



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Μελέτη σκοπιμότητας συνεγκατάστασης αιολικού
πάρκου με εγκαταστάσεις παραγωγής πράσινου
υδρογόνου**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Δημητρίου Α. Παληογιάννη

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2024



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Μελέτη σκοπιμότητας συνεγκατάστασης αιολικού
πάρκου με εγκαταστάσεις παραγωγής πράσινου
υδρογόνου**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Δημητρίου Α. Παληογιάννη

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 14^η Σεπτεμβρίου 2024.

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Παύλος Γεωργιλάκης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2024

.....

Δημήτριος Α. Παληογιάννης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών
Ε.Μ.Π.

Copyright © Δημήτριος Παληογιάννης, 2024.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Με αφορμή τις τελευταίες ενεργειακές μεταρρυθμίσεις που έχει υπογράψει η Ε.Ε., λόγω της ανάγκης για μείωση των εκπομπών άνθρακα, η παγκόσμια κοινότητα έχει στραφεί προς την εύρεση τρόπων απανθρακοποίησης κάθε τομέα της καθημερινής μας ζωής και κλιμάκωση τεχνολογιών όπου η ενέργεια παράγεται με πράσινο τρόπο. Ένας από αυτούς είναι η παραγωγή πράσινου υδρογόνου.

Στην παρούσα διπλωματική παρουσιάζεται μια τεχνο-οικονομική ανάλυση ενός συνδυασμένου έργου αιολικού πάρκου - μονάδας παραγωγής πράσινου υδρογόνου. Σκοπός είναι η αξιολόγηση του έργου ως προς την οικονομική του βιωσιμότητα. Σχηματίζονται έξι διαφορετικές διαμορφώσεις-σενάρια ανάλογα την τοποθεσία του αιολικού και της μονάδας παραγωγής υδρογόνου (χερσαία ή υπεράκτια). Η ειδοποιός διαφορά των σεναρίων έγκειται στη μεταφορά του υδρογόνου ή της ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα τη θέση του αιολικού και της μονάδας παραγωγής υδρογόνου. Το σύστημα μελετάται έως ότου το υδρογόνο αποθηκευτεί στην κατάλληλη δομή, ως προς τη μορφή του, στη στεριά. Σε δύο σενάρια, όπου το υδρογόνο παράγεται στη στεριά, το σύστημα είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο και υπάρχει ταυτόχρονα σύστημα προσωρινής αποθήκευσης ενέργειας υπό τη μορφή μπαταρίας. Έτσι δημιουργείται η δυνατότητα έγχυσης της ισχύος από το αιολικό πάρκο στο δίκτυο, υπό συγκεκριμένους περιορισμούς έγχυσης. Την ίδια λειτουργία κατέχει η μπαταρία, καθώς μπορεί να μεταθέτει την ενέργεια που φορτίζεται σε ώρες αιχμής της ηλεκτρικής ενέργειας ή αντίστροφα να εκφορτίζει την ενέργεια προς την παραγωγή υδρογόνου σε ώρες χαμηλής τιμής ηλεκτρικής ενέργειας, εκτελώντας έτσι ενεργειακό arbitrage. Πρώτα, για κάθε διαμόρφωση σχηματίζεται το μοντέλο, όπου προσομοιώνεται η κατανομή της διαθέσιμης ενέργειας του αιολικού πάρκου. Το πρόβλημα που δημιουργείται χρήζει επίλυση με αλγόριθμο μεικτού ακέрайου γραμμικού προγραμματισμού, με στόχο τη μεγιστοποίηση του κέρδους της επιχείρησης. Ύστερα, βάσει των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης, γίνεται οικονομική αξιολόγηση του κάθε σεναρίου με χρήση ορισμένων οικονομικών δεικτών όπως το LCOH και το IRR. Για κάθε διαμόρφωση ορίζεται ένα βασικό σενάριο παραμέτρων. Ωστόσο, καθώς η μελέτη είναι πολύ-παραμετρική, εξάγονται διαφορετικά αποτελέσματα για ορισμένες κρίσιμες παραμετρικές τιμές. Τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης δίνουν τόσο τις βέλτιστες τιμές διαστασιολόγησης των επιμέρους μερών του συστήματος, όσο και την οικονομική απόδοση του συνδυασμένου έργου.

Λέξεις-Κλειδιά: Πράσινο Υδρογόνο, Χερσαίο/Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο, Αποθήκευση Ενέργειας, Αποθήκευση Υδρογόνου, Μπαταρίες Ιόντων-Λιθίου, Arbitrage, Οικονομική Ανάλυση, Υγρό Υδρογόνο, LCOH, IRR

Abstract

In the wake of the latest energy reforms signed by the EU, due to the need to reduce carbon emissions, the global community has turned to finding ways to decarbonize every aspect of our daily lives and scaling up technologies where energy is produced in a green way. One of these is the production of green hydrogen.

In this thesis, a techno-economic analysis of a combined wind farm/green hydrogen production unit project is presented. The aim is to evaluate the project in terms of its economic viability. Six different configurations-scenarios are formed depending on the location of the wind farm and the hydrogen production unit (onshore or offshore). The main difference between the scenarios lies in the transport of hydrogen or electricity, depending on the location of the wind farm and the hydrogen plant. The system is studied until the hydrogen is stored in the appropriate structure, depending on its form, on land. In two scenarios, where the hydrogen is produced onshore, the system is connected to the grid and there is also a temporary energy storage system in the form of a battery. This creates the possibility to inject the power from the wind farm into the grid, under certain injection restrictions. The same function is held by the battery, as it can transfer the energy charged during peak electricity hours or conversely discharge the energy towards hydrogen production during low electricity hours, thus performing energy arbitrage. First, for each configuration, the model is formed, where the distribution of the available energy of the wind farm is simulated. The generated problem needs to be solved with a mixed integer linear programming algorithm, with the aim of maximizing the profit of the project. Then, based on the simulation results, an economic evaluation of each scenario is performed using specific economic indicators such as LCOH and IRR. For each configuration a baseline scenario of parameters is defined. However, as the study is multi-parametric, different results are derived for some critical parametric values. The results of the economic evaluation give both the optimal sizing values of the individual system parts and the economic performance of the combined project.

Keywords: Green Hydrogen, Onshore/Offshore Wind Farm, Energy Storage, Hydrogen Storage, Lithium-Ion Batteries, Arbitrage, Economic Analysis, Liquid Hydrogen, LCOH, IRR

Ευχαριστίες

Η εκπόνηση της διπλωματικής μου εργασίας σηματοδοτεί την ολοκλήρωση των φοιτητικών μου χρόνων. Χρωστάω ένα ευχαριστώ σε όσους ανθρώπους στάθηκαν πλάι μου αυτά τα χρόνια και σε όσους με βοήθησαν να ολοκληρώσω τις σπουδές μου.

Πρώτα απ' όλα είμαι ευγνώμων στον επιβλέποντα της διπλωματικής εργασίας, κ. Σταύρο Παπαθανασίου, Καθηγητή Ε.Μ.Π., για τη δυνατότητα που μου έδωσε να ερευνήσω ένα επίκαιρο αντικείμενο, σε έναν τομέα που με ενδιέφερε να ασχοληθώ. Ευχαριστώ τον υποψήφιο διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών Ε.Μ.Π. Ευάγγελο Χατζηστυλιανό για όλες τις φορές που με συμβούλευσε, με καθοδήγησε, με διόρθωσε, με σωστό πάντα τρόπο, και για τον χρόνο που αφιέρωσε απαντώντας στις απορίες μου. Του εύχομαι μια σπουδαία εξελικτική πορεία. Επίσης, ευχαριστώ τον διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών Ε.Μ.Π. κ. Γεώργιο Ψαρρό, για τις υποδείξεις του ως προς την κατεύθυνση της εργασίας.

Είμαι ευγνώμων για τους φίλους μου, με τους οποίους μοιραστήκαμε όμορφες στιγμές όλα αυτά τα χρόνια. Το μεγαλύτερο ευχαριστώ το χρωστάω στην οικογένειά μου, τους γονείς μου Αντώνη και Αλεξάνδρα για την ανεκτίμητη και συνεχή στήριξή τους όλα αυτά τα χρόνια, και τις αδερφές μου Παναγιώτα και Ιωάννα, που κάνουν τη ζωή μου ομορφότερη.

Πίνακας Περιεχομένων

Περίληψη	5
Abstract.....	7
Ευχαριστίες.....	9
Κατάλογος Διαγραμμάτων	12
Κατάλογος Εικόνων	15
Κατάλογος Πινάκων	16
Κατάλογος Ακρωνυμίων	17
1 Εισαγωγή.....	18
1.1 Γενικά	18
1.2 Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας	19
2 Θεωρητικό Μέρος.....	20
2.1 Παραγωγή Υδρογόνου.....	20
2.2 Εμπόδια και περιορισμοί στην εγκατάσταση μονάδων παραγωγής H ₂	22
2.3 Εφαρμογές Υδρογόνου	24
2.4 Ηλεκτρόλυση.....	28
2.5 Ηλεκτρολύτες.....	29
2.5.1 Alkaline	31
2.5.2 PEM	31
2.5.3 SOEC.....	32
2.5.4 AEM.....	33
2.6 Καθαρότητα (Purity)	33
2.7 Ευελιξία ως προς την τροφοδοσία.....	34
2.8 Συμπίεση.....	34
2.9 Υγροποίηση.....	37
2.10 Αφαλάτωση	38
2.11 Αποθήκευση Υδρογόνου	39
2.11.1 Αποθήκευση συμπιεσμένου υδρογόνου.....	39
2.11.2 Αποθήκευση υγρού υδρογόνου.....	41
2.11.3 Εξισώσεις κόστους προετοιμασίας υδρονόμου	41
2.12 Μεταφορά Υδρογόνου	42
2.12.1 Αγωγοί	42
2.12.2 Δεξαμενόπλοια	43
2.12.3 Φορτηγά	45
2.13 Πλατφόρμα	45
2.14 Αιολικό Πάρκο	45
2.15 Περιορισμοί έγχυσης στο δίκτυο.....	46
2.16 Μπαταρία	46
2.16.1 Αλγόριθμος Rainflow - Φθορά μπαταρίας (Degradation) ..	48
2.16.2 Κόστος.....	50

3	Βιβλιογραφική Ανασκόπηση.....	51
4	Θεωρήσεις - Δεδομένα	57
4.1	Αιολικό Πάρκο	57
4.2	Ηλεκτρολύτης	59
4.3	Λοιπά μέρη του συστήματος:	60
5	Προσομοίωση	64
5.1	Περιγραφή προσομοίωσης	64
5.2	Εξισώσεις Μοντέλου	65
5.2.1	Περιορισμοί Ισοζυγίου Ενέργειας	65
5.2.2	Περιορισμοί Μπαταρίας	65
5.2.3	Περιορισμός Έγχυσης στο Δίκτυο	66
5.2.4	Περιορισμοί για τον Ηλεκτρολύτη	67
5.2.5	Γραμμικοποίηση Απόδοσης Ηλεκτρολύτη	67
5.2.6	Αντικειμενική Συνάρτηση	70
6	Οικονομική Αξιολόγηση	71
6.1	Θεωρήσεις αξιολόγησης.....	71
6.2	LCOE	72
6.3	LCOH	72
6.4	Βελτιστοποίηση αποθηκευτικού χώρου κρυογονικών δεξαμενών	73
7	Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης	75
7.1	Σενάριο 1.....	75
7.1.1	Διαμόρφωση σεναρίου 1	75
7.1.2	Αποτελέσματα σεναρίου:	76
7.2	Σενάριο 2.....	77
7.2.1	Διαμόρφωση σεναρίου 2	77
7.2.2	Αποτελέσματα σεναρίου:	77
7.3	Σενάριο 3.....	79
7.3.1	Διαμόρφωση σεναρίου 3	79
7.3.2	Αποτελέσματα σεναρίου:	79
7.3.3	Μεταβολή του LCOH σχετικά με το βήμα κόστους του αιολικού και την απόσταση:	81
7.4	Σενάριο 4.....	82
7.4.1	Διαμόρφωση σεναρίου 4	82
7.4.2	Αποτελέσματα σεναρίου:	82
7.5	Σενάριο 5.5.....	83
7.5.1	Διαμόρφωση σεναρίου 5.5	83
7.5.2	Αποτελέσματα σεναρίου:	84
7.5.3	Μεταβολή του LCOH σχετικά με το βήμα κόστους του αιολικού και την απόσταση:	85

7.6	Σύγκριση Σεναρίων.....	86
7.6.1	Παραγωγή υδρογόνου και απόδοση σεναρίων	86
7.6.2	Σύγκριση σεναρίων 2,3,5.5 ως προς το LCOH	87
7.7	Σενάριο 5.....	88
7.7.1	Διαμόρφωση σεναρίου 5.....	88
7.7.2	Λειτουργία Συστήματος	89
7.7.3	Λειτουργία Μπαταρίας	90
7.7.4	Παραγωγή υδρογόνου και προτεραιοποίηση ενέργειας σεναρίου 5	91
7.7.5	Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 5.....	92
7.7.6	Ανάλυση ευαισθησίας σεναρίου 5.....	98
7.8	Σενάριο 6.....	101
7.8.1	Διαμόρφωση σεναρίου 6.....	101
7.8.2	Λειτουργία του συστήματος	102
7.8.3	Λειτουργία Μπαταρίας	102
7.8.4	Παραγωγή υδρογόνου και προτεραιοποίηση ενέργειας σεναρίου 6	103
7.8.5	Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 6.....	103
7.8.6	Ανάλυση Ευαισθησίας Σεναρίου 6	105
7.9	Σύγκριση σεναρίων 5,6 ως προς το IRR.....	106
8	Επίλογος	108
8.1	Συμπεράσματα.....	108
8.2	Μελλοντικές Προεκτάσεις	110
9	Παράρτημα	111
9.1	Σενάριο 5.....	111
9.1.1	Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο:	111
9.1.2	Ανάλυση ευαισθησίας σεναρίου 5.....	114
9.2	Σενάριο 6.....	119
9.2.1	Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο:	119
9.2.2	Ανάλυση Ευαισθησίας Σεναρίου 6	120
9.3	Παραγωγή υδρογόνου για τα σενάρια 5 και 6.....	120
	Βιβλιογραφία	121

Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1: Σχέση βάθους εκφόρτισης με τους κύκλους ζωής της μπαταρίας.	50
---	----

