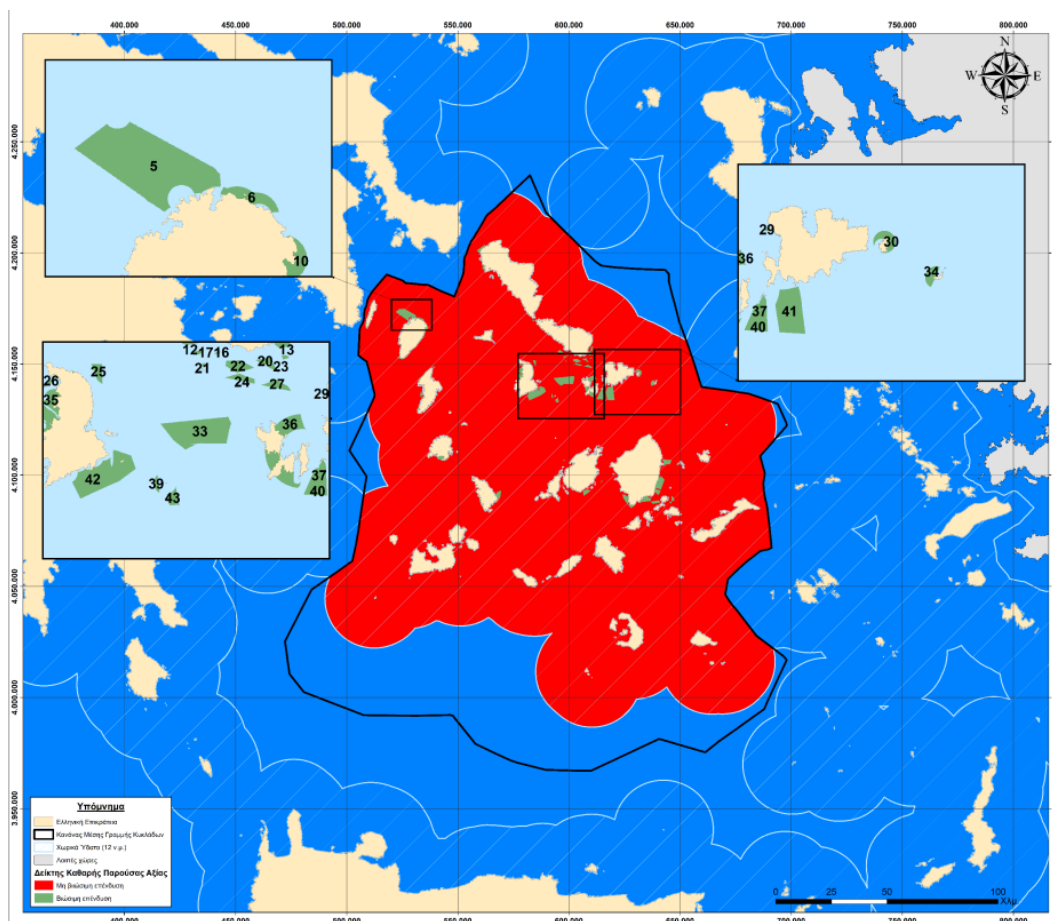
**Πίνακας 19:** Συντελεστές βαρύτητας γωνιών οπτικής κάλυψης (πλήθος ανά τ.χλμ.) (Παράρτημα IV – ΦΕΚ 2464/Β/2008)

ΖΩΝΕΣ	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΒΑΡΥΤΗΤΑΣ ΓΩΝΙΩΝ ΟΠΤΙΚΗΣ ΚΑΛΥΨΗΣ (ΠΛΗΘΟΣ Α/Γ ΑΝΑ Τ.ΧΑΜ.)
	ΚΑΤΟΙΚΗΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ
Α'	1
Β'	0.8
Γ'	0.7

Η εύρεση κατάλληλων περιοχών χωροθέτησης στο νησιωτικό σύμπλεγμα των Κυκλάδων, έχει ήδη πραγματοποιηθεί από άλλον φοιτητή και στην παρούσα εργασία θα χρησιμοποιηθούν οι χάρτες που παρουσιάζουν τις κατάλληλες επενδυτικές περιοχές χωροθέτησης ΥΑΠ που προτείνονται από την διπλωματική εργασία του Γαβαλά. Σύμφωνα με την εργασία έχουν διακριθεί τέσσερις πυλώνες σύγκρισης (πίνακας 20) των κριτηρίων οι οποίοι αφορούν τεχνικά κριτήρια, περιβαλλοντικά κριτήρια, κοινωνικά κριτήρια και κριτήρια οπτικής όχλησης. Σύμφωνα με αυτά, και με στόχο την οικονομική βιωσιμότητα του έργου, δημιουργήθηκαν 3 χάρτες με γνώμονα τον ορισμό λιγότερων ή περισσότερων αυστηρών κριτηρίων. Επειδή θέτοντας τα αυστηρότερα κριτήρια (σενάριο Α' με βαθμολογία  $\geq 9,5$ ) προκύπτουν μόνο δύο περιοχές που παρουσιάζουν οικονομική σκοπιμότητα, στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε ο χάρτης σεναρίου Β' (με βαθμολογία  $\geq 8,5$ ) σχήμα 21. (Γαβαλάς, 2022)

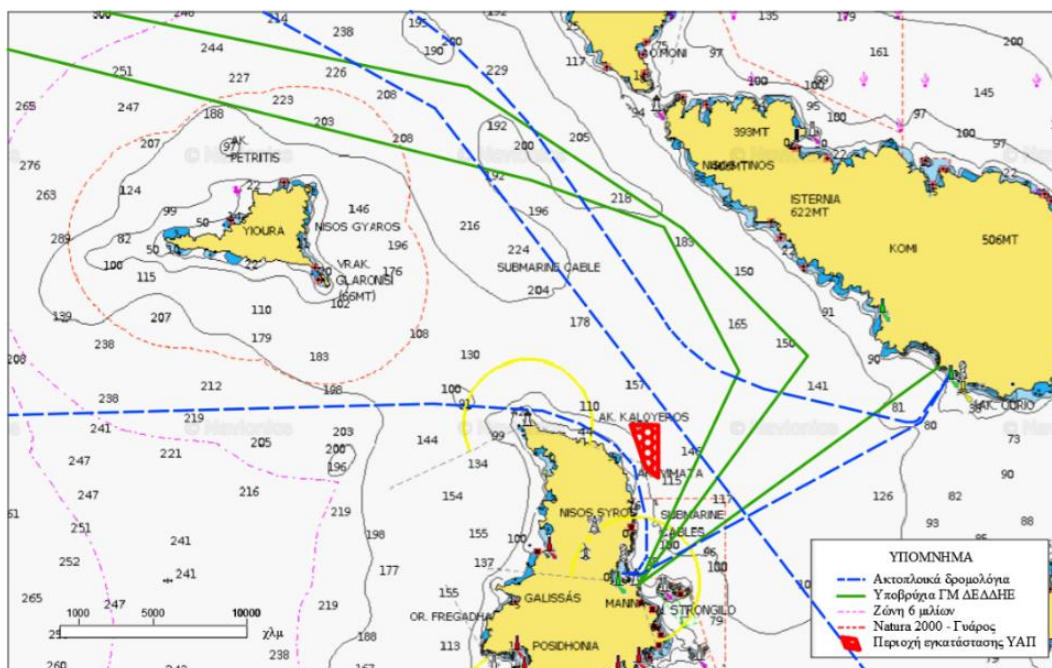
**Πίνακας 20:** Πίνακας προτεραιοτήτων για τους τέσσερις πυλώνες σύγκρισης (Γαβαλάς, 2022)

Τελική Ιεράρχηση					
	Κοιν/Πολιτ. Περιορισμοί	Οπτι.Οχλήση	Περιβ. Περιορισμοί	Τεχν. Περιορισμοί	Βάρη
Κοιν/Πολιτ. Περιορισμοί	1	1/2	2	1/5	0,104
Οπτι.Οχλήση		1	2	1/9	0,124
Περιβ. Περιορισμοί			1	1/9	0,062
Τεχν. Περιορισμοί				1	0,706



**Σχήμα 21:** Περιοχές κατάλληλες επενδυτικά για την εγκατάσταση ΘΑΠ στο Σύμπλεγμα Κυκλάδων (Γαβαλάς 2022)

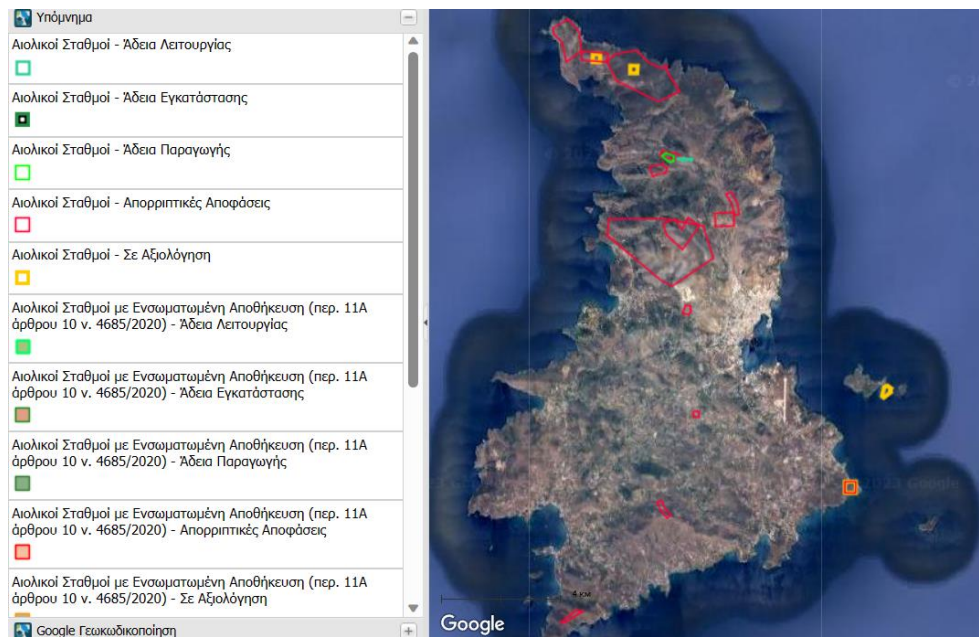
Αξιοποιώντας τα στοιχεία που συλλέχθηκαν για τον στρατηγικό σχεδιασμό ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου στον κυκλαδικό χώρο, ως περιοχή χωροθέτησης επιλέχθηκε ο θαλάσσιος χώρος βορειοανατολικά της Σύρου (σχήμα 22).



**Σχήμα 22:** Περιοχή χωροθέτησης ΥΑΠ (προσωπική επεξεργασία)

Η Σύρος αποτελεί τον πρώτο σταθμό δύο εκ των τεσσάρων καλωδίων ΓΜ που συνδέονται με τη Ηπειρωτική Ελλάδα. Για αυτό το λόγο, αποτελεί βασικό κόμβο ηλεκτροδότησης των υπολοίπων συγκοινωνούντων με αυτή νησιών και έτσι η ανάγκη ηλεκτροδότησης της Σύρου αποτελεί προτεραιότητα. Επίσης, τα καλώδια διασύνδεσης με τα υπόλοιπα νησιά ήδη υπάρχουν και έτσι δεν χρειάζονται περαιτέρω χρηματοδοτήσεις για την εγκατάσταση αυτών. Το ΥΑΠ θα συνδέεται με τον υποσταθμό της Σύρου και έπειτα το συνολικό διατιθέμενο ηλεκτρικό ρεύμα θα διοχετεύεται αναλόγως με τις ανάγκες και στις υπόλοιπες Κυκλάδες με το ήδη υπάρχον δίκτυο διασύνδεσης.

Η αντίστοιχη επιλογή εγκατάστασης χερσαίου αιολικού πάρκου για τη Σύρο είναι εξαιρετικά δύσκολη. Ήδη είναι εγκατεστημένο ένα μικρό ΧΑΠ στη βόρεια Σύρο αποτελούμενο από 4 Α/Γ Δανικής κατασκευής τύπου WINCOM 200kW οι οποίες λόγω της μικρής παραγόμενης ισχύος συνεισφέρουν μόνο στο δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ της Σύρου ένα μικρό ποσοστό. Στο σχήμα 23 φαίνονται όλα τα έργα αιολικών πάρκων στη Σύρο συμπεριλαμβανομένων και όσων έχουν απορριφθεί (κόκκινο χρώμα) και στα σχήματα 24 και 25 φαίνεται το υπάρχον αιολικό πάρκο της Σύρου που λειτουργεί έως σήμερα.



**Σχήμα 23:** Κατάσταση αιολικών εγκαταστάσεων Σύρου πηγή: ΠΑΕ



**Σχήμα 24:** Αιολικό πάρκο Σύρου σε κατάσταση λειτουργίας (ΠΑΕ)



**Σχήμα 25:** Αιολικό πάρκο Σύρου σε κατάσταση λειτουργίας (προσωπική λήψη)

Η παραγωγή του υπάρχοντος αιολικού πάρκου δεν είναι ικανή να ικανοποιήσει τις ανάγκες του νησιού, πόσο μάλλον ενεργειακές ανάγκες και γειτονικών νησιών. Με την εγκατάσταση ενός ΥΑΠ συνδεδεμένο με τον ΥΣ της Σύρου θα αποφευχθούν οι δυσκολίες εύρεσης χερσαίας επιφάνειας χωροθέτησης και θα επιτευχθεί υψηλότερη συνεισφορά στο δίκτυο ηλεκτροδότηση των Κυκλάδων.

Η επιλεγμένη τοποθεσία χωροθέτησης ικανοποιεί όλα τα κριτήρια που ορίζονται από το ΕΠΧΣΑΑ και οι συγκεκριμένες τιμές αποστάσεων αποδόθηκαν μέσω της εισαγωγής όλων των απαραίτητων χαρτών (ελληνικού κτηματολογίου, δικτύου natura 2000, ακτοπλοϊκών δρομολογίων, δίκτυο ΓΜ του ΔΕΔΔΗΕ) σε κλίμακα 1:1 στο περιβάλλον του προγράμματος AutoCAD.

Το ΥΑΠ βρίσκεται εντός των ορίων των ελληνικών χωρικών υδάτων τα οποία εκτείνονται στα 6 ναυτικά μίλια (11,11 km). Συγκεκριμένα, βρίσκεται σε απόσταση 1,4 km από τη Σύρο, 12,6 km από την Τήνο και 18,7 km από την Γυάρο. Η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου είναι 8,88 m/s σύμφωνα με το λογισμικό GlobalWindAtlas. Το βάθος της θάλασσας μετρήθηκε μέσω του προγράμματος Navionics βρίσκεται γύρω στα 125 m βάθους ικανό για τοποθέτησή των πλωτών βάσεων των ανεμογεννητριών. Η απόσταση από το δίκτυο ΥΤ του ΑΔΜΗΕ (ΥΣ Σύρου) είναι 6,4 km (μήκος καλωδίων μεταξύ του θαλάσσιου και του χερσαίου ΥΤ).

Η απόσταση της θάλασσας διέλευσης από το λιμάνι της Ερμούπολης κυμαίνεται στα 6,6 km. Το λιμάνι της Σύρου είναι το μεγαλύτερο λιμάνι των Κυκλάδων και το μοναδικό που διαθέτει ναυπηγείο (Νεώριο Σύρου). Η χρονική απόσταση του λιμανιού από το ΥΑΠ είναι μόλις 15 λεπτά με το επιβατηγό πλοίο της γραμμής.

Όπως αναφέρθηκε το ΥΑΠ βρίσκεται σε απόσταση 1,4 km από τη Σύρο το οποίο σημαίνει πως από τις απέναντι ακτές φαίνεται. Το πρόβλημα της οπτικής όχλησης μπορεί να λυθεί με την απουσία κοινού στις ακτές προσανατολισμένες προς το ΥΑΠ. Όλη η βόρεια Σύρος βρίσκεται εκτός σχεδίου πόλεως και δεν κατοικείται ως ενταγμένη στο δίκτυο natura 2000. Δεδομένου αυτού, περιορίζεται ο παράγοντας της

αισθητικής δυσαρέσκειας που δημιουργεί η θέαση του ΥΑΠ από το βόρειο άκρο του νησιού. Περαιτέρω, οπτική όχληση δεν προκαλείται ούτε στο γειτονικό νησί της Γυάρου καθώς δεν είναι κατοικήσιμο ως χαρακτηρισμένη περιοχή Natura 2000. Από τη νήσο Τήνος απέχει απόσταση περίπου 12,6 km με τις απέναντι του ΥΑΠ περιοχές να είναι αραιοκατοικημένες.

Οι αποστάσεις από τις ακτοπλοϊκές γραμμές είναι 0,7 km, 0,9 km και 4,3 km. Σύμφωνα με το ΕΠΧΣΑΑ τα όρια των αποστάσεων γνωμοδοτούνται από τον αρμόδιο φορέα. Σύμφωνα με άλλες βιβλιογραφικές αναφορές όπως των Kimetal. (2016), ορίζεται το όριο της ζώνης του ενός χιλιομέτρου από τις γραμμές ναυσιπλοΐας και οι Chraddenetal. (2016) και ο Moller (2010) θέτουν διαφορετικές ζώνες αναλόγως με τον αριθμό των διερχόμενων πλοίων. Επομένως, οι υπάρχουσες αποστάσεις από τις θαλάσσιες μεταφορές θεωρούνται δεκτές και δεν αποτελούν εμπόδιο αυτών στο υδάτινο στοιχείο.

Η θαλάσσια προστατευόμενη περιοχή που περικλείει το νησί της Γυάρου (natura 2000) δημιουργεί μια ζώνη 6 km γύρω από το νησί. Τα όρια της ζώνης αυτής απέχουν 13,4 km από το ΥΑΠ. Δεν υπάρχουν χαρακτηρισμένες ζώνες προσφυγών άγριας ζωής και διάδρομοι μετανάστευσης. Τέλος, όπως ήδη αναφέρθηκε οι γειτονικές περιοχές στην περιοχή μελέτης δεν κατοικούνται.

Σύμφωνα με το ΠΠΧΣΑΑ, η Ερμούπολη αναγνωρίζεται ως ‘διοικητικό και οικονομικό κέντρο όπως και ως πόλος επιστημών – έρευνας - καινοτομίας – επιχειρηματικότητας’. Συμπληρωματικά, η Σύρος ανήκει στην ομάδα III βάση των αναπτυξιακών κριτηρίων αξιολόγησης που θέτει το ΠΠΧΣΑΑ. Στη ομάδα III δύνανται να υλοποιηθούν στρατηγικά επενδυτικά σχέδια υπερτοπικής εμβέλειας, τα οποία εμπεριέχουν έντονο το στοιχείο της καινοτομίας (χρήση προηγμένων τεχνολογιών, κλπ.) και της συνδυαστικότητας όσον αφορά τα πεδία ενδιαφέροντος της επένδυσης. Η κατηγοριοποίηση της Σύρου στο Περιφερειακό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης εκφράζει την δυνατότητα συνύπαρξης μιας εγκατάστασης ΥΑΠ με τον χαρακτήρα και τις αναπτυξιακές προοπτικές του νησιού.

**Πίνακας 21:** Περιοχές Natura 2000 (Geodata.gov.gr)

ΤΙΤΛΟΣ	ΠΕΡΙΟΧΗ	ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ	ΚΩΔΙΚΟΣ
Νήσος Γυάρου & Θαλάσσια Ζώνη	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	26,114 εκτάρια	GR4220033
Βόρεια Σύρος & νησίδες	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	2,906 εκτάρια	GR4220032



**Σχήμα 26:** Ναυπηγείο Σύρου – Νεώρειο (ONEX Shipyards-Neorion Syros)

### 5.7 Αποδοχή αιολικών πάρκων από την τοπική κοινωνία (Ερωτηματολόγιο)

Η τοποθεσία της εγκατάστασης του αιολικού πάρκου επηρεάζει άμεσα το κόστος επένδυσης, καθώς και τις επιπτώσεις στις τοπικές κοινωνίες. Οι έντονες αντιδράσεις του κοινού μπορεί να δημιουργήσουν μεγάλα προβλήματα βάζοντας παύση στις εργασίες εγκατάστασης των Α/Γ. Αυτές οι αντιδράσεις είναι εντονότερες σε περιπτώσεις περιοχών πολιτισμικών τοπίων και περιοχές ενδιαφέροντος των τοπικών κοινωνιών.

Παράδειγμα μιας έντονης ένστασης εκ μέρους των κατοίκων πραγματοποιήθηκε στην Τήνο, το γειτονικό νησί της Σύρου, το 2020 με αφορμή την εγκατάσταση Α/Γ σε δύο χωριά του νησιού. Το τεταμένο κλίμα λόγω των ενστάσεων των κατοίκων προς την εγκατάσταση Α/Γ οδήγησε του κατοίκους σε ενεργές προσπάθειες παύσης των εργασιών εγκατάστασης μέρος των οποίων κατέληξαν στο αστυνομικό τμήμα και έπειτα στο πρωτοδικείο της Σύρου. Ταυτόχρονα, οι κάτοικοι και ο δήμος, υποστηρίζοντας κυρίως την αλλοίωση του φυσικού τοπίου, είχαν προσφύγει σε ποικίλα νομικά και ένδικα μέσα προκειμένου να ακυρωθεί η τοποθέτηση των Α/Γ. Τελικά το αίτημα ακύρωσης της κατασκευής απορρίφθηκε χωρίς να έχει αποφευχθεί η καθυστέρηση υλοποίησης του έργου και η επιβάρυνση των κατοίκων αλλά και των επενδυτών. (Εθνος, 2020)

Οι έντονες διαμαρτυρίες, που έχουν παρατηρηθεί στις Κυκλάδες, σχετικά με τη εγκατάσταση χερσαίων αιολικών πάρκων, εκφράζοντας τις ανησυχίες των κατοίκων για τις επιπτώσεις τέτοιων επενδύσεων τόσο στο νησιωτικό τοπίο, όσο και στον τουρισμό δεν είναι οι μοναδικές εκφράσεις ενστάσεων προς τα ΧΑΠ. Παραδείγματα αντίστοιχων διαμαρτυριών έχουν παρατηρηθεί και σε διεθνές επίπεδο με το κίνημα "Not in my Backyard" να εκφράζει την κοινωνική αντίθεση στα ΧΑΠ κυρίως λόγω οπτικοακουστικής όχλησης (Kaldellis et all, 2016).

