

Ανάλυση πλωτού αιολικού
πάρκου με παραγωγή Υδρογόνου
στο Αιγαίο Πέλαγος

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ



Τομέας: Ρευστών

Επιβλέπων: Γεώργιος Κάραλης, ΕΔΙΠ ΕΜΠ

Αθήνα 2023

Υπεύθυνη δήλωση για λογοκλοπή και για κλοπή πνευματικής ιδιοκτησίας:

Έχω διαβάσει και κατανοήσει τους κανόνες για τη λογοκλοπή και τον τρόπο σωστής αναφοράς των πηγών που περιέχονται στον οδηγό συγγραφής Διπλωματικών Εργασιών. Δηλώνω ότι, από όσα γνωρίζω, το περιεχόμενο της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι προϊόν δικής μου εργασίας και υπάρχουν αναφορές σε όλες τις πηγές που χρησιμοποίησα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτή τη Διπλωματική εργασία είναι του συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Θεοδώρα Γρίβα

Περιεχόμενα

Περίληψη	7
Abstract	8
Εισαγωγή.....	9
1. Πλωτά Αιολικά Πάρκα	11
1.1 Επιλογή τοποθεσίας πλωτών αιολικών πάρκων.....	11
1.2 Χαρακτηριστικά Ανεμογεννητριών	14
1.2.1 Πλωτή Βάση Ανεμογεννητριών	14
1.2.2 Ισχύς Ανεμογεννήτριας.....	16
1.3 Επικρατέστερες τοποθεσίες για εγκατάσταση πλωτού αιολικού πάρκου ..17	
1.3.1 Αιολικό δυναμικό και έκταση υποψήφιων σημείων τοποθέτησης αιολικού πάρκου	19
1.3.2 Ισχύς και συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των πιθανών πλωτών αιολικών πάρκων	22
2. Ηλεκτρόλυση	25
2.1 Επιλογή ηλεκτρολύτη	25
2.2 Επιλογή σημείου τοποθέτησης ηλεκτρολύτη	27
2.2.1 Κεντρικός ηλεκτρολύτης – Αυτόνομοι ηλεκτρολύτες	28
2.2.2 Χερσαίος – Θαλάσσιος ηλεκτρολύτης.....	28
2.3 Αφαλάτωση νερού και συμπίεση H ₂	29
3. Μεταφορά & Αποθήκευση H ₂	30
4. Ενεργειακοί υπολογισμοί.....	33
4.1 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.....	33
4.2 Παραγωγή υδρογόνου	34
5. Οικονομικοί υπολογισμοί.....	35
5.1 Κόστος αιολικού πάρκου	35
5.2 Κόστος ηλεκτρόλυσης.....	36
5.3 Κόστος καλωδίωσης	37
5.4 Κόστος αγωγών H ₂	38
5.4.1 Απόσταση ηλεκτρολύτη – σταθμού φυσικού αερίου	38
5.5 Κόστος Αποθήκευσης H ₂	44
5.6 Συνολικό κόστος εγκατάστασης.....	44
5.7 Οικονομική αξιολόγηση έργου.....	46
6. Ανάλυση ευαισθησίας.....	48
6.1 Τιμή πώλησης υδρογόνου	48
6.2 Φορολογικός συντελεστής	49
6.3 Ημέρες αποθήκευσης υδρογόνου.....	50
Προβληματισμοί - Προτάσεις βελτίωσης	53
Οικονομική Συμπεριφορά	53
Περιβαλλοντικό αποτύπωμα	53
Επίλογος - Συμπέρασμα.....	55

Κατάλογος Πινάκων	57
Κατάλογος Εικόνων	58
Αναφορές	59

Περίληψη

Η ενεργειακή μετάβαση σε μια πιο πράσινη εποχή ωθεί τις ευρωπαϊκές χώρες στην ανάπτυξη έργων που θα συμβάλλουν στην απανθρακοποίησή τους. Τέτοια έργα είναι τα αιολικά πάρκα, που πλέον αναπτύσσονται στη θάλασσα σε μεγάλη κλίμακα και έχουν ανάγκη αποθήκευσης. Σε αυτή την κατεύθυνση, εξετάστηκε η ανάπτυξη ενός πλωτού αιολικού πάρκου στην Ελλάδα, και πιο συγκεκριμένα στο Αιγαίο Πέλαγος, χρησιμοποιώντας ως μέσο αποθήκευσης το υδρογόνο. Αναδείχθηκαν οι τοποθεσίες που είναι καταλληλότερες για την ανάπτυξη ενός τέτοιου έργου, ενώ αναλύθηκαν τα τεχνικά χαρακτηριστικά και η χωροθέτηση των εγκαταστάσεων που ταιριάζουν καλύτερα στην ιδιαίτερη τοπογραφία της χώρας. Επιπλέον, έγιναν υπολογισμοί των ενεργειακών μεγεθών για να προκύψει η χωρητικότητα και η απόδοση που θα μπορούσε να έχει το έργο σε κάθε τοποθεσία. Ακολούθησαν οι υπολογισμοί του κόστους και η αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου. Έτσι, αναδείχθηκε πως η Ελλάδα είναι ικανή να φιλοξενήσει πλωτά αιολικά πάρκα μεγάλης κλίμακας με παραγωγή υδρογόνου, η αρωγή όμως του κράτους είναι απαραίτητη για την ανάπτυξή τους, την δεδομένη χρονική στιγμή.

Abstract

The green transition and the goal of climate neutrality push European countries to develop projects that contribute to their decarbonization. Wind farms are such projects, which nowadays, tend to be developed at sea, where the scale of the farm can be larger. However, the need for storage is, in this case, essential. In this framework, it was analyzed the case of a floating offshore wind-to-hydrogen project in Greece, and more specifically in the Aegean Sea. Thus, the areas that best suit this project were chosen, as well as the technical parameters and the positioning of the equipment that best fits the topology of the Greek seas. Energy calculation was conducted in order to evaluate the capacity and the efficiency of the project at each region, while estimating the cost and the financial viability of the project. As a result, it was inferred that Greece is capable of accommodating large-scale wind-to-hydrogen projects, although the financial support of the Greek government is, at this stage, crucial.

Εισαγωγή

Η Κλιματική αλλαγή και οι καταστροφικές επιπτώσεις της σε όλο τον πλανήτη οδήγησε την πλειοψηφία των χωρών το 2015 να θεσπίσει μια συμφωνία για τον περιορισμό της υπερθέρμανσης και την διατήρηση της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη σε επίπεδα κάτω των 2°C. Η συμφωνία αυτή ονομάστηκε Συμφωνία του Παρισιού και στα πλαίσια αυτής, η Ευρωπαϊκή Ένωση θέσπισε ένα δικό της σχέδιο, την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, κατά την οποία όλα τα κράτη-μέλη της υποχρεούνται να εκπληρώσουν συγκεκριμένους στόχους.

Η Ελλάδα με τη σειρά της καλείται να πραγματοποιήσει έως το 2030 τα κάτωθι [1]:

- i. Μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου κατά 42% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990
- ii. Αύξηση του μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ σε ποσοστό 35% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας
- iii. Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης έτσι ώστε η τελική κατανάλωση το 2030 να μην ξεπερνάει αυτή που καταγράφηκε το 2017

Για να επιτευχθούν όμως τα παραπάνω η Ελλάδα πρέπει να προχωρήσει σε έργα ΑΠΕ μεγαλύτερης κλίμακας από αυτής που υλοποιούνται σήμερα, εκμεταλλευόμενη τα ιδιαίτερα γεωμορφολογικά της χαρακτηριστικά.

Είναι δεδομένο πως το αιολικό δυναμικό στην θάλασσα είναι πολύ μεγαλύτερο από αυτό που παρατηρείται στη ξηρά ενώ υπάρχουν και πολύ μεγαλύτερες διαθέσιμες εκτάσεις για τοποθέτηση ανεμογεννητριών. Αυτό το δεδομένο έχουν εκμεταλλευτεί αρκετές χώρες και έχουν τοποθετήσει υπεράκτια αιολικά πάρκα τα οποία όμως, ως επί το πλείστον, είναι πακτωμένα στο βυθό (fixed bottom). Αυτή η τεχνολογία μπορεί να εφαρμοσθεί σε βάθη που φτάνουν μέχρι και τα 50 μέτρα.

Το πρόβλημα που αντιμετωπίζει η Ελλάδα είναι πως τα βάθη των θαλασσών της ξεπερνούν τον παραπάνω περιορισμό, επομένως, πρέπει να προχωρήσει στην ανάπτυξη πλωτών αιολικών πάρκων. Τα πρώτα πιλοτικά πλωτά πάρκα που έχουν αναπτυχθεί στην Ευρώπη είναι το Hywind Scotland [2] στην Σκωτία, χωρητικότητας 30MW και το WindFloat Atlantic [3] στην Πορτογαλία, χωρητικότητας 25MW. Τα έργα αυτά είναι τοποθετημένα κοντά στην ακτή, σε αποστάσεις μέχρι και 25km, καθώς είναι διασυνδεδεμένα με το δίκτυο για να παρέχουν στους καταναλωτές πράσινη ενέργεια.

Η διασύνδεση με το δίκτυο και η άμεση κατανάλωση της παραγόμενης ενέργειας έχει το μειονέκτημα του περιορισμού της παραγωγής ενέργειας ανάλογα με τις ενεργειακές ανάγκες των καταναλωτών την εκάστοτε στιγμή. Αυτό έχει ως συνέπεια να χάνεται ένα πολύ μεγάλο μέρος της ενέργειας που θα μπορούσε να παραχθεί ενώ θέτει και όρια στην διείσδυση των αιολικών στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, αφού η διακύμανση της

παραγωγής δεν συμβαδίζει με την διακύμανση της κατανάλωσης κάνοντας την αιολική ενέργεια αναξιόπιστη. Η λύση σε αυτό είναι η προσωρινή αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας και η διάθεσή της όταν η παραγόμενη ενέργεια δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών. Τα κόστη όμως των συμβατικών μπαταριών και η έκταση που θα απαιτούνταν είναι απαγορευτικά. Επομένως, πρέπει να βρεθεί ένας άλλος τρόπος αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας.

Το πράσινο υδρογόνο (H_2) είναι αυτό που θα αναλάβει αυτό το ρόλο καθώς η περίσσεια ενέργειας μπορεί να μετατραπεί σε H_2 μέσω της ηλεκτρόλυσης. Το H_2 αυτό, που παράχθηκε από πράσινη ενέργεια, μπορεί να μετατραπεί ξανά σε ηλεκτρική ενέργεια, λαμβάνοντας έτσι το ρόλο της «μπαταρίας». Η χρήση του όμως δεν περιορίζεται εκεί. Το H_2 μπορεί να χρησιμοποιηθεί για θέρμανση, ως καύσιμο σε εναέρια, επίγεια και πλωτά μέσα μεταφοράς ενώ έχει ευρεία χρήση και στην βιομηχανία. Τα παραπάνω ανάγουν το H_2 σε κάτι παραπάνω από ένα απλό μέσο αποθήκευσης της ενέργειας, καθώς μπορεί να γίνει το μέσο που θα συνδέσει τις ΑΠΕ με τομείς όπως είναι οι μεταφορές, η παραγωγή θέρμανσης και οι βιομηχανίες, απομπλέκοντάς τες από τα ορυκτά καύσιμα.

Η πρώτη χώρα που αποπειράται να ενώσει αυτά τα δύο στοιχεία, τα πλωτά αιολικά και το H_2 ως μέσο αποθήκευσης, είναι η Ιρλανδία με το έργο της H-Wind Project [4]. Το έργο έχει ως στόχο, μεταξύ των άλλων, να ενισχύσει την τεχνογνωσία για αντίστοιχα έργα αναπτύσσοντας μεθόδους μείωσης του κόστους, ενίσχυσης της ασφάλειας κ.α. . Επιπλέον, το έργο αυτό θέτει τα θεμέλια για την εκπλήρωση του στόχου της Ιρλανδίας να φτάσει έως το 2030 να διαθέτει υπεράκτια αιολικά πάρκα συνολικής χωρητικότητας 2GW, τα οποία όμως θα χρησιμοποιούνται αποκλειστικά για παραγωγή πράσινου H_2 [5]. Απώτερος σκοπός βέβαια, εκτός της απανθρακοποίησης της χώρας, είναι και η πώληση του H_2 στις υπόλοιπες Ευρωπαϊκές χώρες προκειμένου να συνδράμουν και στην δική τους μετάβαση στην πράσινη ενέργεια. Κάτι τέτοιο θα ενισχύσει την ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης, παράλληλα όμως, θα καταστήσει την Ιρλανδία το μεγαλύτερο προμηθευτή πράσινης ενέργειας στην Ευρώπη, συμβάλλοντας σημαντικά στην ανάπτυξη της οικονομίας της.

Η Ελλάδα διαθέτει αρκετά μεγάλες εκτάσεις θαλασσίων ζωνών που διαθέτουν ισχυρό αιολικό δυναμικό. Το ερώτημα που τίθεται λοιπόν, και καλείται να απαντήσει η παρούσα εργασία, είναι «Μπορεί η Ελλάδα να αξιοποιήσει το αιολικό δυναμικό των θαλασσών της για παραγωγή H_2 σε κλίμακα τέτοια ώστε να μπορεί να έχει το 2030 ρόλο αντίστοιχο της Ιρλανδίας στην παραγωγή πράσινης ενέργειας στην Ευρώπη; ».

1. Πλωτά Αιολικά Πάρκα

Η δημιουργία ενός πλωτού αιολικού πάρκου περιλαμβάνει κάποια επιμέρους βήματα. Αρχικά, πρέπει να καθοριστούν τα κριτήρια που καθιστούν τις περιοχές κατάλληλες για εγκατάσταση πλωτών αιολικών πάρκων. Έπειτα, πρέπει να επιλεγθούν τα επιμέρους χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών και τέλος, να δημιουργηθεί μια λίστα με τις περιοχές εκείνες που είναι κατάλληλες να φιλοξενήσουν έργα επιθυμητής κλίμακας. Η διαδικασία αυτή ακολουθείται παρακάτω.

1.1 Επιλογή τοποθεσίας πλωτών αιολικών πάρκων

Η τοποθεσία ενός πλωτού αιολικού πάρκου πρέπει να διαθέτει κάποιες ιδιότητες. Αυτές ως επί το πλείστον αφορούν το αιολικό δυναμικό, το βάθος της θάλασσας, την απόσταση από την ακτή, αλλά και τους περιορισμούς της νομοθεσίας για την εκάστοτε περιοχή [6].

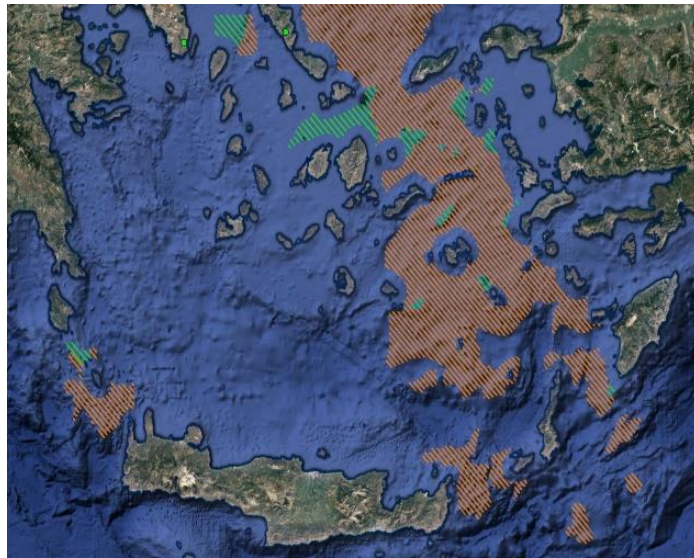
Στην περίπτωση της Ελλάδας ο Χαλκιαδάκης [7] έχει κάνει ήδη μια αξιολόγηση της καταλληλότητας των ελληνικών θαλασσών με βασικά κριτήρια :

- i. Η ετήσια μέση τιμή του ανέμου να είναι τουλάχιστον 8 m/s στο ύψος της πλήμνης της ανεμογεννήτριας
- ii. Το βάθος της θάλασσας να είναι πάνω από 50 m με έναν επιμέρους διαχωρισμό σε τοποθεσίες με βάθος 50-200 m και 200-1000 m (σε βάθη κάτω των 50m μπορεί να χρησιμοποιηθεί η τεχνολογία της πακτωμένης βάσης στο βυθό)
- iii. Η απόσταση από την ακτή να είναι μεγαλύτερη των 10 km ώστε να μην προκαλείται οπτική όχληση
- iv. Η περιοχή τοποθέτησης να μην έχει χαρακτηριστεί ως προστατευόμενη περιοχή (π.χ. Natura 2000) για την προστασία των έμβιων οργανισμών και του περιβάλλοντός τους, αλλά και να μην υπόκειται σε χαρακτηρισμούς όπως μνημείο παγκόσμιας κληρονομιάς, στρατιωτική περιοχή κ.α.

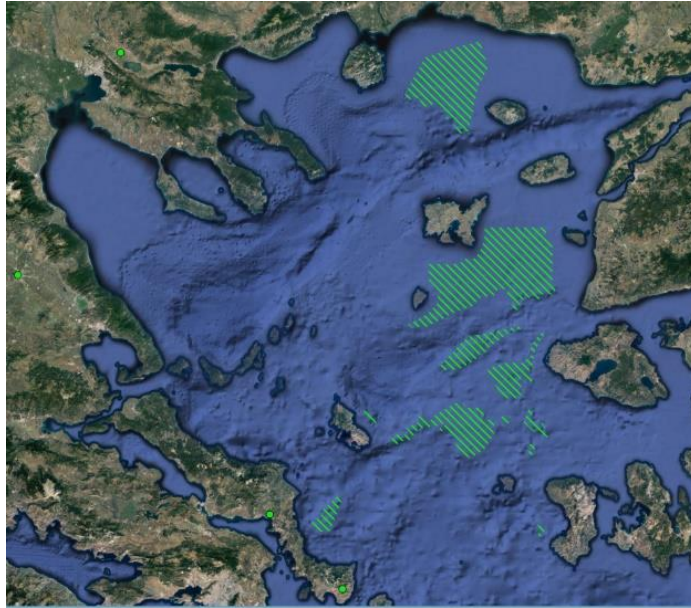
Από τα παραπάνω προέκυψαν για το Βόρειο Αιγαίο οι περιοχές που φαίνονται στην **Εικόνα 1**, όπου με πράσινη διαγράμμιση είναι τα σημεία με βάθος 50-200m και με κόκκινη διαγράμμιση είναι αυτά με βάθος 200-1000m. Αντίστοιχα παρουσιάζονται και οι περιοχές του Νοτίου Αιγαίου στην **Εικόνα 2**. Στην παρούσα εργασία θα μελετηθούν οι περιοχές που φτάνουν σε βάθη έως 200m καθώς σε αυτές είναι πιο εύκολη η εγκατάσταση αιολικών πάρκων. Προς διευκόλυνση της αναγνώρισης αυτών των περιοχών παρουσιάζονται με πράσινη διαγράμμιση στην **Εικόνα 3** για το Βόρειο Αιγαίο και στην **Εικόνα 4** για το Νότιο.



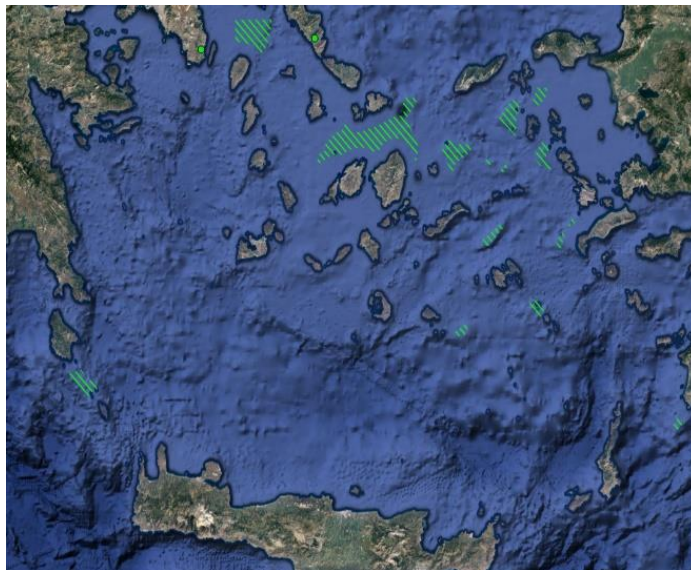
Εικόνα 1 - Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m (πράσινο) και 200-1000m (κόκκινο) στο Βόρειο Αιγαίο [7]



Εικόνα 2 - Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m (πράσινο) και 200-1000m (κόκκινο) στο Νότιο Αιγαίο [7]



Εικόνα 3 – Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m στο Βόρειο Αιγαίο [7]



Εικόνα 4 - Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m στο Νότιο Αιγαίο [7]

1.2 Χαρακτηριστικά Ανεμογεννητριών

Οι ανεμογεννήτριες που θα χρησιμοποιηθούν στα πιθανά έργα θα έχουν όλες τα ίδια χαρακτηριστικά έτσι ώστε να διευκολυνθούν οι υπολογισμοί αλλά και η όλη διαδικασία της σύγκρισης. Τα βασικά στοιχεία που θα αποφασιστούν είναι το είδος της βάσης και το μέγεθος της ανεμογεννήτριας.