Διάγραμμα 2: Καμπύλη ισχύος και ωριαία παραγωγή χερσαίου αιολικού πάρκου (αριστερά) και υπεράκτιου αιολικού πάρκου (δεξιά) για ένα έτος.	57
Διάγραμμα 3: Μέση ημερήσια παραγωγή χερσαίου και υπεράκτιου αιολικού πάρκου.	57
Διάγραμμα 4: Κόστος ηλεκτρολύτη και αναπλήρωσης στοίβας συναρτήσει της ισχύος του (έως 100MW) [11].	60
Διάγραμμα 5: Κόστος αναπλήρωσης μπαταριών.	61
Διάγραμμα 6: Κόστος αγωγού υδρογόνου [35].	63
Διάγραμμα 7: Απόδοση ηλεκτρολύτη: Μπλε καμπύλη: πραγματική απόδοση ηλεκτρολύτη, Πορτοκαλί Καμπύλη: γραμμικοποιημένη απόδοση ηλεκτρολύτη.	67
Διάγραμμα 8: Σενάριο 1: LCOH για υπεράκτιο Α/Π ανά CAPEX Α/Π: (α) ισχύος 300 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (β) ισχύος 300 MW και απόστασης 500 km από τη στεριά, (γ) ισχύος 500 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά και (δ) ισχύος 1000 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά.	76
Διάγραμμα 9: Σενάριο 2: LCOH για υπεράκτιο Α/Π ανά CAPEX Α/Π: (α) ισχύος 100 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (β) ισχύος 100 MW και απόστασης από τη στεριά 500 km, (γ) ισχύος 300 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (δ) ισχύος 300 MW και απόστασης 500 km από τη στεριά, (ε) ισχύος 500 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά και (στ) ισχύος 1000 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά.	78
Διάγραμμα 10: Σενάριο 3: LCOH για υπεράκτιο Α/Π και CAPEX Α/Π 2500 €/kW: Α/Π [100,300,500,1000] MW με αποστάσεις από τη στεριά [10,50,100,500] km.	79
Διάγραμμα 11: Σενάριο 3: Αριστερά: Μεταβολή LCOH για βήμα κόστους αιολικού. Δεξιά: Μεταβολή LCOH για βήμα απόστασης.	81
Διάγραμμα 12: Σενάριο 4: LCOH για υπεράκτιο Α/Π ανά CAPEX Α/Π: (α) ισχύος 300 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (β) ισχύος 500 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (γ) ισχύος 1000 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (δ) ισχύος 1000 MW και απόστασης 3000 km από τη στεριά.	83
Διάγραμμα 13: Σενάριο 3: LCOH για υπεράκτιο Α/Π και CAPEX Α/Π 2500 €/kW: Α/Π [100,300,500,1000] MW με αποστάσεις από τη στεριά [10,50,100,500] km.	84
Διάγραμμα 14: Σενάριο 5.5: Μεταβολή LCOH ανά βήμα κόστους για το σενάριο 5.5.	85
Διάγραμμα 15: Σενάριο 5.5: Αριστερά και Κέντρο: Μεταβολή LCOH ανά βήμα απόστασης για HVAC και HVDC διασύνδεση, αντίστοιχα. Δεξιά: Αύξηση LCOH για μετάβαση από HVAC σε HVDC.	85
Διάγραμμα 16: Ενεργειακή απόδοση και παραγωγή υδρογόνου για τα σενάρια 1-5.5.	86
Διάγραμμα 17: Σύγκριση LCOH με βασικές παραμέτρους ισχύος και CAPEX Α/Π για τα σενάρια 2,3,5.5.	87
Διάγραμμα 18: Κατανομή ενέργειας για το σενάριο 5.	89

Διάγραμμα 19: Σενάριο 5: Ποσοστά χρησιμοποίησης της μπαταρίας για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 6 €/kg, (γ) 12 €/kg.	90
Διάγραμμα 20: Σενάριο 5: Ποσοστά εκφόρτισης της μπαταρίας προς τον ηλεκτρολύτη για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 6 €/kg, (γ) 12 €/kg.	90
Διάγραμμα 21: Σενάριο 5: Ποσοστιαία κατανομή ενέργειας του αιολικού προς τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	91
Διάγραμμα 22: Σενάριο 5: IRR για τιμές υδρογόνου: [2 4 6 8 10 12] €/kg και CAPEX Α/Π: [2000 2500 3000 3500] MW.	93
Διάγραμμα 23: Σενάριο 5: COH με τις βασικές παραμέτρους μεγέθους και CAPEX Α/Π για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	95
Διάγραμμα 24: Σενάριο 5: COH με βήμα CAPEX Α/Π 100 €/kW για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	96
Διάγραμμα 25: Σενάριο 5: COH για τιμή υδρογόνου 6 €/kg και CAPEX Α/Π: (α) 2000€/kW, (β) 2500€/kW, (γ) 3000€/kW, (δ) 3500€/kW.	97
Διάγραμμα 26: Σενάριο 5: COH με r=6% με βασικές παραμέτρους μεγέθους και CAPEX Α/Π για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	98
Διάγραμμα 27: Σενάριο 5: Μεταβολή COH με βήμα απόστασης 10km στην HVAC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	99
Διάγραμμα 28: Σενάριο 5: Ποσοστιαία αύξηση του COH μεταβαίνοντας από HVAC σε HVDC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	99
Διάγραμμα 29: Σενάριο 5: Μεταβολή COH με βήμα απόστασης 10km στην HVDC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	100
Διάγραμμα 30: Σενάριο 5: IRR με HVDC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	101
Διάγραμμα 31: Σενάριο 6: Κατανομή ενέργειας για το σενάριο 6.	102
Διάγραμμα 32: Σενάριο 6: Ποσοστά χρησιμοποίησης της μπαταρίας για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	102
Διάγραμμα 33: Σενάριο 6: Ποσοστά εκφόρτισης της μπαταρίας προς τον ηλεκτρολύτη για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	102
Διάγραμμα 34: Σενάριο 6: Ποσοστιαία κατανομή ενέργειας του αιολικού προς τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	103
Διάγραμμα 35: Σενάριο 6: IRR με μέγεθος αιολικού 300 MW για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.	104

Διάγραμμα 36: Σενάριο 6: COH με $r=8\%$ για διαφορετικές προτεραιοποιήσεις παραγωγής υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.....	105
Διάγραμμα 37: Σενάριο 6: COH με $r=6\%$ για διαφορετικές προτεραιοποιήσεις παραγωγής υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.....	106
Διάγραμμα 38: Σύγκριση IRR των σεναρίων 5 και 6 για τρεις περιπτώσεις BESS, με βασικές παραμέτρους CAPEX Α/Π και απόστασης, για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.....	107

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Παραγωγή υδρογόνου ανά διαφορετική μέθοδο(2020-2022) [10].....	21
Εικόνα 2:Προβλεπόμενη παραγωγή υδρογόνου χαμηλών εκπομπών ανά τεχνολογία για το 2030 [10].....	22
Εικόνα 3:Κατανάλωση υδρογόνου ανά περιοχή και πηγή πρώτης ύλης για παραγωγή υδρογόνου για διύλιση, ιστορικά αλλά και για το σενάριο μηδενικών εκπομπών το 2050 [10].	24
Εικόνα 4: Κατανάλωση υδρογόνου στη βιομηχανία [10].....	25
Εικόνα 5: Κατανάλωση υδρογόνου στις οδικές μεταφορές για την περίοδο 2020-2022. Αριστερά: Ανά τύπο οχήματος. Δεξιά: Ανά περιοχή [10].....	26
Εικόνα 6: Αριστερά: Εγκατεστημένη ισχύς κυψελών καυσίμου (2021-2022). Δεξιά: Χρήση υδρογόνου στα κτήρια για το σενάριο μηδενικών εκπομπών (2050) [10].	27
Εικόνα 7: Χάρτης ανακοινωμένων έργων παραγωγής υδρογόνου χαμηλών ρύπων [10].....	28
Εικόνα 8: Διαδικασία ηλεκτρόλυσης για διαφορετικές τεχνολογίες ηλεκτρολύτη [13]	29
Εικόνα 9: Επίπεδα κατασκευής ηλεκτρολύτη [13]	30
Εικόνα 10: Τυπικό διάγραμμα λειτουργίας ενός PEM ηλεκτρολύτη [13]	32
Εικόνα 11: Κατάτμηση κόστους ενός PEM ηλεκτρολύτη. [13].....	34
Εικόνα 12: Απώλειες ενέργειας συμπίεσης του υδρογόνου συναρτήσει της πίεσης εξόδου [13].....	35
Εικόνα 13: Απεικόνιση της αρχής της ωσμωτικής πίεσης [24]	39
Εικόνα 14: Κατανομή των διαφορετικών επιλογών για αποθήκευση φυσικού αερίου [29].	40
Εικόνα 15: Σχηματική απεικόνιση του αρχικού SEI που σχηματίζεται στην άνοδο γραφίτη, της επίδρασης των αντιδράσεων θερμικής	

αποσύνθεσης με τη μεσολάβηση οξέος στη δομή του SEI και της περαιτέρω μείωσης του ηλεκτρολύτη που οδηγεί στην πύκνωση του SEI. [50].....	48
Εικόνα 16: Μέτρηση μισού κύκλου από την αρχή του ιστορικού σύμφωνα με τη μέθοδο των τριών σημείων [51].....	49
Εικόνα 17: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 1.	75
Εικόνα 18: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 2.	77
Εικόνα 19: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 3.	79
Εικόνα 20: Σχηματική απεικόνιση σεναρίου 4.	82
Εικόνα 21: Σχηματική απεικόνιση σεναρίου 5.5.	83
Εικόνα 22: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 5.	88
Εικόνα 23: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 6.	101

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Περιορισμοί μέγιστης ισχύος εγχεόμενης παραγωγής στο δίκτυο.	46
Πίνακας 2: Χαρακτηριστικά χερσαίου αιολικού πάρκου.	58
Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά υπεράκτιου αιολικού πάρκου.	58
Πίνακας 4: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικής διασύνδεσης με τη στεριά.	58
Πίνακας 5: Χαρακτηριστικά Μετατροπέα και Υποσταθμού.	58
Πίνακας 6: Χαρακτηριστικά ηλεκτρολύτη για διάφορες τεχνολογίες [13] [16] [11].....	59
Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά συμπιεστή.	60
Πίνακας 8: Χαρακτηριστικά μπαταρίας.....	60
Πίνακας 9: Χαρακτηριστικά αφαλατωτή.	61
Πίνακας 10: Χαρακτηριστικά υποθαλάσσιας αποθήκευσης.	61
Πίνακας 11: Χαρακτηριστικά χαλύβδινων δεξαμενών για αποθήκευση υδρογόνου.....	62
Πίνακας 12: Χαρακτηριστικά μονάδας υγροποίησης.	62
Πίνακας 13: Χαρακτηριστικά κρυογονικών δεξαμενών.	62
Πίνακας 14: Χαρακτηριστικά πλατφόρμας υποδοχής υπεράκτιας μονάδας παραγωγής υδρογόνου.....	62
Πίνακας 15: Χαρακτηριστικά δεξαμενόπλοιου.	62
Πίνακας 16: Χαρακτηριστικά αγωγού υδρογόνου.....	63

Κατάλογος Ακρωνυμίων

ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΠ	Αιολικά Πάρκα
ΦΒ	Φωτοβολταϊκά
AEM	Anion Exchange Membrane
BESS	Battery Energy Storage System
BOP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditure
CCS	Carbon Capture System
CGH2	Compressed Hydrogen
COH	Cost of Hydrogen
DC	Direct Current
DRI	Direct Reduced Iron
DPB	Discounted Payback
EZ	Electrolyzer
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicles
GAMS	General Algebraic Modeling System
GFI	Grid Forming Inverter
HVAC	High Voltage Alternative Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IRR	Internal Rate of Return
MILP	Mixed Integer Linear Programming
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LH2	Liquid Hydrogen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
LVH	Low Heating Value
NPV	Net Present Value
OPEX	Operational Expenditure
ppm	parts per million
RO	Reverse Osmosis
SAFS	Sustainable Aviation Fuels
SMR	Steam Methane Reforming
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell
TDS	Total Dissolved Units
WF	Wind Farm

1 Εισαγωγή

1.1 Γενικά

Ο ενεργειακός τομέας σήμερα ευθύνεται περίπου για τα τρία τέταρτα των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που παράγεται. Ταυτόχρονα όμως κρατά το κλειδί για την αποτροπή των χειρότερων επιπτώσεων που μπορεί να φέρει η κλιματική αλλαγή, μια από τις μεγαλύτερες προκλήσεις που έχει να αντιμετωπίσει η ανθρωπότητα σε παγκόσμιο επίπεδο. Η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) σε καθαρό μηδενισμό έως το 2050 συνάδει με τις προσπάθειες περιορισμού της μακροχρόνιας αύξησης του μέσου όρου της παγκόσμιας θερμοκρασίας κατά $1,5\text{ }^\circ\text{C}$. Αυτό απαιτεί έναν πλήρη μετασχηματισμό στον τρόπο που παράγεται, μεταφέρεται και καταναλώνεται ενέργεια.

Η αυξανόμενη πολιτική συναίνεση για την επίτευξη αυτού του στόχου φέρνει αισιοδοξία σχετικά με την πρόοδο που μπορεί να επιτευχθεί, αλλά η κλίμακα των αλλαγών που πρέπει να γίνουν δεν είναι αρκετά κατανοητή. Ο αναγκαίος όγκος εργασίας για μια τέτοια μετάβαση είναι τεράστιος, δεδομένου και του εύρους των διαφορετικών καταστάσεων μεταξύ των χωρών και των διαφορετικών τους δυνατοτήτων να προβούν στις απαραίτητες αλλαγές.