Η αντίληψη του κοινού προκαλεί μεγάλη ανησυχία για την ανάπτυξη έργων τέτοιας εμβέλειας, καθώς μπορεί να καθορίσει την ανάπτυξη τους. Για το λόγο αυτό, για την ομαλή εγκατάσταση ενός τέτοιου έργου, χωρίς διαμάχες μεταξύ των επενδυτών και των τοπικών φορέων, είναι θεμιτός ο έλεγχος δειγματοληπτικών ή δημοσκοπικών ερευνών με στόχο την αξιολόγηση της αντίστασης που θα δεχτεί το έργο από τις τοπικές κοινωνίες αλλά και η ενημέρωσή αυτών σχετικά με τον θετικό ή αρνητικό αντίκτυπο των έργων. (Stephanides et al., 2019)

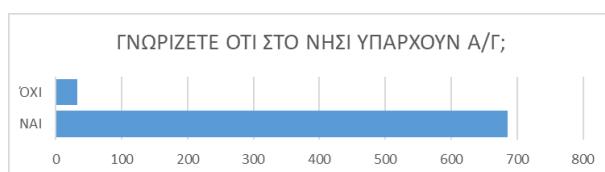
Οι εγκαταστάσεις ΥΑΠ στη χώρα μας είναι σε πρώιμο στάδιο και έτσι δεν έχουν συλλεχθεί αντίστοιχα δεδομένα κοινής γνώμης με τα ΧΑΠ. Έτσι, οι δειγματολογικές έρευνες είναι μία από τις μεθόδους συλλογής δεδομένων της κοινωνικής προσέγγισης σε θέματα εγκαταστάσεων ΥΑΠ.

Για τους λόγους που αναλύθηκαν, δημιουργήθηκε ερωτηματολόγιο, το οποίο και διανεμήθηκε στους μόνιμους και μη μόνιμους κατοίκους της Σύρου, και επικεντρώνεται στον έλεγχο των στάσεων των κατοίκων απέναντι στα αιολικά πάρκα (χερσαία και θαλάσσια) και τις γενικότερες απόψεις της τοπικής κοινωνίας για έργα αξιοποίησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως η αιολική.

Ο σχεδιασμός της δειγματοληπτικής έρευνας βασίστηκε στα εξής επίπεδα:

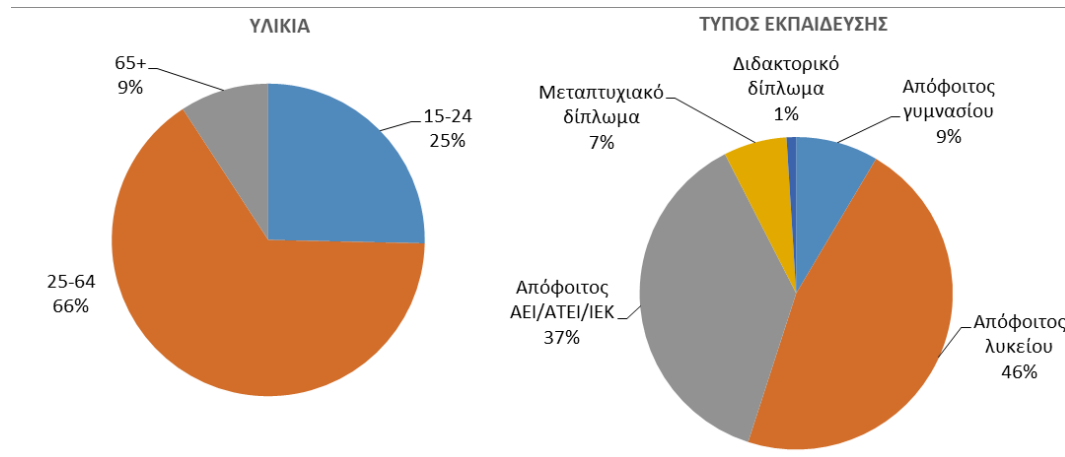
- Σαφής προσδιορισμός των στόχων της έρευνας
- Ακριβής καθορισμός του πληθυσμού του δείγματος
- Κατασκευή ερωτηματολογίου
- Τρόπος συλλογής πληροφοριών
- Εισαγωγή των δεδομένων σε Η/Υ (περιβάλλον excel)
- Ανάλυση Δεδομένων

Το δείγμα των ερωτηθέντων περιλαμβάνει 718 τυχαίους κατοίκους (610 μόνιμους και 108 μη μόνιμους) ηλικιών από 15 και άνω. Η επιλογή του δείγματος που μοιράστηκε το ερωτηματολόγιο ήταν χωρίς κάποιο επιπλέον κριτήριο και περιλαμβάνει απαντήσεις από 422 γυναίκες και 293 άντρες. Η δομή του ερωτηματολογίου είχε σκοπό τη σαφή διατύπωση ερωτήσεων με λακωνική προσέγγιση με μέσο όρο χρόνου απάντησης τα 2 λεπτά. Με τη δομή αυτή, επιτυγχάνεται η κατανόηση των ερωτήσεων, η διατήρηση της συγκέντρωσης του ερωτήσαντα και η αποφυγή βιαστικής συμπλήρωσής του ερωτηματολογίου. Τελικός στόχος είναι η συλλογή αντιπροσωπευτικών απαντήσεων των απόψεων των κατοίκων επί του θέματος.

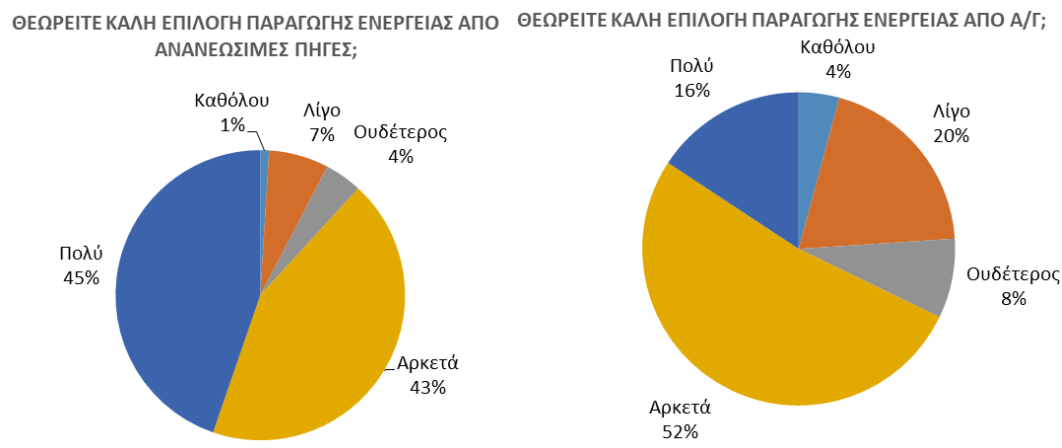


**Σχήμα 27:** Ερώτηση ερωτηματολογίου

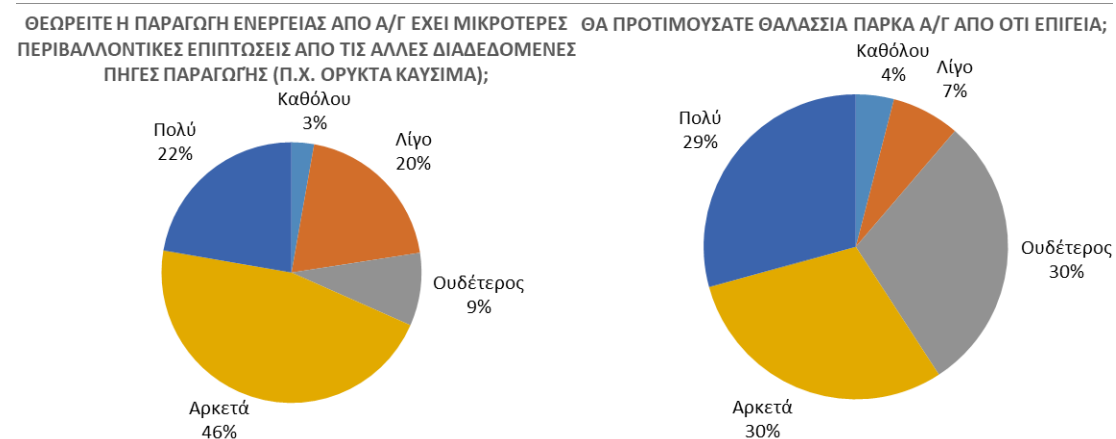




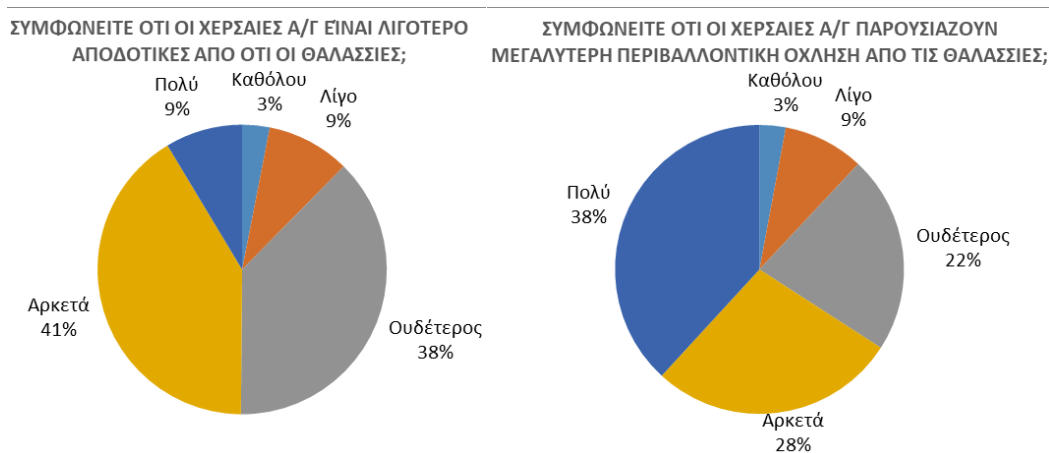
Σχήμα 28: Ερωτήσεις ερωτηματολογίου



Σχήμα 29: Ερωτήσεις ερωτηματολογίου



Σχήμα 30: Ερωτήσεις ερωτηματολογίου



Σχήμα 31: Ερωτήσεις ερωτηματολογίου



Σχήμα 32: Ερωτήσεις ερωτηματολογίου

Όπως προέκυψε από την ανάλυση των συλλεγόμενων δεδομένων, η θέση του κόσμου, η οποία έχει αποδειχθεί αρνητική σε αντίστοιχα έργα χερσαίων Α/Γ, εξαιτίας κυρίως της οπτικοακουστικής όχλησης, όσον αφορά τις υπεράκτιες Α/Γ είναι θετική. (Kaldellis et al, 2016)

Συγκεκριμένα, η συντριπτική πλειοψηφία των κατοίκων είναι ενημερωμένη για την υπάρχουσα δομή αιολικού πάρκου στο νησί. Η ανταπόκριση στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποδεικνύεται πολύ θετική (45% «πολύ», 43% «αρκετά» και 4% «ουδέτερος»), με την ανταπόκριση στην παραγωγή ενέργειας από Α/Γ, χωρίς συγκεκριμενοποίηση στον τύπο της Α/Γ, να είναι μειωμένη αλλά επίσης θετική στο 68% και με 8% απαντήσεις «ουδέτερος».

Το 68% των κατοίκων, θεωρούν πως η παραγωγή ενέργειας από Α/Γ έχει μικρότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις από ότι οι συμβατικής πηγές όπως τα ορυκτά με επιπλέον 9% ποσοστό των απαντήσεων να απαντάει «ουδέτερος». Το 55% θεωρεί πως η τιμή της ενέργειας θα επηρεαστεί θετικά με την κατασκευή Α/Γ και την συνεισφορά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο και το 11% απάντησε «ουδέτερος».

Αναφορικά με την σύγκριση επίγειων και θαλάσσιων Α/Γ υπήρξαν τρεις επί μέρους ερωτήσεις οι οποίες αφορούν την γενική προτίμηση του δείγματος μεταξύ των δύο όπως και την άποψη τους σε επίπεδο σύγκρισης απόδοσης συστήματος και σε επίπεδο οπτικής όχλησης. Τα ποσοστά απαντήσεων «ουδέτερος», σε αυτές τις τρεις ερωτήσεις ήταν αρκετά ανεβασμένα το οποίο θεωρείτε πως οφείλετε στην έλλειψη γνώσεων των κοινωνιών επί του θέματος λόγω της ελλιπής επαφής με ζητήματα που αφορούν τα ΥΑΠ.

Στην γενική ερώτηση προτίμησης μεταξύ επίγειων ή θαλάσσιων αιολικών πάρκων το 59% απάντησε πως θα προτιμούσε θαλάσσια αιολικά πάρκα (29% «πολύ» και 30% «αρκετά») και το 30% δεν έδειξε προτίμηση απαντώντας «ουδέτερος». Σε επίπεδο αποδοτικότητας Α/Γ, το 50% απάντησε πως οι θαλάσσιες Α/Γ είναι πιο αποδοτικές και το 38% δεν εξέφρασε άποψη απαντώντας «ουδέτερος». Τέλος, το 66% του δείγματος θεωρεί πως οι χερσαίες Α/Γ παρουσιάζουν μεγαλύτερη οπτική όχληση με το αξιοσημείωτο ποσοστό του 38% να απαντάει «πολύ», το 28% «αρκετά» και το 22% «ουδέτερος».

Από το σύνολο του δείγματος το 7% εξέφρασε πως έχει πολύ ισχυρές απόψεις επί του θέματος, το 43% πως έχει αρκετά υψηλές και το 50% πως είναι ουδέτερο ή έχει χαμηλές έως καθόλου ισχυρές απόψεις.

Η μακροσκοπική προσέγγιση των δεδομένων μας δείχνει πως η συντριπτική πλειοψηφία των ερωτηθέντων είναι υποστηρικτική ή ουδέτερη προς τις θαλάσσιες εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών. Αντίστοιχες έρευνες σχετικά με την γνώμη του κόσμου σε τοπικές κοινωνίες όπως η Κρήτη και η Τήλος έχουν πραγματοποιηθεί και έχουν καταλήξει σε παρόμοια συμπεράσματα (Stephanides et all, 2019).

Οι σημαντικές ανησυχίες σχετικά με την αποδοχή των χερσαίων αιολικών πάρκων από τις τοπικές κοινωνίες έχει ωθήσει την ερευνητική κοινότητα σε προσπάθειες αξιολόγησης της κοινωνικής αποδοχής των υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Η υπεράκτια αιολική ενέργεια θα μπορούσε να βοηθήσει τα νησιά στην προσπάθεια επίτευξης μεγαλύτερης ενεργειακής αυτάρκειας και άλλων συνεπακόλουθων θετικών αποτελεσμάτων που έχουν αναφερθεί σε προηγούμενα κεφάλαια.

Η ενημέρωση των τοπικών κοινωνιών σε αντίστοιχα θέματα μπορεί να συμβάλει στην αποφυγή συγκρούσεων μεταξύ αυτών και των επενδυτών αλλά και στην συνεισφορά απόψεων εκ μέρους του τοπικού συνόλου των κατοίκων στο διάλογο, καθιστώντας τους «ισότιμους» συνομιλητές σε θέματα που αφορούν το περιβάλλον, το τοπίο και τις περιβαλλοντικές υποδομές. Για αυτό το λόγο, στο ΠΠΧΣΑΑ της περιφέρειας νοτίου Αιγαίου, προβλέπονται προγράμματα ενημέρωσης για τους κατοίκους των νησιών (Ενημέρωση - ευαισθητοποίηση, προβολή – προώθηση), με έμφαση στις νέες ενεργειακές τεχνολογίες και στα συστήματα περιβαλλοντικής διαχείρισης όπως και προγράμματα δράσεων ενημέρωσης για την προστασία του θαλάσσιου περιβάλλοντος. Με αυτές τις δράσεις στοχεύεται η άμβλυνση της αναποτελεσματικότητας γενικευμένων αντιδράσεων για περιβαλλοντικούς λόγους.

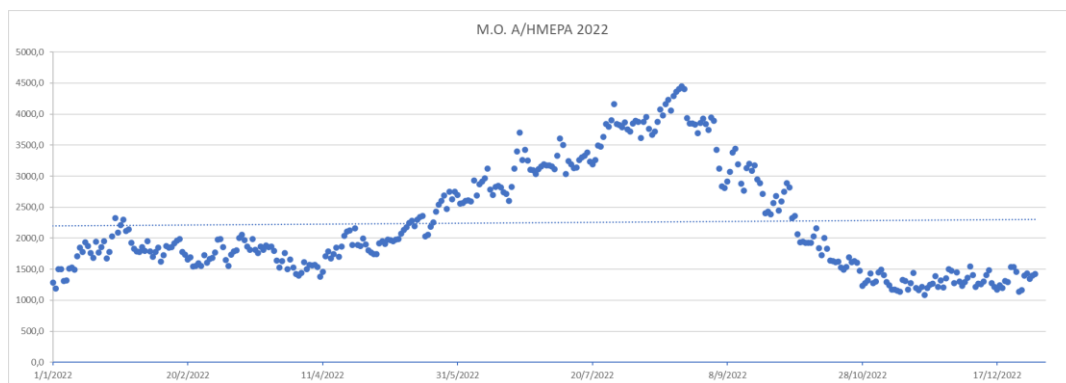
### 5.8 Καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας

Για τον σχεδιασμό του έργου ΥΑΠ είναι απαραίτητος ο ορισμός του μεγέθους της απαιτούμενης ισχύς σχεδιασμού. Η ισχύ σχεδιασμού ( $P_d$ ), όπως σε όλα τα έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αναφέρεται στην οριακή ισχύ ( $P_{d,peak}$ ), δηλαδή στην μέγιστη τιμή ισχύος που θα μπορεί να συνεισφέρει το πάρκο στο ηλεκτρικό δίκτυο. Η ισχύ που μας ενδιαφέρει είναι η ενεργός ή πραγματική ισχύ, δηλαδή η ηλεκτρική ενέργεια ανά δευτερόλεπτο που παράγει πραγματικό έργο (μετατρέπεται σε ωφέλιμο έργο) και μετριέται σε Watt (W).

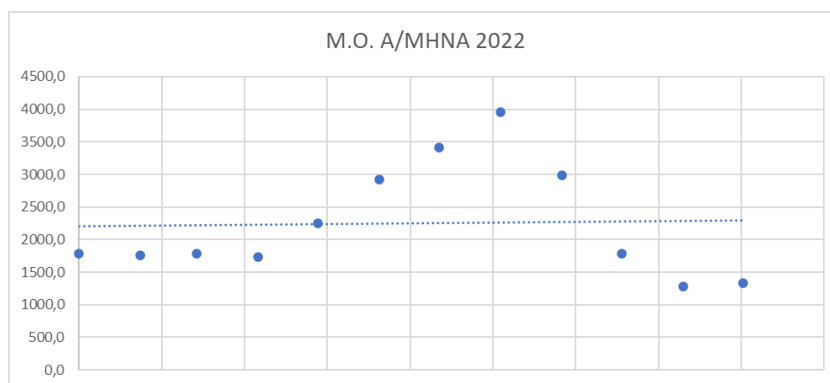
Για τον υπολογισμό της ενεργού ισχύος σχεδιασμού αρχικά υπολογίστηκε η ισχύς που αντιστοιχεί στα φορτία κατανάλωσης του έτους 2022.

Η συλλογή των δεδομένων των φορτίων ήταν εφικτή μέσω της επικοινωνίας με τα κεντρικά γραφεία του ΔΕΔΔΗΕ και την απευθείας προώθησης των ωριαίων καταγραφών έντασης ρεύματος (I) σε Amberg, σε περιβάλλον excel, των τεσσάρων ΥΣ (Σύρου, Μυκόνου, Πάρου, Νάξου) για το έτος 2022 (έτος καταναλώσεων μετά τη λήξη της πανδημίας). Η ένταση του ρεύματος είναι μεταβλητή στο χρόνο. Τα δεδομένα φορτίων για κάθε ΥΣ περιλαμβάνουν: ωριαίους μέσους όρους, ωριαίες μέγιστες τιμές, ωριαίες ελάχιστες τιμές. Οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία ήταν η στήλη ωριαίων μέσων όρων έντασης ρεύματος.

Η χρονοϊστορία έντασης ρεύματος με ωριαίο βήμα αποτελούνταν από 8.760 δεδομένα (ώρες ενός έτους) των οποίων το διάγραμμα χρονοϊστορίας λόγω του μεγέθους του δεν αποτελεί καλή οπτικοποίηση των φορτίων των καταναλώσεων. Στο σχήμα 33 παρουσιάζονται οι μέσες τιμές έντασης ρεύματος για τις 365 μέρες του έτους 2022 και στο σχήμα 34 οι μέσες τιμές ανά μήνα. Παρατηρούμε πως οι μέρες με τις υψηλότερες καταναλώσεις παρουσιάζονται τους θερινούς μήνες και συγκεκριμένα τον Αύγουστο. Η μέρα με την υψηλότερη κατανάλωση ήταν η 22/08/2022 με ημερήσια φορτία 4449 A εμφανίζοντας και τη μεγαλύτερη ωριαία ένταση ρεύματος στα 5.355,4 A στις 20:00 όπου όλα τα μαγαζιά είναι ανοιχτά και ο κόσμος έχει γυρίσει από τη θάλασσα. Αντίστοιχα, ο μήνας με τη μικρότερη κατανάλωση ήταν ο Νοέμβριος όπου στις 20 του μηνός παρουσίασε τη χαμηλότερη κατανάλωση του έτους στα 1.084 A με την χαμηλότερη ωριαία τιμή στις 05:00 το πρωί στα 768 A.