1.2.1 Πλωτή Βάση Ανεμογεννητριών

Έχει αναπτυχθεί πληθώρα πλωτών βάσεων για αιολικά πάρκα, η καθεμία από τις οποίες υπερτερεί σε κάποιο στοιχείο. Σχεδόν όλες, όμως, ανήκουν στις τρεις γενικές κατηγορίες που απεικονίζονται στην **Εικόνα 5** και αναπτύσσονται παρακάτω.



Εικόνα 5 - Τα τρία βασικά είδη πλωτών βάσεων (αριστερά προς δεξιά): Spar Buoyancy, Semi-submersible, Tension Leg Platform [7]

Spar Buoyancy

Η πλωτή βάση Spar Buoyancy ή Spar αποτελείται από ένα κυλινδρικό στύλο πάνω στον οποίο τοποθετείται η ανεμογεννήτρια και ένα επιπρόσθετο βάρος στη βάση του στύλου που εξασφαλίζει την σταθερότητα της κατασκευής [7]. Ο στύλος συνδέεται στον βυθό με αλυσίδες και σύστημα αγκυροβόλησης.

Η κατασκευή αυτή θεωρείται απλή και σχετικά οικονομική, για αυτό και χρησιμοποιείται ευρέως στα υπάρχοντα έργα [8]. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι το Hywind Scotland project που χρησιμοποιεί αυτό το είδος βάσης [2].

Semi-submersible

Η βάση αυτή είναι μια ημιβυθιζόμενη κατασκευή σε σχήμα τριγώνου, οι κορυφές του οποίου έχουν κυλινδρικούς στύλους. Η ανεμογεννήτρια τοποθετείται σε έναν από αυτούς τους στύλους. Και αυτή συνδέεται στο βυθό με αλυσίδες και άγκυρες.

Το πλεονέκτημα αυτής της κατασκευής είναι ότι επιτρέπει στο θαλασσινό νερό να περάσει μέσα από αυτή με αποτέλεσμα να ισορροπεί καλύτερα και να έχει αυξημένες ενεργειακές επιδόσεις σε σχέση με τις άλλες βάσεις που αφήνουν αναξιοποίητη αιολική ενέργεια στην προσπάθειά τους να ισορροπήσουν. Επιπλέον, θετικό στοιχείο αποτελεί και το ότι η σύνθεση της κατασκευής γίνεται στην ξηρά και στη συνέχεια αυτή μεταφέρεται στην θέση της στη θάλασσα. Φυσικά, το ίδιο συμβαίνει και σε περίπτωση βλάβης της ανεμογεννήτριας, καθώς μεταφέρεται στη στεριά για επισκευή και μετά το πέρας αυτής επιστρέφει στη θέση της. Το γεγονός αυτό απλοποιεί αρκετά τις διαδικασίες της κατασκευής και συντήρησης ενώ μειώνει σημαντικά και το κόστος [7], [8].

Και αυτό το είδος πλωτής βάσης επιλέγεται αρκετά στα υφιστάμενα έργα. Παράδειγμα αυτού αποτελεί η χρήση semi-submersible βάσης στο WindFloat Atlantic [3].

Tension Leg Platform

Η κατασκευή αυτή αποτελείται από μία ελαφρώς βυθισμένη βάση πάνω στην οποία τοποθετείται η ανεμογεννήτρια. Η βάση αυτή συνδέεται στο βυθό μέσα από προενταμένα συρματόσχοινα και άγκυρες που τα σταθεροποιούν.

Ο τρόπος σύνδεσής της στο βυθό της προσδίδει μεγάλη σταθερότητα, όμως περιπλέκει αρκετά την εγκατάστασή της και την συντήρησή της. Το αποτέλεσμα είναι ότι αυξάνεται το κόστος ενώ επηρεάζεται και η μορφολογία του εδάφους στο βυθό.

Από τα τρία είδη πλωτών βάσεων που παρουσιάσθηκαν παραπάνω αυτό που επιλέγεται στην παρούσα εργασία είναι το semi-submersible. Ο λόγος είναι ότι οι αξιοποιήσιμες θαλάσσιες ζώνες στο Αιγαίο (**Εικόνα 3** και **Εικόνα 4**) βρίσκονται αρκετά κοντά σε στεριά, κάτι που επιτρέπει την εκμετάλλευση του προτερήματος των semi-submersible για κατασκευή και συντήρηση στη στεριά. Η επιλογή αυτή θα εξοικονομήσει σημαντικά κεφάλαια τόσο στην κατασκευή όσο και στη συντήρηση.

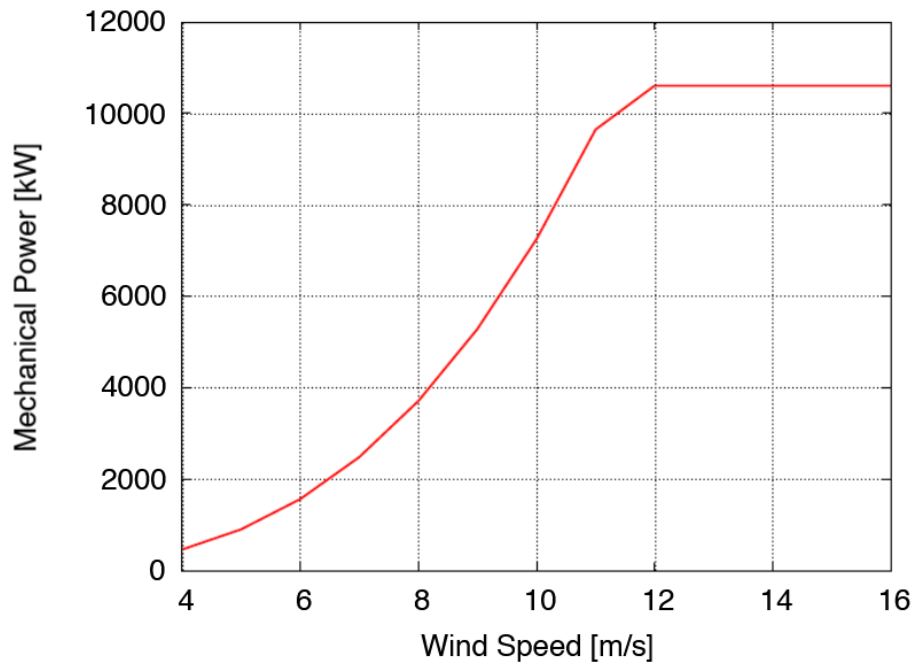
1.2.2 Ισχύς Ανεμογεννήτριας

Ένα σημαντικό στοιχείο που πρέπει να αποφασιστεί είναι το μέγεθος της ανεμογεννήτριας που θα χρησιμοποιηθεί, δηλαδή η χωρητικότητά της. Στόχος είναι η ανεμογεννήτρια που θα επιλεγεί να ταιριάζει με τα αιολικά δεδομένα της περιοχής αλλά να έχει και όσο το δυνατόν μεγαλύτερη χωρητικότητα, ώστε να εκμεταλλεύεται στο έπακρο την αιολική ενέργεια.

Οι έρευνες έχουν οδηγήσει στην ανάπτυξη ανεμογεννητριών που φτάνουν μέχρι και τα 15MW, χωρίς όμως αυτές να έχουν συνδυαστεί με τις πλωτές βάσεις για να βελτιστοποιηθούν τα χαρακτηριστικά τους [8]. Έτσι, στην παρούσα εργασία θα γίνει χρήση της ανεμογεννήτριας αναφοράς DTU των 10MW, καθώς σε αυτή έχουν γίνει αρκετές μελέτες ενώ έχει βελτιστοποιηθεί και με semi-submersible βάση [8]. Οι ιδιότητες αυτής παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα (**Πίνακας 1**) και η καμπύλη ισχύος της στην **Εικόνα 6**.

Πίνακας 1 - Τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας αναφοράς DTU των 10MW

Περιγραφή	Τιμές
Ονομαστική ισχύς	10MW
Προσανατολισμός ρότορα, διαμόρφωση	Ανάντι του ανέμου (upwind), 3 πτερύγια
Έλεγχος	Μεταβλητές στροφές, μεταβλητό βήμα (variable speed – pitch control)
Διάμετρος ρότορα	178.3m
Διάμετρος πλήμνης	5.6m
Ύψος πλήμνης	119m
Ταχύτητα ανέμου έναρξης λειτουργίας (cut-in)	4 m/s
Ονομαστική ταχύτητα ανέμου (rated)	11.4 m/s
Ταχύτητα ανέμου διακοπής λειτουργίας (cut-out)	25 m/s
Ταχύτητα ρότορα έναρξης λειτουργίας (cut-in)	6 RPM
Ονομαστική ταχύτητα ρότορα (rated)	9.6 RPM
Ονομαστική ταχύτητα ακροπτερυγίου (rated)	90 m/s

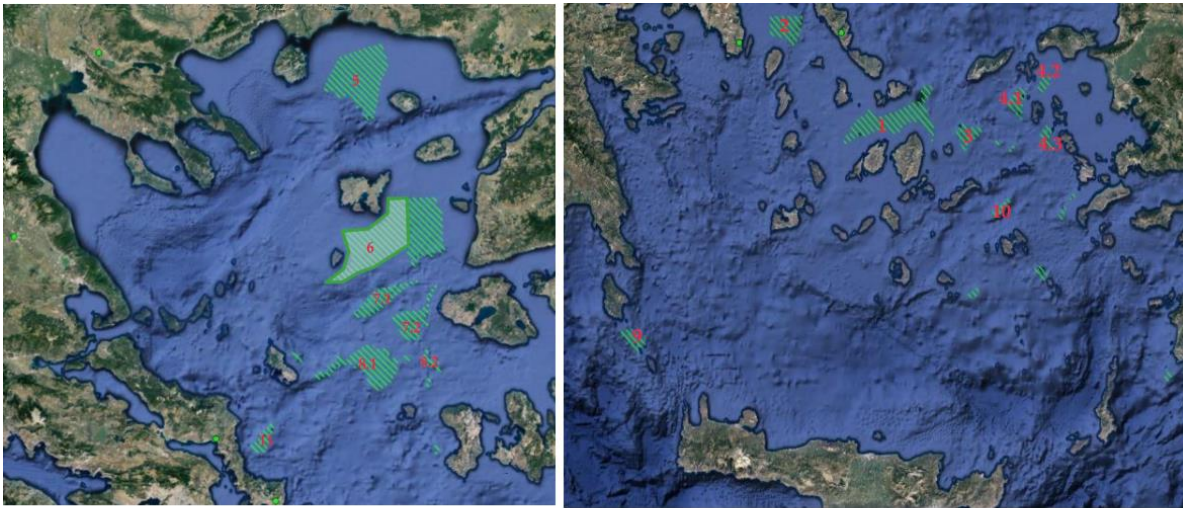


Εικόνα 6 - Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας αναφοράς DTU 10MW [9]

1.3 Επικρατέστερες τοποθεσίες για εγκατάσταση πλωτού αιολικού πάρκου

Η φύση του έργου απαιτεί η αξιολόγηση των τοποθεσιών να γίνει με βάση το τρίπτυχο αιολική συμπεριφορά, ηλεκτρόλυση και μεταφορά υδρογόνου. Η λογική όμως, βάζει σε προτεραιότητα τόσο το αιολικό δυναμικό όσο και την έκταση της κάθε τοποθεσίας, αφού χωρίς ισχυρούς ανέμους δεν έχει νόημα η δημιουργία ενός αιολικού πάρκου ενώ χωρίς αξιόλογη έκταση δεν είναι δυνατή η δημιουργία ενός έργου μεγάλης κλίμακας.

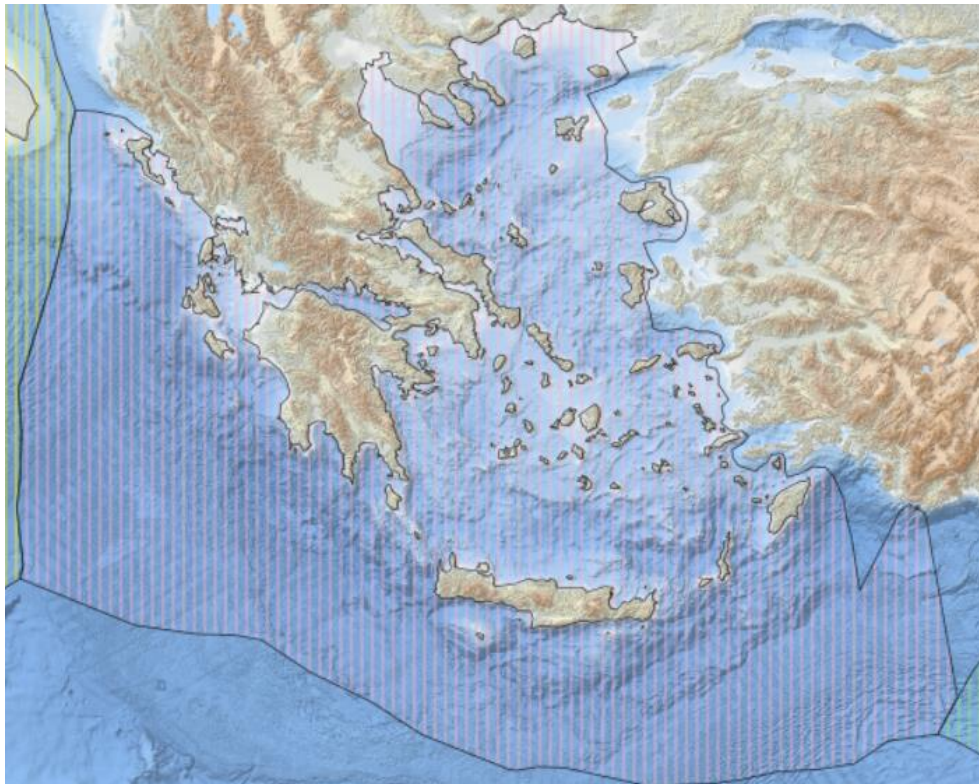
Προς διευκόλυνση της επικοινωνίας μεταξύ συντάκτη και αναγνώστη έγινε αρίθμηση και ονοματοδοσία των πιθανών περιοχών σε Βόρειο και Νότιο Αιγαίο και αυτή παρουσιάζεται στην **Εικόνα 7**. Σημειώνεται δε πως κατόπιν ελέγχου των εν λόγω τοποθεσιών με τα όρια της ελληνικής ΑΟΖ (Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη) (**Εικόνα 8**) διαπιστώθηκε πως η περιοχή 6, ανατολικά της Λήμνου και του Αγίου Ευστατίου (Άη Στράτη), δεν εμπίπτει εξολοκλήρου στην ελληνική ΑΟΖ. Έτσι, οριοθετήθηκε εκ νέου (με πράσινο πλαίσιο).



Ονομασία

- | | | | |
|------------------|-----------------------------|------------------|---------------|
| 1 ΒΑ Παροναξίας | 4.2 Β Πάτμου | 7.1 Δ Λέσβου (α) | 9 Ν Κυθήρων |
| 2 Β Τζιάς (Κέας) | 4.3 ΝΑ Πάτμου | 7.2 Δ Λέσβου (Β) | 10 ΝΑ Αμοργού |
| 3 ΒΑ Δονούσας | 5 Μεταξύ Θάσου-Σαμοθράκης | 8.1 Α Σκύρου (α) | 11 Α Ευβοίας |
| 4.1 ΒΔ Πάτμου | 6 Α Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου | 8.2 Α Σκύρου (Β) | |

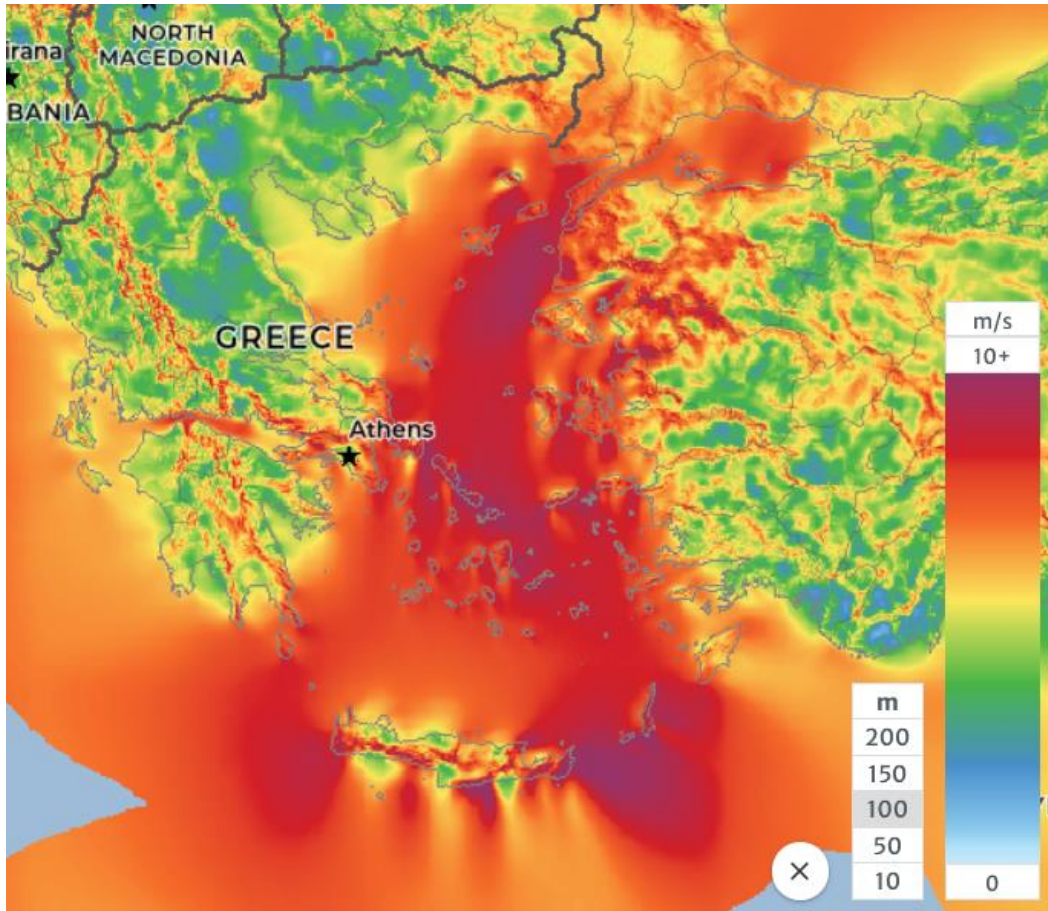
Εικόνα 7 - Αρίθμηση και ονοματοδοσία τοποθεσιών σε Βόρειο και Νότιο Αιγαίο



Εικόνα 8 - Τα όρια της ελληνικής ΑΟΖ σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό Άτλαντα θαλασσών [10]

1.3.1 Αιολικό δυναμικό και έκταση υποψήφιων σημείων τοποθέτησης αιολικού πάρκου

Το θαλάσσιο αιολικό δυναμικό της χώρας είναι αρκετά ισχυρό. Όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 9** σε υψόμετρο 100m οι ταχύτητες του ανέμου φτάνουν σε αρκετές περιοχές τα 9 και 10 m/s. Επομένως, είναι εκμεταλλεύσιμα αρκετά σημεία. Στην παράγραφο που ακολουθεί θα γίνει εκτενέστερη ανάλυση του αιολικού δυναμικού των περιοχών που μελετώνται.



Εικόνα 9 - Χάρτης αιολικού δυναμικού Ελλάδας στα 100 m [11]

Αιολικό δυναμικό τοποθεσιών

Η καταγραφή των τιμών της μέσης ετήσιας ταχύτητας του ανέμου έγινε από τον Κλιματικό Χάρτη ανέμου του meteo για την Ελλάδα [12]. Τα στοιχεία που συλλέχθηκαν αναφέρονται σε μετρήσεις που έγιναν σε ύψος 50m (**Πίνακας 2**).

Τα αιολικά δεδομένα όμως που απαιτούνται για την αξιολόγηση των τοποθεσιών πρέπει να αφορούν σε ύψος ίσο με το ύψος της πλήμνης της ανεμογεννήτριας, δηλαδή στα 119m. Για αυτό απαιτείται ο υπολογισμός της μέσης ταχύτητας του ανέμου στα 119m σύμφωνα με τον τύπο [7]:

$$U(Z) = U(Z_0) \cdot \left(\frac{Z}{Z_0}\right)^{1/\alpha}$$

Όπου Z είναι το ύψος υπολογισμού (119m), Z₀ το ύψος αναφοράς (50m) και 1/α είναι μια σταθερά που αφορά στην μορφολογία του εδάφους. Στην περίπτωση της θάλασσας έχει τιμή 0,17. Ο Πίνακας 2 παρουσιάζει τις αναγόμενες τιμές της μέσης ταχύτητας ανέμου.