Ο απαιτούμενος δρόμος είναι η στροφή προς την παραγωγή ενέργειας με καθαρό, ή αλλιώς πράσινο, τρόπο. Υπάρχουν πολλοί τρόποι για τη μετάβαση προς πράσινη ενέργεια, όπως οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), η βιομάζα, η υδροηλεκτρική και η γεωθερμική ενέργεια, και η κυματική ενέργεια. Ένας από αυτούς, πρόσφατα ανερχόμενος, είναι η παραγωγή πράσινου υδρογόνου, μέσω ηλεκτρόλυσης του νερού. Αποτελεί έναν καλό τρόπο εξάλειψης των εκπομπών θερμοκηπίου σε κλάδους που είναι δύσκολο να απανθρακοποιηθούν. Ωστόσο, για να ενταχθεί σε μεγάλη κλίμακα η παραγωγή πράσινου υδρογόνου χρειάζονται σημαντικές μειώσεις κόστους, οι οποίες προέρχονται τόσο από το κόστος της μονάδας ηλεκτρόλυσης, όσο κι από το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται. Όσον αφορά το τελευταίο, η πρωτογενής πηγή για παραγωγή πράσινου υδρογόνου είναι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως τα αιολικά πάρκα (ΑΠ) και τα φωτοβολταϊκά (ΦΒ). Αυτό δημιουργεί μια σπουδαία ευκαιρία για το μέλλον του πράσινου υδρογόνου, καθώς η εγκατάσταση ανανεώσιμων πηγών έχει αυξητική τάση και το κόστος τους προβλέπεται να μειωθεί. Ήδη σε πολλές χώρες υπάρχουν ώρες της ημέρας όπου υπάρχει υπερπροσφορά από ανανεώσιμες. Σε συνδυασμό με πλάνα χρηματοδότησης, το υδρογόνο μπορεί στο μέλλον να είναι αρκετά ανταγωνιστικό ώστε να κατέχει ικανό μερίδιο στην πίτα κατανάλωσης ενέργειας [1].

1.2 Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας

Σε αυτή τη μελέτη υποδεικνύονται τρόποι παραγωγής υδρογόνου, εμπόδια στην κλιμάκωση της παραγωγής, τελικές εφαρμογές του υδρογόνου στην καθημερινή ζωή και παρουσιάζεται αναλυτικά η αλυσίδα παραγωγής υδρογόνου, από την πρωτογενή πηγή, δηλαδή την αιολική ενέργεια, στα μέρη που συνθέτουν τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου, ως το τελικό προϊόν. Ύστερα εξετάζονται, μέσω προσομοίωσης γραμμικού προγραμματισμού ακέραιων μεταβλητών (Mixed Integer Linear Programming - MILP), διάφορα σενάρια παραγωγής υδρογόνου από υπεράκτια ή χερσαία αιολικά πάρκα με διαφοροποιήσεις στη μεταφορά (του υδρογόνου ή της ηλεκτρικής ενέργειας) και τη μορφή του τελικού προϊόντος (υγρή ή συμπιεσμένη μορφή). Ταυτόχρονα σε κάποια σενάρια μελετάται και η σύνδεση με το δίκτυο, συνδυασμένη με σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (Battery Energy Storage Systems - BESS), και άρα η δυνατότητα μεταφοράς ενέργειας σε μεταγενέστερες περιόδους (arbitrage) και έγχυσης ενέργειας στο δίκτυο. Ύστερα, παρουσιάζεται η οικονομική αξιολόγηση του κάθε σεναρίου ως προς τη βιωσιμότητά του. Γίνεται σύγκριση των σεναρίων υπεράκτιας παραγωγής υδρογόνου προς εύρεση του βέλτιστου ως προς το LCOH και ύστερα περαιτέρω οικονομική διερεύνηση αυτού του σεναρίου. Τέλος, προκύπτουν τα συμπεράσματα για τη βιωσιμότητα του κάθε σεναρίου και αναφέρονται οι προϋποθέσεις για την επιλογή των λιγότερο ελκυστικών επιλογών.

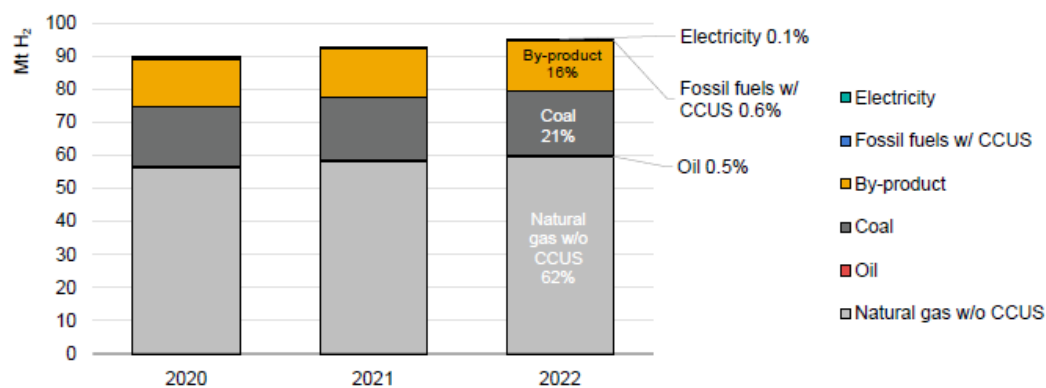
2 Θεωρητικό Μέρος

2.1 Παραγωγή Υδρογόνου

Η παραγωγή υδρογόνου μπορεί να γίνει με διάφορους τρόπους, με τον πιο διαδεδομένο να είναι η αναμόρφωση μεθανίου με ατμό (SMR – Steam Methane Reforming), στην οποία λαμβάνει μέρος μια χημική διεργασία όπου το μεθάνιο αντιδρά με ατμό, υπό πίεση 3-25 bar, σε μεγάλες θερμοκρασίες (973-1173K) και παρουσία καταλύτη, για την παραγωγή υδρογόνου, μονοξειδίου του άνθρακα και σχετικά μικρής ποσότητας διοξειδίου του άνθρακα. Η συγκεκριμένη διαδικασία χρησιμοποιείται ευρέως στη βιομηχανία, λόγω του χαμηλού κόστους παραγωγής και πρώτων υλών, αφού το μεθάνιο είναι το κύριο συστατικό του μείγματος του φυσικού αερίου και παράγεται σε μεγάλη κλίμακα. Έτσι προκύπτει το λεγόμενο γκρι υδρογόνο (grey hydrogen), το οποίο ονομάζεται έτσι λόγω της εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου κατά την παραγωγή, με τις τιμές του να κυμαίνονται από 1-3 €/kg_{H2} [2] [3].

Αυτές οι εκπομπές μπορούν να δεσμευτούν με σύστημα αποθήκευσης των εκπομπών άνθρακα (CCS – Carbon Capture & Storage), το οποίο όμως είναι ιδιαιτέρως ακριβό και ανεβάζει την τιμή παραγωγής υδρογόνου περίπου στα 2-4 €/kg_{H2} [4]. Έτσι, προκύπτει το λεγόμενο μπλε υδρογόνο (blue hydrogen). Η τιμή του εξαρτάται από τον βαθμό δέσμευσης των εκπομπών CO₂. Για παράδειγμα, στο [5], όπου γίνεται συγκριτική αξιολόγηση μεθόδων δέσμευσης εκπομπών, η παραγωγή υδρογόνου με SMR κοστίζει 1,22€/kg_{H2}, με SMR και ποσοστό δέσμευσης 52% κοστίζει 1,69€/kg_{H2}, ενώ με SMR και ποσοστό δέσμευσης 85% κοστίζει 2,36€/kg_{H2}. Για ποσοστά δέσμευσης κοντά στο 100% το κόστος της δέσμευσης αυξάνεται εκθετικά [6].

Υπάρχουν και άλλοι τρόποι, λιγότερο εμπορικοί, να παραχθεί υδρογόνο, όπως με ηλεκτρόλυση με πυρηνική ενέργεια ως πρώτη ύλη (pink hydrogen) [7], με ηλεκτρόλυση και ενέργεια από το δίκτυο (πχ. από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας - ΑΠΕ ή από ορυκτά καύσιμα) (yellow hydrogen) [8], ή με αεριοποίηση, μια διεργασία που μετατρέπει οργανικά ή ορυκτά ανθρακούχα υλικά σε υψηλές θερμοκρασίες (>700°C), χωρίς καύση, με ελεγχόμενη ποσότητα οξυγόνου ή/και ατμού σε μονοξείδιο του άνθρακα, υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα (brown hydrogen) [9].

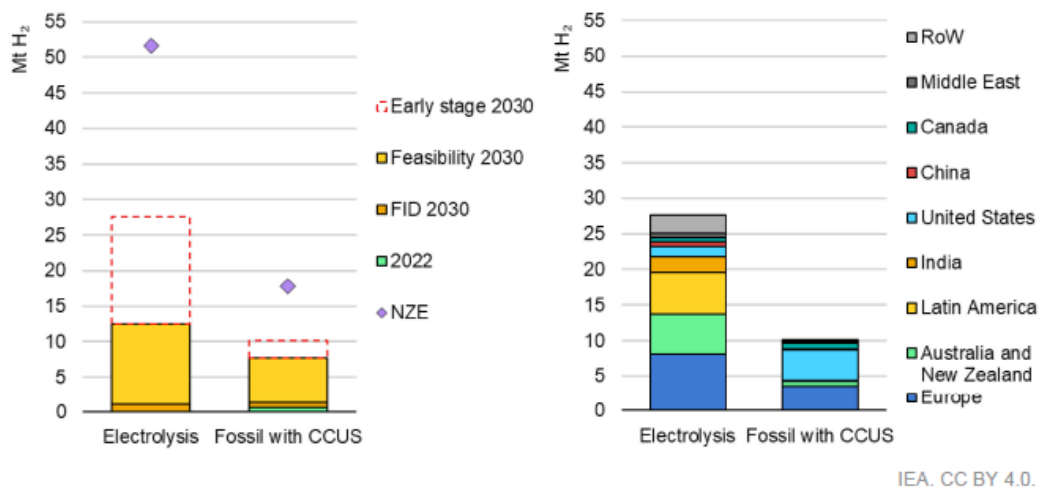


IEA. CC BY 4.0.

Note: CCUS= carbon capture, utilisation and storage.

Εικόνα 1: Παραγωγή υδρογόνου ανά διαφορετική μέθοδο(2020-2022) [10].

Η παρούσα μελέτη ασχολείται με την παραγωγή υδρογόνου με ηλεκτρόλυση αποκλειστικά από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (χερσαία και υπεράκτια αιολικά πάρκα), θεωρώντας έτσι ότι το υδρογόνο παράγεται χωρίς εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και άρα με καθαρό και ανανεώσιμο τρόπο στα πλαίσια της πράσινης ενέργειας, δημιουργώντας έτσι το λεγόμενο πράσινο υδρογόνο (green hydrogen). Ωστόσο, εξαιτίας του συνδυασμού υψηλού κόστους της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (αιολική ενέργεια) και της τεχνολογίας της ηλεκτρόλυσης, η οποία είναι στα σπάργανα της εξελικτικής της πορείας, το εύρος κόστους για το πράσινο υδρογόνο καταλήγει δύο (2) και τρεις (3) φορές μεγαλύτερο από το μπλε υδρογόνο. Το κόστος αυτό προβλέπεται να μειωθεί καθώς με τα καινούργια επενδυτικά έργα και τις μεγάλες επιδοτήσεις της Ε.Ε. για την μετάβαση προς την πράσινη ενέργεια και το υδρογόνο, η μαζική παραγωγή και ο ρυθμός εκμάθησης της τεχνολογίας αυτής θα οδηγήσει σε πιο βιώσιμα έργα.



Notes: FID = Final investment decision; CCUS = carbon capture, utilisation and storage; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario; RoW = rest of world. In the left-hand side figure, the '2022' label refers to operational projects, and the label FID 2030 includes projects that are under construction and projects that have reached FID. "FID" includes projects that have reached at least the FID, therefore under-construction projects are also included; "Feasibility" includes projects undergoing a feasibility study; "Early stage" includes projects at very early stages, such as those in which only a co-operation agreement among stakeholders has been announced. The right-hand side figure includes operational projects and projects that have taken FID, at advanced planning and at early stages.

Εικόνα 2: Προβλεπόμενη παραγωγή υδρογόνου χαμηλών εκπομπών ανά τεχνολογία για το 2030 [10].

2.2 Εμπόδια και περιορισμοί στην εγκατάσταση μονάδων παραγωγής H₂

Στο [4] γίνεται μια μελέτη στην Πορτογαλία με προσέγγιση PEST (Political – Economic – Social – Technological) για τις δυσκολίες αδειοδότησης, επένδυσης και τελικά εγκατάστασης μιας μονάδας υδρογόνου λόγω κοινωνικών, πολιτικών αλλά και τεχνο-οικονομικών παραγόντων, καθώς επίσης ακολουθεί μια SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats) ανάλυση για τις εγκαταστάσεις αυτές. Αναλυτικά τα αποτελέσματα της μελέτης οδηγούν στα εξής συμπεράσματα:

PEST:

- 1) **Πολιτικά εμπόδια:** Έλλειψη ρυθμιστικού πλαισίου, υπάρχει το πρόβλημα με το «αυγό» και την «κότα» όσον αφορά την παραγωγή και τη ζήτηση, δηλαδή δεν υπάρχει ικανή ζήτηση με αποτέλεσμα να μην υπάρχουν καν επενδύσεις.
- 2) **Οικονομικά εμπόδια:** Κυρίως το κόστος του υδρογόνου, ειδικά του πράσινου. Το υδρογόνο από SMR έχει διπλάσια τιμή από αυτή του φυσικού αερίου και οι υποδομές για την υποδοχή του υδρογόνου υπάρχουν εν μέρει, καθώς η μεταφορά για παράδειγμα μπορεί να γίνει με τους υπάρχοντες αγωγούς φυσικού αερίου, ωστόσο χρειάζονται μια ειδική διαμόρφωση για τη μεταφορά υδρογόνου, το οποίο είναι επίσης κοστοβόρο. Τέλος δεν υπάρχει ανταγωνισμός στην αγορά.
- 3) **Κοινωνικά εμπόδια:** Μικρότερος βαθμός ενεργειακής αξιοπιστίας, λόγω μεταβλητότητας στην διαθεσιμότητα των

αιολικών πάρκων, και άρα της παραγωγής υδρογόνου. Επιπρόσθετα τίθενται πολλά θέματα ασφάλειας τα οποία δεν έχουν καθοριστεί ικανοποιητικά ακόμα, καθώς το υδρογόνο είναι πολύ εύφλεκτο και επικίνδυνο υλικό. Επίσης έχουμε υψηλές τιμές στην πλευρά του καταναλωτή.