**Σχήμα 33:** Χρονοϊστορία μέσων τιμών έντασης ρεύματος ανά ημέρα του έτους 2022 (προσωπική επεξεργασία)



**Σχήμα 34:** Χρονοϊστορία μέσω τιμών έντασης ρεύματος ανά μήνα του έτους 2022 (προσωπική επεξεργασία)

Οι ΥΣ οι οποίοι θα λαμβάνουν φορτία από το υπό μελέτη ΥΑΠ είναι οι τέσσερις σταθμοί που αναφέρθηκαν, δηλαδή οι ΥΣ της Σύρου, της Μυκόνου, της Νάξου και της Πάρου. Τα φορτία του ΥΣ της Τήνου δεν λαμβάνονται υπόψη για την αποφυγή υπερχειλισμού. Συγκεκριμένα, οι καταναλώσεις της νήσου Τήνου ικανοποιούνται κυρίως από τη σύνδεσή της με την Άνδρο και επομένως το καλώδιο ΓΜ Σύρου-Τήνου λειτουργεί εφεδρικά στο βρογχωτό δίκτυο του ΑΔΜΗΕ.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, τα νησιά που λαμβάνουν φορτία μέσω του δικτύου ΥΤ του ΑΔΜΗΕ στους υποσταθμούς τους, προωθούν μέρος των φορτίων σε μικρότερα, κοντινά νησιά μέσω του δικτύου μέσης τάσης του ΔΕΔΔΗΕ. Οι τιμές των ηλεκτρικών φορτίων που καταγράφονται στους ΥΣ και θα χρησιμοποιηθούν στην παρούσα εργασία, συμπεριλαμβάνουν όλα τα φορτία που διοχετεύονται στο δίκτυο διανομής του ΔΕΔΔΗΕ από τον εκάστοτε ΥΣ και επομένως και των συνδεδεμένων γειτονικών, μικρότερων νησιών. Το δίκτυο που θα τροφοδοτεί το υπό μελέτη ΥΑΠ φαίνεται στο σχήμα 35.



**Σχήμα 35:** Διασυνδεδεμένα νησιά με τον ΥΣ της Σύρου μέσω του δικτύου του ΑΔΜΗΕ και του ΔΕΔΔΗΕ (προσωπική επεξεργασία)

Σχέσεις που χρησιμοποιηθήκαν για τον υπολογισμό της ενεργούς ισχύος (P):

Οι σχέσεις που χρησιμοποιήθηκαν σε αυτό το υποκεφάλαιο όπως και η θεωρία που βασίζονται στηρίχθηκαν στο βιβλίο ηλεκτροτεχνίας Β' & Γ' λυκείου του ΕΠΑΛ.

Ανεξαρτήτου από τον τρόπο σύνδεσης των καταναλωτών (σύνδεση αστέρα, σύνδεση τρίγωνου) σε ένα ισορροπημένο τριφασικό σύστημα, το οποίο διαπερνάται από εναλλασσόμενο ρεύμα (A.C.), η πραγματική ισχύς δίνεται από τη σχέση:

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos\phi \quad (5.1)$$

Όπου:

V: η πολική τάση (η τάση μεταξύ των αγωγών φάσης της γραμμής)(Μονάδα μέτρησης: Volt)

I: το ρεύμα που διαρρέει κάθε αγωγό φάσης της γραμμής (Μονάδα μέτρησης: Amper)

$\cos\phi$ : ο συντελεστής ισχύος

$\phi$ : η διαφορά φάσης μεταξύ τάσης (V)και έντασης ρεύματος (I)

(Βουρνάς, 2009)

Μεθοδολογία υπολογισμού ενεργού ισχύος (P)καταναλώσεων 2022:

1. Άθροισμα των ωριαίων μέσων όρων φορτίων των τεσσάρων ΥΣ. Σε αυτό το βήμα από τις 4 χρονοιστορίες (των 4 ΥΣ) προκύπτει μία που εκφράζει τα

φορτία καταναλώσεων για το σύνολο των νησιών που θα ηλεκτροδοτούνται από το ΥΑΠ.

- Υπολογισμός μέσου όρου, μέγιστης τιμής, ελάχιστης τιμής της χρονοιστορίας φορτίων (πίνακας 22).
- Υπολογισμός ενεργού ισχύος για κάθε μία από τις τρεις περιπτώσεις (πίνακας 22). Τυπικές τιμές για το δίκτυο διανομής του ΔΕΔΔΗΕ είναι τα 15.000V και ο συντελεστής ισχύος ίσος με 0,95.

**Πίνακας 22:** Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για το σύνολο των υποσταθμών, προσωπική επεξεργασία

	<b>Ρεύμα I (Ampere)</b>	<b>Πολική Τάση V (Volt)</b>	<b>Ενεργός Ισχύ P (MW)</b>
<b>MAX</b>	5.355	15.000	139
<b>M.O.</b>	2.253	15.000	59
<b>MIN</b>	768	15.000	20

Η ίδια διαδικασία υπολογισμού πραγματοποιήθηκε και για τον υπολογισμό των μεγεθών για κάθε ΥΣ ξεχωριστά (πίνακας 23,...,26).

**Πίνακας 23:** Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Πάρου (προσωπική επεξεργασία)

	<b>Ρεύμα I (Ampere)</b>	<b>Πολική Τάση V (Volt)</b>	<b>Ενεργός Ισχύ P (MW)</b>
<b>MAX</b>	1.509	15000	39
<b>M.O.</b>	585	15000	15
<b>MIN</b>	167	15000	4

**Πίνακας 24:** Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Νάξου (προσωπική επεξεργασία)

	<b>Ρεύμα I (Ampere)</b>	<b>Πολική Τάση V (Volt)</b>	<b>Ενεργός Ισχύ P (MW)</b>
<b>MAX</b>	1.060	15000	28
<b>M.O.</b>	357	15000	9
<b>MIN</b>	91	15000	2

**Πίνακας 25:** Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Μυκόνου (προσωπική επεξεργασία)

	<b>Ρεύμα I</b>	<b>Πολική Τάση V</b>	<b>Ενεργός Ισχύ P</b>
	<b>(Ampere)</b>	<b>(Volt)</b>	<b>(MW)</b>
<b>MAX</b>	2.162	15000	56
<b>M.O.</b>	897	15000	23
<b>MIN</b>	223	15000	6

**Πίνακας 26:** Μέσοι όροι, μέγιστες και ελάχιστες τιμές ρεύματος, πολικής τάσης και ενεργούς ισχύος για το έτος 2022, για τον ΥΣ της Σύρου (προσωπική επεξεργασία)

	<b>Ρεύμα I</b>	<b>Πολική Τάση V</b>	<b>Ενεργός Ισχύ P</b>
	<b>(Ampere)</b>	<b>(Volt)</b>	<b>(MW)</b>
<b>MAX</b>	814	15000	21
<b>M.O.</b>	414	15000	11
<b>MIN</b>	154	15000	4

Με γνώμονα τις υπολογισμένες τιμές ισχύος των καταναλώσεων του 2022 από τους ΥΣ της Σύρου, της Πάρου, της Μυκόνου και της Νάξου, την δρομολογούμενη Δ' φάση της διασύνδεσης με τα νησιά της Σερίφου, της Μήλου, της Φολεγάνδρου και της Θύρας όπως και την άνοδο των τουριστικών εισροών επιλέχθηκε ως οριακή ισχύ σχεδιασμού ( $P_{d,peak}$ ), η ενεργός ισχύς των 125MW, η οποία είναι η μέγιστη ισχύ που μπορεί να παράξει η τοποθεσία λόγω της επιφάνειάς της. Σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση 1958/Β'21/13.1.2012, το υπό μελέτη ΥΑΠ κατατάσσεται στην υποκατηγορία Α1 των έργων ηλεκτροπαραγωγής από αιολική ενέργεια αφού παράγει ισχύ  $\geq 60$  MW.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε το 2022 από τα νησιά που έχουν αναφερθεί ήταν 512.732 MWh (δηλαδή χωρίς την συμπερίληψη των νησιών της Δ' φάσης). Η τιμή υπολογίστηκε από τα συλλεγόμενα δεδομένα του ΔΕΔΔΗΕ, με άθροισμα της χρονοϊστορίας της πραγματικής ισχύος ανά ώρα του έτους 2022 η οποία παράχθηκε από τη χρονοϊστορία έντασης ηλεκτρικού ρεύματος με την σχέση 5.1. Αντίστοιχα, με την παραδοχή ότι το ΥΑΠ θα παράγει τη  $P_{d,peak}$  όλες τις μέρες του έτους η ενέργεια που θα παράγει αντιστοιχεί σε 1.095.000 MWh. Στην πραγματικότητα, το ΥΑΠ δεν θα παράγει τη μέγιστη ισχύ αλλά πολύ μικρότερη. Η πραγματική παραγόμενη ενέργεια θα υπολογιστεί στο στάδιο της μελέτης οικονομικής βιωσιμότητας μέσω του προγράμματος RETScreen Expert χρησιμοποιώντας τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής. Θεμιτό για τον επενδυτή είναι να λειτουργούν όλες οι ανεμογεννήτριες και να τροφοδοτούν το δίκτυο κάθε ώρα του έτους.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 ΜΕΛΕΤΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΥΑΠ ΚΑΙ ΥΒΣ

### 6.1 Καθορισμός τεχνικών προδιαγραφών και διάταξης

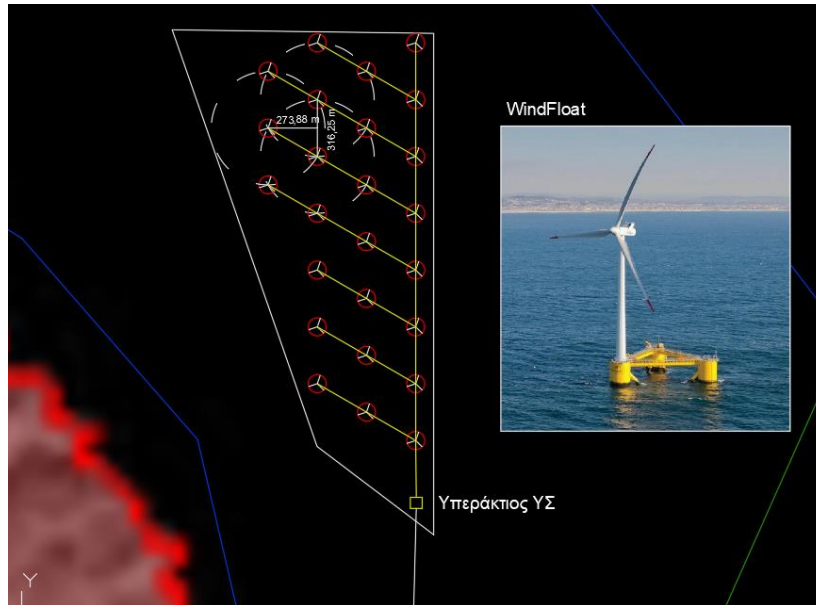
Η επιλεγμένη περιοχή για τοποθέτηση του ΥΑΠ, όπως έχει αναλυθεί, δεν εμπίπτει σε κριτήρια αποκλεισμού χωροθέτησης. Ταυτόχρονα, διαθέτει καλό υπεράκτιο αιολικό και κυματικό δυναμικό, το οποίο παρουσιάζει σαφή επιρροή στην οικονομική βιωσιμότητα. Επίσης, διαθέτει ναυπηγική βάση σε κοντινή απόσταση, το οποίο αποτελεί ισχυρό προβάδισμα συγκριτικά με τις υπόλοιπες τοποθεσίες των Κυκλάδων και δεν παρουσιάζει οπτική όχληση στις γύρω περιοχές.

Στο υπό μελέτη ΥΑΠ επιλέγησαν 25 Α/Γ τύπου Repower Offshore, τυπικής κατασκευής, ισχύος 5 MW, με διάρκεια ζωής 25 ετών. Τα στοιχεία της Α/Γ δίνονται από τον κατασκευαστή της, που είναι η Winergy και καθορίζουν: διάμετρο του ρότορα 126 m (D), περιοχή σάρωσης 12.469 m, ύψος πύργου 100 m. Ως κατασκευή της πλωτής πλατφόρμας με την Α/Γ επιλέχθηκε η WindFloat (τύπος semisubmersible) η οποία συνηθίζεται να έχει πρόσδεση στο βυθό με 4 καλώδια.

Η διάταξη του ΥΑΠ αποτελείται από 25 Α/Γ σε μεταξύ τους απόσταση ίση με περίπου 2,5D (316,25 m). Λαμβάνοντας υπόψη το σχήμα της περιοχής χωροθέτησής τους και με σκοπό την ελαχιστοποίηση της επιφάνειας χωροθέτησης, μετά την τοποθέτηση της πρώτης γραμμής Α/Γ, οι Α/Γ της επόμενης γραμμής, τοποθετήθηκαν στην τομή των νοητών κύκλων ακτίνας 2,5D με κέντρα τις Α/Γ της πρώτης σειράς (σχήμα 36).

Η έκταση της υπεράκτιας εγκατάστασης Α/Γ εκτιμάται σε περίπου 1,3 km<sup>2</sup> με τον υπεράκτιο υποσταθμό να τοποθετείται σε πλατφόρμα έδρασης semisubmersible απόστασης 316 m από την κοντινότερη Α/Γ και 6,4 m από τον χερσαίο ΥΣ ΥΤ ΜΤ της Σύρου.

Η συγκεκριμένη δομή με όλα τα επιμέρους χαρακτηριστικά χρησιμοποιήθηκε και στην περίπτωση υβριδικού συστήματος ενσωμάτωσης μετατροπών κυματικής ενέργειας στο WindFloat, δηλαδή την εγκατάσταση WindWaveFloat (WWF). Συγκεκριμένα, στο σενάριο υβριδικού συστήματος ενσωματώνονται σε κάθε πλωτή πλατφόρμα 2 συσκευές στηλών ταλαντευόμενου νερού (OWC), στους δύο εκ των τριών κυκλίνδρων της πλατφόρμας που δεν φέρουν την τουρμπίνα της Α/Γ. Επομένως, συνολικά τοποθετούνται 50 συσκευές μετατροπής κυματικής ενέργειας, με δυνατότητα παραγωγής 400 kW η καθεμία και εκμεταλλεζόμενου πλάτους κύματος 10 m. Η συνολική συνεισφορά των συσκευών στην παραγόμενη ισχύ φτάνει τα 20 MW.



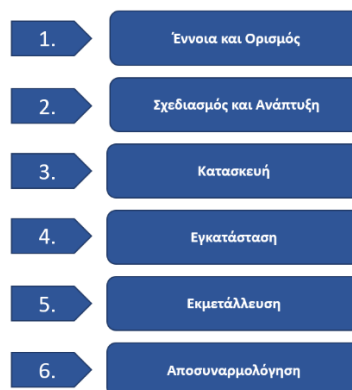
**Σχήμα 36:** Δομή ΥΑΠ σε περιβάλλον AutoCad (προσωπική επεξεργασία)

## 6.2 Γενική μεθοδολογία

Η μεθοδολογία που ακολουθείται για την υλοποίηση της μελέτης οικονομικής βιωσιμότητας του υπό μελέτη ΥΑΠ και ΥΒΣ, είναι η ίδια και χωρίζεται σε δύο σκέλη. Επειδή η μεθοδολογία είναι όμοια, η ανάλυση της μεθοδολογίας θα αναλυθεί μόνο για την περίπτωση του αιολικού πάρκου.

Αρχικά, το πρώτο σκέλος αφορά τον υπολογισμό του κόστους του κύκλου ζωής του έργου και το δεύτερο στον υπολογισμό χρηματοοικονομικών δεικτών αξιολόγησης της οικονομικής βιωσιμότητάς του.

Ο υπολογισμός του κόστους του κύκλου ζωής βασίζεται στα έξι βασικά στάδια του κύκλου ζωής του έργου (σχήμα 37). (Castro-Santos et al, 2016)

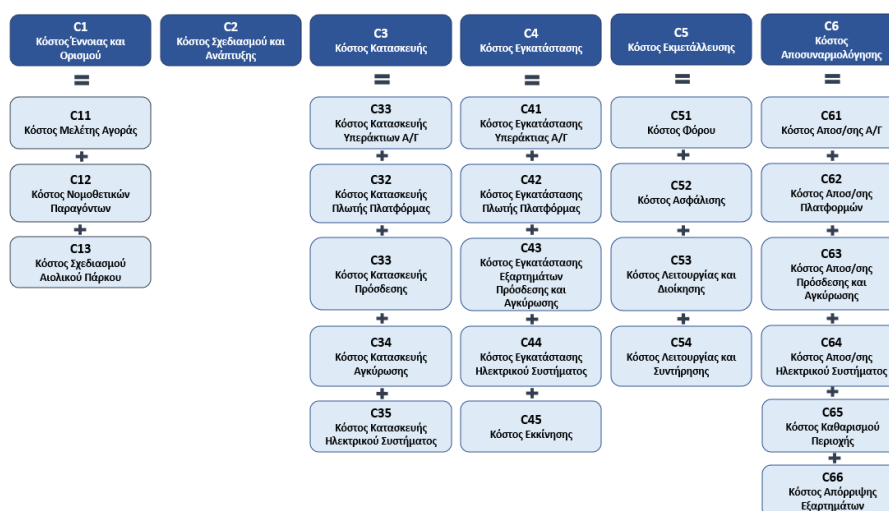


**Σχήμα 37:** Κύκλος ζωής ΥΑΠ (Castro-Santos et al, 2016 – προσωπική επεξεργασία)

Κάθε μία από τις έξι φάσεις του κύκλου ζωής του έργου, αντιστοιχεί σε ένα κόστος, το οποίο αποτελείται από επιμέρους κόστη, επιτυγχάνοντας τη λεπτομερή ανάλυση των οικονομικών δαπανών, που διαμορφώνουν το τελικό αναγκαίο κόστος του κύκλου ζωής του έργου. Για τον υπολογισμό των επιμέρους κοστών προσδιορίζονται ποικίλες παράμετροι οι οποίες μέσω αλευρικών σχέσεων τα συνθέτουν.

Το συνολικό κόστος (σε €)εκφράζεται από το άθροισμα των έξι επιμέρους κοστών και περιλαμβάνει το Σύστημα Κόστους Κύκλου Ζωής (LCS) του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου.(Castro-Santos et all, 2016)

$$LCS_{FOWF} = C1 + C2 + C3 + C4 + C5 + C6 \quad (6.1)$$



**Σχήμα 38:** Κύκλος ζωής του ΥΑΠ (Castro-Santos et al, 2016 - προσωπική επεξεργασία)

Η ανέγερση ενός ΥΑΠ αποτελεί μια αρκετά μεγάλη επένδυση. Αν η επενδυτική ιδέα θεωρηθεί ενδιαφέρουσα από τον επενδυτή, θεωρείται απαραίτητη η εκπόνηση μελέτης οικονομικής βιωσιμότητας.

Σε αυτό το πλαίσιο, μετά τον υπολογισμό του συνολικού πραγματικού κόστους, σε €, υπολογίζονται κάποιοι οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης όπως: η καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value) (NPV), ο εσωτερικός ρυθμός ή συντελεστής απόδοσης (Internal Rate of Return) (IRR) και η περίοδος αποπληρωμής (Discounted Pay - Back Period) (DPBP). Η βελτιστοποίηση αυτών των δεικτών αποτελεί προτεραιότητα για τις εταιρίες εκμετάλλευσης, αφού επιδιώκουν να προσδιορίσουν αν είναι οικονομικά ωφέλιμη ή όχι η υπό έλεγχο εγκατάσταση εκμετάλλευσης αιολικής ενέργειας (Miller et all, 2017).

Για τη οικονομική σύγκριση της εγκατάστασης ΥΑΠ με το υβριδικό πάρκο συνδυασμού αιολικής και κυματικής ενέργειας, χρησιμοποιήθηκε το ισοπεδωμένο, ισοσταθμισμένο ή οριακό κόστος ενέργειας (LCOE), σε €/MWh (Bruck et all, 2018).

### 6.3 Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής ΥΑΠ και ΥΒΣ

#### 6.3.1 Μεθοδολογία υπολογισμού

##### Κόστος έννοιας και ορισμού (C1)

Το κόστος έννοιας και ορισμού λαμβάνει υπόψη σε όλες τις προκαταρκτικές μελέτες απαραίτητες πριν την αρχή δημιουργίας του πλωτού ΥΑΠ, όπως: μελέτες σχετικά με το αιολικό δυναμικό, μελέτες οικονομικής βιωσιμότητας και μελέτες περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

Το κόστος C1 αποτελεί το άθροισμα τριών μικρότερων κοστών:

$$C1 = C11 + C12 + C13 \quad (6.2)$$

Όπου:

- 1) Αρχικά, το κόστος μελέτης αγοράς (C11) ισούται με το κόστος της μελέτης οικονομικής σκοπιμότητας ( $C_{em}$ ). Η μελέτη αυτή, προσδιορίζει αν το ΥΑΠ στην συγκεκριμένη υπό μελέτη περιοχή είναι οικονομικά βιώσιμο.

$$C11 = C_{em} \quad (6.3)$$

- 2) Το κόστος των νομοθετικών παραγόντων (C12) προσδιορίζεται σύμφωνα με τα νομοθετικά κόστη ( $C_{taxes}$ ) της χώρας όπου θα εγκατασταθεί το αιολικό πάρκο, όπως, με τον αριθμό των Α/Γ (NWT) όπως και με την τιμή της εννιαίας ισχύς τους (PWT). Η παράμετρος  $C_{taxes}$ , σχετίζεται με τους φόρους περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων όπως και με την έκκριση της άδειας εγκατάστασης του πλωτού ΥΑΠ.

$$C12 = C_{taxes} \times NWT \times PWT \quad (6.4)$$

- 3) Το κόστος σχεδιασμού (C13) βασίζεται κυρίως στην επιλογή της θέσης του ΥΑΠ. Συγκεκριμένα, το κόστος αυτό περιέχει την μελέτη των υπαιράκτιων αιολικών πόρων. Συγκεκριμένα, περιέχει το κόστος μετεωρολογικής κατασκευής ( $C_{emet}$ ), των μετεωρολογικών αισθητήρων ( $C_{smet}$ ) και το κόστος κάποιων επιπρόσθετων μετεωρολογικών πτυχών ( $C_{samet}$ ). Επίσης, αποτελείται από το κόστος της μελέτης χαρακτηρισμού του βυθού, δηλαδή της γεωτεχνικής μελέτης ( $C_{lm}$ ), η οποία εξαρτάται από τις παραμέτρους NWT και PWT, δηλαδή από το μέγεθος του πλωτού ΥΑΠ.

$$C13 = C_{emet} + C_{smet} + C_{samet} + C_{lm} \times NWT \times PWT \quad (6.5)$$

(Castro-Santos and Diaz-Casas, 2014)

Στη περίπτωση που στο πρώτο στάδιο, του κύκλου ζωής του έργου, βγουν θετικά συμπεράσματα για την μελέτη οικονομικής σκοπιμότητας, μπορεί να ακολουθήσουν οι απαραίτητες διαδικασίες των υπόλοιπων σταδίων.

##### Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης (C2)

Το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης ( $C_2$ ) περιλαμβάνει το κόστος της λεπτομερών τεχνικών μηχανικών προδιαγραφών του ΥΑΠ, δηλαδή εξαρτάται από το κόστος της λεπτομερούς μηχανικής ανά μονάδα ( $C_{ga}$ ), όπως και τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων Α/Γ ( $NWT$ ) και την ισχύ ανά κάθε μονάδα Α/Γ ( $PWT$ ).

Αυτό το στάδιο περιλαμβάνει για παράδειγμα, τον υπολογισμό της απόστασης μεταξύ των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών, τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων Α/Γ, τη διάσταση των ηλεκτρικών καλωδίων, τον υπολογισμό της μάζας των αγκυρώσεων και κάποια υλικοτεχνικά ζητήματα της εγκατάστασης και της κατασκευής της αιολικής μονάδας, όπως την απόσταση του ΥΑΠ από το ναυπηγείο ή το λιμάνι.

$$C_2 = C_{ga} \times NWT \times PWT \quad (6.6)$$

### Κόστος κατασκευής ( $C_3$ )

Το κόστος κατασκευής ( $C_3$ ) του ΥΑΠ υπολογίζεται αθροίζοντας τα κόστη κατασκευής των επιμέρους εξαρτημάτων του, τα οποία είναι: η υπεράκτια Α/Γ (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., 2016),

$$C_3 = C_{31} + C_{32} + C_{33} + C_{34} + C_{35} \quad (6.7)$$

Όπου:

- 1) Το κόστος κατασκευής των υπεράκτιων Α/Γ ( $C_{31}$ ) υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη τον αριθμό τους ( $NWT$ ), την ισχύ για κάθε μονάδα Α/Γ ( $PWT$ ) και το κόστος ανά MW κάθε ανεμογεννήτριας σε €/MW ( $CMW$ ).

$$C_{31} = PWT \times NWT \times CMW \quad (6.8)$$

- 2) Το κόστος κατασκευής των υπεράκτιων πλατφορμών ( $C_{32}$ ), περιλαμβάνει δύο κόστη πλατφορμών: το κόστος της βασικής πλωτής πλατφόρμας των Α/Γ (floating offshore wind platform) ( $C_{321_{pgenerator}}$ ), το οποίο εξαρτάται από τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων Α/Γ ( $NWT$ ) και το κόστος της πλωτής πλατφόρμας υπεράκτιου υποσταθμού (floating offshore substation platform) ( $C_{322_{psub}}$ ), το οποίο εξαρτάται από τον αριθμό των πλωτών πλατφορμών υπεράκτιων υποσταθμών ( $P_{sub}$ ).

$$C_{32} = C_{321_{pgenerator}} \times NWT + C_{322_{psub}} \times P_{sub} \quad (6.9)$$

Το κόστος της πλωτής πλατφόρμας της Α/Γ ( $C_{321_{pgenerator}}$ ) υπολογίζεται σύμφωνα με τις δραστηριότητες που θα λάβουν θέση στο ναυπηγείο που θα κατασκευαστεί και λαμβάνει υπόψη τα κόστη των υλικών ( $C_{MAT}$ ), την άμεση

αμοιβή των εργαζομένων ( $C_{DLplat}$ ), το κόστος δραστηριότητας ( $C_{ACT}$ ) και το βιομηχανικό κέρδος ( $B_i$ ).

$$C_{321_{ipgenerator}} = (C_{MAT} + C_{DLplat} + C_{ACT}) \times (1 + B_i) \quad (6.10)$$

Το κόστος των υλικών ( $C_{MAT}$ ), εξαρτάται από τη μάζα της πλατφόρμας ( $m_{platform}$ ), τη βυθισμένη επιφάνεια κάτω από τον ίσαλο της πλατφόρμας ( $S_{ov}$ ), το εμβαδό της επιφάνειας που βρίσκεται άνω του ίσαλου και δεν βρέχεται ( $S_{om}$ ) και το κόστος, το κόστος χάλυβα σε €/τόνο ( $C_{steel}$ ).

$$C_{MAT} = f(m_{platform}, S_{ov}, S_{om}, S_i, C_{steel}) \quad (6.10)$$

Το κόστος της άμεσης εργασίας ( $C_{DLplat}$ ), εξαρτάται από τη βυθισμένη επιφάνεια κάτω από τον ίσαλο της πλατφόρμας ( $S_{ov}$ ), το εμβαδό της επιφάνειας που βρίσκεται άνω του ίσαλου και δεν βρέχεται ( $S_{om}$ ), το εμβαδό της εσωτερικής επιφάνειας της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ( $S_i$ ) και το κόστος εργασίας σε €/h του προσωπικού ( $C_{mo}$ ).

$$C_{DLplat} = f(m_{platform}, S_{ov}, S_{om}, S_i, C_{mo}) \quad (6.11)$$

Το κόστος των δραστηριοτήτων ( $C_{ACT}$ ), εξαρτάται από το άμεσο κόστος εργασίας ( $C_{DLplat}$ ), το κόστος υλικών ( $C_{MAT}$ ) και τη μάζα της πλατφόρμας ( $m_{platform}$ ), λόγω κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και άλλα.

$$C_{ACT} = f(m_{platform}, C_{DL}, C_{MAT}) \quad (6.12)$$

Όπως είναι κατανοητό, το κόστος των υλικών ( $C_{MAT}$ ), της άμεσης εργασίας ( $C_{DLplat}$ ), και των δραστηριοτήτων ( $C_{ACT}$ ) θα διαφέρει ανάλογα με τον τύπο της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας Α/Γ που εξετάζεται.

Για την περίπτωση του κόστους της πλωτής πλατφόρμας του υποσταθμού ( $C_{322_{ipsub}}$ ), σύμφωνα με τους Castro-Santosetal., (2016) λαμβάνεται ως σταθερή τιμή, ίδια με την πλωτή αιολική πλατφόρμα.

- 3) Το κόστος κατασκευής της πρόσδεσης ( $C_{33}$ ), αντίστοιχα το κόστος κατασκευής των πλατφόρμων ( $C_{32}$ ), χωρίζεται στο κόστος πρόσδεσης της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ( $C_{331}$ ) και στο κόστος πρόσδεσης της πλατφόρμας υποσταθμού ( $C_{332}$ ).

$$C_{33} = C_{331} + C_{332} \quad (6.13)$$

Το κόστος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ( $C_{331}$ ), προσδιορίζεται από τη μάζα ανά μέτρο πρόσδεσης σε kg/m ( $p_{MOOR}$ ), το μήκος πρόσδεσης κάθε πλατφόρμας σε m ( $L_{MOOR}$ ), το κόστος ανά κιλό πρόσδεσης ( $C_{MOOR}$ ), τον αριθμό των υπεράκτιων ανεμογεννητριών ( $NWT$ ) και τον αριθμό των γραμμών πρόσδεσης ( $LP$ ).

$$C331 = p_{MOOR} \times L_{MOOR} \times C_{MOOR} \times LP \times NWT \quad (6.14)$$

Αντίθετα, το κόστος κατασκευής της πρόσδεσης της πλατφόρμας του υποσταθμού (C332) θεωρείται μηδενικό, καθώς έχει ενσωματωθεί στο κόστος κατασκευής της πλωτής πλατφόρμας του υποσταθμού. (Castro-Santos et al., 2013).

- 4) Το κόστος κατασκευής της αγκύρωσης (C34) επίσης υπολογίζεται ως άθροισμα του κόστους κατασκευής της αγκύρωσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας (C341) και του κόστους της αγκύρωσης της πλατφόρμας του υποσταθμού (C342).

$$C34 = C341 + C342 \quad (6.15)$$

Το κόστος κατασκευής της αγκύρωσης μιας πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας (C341) υπολογίζεται πανομοιότυπα με την αντίστοιχη περίπτωση πρόσδεσης. Συνεπώς, εξαρτάται από τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών (NWT), τον αριθμό των γραμμών πρόσδεσης (LP), τη μάζα της άγκυρας σε kg ( $m_{ANC}$ ) και το κόστος ανά χιλιόγραμμα των αγκυρώσεων (CANC).

$$C341 = m_{ANC} \times C_{ANC} \times LP \times NWT \quad (6.16)$$

Το κόστος κατασκευής της αγκύρωσης της πλατφόρμας υποσταθμού (C342) θεωρείται μηδενικό, καθώς περιλαμβάνεται στο κόστος κατασκευής της πλατφόρμας, όπως στην περίπτωση της πρόσδεσης (Castro-Santos et al., 2013).

- 5) Τέλος, το κόστος κατασκευής του ηλεκτρικού συστήματος (C35) χωρίζεται σε δύο δευτερεύοντα κόστη: των ηλεκτρικών καλωδίων (C351) και του υποσταθμού (C352). Υπάρχουν κι άλλα κόστη για το ηλεκτρικό σύστημα (π.χ. καλώδιο τηλεπικοινωνιών), όμως δεν έχουν ληφθεί υπόψη σε αυτή τη μελέτη εφόσον η αξία τους είναι αρκετά χαμηλή.

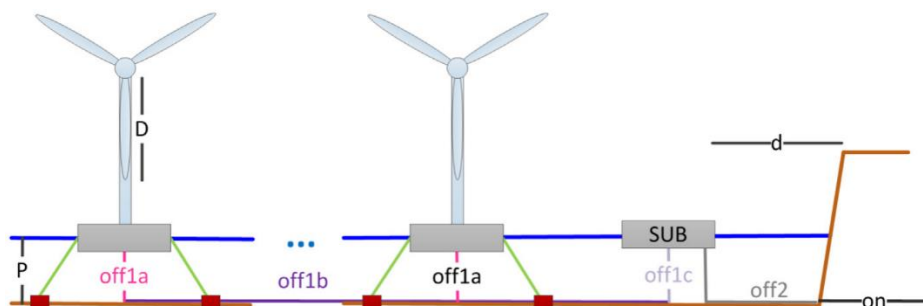
$$C35 = C351 + C352 \quad (6.17)$$

Το κόστος κατασκευής του ηλεκτρικού καλωδίου (C351), προσδιορίζεται από τον αριθμό των ηλεκτρικών καλωδίων που λαμβάνονται υπόψη ( $Nx$ ), το μήκος τους σε μέτρα ( $dx$ ) και το κόστος ανά μέτρο του ηλεκτρικού καλωδίου ( $Cx$ ).

$$C351 = N_{off1a} \times d_{off1a} \times C_{off1a} + N_{off1b} \times d_{off1b} \times C_{off1b} + N_{off1c} \times d_{off1c} \times C_{off1c} + N_{off2} \times d_{off2} \times C_{off2} \quad (6.18)$$

Περιοχές καλωδίων (σχήμα 39):

- “off1a”: η απόσταση της Α/Γ από το βυθό, δηλαδή το βάθος της θέσης της Α/Γ.
- “off1b”: η απόσταση από τον βυθό κάτω από την Α/Γ έως την επόμενη.
- “off1c”: η απόσταση του υποσταθμού μέχρι τον βυθό, δηλαδή το βάθος της θέσης του υποσταθμού.
- “off2”: η απόσταση από τον υποσταθμό μέχρι την ακτή. Η απόσταση αυτή είναι το βάθος της θέσης του υποσταθμού συν την απόστασή του από την ακτή.
- “on”: η απόσταση από την ακτή έως τη χερσαία σύνδεση δικτύου ( $d_{\text{onshore}}$ ). Επειδή ο χερσαίος ΥΣ της Σύρου βρίσκεται παραλιακά η απόσταση αυτή είναι 0.



Σχήμα 39: Περιοχές καλωδίων ΥΑΠ

Τέλος, το κόστος του υποσταθμού ( $C_{352}$ ) προσδιορίζεται με βάση τον αριθμό των μετασηματιστών ( $NTS$ ), το κόστος του κάθε μετασηματιστή και το κόστος του GIS ( $CGIS$ ).  
(Castro-Santos et al., 2016).

$$C_{352} = NTS \times (CTS + CGIS) \quad (6.19)$$

### Κόστος εγκατάστασης

Το τέταρτο στάδιο του κύκλου ζωής ενός πλωτού ΥΑΠ είναι η εγκατάσταση. Το κόστος εγκατάστασης περιλαμβάνει το σύνολο των δαπανών που προέρχονται από την εγκατάσταση των επί μέρους τμημάτων του. Επομένως, προκύπτει από το άθροισμα του κόστους εγκατάστασης της υπεράκτιας Α/Γ ( $C_{41}$ ), της πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας ( $C_{42}$ ), των εξαρτημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης ( $C_{43}$ ), του ηλεκτρικού συστήματος ( $C_{44}$ ) και της εκκίνησης ( $C_{45}$ ).

$$C_4 = C_{41} + C_{42} + C_{43} + C_{44} + C_{45} \quad (6.20)$$

- 1) Το κόστος εγκατάστασης της υπεράκτιας Α/Γ ( $C_{41}$ ), εξαρτάται από τρία επί μέρους κόστη: το κόστος λειτουργίας του λιμανιού και του ναυπηγείου



( $C41_{pa}$ ), το κόστος μεταφοράς των υπεράκτιων Α/Γ ( $C41_{transport}$ ) και τα κόστη που προκύπτουν από τη διαδικασία εγκατάστασης της υπεράκτιας Α/Γ ( $C41_{installation}$ ).

$$C41 = C41_{pa} + C41_{transport} + C41_{installation} \quad (6.21)$$

2) Αντίστοιχα, υπολογίζεται και το κόστος εγκατάστασης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ( $C42$ ).

$$C42 = C42_{pa} + C42_{transport} + C42_{installation} \quad (6.22)$$

Τα κόστη λειτουργίας του λιμανιού ή του ναυπηγείου ( $C41_{pa}$  και  $C42_{pa}$ ), προσδιορίζονται από τον αριθμό των πλωτών υπεράκτιων Α/Γ ( $N_{sub}$ ) και πλατφόρμων ( $NWP$ ), την απόσταση από το ναυπηγείο μέχρι το λιμάνι ( $d_{shipyard-port}$ ), την ταχύτητα του ρυμουλκού σε m/s ( $v_{tug}$ ), το κόστος μεταφοράς της Α/Γ και της πλωτής πλατφόρμας στο λιμάνι σε €/h ( $C_{transporttoport}$ ), τον απαραίτητο χρόνο φόρτωσης της Α/Γ σε h ( $t_{loadGENERATOR}$ ), το χρόνο μίσθωσης του ναυπηγείου και του λιμένα για την αποθήκευση της πλωτής αιολικής πλατφόρμας σε days ( $t_{hirePLAT}$ ), το χώρο αποθήκευσης σε  $m^2$  ( $S_{hirePLAT}$ ), το κόστος αποθήκευσης σε €/( $m^2$ day) ( $C_{Sstorage}$ ), 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., 2016)

$$C41_{pa} = NWT \times \frac{2}{3600 \frac{s}{1h}} \times \frac{d_{shipyard-port}}{v_{tug}} \times C_{transport to port} + NWT \times t_{loadGENERATOR} \times C_{crane} \quad (6.23)$$

$$C42_{pa} = N_{sub} \times \frac{2}{3600 \frac{s}{1h}} \times \frac{d_{shipyard-port}}{v_{tug}} \times C_{transport to port} + t_{hirePLAT} \times (S_{hirePLAT} \times C_{Sstorage}) + N_{sub} \times t_{loadGENERATOR} \times C_{crane} \quad (6.24)$$

Το κόστος μεταφοράς με σκοπό την εγκατάσταση της υπεράκτιας Α/Γ ( $C41_{transport}$ ) εξαρτάται από την διαδικασία εγκατάστασης. Από τις τέσσερις περιπτώσεις που διαχωρίζει ο Castro-Santos et al., 2016, στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε η οικονομικότερη, δηλαδή η εγκατάσταση της Α/Γ στην πλατφόρμα να πραγματοποιηθεί στην ξηρά και έπειτα να μεταφερθούν μαζί στην επιλεγμένη θέση εγκατάστασης. Επομένως, το κόστος μεταφοράς της Α/Γ συμπεριλαμβάνεται στο κόστος μεταφοράς της πλωτής πλατφόρμας και όχι ως ξεχωριστό κόστος.

$$C41_{transport} = 0 \quad (6.25)$$

Το κόστος μεταφοράς των πλωτών πλατφόρμων ( $C42_{transport}$ ) εξαρτάται από τον αριθμό των σκαφών που θα χρησιμοποιηθούν ( $N_{vesselPLAT}$ ), την αμοιβή του πληρώματος σε €/day ( $C_{vesselPLAT}$ ) και το κόστος μετακίνησης των σκαφών σε € ( $C_{movPLAT}$ ).

$$C42_{transport} = NWP \times N_{vesselPLAT} \times (C_{vesselPLAT} + C_{movPLAT}) \quad (6.26)$$

Το κόστος εγκατάστασης των υπεράκτιων Α/Γ( $C_{41_{installation}}$ ) καθορίζεται από τον αριθμό τους ( $NWT$ ), τον χρόνο που απαιτείται για τη φόρτωσή τους στο λιμάνι σε s ( $t_{loadGENERATOR}$ ) και το κόστος του γερανού σε €/ώρα ( $C_{crane}$ ).

$$C_{41_{installation}} = NWT \times t_{loadGENERATOR} \times C_{crane} \quad (6.27)$$

Το κόστος εγκατάστασης των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφόρμων( $C_{42_{installation}}$ ) εξαρτάται από τον αριθμό των υπεράκτιων αιολικών πλατφόρμων ( $NWP$ ), τον αριθμό των σκαφών που θα χρησιμοποιηθούν ( $N_{vesselPLAT}$ ), το χρόνο εγκατάστασης της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας ( $t_{installationPLAT}$ ), και το κόστος του γερανού στο ναυπηγείο( $C_{craneshipyard}$ ).

$$C_{42_{installation}} = NPW \times N_{vesselPLAT} \times \frac{t_{installationPLAT}}{24 \frac{h}{day}} \times C_{crane shipyard} \quad (6.28)$$

- 3) Η διαδικασία εγκατάστασης των εξαρτημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης μπορεί να πραγματοποιηθεί με δύο τρόπους. Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθεί ένα ειδικό σκάφος το AHV (Anchor Handling Vessel) το οποίο ρίχνει κατευθείαν την άγκυρα στο επιθυμητό σημείο, αποφεύγοντας τη χρήση υποθαλάσσιου εξοπλισμού αλλά απαιτώντας τη χρήση υποθαλάσσιων αντλιών και, μερικές φορές, δυτών.

Το κόστος της εγκατάστασης των εξαρτημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης( $C_{43}$ ), εξαρτάται από το κόστος του σκάφους σε €/day ( $C_{AHV}$ ), τον αριθμό των αγκυρών ( $N_{anchors}$ ), το κόστος της άμεσης εργασίας του σε €/ημέρα ( $C_{DLanch}$ ), το κόστος των αντλιών και των δυτών σε €/day( $C_{pumps\&divers}$ ) και τον χρόνο που απαιτείται για την εγκατάσταση σε anchors/day ( $T_{instAHV}$ ) (Castro-Santos et al., 2014).

$$C_{43} = (C_{AHV} + C_{DLanch} + C_{pumps\&divers}) \times \left( \frac{N_{anchors}}{T_{instAHV}} \right) \quad (6.29)$$

- 4) Το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού συστήματος ( $C_{44}$ ), εξαρτάται από το κόστος εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων ( $C_{44_{cable}}$ ) και το κόστος εγκατάστασης του υποσταθμού ( $C_{44_{sub}}$ ).

$$C_{44} = C_{44_{cable}} + C_{44_{sub}} \quad (6.30)$$

Το κόστος της εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων( $C_{44_{cable}}$ ) είναι το άθροισμα των δαπανών για τους δύο επιμέρους τύπους καλωδίων, τα οποία για την περίπτωση των Κυκλάδων είναι: τα καλώδια YT (150 kV) και τα καλώδια MT (15 kV). Για κάθε τύπο καλωδίου  $x$  προσδιορίζεται ο συντελεστής εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου σε m/day ( $Kx$ ), το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου ( $Cx$ ), το μήκος του

ηλεκτρικού καλωδίου ( $dx$ ) και τον αριθμό των ηλεκτρικών καλωδίων ( $Nx$ ). Οι παράμετροι  $dx$  και  $Nx$  είναι αυτοί που έχουν οριστεί για τον υπολογισμό του κόστους κατασκευής των καλωδίων, λαμβάνοντας υπόψη τις περιοχές που θα τοποθετηθούν (εικόνα 39).

$$C_{44cable} = C_{inst15kV} \times \frac{1}{K_{inst15kV}} \times (N_{off1a} \times d_{off1a} + N_{off1b} \times d_{off1b} + N_{off1c} \times d_{off1c}) + C_{inst150kV} \times \frac{1}{K_{inst150kV}} \times N_{off2} \times d_{off2} + N_{on} \times d_{on} \times C_{on} \quad (6.31)$$

Το κόστος εγκατάστασης του υποσταθμού ( $C_{44sub}$ ) εξαρτάται από τον αριθμό των πλατφορμών του υποσταθμού ( $N_{sub}$ ), το κόστος του λιμένα ( $C_{subport}$ ), το κόστος μεταφοράς ( $C_{subtransport}$ ) και το κόστος εγκατάστασης του υποσταθμού ( $C_{subinst}$ ).

$$C_{44sub} = N_{sub} \times C_{subport} + C_{subtransport} + N_{sub} \times C_{subinst} \quad (6.32)$$

- 5) Τέλος, το κόστος εκκίνησης του ΥΑΠ και σύνδεσή του στο δίκτυο θεωρείται ως σταθερή τιμή (Castro-Santos et al., 2018).

$$C_{45} = C_{start-up} \quad (6.33)$$

### Κόστος εκμετάλλευσης

Το κόστος εκμετάλλευσης ( $C_5$ ), υπολογίζεται αθροίζοντας το φορολογικό κόστος ( $C_{51}$ ), το κόστος ασφάλισης ( $C_{52}$ ), το επιχειρηματικό και διοικητικό κόστος ( $C_{53}$ ) και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ( $C_{54}$ ).

$$C_5 = C_{51} + C_{52} + C_{53} + C_{54} \quad (6.34)$$

- 1) Το φορολογικό κόστος ( $C_{51}$ ), εκφράζει τους φόρους ( $C_{tax\&op}$ ) που έχουν τεθεί από τη χώρα τοποθέτησης του ΥΑΠ οι οποίοι σχετίζονται με τη λειτουργία του.