Πίνακας 2 - Η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου που καταγράφηκε σε ύψος μέτρησης 50m και οι αναγόμενες τιμές στα 119m για τις υποψήφιες τοποθεσίες του πλωτού αιολικού πάρκου

	Όνομασία	Wind Speed @ 50m [m/s]	Wind Speed @ 119m [m/s]
1	BA Παροναξίας	7,7	8,9
2	B Τζιας (Κέας)	7,4	8,6
3	BA Δονούσας	7,6	8,8
4.1	BΔ Πάτμου	7	8,1
4.2	B Πάτμου	6,9	8,0
4.3	NA Πάτμου	6,9	8,0
5	Μεταξύ Θάσου-Σαμοθράκης	6,7	7,8
6	A Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	7,9	9,2
7.1	Δ Λέσβου (α)	7,6	8,8
7.2	Δ Λέσβου (β)	7,8	9,0
8.1	A Σκύρου (α)	7,5	8,7
8.2	A Σκύρου (β)	7,4	8,6
9	N Κυθήρων	7,4	8,6
10	NA Αμοργού	7,7	8,9
11	A Ευβοίας	6,9	8,0

Έκταση τοποθεσιών

Για να υπολογισθεί το μέγεθος των εκτάσεων των περιοχών που είναι υποψήφιες για την εγκατάσταση αιολικού πάρκου χρησιμοποιήθηκε το Google Earth. Ο Πίνακας 3 παρουσιάζει το εμβαδόν των περιοχών που προέκυψε από τις μετρήσεις. Παρατίθεται δε, σαν μέτρο σύγκρισης, η έκταση του πλωτού αιολικού πάρκου Hywind Scotland που φτάνει τα 4 km² με ένα πάρκο συνολικής ισχύος 30 MW [2].

Πίνακας 3 - Οι εκτάσεις των υποψήφιων προς εγκατάσταση αιολικού πάρκου περιοχών

	Όνομασία	Έκταση [km ²]
1	ΒΑ Παροναξίας	845,63
2	Β Τζιας (Κέας)	356,5
3	ΒΑ Δονούσας	200,31
4.1	ΒΔ Πάτμου	174,57
4.2	Β Πάτμου	68,86
4.3	ΝΑ Πάτμου	96,26
5	Μεταξύ Θάσου-Σαμοθράκης	1349,27
6	Α Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	1359,37
7.1	Δ Λέσβου (α)	390,03
7.2	Δ Λέσβου (β)	461,64
8.1	Α Σκύρου (α)	885,21
8.2	Α Σκύρου (β)	121,79
9	Ν Κυθήρων	143,7
10	ΝΑ Αμοργού	100,02
11	Α Ευβοίας	182,18

Εφόσον βρέθηκαν δεδομένα για το αιολικό δυναμικό και την έκταση κάθε περιοχής πρέπει με βάση αυτά να γίνει μια πρώτη διαλογή ως προς το ποιες τοποθεσίες είναι ικανές να φιλοξενήσουν ένα μεγάλης κλίμακας αιολικό πάρκο. Τα δύο κριτήρια που θα χρησιμοποιηθούν είναι πρώτον, η μέση ταχύτητα του ανέμου να είναι πάνω από 8,5 m/s, για να προκύψει ένας υψηλός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor), και δεύτερον το εμβαδόν να είναι πάνω από 390 km² ώστε η συνολική ονομαστική ισχύς του αιολικού πάρκου να είναι μεγάλης κλίμακας.

Τα όρια των τιμών προέκυψαν έπειτα από δοκιμές. Πιο συγκεκριμένα, όσον αφορά την έκταση, υπολογίσθηκε για κάθε μια περιοχή η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που μπορεί να φιλοξενηθεί και επιλέχθηκαν αυτές που έδιναν ισχύ μεγαλύτερη από 1GW. Για το κριτήριο της μέσης ταχύτητας, υπολογίσθηκε η συνολική παραγόμενη ισχύς και έπειτα ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας κάθε περιοχής και επιλέχθηκαν αυτές που είχαν CF μεγαλύτερο από 0,4. Οι διαδικασίες υπολογισμού περιγράφονται πιο αναλυτικά στην ενότητα 1.3.2.

Ο **Πίνακας 4** σημειώνει τις περιοχές που πληρούν τα κριτήρια είτε της ταχύτητας είτε της έκτασης και αυτές που πληρούν και τα δύο. Σημειώνεται εδώ πως για την περίπτωση της δυτικής Λέσβου και οι δυο περιοχές ικανοποιούν τα κριτήρια αλλά θα γίνει ανάλυση μόνο για την (β) περιοχή καθώς έχει καλύτερο αιολικό δυναμικό και την ίδια ισχύ με την (α).

Πίνακας 4 - Διάκριση των περιοχών που πληρούν τα κριτήρια: ταχύτητα ανέμου > 8.5 m/s και εμβαδόν > 390 km²

	Όνομασία	Έκταση [km ²]	Pr [MW]	> 390 km ²	Wind Speed @ 119m [m/s]	CF	> 8,5 m/s	
1	BA Παροναξίας	845,63	2240	✓	8,92	0,42	✓	✓
2	B Τζιας (Κέας)	356,5	990		8,58	0,39		
3	BA Δονούσας	200,31	630		8,81	0,41	✓	
4.1	BΔ Πάτμου	174,57	480		8,11	0,36		
4.2	B Πάτμου	68,86	240		8,00	0,36		
4.3	NA Πάτμου	96,26	350		8,00	0,35		
5	Μεταξύ Θάσου-Σαμοθράκης	1349,27	3600	✓	7,76	0,30		
6	A Λήμνου-Αγ. Ευστρατίου	1359,37	3600	✓	9,15	0,44	✓	✓
7.1	Δ Λέσβου (α)	390,03	1200	✓	8,81	0,41	✓	✓
7.2	Δ Λέσβου (β)	461,64	1200	✓	9,04	0,43	✓	✓
8.1	A Σκύρου (α)	885,21	2550	✓	8,69	0,40	✓	✓
8.2	A Σκύρου (β)	121,79	350		8,58	0,40	✓	
9	N Κυθήρων	143,7	480		8,58	0,40	✓	
10	NA Αμοργού	100,02	350		8,92	0,42	✓	
11	A Ευβοίας	182,18	480		8,00	0,34		

1.3.2 Ισχύς και συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των πιθανών πλωτών αιολικών πάρκων

Παρακάτω περιγράφεται αναλυτικά η διαδικασία υπολογισμού της ισχύος του κάθε πάρκου, ονομαστικής και παραγόμενης, αλλά και του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας. Η ανάλυση αναφέρει τα επιμέρους αποτελέσματα για τις περιοχές που πληρούν τα κριτήρια, όμως η ίδια διαδικασία χρησιμοποιήθηκε και για τον υπολογισμό των μεγεθών των υπόλοιπων περιοχών που αναφέρει ο **Πίνακας 4**.

Όνομαστική ισχύς

Αρχικά, πρέπει να εκτιμηθεί ο αριθμός των ανεμογεννητριών που δύναται να εγκατασταθούν σε κάθε περιοχή. Προς αποφυγή των απωλειών ομόρρου η κάθε ανεμογεννήτρια θα τοποθετηθεί σε απόσταση ίση με 10D από την διπλανή της (όπου D η διάμετρος της ανεμογεννήτριας, εδώ η διάμετρος που αναφέρει ο **Πίνακας 1**). Διευκρινίζεται εδώ ότι η παρούσα εργασία δεν μελετά διεξοδικά τον ιδιαίτερο σχηματισμό κάθε περιοχής για να τοποθετηθούν ακριβώς όσες ανεμογεννήτριες θα ήταν δυνατόν να χωρέσουν εντός της έκτασής της, αλλά γίνεται μια πιο γενική εκτίμηση που υποθέτει ότι το εμβαδόν κάθε περιοχής αντιστοιχεί σε εμβαδόν τετραγώνου. Αυτή η παραδοχή κρίνεται ότι

δίνει ασφαλή αποτελέσματα, καθώς η ύπαρξη κύριας κατεύθυνσης ανέμου στο Αιγαίο (από τον Βορρά) δίνει την δυνατότητα για πιο πυκνή εγκατάσταση των ανεμογεννητριών στην κάθετη κατεύθυνση χωρίς να αυξάνονται οι απώλειες ομόρρου.

Ο Πίνακας 5 συνοψίζει τον αριθμό ανεμογεννητριών που προέκυψε από τα παραπάνω. Επιπλέον, με βάση την ονομαστική ισχύ της κάθε μίας (εδώ 10MW) υπολογίζεται η συνολική ονομαστική ισχύς του αιολικού πάρκου. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι οι περιοχές καλύπτουν ένα εύρος ισχύος από 1.2 έως 3.6 GW, τιμές που αντιστοιχούν σε έργο μεγάλης κλίμακας. Σε αυτό το σημείο επαναλαμβάνεται πως η Ιρλανδία σχεδιάζει έργα που φτάνουν τα 2 GW μέχρι το 2030 [5].

Πίνακας 5 - Αριθμός ανεμογεννητριών που μπορούν να εγκατασταθούν στις επιλέξιμες περιοχές και η ονομαστική ισχύς που προκύπτει από αυτές

Όνομασία	Αριθμός Ανεμογεννητριών	Συνολική Ονομαστική Ισχύς [MW]
BA Παροναξίας	224	2240
A Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	360	3600
Δ Λέσβου (β)	120	1200
A Σκύρου (α)	255	2550

Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας (CF)

Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ενός αιολικού πάρκου προκύπτει από τον λόγο της μέσης ετήσιας ισχύος του προς την ονομαστική ισχύ του. Δηλαδή:

$$CF = \frac{\bar{P}}{P_R}$$

Η μέση ετήσια ισχύς υπολογίζεται εν γένει ως το ολοκλήρωμα της σχέσης

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho A \cdot C_{tot} \cdot V^3$$

με περίοδο ολοκλήρωσης $T = 1$ χρόνο, διαιρεμένο με το T [13]. Κάτι τέτοιο όμως, προϋποθέτει την ύπαρξη ανεμολογικών δεδομένων ενός έτους και την ανάλυση αυτών. Στην παρούσα εργασία, εν απουσία αυτών των δεδομένων, η εκτίμηση της μέσης ετήσιας ισχύος θα γίνει χρησιμοποιώντας την κατανομή Weibull. Η κατανομή Weibull εκφράζεται από τον τύπο:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right]}$$

Με τις παραμέτρους k και c να βρίσκονται από τον Κλιματικό Χάρτη ανέμου του meteo [12] για την κάθε περιοχή. Με βάση τις δυο παραπάνω σχέσεις υπολογίζεται η μέση παραγόμενη ισχύς με το παρακάτω ολοκλήρωμα:

$$\bar{P} = \int_{v=0}^{\infty} f(v) \cdot P dv$$

Για τον υπολογισμό η πυκνότητα του ανέμου ρ έχει τιμή 1.2 kg/m^3 και το εμβαδόν του ρότορα A την τιμή που προκύπτει από το $\pi D^2/4$. Το C_{tot} είναι το γινόμενο του συντελεστή ισχύος (C_p) και του συντελεστή διαθεσιμότητας (C_a). Το C_p έχει ένα εύρος τιμών από 0.3 έως 0.5, εδώ επιλέγεται στο 0.4 ενώ το C_a έχει τιμή 0.95 [13].

Η μέση ισχύς που προκύπτει από την παραπάνω σχέση πολλαπλασιάζεται με τον αριθμό των ανεμογεννητριών και έτσι προκύπτει η συνολική ισχύς του πάρκου και από αυτή το CF. Ο Πίνακας 6 δείχνει τα αποτελέσματα αυτών των υπολογισμών.

Ο συντελεστής CF που προέκυψε κυμαίνεται από 0.4 έως 0.44, τιμές που είναι άνω του μέσου όρου, δηλαδή του 0.4 [14]. Αξίζει να σημειωθεί πως στα πλωτά αιολικά πάρκα ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας φτάνει σε αρκετά υψηλότερες τιμές, με χαρακτηριστικό παράδειγμα το Hywind Scotland όπου σημειώθηκε CF 57% [15].

Πίνακας 6 - Η μέση και η ονομαστική ισχύς του πάρκου και ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας κάθε περιοχής

Περιοχή	P_R πάρκου [MW]	P [MW]/ A/Γ	P πάρκου [MW]	CF
ΒΑ Παροναξίας	2240	4,21	943,09	0,42
Α Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	3600	4,38	1575,03	0,44
Δ Λέσβου (β)	1200	4,31	516,83	0,43
Α Σκύρου (α)	2550	4,00	1019,58	0,40

2. Ηλεκτρόλυση

Το δεύτερο σκέλος αυτού του έργου αφορά στην ηλεκτρόλυση. Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι μια διαδικασία που διασπά το νερό σε υδρογόνο και οξυγόνο με τη χρήση ηλεκτρικού ρεύματος [8]. Θεωρείται γενικά μια ακριβή μέθοδος και αυτό έγκειται σε δυο παράγοντες, την υψηλή τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος μιας και αυτό είναι το βασικό «καύσιμο» και στο υψηλό κόστος των τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης που βρίσκονται ακόμα σε πρώιμο στάδιο. Στο παρόν έργο όμως, οι προβληματισμοί αυτοί αναιρούνται καθώς αφενός το ηλεκτρικό ρεύμα παρέχεται απευθείας από το αιολικό πάρκο και αφετέρου το έργο λαμβάνει υπόψη τιμές κόστους για το 2030, όπου θα υπάρχει σημαντική μείωση, μιας και μεγάλο μέρος της παγκόσμιας επιστημονικής κοινότητας ασχολείται με την ανάπτυξη αυτών των τεχνολογιών [16].

2.1 Επιλογή ηλεκτρολύτη

Αυτή τη στιγμή, οι επικρατέστερες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης είναι τρεις. Η αλκαλική ηλεκτρόλυση (Alkaline Electrolysis - AEL), η ηλεκτρόλυση σε πολυμερικής μεμβράνης ηλεκτρολύτες (Proton Exchange Membrane – PEM) και η ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (Solid Oxide Electrolysis – SOE). Εκτενέστερη ανάλυση αυτών ακολουθεί παρακάτω.

Αλκαλική ηλεκτρόλυση (AEL)

Στην αλκαλική ηλεκτρόλυση χρησιμοποιείται ένα υγρό διάλυμα ως ηλεκτρολύτης. Αυτό το χαρακτηριστικό κάνει την AEL μια λιγότερο κοστοβόρα διαδικασία, όμως, αυξάνει τον κίνδυνο διαρροών. Έτσι, η διαδικασία της συντήρησης γίνεται πιο πολύπλοκη ενώ και το ίδιο το προϊόν, το H_2 , μπορεί να περιέχει ποσότητα από τον ηλεκτρολύτη. Για αυτό προστίθεται ένα ακόμη στάδιο στην διαδικασία, αυτό της εκκαθάρισης του τελικού προϊόντος [8].

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση είναι ιδανική για λειτουργία σταθερού φορτίου. Σε περίπτωση αλλαγής φορτίου η ανταπόκριση του ηλεκτρολύτη είναι αργή και χειροτερεύει όταν υπάρχουν απότομες διακοπές λειτουργίας. Η προσαρμογή του AEL στις αλλαγές φορτίου μελετάται από τους επιστήμονες [8].

Ηλεκτρολύτης πολυμερικής μεμβράνης (PEM)

Ο PEM ηλεκτρολύτης είναι μια οργανική πολυμερική μεμβράνη στην οποία τα πρωτόνια που παράγονται στην άνοδο μεταφέρονται στην κάθοδο. Για να γίνει αυτό όμως, χρησιμοποιεί υλικά όπως η πλατίνα (στην κάθοδο) και το ιρίδιο (στην άνοδο) που αυξάνουν σημαντικά το κόστος [8], [17].

Το εύρος λειτουργίας αυτού του ηλεκτρολύτη είναι το πιο αξιόλογο χαρακτηριστικό του, αφού μπορεί να καλύψει από μηδενικό έως πλήρες φορτίο. Η ανταπόκριση του σε αλλαγές φορτίου είναι αρκετά καλή και βελτιώνεται αρκετά όταν πρόκειται για απότομη έναρξη λειτουργίας [8].

Ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (SOE)

Η ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου είναι μια διαδικασία που απαιτεί υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας. Συγκεκριμένα, αυτές οι θερμοκρασίες φτάνουν μέχρι και τους 700°C. Σε αυτές τις θερμοκρασίες ο SOE φτάνει σε πολύ μεγάλες αποδόσεις, της τάξεως των 79%, όμως η όλη διαδικασία καθίσταται αρκετά πιο επικίνδυνη, ειδικά όταν πρόκειται για υπεράκτια εγκατάσταση. Ο κίνδυνος αστοχίας των υλικών όταν εργάζονται σε τόσο υψηλές θερμοκρασίες αυξάνονται και κατά συνέπεια αυξάνεται και η πιθανότητα διαρροής και ανάφλεξης του H₂, που θα μπορούσε να προκαλέσει τραυματισμούς και σοβαρότατες επιπτώσεις στο θαλάσσιο περιβάλλοντα χώρο [8].

Σύγκριση ηλεκτρολυτών

Όπως γίνεται αντιληπτό, η χρήση ενός SOE ηλεκτρολύτη, πέρα από το γεγονός πως θα αύξανε σημαντικά το κόστος, μιας και θα χρειαζόταν μια μεγάλη πηγή θερμότητας, θα ήταν και μια αρκετά επικίνδυνη επιλογή σε μια υπεράκτια εγκατάσταση. Έτσι, παρόλη την υψηλή της απόδοση, η SOE ηλεκτρόλυση απορρίπτεται. Για την καλύτερη σύγκριση των δύο εναπομείναντων τεχνολογιών ο **Πίνακας 7** παρουσιάζει κάποια χαρακτηριστικά των PEM και AEL ηλεκτρολυτών.

Πίνακας 7 - Σύγκριση χαρακτηριστικών των ηλεκτρολυτών PEM και AEL [8], [18]

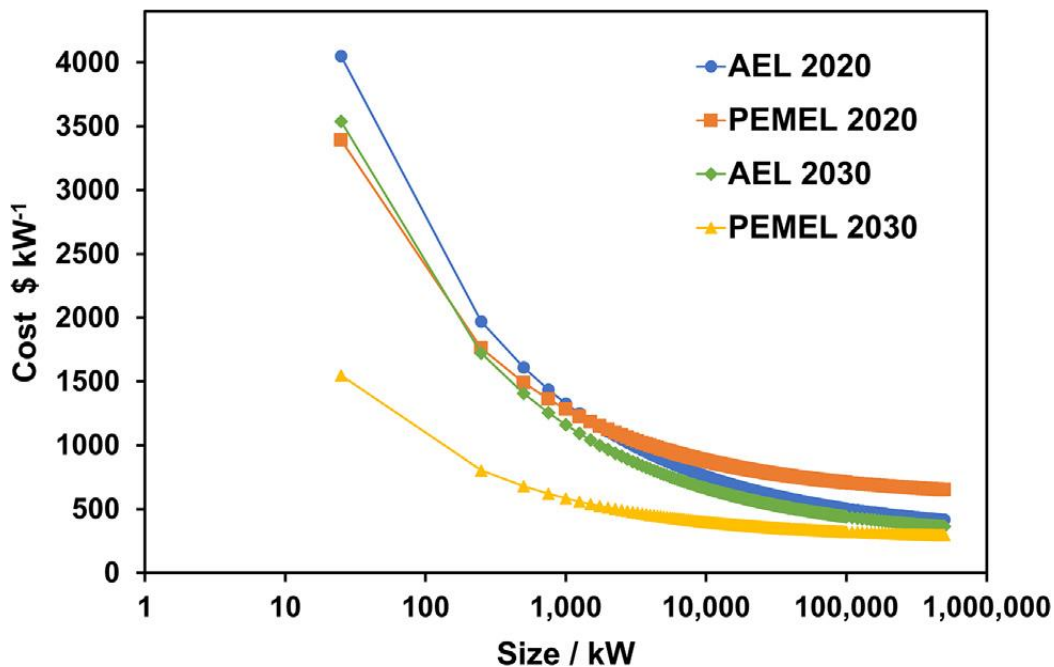
	PEM	AEL
Πίεση εξόδου H ₂ [bar]	30-80	1-30
Εύρος φορτίου (% επί του ονομαστικού φορτίου λειτουργίας)	0-160	10-100
Έκταση εγκατάστασης [m ² /GW]	48000	95000
Ενεργειακή κατανάλωση [kWh/kg]	52	54

Από την σύγκριση των δύο ηλεκτρολυτών προκύπτει ότι ο PEM εξάγει το H₂ σε πολύ υψηλότερη πίεση, χαρακτηριστικό αρκετά σημαντικό για την μεταφορά του H₂, ενώ ο χώρος που απαιτείται για την εγκατάστασή του είναι σχεδόν ο μισός. Η διαφορά στην ενεργειακή τους κατανάλωση δεν είναι σημαντική, ενώ αυτό που είναι άξιο λόγου είναι ότι ο PEM έχει πολύ μεγαλύτερο εύρος λειτουργίας που ξεκινάει μάλιστα από μηδενικό φορτίο.