- 4) **Τεχνολογικά εμπόδια:** Όπως προαναφέρθηκε, χρειάζονται μεταρρυθμίσεις στην υπάρχουσα υποδομή μεταφοράς φυσικού αερίου. Ένα άλλο κύριο πρόβλημα είναι η μεταφορά μεταξύ χωρών, κι αυτό διότι υπάρχουν συγκρούσεις και μη ξεκάθαρο πλαίσιο με τους κανονισμούς στην αγορά. Το ίδιο πρόβλημα συναντάται και με την αποθήκευση και τις τελικές εφαρμογές του υδρογόνου.

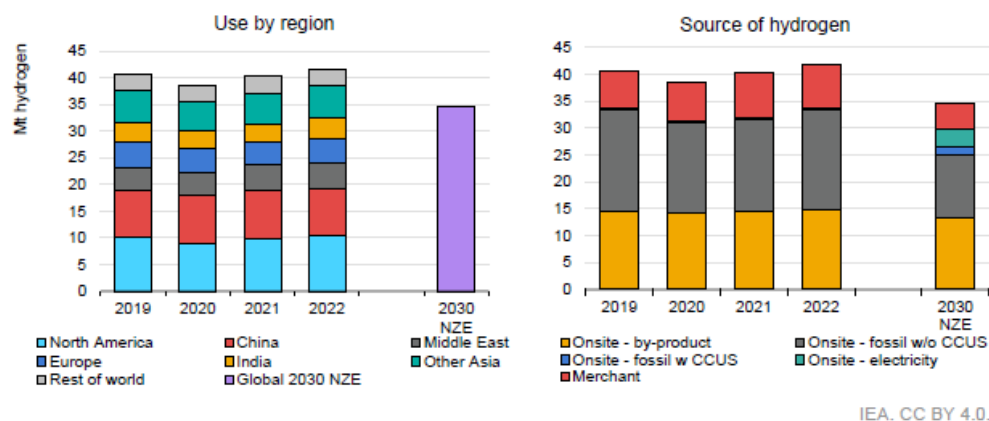
Ανάλυση SWOT:

- **Δυνάμεις:** πράσινη ενέργεια, λιγότερες εκπομπές διοξειδίου, πληθώρα εφαρμογών (μεταφορές, βιομηχανία, ενέργεια), προϋπάρχουσες υποδομές για τη μεταφορά, εξισορρόπηση μεταβλητότητας μέσα από τη χρησιμοποίηση της πλεονάζουσας παραγωγής αιολικών, νέα τεχνολογία, άρα αναμένεται πτώση επενδυτικού κόστους και καλύτερες αποδόσεις, μη εξάρτηση από ορυκτά, πολλοί τρόποι παραγωγής (ΑΠΕ, δίκτυο, φυσικό αέριο).
- **Αδυναμίες:** Έλλειψη ρυθμιστικού πλαισίου και συνεργασίας μεταξύ δημοσίων αρχών και βιομηχανίας, ακόμα και παραγωγού – καταναλωτή. Επίσης, έλλειψη εγγυητικών συμφωνιών και κανονισμών, δημιουργώντας έτσι ρίσκο στην επένδυση. Χαμηλοί φόροι και πρόστιμα στην παραγωγή φυσικού αερίου και άλλων ορυκτών, το οποίο δεν δημιουργεί κίνητρο για τη μετάβαση. Απουσία κανονισμών για το δίκτυο μεταφοράς υδρογόνου. Υψηλά επενδυτικά κόστη στους ηλεκτρολύτες και στην πράσινη ενέργεια.
- **Ευκαιρίες:** Αυξανόμενο ποσοστό συμμετοχής του υδρογόνου στην μίξη του φυσικού αερίου. Ολοένα και περισσότερες καινούργιες επενδύσεις, νέοι παίχτες στην αγορά. Οικονομίες κλίμακας, μαζική παραγωγή σε ηλεκτρολύτες, φθηνότερες τιμές ενέργειας από ΑΠ. Οι ρυθμοί εκμάθησης τείνουν να μειώσουν το κατασκευαστικό κόστος. Καινούργιες θέσεις εργασίας και ενεργειακός μετασχηματισμός προς καθαρή ενέργεια.
- **Απειλές:** Ακριβές τιμές ενέργειας, θέματα ασφάλειας, ακαθόριστοι ρόλοι και αρμοδιότητες στην αλυσίδα παραγωγής, ανασφάλεια στους κανονισμούς, έλλειψη τεχνογνωσίας για τις καινούργιες τεχνολογίες υδρογόνου, πχ. για το δίκτυο διανομής, πολιτική στραμμένη στην ηλεκτροποίηση, χωρίς ενδιάμεσες μετατροπές ενέργειας.

2.3 Εφαρμογές Υδρογόνου

Το υδρογόνο συναντά εφαρμογές σε πολλούς τομείς από τη βιομηχανία και τα χημικά εργοστάσια, μέχρι τις μεταφορές, όπου λειτουργεί ως καύσιμο.

- **Διύλιση πετρελαίου:** Το υδρογόνο χρησιμοποιείται κατά κόρον στη διαδικασία της διύλισης του πετρελαίου. Σύμφωνα με την έκθεση της IEA για το υδρογόνο [10] η χρήση του υδρογόνου σε αυτόν τον τομέα έφτασε τους 42 μεγατόνους το 2022. Η αύξηση στην ζήτηση παρατηρείται κυρίως στη Β. Αμερική και στις χώρες της Μέσης Ανατολής. Ωστόσο το 80% αυτού του υδρογόνου παράγεται κατευθείαν στα διυλιστήρια, με το 55% να προέρχεται από μονάδα παραγωγής H_2 , και το υπόλοιπο να προέρχεται από πάρα-προϊόντα άλλων χημικών αντιδράσεων των διυλιστηρίων. Το υπόλοιπο 20% προέρχεται από παραγωγή μέσω ορυκτών καυσίμων. Εν τέλει λιγότερο από το 1% του υδρογόνου που χρησιμοποιείται στα διυλιστήρια παράγεται με καθαρό τρόπο.



IEA. CC BY 4.0.

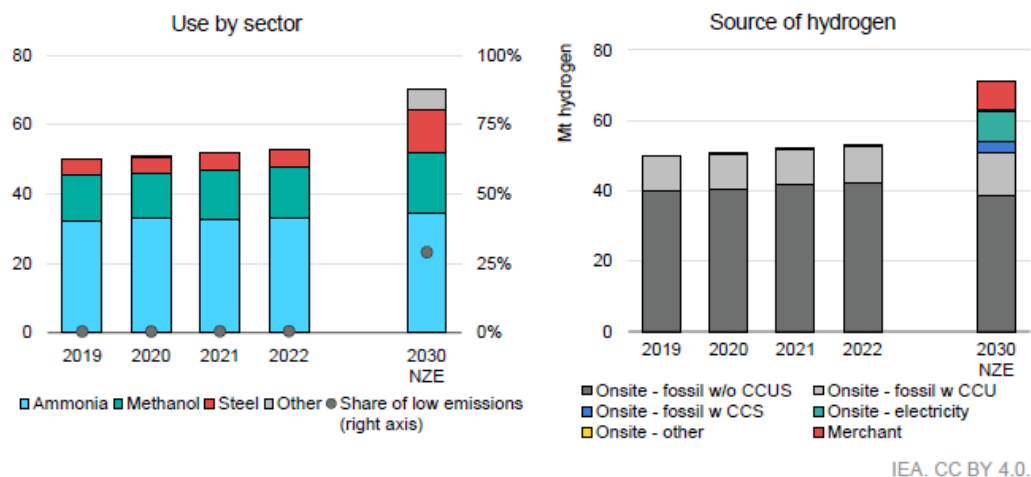
Notes: NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. Fossil w/o CCUS = fossil fuels without carbon capture, utilisation and storage; Fossil w CCUS = fossil fuels with carbon capture, utilisation and storage. Onsite refers to the production of hydrogen inside refineries, including dedicated captive production and as a by-product of catalytic reformers.

Εικόνα 3: Κατανάλωση υδρογόνου ανά περιοχή και πηγή πρώτης ύλης για παραγωγή υδρογόνου για διύλιση, ιστορικά αλλά και για το σενάριο μηδενικών εκπομπών το 2050 [10].

Στρεφόμενοι προς το σενάριο μηδενικών εκπομπών, τότε θα χρησιμοποιείται περισσότερο υδρογόνο χαμηλών ρύπων (μπλε ή πράσινο) σε αυτόν τον τομέα, που προβλέπεται μάλιστα ότι θα φτάνει το 15% του χρησιμοποιούμενου υδρογόνου συνολικά, σε παγκόσμια κλίμακα. Αυτή είναι μια καλή πηγή σταθερής ζήτησης για καθαρότερο υδρογόνο, το οποίο δεν βρίσκει ακόμα την ανταπόκριση που αναμένεται λόγω αυξημένου κόστους.

- **Βιομηχανία:** Σε βιομηχανικό επίπεδο, το υδρογόνο καταναλώνεται κυρίως για παραγωγή αμμωνίας, ύστερα για παραγωγή μεθανόλης και άμεσα ανηγμένου σιδήρου (Direct

Reduced Iron - DRI). Η πλειονότητα του υδρογόνου που καταναλώνεται παράγεται από ορυκτά καύσιμα, με λίγες περιπτώσεις δέσμευσης των εκπομπών (συνολικές εκπομπές 680 Mt CO₂ το 2022), κι αυτό διότι το διοξείδιο του άνθρακα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άλλες εφαρμογές, όπως για παραγωγή ουρίας, κι άρα αν δεσμευτεί, μπορεί να αποδεσμευτεί για τον προαναφερθέντα λόγο. Έτσι, συναντώνται ελάχιστα έργα όπου το CO₂ αποθηκεύεται υπόγεια [10].



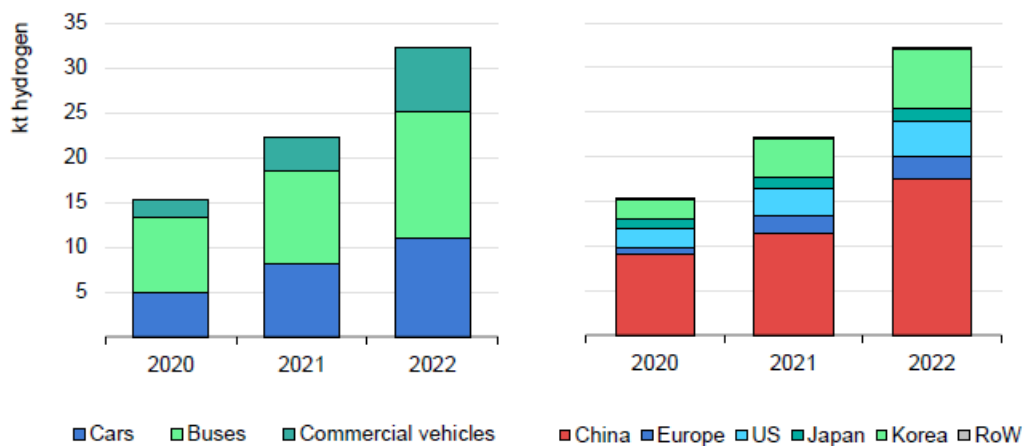
Notes: DRI = Direct Reduced Iron; Fossil w/ CCS = fossil fuels with carbon capture and storage; Fossil w/ CCU = fossil fuels with carbon capture, utilisation and storage; Fossil w/o CCUS = fossil fuels without carbon capture, utilisation and storage; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. Ammonia and methanol exclude fuel applications. 'Other' includes dedicated hydrogen production for high-temperature heat applications.

Εικόνα 4: Κατανάλωση υδρογόνου στη βιομηχανία [10].

- **Μεταφορές (Οχήματα):** Το 2022 υπήρχε μια αύξηση ύψους 45% σε σχέση με το 2021 στη χρήση του υδρογόνου σε οδικές μεταφορές, ακόμα κι αν ήταν σε χαμηλό επίπεδο το 2021 (20 kt). Τα ηλεκτρικά οχήματα με κυψέλες καυσίμου έχουν αρχίσει να εμφανίζονται στην αγορά, και κυρίως τα βαρέα οχήματα, όπως φορτηγά και λεωφορεία, είναι αυτά που δημιουργούν αναλογικά μεγαλύτερη ζήτηση σε υδρογόνο. Οι πρωτοπόροι στην αγορά τέτοιων αυτοκινήτων είναι η Κορέα και ύστερα η Αμερική, με την Ευρώπη να είναι σε πρωταρχικό στάδιο ακόμα. Όσο για τα φορτηγά, παρατηρείται μεγαλύτερη παραγωγή απ' ότι από τα αυτοκίνητα, με την Κίνα να κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά [10] [11].
- **Μεταφορές (Σιδηροδρομικές, Ναυτιλιακές, Αεροπορικές):** Το υδρογόνο πέρα από τις οδικές μεταφορές, συναντά επίσης εφαρμογή σε μέσα μαζικών μεταφορών, όπως τρένα, πλοία και αεροπλάνα. Συγκεκριμένα, σε χώρες της Ευρώπης όπως η Ιταλία και η Γερμανία λειτουργούν ήδη και έχουν αδειοδοτηθεί έργα με συρμούς που λειτουργούν με καύσιμο υδρογόνο. Ωστόσο κάποιοι επενδυτές θεωρούν τα ηλεκτρικά τρένα μια πιο κερδοφόρα επιλογή λόγω χαμηλού κόστους. Όσον αφορά τη ναυσιπλοΐα το 2023 η Ε.Ε. υιοθέτησε ένα καινούργιο ρυθμιστικό πλαίσιο για την

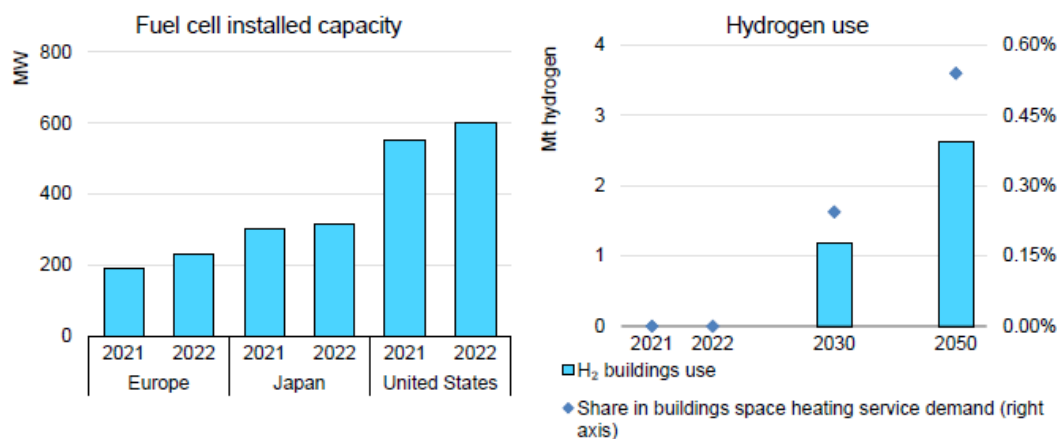
αύξηση του στόλου που λειτουργεί με καύσιμα χαμηλών ρύπων, ανάμεσά τους και το υδρογόνο. Την ίδια χρονιά, στη Νορβηγία, τέθηκε σε λειτουργία για πρώτη φορά ένα πορθμείο με καύσιμο υγρό υδρογόνο.