$$C_{51} = C_{tax\&op} \quad (6.34)$$

- 2) Το κόστος ασφάλισης ( $C_{52}$ ), υπολογίζεται ως ένα μικρό ποσοστό του κόστους όλων των προηγούμενων κοστών των φάσεων αθροιστικά.

$$C_{52} = 0.01 \times (C_1 + C_2 + C_3 + C_4) \quad (6.35)$$

- 3) Το επιχειρηματικό και διοικητικό κόστος ( $C_{53}$ ), εξαρτάται από το σύνολο των ετών του κύκλου ζωής του ΥΑΠ ( $N_{farm}$ ), το ετήσιο κόστος διαχείρισης του ΥΑΠ ( $C_{gADM}$ ) και το ετήσιο κόστος των νομικών πτυχών του ( $C_{gLEGAL}$ ).

$$C_{53} = N_{farm} \times (C_{gADM} + C_{gLEGAL}) \quad (6.36)$$

- 4) Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ( $C54$ ), υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη τα συνολικά έτη του κύκλου ζωής του ΥΑΠ ( $N_{farm}$ ), το ετήσιο κόστος προληπτικής συντήρησης ( $C541$ ) και το ετήσιο κόστος διορθωτικής επισκευής ( $C542$ ) (Castro-Santos et al., 2016).

$$C54 = N_{farm} \times (C541 + C542) \quad (6.37)$$

Το ετήσιο κόστος προληπτικής συντήρησης ( $C541$ ), εξαρτάται από το κόστος μεταφοράς ( $CMP_{TRANSP}$ ), το κόστος άμεσης εργασίας του προσωπικού ( $CMP_{DLp}$ ) και το κόστος των υλικών ( $CMP_{MATp}$ ). Η συντήρηση αφορά τα κύρια μέρη του ΥΑΠ τα οποία έχουν οριστεί προηγουμένως: την Α/Γ ( $p=1$ ), την πλατφόρμα ( $p=2$ ), την πρόσδεση ( $p=3$ ), την αγκύρωση ( $p=4$ ) και το ηλεκτρικό σύστημα ( $p=5$ ) και πραγματοποιείται για όλα μαζί σε μία προγραμματισμένη επίβλεψη, περιορίζοντας το κόστος μεταφοράς ( $CMP_{TRANSP}$ ). Η προληπτική συντήρηση είναι περιοδική και στοχεύει στην επιθεώρηση και στον καθαρισμό του εξοπλισμού όπως και την αντικατάσταση των εξαρτημάτων όπου χρειάζεται. Οι απαραίτητες εργασίες καθορίζονται από ειδικά εγχειρίδια του κατασκευαστή.

$$C541 = CMP_{TRANSP} + \sum_{p=1}^{p=5} CMP_{MATp} + \sum_{p=1}^{p=5} CMP_{DLp} \quad (6.38)$$

Το ετήσιο κόστος διορθωτικής επισκευής ( $C542$ ), επίσης λαμβάνει υπόψη το κόστος μεταφοράς ( $CMC_{TRANSPp}$ ), το κόστος των υλικών ( $CMC_{MATp}$ ) και το κόστος άμεσης εργασίας του προσωπικού ( $CMC_{DLp}$ ). Αντίθετα με το κόστος προληπτικής συντήρησης ( $C541$ ), το κόστος διορθωτικής επισκευής ( $C542$ ), αφορά μη προγραμματισμένες διαδικασίες οι οποίες προκύπτουν λόγω βλαβών κάποιου στοιχείου  $p$ . Επομένως, λαμβάνεται υπόψη και η πιθανότητα αστοχίας ( $P_{failurep}$ ).

$$C542 = \sum_{p=1}^{p=5} [P_{failurep} \times (CMC_{TRANSPp} + CMC_{MATp} + CMC_{DLp})] \quad (6.39)$$

### Κόστος αποσυναρμολόγησης

Το κόστος αποσυναρμολόγησης του ΥΑΠ ( $C6$ ), προκύπτει από το άθροισμα όλων των επιμέρους κοστών που προκύπτουν από τις διαδικασίες αποσυναρμολόγησης κάθε στοιχείου του ΥΑΠ, του καθαρισμού της περιοχής και την απομάκρυνση των υλικών. Επομένως τα επιμέρους κόστη είναι: το κόστος αποσυναρμολόγησης των υπεράκτιων Α/Γ ( $C61$ ), το κόστος αποσυναρμολόγησης των πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών ( $C62$ ), το κόστος αποσυναρμολόγησης της πρόσδεσης και της αγκύρωσης ( $C63$ ), το κόστος αποσυναρμολόγησης του ηλεκτρικού συστήματος ( $C64$ ), το κόστος καθαρισμού της περιοχής ( $C65$ ) και το κόστος των υλικών ( $C66$ ).

$$C6 = C61 + C62 + C63 + C64 + C65 + C66 \quad (6.40)$$

Τα κόστη αποσυναρμολόγησης (C61, C62, C63, C64) λαμβάνονται ίσα με τα κόστη εγκατάστασης. Το κόστος καθαρισμού της περιοχής (C65) είναι μία σταθερή τιμή. Το κόστος των υλικών (C66) αφορά την πώληση ορισμένων υλικών, όπως ο χάλυβας (πλωτές πλατφόρμες), το αλουμίνιο και ο χαλκός (ηλεκτρικά καλώδια) (Castro-Santos et al, 2014).

### 6.3.2 Προσδιορισμός μεταβλητών για το υπό μελέτη ΥΑΠ

Ο προσδιορισμός των επί μέρους μεταβλητών οι οποίες εντάσσονται στις εξισώσεις που αναλύθηκαν για τον προσδιορισμό των επί μέρους κοστών του κύκλου ζωής του υπό μελέτη ΥΑΠ, βασίστηκε σε πλήθος πηγών. Οι βασικότερες πηγές για τη συλλογή των μεταβλητών ήταν: η δομή και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ΥΑΠ, βιβλιογραφικές πηγές με βασικές του Castro-Santos et al 2016, 2018 και η διπλωματική εργασία του Τσιπούρα 2021. Οι τιμές των μεταβλητών που χρησιμοποιήθηκαν δίνονται στον πίνακα 27.

**Πίνακας 27:** Μεταβλητές υπολογισμού κόστους κύκλου ζωής ΥΑΠ

ΜΕΤΑΒΛΗΤΗ	ΟΡΙΣΜΟΣ	ΠΗΓΗ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΥ	ΤΙΜΗ	ΜΟΝΑΔΕΣ
Cem	Κόστος μελέτης αγοράς	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	100.000	€
Ctaxes	Φόροι περιβαλλοντικών επιπτώσεων	Εξαρτάται από τη χώρα που βρίσκεται	1.000	€
NWT	Αριθμός ανεμογεννητριών	Εμείς το προσδιορίζουμε	25	-
PWT	Ισχύ κάθε ανεμογεννήτριας	Εμείς το προσδιορίζουμε	5	MW
Cemet	Κόστος μετεωρολογικής κατασκευής	Δίνεται από το εργοστάσιο	10.000	€
Csmet	Κόστος μετεωρολογικών αισθητήρων	Δίνεται από το εργοστάσιο	2.400.000	€
Csamet	Κόστος βοηθητικών μετεωρολογικών εξαρτημάτων	Δίνεται από το εργοστάσιο	470.000	€
Cim	Κόστος γεωτεχνικής μελέτης	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	10.000	€
Cga	Ενιαίο κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	2.400	€/MW
Cmw	Κόστος κατασκευής της πλωτής υπεράκτιας ανεμογεννήτριας	Δίνεται από το εργοστάσιο	900.000	€/MW
Nsub	Αριθμός πλατφορμών υποσταθμού	Εμείς το προσδιορίζουμε	1	-
Cmat	Κόστος υλικών πλατφόρμας	Δίνεται από το εργοστάσιο	2.500.000	€
Cdplat	Αμοιβή εργαζομένων για την κατασκευή της πλατφόρμας	Εξαρτάται από τον αριθμό των εργαζομένων	1.000.000	€
Bi	Βιομηχανικό κέρδος κατασκευαστικών συσκευών	Το καθορίζει η εταιρία κατασκευής	0	-
mplatform	Μάζα της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	Εξαρτάται από την πλατφόρμα	2.500	tn
Sov	Βυθισμένη επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	Εξαρτάται από την πλατφόρμα	5.427	m2
Som	Επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας που δεν βρέχεται	Εξαρτάται από την πλατφόρμα	1.356	m2
Si	Εσωτερική επιφάνεια της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	Εξαρτάται από την πλατφόρμα	1.356	m2

Cmo	Κόστος ανά ώρα της άμεσης εργασίας στο ναυπηγείο	Ορίζεται από την εταιρεία	50	€/h
Csteel	Κόστος χάλυβα	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	524	€/ton
LMOOR	Μήκος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	Εξαρτάται από την απόσταση των ανεμογεννητριών	378	m
PMOOR	Μάζα ανά μέτρο πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	Δίνεται από το εργοστάσιο	20	kg/m
CMOOR	Κόστος πρόσδεσης της πλωτής υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	Εξαρτάται από το μήκος πρόσδεσης	5	€/kg
LP	Αριθμός γραμμών πρόσδεσης ανά πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	Εμείς το προσδιορίζουμε	4	-
NWP	Αριθμός πλωτών υπεράκτιων αιολικών πλατφορμών	Ισούται με τον αριθμό των ανεμογεννητριών	25	-
mANC	Μάζα άγκυρας	Δίνεται από το εργοστάσιο	18	tn
CANC	Κόστος αγκυριών	Δίνεται από το εργοστάσιο	150.000	€
Noff1a	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	Εξαρτάται από τον αριθμό ανεμογεννητριών	25	-
doff1a	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	Εξαρτάται από το βάθος	125	m
Coff1a	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1a	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	80	€/m
Noff1b	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1b	Εξαρτάται από τον αριθμό συνδέσεων των Α/Γ	25	-
doff1b	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1b	Εξαρτάται από την απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών	125	m
Coff1b	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1b	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	200	€/m
Noff1c	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1c	Εξαρτάται από τον αριθμό των υποσταθμών	1	-
doff1c	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1c	Εξαρτάται από την απόσταση βυθού-υποσταθμού	125	m
Coff1c	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off1c	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	300	€/m
Noff2	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off2	Εξαρτάται από τον αριθμό των υποσταθμών	1	-
doff2	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off2	Εξαρτάται από την απόσταση βυθού-υποσταθμού-ακτής	6.514	m
Coff2	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής off2	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	300	€/m
Non	Αριθμός ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	Εξαρτάται από τον αριθμό χερσαίων συνδέσεων δικτύου	0	-
don	Μήκος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	Εξαρτάται από την απόσταση ακτή-χερσαία σύνδεση δικτύου	0	m
Con	Κόστος ηλεκτρικών καλωδίων της περιοχής on	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	0	€/m
Nts	Αριθμός ηλεκτρικών μετασχηματιστών	Εξαρτάται από τον αριθμό των υποσταθμών	1	-
Cts	Κόστος του μετασχηματιστή	Δίνεται από το εργοστάσιο	500.000	€
CaIS	Κόστος του GIS (Διακόπτης με μόνωση αερίου)	Δίνεται από το εργοστάσιο	285.000	€
dshpyard-port	Απόσταση από ναυπηγείο έως λιμάνι	Εξαρτάται από την περιοχή μελέτης	0	m
vtug	Ταχύτητα του ρυμουλκού	Εξαρτάται από το βάρος που μεταφέρει	4	m/s
Ctransport to port	Κόστος μεταφοράς στο λιμάνι	Ορίζεται από την εταιρεία μεταφοράς	938	€/h
tloadGENERATOR	Χρόνος που αφιερώθηκε φορτώνοντας τη γεννήτρια στο λιμάνι	Εξαρτάται από το βάρος της γεννήτριας	3	h
Ccrane	Κόστος γερανού λιμένα	Ορίζεται από την εταιρεία	2.000	€/h
thirePLAT	Χρόνος ενοικίασης εγκαταστάσεων ναυπηγείου ή λιμένα για αποθήκευση των πλατφορμών	Εξαρτάται από το χρόνο εγκατάστασης	100	days
ShirePLAT	Έκταση της περιοχής αποθήκευσης των πλατφορμών στο λιμάνι ή το ναυπηγείο	Εξαρτάται από το λιμάνι	15.000	m2
Cstorage	Κόστος αποθήκευσης στο λιμάνι ή το ναυπηγείο	Ορίζεται από το λιμάνι	5	€/(m2*day)
tloadPLAT	Χρόνος που αφιερώθηκε φορτώνοντας την πλατφόρμα στο λιμάνι	Εξαρτάται από το βάρος της γεννήτριας	3	h
NvesselPLAT	Αριθμός σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	Εξαρτάται από την έκταση της πλατφόρμας	3	vessels/platform
CvesselPLAT	Αμειβή πληρώματος των σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	Εξαρτάται από τον αριθμό του πληρώματος	3.000	€/day
CmovPLAT	Κόστος μετακίνησης των σκαφών που μεταφέρουν την πλωτή υπεράκτια αιολική πλατφόρμα	Ορίζεται από την εταιρεία μεταφοράς	10.000	€/day
tinstallationPLAT	Χρόνος που αφιερώθηκε για την εγκατάσταση της υπεράκτιας αιολικής πλατφόρμας	Εξαρτάται από τον τύπο της πλατφόρμας	8	h

Ccrane shipyard	Κόστος του γερανού στο ναυπηγείο	Ορίζεται από την εταιρεία	20.000	€/day
C <sub>AHV</sub>	Κόστος σκάφους AHV που χρησιμοποιήθηκε για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	Ορίζεται από την εταιρεία	50.000	€/day
CDlanch	Αμοιβή προσωπικού για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	Εξαρτάται από τον αριθμό του προσωπικού	5.000	€/day
Crumps&divers	Κόστος αντλιών και δυτών για την εγκατάσταση αγκυροβόλησης	Εξαρτάται από τον αριθμό των αντλιών και των δυτών	5.000	€/day
Nanchors	Αριθμός αγκυριών	Εξαρτάται από τον αριθμό των πλατφορμών	4	anchors/platform
TinstAHV	Χρόνος που αφιερώνεται στην εγκατάσταση αγκυροβόλησης χρησιμοποιώντας 1 σκάφος AHV	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	4	day
Cinst15KV	Κόστος εγκατάστασης ηλεκτρικού καλωδίου 20 kV	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	61.531	€/day
Kinst15KV	Συντελεστής εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου 20 kV	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	150	m/day
Cinst150KV	Κόστος εγκατάστασης ηλεκτρικού καλωδίου 220 kV	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	143.572	€/day
Kinst150KV	Συντελεστής εγκατάστασης του ηλεκτρικού καλωδίου 220 kV	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	200	m/day
Csubport	Κόστος λιμένα για την εγκατάσταση των πλατφορμών υποσταθμού	Ορίζεται από το λιμάνι	15.000	€/day
Csubtransport	Κόστος μεταφοράς για την εγκατάσταση των πλατφορμών υποσταθμού	Εξαρτάται από την απόσταση του πάρκου από την ακτή	10.000	€/day
Csubinst	Κόστος των διαδικασιών εγκατάστασης του υποσταθμού	Ορίζεται από την εταιρεία εγκατάστασης	300.000	€/day
Cstart-up	Κόστος εκκίνησης	Δίνεται από τη βιβλιογραφία	600.000	€
Ctax&op	Κόστος φόρων που σχετίζονται με τη λειτουργία του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου	Εξαρτάται από τη χώρα που βρίσκεται	12.000	€
Nfarm	Αριθμός ετών του κύκλου ζωής του αιολικού πάρκου	Εμείς το προσδιορίζουμε	25	years
C <sub>BADM</sub>	Κόστος ανά έτος διοίκησης του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου	Εξαρτάται από τον αριθμό του προσωπικού	50.000	€/year
C <sub>BLEGAL</sub>	Κόστος ανά έτος των νομικών πτυχών κατά τη διαδικασία λειτουργίας	Εξαρτάται από τη νομοθεσία του εκάστοτε κράτους	100.000	€/year
CMTRANSP	Κόστος μεταφοράς για συντήρηση	Εξαρτάται από την απόσταση του πάρκου από την ακτή	5.000	€/year
CMPMAT	Κόστος υλικών για συντήρηση	Δίνεται από την εταιρεία συντήρησης	18.500	€/year
CMPL	Αμοιβή του προσωπικού συντήρησης	Εξαρτάται από τον αριθμό του προσωπικού και τις μέρες εργασίας	200	€/(person*day)
Pfailure1	Πιθανότητα μικρής επισκευής	Δίνεται από τη βιβλιογραφία μια μέση τιμή	6	failure/(turbine*year)
CMTRANSP1	Κόστος μεταφοράς για μικρή επισκευή	Εξαρτάται από την απόσταση του πάρκου από την ακτή	1.000	€
CMCDL1	Αμοιβή του προσωπικού μικρής επισκευής	Εξαρτάται από τον αριθμό του προσωπικού	200	€/(person*day)
CMCMAT1	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την μικρή επισκευή	Δίνεται από την εταιρεία επισκευής	1.000	€
Pfailure2	Πιθανότητα σημαντικής επισκευής	Δίνεται από τη βιβλιογραφία μια μέση τιμή	1	failure/(turbine*year)
CMTRANSP2	Κόστος μεταφοράς για σημαντική επισκευή	Εξαρτάται από την απόσταση του πάρκου από την ακτή	3.000	€
CMCDL2	Αμοιβή του προσωπικού σημαντικής επισκευής	Εξαρτάται από τον αριθμό του προσωπικού	400	€/(person*day)
CMCMAT2	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την σημαντική επισκευή	Δίνεται από την εταιρεία επισκευής	10.000	€
Pfailure3	Πιθανότητα σημαντικής αντικατάστασης	Δίνεται από τη βιβλιογραφία μια μέση τιμή	0	failure/(turbine*year)
CMTRANSP3	Κόστος μεταφοράς για σημαντική αντικατάσταση	Εξαρτάται από την απόσταση του πάρκου από την ακτή	12.000	€
CMCDL3	Αμοιβή του προσωπικού σημαντικής αντικατάστασης	Εξαρτάται από τον αριθμό του προσωπικού	600	€/(person*day)
CMCMAT3	Κόστος των υλικών που απαιτούνται για την σημαντική αντικατάσταση	Δίνεται από την εταιρεία επισκευής	100.000	€

Τα επιμέρους κόστη των 6 σταδίων του κύκλου ζωής μιας εγκατάστασης ΥΑΠ προσδιορίστηκαν όπως φαίνεται στους πίνακες 28,...,33. Συγκεκριμένα το κόστος έννοιας και ορισμού υπολογίστηκε με γνώμονα τους Castro-Santos et all 2016 ίσο με 4.355.000 € και το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης ίσο με 300.000 €. Τα κόστη κατασκευής, εγκατάστασης και εκμετάλλευσης ίσα με 485.481.700 €, 17.701.208 € και 10.986.879 € αντίστοιχα και τέλος το κόστος αποσυναρμολόγησης ίσο με - 5.789.609 €. Το αρνητικό πρόσημο στο κόστος αποσυναρμολόγησης δηλώνει κέρδος το οποίο προκύπτει από την πώληση κάποιων εξαρτημάτων του ΥΑΠ. Συνολικά,

αθροίζοντας τα ανωτέρω προκύπτει το Σύστημα Κόστους Κύκλου Ζωής (LCS) ίσο με 513.035.178 €.