Η σύγκριση θα ήταν ελλιπής αν δεν περιλαμβάνονταν και ο παράγοντας του κόστους για αυτό στο **Διάγραμμα 1** γίνεται μια σύγκριση του κόστους των δυο ηλεκτρολυτών σε

σημερινά δεδομένα αλλά και σε μελλοντικά (2030). Προκύπτει, λοιπόν, πως για έργα μικρής κλίμακας οι διαφορές στο κόστος είναι αρκετά μεγάλες, όμως για έργα μεγάλης κλίμακας, της τάξεως των 1.2-3.6 GW, που πραγματεύεται αυτή η εργασία, η διαφορά για το 2030 είναι αρκετά μικρή.

Εν τέλει, ο ηλεκτρολύτης που επιλέγεται είναι ο PEM, αφενός γιατί μπορεί να ανταποκριθεί πολύ καλά στις διακυμάνσεις φορτίου και στις απότομες αλλαγές που έχει η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο, και αφετέρου γιατί οι προβλέψεις για το κόστος σε μεγάλης κλίμακας έργα τον καθιστούν αρκετά ανταγωνιστικό.



Διάγραμμα 1 - Σύγκριση του κόστους των ηλεκτρολυτών PEM και AEL για το 2020 και το 2030 [16]

2.2 Επιλογή σημείου τοποθέτησης ηλεκτρολύτη

Σε αυτό το σημείο πρέπει να αποφασιστεί τόσο το μέρος όσο και το είδος της εγκατάστασης του ηλεκτρολύτη. Ο ηλεκτρολύτης σαν εγκατάσταση μπορεί να έχει διάφορες μορφές. Υπάρχει η δυνατότητα να είναι τοποθετημένος στη στεριά ή στη θάλασσα, ενώ μπορεί να έχει συγκεντρωτικό χαρακτήρα ή και αυτόνομο. Τα σενάρια αυτά αναλύονται ακολούθως.

2.2.1 Κεντρικός ηλεκτρολύτης – Αυτόνομοι ηλεκτρολύτες

Υπάρχει η δυνατότητα ο ηλεκτρολύτης να έχει την μορφή μιας κεντρικής εγκατάστασης όπου θα συσσωρεύεται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια όλου του αιολικού πάρκου. Παράλληλα, είναι δυνατό η κάθε ανεμογεννήτρια να έχει τον δικό της αυτόνομο ηλεκτρολύτη.

Κεντρικός ηλεκτρολύτης

Μια κεντρική εγκατάσταση ηλεκτρολύτη που θα συγκεντρώνει την ηλεκτρική ενέργεια όλου του αιολικού πάρκου χρειάζεται επιμέρους υποσταθμούς. Πιο συγκεκριμένα, απαιτείται ένας πρώτος υποσταθμός μετατροπής του ρεύματος από AC, που παράγεται στις ανεμογεννήτριες, σε DC ώστε να διορθωθεί η συχνότητα του ρεύματος. Ο υποσταθμός αυτός τοποθετείται κοντά στις ανεμογεννήτριες. Έπειτα, το DC ρεύμα μετατρέπεται ξανά σε AC με συχνότητα 50Hz ώστε να διοχετευτεί στα καλώδια και να μεταφερθεί κοντά στον ηλεκτρολύτη. Τέλος, προκειμένου να εισαχθεί το ρεύμα στον ηλεκτρολύτη μετατρέπεται ξανά σε DC [8].

Αυτόνομοι Ηλεκτρολύτες

Στην περίπτωση που γίνει η επιλογή η κάθε ανεμογεννήτρια να έχει τον δικό της ηλεκτρολύτη αφαιρούνται τα στάδια μετατροπής που απαιτούνται για την καλωδίωση. Έτσι, το ρεύμα μετατρέπεται απλά από AC που παράγει η ανεμογεννήτρια σε DC που χρειάζεται ο ηλεκτρολύτης και εξοικονομούνται τα κεφάλαια που θα απαιτούνταν για τους επιπρόσθετους υποσταθμούς. Επιπλέον, σε αυτή την περίπτωση πρέπει κάθε μηχανή και εγκατάσταση που συνοδεύει έναν κεντρικό ηλεκτρολύτη να υπάρχει και σε κάθε έναν αυτόνομο. Δηλαδή, πρέπει να υπάρχουν μια ψυκτική μονάδα, μια μονάδα αφαλάτωσης, μια δεξαμενή αποθήκευσης H_2 και μια εφεδρική μπαταρία. Όλα τα παραπάνω τοποθετούνται πάνω στην βάση της ανεμογεννήτριας, που σημαίνει ότι χρειάζεται χώρος, για αυτό και προτιμάται η semi-submersible βάση που χρησιμοποιείται και στο παρόν έργο [8].

2.2.2 Χερσαίος – Θαλάσσιος ηλεκτρολύτης

Στην εκδοχή της κεντρικής ηλεκτρολύσης πρέπει να αποφασισθεί αν θα τοποθετηθεί η εγκατάσταση του ηλεκτρολύτη σε χερσαίο ή σε πλωτό μέσο. Δηλαδή, αν θα παράγεται το H_2 στην ξηρά ή στη θάλασσα. Σε περίπτωση της χερσαίας επιλογής, πρέπει το ηλεκτρικό ρεύμα να μεταφερθεί με καλώδια μέχρι την ξηρά και από εκεί να διοχετευτεί στο δίκτυο H_2 . Αν επιλεγεί η θαλάσσια εγκατάσταση ηλεκτρολύτη τότε θα πρέπει αυτός να βρίσκεται σε πλωτή εξέδρα ή σε κάποιο πλοίο. Η παραγωγή H_2 γίνεται κοντά στο αιολικό πάρκο και μεταφέρεται στην ξηρά και στο δίκτυο μέσω αγωγών H_2 [8].

Το κόστος των καλωδίων ανά χιλιόμετρο σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος των αγωγών H_2 είναι πολύ μεγαλύτερο [19]. Επομένως, σε περίπτωση μεγάλης απόστασης από την ακτή αυτό που συμφέρει οικονομικά είναι ο ηλεκτρολύτης να είναι σε πλωτό μέσο.

Στις περιπτώσεις που μελετώνται εδώ τα αιολικά πάρκα είναι αρκετά κοντά σε κάποιο νησί. Πιο αναλυτικά, όλα τα υποψήφια έργα είναι σε απόσταση περίπου 10 km από κάποιο νησί, εκτός από την 4^η περίπτωση (ανατολικά της Σκύρου), όπου η απόσταση είναι 18 km. Καθίσταται προφανές πως οι αποστάσεις είναι αρκετά μικρές και άρα το κόστος λιγότερο σε σχέση με το κόστος των πλωτών εγκαταστάσεων, τόσο το αρχικό όσο και το κόστος συντήρησης. Ακόμη, οι μικρές αποστάσεις εξισορροπούν και τα όποια επιπρόσθετα κόστη προκύπτουν σε σχέση με την εγκατάσταση αυτόνομων ηλεκτρολυτών καθώς με την κεντρική ηλεκτρολύση δημιουργείται μια πιο απλοποιημένη εγκατάσταση που δεν έχει περίπλοκες και κοστοβόρες διαδικασίες συντήρησης. Συνοψίζοντας, επιλέγεται η κεντρική χερσαία ηλεκτρόλυση στο κοντινότερο νησί κάθε πιθανού έργου.

2.3 Αφαλάτωση νερού και συμπίεση H_2

Όσον αφορά την ηλεκτρόλυση μπορεί να χρειασθούν και δυο άλλες διεργασίες. Η αφαλάτωση του νερού για να εισαχθεί στον ηλεκτρολύτη νερό υψηλής καθαρότητας και η περαιτέρω συμπίεση του H_2 για να μεταφερθεί το H_2 στον τελικό προορισμό του. Λεπτομέρειες δίνονται παρακάτω.

Αφαλάτωση νερού

Η απόδοση του ηλεκτρολύτη επηρεάζεται αρκετά από τα επίπεδα καθαρότητας του νερού που χρησιμοποιεί. Στα νησιά που θα γίνει η εγκατάσταση του ηλεκτρολύτη, το πόσιμο νερό είναι κάτι που βρίσκεται σε έλλειψη, επομένως δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μια τέτοια διαδικασία. Άρα, θα πρέπει να γίνει χρήση θαλασσινού νερού που όμως θα πρέπει πρώτα να αφαλατωθεί και να καθαριστεί καθώς διαφορετικά ο ηλεκτρολύτης θα υποστεί σοβαρές διαβρώσεις και υπάρχει ο κίνδυνος να παράγονται και χλωριούχα προϊόντα [8].

Η επικρατέστερη μέθοδος αφαλάτωσης είναι αυτή της αντίστροφης ώσμωσης. Η ενεργειακή κατανάλωση που έχει αυτή η διαδικασία είναι 1-2 kWh/m³ με τις εκτιμήσεις να λένε πως απαιτούνται περίπου 9 L νερού για να παραχθεί 1 kg H_2 [19], [8].

Συμπίεση H_2

Ανάλογα με την πίεση εξαγωγής του H_2 κρίνεται αν θα χρειασθεί επιπλέον συμπίεση του H_2 για να μπορέσει να ξεπεράσει την πτώση πίεσης και να φτάσει στον κεντρικό σταθμό. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αναφέρει πως για την μεταφορά 1 GW αιολικής ενέργειας σε μορφή H_2 σε απόσταση 100 km απαιτούνται 86 bar πίεσης για να φτάσει στον προορισμό του με μια πίεση 68 bar. Ο αγωγός που χρησιμοποιείται στο παράδειγμα έχει διάμετρο 0.3m [8]. Η πίεση εξαγωγής του H_2 στον PEM ηλεκτρολύτη είναι 80 bar οπότε η χρήση επιπλέον συμπίεσης θα εξαρτηθεί από το μήκος και την διάμετρο του αγωγού.

3. Μεταφορά & Αποθήκευση H₂

Το τρίτο μέρος αυτού του έργου σχετίζεται με την με την μεταφορά και την αποθήκευση H₂. Έως τώρα, έχει αποφασισθεί πως, λόγω υψηλού κόστους των ηλεκτρικών καλωδίων, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στο πλωτό αιολικό πάρκο μεταφέρεται στο κοντινότερο νησί για να γίνει εκεί η ηλεκτρόλυση. Από το εκάστοτε νησί, όμως, το H₂ πρέπει να μεταφερθεί στην ηπειρωτική χώρα για να είναι πιο εύκολη η διανομή του στους καταναλωτές, εγχώριους ή μη.

Οι υπάρχουσες εγκαταστάσεις του δικτύου φυσικού αερίου αναφέρεται πως μπορούν να υποστηρίξουν την μεταφορά H₂ με κάποιες μικρές τροποποιήσεις που θα διασφαλίσουν την αντοχή των αγωγών στις διαφορετικές πιέσεις και ταχύτητες [8]. Ακόμη, για την Ελλάδα, το ΔΕΣΦΑ (Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου) υποστηρίζει πως το υπάρχον δίκτυο φυσικού αερίου θα έχει την δυνατότητα μεταφοράς αερίου που θα αποτελείται από 100% πράσινο H₂, ενώ έχει αρχίσει ήδη να υλοποιεί έργα για την προετοιμασία του [20]. Επομένως, το έργο που μελετάται εδώ πρέπει να μεταφέρει το H₂ σε έναν από τους υφιστάμενους σταθμούς φυσικού αερίου. Η **Εικόνα 10** παρουσιάζει με λεπτομέρεια το δίκτυο και τους σταθμούς φυσικού αερίου στην Ελλάδα.

Μεταφορά H₂

Η μεταφορά του H₂ μπορεί να γίνει σε αέρια ή σε υγρή μορφή. Σε αυτή την εργασία έχει γίνει ήδη αναφορά σε μέσα που υπονοούν την χρήση H₂ σε αέρια μορφή. Οι λόγοι απόρριψης της υγροποιημένης μορφής του H₂ αναλύεται ακολούθως.

Η μεταφορά του H₂ σε υγρή μορφή προϋποθέτει ότι σαν μέσα μεταφοράς του θα χρησιμοποιούνται πλοία τύπου LNG. Σε αυτά δεν έχει τόση σημασία η απόσταση που διανύεται όσον αφορά το κόστος. Ο παράγοντας όμως που έχει μεγαλύτερη βαρύτητα είναι η παραγόμενη ποσότητα H₂, καθώς τα πλοία έχουν συγκεκριμένη χωρητικότητα και έτσι μπορούν να μεταφέρουν συγκεκριμένες ποσότητες H₂ ανά δρομολόγιο. Οι ποσότητες H₂ που παράγονται από τόσο μεγάλα έργα προοικονομούν ένα αρκετά ανεβασμένο κόστος μεταφοράς. Αυτό μάλιστα επιβεβαιώνεται και από υπολογισμούς που έγιναν με βάση τα δεδομένα της βιβλιογραφίας [19], [21] και έδειξαν πως το κόστος υγροποίησης και μεταφοράς του H₂ σε αυτή την μορφή είναι 10 φορές μεγαλύτερο από το κόστος συμπίεσης του H₂ και μεταφοράς του με αγωγούς.

Ένας ακόμη παράγοντας, εξίσου σημαντικός με το κόστος αν όχι σημαντικότερος, είναι το γεγονός πως τα πλοία χρησιμοποιούν σαν καύσιμο πετρέλαιο ή LNG. Αυτό σημαίνει πως θα καταναλώνονται υδρογονάνθρακες για να μεταφερθεί πράσινο H₂. Όπως αντιλαμβάνεται κανείς, μια τέτοια πρακτική δεν συμβάλει στην απανθρακοποίηση της παραγωγής ενέργειας και την μετάβαση των χωρών στην πράσινη εποχή.

Επομένως, επιλέγεται το H_2 να παράγεται στο κοντινότερο νησί του αιολικού πάρκου και από εκεί να μεταφέρεται μέσω αγωγών στον κοντινότερο σταθμό φυσικού αερίου της ηπειρωτικής χώρας.

Αποθήκευση H_2

Η αποθήκευση του H_2 είναι ο παράγοντας που θα απομπλέξει την παραγωγή από την διακύμανση της ζήτησης. Για να εξηγηθεί αυτό, αν ο αγωγός μεταφοράς του H_2 συνδεθεί απευθείας με τον αγωγό του δικτύου τότε, όπως και στην περίπτωση του ηλεκτρικού ρεύματος, η παραγωγή από το αιολικό πάρκο θα περιορίζεται από την ζήτηση των καταναλωτών. Έτσι, προκύπτει πως απαιτείται ένα ενδιάμεσο στάδιο αποθήκευσης του H_2 . Το χρονικό διάστημα που θα χρειαστεί να είναι αποθηκευμένο το H_2 στην παρούσα φάση δεν μπορεί να υπολογισθεί γιατί θα εξαρτηθεί από την ζήτηση που θα έχει αναπτυχθεί έως τότε. Αυτό που θα γίνει, για να ληφθεί υπόψιν ο παράγοντας αυτός στους υπολογισμούς, είναι μια ανάλυση ευαισθησίας με το πλήθος των ημερών αποθήκευσης [13], [19].



Εικόνα 10 - Το δίκτυο φυσικού αερίου στην Ελλάδα (Χάρτης ΔΕΣΦΑ) [22]

4. Ενεργειακοί υπολογισμοί

Η ανάλυση του έργου απαιτεί και ενεργειακούς υπολογισμούς. Αυτοί επικεντρώνονται σε δύο μέρη του έργου, την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες και την παραγωγή υδρογόνου από τον ηλεκτρολύτη.

4.1 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Έως τώρα, έχει γίνει ήδη υπολογισμός της ονομαστικής ισχύος του αιολικού πάρκου και του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (1.3.2) για κάθε περιοχή και τα αποτελέσματα φέρει ο Πίνακας 6. Αυτό που μένει είναι να υπολογιστεί η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται ετησίως από κάθε πάρκο. Αυτή υπολογίζεται από το γινόμενο της ονομαστικής ισχύος του πάρκου P , του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας CF και του ποσοστού απορρόφησης της ενέργειας, που εδώ είναι 100%, με τις ετήσιες ώρες λειτουργίας, δηλαδή:

$$E = P \cdot CF \cdot \% \text{ απορρόφησης} \cdot 8760h$$

Ο Πίνακας 8 δείχνει τα αποτελέσματα της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κάθε περιοχής σε MWh και σε TWh, για μεγαλύτερη κατανόηση των μεγεθών.

Ακόμη, ο Πίνακας 8 δείχνει το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας σε σχέση με την προβλεπόμενη για το 2030 ζήτηση ενέργειας στην Ελλάδα, που θα φτάσει τις 60 TWh [23]. Από αυτό το ποσοστό φαίνεται πως τα έργα αυτά μπορούν να καλύψουν από 8% έως 23% της ετήσιας ζήτησης της χώρας.

Το σύνολο της ενέργειας που θα μπορούσε να παραχθεί από όλα τα έργα παρατίθεται σαν σχόλιο. Σκοπός είναι να αναδειχθεί πως αν αυτά τα έργα υλοποιούνταν στο σύνολό τους θα μπορούσαν να καλύψουν πάνω από τις μισές ετήσιες ανάγκες της Ελλάδας το 2030, ενώ θα ήταν και ένα σημαντικό βήμα για την πλήρη απανθρακοποίησή της.

Πίνακας 8 – Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό πάρκο κάθε περιοχής

Περιοχή	Συνολικά MW	CF	E [MWh]	E [TWh]	% των 60 TWh
BA Παροναξίας	2240	0,42	8261425	8,26	14%
A Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	3600	0,44	13797270	13,80	23%
Δ Λέσβου (β)	1200	0,43	4527407	4,53	8%
A Σκύρου (α)	2550	0,40	8931539	8,93	15%
Σύνολο	9590		35517641	35,52	59%

4.2 Παραγωγή υδρογόνου

Ένα σημαντικό μέγεθος που πρέπει να υπολογισθεί είναι η ποσότητα του υδρογόνου που παράγεται από τους ηλεκτρολύτες κάθε αιολικού πάρκου. Πρέπει να σημειωθεί πως, αν και το πάρκο εξυπηρετεί αποκλειστικά την παραγωγή H_2 , δεν μετατρέπεται όλη η ηλεκτρική ενέργεια σε υδρογόνο. Μέρος της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του ηλεκτρολύτη, της αφαλάτωσης του νερού, της συμπίεσης κ.α. . Πιο συγκεκριμένα, η ενέργεια που απαιτείται για την λειτουργία του ηλεκτρολύτη είναι 52 kWh/kg παραγόμενου H_2 (**Πίνακας 7**). Η ενέργεια που καταναλώνουν οι υπόλοιπες διαδικασίες όπως η αφαλάτωση του νερού, η συμπίεση του H_2 ή και τυχόν απώλειες που υπάρχουν στο σύστημα εκτιμώνται περίπου στις 3 kWh/kg παραγόμενου H_2 [13].

Ο τύπος που υπολογίζει την παραγόμενη ποσότητα H_2 είναι [13]:

$$W_{H_2} = \frac{\bar{P} \cdot 1 \text{ hour}}{\frac{E_{elec}}{\eta_{conv}} + E_{pcl}} \quad [kg/hour]$$

Όπου \bar{P} η μέση ισχύς του πάρκου [MW] (**Πίνακας 6**), E_{elec} η ενέργεια που απαιτείται για την λειτουργία του ηλεκτρολύτη [MWh/kg] και E_{pcl} η ενέργεια που χάνεται στις λοιπές ενεργοβόρες διαδικασίες [MWh/kg]. Το η_{conv} αντιστοιχεί στην απόδοση της μετατροπής του H_2 και η τιμή του το 2030 προβλέπεται να είναι για τον PEM ηλεκτρολύτη στο 93%. Τις εκάστοτε παραγόμενες ποσότητες υδρογόνου αναγράφει ο **Πίνακας 9**.

Πρέπει να βρεθεί και το μέγεθος του ηλεκτρολύτη που απαιτείται για να παραχθούν αυτές οι ποσότητες υδρογόνου. Η βιβλιογραφία [13] αναφέρει πως η ονομαστική ισχύς της εγκατάστασης του ηλεκτρολύτη είναι το γινόμενο της μέγιστης ποσότητας H_2 που μπορεί να παραχθεί ωριαία με την κατανάλωση του ηλεκτρολύτη. Δηλαδή:

$$P_{H_2_plant} = \max W_{H_2} \cdot E_{elec} \quad [MW]$$

Ο υπολογισμός της μέγιστης δυνατής ωριαίας παραγωγής H_2 προκύπτει όπως και για το W_{H_2} , αν την θέση της μέσης ισχύος \bar{P} πάρει η ονομαστική ισχύς του πάρκου P_R . Έτσι, προκύπτουν οι τιμές που δείχνει ο **Πίνακας 9**.