Τέλος, για τις αεροπορικές μεταφορές, το 2023 το συμβούλιο της Ε.Ε. συμφώνησε για την εφαρμογή του ReFuelEu [12], μια πρωτοβουλία με σκοπό την απανθρακοποίηση των αερομεταφορών. Τα καύσιμα που ενδείκνυται να χρησιμοποιηθούν για αυτόν τον σκοπό (Sustainable Aviation Fuels – SAFS) περιλαμβάνουν καύσιμα με βάση το υδρογόνο, όπως η συνθετική κηροζίνη, η οποία παράγεται από υδρογόνο (H_2) και διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), και μπορούν μάλιστα να αντικαταστήσουν τα υπάρχοντα, ανθρακικής προέλευσης καύσιμα, χωρίς να χρειάζεται κάποια τεχνική τροποποίηση στα αεροπλάνα. Ωστόσο, για ακόμα μία φορά, αυτό που εμποδίζει ως έναν βαθμό την ανάπτυξη αυτού του σχεδίου είναι το υψηλό κόστος παραγωγής συνθετικής κηροζίνης [10].



Εικόνα 5: Κατανάλωση υδρογόνου στις οδικές μεταφορές για την περίοδο 2020-2022. Αριστερά: Ανά τύπο οχήματος. Δεξιά: Ανά περιοχή [10].

- **Κτήρια:** Η συνεισφορά του υδρογόνου για την ενεργειακή τροφοδότηση διάφορων κτηριακών δομών δεν είναι σημαντική, αλλά δεν κρίνεται και απαραίτητη, καθώς η απανθρακοποίηση σε αυτόν τον τομέα μπορεί να επιτευχθεί με ηλεκτρισμό που προέρχεται από πηγές με χαμηλούς ρύπους και είναι σαφώς πολύ πιο οικονομική αλλά και ασφαλής, επειδή το υδρογόνο είναι εύφλεκτο και επιρρεπές σε διαρροές. Επίσης ο κύκλος απόδοσης του υδρογόνου για τέτοιου είδους χρήση είναι σε αρκετά χαμηλά επίπεδα [10].

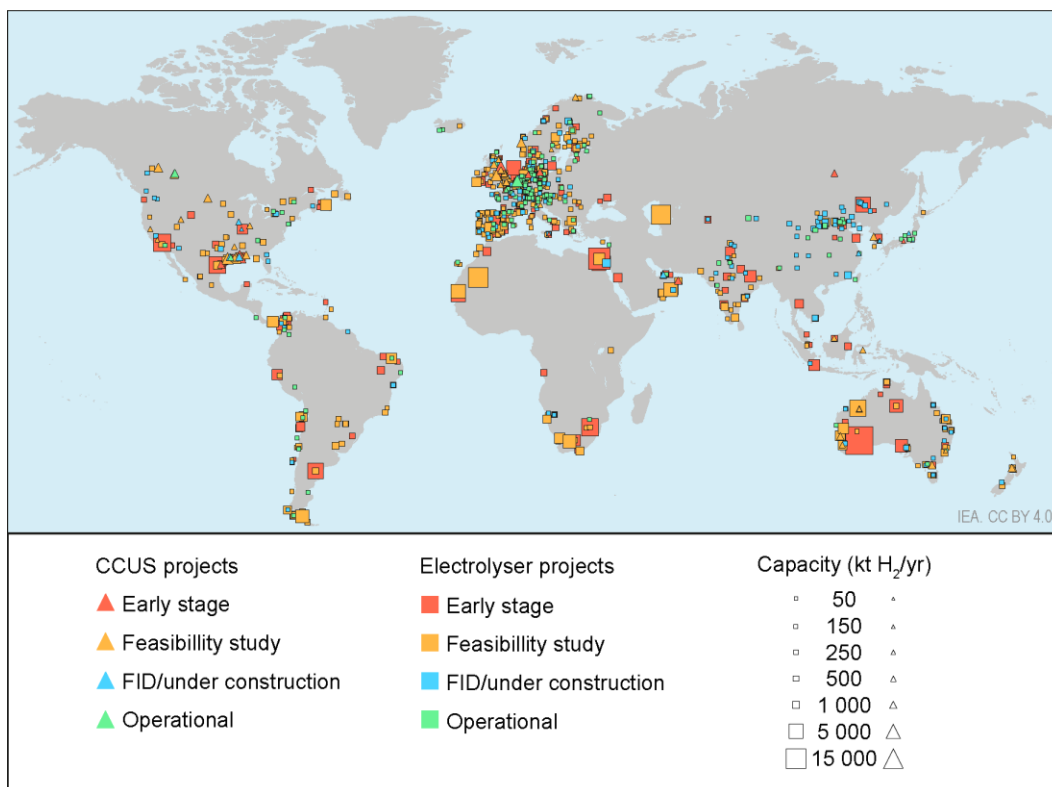


Εικόνα 6: Αριστερά: Εγκατεστημένη ισχύς κυψελών καυσίμου (2021-2022). Δεξιά: Χρήση υδρογόνου στα κτήρια για το σενάριο μηδενικών εκπομπών (2050) [10].

- Παραγωγή ηλεκτρισμού:** Όπως και με τα κτήρια, το υδρογόνο δεν βρίσκει εφαρμογή για ηλεκτρική παραγωγή. Αν και υπάρχει η διαθέσιμη τεχνολογία, όπως κυψέλες καυσίμου και μηχανές εσωτερικής καύσης, που να χρησιμοποιούν μόνο υδρογόνο, τελικά για ηλεκτροπαραγωγή όπου περιλαμβάνεται υδρογόνο χρησιμοποιείται κυρίως η αμμωνία. Η αμμωνία, κατά την καύση παράγει οξειδία του αζώτου (NO_x), «βαριά» δηλαδή αέρια του θερμοκηπίου, τα οποία όμως μπορούν να μειωθούν μετά από ειδική επεξεργασία μέχρι και 99%. Παρ' όλ' αυτά υπάρχει ενδιαφέρον ώστε στο μέλλον να περιλαμβάνεται περισσότερο υδρογόνο σε συνδυασμό με φυσικό αέριο καθώς και αμμωνία για ηλεκτροπαραγωγή [10].

Γενικά για να υλοποιηθεί η μετάβαση προς το σενάριο μηδενικών ρύπων, θα πρέπει να γίνει μια μαζική μετατροπή των τωρινών δομών παραγωγής υδρογόνου με ρύπους σε δομές χωρίς ρύπους. Για να γίνει αυτό χρειάζονται περίπου 730-940 GW ηλεκτρολυτικής ισχύος, και σε περίπτωση δέσμευσης του διοξειδίου του άνθρακα χρειάζονται επίσης μονάδες με ικανότητα δέσμευσης 710-880 Mt/χρόνο.

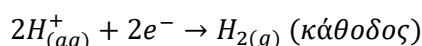
Ο αριθμός των ανακοινωμένων έργων παραγωγής υδρογόνου χαμηλών ρύπων ολοένα και αυξάνεται. Η συνολική παγκόσμια ετήσια παραγωγή υδρογόνου χαμηλών ρύπων το 2030 μπορεί να φτάσει τους 38 μεγατόνους (Mt), εάν όλα τα ανακοινωμένα έργα υλοποιηθούν. Από αυτή την παραγωγή 27 Mt αναμένονται να προέρχονται με ηλεκτρόλυση από πράσινες πηγές, ενώ οι 10 Mt από ορυκτά καύσιμα με δέσμευση των εκπομπών [10]. Στην Εικόνα 7 φαίνονται τα ανακοινωμένα αυτά έργα σε παγκόσμια κλίμακα.



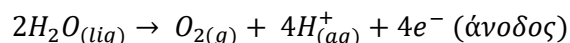
Εικόνα 7: Χάρτης ανακοινωμένων έργων παραγωγής υδρογόνου χαμηλών ρύπων [10]

2.4 Ηλεκτρόλυση

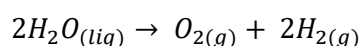
Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι η διαδικασία της διάσπασης του νερού χρησιμοποιώντας μια σταθερή πηγή ηλεκτρικού ρεύματος (DC). Το νερό διασπάται στα βασικά στοιχεία που το αποτελούν, στο υδρογόνο και το οξυγόνο. Συγκεκριμένα, στην κάθοδο ιόντα υδρογόνου (H⁺) ανάγονται σε υδρογόνο (H₂), ενώ στην άνοδο το νερό οξειδώνεται σε οξυγόνο και πρωτόνια. Οι διεργασίες αυτές περιγράφονται αντίστοιχα από τις παρακάτω αντιδράσεις:



και

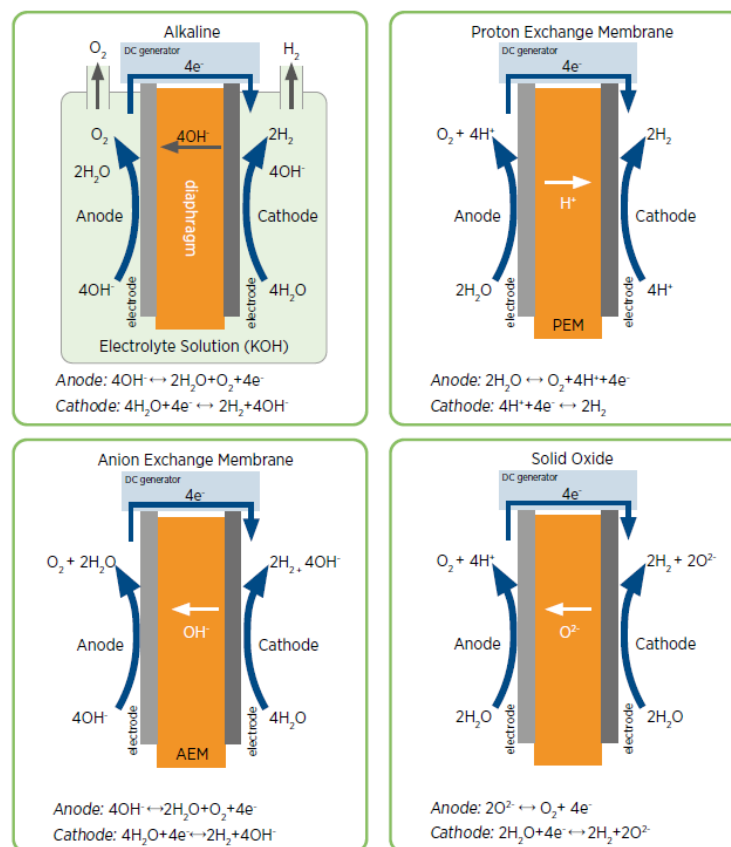


Συνολικά έχουμε την αντίδραση:



Η διαδικασία της ηλεκτρόλυσης παράγει υδρογόνο και οξυγόνο σε αναλογία 2 προς 1. Επίσης η ελάχιστη θεωρητική απαιτούμενη τάση για να ξεκινήσει η διαδικασία αυτή είναι 1,229 V, και η παραγόμενη ποσότητα των προϊόντων είναι ανάλογη της έντασης του ρεύματος στα ηλεκτρόδια.

Στην Εικόνα 8 παρουσιάζονται οι διαφορετικές εκδοχές της αντίδρασης της ηλεκτρόλυσης για κάθε τεχνολογία ηλεκτρολύτη.



Εικόνα 8: Διαδικασία ηλεκτρόλυσης για διαφορετικές τεχνολογίες ηλεκτρολύτη [13]

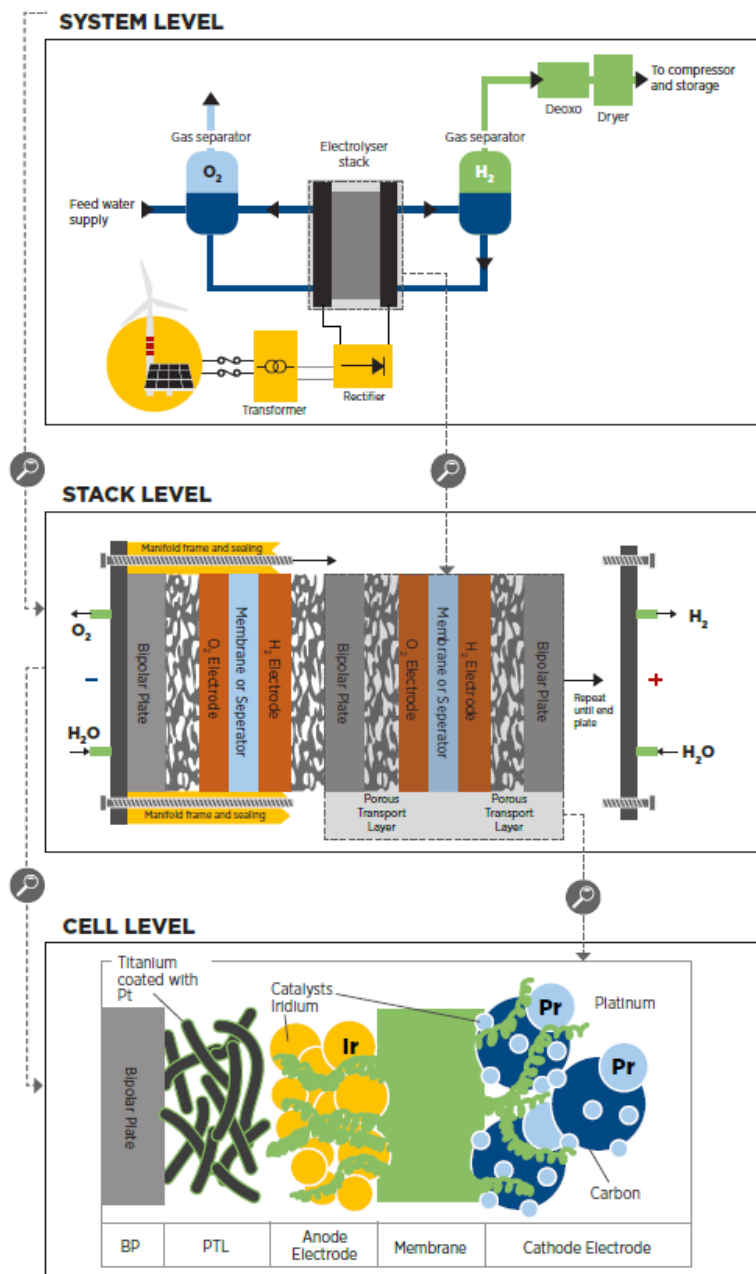
2.5 Ηλεκτρολύτες

Οι ηλεκτρολύτες είναι οι ηλεκτροχημικοί μηχανισμοί με τους οποίους επιτυγχάνεται η ηλεκτρόλυση του νερού. Η κατασκευή τους χωρίζεται σε τρία επίπεδα, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 9:

- Το πρώτο και θεμελιώδες επίπεδο περιλαμβάνει την κυψέλη, τον πυρήνα του ηλεκτρολύτη, όπου λαμβάνει μέρος η ηλεκτροχημική διαδικασία της ηλεκτρόλυσης. Αποτελείται από 2 ηλεκτρόδια (άνοδος και κάθοδος) βυθισμένα σε ένα διάλειμμα ηλεκτρολύτη ή εκατέρωθεν μιας ηλεκτρολυτικής μεμβράνης, 2 πορώδη στρώματα μεταφοράς (για τη διευκόλυνση μεταφοράς των αντιδρώντων και τη συλλογή των προϊόντων) και τις διπολικές πλάκες για τη μηχανική στήριξη της κατασκευής.
- Στο δεύτερο επίπεδο, η στοίβα, έχει μια πιο διευρυμένη λειτουργία, έχοντας πολλαπλές κυψέλες στη σειρά, μονωμένες ηλεκτρικά μεταξύ τους, πλαίσια για στήριξη και ακριανές πλάκες για αποφυγή διαρροών και συλλογή των υγρών.
- Το τρίτο και ανώτερο επίπεδο, το επίπεδο του συστήματος (Balance Of Plant – BOP), περιλαμβάνει εξοπλισμό και υποσυστήματα έξω από τη στοίβα, όπως εξοπλισμό για ψύξη, για επεξεργασία του υδρογόνου (καθαρισμός, συμπίεση), σύστημα τροφοδοσίας (μετασχηματιστής, ανορθωτής), σύστημα

διαχείρισης νερού (πχ. αντλίες κυκλοφορίας) αλλά και των αερίων (πχ. οξυγόνου, το οποίο μπορεί επίσης να συλλεχτεί) [13].

Το καθαρισμένο νερό τροφοδοτείται στο σύστημα μέσω αντλιών κυκλοφορίας. Ύστερα φτάνει στα ηλεκτρόδια μέσω των πορωδών στρωμάτων μεταφοράς και εκεί διασπάται σε υδρογόνο και οξυγόνο, με τα πρωτόνια (H^+) και τα υδροξύλια (OH^-) να περνούν από ημιπερατές μεμβράνες ώστε να αποφευχθεί η ανάμιξή τους.



Εικόνα 9: Επίπεδα κατασκευής ηλεκτρολύτη [13]

Στην αγορά συναντώνται κυρίως τρία (3) είδη ηλεκτρολυτών: οι ηλεκτρολύτες με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (Proton Exchange Membrane - PEM), οι αλκαλικοί (Alkaline) και αυτοί με κυψέλη στερεών

οξειδίων (Solid Oxide Electrolyzer Cell - SOEC). Οι ηλεκτρολύτες PEM είναι εκείνοι που χρησιμοποιούνται ευρέως στη βιομηχανία λόγω της ευελιξίας τους και του χαμηλότερου κόστους σε σχέση με τους άλλους δύο, ωστόσο υπάρχουν εφαρμογές όπου άλλοι τύποι ηλεκτρολύτη είναι προτιμότεροι. Επιπλέον υπάρχει ένας ηλεκτρολύτης πρόσφατα εισηγμένος στην αγορά ο οποίος είναι ο ηλεκτρολύτης με μεμβράνες ανταλλαγής ανιόντων (Anion Exchange Membranes - AEM) αλλά δεν έχει ακόμα εμπορική εφαρμογή.

2.5.1 Alkaline

Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες αποτελούν την πιο ώριμη τεχνολογία, η οποία έχει ήδη εφαρμοστεί σε έργα βιομηχανικής κλίμακας (έως και 150 MW), κυρίως στην παραγωγή χλωρίνης (με άλμη αντί για απιονισμένο [14]). Λειτουργούν με επανακυκλοφορία του διαλύματος του ηλεκτρολύτη (KOH) μέσα και έξω από τα εξαρτήματα της στοίβας. Αυτό δημιουργεί μια πτώση πίεσης και μπορεί να οδηγήσει ενδεχομένως σε μικρότερη απόδοση της στοίβας του ηλεκτρολύτη, λόγω κάποιων ειδικών χαρακτηριστικών άντλησης. Υπάρχουν ωστόσο και αλκαλικά συστήματα χωρίς τα περιφερειακά άντλησης. Μετά την έξοδό τους από τη στοίβα, τα διαχωρισμένα αέρια και το αλκαλικό διάλυμα είναι αναμιγμένα, οπότε τοποθετούνται, σε ύψος πάνω από τη στοίβα, διαχωριστήρες αερίου-νερού. Το νερό μπορεί να μεταφερθεί στην πλευρά της ανόδου μέσω του μίγματος του διαλύματος του ηλεκτρολύτη και των φορτίων. Ένας σωλήνας ανάμιξης είναι επίσης μεταξύ των διαχωριστών αερίων/νερού της ανόδου και της καθόδου για να εξισορροπεί τα φορτία OH^- που καταναλώνονται /παράγονται στην ηλεκτρόλυση. Η ανάγκη να εξισορροπούνται αδιάλειπτα τα φορτία μεταξύ ανόδου-καθόδου καθιστά τη λειτουργία της στοίβας πιο απαιτητική σε συνθήκες διαφορικών πιέσεων, όπως συμβαίνει στους PEM ηλεκτρολύτες.

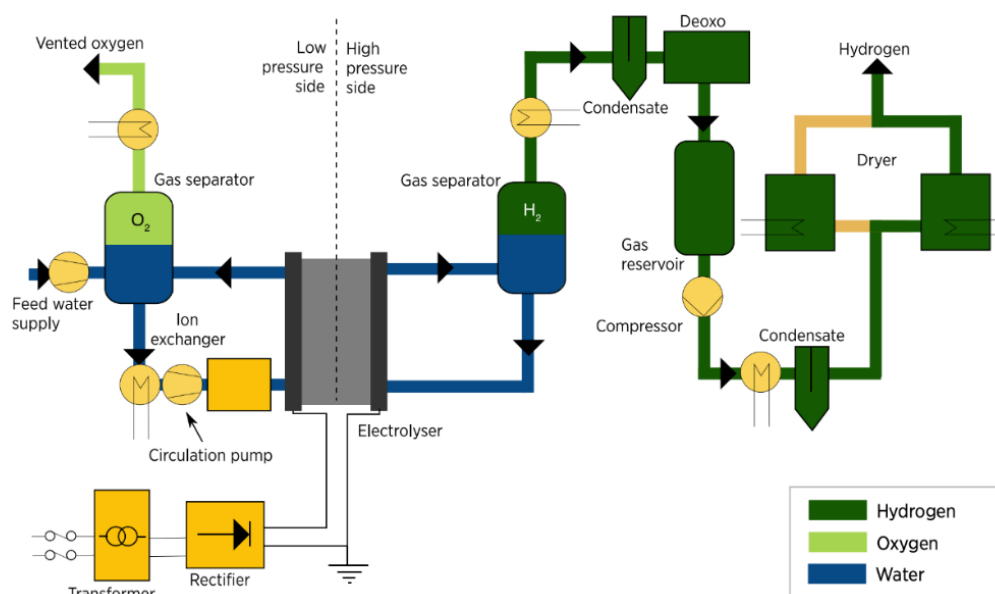
Παρ' όλ' αυτά υφίσταται λειτουργία υπό πίεση με πιέσεις έως και 200 bar, αν και θα πρέπει να διατηρούνται και οι δύο πλευρές (άνοδος, κάθοδος) σε μεγάλη πίεση και να περιέχονται μέσα σε ειδικό σωλήνα υψηλής πίεσης. Όλα αυτές οι επιπλέον δυνατότητες απαιτούν πιο ανθεκτικά υλικά (όπως πλαίσια στις κυψέλες του ηλεκτρολύτη) και άρα έχουν αρνητική επίδραση στο επενδυτικό κόστος [13].

2.5.2 PEM

Οι PEM ηλεκτρολύτες έχουν φτάσει σε ικανό επίπεδο ωρίμανσης, λόγω ραγδαίου ρυθμού ανάπτυξης της τεχνολογίας τους τα τελευταία χρόνια, και εργονομικής χρήσης του χώρου που καταλαμβάνουν. Η λειτουργία τους είναι απλούστερη από αυτή των αλκαλικών. Για την λειτουργία τους απαιτούνται αντλίες κυκλοφορίας, εναλλάκτες θερμότητας, σύστημα ελέγχου πίεσης και εποπτεία μόνο στην πλευρά της ανόδου (οξυγόνο). Στην κάθοδο (υδρογόνο) χρειάζονται ένας διαχωριστήρας αερίων, ένας ξηραντήρας αερίων [15] και τέλος ένας συμπιεστής. Υπάρχουν 3 τρόποι λειτουργίας ως προς την πίεση, και αυτοί

καθορίζονται κατά την κατασκευή του ηλεκτρολύτη, χωρίς να υπάρχει δυνατότητας μετέπειτα εναλλαγής μεταξύ τους.

- Ο πρώτος είναι η ατμοσφαιρική λειτουργία, όπου έχουμε σταθερή πίεση ($<1 \text{ atm}$) και στις δύο πλευρές.
- Ακολουθεί η ισορροπημένη λειτουργία, όπου και πάλι διατηρείται σταθερή πίεση, όμως αυτή τη φορά είναι μεγαλύτερη της ατμοσφαιρικής.
- Τέλος, λόγω της κατασκευής των μεμβρανών του ηλεκτρολύτη, υπάρχει η δυνατότητα λειτουργίας διαφορικής πίεσης μεταξύ των πλευρών, της τάξης των 30-70 bar. Αυτό ωστόσο απαιτεί πιο λεπτές μεμβράνες για μηχανική σταθερότητα, και ως αντίτιμο μειώνεται η διαπερατότητα του αερίου στην κάθοδο και άρα η απόδοση της διαδικασίας [13].



Εικόνα 10: Τυπικό διάγραμμα λειτουργίας ενός PEM ηλεκτρολύτη [13]

2.5.3 SOEC

Οι SOEC είναι μια ιδιαίτερη περίπτωση ηλεκτρολυτών. Είναι μια τεχνολογία σε δοκιμαστικό στάδιο αλλά έχουν μια ενδιαφέρουσα προοπτική. Συγκεκριμένα μπορούν να συζευχθούν με διαδικασίες που παράγουν τεράστιες ποσότητες θερμότητας (με θερμοκρασίες έως και $1000 \text{ }^{\circ}\text{C}$) και να το χρησιμοποιήσουν αυτό ως όφελός τους για να έχουν καλύτερη απόδοση. Αυτό εξηγείται καθώς η ηλεκτρόλυση γίνεται ολόένα και πιο ενδόθερμη όσο αυξάνεται η θερμοκρασία. Όταν η κυψέλη λειτουργεί ενδόθερμα, η ενέργεια για την εξάτμιση του νερού μπορεί να παροχηθεί από την «πεταμένη» θερμότητα βιομηχανικών διαδικασιών, από πυρηνικά εργοστάσια ή από συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα [13] [16].

2.5.4 AEM

Οι AEM ηλεκτρολύτες μοιάζουν στη λειτουργία με τους PEM, αλλά είναι πολύ καινούργια τεχνολογία και έχει πολλούς περιορισμούς όπως στο εύρος τιμών ισχύος στην είσοδό τους και στο μέγεθος των υποσυστημάτων που απαρτίζουν τον ηλεκτρολύτη (balance of plant) [13] [16].