**Πίνακας 28:** Κόστος έννοιας και ορισμού (C1)

C1	Έννοια και ορισμός	Μελέτη αγοράς	C11	Cem	100.000 €
		Νομοθετικοί παράγοντες	C12	Ctaxes-NWT-PWT	125.000 €
		Σχεδιασμός αιολικού πάρκου	C13	Cemet+Csmet+Csamet+CIm-NWT-PWT	4.130.000 €
Σύνολο C1 =					<b>4.355.000 €</b>

**Πίνακας 29:** Κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης (C2)

C2	Σχεδιασμός και ανάπτυξη	C2	Cga-NWT-PWT	300.000 €
Σύνολο C2 =				<b>300.000 €</b>

**Πίνακας 30:** Κόστος κατασκευής (C3)

C3	Κατασκευή	Ανεμογεννήτρια	C31	PWT-NWT-Cmw	112.500.000 €
		Πλατφόρμα	C32	C321pgenerator-NWT+C3221psub-Psub	95.550.000 €
		Αιολική πλατφόρμα	C321pgenerator	(Cmat+Cdiplat)-(1+B)	3.675.000 €
		Πλατφόρμα υποσταθμού	C3221psub	(Cmat+Cdiplat)-(1+B)	3.675.000 €
		Πρόσδεση	C33	C331+C332	3.780.000 €
		Πρόσδεση αιολικής πλατφόρμας	C331	LMOOR-PMOOR-CMOOR-NWT-LP	3.780.000 €
		Πρόσδεση πλατφόρμας υποσταθμού	C332	0	0 €
		Αγκύρωση	C34	C341+C342	270.000.000 €
		Αγκύρωση αιολικής πλατφόρμας	C341	NWP-Nanchors-manc-Canc	270.000.000 €
		Αγκύρωση πλατφόρμας υποσταθμού	C342	0	0 €
		Ηλεκτρικό σύστημα	C35	C351+C352	3.651.700 €
		Ηλεκτρικά καλώδια	C351	Noff1a-doff1a-Coff1a+Noff1b-doff1b-Coff1b+Noff1c-doff1c-Coff1c+Noff2-doff2-Coff2	2.866.700 €
		Υποσταθμός	C352	Nts-(Cts+Cais)	785.000 €
Σύνολο C3 =					<b>485.481.700 €</b>



**Πίνακας 31: Κόστος εγκατάστασης (C4)**

<b>C4</b>	Εγκατάσταση	Ανεμογεννήτρια	C41	$C41pa+C41transport+C41installation$	300.000 €
		Πλατφόρμα	C42	$C42pa+C42transport+C42installation$	9.125.000 €
		Λειτουργία λιμανιού για ανεμογεννήτρια	C41pa	$NWT \cdot (2/3600) \cdot (d_{shipyard-port}/vtug) \cdot C_{transport\ to\ port} + NWT \cdot t_{load} \cdot GENERATOR \cdot C_{crane}$	150.000 €
		Λειτουργία λιμανιού για πλατφόρμα	C42pa	$NWP \cdot (2/3600) \cdot (d_{shipyard-port}/vtug) \cdot C_{transport\ to\ port} + NWP \cdot t_{load} \cdot GENERATOR \cdot C_{crane} + t_{hire} \cdot PLAT \cdot (Shire \cdot PLAT \cdot C_{storage})$	7.650.000 €
		Μεταφορά ανεμογεννήτριας	C41transport	0	0 €
		Μεταφορά πλατφόρμας	C42transport	$NWP \cdot N_{vessel} \cdot PLAT \cdot (C_{vessel} \cdot PLAT + C_{mov} \cdot PLAT)$	975.000 €
		Εγκατάσταση ανεμογεννήτριας	C41installation	$NWT \cdot t_{load} \cdot GENERATOR \cdot C_{crane}$	150.000 €
		Εγκατάσταση πλατφόρμας	C42installation	$NPW \cdot N_{vessel} \cdot PLAT \cdot (t_{installation} \cdot PLAT / 24) \cdot C_{crane\ shipyard}$	500.000 €
		Πρόσδεση και ακύρωση	C43	$(C_{AHV} + C_{Dlanch} + C_{pumps\&\divers}) \cdot (N_{anchors} / T_{inst} \cdot AHV)$	60.000 €
		Ηλεκτρικό σύστημα	C44	$C44cable + C44sub$	7.616.208 €
		Ηλεκτρικά καλώδια	C44cable	$C_{inst15kV} \cdot (1/K_{inst15kV}) \cdot (N_{off1a} \cdot do_{ff1a} + N_{off1b} \cdot do_{ff1b} + N_{off1c} \cdot do_{ff1c}) + C_{inst150kV} \cdot (1/K_{inst150kV}) \cdot N_{off2} \cdot do_{ff2}$	7.291.208 €
		Υποσταθμός	C44sub	$N_{sub} \cdot C_{subport} + C_{subtransport} + N_{sub} \cdot C_{subinst}$	325.000 €
		Εκκίνηση	C45	$C_{start-up}$	600.000 €
Σύνολο C4 =					<b>17.701.208 €</b>

**Πίνακας 32: Κόστος εκμετάλλευσης (C5)**

<b>C5</b>	Εκμετάλλευση	Φόροι	C51	$C_{tax\&op}$	12.000 €
		Ασφάλιση	C52	$0,01 \cdot (C1+C2+C3+C4)$	5.078.379 €
		Λειτουργία και διοίκηση	C53	$N_{farm} \cdot (C_{gadm} + C_{legal})$	3.750.000 €
		Λειτουργία και συντήρηση	C54	$(C541+C542) \cdot N_{farm}$	2.146.500 €
		Προληπτική συντήρηση	C541	Εξίσωση 6.38	23.700 €
		Επισκευή	C542	Εξίσωση 6.39	62.160 €
Σύνολο C5 =					<b>10.986.879 €</b>

**Πίνακας 33: Κόστος αποσυαρμολόγησης (C6)**

<b>C6</b>	Αποσυαρμολόγηση	Ανεμογεννήτρια	C61	$C61pa+C61transport+C61uninstall$	300.000 €
		Πλατφόρμα	C62	$C62pa+C62transport+C62uninstall$	9.125.000 €
		Πρόσδεση και ακύρωση	C63	$(C_{AHV} + C_{Dlanch} + C_{pumps\&\divers}) \cdot (N_{anchors} / T_{inst} \cdot AHV)$	60.000 €
		Ηλεκτρικό σύστημα	C64	$C64cable + C64sub$	7.616.208 €
		Καθαρισμός περιοχής	C65	σταθερή τιμή	300.000 €
		Πώληση εξαρτημάτων	C66	$\chi\acute{\alpha}\lambda\upsilon\beta\alpha\varsigma=0.3562\text{€}/\text{kg}$ αλουμίνιο=1.5318€/kg	23.190.816 €
Σύνολο C6 =					<b>-5.789.609 €</b>

## 6.4 Αξιολόγηση οικονομικής βιωσιμότητας

### 6.4.1 Χρηματοοικονομικοί δείκτες αξιολόγησης

#### Καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value - NVP)

Ο δείκτης NVP εκφράζει την καθαρή αξία των ετήσιων ταμειακών ροών κατά το έτος  $t$  ( $CF_t$ ) της εγκατάστασης, δηλαδή τα έσοδα πλην τα έξοδα, λαμβάνοντας υπόψη και το κόστος της αρχικής επένδυσης. Ουσιαστικά, εκφράζει το κέρδος σε € μετά την πάροδο του κύκλου ζωής του έργου. (Castro-Santos, et all, 2021)

Για αυτό το λόγο διαχωρίζονται τα εξής τρία διαστήματα τιμών:

- $NVP > 0$ , συμφέρουσα επένδυση
- $NVP = 0$ , αδιάφορη επένδυση (οριακή επένδυση)
- $NVP < 0$ , απορριπτέα επένδυση

Σχέση υπολογισμού:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=N_{farm}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (6.41)$$

Όπου:

$I_0$ : η αρχική επένδυση (κόστος έννοιας και ορισμού, σχεδιασμού και ανάπτυξης, κατασκευής, εγκατάστασης και το κόστος αποσυναρμολόγησης)

$N_{farm}$ : η διάρκεια του κύκλου ζωής του έργου σε χρόνια

$CF_t$ : οι ταμειακές ροές το έτος  $t$  (έσοδα για το έτος πλην έξοδα για το έτος  $t$ ). Τα έσοδα του έτους περιλαμβάνουν το εισόδημα που προκύπτει από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας και τα έξοδα περιλαμβάνουν το κόστος εκμετάλλευσης ανά έτος λειτουργίας.

$r$ : το προεξοφλητικό επιτόκιο (συντελεστής αναγωγής σε παρούσες αξίες)

#### Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Internal Rate of Return - IRR)

Ο δείκτης IRR είναι το επιτόκιο προεξόφλησης  $r$  (%) το οποίο όμως αντιστοιχεί σε οριακή επένδυση, δηλαδή  $NVP = 0$ . Πιο συγκεκριμένα, είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο το οποίο εξισώνει την αρχική επένδυση με όλες τις μετέπειτα ταμειακές ροές.

Η διαφορά του επιτοκίου IRR με το γέγκεται στο ότι το πρώτο προκύπτει από τα τις τιμές των ταμειακών ροών, ενώ το δεύτερο προσδιορίζεται εξωγενώς από τον επενδυτή.

Για αυτό το λόγο διαχωρίζονται τα εξής τρία διαστήματα τιμών:

- $IRR > r$ , αποδεκτή επένδυση
- $IRR = r$ , αδιάφορη επένδυση (οριακή επένδυση)
- $IRR < r$ , απορριπτέα επένδυση

Σχέση υπολογισμού:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^{t=N_{farm}} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (6.42)$$

(Filgueira-Vizoso, 2022)

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

Ο δείκτης DPBP εκφράζει τα χρόνια που θα χρειαστούν ώστε να ολοκληρωθεί η αποπληρωμή των εξόδων (αρχική επένδυση και ετήσια έξοδα) από τα ετήσια έσοδα της επένδυσης, δηλαδή το έτος που οι ετήσιες εισροές θα είναι μεγαλύτερες ή ίσες από την αρχική επένδυση. Πιο απλά, είναι ο χρόνος όπου ο δείκτης NVP  $\geq 0$ . Η περίοδος αποπληρωμής πρέπει πάντα να είναι μικρότερη των χρόνων ολοκλήρωσης του κύκλου ζωής της επένδυσης.

Για αυτό το λόγο διαχωρίζονται τα εξής τρία διαστήματα τιμών:

- $DPBP < N_{farm}$ , αποδεκτή επένδυση
- $DPBP = N_{farm}$ , αδιάφορη επένδυση (οριακή επένδυση)
- $DPBP > N_{farm}$ , απορριπτέα επένδυση

Σχέση υπολογισμού:

$$\sum_{t=1}^{t=N_{farm}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq I_0 \quad (6.43)$$

(Filgueira-Vizoso, 2022)

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

Ο δείκτης LCOE εκφράζει το μέσο συνολικό κόστος του έργου ανά μονάδα συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) στη περίοδο της διάρκειας του κύκλου ζωής του. Για αυτό το λόγο οι επενδυτές θέλουν η τιμή του LCOE να είναι μικρή.

Σχέση υπολογισμού:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{t=N_{farm}} \frac{LCS_{FOWF_t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N_{farm}} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (6.44)$$

Όπου:

$N_{farm}$  : η διάρκεια του κύκλου ζωής του έργου σε χρόνια

$LCS_{FOWF_t}$  : το συνολικό κόστος του κύκλου ζωής του έργου κατά τον χρόνο t

$E_t$  : παραγόμενη ενέργεια από την εγκατάσταση τον χρόνο  $t$

$r$  : το προεξοφλητικό επιτόκιο

(Filgueira-Vizoso, 2022)

#### Λόγος οφέλους - κόστους (B/C)

Ο δείκτης B/C είναι παρόμοιος με το δείκτη NPV. Ωστόσο, αντί να υπολογίζεται η διαφορά των εσόδων – εξόδων, υπολογίζεται ο λόγος αυτών σε παρούσες αξίες.

Για αυτό το λόγο διαχωρίζονται τα εξής τρία διαστήματα τιμών:

- $B/C > 1$ , αποδεκτή επένδυση
- $B/C = 1$ , αδιάφορη επένδυση (οριακή επένδυση)
- $B/C < 1$ , απορριπτέα επένδυση

Σχέση υπολογισμού:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N_{farm}} \frac{B_t}{(1+r)^t}}{I_0 + \sum_{t=0}^{t=N_{farm}} \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (6.45)$$

Όπου:

$N_{farm}$ : η διάρκεια του κύκλου ζωής του έργου σε χρόνια

$I_0$ : η αρχική επένδυση (κόστος έννοιας και ορισμού, σχεδιασμού και ανάπτυξης, κατασκευής, εγκατάστασης και το κόστος αποσυναρμολόγησης)

$B_t$  : τα έσοδα για το έτος που περιλαμβάνουν το εισόδημα που προκύπτει από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας

$C_t$  : τα έξοδα για το έτος που περιλαμβάνουν το κόστος εκμετάλλευσης

$r$  : το προεξοφλητικό επιτόκιο (συντελεστής αναγωγής σε παρούσες αξίες)

(Γκουντρούμνη, 2016)

#### 6.4.2 Προσδιορισμός και αξιολόγηση χρηματοοικονομικών δεικτών

Για τον προσδιορισμό των χρηματοοικονομικών δεικτών αξιολόγησης χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό RETScreen Expert. Το συγκεκριμένο πρόγραμμα χρησιμοποιείται για ποικίλους υπολογισμούς που αφορούν εφαρμογές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας παρουσιάζονται η μεθοδολογία και τα αποτελέσματα που προκύπτουν χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα με σκοπό την αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας του υπό μελέτη ΥΑΠ.

Αφού επιλέχθηκε ο τύπος της εγκατάστασης (υπεράκτιο αιολικό πάρκο) και η παραγόμενη ισχύς (125 MW), επιλέχθηκε στο χάρτη η τοποθεσία εγκατάστασης του ΥΑΠ και η πηγή άντλησης των κλιματολογικών δεδομένων (σχήμα 40). Το RETScreen αυτόματα παράγει όλα τα απαραίτητα κλιματικά δεδομένα όπως φαίνονται στα σχήματα 41 και 42.



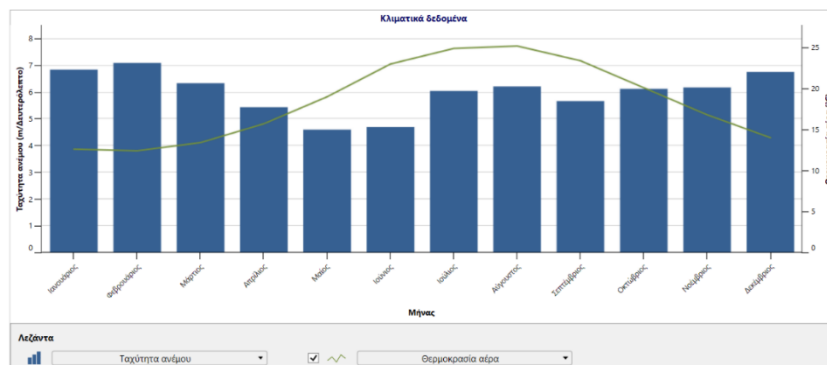
Σχήμα 40: Περιοχή μελέτης (RETScreen Expert)

	Μονάδα		Θέση κλιματολογικών δεδομένων		Τοποθεσία εγκατάστασης		Πηγή	
Γεωγραφικό πλάτος			37,5		37,5			NASA
Γεωγραφικό μήκος			24,9		24,9			NASA - Χάρτης
Κλιματική ζώνη			3A - Θερμό - Υγρό					NASA
Υψόμετρο	m		16		0			NASA
Θερμοκρασία θέρμανσης βάσει σχεδιασμού	°C		5,3					NASA
Θερμοκρασία ψύξης βάσει σχεδιασμού	°C		28,8					NASA
Πλάτος (διακύμανση) θερμοκρασίας εδάφους	°C		10,6					NASA

Μήνας	Θερμοκρασία αέρα	Σχετική υγρασία	Κατακρήμνιση	Ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία - Οριζόντια	Ατμοσφαιρική πίεση	Ταχύτητα ανέμου	Θερμοκρασία εδάφους	Βαθμό-ημέρες θέρμανσης 18 °C	Βαθμό-ημέρες ψύξης 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m <sup>2</sup> /ημ	kPa	m/Δευτερόλεπτο	°C	°C-ημ	°C-ημ
Ιανουάριος	12,6	76,2%	84,94	2,18	101,6	6,8	14,8	167	81
Φεβρουάριος	12,4	75,9%	77,28	3,03	101,5	7,1	14,6	157	67
Μάρτιος	13,4	76,0%	57,97	4,29	101,4	6,3	14,9	143	105
Απρίλιος	15,7	76,1%	31,80	5,84	101,2	5,4	16,2	69	171
Μάιος	19,0	75,4%	16,74	6,98	101,2	4,6	18,9	0	279
Ιούνιος	23,0	71,4%	4,50	8,04	101,1	4,7	22,7	0	390
Ιούλιος	24,9	70,4%	2,79	7,96	100,9	6,0	24,5	0	462
Αύγουστος	25,2	71,5%	2,48	7,18	100,9	6,2	25,0	0	471
Σεπτέμβριος	23,4	70,9%	13,80	5,75	101,2	5,7	24,0	0	402
Οκτώβριος	20,1	74,8%	48,67	3,87	101,5	6,1	21,4	0	313
Νοέμβριος	16,8	77,0%	83,70	2,37	101,6	6,2	18,4	36	204
Δεκέμβριος	14,0	76,9%	93,93	1,81	101,6	6,8	16,0	124	124
<b>Ετήσιο</b>	<b>18,4</b>	<b>74,4%</b>	<b>518,60</b>	<b>4,95</b>	<b>101,3</b>	<b>6,0</b>	<b>19,3</b>	<b>696</b>	<b>3.069</b>
Πηγή	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Σχήμα 41: Κλιματικά δεδομένα περιοχής μελέτης (RETScreen Expert)



Σχήμα 42: Μηνιαία διακύμανση ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας αέρα περιοχής μελέτης (RETScreen Expert)

Σε αυτό το στάδιο, αφού επιλεγεί μια ενδεικτική τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (σχήμα 43), το πρόγραμμα δίνει τη δυνατότητα επιλογής ανάμεσα σε τρία επίπεδα συμπλήρωσης παραμέτρων, τα οποία δεν ανταλλάσσουν δεδομένα μεταξύ τους. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε το επίπεδο 2.

Το ίδιο το πρόγραμμα συνδέεται με ανεμολογικούς χάρτες, όπως τον WindAtlas, με σκοπό ο χειριστής να επιλέξει τη σωστή ετήσια ταχύτητα ανέμου (8,9 m/s για τη περιοχή μελέτης). Επίσης, το πρόγραμμα διαθέτει βιβλιοθήκες μοντέλων ανεμογεννητριών, από τις οποίες επιλέχθηκε η Repowerτων 5 MW. Αυτόματα το πρόγραμμα συμπληρώνει χαρακτηριστικά που αφορούν το επιλεγμένο μοντέλο Α/Γ. Όλα αυτά τα στοιχεία φαίνονται στο σχήμα 44.

Ηλεκτρική ενέργεια

Τύπος	Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού - ετήσιο	+
Περιγραφή	Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού - ετήσιο	
Ρυθμός - μονάδα	€/kWh	
Ρυθμός - ετήσιο	0,15	👛

Σχήμα 43: Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Αιολικό - Επίπεδο 2

**Αξιολόγηση πηγών**

Μέθοδος (εκτίμησης) φυσικών πόρων	Ταχύτητα ανέμου	8,88	📄 ?
Ταχύτητα ανέμου - ετήσια	m/Δευτερόλεπτο	100	
Μετρημένο σε	m	0,11	
Εκθέτης παραμόρφωσης ανέμου		18,4093	
Θερμοκρασία αέρα - ετήσια	°C	101,3024	
Ατμοσφαιρική πίεση - ετήσια	kPa		

**Κλιματικά δεδομένα**  
Ελλάδα - Ερμούπολις

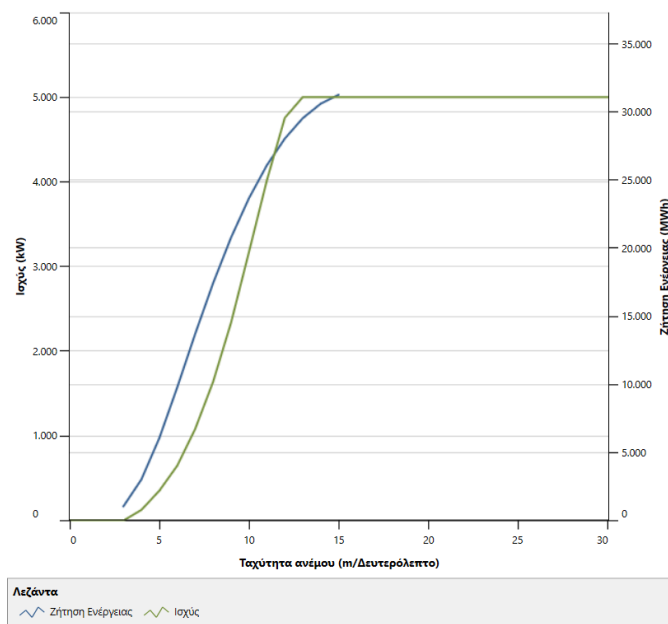
Ταχύτητα ανέμου - ετήσια	6
Μετρημένο σε	10
Θερμοκρασία αέρα - ετήσια	18,4
Ατμοσφαιρική πίεση - ετήσια	101

**Ανεμογεννήτρια**

Ισχύς ανά στρόβιλο	MW	5	👛
Κατασκευαστής		REpower	
Μοντέλο		5M - 100m	
Αριθμός στρόβιλων		25	
Ηλεκτρική ισχύς	MW	125	
Ύψος πωλώνα	m	100	8,9 m/Δευτερόλεπτο
Διάμετρος ρότορα ανά στρόβιλο	m	126	
Επιφάνεια σάρωσης ανά στρόβιλο	m <sup>2</sup>	12.469	
Καμπύλες ενεργειακών δεδομένων		Τυποποιημένο	
Παράγων σχήματος		2	

Σχήμα 44: Επίπεδη αξιολόγησης 2, (RETScreen Expert)

Ακόμα, το πρόγραμμα παρουσιάζει την καμπύλη ισχύος - ενέργειας που αφορά τη συγκεκριμένη Α/Γ όπως φαίνεται στο σχήμα 45. Παρατηρώντας τη προκύπτει πως η Α/Γ ξεκινάει να παράγει ενέργεια από ταχύτητες ανέμου 4 m/s και δεν παράγει ενέργεια για ταχύτητες μεγαλύτερες των 13 m/s.



Σχήμα 45: Καμπύλες ισχύος – ενέργειας, (RETScreen Expert)

Με προσαρμογή των απωλειών προέκυψε ο συντελεστής ισχύος ίσος με 39,8%. Επίσης προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά στρόβιλο ίση με 20.372 MWh. Έπειτα, συμπληρώθηκαν τα αρχικά κόστη και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης του ΥΑΠ τα οποία έχουν προκύψει από τη διαδικασία υπολογισμού του κύκλου ζωής του έργου που αναλύθηκε στο υποκεφάλαιο 6.3 (σχήμα 46).

Απώλειες		
Απώλειες διάταξης	%	5%
Απώλειες περυσίου	%	2%
Λοιπές απώλειες	%	5%
Διαθεσιμότητα	%	98%
Περίληψη		
Συντελεστής ισχύος	%	39,8%
Αρχικά κόστη	€/kW	4.016
Κόστη λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)	€/kW-έτος	87,90
Τιμή πωλούμενου ηλεκτρισμού	€/kWh	0,10
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο	MWh	436.288
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€	43.628.820
Άλλες πληροφορίες		
Μη διορθωμένη ενεργειακή παραγωγή	MWh	20.372
Συντελεστής πίεσης		1,000
Συντελεστής θερμοκρασίας		0,988
Συνολική ενεργειακή παραγωγή	MWh	20.134
Συντελεστής απωλειών		0,87
Ειδική παραγωγή	kWh/m <sup>2</sup>	1,400

Σχήμα 46: Επίπεδη αξιολόγησης 2 - συνέχεια (RETScreen Expert)

Σε επόμενο στάδιο το πρόγραμμα δίνει τη δυνατότητα να εισαχθούν πιθανές χρηματοδοτήσεις. Στην περίπτωση των αιολικών πάρκων σύμφωνα με τον Ν.2601/98 οι χρηματοδοτήσεις αγγίζουν το 40% του αρχικού κόστους επένδυσης. Στην παρούσα

εργασία θεωρήθηκε ότι η χρηματοδότηση ήταν το 30% του αρχικού κόστους επένδυσης, δηλαδή 15.074.489,7 €. Επίσης, στο λογισμικό μπορεί να συμπεριληφθεί η τιμή πίστωσης που παρέχεται λόγω της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, η οποία σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή είναι 50 €/tn CO<sub>2</sub>.

Παρατηρούμε πως το επιτόκιο αναγωγής ( $r$ ) είναι 9% και επομένως ο δείκτης IRR πρέπει να είναι μεγαλύτερος ή ίσος αυτού (σχήμα 47). Επίσης σε αυτό το στάδιο ολοκληρώνεται ο υπολογισμός των χρηματοοικονομικών δεικτών αξιολόγησης που παράγονται από το λογισμικό χρησιμοποιώντας τα στοιχεία που έχουν επιλεγεί σε προηγούμενα στάδια.