Πίνακας 9 - Η παραγόμενη ποσότητα H_2 και η ονομαστική ισχύς του ηλεκτρολύτη που απαιτείται σε κάθε τοποθεσία

Περιοχή	WH2 [kg/hr]	WH2 [tn/hr]	maxWH2 [kg/hr]	Pr_H2plant [MW]
BA Παροναξίας	16007,8	16,0	40727,3	2117,8
A Λήμνου-Αγ. Ευστρατίου	26734,4	26,7	65454,5	3403,6
Δ Λέσβου (β)	8772,6	8,8	21818,2	1134,5
A Σκύρου (α)	17306,3	17,3	46363,6	2410,9

5. Οικονομικοί υπολογισμοί

Για να προκύψει μια συνολική εκτίμηση του κόστους κάθε έργου απαιτείται να γίνει ανάλυση για τα επιμέρους κόστη κάθε τμήματος του έργου. Δηλαδή, πρέπει να γίνει μια αποτίμηση του κόστους του αιολικού πάρκου, της ηλεκτρόλυσης, της καλωδίωσης, των αγωγών και της αποθήκευσης του υδρογόνου. Όλα αυτά παρουσιάζονται διεξοδικά ακολούθως.

5.1 Κόστος αιολικού πάρκου

Το κόστος εγκατάστασης ενός πλωτού αιολικού πάρκου στην Ελλάδα έχει εκτιμηθεί από μελέτη [24] ότι για το χρονικό διάστημα 2025-2030 θα κυμαίνεται από 2.2 έως 3.3 Μ€/MW. Επιλέγεται να χρησιμοποιηθεί η τιμή 2.2 Μ€/MW. Το κόστος συντήρησης θα είναι ίσο με το 3% του κόστους εγκατάστασης.

Ο Πίνακας 10 δείχνει το κόστος εγκατάστασης κάθε πάρκου. Παρατίθεται δε, και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost of Energy - LCOE) που προκύπτει από κάθε πάρκο. Οι λόγοι αφορούν ξεκάθαρα την σύγκριση ενός πλωτού αιολικού πάρκου τέτοιας κλίμακας στην Ελλάδα με τα άλλα χερσαία αιολικά πάρκα. Οι τιμές που προέκυψαν δεν απέχουν πολύ από τις τιμές της Ευρώπης που καταγράφηκαν το 2020, περίπου στα 60€/MWh [25].

Υπενθυμίζεται πως το LCOE υπολογίζεται ως εξής [19]:

$$LCOE = \frac{CAPEX \cdot R + OPEX}{E}$$

Όπου : $R = \frac{i}{1-(1+i)^{-N}}$ με $i = 0.07$ τιμή χαρακτηριστική για έργα ΑΠΕ [21] και N στα 25 χρόνια.

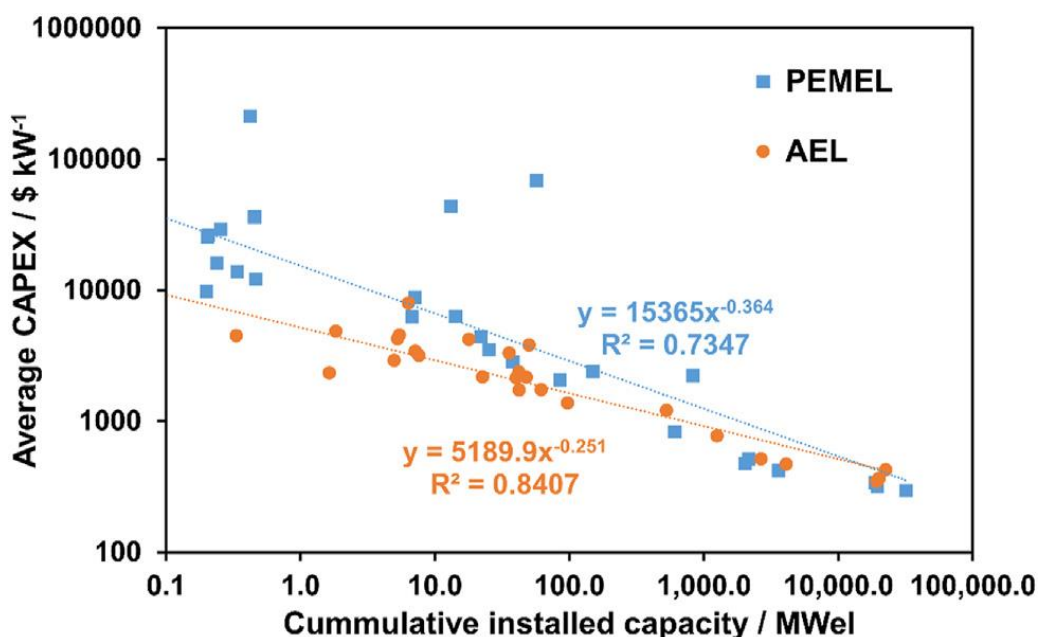
Πίνακας 10 - Το κόστος εγκατάστασης και το LCOE του αιολικού πάρκου για κάθε περιοχή

Περιοχή	Συνολικά MW	CAPEX	E [TWh]	LCOE [€/MWh]
ΒΑ Παροναξίας	2240	4.928.000.000 €	8,26	69,08
Α Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	3600	7.920.000.000 €	13,80	66,48
Δ Λέσβου (β)	1200	2.640.000.000 €	4,53	67,53
Α Σκύρου (α)	2550	5.610.000.000 €	8,93	72,74

5.2 Κόστος ηλεκτρόλυσης

Οι εκτιμήσεις για το κόστος ηλεκτρόλυσης στο 2030 συνήθως έχουν μεγάλο εύρος τιμών και έτσι δεν βοηθούν στην οικονομική ανάλυση. Το **Διάγραμμα 2** όμως, παρέχει εξισώσεις που εκτιμούν το κόστος εγκατάστασης της ηλεκτρόλυσης συναρτήσει των εγκατεστημένων MW ηλεκτρικής ισχύος. Ο **Πίνακας 11** δείχνει τις τιμές που προκύπτουν για τα MW του κάθε αιολικού πάρκου. Επισημαίνεται πως οι τιμές μετατρέπονται από \$ σε € με την αναλογία 1,21 \$/€ [24].

Επιπλέον, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας της συνολικής εγκατάστασης της ηλεκτρόλυσης υπολογίζεται στο 1,5% του κόστους εγκατάστασης ετησίως [21].



Διάγραμμα 2 - Εκτίμηση του κόστους ηλεκτρόλυσης το 2030 συναρτήσει της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος [16]

Πίνακας 11 - Το κόστος εγκατάστασης της ηλεκτρόλυσης

Περιοχή	MWeI	CAPEX [€/kW]	Pr_H2plant [MW]	CAPEX
BA Παροναξίας	2240	764,7	2118	1.619.514.747 €
A Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	3600	643,4	3404	2.189.956.850 €
Δ Λέσβου (β)	1200	959,8	1135	1.088.896.094 €
A Σκύρου (α)	2550	729,5	2411	1.758.679.584 €

5.3 Κόστος καλωδίωσης

Όπως έχει ήδη αποφασιστεί, καλώδια που θα μεταφέρουν το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα θα τοποθετηθούν από το πλωτό αιολικό πάρκο έως το κοντινότερο νησί. Στις περισσότερες από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις είναι αρκετά προφανές πιο είναι το κοντινότερο νησί. Στην περίπτωση, όμως, της ΒΑ Παροναξίας δεν είναι και τόσο.

Όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 7**, υπάρχουν αρκετά κοντά στην τοποθεσία τρία νησιά, η Πάρος, η Νάξος και η Μύκονος. Από τα στοιχεία που φέρει ο **Πίνακας 11** η διαφορά στις αποστάσεις αυτών των τριών είναι πολύ μικρή, κοντά στο 1 km, επομένως το κόστος δεν αλλάζει σημαντικά. Ο παράγοντας που θα κρίνει την θέση εγκατάστασης του ηλεκτρολύτη θα είναι η απόσταση κάθε ενός από τα τρία νησιά από την ηπειρωτική χώρα, έτσι ώστε να μειωθεί σε επόμενο στάδιο το κόστος των αγωγών H₂. Επομένως, το νησί που κρίνεται καταλληλότερο είναι η Μύκονος και σε αυτή θα γίνει η εγκατάσταση του ηλεκτρολύτη.

Επισημαίνεται δε, πως, λόγω της τόσο κοντινής απόστασης των νησιών και της έντονης ενεργειακή τους κατανάλωσης, θα μπορούσε να συνδεθεί καλώδιο ή αγωγός H₂ και σε αυτά τα νησιά. Έτσι, θα επωφελούνταν άμεσα και αυτά από ένα έργο που βρίσκεται αρκετά κοντά τους.

Για τις υπόλοιπες εξεταζόμενες περιοχές τα νησιά όπου θα γίνει η εγκατάσταση ηλεκτρολύτη καταγράφονται στα δεδομένα που φέρει ο **Πίνακας 11**. Οι μετρήσεις των αποστάσεων έγιναν με τη χρήση του Google Earth.

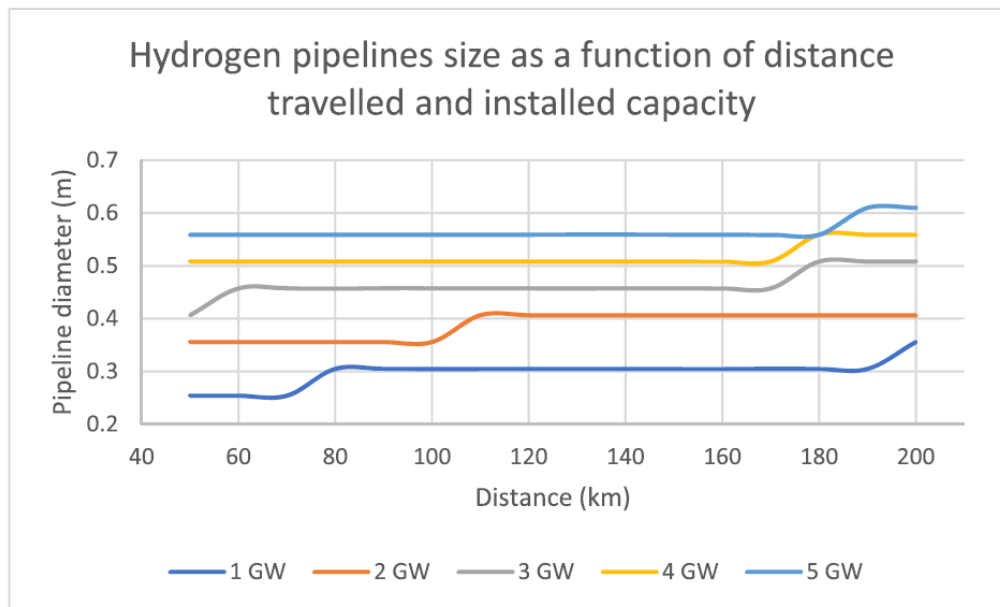
Η εγκατάσταση καλωδίων στη θάλασσα γίνεται αρκετές δεκαετίες τώρα επομένως δεν αποτελεί μια καινούργια τεχνολογία. Το κόστος της δεν αναμένεται να μειωθεί σημαντικά ως το 2030 και έτσι χρησιμοποιείται μια μέση τιμή του σημερινού κόστους εγκατάστασης που είναι στα 2.33 Μ€/km [19]. Το κόστος συντήρησης των καλωδίων είναι 0.5% επί του κόστους εγκατάστασης [21].

Πίνακας 12 - Η έκταση και το κόστος εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων

Περιοχή	Απόσταση [km]	Από	CAPEX
ΒΑ Παροναξίας	11,5	Μύκονο	26.795.000€
ΒΑ Παροναξίας	10,4	Νάξο	24.232.000 €
ΒΑ Παροναξίας	11,3	Πάρο	26.329.000 €
Α Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	10,2	Λήμνο	23.766.000 €
Δ Λέσβου (β)	10,7	Λέσβο	24.931.000 €
Α Σκύρου (α)	18	Σκύρο	41.940.000 €

5.4 Κόστος αγωγών H₂

Οι τιμές του κόστους εγκατάστασης των αγωγών H₂ που βρέθηκαν είναι περίπου στα 28.170€/cm/km και του κόστους συντήρησης 0,00001% αυτού [21]. Οι τιμές αυτές, όπως φαίνεται, είναι συναρτήσει τις χιλιομετρικής απόστασης που θα καλύψει ο αγωγός αλλά και της εσωτερικής του διαμέτρου. Για να βρεθεί η διάμετρος του αγωγού χρησιμοποιήθηκε το **Διάγραμμα 3** που εκτιμά την τιμή της διαμέτρου συναρτήσει της έκτασης του αγωγού και της ονομαστικής ισχύος του έργου. Το δεδομένο που λείπει, λοιπόν, για να προκύψουν οι τιμές κόστους είναι η έκταση των αγωγών H₂, δηλαδή πόση απόσταση έχει το σημείο ηλεκτρόλυσης κάθε έργου από τον κοντινότερο σταθμό φυσικού αερίου. Αυτό αναλύεται παρακάτω.



Διάγραμμα 3 - Η διάμετρος των αγωγών H₂ συναρτήσει της χιλιομετρικής απόστασης και της ονομαστικής ισχύος του ηλεκτρολύτη [8]

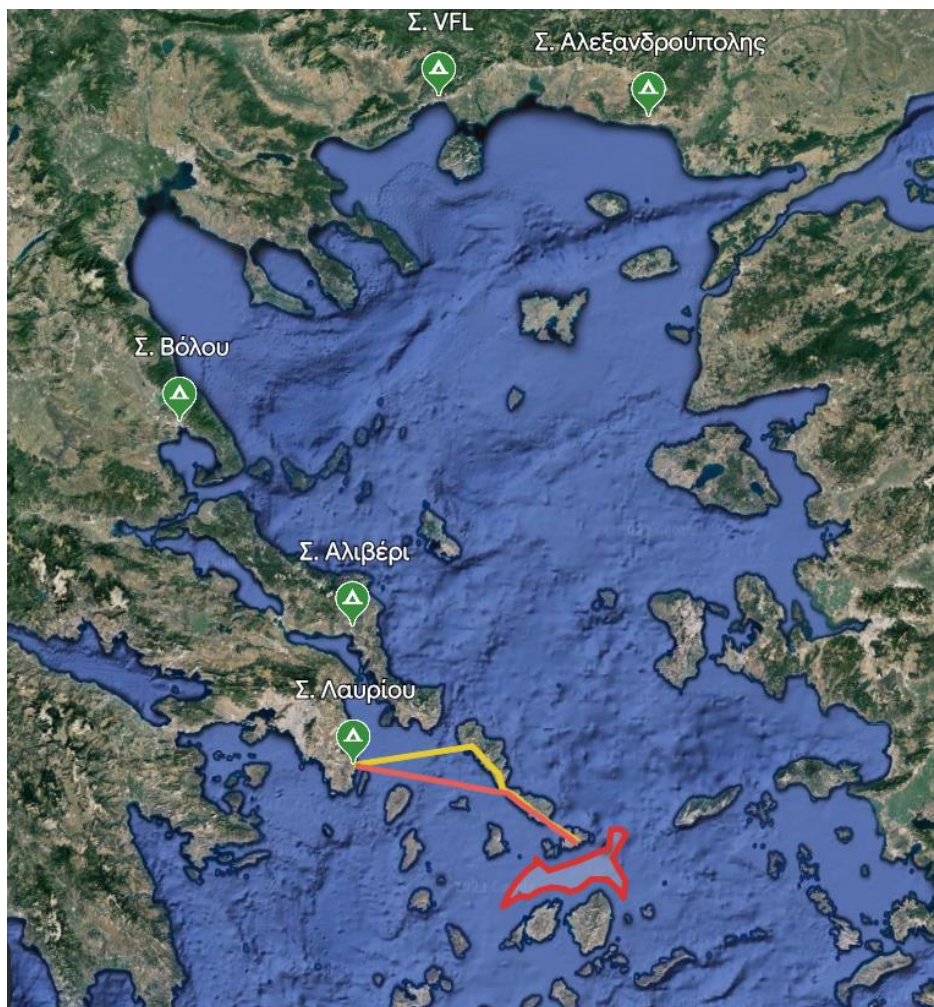
5.4.1 Απόσταση ηλεκτρολύτη – σταθμού φυσικού αερίου

Για να βρεθεί ο κοντινότερος σταθμός φυσικού αερίου έγιναν αρκετές δοκιμές (οι αποστάσεις μετρήθηκαν στο Google Earth). Αρχικά, σημειώθηκαν στο χάρτη οι σταθμοί φυσικού αερίου που σύμφωνα με τον χάρτη της ΔΕΣΦΑ (**Εικόνα 10**), βρίσκονται πιο κοντά στη θάλασσα και στα πιθανά έργα. Στη συνέχεια, μετρήθηκαν οι αποστάσεις από κάθε σταθμό ηλεκτρόλυσης μέχρι τους κοντινότερους σταθμούς φυσικού αερίου. Οι επικρατέστερες διαδρομές και η τελική επιλογή αυτών για κάθε περίπτωση δίνονται λεπτομερώς ακολούθως.

Βορειοανατολική Παροναξία

Όπως έχει ήδη αποφασιστεί ο σταθμός ηλεκτρόλυσης σε αυτό το έργο θα βρίσκεται στη Μύκονο, και μάλιστα στην νότια πλευρά του νησιού, για να είναι πιο κοντά στο αιολικό πάρκο. Από εκεί, λοιπόν, ξεκινάει ο αγωγός και συνεχίζει στο νησί της Τήνου έως τη Βόρεια πλευρά αυτού. Οι δυο επιλογές που προκύπτουν εδώ είναι να διασχίσει τη θάλασσα έως το σταθμό του Λαυρίου (κόκκινη διαδρομή) ή να περάσει μέσω της Άνδρου και ύστερα μέσω θαλάσσης να φτάσει στο σταθμό του Λαυρίου (κίτρινη διαδρομή) (**Εικόνα 11**).

Ο **Πίνακας 13** έχει τις μετρήσεις για τις αποστάσεις κάθε διαδρομής. Η κόκκινη διαδρομή είναι η πιο μικρή όμως θα επιλεγεί η κίτρινη γιατί με αυτό τον τρόπο θα έχει πρόσβαση στο Η₂ άλλο ένα νησί με πολύ μικρό κόστος. Η οικονομική διαφορά που προκύπτει από τις δύο επιλογές είναι στα 10 Μ€.



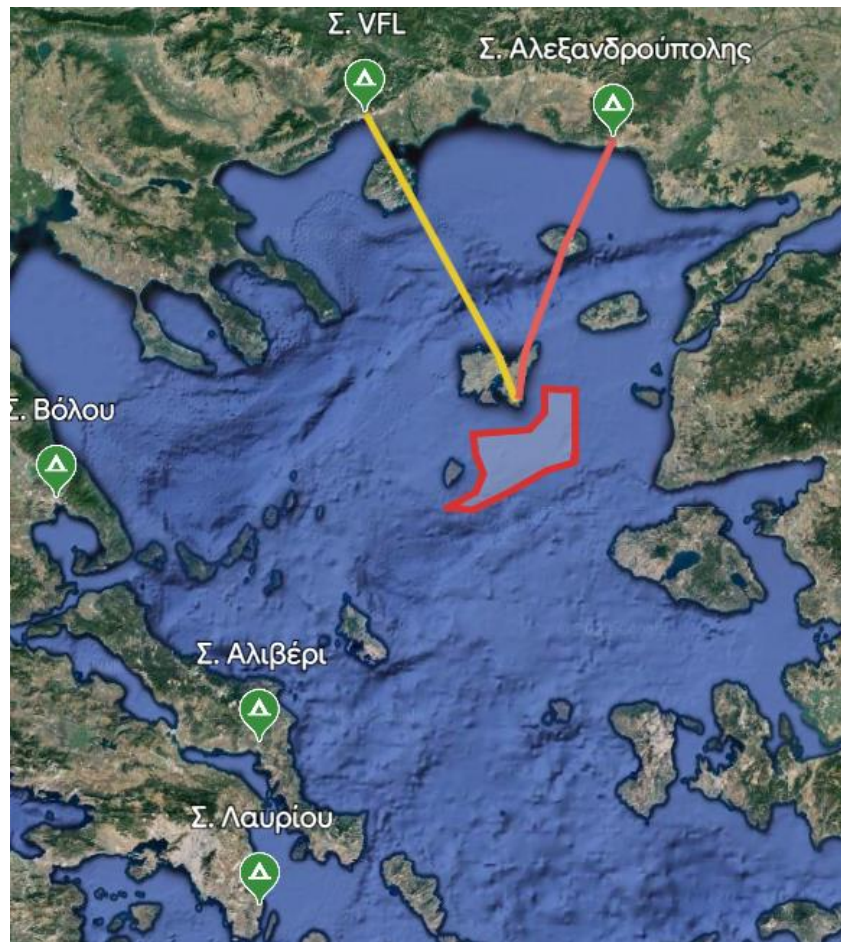
Εικόνα 11 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού Η₂ για την περίπτωση της ΒΑ Παροναξίας

Πίνακας 13 - Οι αποστάσεις των δύο διαδρομών σε km (περίπτωση ΒΑ Παροναξίας)

Μύκονος -Τήνος	Τήνος-Άνδρος-Σ.Λαυρίου	Τήνος-Σ.Λαυρίου	Σύνολο
19,32	116,08	-	135,4
19,32	-	107,3	126,62

Ανατολικά Λήμνου – Αγίου Ευστρατίου

Το νησί όπου θα εγκατασταθεί ο ηλεκτρολύτης σε αυτή την περίπτωση είναι η Λήμνος, στο νότιο τμήμα της. Όπως φαίνεται και από την **Εικόνα 12** υπάρχουν δύο σταθμοί φυσικού αερίου σε μικρή απόσταση, αυτός στην Αλεξανδρούπολη (κόκκινη διαδρομή) και ο VFL (κίτρινη διαδρομή). Και από τις διαδρομές διασχίζονται νησιά, στη μεν πρώτη η Σαμοθράκη, στη δε δεύτερη η Θάσος. Επομένως, το κριτήριο της απόφασης εδώ είναι μόνο η απόσταση. Όπως δείχνει ο **Πίνακας 14** αυτή είναι η κίτρινη διαδρομή άρα επιλέγεται ο σταθμός VFL.