2.6 Καθαρότητα (Purity)

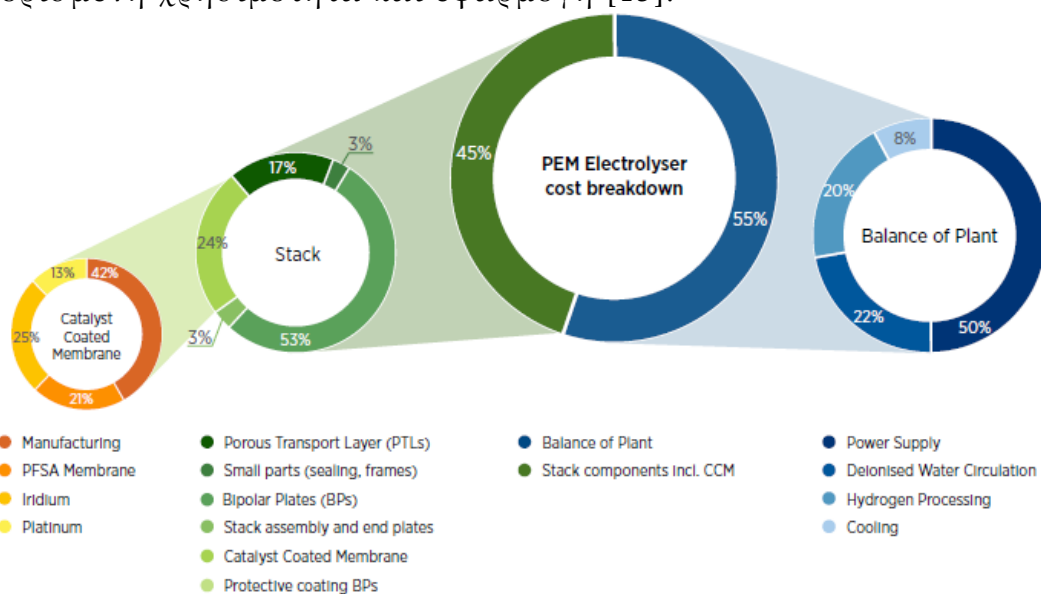
Ένα πολύ σημαντικός παράγοντας για την επιλογή της τεχνολογίας του ηλεκτρολύτη είναι η καθαρότητα (purity) του παραγόμενου υδρογόνου. Τα επίπεδα αυτά καθορίζονται σύμφωνα με το πρότυπο ISO 14687:2019 [17]. Για την χρήση του υδρογόνου στις περισσότερες εφαρμογές απαιτείται στο τελικό προϊόν να μην υπερβαίνουν κάποιες ουσίες ή ίχνη αερίων συγκεκριμένα όρια, για την ομαλή λειτουργία των μηχανημάτων που δέχονται το υδρογόνο. Αυτές οι ουσίες είναι κατά κύριο λόγο οξείδια του άνθρακα (CO , CO_2) και άζωτο [18]. Για γενικές βιομηχανικές εφαρμογές το επίπεδο καθαρότητας 99,95% είναι συνήθως αποδεκτό (δεν είναι τόσο ακριβής αυτός ο δείκτης όσο το πρότυπο ISO 14687:2019 αλλά δίνει μια απλούστερη εικόνα καθαρότητας), αλλά για πιο ειδικές εφαρμογές όπως σε χημικά εργοστάσια για παραγωγή αμμωνίας [11], για εφαρμογές ημιαγωγών ή στα, όλο και περισσότερο ανερχόμενα, ηλεκτρικά οχήματα με κυψέλες καυσίμου χρειάζεται ένα επίπεδο καθαρότητας μεγαλύτερο του 99,999%. Για παράδειγμα στα FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles) με αυτά τα πρότυπα (ISO 14687-2) μπορούν να αποφευχθούν φθορές σε καταλύτες που θα οδηγήσουν σε μειωμένη απόδοση του οχήματος (ειδικά για PEM κυψέλες καυσίμου) [16]. Τώρα όσον αφορά την καθαρότητα του υδρογόνου της κάθε τεχνικής ηλεκτρολύσης ισχύουν τα εξής:

- Οι πιο σύγχρονες SMR διαδικασίες, συνδυασμένες με την τεχνική προσρόφησης εναλλαγής πίεσης (Pressure Swing Adsorption - PSA), μια τεχνική «εκκαθάρισης» του υδρογόνου, μπορούν να φτάσουν σε ένα ποσοστό καθαρότητας έως και 99,999%, κατάλληλο για τις περισσότερες εφαρμογές.
- Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες φτάνουν μια καθαρότητα εύρους 99,7-99,9%, καθιστώντας έτσι αναγκαία επιπλέον βήματα για την βελτίωση της καθαρότητας σε ειδικές εφαρμογές.
- Οι PEM ηλεκτρολύτες καταλαμβάνουν την καλύτερη επίδοση ως προς την καθαρότητα, η οποία φτάνει έως και το επίπεδο του 99,9999%, και άρα είναι κατάλληλοι για κάθε εφαρμογή, χωρίς έξτρα βήματα.
- Οι SOEC ηλεκτρολύτες από μόνοι τους έχουν χαμηλή καθαρότητα (94%), αλλά μπορεί να βελτιωθεί με τεχνικές και να ξεπεράσει το 99% [16].

2.7 Ευελιξία ως προς την τροφοδοσία

Κάθε ηλεκτρολύτης έχει διαφορετική αντίδραση και ικανότητα να μεταβάλλει την παραγωγή του ανάλογα με την ισχύ εισόδου του, κι αυτό καθορίζει κατά πόσο είναι κατάλληλος να συνδυαστεί με ένα έργο ΑΠ ή να συνδεθεί με το δίκτυο, που προσφέρει μια σταθερή τιμή ισχύος. Οι αλκαλικοί προσφέρουν μια μέση ευελιξία, καθώς οι χρόνοι εκκίνησης και τερματισμού λειτουργίας φτάνουν μέχρι και τα 10 λεπτά, οι χρόνοι αυξομείωσης παραγωγής είναι στο εύρος 0,2-20% του φορτίου/sec, ενώ το εύρος φόρτωσης από 10-110% της ονομαστικής ισχύος. Επιπλέον προτείνεται η χρήση των συγκεκριμένων ηλεκτρολυτών σε βιομηχανικά περιβάλλοντα εξαιτίας της διαβρωτικής φύσης του διαλύματος του ηλεκτρολύτη (ΚΟΗ), ο οποίος μάλιστα είναι δύσκολο να ανακτηθεί και να ανακυκλωθεί, καθιστώντας έτσι την συντήρηση αυτών των ηλεκτρολυτών περιπλοκότερη.

Οι PEM απ' την άλλη είναι οι πιο ευέλικτοι ηλεκτρολύτες. Οι χρόνοι εκκίνησης και τερματισμού είναι έως 1 λεπτό (εκκίνηση) και δευτερόλεπτα (τερματισμός) αντίστοιχα, και οι χρόνοι αυξομείωσης παραγωγής είναι της τάξης μερικών δευτερολέπτων. Επίσης μπορούν να φορτωθούν από 0 έως το 160% της ονομαστικής τους ισχύος (για μικρό βέβαια χρονικά διάστημα) και καταλαμβάνουν μικρότερο χώρο σαν εγκαταστάσεις (~0,05m²/kWh). Όλα αυτά συμβάλλουν στο να θεωρείται η καλύτερη επιλογή για τροφοδοσία από ΑΠ και διεσπαρμένη παραγωγή. Τέλος, οι SOEC λειτουργούν, όπως έχει αναφερθεί, σε μεγάλες θερμοκρασίες και χρειάζονται σταθερή πηγή ισχύος και έτσι έχουν περιορισμένη χρησιμότητα και εφαρμογή [13].



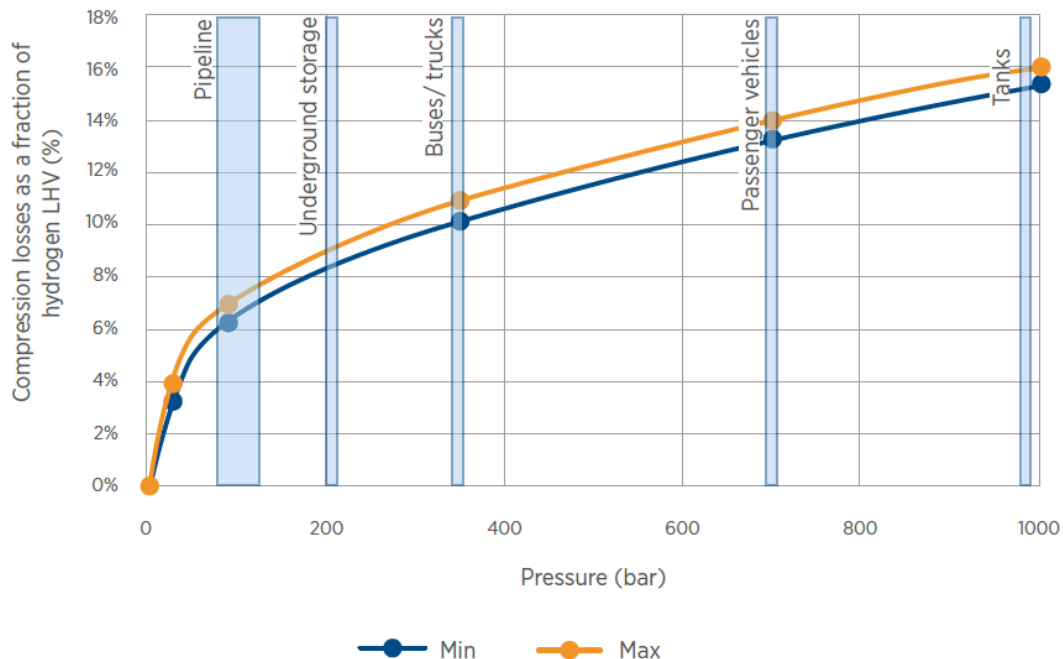
Εικόνα 11: Κατάτμηση κόστους ενός PEM ηλεκτρολύτη. [13]

2.8 Συμπύεση

Το υδρογόνο αφότου παραχθεί από τον ηλεκτρολύτη είναι αναγκαίο να συμπιεστεί λόγω της χαμηλής ογκομετρικής ενεργειακής πυκνότητας

του αερίου σε κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης. Αυτό το αναλαμβάνει ο συμπιεστής, με τον οποίο μπορούν να επιτευχθούν πιέσεις έως και 1000 bar. Οι σύγχρονοι PEM ηλεκτρολύτες λειτουργούν συνήθως στα 30 bar στην πλευρά της καθόδου (στην πλευρά του υδρογόνου δηλαδή) και μπορούν να φτάσουν μέχρι και τα 70 bar. Η συμπίεση μειώνει δραστικά τον όγκο που καταλαμβάνει το υδρογόνο. Για παράδειγμα η συμπίεση στα 70 bar (ξεκινώντας από 1 atm) μειώνει τον όγκο κατά 65 φορές, αντίστοιχα με συμπίεση στα 1000 bar ο όγκος μειώνεται κατά 625 φορές ενώ με υγροποίηση προκύπτει μείωση κατά 870 φορές [13].

Αναφορικά με τις απώλειες της συμπίεσης, είναι συμφέρον να γίνεται μια πρώτη συμπίεση μέχρι τα 30 bar στους ηλεκτρολύτες με τη λειτουργία διαφορικής πίεσης (differential pressure), καθώς διαφορετικά αυτή η συμπίεση θα απαιτούσε ηλεκτρική ενέργεια ίση με το 3,5 – 4% της χαμηλής θερμικής αξίας (Lower Heating Value - LHV) του υδρογόνου. Αυτό το βήμα έχει καλύτερη απόδοση αν γίνεται κατευθείαν στον ηλεκτρολύτη, με κερδοφόρα αντιστάθμιση σε επιπλέον κόστη για μηχανική αντοχή των μερών του ηλεκτρολύτη και κατανάλωση ενέργειας. Επίσης στο επόμενο βήμα συμπίεσης με συμπιεστή μέχρι την επιθυμητή πίεση αποθήκευσης του υδρογόνου θα χρειάζεται συμπιεστής μικρότερης ισχύος [13].



Εικόνα 12: Απώλειες ενέργειας συμπίεσης του υδρογόνου συναρτήσει της πίεσης εξόδου [13]

Ο τύπος που χρησιμοποιείται για να προκύψει η απαιτούμενη ισχύς του συμπιεστή είναι ο εξής [19]:

$$P = Q * \frac{Z * T * R}{M_{H_2} * n_{comp}} * \frac{N * \gamma}{\gamma - 1} * \left[\left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma - 1}{N * \gamma}} - 1 \right] \text{ (kW)}$$

Όπου:

- Q ο ρυθμός παραγωγής (kg/s)
- Z ο συντελεστής συμπίεστότητας (ίσος με 1 εδώ προσεγγιστικά)
- $T = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ η θερμοκρασία στην είσοδο του συμπιεστή
- $R = 8,314\text{ J/K mol}$ η ιδανική σταθερά των αερίων
- $M_{H_2} = 2,01568\text{ g/mol}$ η μοριακή μάζα του υδρογόνου
- $\eta_{comp} = 75\%$ η απόδοση του συμπιεστή
- N ο αριθμός των σταδίων συμπίεσης
- $\gamma = 1,4$ ο ισεντροπικός συντελεστής
- T_a, P_{in}, P_{out} είναι η πίεση εισόδου και εξόδου, αντίστοιχα.

Υστερα, με βάση την ισχύ του, το κόστος του συμπιεστή υπολογίζεται ως εξής [19]:

$$Capex_{compressor} = 0,84 * 15.000 * \left(\frac{P(kW)}{10\text{ kW}} \right)^{0,9} (\text{€})$$

Όσο για τα στάδια της συμπίεσης, συνήθως για υψηλές απαιτήσεις συμπίεσης επιλέγονται πολυβάθμιοι συμπιεστές. Τα πολλαπλά στάδια συμπίεσης είναι πιο αποτελεσματικά ως προς την ικανότητα συμπίεσης του αέρα στην τελική έξοδο από την επίδοση ενός μόνο σταδίου. Το υποπροϊόν της συμπίεσης είναι η θερμότητα. Εάν εφαρμοστούν μεγάλες συμπίεσεις σε ένα μόνο στάδιο, αυτό θα οδηγήσει σε υπέρβαση των μηχανικών ορίων θερμικής αντοχής του εξοπλισμού και άρα σε σημαντικές καταπονήσεις, καθώς αυξάνοντας την πίεση του αερίου αυξάνεται και η θερμοκρασία (καταστατική εξίσωση αερίων). Έτσι δημιουργείται η ανάγκη για απαγωγή θερμότητας, ώστε να αποφευχθούν βλάβες στα μηχανικά στοιχεία, κι αυτό με τη σειρά του επιτυγχάνεται με συμπίεση πολλαπλών σταδίων και ψύξη ανάμεσα στα στάδια της συμπίεσης, δηλαδή με τη χρήση μιας σειράς κυλίνδρων μειούμενης διαμέτρου και ενδιάμεσων ψυκτών που ψύχουν τον αέρα μεταξύ καθενός από αυτά τα στάδια συμπίεσης [20].

Ο συμπιεσμένος αέρας από το πρώτο στάδιο εισέρχεται στον ενδιάμεσο ψύκτη όπου ψύχεται και θεωρείται αυτόματα ως είσοδος στο δεύτερο στάδιο όπου συμπιέζεται και πάλι.