Στο σχήμα 49 φαίνονται οι τιμές των οικονομικών δεικτών αξιολόγησης που προέκυψαν. Συγκεκριμένα φαίνεται πως το κριτήριο του IRR ικανοποιείται εφόσον  $18,6\% > 9\%$ . Επίσης, η περίοδος αποπληρωμής (DPBP) είναι τα 7,3 χρόνια, η καθαρή παρούσα αξία (NPV) είναι 195.970.150 €, η αναλογία οφέλους-κόστους είναι 2,3 και το κόστος πώλησης ενέργειας είναι 0,15 €/kWh.

Το πρόγραμμα επίσης παράγει πίνακες που αφορούν τα κόστη και τα έσοδα (σχήμα 48) όπως και την ετήσια χρηματοροή (σχήμα 50).

Οικονομικοί Παράμετροι		
<b>Γενικά</b>		
Κυλιόμενος φόρος κόστους καυσίμου		2%
Τιμή πληθωρισμού	%	2%
Επιτόκιο αναγωγής	%	9%
Ποσοστό επανένδυσης	%	9%
Διάρκεια ζωής έργου	έτος	25
<b>Χρηματοδότηση</b>		
Κίνητρα και επιχορηγήσεις	€	15.074.489,70
Τοκοχρεολύσιο	%	70%
Χρέος	€	351.433.809
Μετοχή	€	150.614.490
Επιτόκιο δανεισμού	%	7%
Περίοδος χρέους	έτος	15
Πληρωμές χρέους	€/έτος	38.585.543
<b>Ανάλυση φόρου εισοδήματος</b>		
		<input type="checkbox"/>

Σχήμα 47: Οικονομικοί παράμετροι ΥΑΠ, (RETScreen Expert)

Κόστος   Αποθηκεύσεις   Έσοδο		
<b>Αρχικά κόστη</b>		
Αρχικό κόστος	100%	€ 502.048.299
<b>Συνολικά αρχικά κόστη</b>	<b>100%</b>	<b>€ 502.048.299</b>
Κίνητρα και επιχορηγήσεις		€ 15.074.490
<b>Ετήσια χρηματοροή - Έτος 1</b>		
<b>Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους</b>		
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)	€	10.986.879
Πληρωμές χρέους - 15 έτη	€	38.585.543
<b>Συνολικά ετήσια κόστη</b>	<b>€</b>	<b>49.572.422</b>
<b>Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα</b>		
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€	65.443.230
Έσοδα από τη μείωση εκπομπών ΑΤΟ - έτη	€	11.864.858
Λοιπά έσοδα (έσοδα)	€	0
Έσοδα παραγωγής ΚΕ	€	0
<b>Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα</b>	<b>€</b>	<b>77.308.088</b>
<b>Καθαρή ετήσια ταμειακή ροή - Έτος 1</b>	<b>€</b>	<b>27.735.666</b>

Σχήμα 48: Κόστος - Αποθηκεύσεις – Έσοδα, (RETScreen Expert)



Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	18,6%
MIRR προ φόρου - μετοχές	%	13%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	5,9%
MIRR προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	7,3%
Απλή αποπληρωμή	έτος	7,3
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	6,7
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	€	195.970.150
Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής	€/έτος	19.950.986
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (O-K)		2,3
Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων		1,4
Κόστος μείωσης εκπομπών ΑΤΘ	€/tn CO <sub>2</sub>	-66,74
Κόστος παραγωγής ενέργειας	€/kWh	0,135

Σχήμα 49: Οικονομική βιωσιμότητα έργου, (RETScreen Expert)

Ετήσια χρηματοροή		
Ετος	Προ-φόρων	Αθροιστικά
#	€	€
0	-135.540.000	-135.540.000
1	16.959.936	-118.580.064
2	18.070.845	-100.509.219
3	19.203.973	-81.305.246
4	20.359.763	-60.945.483
5	21.538.669	-39.406.813
6	22.741.154	-16.665.660
7	23.967.688	7.302.028
8	25.218.752	32.520.780
9	26.494.838	59.015.618
10	27.796.446	86.812.064
11	29.124.086	115.936.150
12	30.478.278	146.414.428
13	31.859.555	178.273.982
14	33.268.457	211.542.439
15	34.705.536	246.247.975
16	74.756.901	321.004.877
17	76.252.039	397.256.916
18	77.777.080	475.033.996
19	79.332.622	554.366.618
20	80.919.274	635.285.892
21	82.537.660	717.823.551
22	84.188.413	802.011.964
23	85.872.181	887.884.145
24	87.589.625	975.473.770
25	89.341.417	1.064.815.187

Σχήμα 50: Ετήσια Χρηματοροή έργου, (RETScreen Expert)

## 6.5 Υβριδική λύση

Το πλωτό υπεράκτιο υβριδικό σύστημα, όπως έχει εξηγηθεί, μοιράζεται τις ίδιες εγκαταστάσεις με το αιολικό πάρκο. Συγκεκριμένα, όπως έχει αναλυθεί στο κεφάλαιο 4.2 η κατασκευή WEC τοποθετείται στην πλατφόρμα του WindFloat. Επομένως, ο υπολογισμός του κόστους του κύκλου ζωής τους είναι ίδιος και στην περίπτωση του WindWaveFloat, με τη διαφοροποίηση του κόστους που έγκειται στην κατασκευή, λειτουργία και συντήρηση (εγκμετάλευση) του συστήματος WEC το οποίο έχει προστεθεί στην πλωτή πλατφόρμα.

Για την αξιολόγηση της επένδυσης χρησιμοποιήθηκε το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) με χρήση της σχέσης 6.44. Το LCOE χρησιμοποιείται συνήθως για

τη σύγκριση τεχνολογιών που παρουσιάζουν διαφορετικές επενδυτικές λειτουργίες ή βρίσκονται στην ίδια τοποθεσία. Επομένως, χρειάζεται να γνωρίζουμε τη τιμή του συνολικού κόστους του κύκλου ζωής  $LCS_{HFOREF}$  (σε €) και την επιπρόσθετη απόδοση που θα προσφέρει η προσθήκη των συσκευών WEC.

Ο υπολογισμός του δείκτη LCOE πρέπει να γίνει με βήμα έτους γιατί το κόστος LCS είναι διαφορετικό ανάλογα με το εξεταζόμενο έτος. Συγκεκριμένα:

- Έτος 0 :  $LCS_0 = LCS - C5 - C6$
- Έτος 1 μέχρι  $N_{farm}-1$  :  $LCS_{1-(N_{farm}-1)} = C5 / N_{farm}$
- Έτος  $N_{farm}$  :  $LCS_{N_{farm}} = (C5 / N_{farm}) + C6$

Δηλαδή, το συνολικό κόστος του έτους 0 είναι το συνολικό κόστος επένδυσης χωρίς το κόστος εκμετάλλευσης ( $C5$ ) και αποσυναρμολόγησης ( $C6$ ). Το συνολικό κόστος των επόμενων ετών είναι το κόστος εκμετάλλευσης διαιρεμένο με το  $N_{farm}$  με εξαίρεση το τελευταίο έτος του κύκλου ζωής της εγκατάστασης που περιλαμβάνει και το κόστος αποσυναρμολόγησης ( $C6$ ). (Castro-Santos, et al, 2016)

Λόγω της ελλιπής έρευνας πάνω στην τεchnο-οικονομική ανάλυση των συσκευών OWC, ο προσδιορισμός των επιπλέον κοστών της προσθήκης αυτών στο σύστημα δεν μπορεί να υπολογιστεί ακριβώς. Επειδή όπως έχει αναφερθεί το σύστημα OWC περιλαμβάνεται στην κοινή δομή με την Α/Γ, δεν αναμένεται να προσθέσει περισσότερο από 20% στο κόστος κατασκευής και περισσότερο από 10% στο κόστος εκμετάλλευσης. Τα ποσοστά αύξησης που χρησιμοποιήθηκαν στην εργασία είναι 15% στο κόστος κατασκευής και 7,5% στο κόστος εκμετάλλευσης (Τσιπούρας, 2021). Επομένως η επιλογή υβριδικού συστήματος αιολικής και κυματικής ενέργειας θα αυξήσει το κόστος κατασκευής κατά 14.332.500 € και το κόστος εκμετάλλευσης κατά 160.988 €. Δηλαδή, συνολικά προκύπτει το Σύστημα Κόστους Κύκλου Ζωής (LCS) για το σενάριο υβριδικού υπεράκτιου πάρκου ίσο με 527.528.665 €.

Η επιπρόσθετη απόδοση ορίζεται από την παραγωγή ενέργειας των συσκευών WEC και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$E_{WEC} = NHAT \times \frac{\rho \times g^2}{64\pi} \times T_e \times H_s^2 \times D_{WEC} \quad (6.46)$$

Όπου:

NHAT : ο αριθμός των ωρών λειτουργίας της συσκευής

$\rho$  : η πυκνότητα του θαλασσινού νερού (1,026 tn/m<sup>3</sup>)

$g$  : η επιτάχυνση της βαρύτητας (9,81 m/s<sup>2</sup>)

$T_e$ : η περίοδος του κύματος

$H_s^2$  : το ύψος του κύματος

$D_{WEC}$  : το πλάτος εκμετάλλευσης της συσκευής

(Castro-Santos et al, 2016)

Τα δεδομένα του κύματος για την υπό μελέτη περιοχή αντλήθηκαν από το σύστημα Poseidon και έγινε η παραδοχή πως οι συσκευές θα παράγουν ενέργεια το 60% του χρόνου. Με αυτά τα δεδομένα και τη χρήση της σχέσης 6.46 η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από μία συσκευή WEC προέκυψε 3,95 MWh, για μία πλωτή πλατφόρμα (2 συσκευές) 7,9 MWh και για το σύνολο της εγκατάστασης (50 συσκευές) 197 MWh. Αντίστοιχα από τις 25 Α/Γ παράγονται 400.020 MWh ετησίως. Επομένως, το υβριδικό αιολικό πάρκο παράγει 590.300 MWh ετησίως.

Τα αποτελέσματα της σύγκρισης μεταξύ του υπό μελέτη ΥΑΠ και του υπό μελέτη υβριδικού πάρκου αιολικής και κυματικής ενέργειας φαίνονται στους πίνακες 34,...37.

**Πίνακας 34:** LCS FOWF και HFOREF

LCS <sub>FOWF</sub> (€)	LCS <sub>HFOREF</sub> (€)	ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΑΥΞΗΣΗ
513.035.178	527.528.665	0,027

**Πίνακας 35:** Ετήσιες αποδόσεις ενέργειας (MWh)

ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΥΑΠ (MWh)	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ - E <sub>WEC</sub> (MWh)	ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΟΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ (MWh)
509.300	197	509.497

**Πίνακας 36:** Μέθοδος υπολογισμού LCOE

ΕΤΟΣ	ΥΑΠ		ΥΒΡΙΔΙΚΟ	
	LCS <sub>FOWF</sub> /(1+r) <sup>t</sup>	E <sub>t</sub> /(1+r) <sup>t</sup>	LCS <sub>HFOREF</sub> /(1+r) <sup>t</sup>	E <sub>t</sub> /(1+r) <sup>t</sup>
0	507.837.908	509.300	527.528.665	509.497
1	18.826.979	467.248	19.358.850	467.429
2	17.272.458	428.668	17.760.413	428.834
3	15.846.292	393.273	16.293.957	393.426
4	14.537.882	360.801	14.948.584	360.941
5	13.337.507	331.010	13.714.297	331.138
6	12.236.245	303.679	12.581.924	303.797
7	11.225.912	278.605	11.543.050	278.713
8	10.299.002	255.600	10.589.954	255.700
9	9.448.626	234.496	9.715.554	234.587
10	8.668.464	215.134	8.913.352	215.217
11	7.952.719	197.370	8.177.387	197.447
12	7.296.073	181.074	7.502.190	181.144
13	6.693.645	166.123	6.882.743	166.187
14	6.140.959	152.406	6.314.444	152.465
15	5.633.907	139.822	5.793.067	139.876
16	5.168.722	128.277	5.314.741	128.327
17	4.741.947	117.686	4.875.909	117.731
18	4.350.410	107.968	4.473.311	108.010
19	3.991.202	99.054	4.103.955	99.092
20	3.661.653	90.875	3.765.096	90.910
21	3.359.315	83.371	3.454.217	83.404
22	3.081.940	76.488	3.169.006	76.517
23	2.827.468	70.172	2.907.345	70.199
24	2.594.007	64.378	2.667.289	64.403
25	1.708.415	59.062	1.775.646	59.085
<b>SUM:</b>	<b>708.739.654</b>	<b>5.511.940</b>	<b>734.124.949</b>	<b>5.514.077</b>

**Πίνακας 37:** Σύγκριση LCOE των δύο λύσεων

LCOE αιολικού πάρκου (€/MWh)	LCOE υβριδικού πάρκου (€/MWh)	Ποσοστό αύξησης (%)
128,6	133,1	3,42

Όπως αποδεικνύεται συγκρίνοντας τους δείκτες LCOE (πίνακας 37) το ΥΑΠ υπερτερεί της υβριδικής λύσης για την ορισμένη τοποθεσία με τα συγκεκριμένα χαρακτηριστικά. Συγκεκριμένα, το μέσο συνολικό κόστος του έργου ανά μονάδα συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) στην περίπτωση του ΥΑΠ είναι 128,6 €/MWh ενώ του υβριδικού συστήματος είναι 133,1 €/MWh. Δηλαδή, παρουσιάζει ποσοστό αύξησης 3,42%.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

Η προσέγγιση του ανθρώπου σε ζητήματα που τον αφορούν θέτει τον ίδιο και τις ανάγκες του στο κέντρο κάθε δραστηριότητας και ως κεντρικό άξονα κάθε απόφασης. Στην πράξη, οι δράσεις του ανθρώπου -πολλές φορές- οδηγούν σε αποτελέσματα που αποκλίνουν από τα ουμανιστικά του κίνητρα.

Η διαρκή προσπάθεια ικανοποίησης των ενεργειακών αναγκών του ανθρώπου έχει απασχολήσει έντονα αρκετούς κλάδους της επιστημονικής κοινότητας, με την προσπάθεια εύρεσης λύσεων στο πρόβλημα του ενεργειακού εφοδιασμού κάθε περιοχής αλλά και του μετριασμού των αρνητικών επιπτώσεων αυτών των λύσεων.

Οι μέχρι τώρα διαμορφωθείσες συνθήκες ικανοποίησης των ενεργειακών αναγκών - και άλλων αναγκών- έχουν επιφέρει αρνητικές επιπτώσεις στο ανθρώπινο και φυσικό περιβάλλον. Με την ομαδοποίηση των επιπτώσεων που ανησυχούν και απασχολούν περισσότερο την ανθρώπινη κοινωνία συντίθεται η έννοια του “ενεργειακού προβλήματος”.

Στην περίπτωση της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), η όξυνση του φαινομένου της κλιματικής απορρύθμισης, η μέχρι προσφάτως τεράστια εξάρτηση από εξωτερικούς προμηθευτές ενέργειας και η ενεργειακή κρίση των τελευταίων χρόνων, έχει δημιουργήσει έντονο αίσθημα ενεργειακής ανασφάλειας. Για την επιβράδυνση της εξάντλησης των συμβατικών ενεργειακών πόρων, τον μετριασμό του περιβαλλοντικού κόστους της ενέργειας, της σταθεροποίησης της ενεργειακής τροφοδοσίας και της άμβλυνσης των τιμών αγοράς της ενέργειας, θεωρείται απαραίτητη η στρατηγική εξοικονόμηση ενέργειας και η στρατηγική υποκατάσταση των συμβατικών πηγών ενέργειας με ΑΠΕ. Με την κατανόηση της σημασίας αυτών των δύο στρατηγικών σχεδίων δράσης και με πρότυπο τη βιωσιμότητα, έχουν δημιουργηθεί κίνητρα και έχουν κατευθυντήριες πολιτικές εκ μέρους της ΕΕ, τις οποίες λαμβάνουν υπόψη οι πολιτικοί ηγέτες των κρατών μελών στο εσωτερικό νομοθετικό πλαίσιο που θεσπίζουν. Στην περίπτωση της Ελλάδας έχουν τεθεί υψηλοί στόχοι μεριδίου ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η προώθηση περισσότερων εγκαταστάσεων ΑΠΕ, έστρεψε το ενδιαφέρον της ακαδημαϊκής, τεχνολογικής και βιομηχανικής κοινότητας στην έρευνα των καλύτερων προσφερόμενων εναλλακτικών πηγών ενέργειας. Σημαντική θέση στην κατάταξη αυτή έχει η αιολική ενέργεια.

Η αιολική ενέργεια έχει ήδη αποδείξει την χρησιμότητά της στο ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως στη Ευρώπη, με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να πωλείται σε ανταγωνιστικές τιμές. Αυτή η αστείρευτη πηγή ενέργειας διαχέεται σε όλη την επιφάνεια με την αξιοποίησή της να περιορίζεται κυρίως σε χερσαίες τοποθεσίες λόγω της εγκατάστασης χερσαίων αιολικών πάρκων (ΧΑΠ).

Οι αρνητικές επιπτώσεις των ΧΑΠ και η αντίδραση που αντιμετωπίζουν από τις τοπικές κοινωνίες έχουν αποτελέσει ισχυρές αφορμές ώστε να υπάρξει έντονο ενδιαφέρον για περισσότερες επενδύσεις σε υπεράκτια αιολικά πάρκα (ΥΑΠ).

Ειδικά για χώρες όπως η Ελλάδα με μικρή χερσαία έκταση διαθέσιμη για εγκατάσταση ΧΑΠ και υψηλό υπεράκτιο αιολικό δυναμικό, η λύση υπεράκτιων εγκαταστάσεων πάρκων ανεμογεννητριών θεωρείται η πλέον αναμενόμενη, το οποίο επιβεβαιώνεται από το θεσμικό πλαίσιο και από τις συζητήσεις γύρω από τις καταλληλότερες περιοχές χωροθέτησης ΥΑΠ.

Πια υπάρχει ποικιλία τεχνολογιών που διατίθενται στο εμπόριο και αφορούν τα επιμέρους χαρακτηριστικά μιας δομής ΥΑΠ, τα οποία μπορούν να αξιολογηθούν και να συγκριθούν μεταξύ τους με σκοπό την επιλογή του καταλληλότερου για το έργο. Στην περίπτωση των ελληνικών θαλασσών και άλλων θαλασσών με μεγάλα βάθη, η πλωτή θεμελίωση αποτελεί μονόδρομο.

Στις υπεράκτιες συνθήκες, εκτός της αιολικής ενέργειας διατίθεται και μια άλλη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, η κυματική. Ο συνδυασμός αιολικής και κυματικής ενέργειας σε μία εγκατάσταση μπορεί να επιφέρει θετικά αποτελέσματα σε επίπεδο απόδοσης συστήματος. Οι τεχνολογίες όμως αξιοποίησης κυματικής ενέργειας δεν βρίσκονται ακόμα σε ανταγωνιστικό επίπεδο και χρειάζονται περαιτέρω ανάλυση. Παρόλα αυτά οι υβριδικές συσκευές αποτελούν μια ενδιαφέρουσα κατηγορία προς έρευνα.

Μια από τις περιοχές που μελετώνται για εγκατάσταση ΥΑΠ στη χώρα μας, είναι οι Κυκλάδες. Οι Κυκλάδες λόγω της ιδιαίτερης γεωγραφικής δομής τους, των σχέσεων εξάρτησης μεταξύ των νησιών και των σημαντικών για την Ελληνική οικονομία χρήσεων γης που τις χαρακτηρίζουν αποτελούν ιδιαίτερη περιοχή μελέτης για εγκατάσταση ενός μεγάλου έργου ηλεκτροπαραγωγής.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία ελέγχεται η περιοχή χωροθέτησης ΥΑΠ, θαλάσσιας έκτασης κοντά στο νησί της Σύρου. Αυτή η επιλογή χωροθέτησης υπερτερεί σε σχέση με άλλες λόγω της εγγύτητας που παρουσιάζει με το λιμάνι και το ναυπηγείο της Σύρου. Το λιμάνι της Σύρου είναι το μεγαλύτερο λιμάνι των Κυκλάδων και το ναυπηγείο της Σύρου το μοναδικό στις Κυκλάδες. Και οι δύο δομές εξυπηρετούν αναγκαίες δραστηριότητες για την υποστήριξη μιας εγκατάστασης ΥΑΠ και σε άλλες περιοχές είναι ελλιπείς. Μια ακόμα θετική συνθήκη που δημιουργείται με την εν λόγω τοποθέτηση είναι η καλωδιακή σύνδεση του ΥΑΠ με τον υποσταθμό ΥΤ-ΜΤ της Σύρου ο οποίος είναι ο πιο σημαντικός κόμβος του δικτύου ΥΤ του ΑΔΜΗΕ στις Κυκλάδες.

Αυτά τα προτερήματα της περιοχής αποτέλεσαν κίνητρο για τον έλεγχο των υπόλοιπων κριτηρίων χωροθέτησης της εν λόγω εγκατάστασης, την αποδοχή τους από την τοπική κοινωνία και την οικονομική βιωσιμότητά τους. Και από τους τρεις άξονες ελέγχου προέκυψαν θετικά συμπεράσματα.

Σύμφωνα με τα κριτήρια αποκλεισμού χωροθέτησης η τοποθέτηση του ΥΑΠ στο Βορειοανατολικό άκρο του νησιού αποτελεί εξαιρετική επιλογή. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον αποτελεί η αποφυγή της οπτικής όχλησης από τις γειτονικές χερσαίες περιοχές παρά της μικρής απόστασης από τα παράκτια του νησιού. Αυτό επιτυγχάνεται λόγω της ένταξης περιοχών αυτών στο δίκτυο Natura 2000 και τον χαρακτηρισμό τους ως αδόμητες.

Στα πλαίσια της αξιολόγησης της αποδοχής της εγκατάστασης από την τοπική κοινωνία, διανεμήθηκε ερωτηματολόγιο. Από τα συλλεγόμενα δεδομένα του ερωτηματολογίου προκύπτει πως η προσέγγιση των κατοίκων είναι υποστηρικτική ειδικά συγκριτικά με τα χερσαία αιολικά πάρκα τα οποία έχουν αντιμετωπίσει έντονες ενστάσεις στο νησιωτικό σύμπλεγμα. Ακόμα μεγάλη υποστήριξη από την τοπική κοινωνία έχουν γενικότερα οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ.