Εικόνα 12 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού H₂ για την περίπτωση Α Λήμνου – Αγίου Ευστρατίου

Πίνακας 14 - Οι αποστάσεις των δύο διαδρομών σε km (περίπτωση Α Λήμνου – Αγίου Ευστρατίου)

Λήμνος	Λήμνος-Σ. VFL	Λήμνος-Σ. Αλεξανδρούπολης	Σύνολο
19,9	-	110,7	130,6
19,9	126,26	-	146,16

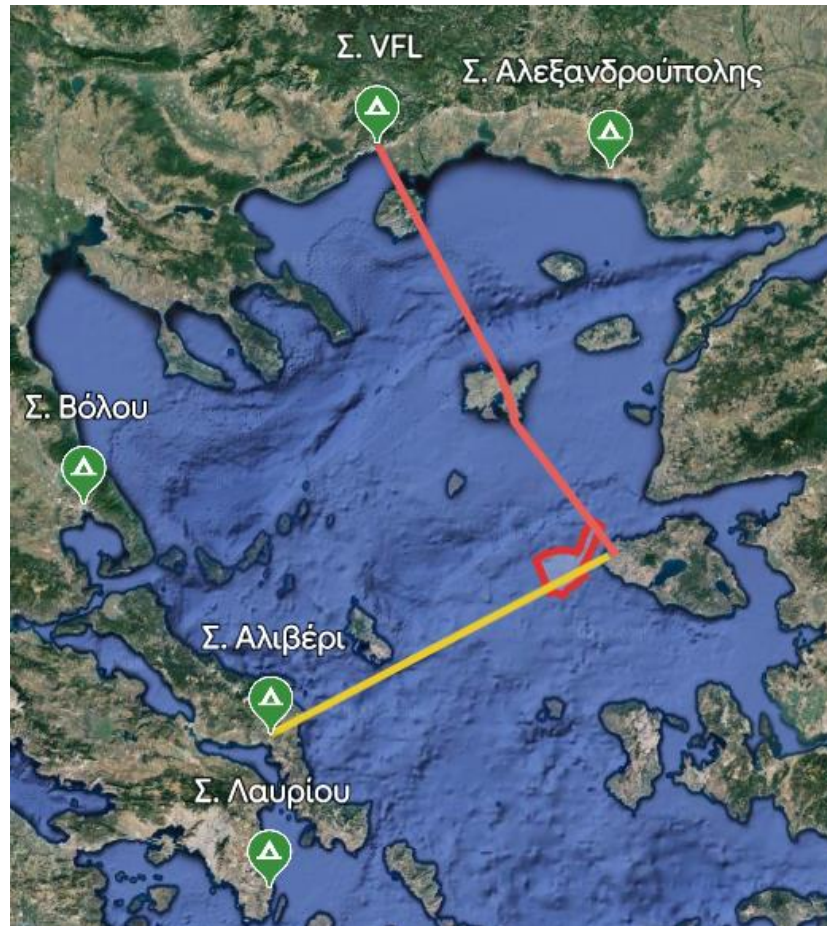
Δυτικά Λέσβου (β)

Η Λέσβος είναι εδώ το νησί που θα φιλοξενήσει το σταθμό ηλεκτρόλυσης. Έτσι, οι δυο διαδρομές ξεκινάνε από αυτό το νησί. Οι επιλογές που υπάρχουν είναι ο αγωγός είτε να διασχίσει τη θάλασσα μέχρι το σταθμό φυσικού αερίου στο Αλιβέρι (κίτρινη διαδρομή), είτε να φτάσει στην Λήμνο και από εκεί να πάει στον κοντινότερο σταθμό, που όπως προέκυψε πριν είναι ο VFL (κόκκινη διαδρομή) (Εικόνα 13). Η περίπτωση ο αγωγός να περάσει απευθείας από την Λέσβο στο σταθμό της Αλεξανδρούπολης απορρίπτεται γιατί φτάνει στην τουρκική ΑΟΖ.

Ο Πίνακας 15 δείχνει πως υπάρχει σημαντική διαφορά στην έκταση των δύο διαδρομών και επιλέγεται ο σταθμός στο Αλιβέρι, ως ο κοντινότερος.

Πίνακας 15 - Οι αποστάσεις των δύο διαδρομών σε km (περίπτωση Δ Λέσβου (β))

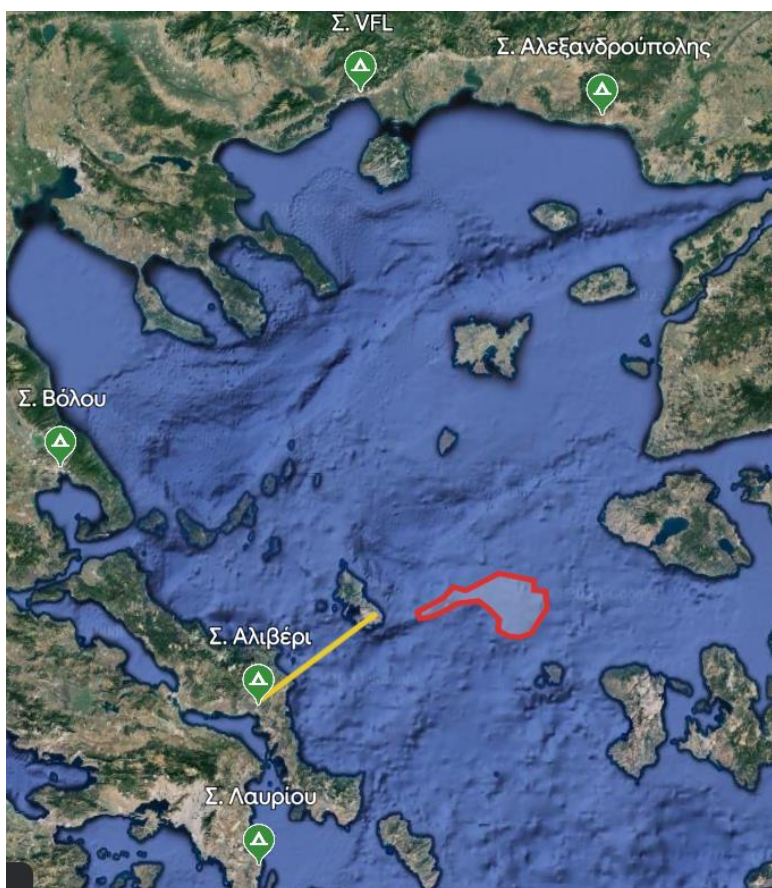
Λέσβος-Σ. Αλιβέρι	Λέσβος-Λήμνος	Λήμνος-Σ. VFL	Σύνολο
185,61	-	-	185,61
-	100,72	126,26	226,98



Εικόνα 13 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού H₂ για την περίπτωση Δυτικά Λέσβου (β)

Ανατολικά Σκύρου (α)

Η επιλογή σε αυτή την περίπτωση είναι αρκετά πιο απλή από τις άλλες καθώς ο κοντινότερος σταθμός φυσικού αερίου στον ηλεκτρολύτη που είναι στη Σκύρο είναι αυτός στο Αλιβέρι (Εικόνα 14). Η απόσταση είναι στα 64,3 km. Αξίζει να σημειωθεί πως αυτή είναι η μικρότερη με διαφορά απόσταση αγωγού H₂ από τις 4 που μελετώνται.



Εικόνα 14 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού H₂ για την περίπτωση Ανατολικά της Σκύρου (α)

Εφόσον έχουν επιλεγεί οι διαδρομές των αγωγών H₂ αυτό που μένει είναι οι υπολογισμοί. Ο Πίνακας 16 συνοψίζει τις τελικές αποστάσεις και δείχνει τις τιμές των διαμέτρων που προκύπτουν από το Διάγραμμα 3 βάσει της απόστασης και της ονομαστικής ισχύος του ηλεκτρολύτη κάθε έργου. Έτσι, προκύπτουν και τα τελικά κόστη εγκατάστασης των αγωγών.

Πίνακας 16 - Έκταση, διάμετρος και κόστος εγκατάστασης αγωγών H₂

Περιοχή	P _R ηλεκτρόλυση [GW]	Απόσταση [km]	Διάμετρος αγωγού [cm]	CAPEX
BA Παροναξίας	2,12	135,4	40	152.568.720 €
A Λήμνου-Αγ. Ευστατίου	3,40	130,6	58	213.382.116 €
Δ Λέσβου (β)	1,13	185,61	30	156.859.011 €
A Σκύρου (α)	2,41	64,3	35	63.396.585 €

5.5 Κόστος Αποθήκευσης H₂

Η αποθήκευση του υδρογόνου μπορεί να είναι υπόγεια ή επίγεια. Οι τιμές κόστους για την αποθήκευση είναι περίπου στα 5 €/kWh στην υπόγεια και 10 €/kWh στην επίγεια [13]. Στην Ελλάδα δεν υπάρχουν οι προϋποθέσεις υπόγειας αποθήκευσης επομένως το κόστος θα είναι 10 €/kWh. Η τιμή κόστους εκφράζεται σε μονάδες ενέργειας και όχι παραγόμενου H₂. Για να βρεθεί, λοιπόν, το κόστος αποθήκευσης ανά ημέρα χρησιμοποιείται ο εξής τύπος:

$$\frac{C_{storage}}{\text{ημέρα}} = P_{R_αιολικό} \cdot CF \cdot 24hr \cdot 10€/kWh$$

Ο Πίνακας 17 παρουσιάζει τις τιμές που προκύπτουν για το κόστος αποθήκευσης ανά ημέρα καθώς και τις τιμές για κάποιες ενδεικτικές ημέρες αποθήκευσης (2,5 και 10 ημέρες). Όπως φαίνεται, το κόστος αυξάνεται ραγδαία με την αύξηση των ημερών αποθήκευσης. Οι τελικοί υπολογισμοί στην παρούσα εργασία θα γίνουν με βάση τις 5 ημέρες αποθήκευσης.

Πίνακας 17 - Το κόστος αποθήκευσης του H₂ ανά ημέρα και για 2,5,10 ημέρες κάθε έργου

Περιοχή	$C_{storage}/\text{ημέρα}$	2 ημέρες	5 ημέρες	10 ημέρες
BA Παροναξίας	226.340.405 €	452.680.809 €	1.131.702.023 €	2.263.404.046 €
A Λήμνου-Αγ. Ευστρατίου	378.007.401 €	756.014.802 €	1.890.037.005 €	3.780.074.011 €
Δ Λέσβου (β)	124.038.538 €	248.077.075 €	620.192.689 €	1.240.385.377 €
A Σκύρου (α)	244.699.711 €	489.399.422 €	1.223.498.554 €	2.446.997.109 €

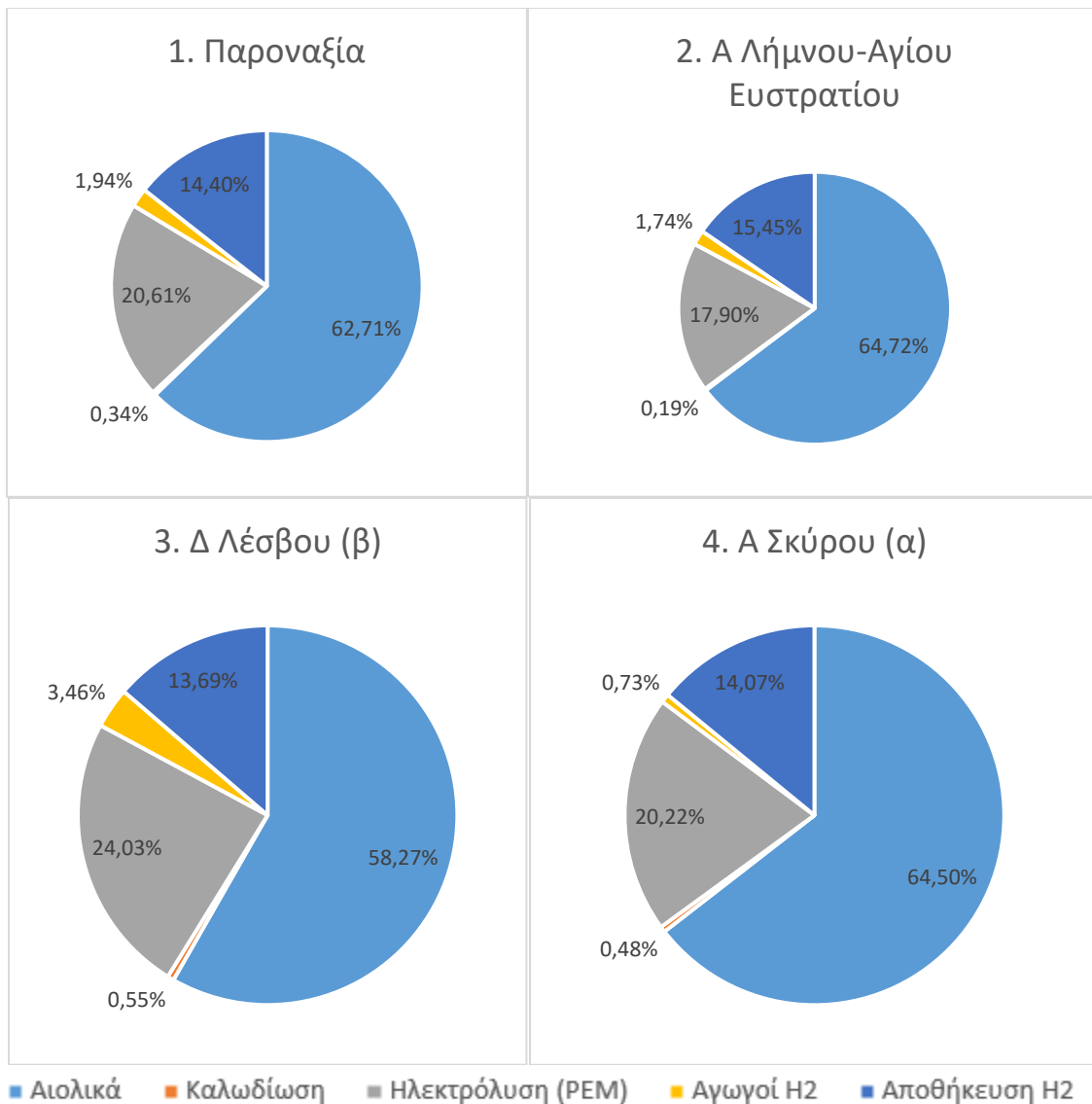
5.6 Συνολικό κόστος εγκατάστασης

Από όλα τα επιμέρους κόστη συγκεντρώνεται το τελικό κόστος εγκατάστασης κάθε έργου που φέρει ο Πίνακας 18. Σε αυτόν φαίνεται πως, όπως είναι λογικό, όσο αυξάνεται η ονομαστική ισχύς του έργου αυξάνεται και το κόστος εγκατάστασης. Για να γίνει όμως αντιληπτή η κατανομή του κόστους για κάθε έργο παρουσιάζονται κάποια συγκεντρωτικά γραφήματα (Διάγραμμα 4).

Από τα γραφήματα αυτά φαίνεται ξεκάθαρα πως το μεγαλύτερο κόστος σε όλες τις περιπτώσεις αφορά στην εγκατάσταση του αιολικού πάρκου με ποσοστό, κατά μέσο όρο, στο 63%. Αμέσως μετά έρχεται το κόστος της ηλεκτρολύσης με 20% και το κόστος αποθήκευσης του υδρογόνου με 14%. Τελευταία έρχονται τα κόστη μεταφοράς της ενέργειας, με την μεταφορά του υδρογόνου στο 1.8% και την καλωδίωση στα 0.4% του συνολικού κόστους του έργου κατά μέσο όρο.

Πίνακας 18 - Τα συνολικά και επιμέρους κόστη εγκατάστασης κάθε έργου

Περιοχή	CAPEX [Μ€]					Σύνολο
	Αιολικά	Καλωδίωση	Ηλεκτρόλυση	Αγωγοί H ₂	Αποθήκ. H ₂	
ΒΑ Παροναξίας	4.928,0	26,8	1.619,5	152,6	1.131,7	7.858,6
Α Λήμνου-Αγ. Ευστρατ.	7.920,0	23,8	2.190,0	213,4	1.890,0	12.237,1
Δ Λέσβου (β)	2.640,0	24,9	1.088,9	156,9	620,2	4.530,9
Α Σκύρου (α)	5.610,0	41,9	1.758,7	63,4	1.223,5	8.697,5



Διάγραμμα 4 - Η κατανομή του κόστους εγκατάστασης στις επιμέρους διαδικασίες για κάθε έργο

5.7 Οικονομική αξιολόγηση έργου

Το κόστος εγκατάστασης δεν αποτελεί δείκτη εκτίμησης της οικονομικής συμπεριφοράς του έργου. Για αυτό, τον λόγο υπολογίζονται δείκτες όπως η καθαρή παρούσα αξία του έργου (Net Present Value - NPV), το συνολικό σταθμισμένο κόστος του υδρογόνου (Levelized Cost of Hydrogen - LCOH) και η περίοδος αποπληρωμής του έργου (Payback Period - PBP).

Το LCOH υπολογίζεται όπως το LCOE με την διαφορά ότι ο παρονομαστής δεν αναφέρεται στην ετήσια παραγόμενη ενέργεια αλλά στο ετήσιο παραγόμενο υδρογόνο [21]. Το NPV υπολογίζεται ως :

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Καθαρές χρηματοροές}}{(1+r)^t}$$

Με r τον συντελεστή προεξόφλησης και καθαρές χρηματοροές τα έσοδα από την πώληση του υδρογόνου αφαιρώντας τα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας του έργου και τους φόρους. Όσον αφορά την φορολογία, επιλέχθηκε ένας συντελεστής της τάξεως του 30% [26], τιμή συνήθη στα έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα, ως μια πρώτη προσέγγιση για τον υπολογισμό των μεγεθών. Παρακάτω θα ακολουθήσει και περαιτέρω ανάλυση της τιμής του φορολογικού συντελεστή (6.2).

Το PBP αναφέρεται στην χρονιά που το άθροισμα των καθαρών χρηματοροών αυτής της χρονιάς και των προηγούμενων ξεπερνούν το αρχικό κόστος εγκατάστασης. Αν και είναι μια απλή προσέγγιση το PBP είναι αρκετά χρήσιμο για την σύγκριση της απόδοσης των έργων.

Για τον υπολογισμό των παραπάνω μεγεθών θεωρείται διάρκεια ζωής κάθε έργου στα 25 έτη. Επίσης, εκτός από τα επιμέρους κόστη εγκατάστασης και συντήρησης λαμβάνεται υπόψη και το κόστος αλλαγής του ηλεκτρολύτη που φτάνει το 27% του κόστους εγκατάστασής του. Η διάρκεια ζωής του ηλεκτρολύτη προβλέπεται ότι θα είναι μεταξύ 60.000 και 110.000 ωρών λειτουργίας. Εδώ επιλέγονται οι 110.000 ώρες λειτουργίας, δηλαδή τα 12,5 χρόνια [13]. Για τον υπολογισμό του NPV χρησιμοποιείται συντελεστής προεξόφλησης 0,07, που είναι η μέση τιμή που χρησιμοποιείται σε έργα ΑΠΕ [21].