Για τον σχεδιασμό του ΥΑΠ είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός της ισχύς σχεδιασμού για τον υπολογισμό της οποίας συλλέχθηκαν και επεξεργάστηκαν δεδομένα που έχει στην κατοχή του ο ΔΕΔΔΗΕ και αφορούν τον υποσταθμό της Σύρου και τους 3 διασυνδεδεμένους με τη Σύρο υποσταθμούς (Μυκόνου, Νάξου, Πάρου). Τα συμπεράσματα της επεξεργασίας των δεδομένων ήταν πως οι καταναλώσεις αυτών των 4 νησιών και των μικρότερων συνδεδεμένων σε αυτά, για το 2022 έφταναν μέγιστη ενεργό ισχύ τα 139 MW με τα επιμέρους νησιά να έχουν μέγιστες τιμές τα 21 MW, 28 MW, 39 MW και 56 MW.

Με την κατανόηση των φορτίων που καταναλώνουν αυτά τα νησιά και την κατανόηση πως τα μικρότερα νησιά έχουν ακόμα μικρότερες καταναλώσεις, δημιουργείται το ερώτημα αν αξίζει να πραγματοποιηθεί μια εγκατάσταση ΥΑΠ η οποία θα ηλεκτροδοτεί μόνο ένα νησί και άρα θα αποτελεί ένα μικρό αιολικό πάρκο. Κατ' επέκταση αν μια τέτοια εγκατάσταση αρμόζει σε περιοχές κοντά σε διασυνδεδεμένα νησιά ή μη διασυνδεδεμένα.

Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία δεν αξίζει να πραγματοποιηθεί εγκατάσταση ΥΑΠ με μικρή ισχύ σχεδιασμού. Επομένως, το έργο θα πρέπει να ηλεκτροδοτεί ένα πλήθος νησιών και όχι μόνο ένα. Αυτό προϋποθέτει ένα καλά σχεδιασμένο ηλεκτρικό δίκτυο υψηλής τάσης το οποίο θα διασυνδέει τα νησιά τα οποία θα τροφοδοτούνται από το ΥΑΠ. Σήμερα, αυτό το δίκτυο περιλαμβάνει τα διασυνδεδεμένα με το Ηπειρωτικό σύστημα νησιά.

Στην περίπτωση του υπό μελέτη έργου της εργασίας, επιλέχθηκε ως τιμή σχεδιασμού τα 125 MW. Συμφέρον του επενδυτή είναι όλη η παραγόμενη ποσότητα από το αιολικό πάρκο να καταναλώνεται και άρα να πωλείται. Για την μελέτη της οικονομικής βιωσιμότητας του υπό μελέτη ΥΑΠ, ακολουθήθηκε μια μεθοδολογία που βασίζεται στον υπολογισμό του κόστους του κύκλου ζωής της εγκατάστασης και έπειτα τον προσδιορισμό χρηματοοικονομικών δεικτών αξιολόγησης της επένδυσης.

Λαμβάνοντας υπόψιν τις τιμές του ηλεκτρικού τιμολογίου, προ της ενεργειακής κρίσης 2021 – σήμερα και έπειτα της έναρξης αυτής, συμπεραίνουμε πως η εγκατάσταση στην πρώτη περίπτωση δεν θα αποτελούσε συμφέρουσα λύση ενώ στη δεύτερη αποτελεί μια ανταγωνιστική και οικονομικά συμφέρουσα λύση ηλεκτροδότησης που αξίζει περαιτέρω έρευνα. Οι τιμές της αγοράς επηρεάζονται άμεσα από το χρηματιστήριο της ηλεκτρικής ενέργειας, και δεν είναι σταθερές στο χρόνο αλλά έντονα μεταβλητές σε αυτόν. Συγκεκριμένα, μετά τις εξωφρενικές τιμές αγοράς της επόμενης μέρας το 2022, οι τιμές συνεχίζουν να είναι υψηλές αν και έχουν μειωτική τάση.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της μελέτης οικονομικής βιωσιμότητας του ΥΑΠ, οι επενδυτές έχουν τη δυνατότητα να ορίσουν μια τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας αρκετά χαμηλότερη της σημερινής αναλόγως με τον χρόνο απόσβεσης της αρχικής επένδυσης που επιθυμούν. Μια προτεινόμενη τιμή είναι τα 0,15 €/kWh.

Η περίπτωση της υβριδικής λύσης συνδυασμού αιολικής ενέργειας και κυματικής με προσθήκη συσκευών WEC στην εγκατάσταση του ΥΑΠ, δεν παρουσιάζει οικονομικά προτερήματα έναντι της απλούστερης λύσης παραγωγής ενέργειας μόνο αξιοποιώντας το αιολικό δυναμικό. Αυτό οφείλεται κυρίως στο μικρό σημαντικό ύψος κύματος που παρουσιάζεται στην περιοχή. Συγκεκριμένα, η υβριδική λύση παρουσιάζει αύξηση του μέσου συνολικού κόστους του έργου ανά μονάδα συνολικής παραγόμενης ισχύς ίσο με 3,42%. Η σύγκριση αυτή μας οδηγεί στο συμπέρασμα πως η λύση εκμετάλλευσης μόνο του αιολικού δυναμικού της περιοχής είναι οικονομικά πιο συμφέρουσα, αν και προηγείται της υβριδικής κατά μικρό ποσοστό. Παρόλα αυτά, στο μέλλον, με την μεγαλύτερη ανάπτυξη των τεχνολογιών WEC μπορεί να αλλάξουν τα δεδομένα.

Το κύριο συμπέρασμα είναι ότι υπάρχει η δυνατότητα εγκατάστασης μιας οικονομικά βιώσιμης δομής ΥΑΠ στις Κυκλάδες, αρκετά ανταγωνιστικής στην ελεύθερη αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία δεν θα βρίσκει αντιμέτωπες τις τοπικές κοινωνίες, δεν θα σαμποτάρει τις σημαντικές για το νησιωτικό σύμπλεγμα τουριστικές δραστηριότητες και θα μπορεί ρεαλιστικά να υποστηριχθεί από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, το λιμάνι όπως και το ναυπηγείο του νησιού σύνδεσης.



## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

## Ελληνική

Αλβανού, Α. (2016). Συμβατικές Πηγές Ενέργειας και Σύγχρονες προκλήσεις ενεργειακής πολιτικής (Doctoral dissertation, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης).

Ανανιάδου, Ε. και Δρυγιαννάκη, Ε. (2021). Χωροθέτηση υπεράκτιου αιολικού πάρκου στην περιοχή της Λήμνου με τη χρήση πολυκριτηριακής ανάλυσης και Συστημάτων Γεωγραφικών Πληροφοριών.

Βλαμίδου, Θ. (2022). ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΒΙΩΣΙΜΗ ΤΟΥΡΙΣΤΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΟΥ

Βουρνάς, Κ. Δαφέρμος, Ολ. Πάγκαλος, Στ. Χατζαράκης, Γ. (2009). Ηλεκτροτεχνία, Β' & Γ' ΕΠΑΛ, εκδ. Διόφαντος

Γαβαλάς, Μ. (2022). Μοντέλο Χωροθέτησης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων (Θαπ) Στο Νησιωτικό Σύμπλεγμα Κυκλάδων

Γκουντρουμάνη, Κ. (2016). Αξιολόγηση Σκοπιμότητας αιολικού Πάρκου Στην Περιφέρεια Θεσσαλίας

Γραμμένος, Π., (2023) Τα εμπόδια της ΕΕ στην ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων.

Έθνος. (2020). Τήνος: Ξύλο για τις ανεμογεννήτριες, στον αέρα οι επενδύσεις - Τι λένε οι εμπλεκόμενοι

ΕΛΕΤΑΕΝ. Βασικά Δεδομένα, Η Αιολική Ενέργεια Στην Ελλάδα

ΕΛΙΑΜΕΠ. (2021). In focus – Υπεράκτια αιολική ενέργεια στην Ελλάδα: Μελέτη των κοινωνικών και οικονομικών επιπτώσεων – AlmaEconomics, eliamep.gr

ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΙΔΡΥΜΑ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ & ΕΞΩΤΕΡΙΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ (ΕΛΙΑΜΕΠ). (2021). Υπεράκτια αιολική ενέργεια στην Ελλάδα: Κοινωνικές και οικονομικές επιπτώσεις,

Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης. (2018). ΟΔΗΓΙΑ (ΕΕ) 2018/2001 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (αναδιατύπωση)

ΕΠΧΣΑΑ. (2008). ΦΕΚ 2464/Β/03.12.2008

Ευρωπαϊκή Επιτροπή. (2019). Ανακοίνωση της Επιτροπής, Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, Βρυξέλλες,

Ευρωπαϊκή Επιτροπή. (2022). REPowerEU: οικονομικά προσιτή, εξασφαλισμένη και βιώσιμη ενέργεια για την Ευρώπη

Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο. (2022). Βιομηχανική, ενεργειακή και ερευνητική πολιτική. (Θεματολογικά δελτία για την Ευρωπαϊκή Ένωση 2023) Κεφ.9 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

- Ευρωπαϊκό Συμβούλιο - Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. (2023). Ενημερωτικό γράφημα - Από πού έρχεται το φυσικό αέριο στην ΕΕ;
- Ευρωπαϊκό Συμβούλιο - Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. (2023). Οι αγορές μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία: Η αντίδραση της ΕΕ
- Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο. (2023). Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, Θεματολογικά δελτία για την Ευρωπαϊκή Ένωση
- EUR-lex, Europa.eu. (2020). Ανακοίνωση της Επιτροπής προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, το Συμβούλιο, την Ευρωπαϊκή Οικονομική και Κοινωνική Επιτροπή Και την Επιτροπή των Περιφερειών, Βρυξέλλες, COM (2020) 550 final
- HELMERA. (2009). Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και θαλάσσιο περιβάλλον: Υπεράκτια αιολικά πάρκα.
- HWEA. (2023). Η Στατιστική της Αιολικής Ενέργειας το 2022, Wind Energy Statistics
- Ίκκος, Α. (2015). Η συμβολή του τουρισμού στην ελληνική οικονομία, το 2014: Συνοπτική απεικόνιση βασικών μεγεθών, Αθήνα: Ινστιτούτο SETE
- Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (IENE). (2008). Το ενεργειακό πρόβλημα των Κυκλάδων: Κρίσιμα ερωτήματα και προοπτικές
- Ινστιτούτο του Συνδέσμου Ελληνικών Τουριστικών Επιχειρήσεων (INSETE). (2021α). Ελληνικός Τουρισμός 2030 - Σχέδια δράσης, Περιφέρεια Νοτίου Αιγαίου
- Ινστιτούτο του Συνδέσμου Ελληνικών Τουριστικών Επιχειρήσεων (INSETE). (2022β). ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΝΟΤΙΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ-Ετήσια έκθεση ανταγωνιστικότητας και διαρθρωτικής προσαρμογής στον τομέα του τουρισμού για το έτος 2021
- Καρδοματέας, Δ. (2022). Αναλυτική παρουσίαση: πώς δημιουργήθηκε η ενεργειακή κρίση, γιατί οι υψηλές τιμές θα γίνουν μόνιμο πρόβλημα και τι μπορεί να γίνει.
- Κοινή γνώμη, Ημερήσια εφημερίδα των Κυκλάδων. (2021). Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ), (2020)
- Λάμπρου, Ε. Ίκκος, Α. (2023). ©INSETE Intelligence, Διεθνείς Αεροπορικές Αφίξεις: 2019-2022 Απολογισμός
- Λυτρίβη, Δ. (2017). Πανεπιστήμιο Πελοποννήσου, Τμήμα οικονομικών επιστημών, Η συμβολή του τουρισμού στην ελληνική οικονομία
- Μαρκουτσά, Μ. (2017). Υφιστάμενο Καθεστώς, Προοπτικές και δυναμική Κυματικής Ενέργειας στην Ευρώπη.
- ΜΠΑΡΔΑΚΗΣ, Δ. Α. (2018) Ενεργειακή βιωσιμότητα και αιολικά πάρκα: Μια πράσινη τεχνολογική προσέγγιση
- Παπαδημητρίου, Ν. (2018). 'Οι Κυκλάδες και ο Κυκλαδικός Πολιτισμός.' Μουσείο Κυκλαδικής Τέχνης, εκπαιδευτικό υλικό, repository-mca.ekt.gr

Σπυρόπουλος, Χ. (2017). Η χρησιμότητα-σημασία των ΑΠΕ στην ενεργειακή και περιβαλλοντική πολιτική με παραδείγματα από τον ελλαδικό χώρο, αλλά και η κοινωνική αποδοχή που γνωρίζουν οι ΑΠΕ στην Ελλάδα

Τουντόπουλος, Κ. Δ. (Πειραιάς, 2022). Εναλλακτικές Μορφές Τουρισμού- Μελέτη Περίπτωσης Μήλου, Πανεπιστήμιο Πειραιώς

Τράπεζα της Ελλάδος (ΤτΕ), Δελτία Τύπου. (2022). Ενδιάμεση Έκθεση της Τράπεζας της Ελλάδος για τη Νομισματική Πολιτική 2022

Τράπεζα της Ελλάδος (ΤτΕ), Άρθρα και Συνεντεύξεις. (2022). Άρθρο του Διοικητή της Τράπεζας της Ελλάδος Γιάννη Στουρνάρα στην εφημερίδα "Ελεύθερος Τύπος της Κυριακής" με θέμα «Προκλήσεις και προοπτικές της ελληνικής οικονομίας»

Τράπεζα της Ελλάδος, (ΤτΕ), Δελτία Τύπου. (21-2-2023). Εξελίξεις στο ταξιδιωτικό ισοζύγιο πληρωμών: Δεκέμβριος 2022

Τράπεζα της Ελλάδος, (ΤτΕ), Δελτία Τύπου. (24-03-2023). Εξελίξεις στο ταξιδιωτικό ισοζύγιο πληρωμών: Ιανουάριος 2023

Τσακαλάκης, Κ. & Ιωακείμ, Ι. Ε. (2014). Παραγωγή ενέργειας από συμβατικά ορυκτά καύσιμα και εναλλακτικές πηγές ενέργειας. Σημειώσεις, Αναπλ. Καθηγητής, Σχολή Μεταλλείων-Μεταλλουργών ΕΜΠ.

Τσεκούρας, Γ. Μαυρογεώργης, Θ. (2020). Αξιολόγηση, Αναθεώρηση και Εξειδίκευση του Περιφερειακού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης Περιφέρειας νοτίου Αιγαίου φάση Β' - Στάδιο Β1, Πρόταση Αναθεώρησης –Εξειδίκευσης, Τεύχος Ι

Τζάννε, (2021). ΥΠΕΝ: Σε ποιες θαλάσσιες περιοχές θα εγκατασταθούν

Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. (ΥΠΕΝ). Ενέργεια–ΑΠΕ–Τεχνολογίες-Αιολική

Φουστέρη, Α. (2018). Η Ανάπτυξη Του Τουρισμού Στην Νησιωτική Περιοχή Των Κυκλάδων. Η Περίπτωση της Σαντορίνης

### Ξενόγλωσση

Aaront, D. (2021). Semi-Submersible, Spar and TLP – How to select floating wind foundation types?, Empire Engineering

Barooni, M. Ashuri, T. Sogut, D.V. Wood, S. & Taleghani, S.G. (2023), Design Concepts for Floating Offshore Wind Turbines. In Encyclopedia.

Bilgili, M. Yasar, A. Simsek E. (2011). Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issue 2, Pages 905-915

Castro-Santos, L. Diaz-Casas, V. (2014). Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms. Renewable Energy

Castro-Santos, L. Martins, E. Soares, G. (2016). Methodology to Calculate the Costs of a Floating Offshore Renewable Energy Farm

Castro-Santos, L. Filgueira-Vizoso, A. Álvarez-Feal, C. Carral, L. (2018). Influence of Size on the Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms

Castro-Santos, L., deCastro, M., Costoya, X., Filgueira-Vizoso, A., Lamas-Galdo, I., Ribeiro, A., Dias, J. M., & Gómez-Gesteira, M. (2021). Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms Considering Near Future Wind Resources: Case Study of Iberian Coast and Bay of Biscay. *International journal of environmental research and public health*, 18(5), 2553.

CHINTGLOBAL, (2013). What is Gas Insulated Switchgear (GIS) and How Does It Work?,

European Union, (2023). Shedding light on energy - 2023 edition

EEA, Europa, (2016). Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee, The Committee Of The Regions And The European Investment Bank ,Clean Energy For All Europeans,Brussels

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

ELETAEN, (2022). Presentations of the workshop: "Offshore Wind Energy in Greece: The way forward",

Filgueira-Vizoso, A., Castro-Santos, L., Iglesias, D. C., Puime-Guillén, F., Lamas-Galdo, I., García-Diez, A. I., ... & Soares, C. G. (2022). The Technical and Economic Feasibility of the CENTEC Floating Offshore Wind Platform. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10(10), 1344.

Freitas, A. A., Reboita, M. S., Carvalho, V. S. B., Drumond, A., Ferraz, S. E. T.,Silva, B. C., & Rocha, R. P. (2023). Atmospheric and Oceanic Patterns Associated with Extreme Drought Events over the Paraná Hydrographic Region, Brazil. *Climate*, 11(1), 12.

Ganea, D,Amortila, V, Mereuta, E,Rusu, E, (2017). A Joint Evaluation of the Wind and Wave Energy Resources Close to the Greek Islands

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

IEA, (2022), Electricity Sector, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/electricity-sector>

Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC, (2022). The evidence is clear: the time for action is now. We can halve emissions by 2030.

- Kaldellis, J.K., Apostolou, D., Kapsali, M., Kondili, E., (2016). Environmental and social footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart, *Renewable Energy*, Volume 92, Pages 543-556
- Kesari, J.P., Gupta, A., Shukla, K., Garg, P., (2019). A Review of The Combined Wind and Wave Energy Technologies, *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT)* – Volume 67 Issue 5
- LUVSIDE, (2020). Onshore and Offshore Wind Energy: A Comparison
- OSTI.GOV, (2010). Technical Report: WindWaveFloat (WWF): Final Scientific Report
- Pérez-Collazo, C., Greaves, D., & Iglesias, G. (2015). A review of combined wave and offshore wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 141–153.
- Popkostova, Y., (2022). EUISS, EUROPE'S ENERGY CRISIS CONUNDRUM - Origins, impacts and way forward, Brief 2
- Roddier, D, Cermelli, C, & Weinstein, A, (2009). "WindFloat: A Floating Foundation for Offshore Wind Turbines—Part I: Design Basis and Qualification Process."
- Roddier, Dominique, Banister, Kevin. (2012). WindWaveFloat (WWF): Final Scientific Report. United States.
- Proceedings of the ASME 2009 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Volume 4: Ocean Engineering; Ocean Renewable Energy; Ocean Space Utilization, Parts A and B. Honolulu, Hawaii, USA. May 31–June 5, 2009. pp. 845-853. ASME.
- Schüller, S. and Sagan, A. (2020). 'Covid-19 and labour law in Germany.' *EuropeanLabourLawJournal*, Vol. 11(3), pp. 292-297.
- Spyridonidou. S. Vagiona. D. G. Loukogeorgaki. E. (2020). Strategic Planning of Offshore Wind Farms in Greece
- Speight, J. G., (2015). *Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology*, Chapter 3 - Offshore Platforms
- 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.
- Kaldellis, J.K. Apostolou, D. Kapsali, M. Kondili, E. (2016). Environmental and social footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart, *Renewable Energy*, Volume 92, Pages 543-556
- Karlibaeva, R., Kurbonov, K., Bekimbetova, G., & Shaturaev, J. (2022). The effectiveness of investment projects in development of innovative activities of enterprises. *European Business Management*, 8(3).
- Weinstein A., (2011). WindWaveFloat - Water Power Peer Review, Principle Power

Wind Europe, (2023). Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027

## Παράρτημα - Ερωτηματολόγιο

## Ερωτηματολόγιο



Θέμα: Κοινωνική προσέγγιση για την κατασκευή Θαλάσσιων ανεμογεννητριών

Η έρευνα αυτή διεξάγεται στα πλαίσια εκπόνησης διπλωματικής εργασίας για την απόκτηση προπτυχιακού τίτλου σπουδών στο «Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών» του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας.

Το ερωτηματολόγιο είναι ανώνυμο, εμπιστευτικό και τα αποτελέσματα θα χρησιμοποιηθούν αυστηρά και μόνο στα πλαίσια της στατιστικής ανάλυσης της έρευνας.

Με εκτίμηση Χριστοφόρου Μελίνα

### Ερωτήσεις:

1. Φύλο
  - Άντρας
  - Γυναίκα
  - Άλλο
2. Ηλικία
  - 15 - 24
  - 25 - 64
  - 65+
3. Τύπος εκπαίδευσης
  - Απόφοιτος γυμνασίου
  - Απόφοιτος λυκείου
  - Απόφοιτος ΑΕΙ/ΑΤΕΙ/ΙΕΚ
  - Μεταπτυχιακό δίπλωμα
  - Διδακτορικό δίπλωμα
  - Άλλο
4. Είστε μόνιμος κάτοικος Σύρου;
  - Ναι
  - Όχι
5. Γνωρίζετε πως στο νησί υπάρχουν ανεμογεννήτριες;
  - Ναι
  - Όχι

6. Θεωρείτε καλή επιλογή την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές;

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ

7. Θεωρείτε καλή επιλογή την παραγωγή ενέργειας από ανεμογεννήτριες;

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ

8. Θεωρείτε η παραγωγή ενέργειας από ανεμογεννήτριες έχει μικρότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τις άλλες διαδεδομένες πηγές παραγωγής (ορυκτά καύσιμα);

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ

9. Θα προτιμούσατε θαλάσσια πάρκα ανεμογεννητριών από ότι επίγεια;

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ

10. Συμφωνείτε ότι οι χερσαίες ανεμογεννήτριες είναι λιγότερο αποδοτικές από ότι οι θαλάσσιες;

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ

11. Συμφωνείτε ότι οι χερσαίες ανεμογεννήτριες παρουσιάζουν μεγαλύτερη περιβαλλοντική όχληση από ότι οι θαλάσσιες;

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ

12. Θεωρείτε η τιμή της ενέργειας θα επηρεαστεί θετικά με την κατασκευή ανεμογεννητριών;

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ

13. Έχετε ισχυρές απόψεις πάνω στο ζήτημα κατασκευής ανεμογεννητριών;

Καθόλου	Λίγο	Ουδέτερος	Αρκετά	Πολύ