Η τιμή πώλησης του H_2 επιλέγεται να είναι στα 7 €/kg καθώς με αυτή την τιμή παρουσιάζουν όλα τα έργα θετικό NPV. Η τιμή αυτή είναι εντός του εύρους 5-7 €/kg που προβλέπεται ότι θα κυμαίνεται η τιμή πώλησης του H_2 το 2030 [13]. Σημειώνεται πως η πρώτη θετική τιμή του NPV σε κάποια από τις 4 περιοχές ήταν για τιμή πώλησης στα 6,3 €/kg.

Ο Πίνακας 19 έχει τις τιμές για τους δείκτες NPV, LCOH και PBP κάθε έργου. Από αυτές καθίσταται φανερό πως, με τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν, η περιοχή ανατολικά της Λήμνου και του Αγίου Ευστρατίου είναι η ιδανικότερη για την τοποθέτηση του έργου. Ο δείκτης LCOH έδειξε πως σε αυτή προκύπτει το χαμηλότερο κόστος παραγωγής του H_2 , με

3,23 €/kg, ενώ ανήκει και στις περιοχές με την μικρότερη περίοδο αποπληρωμής, στα 10 έτη, παρότι ήταν αυτή με το μεγαλύτερο κόστος εγκατάστασης (**Πίνακας 18**). Επιπλέον, είναι αυτή με το μεγαλύτερο NPV και μάλιστα με αρκετά μεγάλη διαφορά από τις υπόλοιπες, που σημαίνει ότι είναι η πιο συμφέρουσα επένδυση.

Οι υπόλοιπες περιοχές με τιμή πώλησης είναι και αυτές συμφέρουσες, εφόσον παρουσιάζουν θετικές τιμές NPV, ενώ και η περίοδος αποπληρωμής δεν απέχει πολύ από αυτή της επιλεγείσας περιοχής. Αξίζει να σημειωθεί δε, πως το κόστος παραγωγής του υδρογόνου δεν ξεπερνά σε καμία περίπτωση τα 4 €/kg, με το πιο ακριβό να είναι στα 3,66 €/kg, στην περιοχή δυτικά της Λέσβου.

Η επικράτηση της περιοχής ανατολικά της Λήμνου και του Αγίου Ευστρατίου διαφαίνεται και από την περαιτέρω ανάλυση των οικονομικών που θα ακολουθήσει στην ανάλυση ευαισθησίας (6).

Πίνακας 19 - Τα NPV, LCOH, PBP κάθε έργου

	Περιοχή	NPV	LCOH [€/kg]	PBP
1	BA Παροναξίας	381.600.378,65 €	3,46	10
2	A Λήμνου-Αγίου Ευστρατίου	1.447.561.432,30 €	3,23	10
3	Δ Λέσβου (β)	938.193,05 €	3,66	11
4	A Σκύρου (α)	194.095.660,80 €	3,51	11

6. Ανάλυση ευαισθησίας

Στην ανάλυση ευαισθησίας που ακολουθεί εξετάζονται αρκετές παράμετροι που μπορούν να επηρεάσουν την οικονομική ανάλυση κάθε έργου. Πιο συγκεκριμένα, αναλύεται ο τρόπος που επηρεάζει κάθε έργο ο φορολογικός συντελεστής, η τιμή πώλησης του υδρογόνου και οι ημέρες αποθήκευσης του παραγόμενου υδρογόνου.

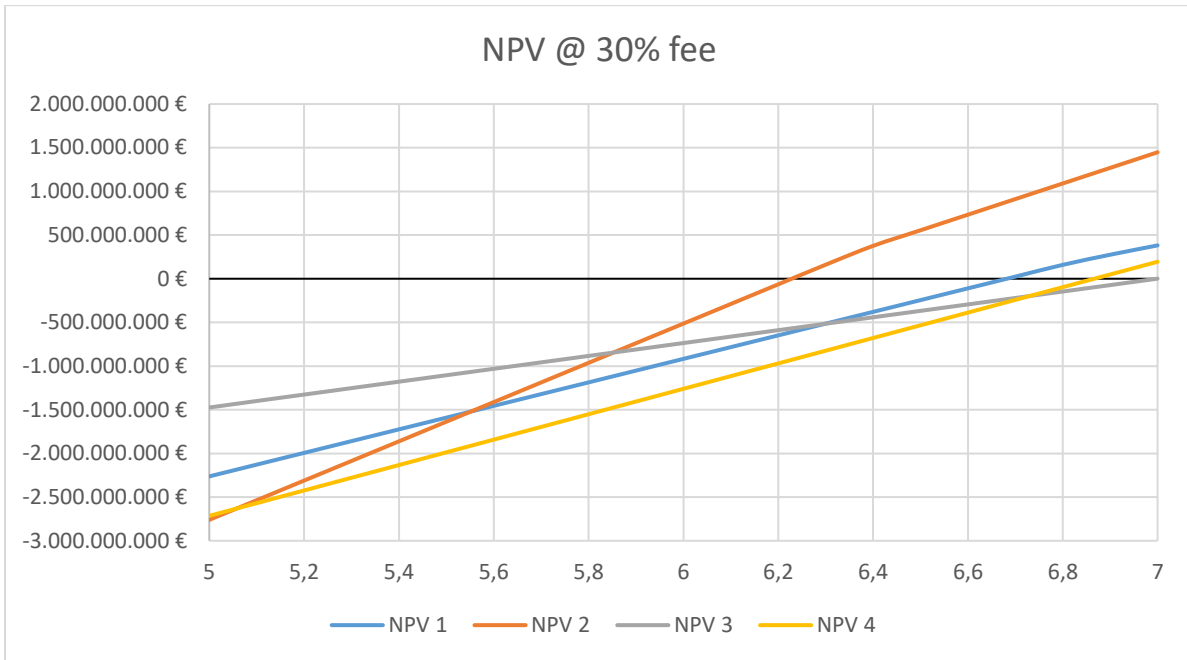
6.1 Τιμή πώλησης υδρογόνου

Η τιμή πώλησης του υδρογόνου είναι μια παράμετρος που επηρεάζει άμεσα τα έσοδα που προκύπτουν από το κάθε έργο. Φυσικά, όσο αυξάνεται η τιμή αυξάνονται και τα κέρδη, όμως πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν και η ανταγωνιστικότητα του προϊόντος, η οποία επιτάσσει η τιμή να είναι όσο το δυνατόν μικρότερη για να είναι και πιο δελεαστική. Οι δύο αντικρουόμενοι παράγοντες επιβάλλουν την περαιτέρω διερεύνηση για τον εντοπισμό της κατάλληλης τιμής πώλησης για κάθε έργο.

Στο **Διάγραμμα 5** φαίνεται η μεταβολή του NPV κάθε έργου συναρτήσει της τιμής πώλησης του υδρογόνου. Το εύρος που επιλέχθηκε για την τιμή είναι αυτό στο οποίο προβλέπεται να κυμαίνεται η τιμή του υδρογόνου, δηλαδή 5-7 €/kg [13]. Η αρίθμηση των NPV στο διάγραμμα υπακούει στην αρίθμηση των έργων που ακολουθείται και στον **Πίνακα 19**.

Η υπερίσχυση του δεύτερου έργου έναντι των άλλων είναι ευδιάκριτη. Παρουσιάζει θετικές τιμές NPV σε ένα μεγάλο εύρος τιμών που ξεκινά λίγο πριν την τιμή των 6,3 €/kg. Βέβαια εκτός των άλλων, φαίνεται ότι η τιμή πώλησης έχει την μεγαλύτερη επίδραση σε αυτό το έργο αφού παρουσιάζει την μεγαλύτερη κλίση από όλα. Η επίδραση αυτή πιθανότατα οφείλεται στο ότι έχει την μεγαλύτερη παραγωγή υδρογόνου.

Αναφορικά με τα υπόλοιπα έργα, το πρώτο παρουσιάζει ένα ενδιαφέρον με το NPV να γίνεται θετικό στα 6,7 €/kg. Το τρίτο και το τέταρτο φαίνεται να δυσκολεύονται αρκετά να αποκτήσουν θετικό NPV με το μεν να τα καταφέρνει με τιμή πώλησης στα 6,9 €/kg και το δε στα 7 €/kg. Αξίζει να σημειωθεί εδώ πως το τέταρτο είναι αυτό με την μικρότερη κλίση, που σημαίνει πως επηρεάζεται λιγότερο από όλα από την τιμή πώλησης. Έτσι, αν βελτιώνονταν άλλοι παράγοντες που επηρεάζουν το αρχικό κόστος εγκατάστασης αυτό το έργο θα μπορούσε να νοείται θετική επένδυση ακόμα και με χαμηλότερη τιμή πώλησης.



Διάγραμμα 5 - Το NPV κάθε έργου συναρτήσει της τιμής πώλησης του υδρογόνου σε €/kg με φορολογικό συντελεστή στο 30%

6.2 Φορολογικός συντελεστής

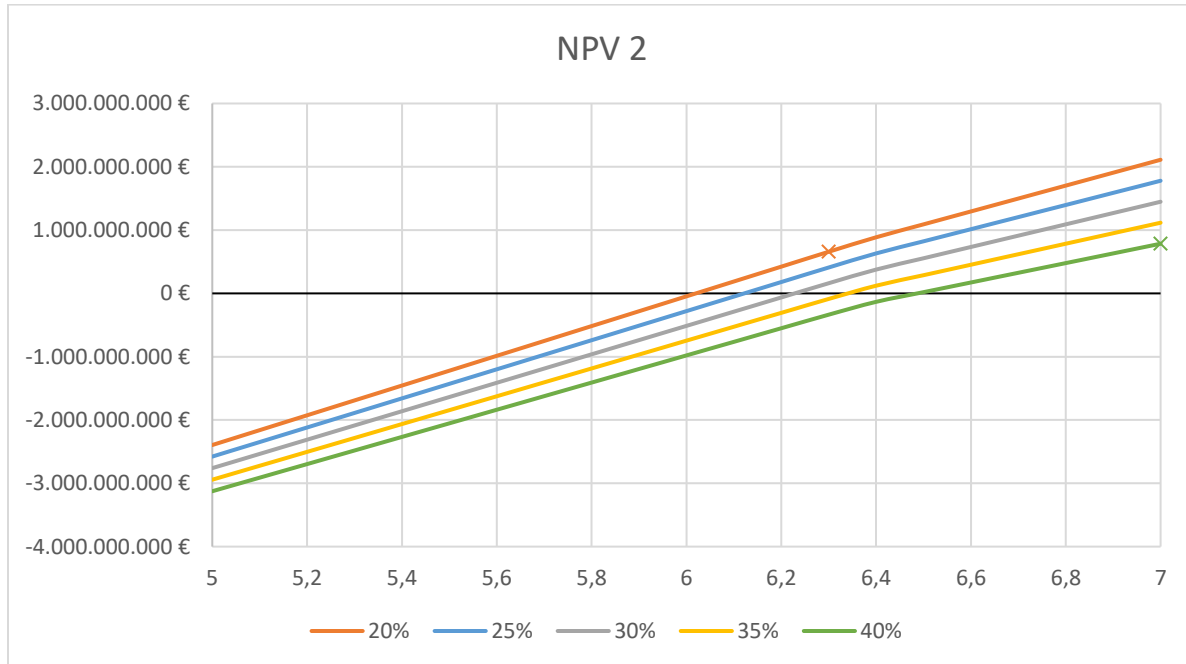
Ο φορολογικός συντελεστής, δηλαδή ο φόρος επί των κερδών που επιβάλλει το κράτος, είναι επίσης ένας παράγοντας που επηρεάζει σημαντικά την οικονομική απόδοση των έργων. Η τιμή που επιλέχθηκε παραπάνω για τους οικονομικούς υπολογισμούς ήταν στο 30%. Εδώ εξετάζεται ένα εύρος 10% πάνω και κάτω από αυτή την τιμή, δηλαδή από 20 έως 40%, έτσι ώστε να φανεί η επίδραση της φοροελάφρυνσης και της αύξησης της φορολογίας.

Η επίδραση του φορολογικού συντελεστή στο κάθε έργο έχει ακριβώς την ίδια συμπεριφορά για αυτό και επιλέγεται να παρουσιασθεί μόνο η δεύτερη περίπτωση που ήταν και η πιο αποδοτική.

Στο **Διάγραμμα 6** φαίνεται η επίδραση του φορολογικού συντελεστή στο NPV. Η μείωση του φόρου μετακινεί την ευθεία του NPV προς τα πάνω για όλες τις τιμές πώλησης, ωθώντας έτσι την επένδυση σε βελτιωμένες τιμές NPV. Μάλιστα, στην περίπτωση που ο φορολογικός συντελεστής είναι στο 20% το NPV είναι θετικό ακόμα και για 6 €/kg. Αντίστοιχα στο 40% γίνεται θετικό στα 6,5 €/kg. Επομένως, η αυξημένη φορολογία οδηγεί στην αύξηση της τιμής πώλησης για να γίνει η επένδυση το ίδιο αποδοτική.

Στο διάγραμμα εντοπίζεται, ακόμη, μια αύξηση της κλίσης της ευθείας του NPV όταν έχω φοροελάφρυνση, που σημαίνει μεγαλύτερο κέρδος με την αύξηση της τιμής πώλησης του υδρογόνου.

Για να γίνουν πιο κατανοητές οι παραπάνω παρατηρήσεις σημειώνονται στο **Διάγραμμα 6** δύο σημεία. Αυτά τα σημεία έχουν την ίδια τιμή NPV, όμως όταν η φορολογία είναι στο 20% εμφανίζεται για τιμή πώλησης στο 6,35 €/kg ενώ με φορολογία 40% εμφανίζεται στο 7 €/kg.



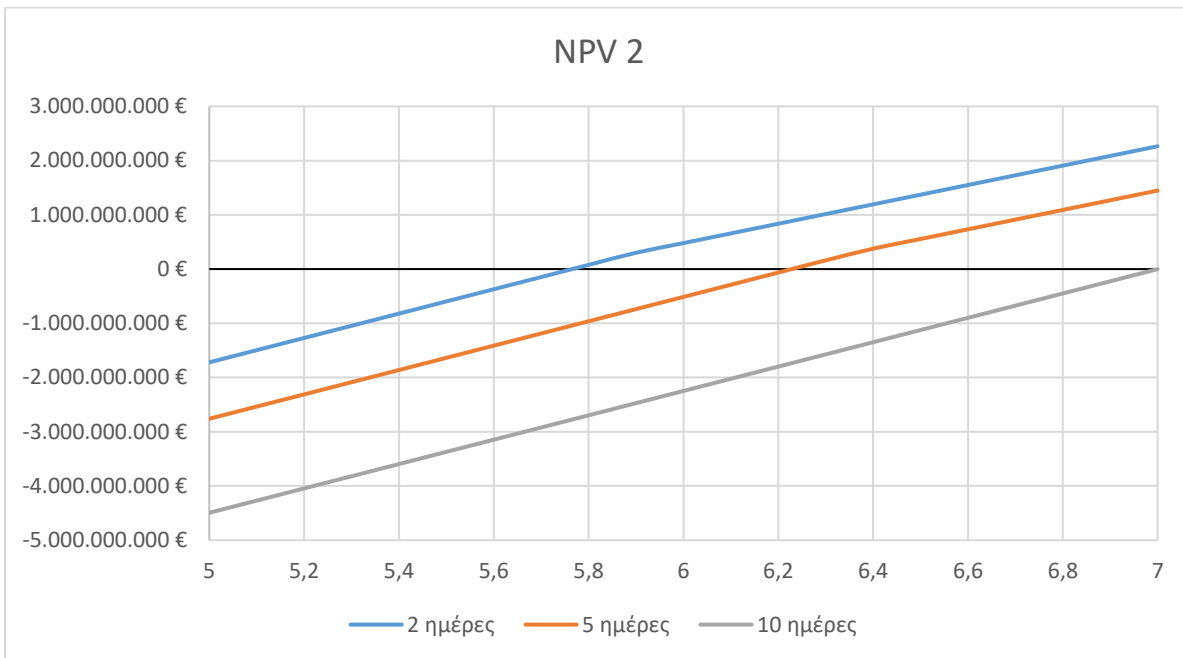
Διάγραμμα 6 - Η μεταβολή του NPV του δεύτερου έργου συναρτήσει της τιμής πώλησης του υδρογόνου σε €/kg για φορολογικούς συντελεστές από 20 έως 40%

6.3 Ημέρες αποθήκευσης υδρογόνου

Οι ημέρες που θα χρειασθεί το υδρογόνο να παραμείνει αποθηκευμένο έως ότου χρησιμοποιηθεί είναι ένας από τους κρισιμότερους παράγοντες καθώς όπως δείχνει και ο **Πίνακας 17** το κόστος που προκύπτει ανά ημέρα αποθήκευσης είναι αρκετά υψηλό για όλα τα έργα, με τάξη μεγέθους τις εκατοντάδες χιλιάδες ευρώ.

Η περίπτωση του δεύτερου έργου εξετάζεται και σε αυτή την περίπτωση καθώς όλα τα έργα παρουσιάζουν ίδια συμπεριφορά. Η φορολογία τώρα είναι στο 30%. Εξετάζονται σενάρια για 2, 5 και 10 ημέρες αποθήκευσης και τα αποτελέσματα φαίνονται στο **Διάγραμμα 7**.

Στο διάγραμμα διακρίνεται η καθοριστική σημασία του χρόνου αποθήκευσης καθώς για 10 ημέρες αποθήκευσης το NPV είναι οριακά αρνητικό ακόμα και στα 7 €/kg, ενώ για 2 ημέρες το NPV γίνεται θετικό λίγο πριν τα 5,8 €/kg. Είναι ξεκάθαρο λοιπόν, πως ακόμα και με φορολογικό συντελεστή στο 30% η τιμή πώλησης μπορεί να μειωθεί αρκετά αν υπάρχει γρήγορη απορρόφηση του παραγόμενου υδρογόνου.



Διάγραμμα 7 - Η μεταβολή του NPV του δεύτερου έργου συναρτήσει της τιμής πώλησης του υδρογόνου σε €/kg για 2, 5 και 10 ημέρες αποθήκευσης υδρογόνου

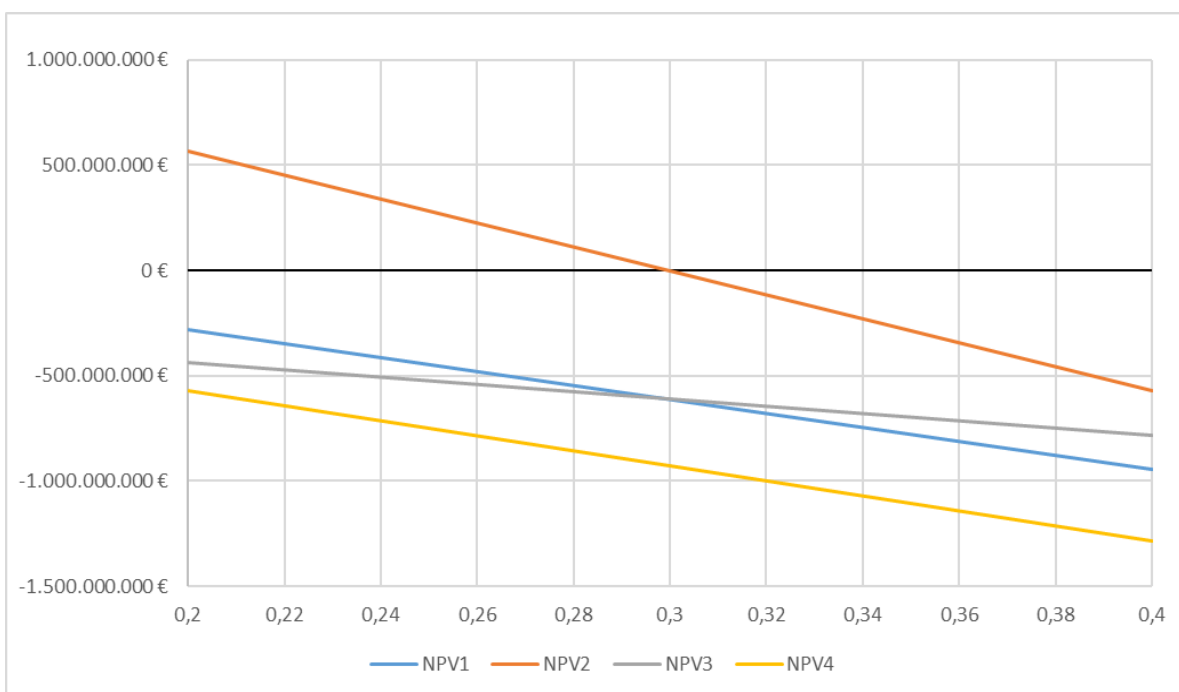
Η επίδραση του χρόνου αποθήκευσης φαίνεται και μέσω του δείκτη LCOH. Όπως δείχνει ο Πίνακας 20 με την αύξηση των ημερών αποθήκευσης αυξάνεται το κόστος παραγωγής του υδρογόνου. Μάλιστα, παρατηρεί κανείς πως η αύξηση του κόστους είναι σταθερή για όλες τις περιοχές. Πιο συγκεκριμένα, υπολογίζοντας την διαφορά στην τιμή του LCOH των 10 και των 2 ημερών εμφανίζεται η τιμή 1,11 €/kg σε όλα τα έργα. Αυτό σημαίνει πως για κάθε επιπλέον ημέρα που απαιτείται αποθήκευση το σταθμισμένο κόστος αυξάνεται κατά 0,14 €/kg.

Επειδή όμως η δημιουργία ενός δικτύου ικανού να απορροφήσει τόσο γρήγορα τόσο μεγάλες ποσότητες υδρογόνου δεν είναι μια απλή διαδικασία αναλύεται πιο διεξοδικά το σενάριο που απαιτούνται 10 ημέρες αποθήκευσης για όλα τα έργα. Η παράμετρος εδώ είναι ο φορολογικός συντελεστής και η τιμή πώλησης είναι η υψηλότερη δυνατή, τα 7 €/kg.

Πίνακας 20 - Το LCOH σε €/kg όπως διαμορφώνεται για κάθε έργο για 2, 5 και ημέρες αποθήκευσης του υδρογόνου

	Περιοχή	LCOH [€/kg]		
		2	5	10
1	BA Παροναξίας	3,04 €	3,46 €	4,15 €
2	A Λήμνου-Αγίου Ευστατίου	2,81 €	3,23 €	3,92 €
3	Δ Λέσβου (β)	3,25 €	3,66 €	4,35 €
4	A Σκύρου (α)	3,10 €	3,51 €	4,20 €

Στο **Διάγραμμα 8**, λοιπόν, φαίνεται πως για 10 ημέρες αποθήκευσης, ακόμα και με τιμή πώλησης στα 7 €/kg, τα περισσότερα έργα είναι ασύμφορα (αρνητικό NPV) και αυτό δεν αλλάζει ούτε με τις φοροελαφρύνσεις. Η μοναδική περίπτωση που η επένδυση γίνεται συμφέρουσα είναι το δεύτερο έργο και αυτό μόνο με την προϋπόθεση ότι ο φορολογικός συντελεστής κυμαίνεται σε τιμές κάτω του 30%.



Διάγραμμα 8 - Το NPV όλων των έργων συναρτήσει του φορολογικού συντελεστή για 10 ημέρες αποθήκευσης και τιμή πώλησης τα 7 €/kg

Προβληματισμοί - Προτάσεις βελτίωσης

Οικονομική Συμπεριφορά

Όπως παρατηρεί κανείς η ανάπτυξη ενός τέτοιου έργου στην Ελλάδα είναι αρκετά κοστοβόρα και οι περισσότεροι παράγοντες συμβάλλουν στο να γίνει η επένδυση μη βιώσιμη. Όπως διαπιστώθηκε και παραπάνω, τα κόστη εγκατάστασης είναι πολύ υψηλά, ακόμα και με ορίζοντα κατασκευής το 2030, και μόνο ένα έργο που η χωρητικότητά του θα είναι πάνω από 3GW θα μπορούσε να ανταπεξέλθει οικονομικά. Η ανάπτυξη όμως, τέτοιων έργων είναι απαραίτητη για την υλοποίηση των ενεργειακών στόχων της χώρας, για αυτό και το κράτος πρέπει να σταθεί αρωγός.

Από την ανάλυση ευαισθησίας που προηγήθηκε φάνηκε η σημασία της ανάπτυξης ενός δικτύου ικανού να απορροφήσει την παραγόμενη ποσότητα υδρογόνου σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα, ιδανικά σε λιγότερο από δύο μέρες. Για να πραγματοποιηθεί αυτό βέβαια, πρέπει να έχει δημιουργηθεί η ζήτηση για τόσο μεγάλες ποσότητες υδρογόνου τόσο στο εσωτερικό της χώρας όσο και στο εξωτερικό.

Η ζήτηση του υδρογόνου θα αυξηθεί ραγδαία όταν θα αρχίσει να γίνεται πιο ελκυστικό έναντι των άλλων ενεργειακών προϊόντων, δηλαδή όταν θα μειωθεί η τιμή πώλησής του. Σε αυτό μπορεί να συνδράμει το κράτος.

Μια από τις κύριες ενέργειες που θα μπορούσε να κάνει το κράτος είναι να μειώσει τους φορολογικούς συντελεστές. Όπως αναδείχθηκε και παραπάνω (6.2) οι φοροελαφρύνσεις μπορούν να μειώσουν σημαντικά τις τιμές πώλησης.

Εκτός αυτού το κράτος θα μπορούσε να προχωρήσει σε επιδοτήσεις τέτοιων έργων και μάλιστα με γενναία ποσοστά επιδότησης, καθώς τα ποσά είναι αρκετά μεγάλα και ουσιαστικά σχεδόν καμία εγχώρια εταιρεία δεν θα μπορούσε να τα καλύψει. Έτσι, θα οδηγούνταν σε επενδυτικά σχήματα που θα περιλάμβαναν δάνεια και οι τόκοι θα έκαναν την επένδυση ασύμφορη. Με τις κατάλληλες επιδοτήσεις όμως, ακόμα και επενδυτικά σχήματα που θα είχαν δάνεια θα μπορούσαν να είναι βιώσιμα.

Περιβαλλοντικό αποτύπωμα

Κάτι που δεν πρέπει να παραληφθεί, ειδικά όταν γίνονται επενδύσεις για την προστασία του πλανήτη, είναι το περιβαλλοντικό αποτύπωμα που θα έχουν αυτές. Τα πλωτά αιολικά πάρκα, και πολύ περισσότερο η παραγωγή υδρογόνου στις θάλασσες, είναι καινούργιες εφαρμογές και η επίδρασή τους στο οικοσύστημα γύρω τους δεν έχει ακόμη διαφανεί.

Όσον αφορά τα πλωτά αιολικά πάρκα δεν υπάρχει μεγάλη ανησυχία. Η ύπαρξή τους δεν θα επηρεάσει σε μεγάλο βαθμό τα έμβια όντα. Παρόλα αυτά, θα πρέπει να μελετηθούν πολύ

προσεκτικά τα σημεία όπου θα εγκατασταθούν τα πάρκα και το κράτος να προστατεύσει τα ευαίσθητα οικοσυστήματα.

Αυτό που εγείρει μεγάλη ανησυχία είναι η ηλεκτρόλυση κοντά στη θάλασσα και πιο συγκεκριμένα, η αφαλάτωση που απαιτείται να γίνει στο νερό που θα χρησιμοποιηθεί στην ηλεκτρόλυση. Η λειτουργία της αφαλάτωσης προβλέπει ότι θα συλλέγεται νερό από τη θάλασσα, θα καθαρίζεται και το καθαρό νερό θα οδηγείται στον ηλεκτρολύτη ενώ τα υπολείμματα θα επιστρέφουν στην θάλασσα. Σε μικρές ποσότητες αυτή η πρακτική ίσως να μην επηρεάσει την σύσταση του θαλάσσιου νερού στην γύρω περιοχή, στην κλίμακα όμως που θα χρησιμοποιηθεί σε ένα έργο πολλών MW μπορεί να έχει μεγάλες μεταβολές στην περιεκτικότητα σε άλατα τοπικά και κατά συνέπεια σοβαρές επιπτώσεις στο τοπικό οικοσύστημα [8].

Έτσι, πρέπει να γίνουν έρευνες για την επίδραση της αφαλάτωσης στο περιβάλλον και αν κριθεί επικίνδυνο να ληφθούν μέτρα. Οι αρμόδιες υπηρεσίες να ορίσουν τα όρια των ποσοτήτων που μπορούν να αποβάλλονται στη θάλασσα και αν είναι απαραίτητο τα υπολείμματα να συλλέγονται σε δοχεία και να μεταφέρονται. Οι βιομηχανίες ενδεχομένως να μπορούν να ωφεληθούν από αυτά τα υπολείμματα.

Επίλογος - Συμπέρασμα

Σε αυτή την εργασία σκοπός ήταν να αξιολογηθούν οι ελληνικές θάλασσες, και κυρίως το Αιγαίο Πέλαγος, ως προς τη δυνατότητά τους να υποστηρίξουν ένα μεγάλης κλίμακας αιολικό πάρκο που θα χρησιμοποιούσε την ενέργειά του αποκλειστικά για την παραγωγή υδρογόνου. Η κλίμακα έπρεπε να είναι τέτοια ώστε η παραγόμενη ποσότητα να μπορεί να καλύψει μεγάλο μέρος των εγχώριων καταναλωτικών αναγκών και να προμηθεύει ίσως και την Ευρώπη. Να διαδραματίζει, δηλαδή, αντίστοιχο ρόλο με αυτό που σχεδιάζει να έχει η Ιρλανδία, με έργα συνολικής ισχύος 2 GW έως το 2030.

Για το σκοπό αυτό εξετάστηκαν αρκετές περιοχές, και πιο διεξοδικά 4 από αυτές. Πιο συγκεκριμένα, οι περιοχές βορειοανατολικά της Παροναξίας, ανατολικά της Λήμνου και του Αγίου Ευστρατίου, δυτικά της Λέσβου και ανατολικά της Σκύρου.

Επιλέχθηκαν κάποια τεχνικά χαρακτηριστικά για τα επιμέρους στοιχεία ενός τέτοιου έργου. Ενδεικτικά, αποφασίστηκε το μέγεθος της ανεμογεννήτριας και το είδος της βάσης της, το είδος του ηλεκτρολύτη και η θέση εγκατάστασής του, όπως και ο τρόπος μεταφοράς και αποθήκευσης του υδρογόνου.

Στη συνέχεια έγιναν ενεργειακοί υπολογισμοί από όπου και προέκυψε το μέγεθος της ισχύος που μπορεί να αναπτυχθεί σε κάθε περιοχή, με ένα εύρος από 1,2 έως 3,6 GW. Έτσι, επετεύχθη ο πρώτος στόχος που ήταν να ελεγχθεί αν υπάρχει δυνατότητα για έργα κάποιων GW.

Ο δεύτερος στόχος ήταν να εξετασθεί αν αυτά τα έργα είναι οικονομικά βιώσιμα. Για αυτό έγινε οικονομική ανάλυση των έργων. Αναπτύχθηκαν όλα τα επιμέρους κόστη, τόσο αυτά της εγκατάστασης όσο και αυτά της συντήρησης και λειτουργίας. Παράλληλα έγινε και χρήση των δεικτών NPV, LCOH και PBP για να αναδειχθεί ποιο από τα έργα είναι συμφέρουσες επενδύσεις αλλά και ποιο υπερτερεί των άλλων.

Όλοι οι δείκτες συνηγόρησαν στο ίδιο αποτέλεσμα. Η περιοχή ανατολικά της Λήμνου και του Αγίου Ευστρατίου ήταν αυτή με την καλύτερη απόδοση, παρόλο που είχε το μεγαλύτερο κόστος εγκατάστασης, Σημειώνεται δε πως από όλα τα έργα ήταν αυτό που είχε την μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ (**Πίνακας 6**) και αυτό με το μεγαλύτερο αιολικό δυναμικό (**Πίνακας 2** Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.).

Το κόστος βέβαια αυτών των επενδύσεων είναι αρκετά υψηλό και οδηγεί σε υψηλές τιμές πώλησης του παραγόμενου υδρογόνου. Όπως αναδείχθηκε από την ανάλυση ευαισθησίας, αυτό μπορεί να μειωθεί με την βελτίωση κάποιων παραγόντων και την συνδρομή του κράτους.

Επιπλέον, αναδείχθηκε η ανάγκη να διεξαχθούν έρευνες αναφορικά με την προστασία του τοπικού θαλάσσιου οικοσυστήματος, έτσι ώστε να διασφαλισθεί η αρμονική συνύπαρξη των έργων και των έμβιων όντων της περιοχής με την λήψη κατάλληλων μέτρων.

Εν τέλει, αποδείχτηκε πως η Ελλάδα έχει τα εφόδια για την ανάπτυξη μεγάλης κλίμακας έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που θα την οδηγήσουν όχι μόνο στην πιο γρήγορη απανθρακοποίησή της, αλλά θα την καταστήσουν και έναν σημαντικό προμηθευτή ενέργειας στην Ευρώπη. Αυτό που μένει είναι να αναγνωρισθεί η δυνατότητα αυτή από τους αρμόδιους φορείς και να παρθούν οι αναγκαίες πρωτοβουλίες για την οικονομική στήριξη τέτοιων έργων.

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1 - Τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας αναφοράς DTU των 10MW.....	16
Πίνακας 2 - Η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου που καταγράφηκε σε ύψος μέτρησης 50m και οι αναγόμενες τιμές στα 119m για τις υποψήφιες τοποθεσίες του πλωτού αιολικού πάρκου	20
Πίνακας 3 - Οι εκτάσεις των υποψήφιων προς εγκατάσταση αιολικού πάρκου περιοχών	21
Πίνακας 4 - Διάκριση των περιοχών που πληρούν τα κριτήρια: ταχύτητα ανέμου > 8.5 m/s και εμβαδόν > 390 km ²	22
Πίνακας 5 - Αριθμός ανεμογεννητριών που μπορούν να εγκατασταθούν στις επιλέξιμες περιοχές και η ονομαστική ισχύς που προκύπτει από αυτές	23
Πίνακας 6 - Η μέση και η ονομαστική ισχύς του πάρκου και ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας κάθε περιοχής.....	24
Πίνακας 7 - Σύγκριση χαρακτηριστικών των ηλεκτρολυτών PEM και AEL [8], [18]	26
Πίνακας 8 – Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό πάρκο κάθε περιοχής	33
Πίνακας 9 - Η παραγόμενη ποσότητα H ₂ και η ονομαστική ισχύς του ηλεκτρολύτη που απαιτείται σε κάθε τοποθεσία.....	34
Πίνακας 10 - Το κόστος εγκατάστασης και το LCOE του αιολικού πάρκου για κάθε περιοχή	35
Πίνακας 11 - Το κόστος εγκατάστασης της ηλεκτρόλυσης.....	36
Πίνακας 12 - Η έκταση και το κόστος εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων	37
Πίνακας 13 - Οι αποστάσεις των δύο διαδρομών σε km (περίπτωση ΒΑ Παροναξίας)	40
Πίνακας 14 - Οι αποστάσεις των δύο διαδρομών σε km (περίπτωση Α Λήμνου – Αγίου Ευστρατίου).....	41
Πίνακας 15 - Οι αποστάσεις των δύο διαδρομών σε km (περίπτωση Δ Λέσβου (β))	41
Πίνακας 16 - Έκταση, διάμετρος και κόστος εγκατάστασης αγωγών H ₂	43
Πίνακας 17 - Το κόστος αποθήκευσης του H ₂ ανά ημέρα και για 2,5,10 ημέρες κάθε έργου	44
Πίνακας 18 - Τα συνολικά και επιμέρους κόστη εγκατάστασης κάθε έργου	45
Πίνακας 19 - Τα NPV, LCOH, PBP κάθε έργου	47
Πίνακας 20 - Το LCOH σε €/kg όπως διαμορφώνεται για κάθε έργο για 2, 5 και ημέρες αποθήκευσης του υδρογόνου	52

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1 - Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m (πράσινο) και 200-1000m (κόκκινο) στο Βόρειο Αιγαίο [7].....	12
Εικόνα 2 - Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m (πράσινο) και 200-1000m (κόκκινο) στο Νότιο Αιγαίο [7].....	12
Εικόνα 3 – Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m στο Βόρειο Αιγαίο [7].....	13
Εικόνα 4 - Διαθέσιμες περιοχές με βάθη 50-200m στο Νότιο Αιγαίο [7]	13
Εικόνα 5 - Τα τρία βασικά είδη πλωτών βάσεων (αριστερά προς δεξιά): Spar Buoyancy, Semi-submersible, Tension Leg Platform [7].....	14
Εικόνα 6 - Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας αναφοράς DTU 10MW [9].....	17
Εικόνα 7 - Αρίθμηση και ονοματοδοσία τοποθεσιών σε Βόρειο και Νότιο Αιγαίο	18
Εικόνα 8 - Τα όρια της ελληνικής ΑΟΖ σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό Άτλαντα θαλασσών [10]	18
Εικόνα 9 - Χάρτης αιολικού δυναμικού Ελλάδας στα 100 m [11]	19
Εικόνα 10 - Το δίκτυο φυσικού αερίου στην Ελλάδα (Χάρτης ΔΕΣΦΑ) [22]	32
Εικόνα 11 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού H ₂ για την περίπτωση της ΒΑ Παροναξίας	39
Εικόνα 12 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού H ₂ για την περίπτωση Α Λήμνου – Αγίου Ευστρατίου	40
Εικόνα 13 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού H ₂ για την περίπτωση Δυτικά Λέσβου (β)	42
Εικόνα 14 - Οι πιθανές διαδρομές του αγωγού H ₂ για την περίπτωση Ανατολικά της Σκύρου (α)	43

Αναφορές

- [1] Υ. Π. κ. Ενέργειας, «Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ),» Αθήνα, 2019.
- [2] Equinor, «Hywind Scotland,» 2022.
- [3] Windplus, «WINDFLOAT ATLANTIC,» 2020.
- [4] MaREI, «H-Wind Project».
- [5] L. Collins, «Ireland unveils national hydrogen strategy, with aim to export green H2 made from offshore wind — and no role for blue,» *Hydrogeninsight*, 2023.
- [6] D. S. C. B. C. G. S. H. Díaz, «Micro siting of floating wind turbines in a wind farm using a multi-criteria framework,» *ELSEVIER*, 6 Ιανουάριος 2023.
- [7] Ν. Χαλκιαδάκης, «ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΑ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΙΜΟΥ ΘΑΛΑΣΣΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΜΕ ΠΛΩΤΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΣΤΗΝ ΜΕΣΟΓΕΙΟ,» Αθήνα, 2018.
- [8] A. S. R. P. S. M. Omar S. Ibrahim, «Dedicated large-scale floating offshore wind to hydrogen: Assessing design variables in proposed typologies,» *Elsevier*, 1 Μάρτιος 2022.
- [9] F. Z. R. B. T. K. A. Y. L. C. H. A. N. M. H. H. Christian Bak, «Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine - DTU Wind Energy Report-I-0092,» 2013.
- [10] «European Atlas of the Seas,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas/maritime_atlas/#lang=EN;p=w;bkgd=1;the me=990:0.75;c=2579590.0361652356,4600780.23010021;z=6.
- [11] «GLOBAL WIND ATLAS,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/>.
- [12] «meteo.gr,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.meteo.gr/windStatistics.cfm>.
- [13] P. L. E. M. J. M. V. C. Van Nguyen Dinh, «Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms,» *Elsevier*, 16 Ιούνιος 2020.
- [14] «Germany's offshore wind capacity factors,» 01 02 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://energynumbers.info/germanys-offshore-wind-capacity-factors>.

- [15] «Hywind Scotland capacity factor hits 57%,» *renews.biz*, 23 Μάρτιος 2021.
- [16] M. S. T. S. M.-H. K. S. Anita H. Reksten, «Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development,» *Elsevier*, 1 Οκτώβριος 2022.
- [17] V. P. V. F. S.A. Grigoriev, «Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy,» *Elsevier*, Φεβρουάριος 2006.
- [18] «Bloomenergy,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.bloomenergy.com/bloomelectrolyzer/>.
- [19] H. Z. Q. L. Y. L. J. Y. Yamin Yan, «Roadmap to hybrid offshore system with hydrogen and power co-generation,» *Elsevier*, 25 Σεπτέμβριος 2021.
- [20] ΔΕΣΦΑ, «desfa.gr,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.desfa.gr/userfiles/consultations/Σχέδιο ΠΑ ΔΕΣΦΑ 2023 2032_final.pdf.
- [21] P. B. R. C. N. S. G. Brais Armĩno Franco, «Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis,» *Elsevier*, 31 Ιανουάριος 2021.
- [22] «desfa.gr,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/national-natural-gas-system/transmission>.
- [23] Χ. Αποσπόρης, «ΑΔΜΗΕ: Θα ξεπεράσει τις 60 TWh η ζήτηση ηλεκτρισμού από το 2029 - Πάνω από τα 12.000 MW οι αιχμές,» *energypress*, 2023.
- [24] Alma Economics, «Offshore wind energy in Greece: Estimating the socio-economic impact,» Σεπτέμβριος, 2021.
- [25] Trinomics, 31 Ιούλιος 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/final_report_levelised_costs_0.pdf.
- [26] Κ. Ι. Νιφορόπουλος, «Επιχειρήσεις Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. – Ειδικά λογιστικά και φορολογικά θέματα,» 2014. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://artion.gr/επιχειρήσεις-απε-σηθθα/?print=pdf>.
- [27] Κ. Kazaras, Κ. Kirytopoulos και Α. Rentizelas, «Introducing the STAMP method in road tunnel safety assessment,» *Safety Science*, τόμ. 50, αρ. 9, pp. 1806-1817, 2012.

- [28] Institute of Risk Management, «About Risk Management, Institute of Risk Management,» Institute of Risk Management - IRM, 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.theirm.org/about/risk-management>. [Πρόσβαση 6 2 2017].