Το τρίτο και τέταρτο στάδιο επαναλαμβάνουν τη διαδικασία. Μόλις επιτευχθεί η επιθυμητή πίεση εξόδου, ο συμπιεσμένος αέρας ψύχεται και πάλι σε έναν τελικό ψύκτη για να μειωθεί η θερμοκρασία εξόδου. Καθώς αυξάνεται η απαιτούμενη πίεση εξόδου του συμπιεστή, αυξάνεται και ο αριθμός των απαιτούμενων σταδίων. Με την ψύξη του αέρα μεταξύ των σταδίων συμπίεσης, η ενέργεια που απαιτείται για τη συμπίεση μειώνεται. Επομένως, αν αυξηθεί ο αριθμός των σταδίων συμπίεσης (για ίδια πίεση εξόδου), θα αυξηθεί η συνολική απόδοση του συμπιεστή. Οι συμπιεστές τριών σταδίων μπορούν να λειτουργήσουν μέχρι και τα 400

bar, ενώ οι τεσσάρων σταδίων για ακόμα περισσότερα, αν και αυξάνεται η πολυπλοκότητά τους [20]. Στη συγκεκριμένη μελέτη θεωρείται συμπίεστης τεσσάρων (4) σταδίων, λόγω της συνεχόμενης ροής υδρογόνου και της υψηλής απαιτούμενης τελικής πίεσης εξόδου.

2.9 Υγροποίηση

Σε ορισμένες εφαρμογές δεν αρκεί μόνο η συμπίεση του υδρογόνου, αλλά απαιτείται μια πιο συμπυκνωμένη μορφή για αποθήκευση και μεταφορά. Τέτοιες περιπτώσεις είναι, όπως θα παρουσιαστούν και σε αυτή τη μελέτη, για παράδειγμα, παραγωγή υδρογόνου στη θάλασσα και μεταφορά με δεξαμενόπλοια, όπου λόγω του περιορισμένου χώρου πάνω στο δεξαμενόπλοιο δεν είναι εφικτό να μεταφερθούν μεγάλες ποσότητες συμπιεσμένου υδρογόνου, κι έτσι καθιστά αδύνατο αυτό το σενάριο. Αντίθετα αυτό είναι δυνατό να γίνει, εάν το υδρογόνο μετατραπεί σε υγρή μορφή με ψύξη σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες. Η υγροποίηση έχει υψηλές απαιτήσεις ενέργειας. Συγκεκριμένα για κάθε κιλό υδρογόνου απαιτούνται 8 - 12 kWh ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα με την ισχύ του συστήματος υγροποίησης. Συγκριτικά η ενεργειακή αξία ενός κιλού υδρογόνου (LHV) είναι 33,33 kWh. Αυτό είναι μια πρόκληση για υπεράκτιες εφαρμογές παραγωγής υδρογόνου, καθώς διατίθεται περιορισμένη ισχύς, αυτή που παρέχεται από τα υπεράκτια αιολικά πάρκα [21].

Ακόμη ένας σημαντικός περιορισμός για το υγρό υδρογόνο (Liquid Hydrogen - LH₂) είναι η ανάγκη ψύξης σε ακραία χαμηλές θερμοκρασίες (-253 °C), καθώς και η μετατροπή από ορθο-υδρογόνο σε παρα-υδρογόνο (τα σπιν των πρωτονίων είναι ευθυγραμμισμένα παράλληλα και αντιπαράλληλα αντίστοιχα). Το παρα-υδρογόνο βρίσκεται σε χαμηλότερη ενεργειακά κατάσταση από το ορθο-υδρογόνο. Τα δύο ισομερή του υδρογόνου συνυπάρχουν και έχει παρατηρηθεί ότι σε θερμοκρασίες δωματίου και θερμική ισορροπία, η αναλογία είναι 75% ορθο-υδρογόνο και 25% παρα-υδρογόνο. Όταν όμως εφαρμόζονται θερμοκρασίες υγροποίησης, η αναλογία αυτή αλλάζει και υπερισχύει κυρίως το παρα-υδρογόνο. Αυτό συμβαίνει με αυθόρμητη μετατροπή του ορθο-υδρογόνου σε παρα-υδρογόνο και έως ότου έρθει η ισορροπία στις συγκεντρώσεις τους απελευθερώνεται ενέργεια από το ορθο-υδρογόνο. Αυτό έχει συνέπειες στην αποθήκευσή του καθώς συνεπάγεται μερική εξάτμιση του υγρού υδρογόνου, το λεγόμενο “boil-off” και γι’ αυτό με χρήση καταλυτών επιτυγχάνεται αυτή η μετάβαση κατά την υγροποίηση [22].

Σημειώνεται ότι στην παρούσα μελέτη, η θεωρούμενη καταναλισκόμενη ενέργεια για την υγροποίηση περιλαμβάνει τις απώλειες ψύξης του υδρογόνου στους -253 °C αλλά και της συμπίεσης του υδρογόνου στα 20 bar [23].

Η απόδοση του κύκλου υγροποίησης θεωρείται 75%, και δείχνει το πόσο υδρογόνο τελικά υγροποιείται σε σχέση με αυτό που εισέρχεται

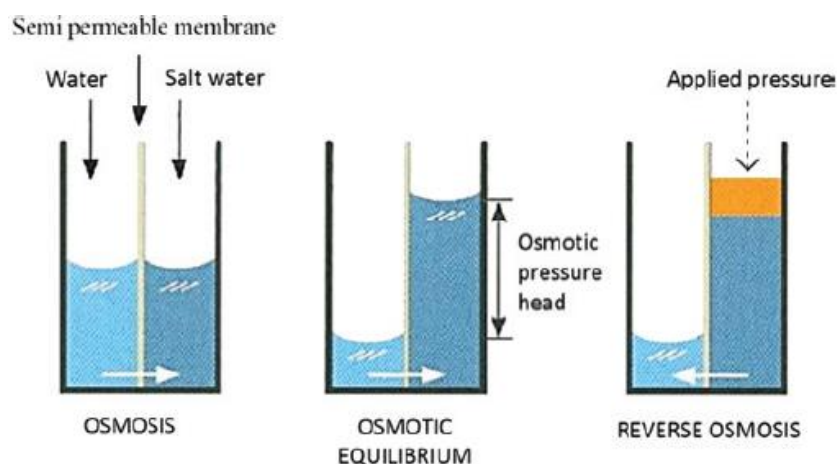
στον κύκλο. Το υπολειπόμενο υδρογόνο ωστόσο δεν χάνεται, παραμένει σε αέρια μορφή και μπορεί να επανεισυχθεί στον κύκλο υγροποίησης, αυξάνοντας έτσι την απόδοσή του [21].

Τέλος θεωρείται ειδική κατανάλωση ενέργειας 11 kWh/kg_{H2} [21].

2.10 Αφαλάτωση

Η πρώτη ύλη για παραγωγή υδρογόνου είναι το νερό. Και ενώ υπάρχει σε μεγάλη αφθονία, δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί στη μορφή που είναι άφθονο, δηλαδή το θαλασσινό νερό. Το σύστημα του ηλεκτρολύτη απαιτεί ιδανικά απιονισμένο νερό για να λειτουργήσει ορθά και να μην υποστεί βλάβες. Το απιονισμένο νερό όμως δεν υπάρχει σε αφθονία και πρέπει κάπως να παραχθεί. Όταν παράγεται υδρογόνο χερσαία υπάρχει ευελιξία ως προς την παροχή νερού, καθώς μπορεί να αγοραστεί από προμηθευτές νερού (πχ. ΕΥΔΑΠ). Ωστόσο σε υπεράκτιες εφαρμογές παραγωγής υδρογόνου, δεν είναι αποδοτική η μεγάλης κλίμακας παροχή φρέσκου νερού σε μεγάλες αποστάσεις από τη θάλασσα, οπότε την αρμοδιότητα αυτή αναλαμβάνει η μονάδα του αφαλατωτή. Η αφαλάτωση γίνεται με διάφορες μεθόδους, με την κυριότερη να είναι αυτή της αντίστροφης ώσμωσης.

Τα συστήματα αντίστροφης ώσμωσης (Reverse Osmosis - RO) είναι ικανά να διαχωρίζουν τα διαλυμένα ιόντα από μια τροφοδοσία νερού. Αυτή η τροφοδοσία χωρίζεται σε δύο ρεύματα: το ένα δεν έχει καθόλου (χαμηλή) αλατότητα και το άλλο έχει υψηλή αλατότητα. Το ρεύμα χαμηλής αλατότητας είναι γνωστό ως «διαπερατό» ή «παραγόμενο» νερό, ενώ το ρεύμα υψηλής αλατότητας είναι γνωστό ως «συμπύκνωμα ή άλμη». Για να λειτουργήσει η αντίστροφη ώσμωση, πρέπει να εφαρμοστεί πίεση μεγαλύτερη από την ωσμωτική πίεση στην πλευρά του θαλασσινού νερού της μεμβράνης. Η ωσμωτική πίεση είναι η πίεση που πρέπει να εφαρμοστεί σε ένα διάλυμα για να αποτραπεί η ροή του νερού προς τα μέσα διαμέσου μιας ημιπερατής μεμβράνης. Στο σχήμα απεικονίζεται η διαδικασία της αντίστροφης ώσμωσης, κατά την οποία η εφαρμοζόμενη πίεση πρέπει να υπερνικήσει την ωσμωτική πίεση ώστε να αναγκάσει το νερό να περάσει μέσα από την ημιπερατή μεμβράνη [24].



Εικόνα 13: Απεικόνιση της αρχής της ωσμωτικής πίεσης [24]

Για την ηλεκτρόλυση του νερού απαιτούνται υψηλά επίπεδα καθαρότητας, ειδικά για τους PEM ηλεκτρολύτες. Τα επίπεδα αυτά έχουν άνω όριο τα 0,5 parts per million (ppm) ολικά διαλυμένων στερεών (Total Dissolved Solids - TDS). Επίσης χρειάζονται 9 L καθαρού νερού στοιχειομετρικά, αλλά στην πράξη 15 L για την παραγωγή 1 kg υδρογόνου στον ηλεκτρολύτη, ενώ η ειδική ενεργειακή κατανάλωση του αφαλατωτή είναι 3-5 kWh/m³ νερού [25] [26] [27].

Η αφαλάτωση μεγάλης κλίμακας μπορεί να έχει επιπτώσεις στο εγγύς περιβάλλον όπου γίνεται η απόθεση της άλμης, καθώς έχει πολύ μεγαλύτερη συγκέντρωση σε άλατα απ' τα περιβάλλοντα νερά και επηρεάζει το τοπικό θαλάσσιο οικοσύστημα. Έτσι πρέπει να γίνει σωστή επιλογή για το σημείο απόρριψης της άλμης, αλλά και άλλων χημικών, σαφώς σε μικρότερη συγκέντρωση, που συνοδεύουν τη διαδικασία της αφαλάτωσης [24].

Όσον αφορά την περίπτωση που ο ηλεκτρολύτης βρίσκεται στη στεριά, το νερό παρέχεται από τον φορέα παροχής νερού, δηλαδή την ΕΥΔΑΠ με κόστος κατανάλωσης ανάλογα τις απαιτήσεις της παροχής, σύμφωνα με την αναφορά [28].

2.11 Αποθήκευση Υδρογόνου

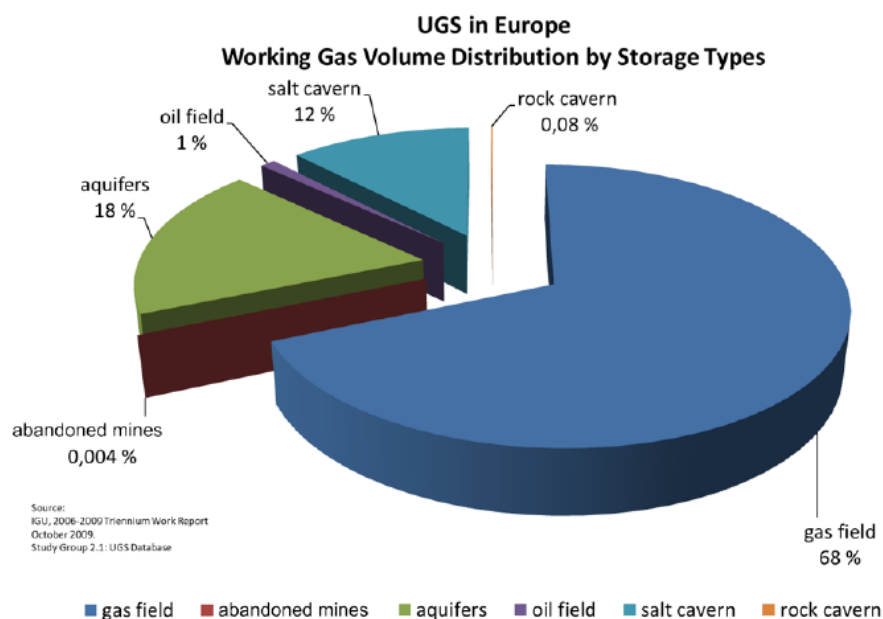
2.11.1 Αποθήκευση συμπιεσμένου υδρογόνου

Υπάρχουν διάφοροι τρόποι αποθήκευσης του υδρογόνου, ανάλογα με την τελική χρήση του υδρογόνου. Για παράδειγμα αν υπάρχει σταθερή ζήτηση σε τακτά χρονικά διαστήματα σε εφαρμογές όπως ο ανεφοδιασμός ηλεκτρικών οχημάτων με κυψέλες καυσίμου και γενικά στις μεταφορές, τότε αρκεί μια προσωρινή αποθήκευση του υδρογόνου σε ατσάλινες δεξαμενές, με εσωτερική πίεση αποθήκευσης 700 με 1000 bar, έως ότου το υδρογόνο εισέλθει στον κύκλο της διανομής.

Από την άλλη μεριά υπάρχει και η εποχική αποθήκευση του υδρογόνου, καθώς υπάρχουν περίοδοι μέσα σε ένα έτος με περίσσεια παραγωγής ενέργειας όπου δεν υπάρχει τόση ζήτηση για κάλυψη

ενεργειακών αναγκών και άλλες περιόδους όπου κρίνεται απαραίτητη αυτή η κάλυψη, όπως συμβαίνει και με το φυσικό αέριο. Τον ρόλο αυτό της εποχικής ενεργειακής κάλυψης μπορεί να αναλάβει το υδρογόνο και καθώς πρόκειται για εποχική αποθήκευση, χρειάζεται ο αντίστοιχος αποθηκευτικός χώρος. Ο χώρος αυτός μπορεί να είναι φυσικές κοιλότητες, όπως υπόγειοι γεωλογικοί σχηματισμοί, σε αρκετά μεγάλο βάθος κάτω από τη γη, οι οποίοι προσφέρονται για αποθήκευση μεγάλης πίεσης (60 - 200 bar) και άρα υψηλή ενεργειακή πυκνότητα. Σε συνδυασμό με την τεράστια χωρητικότητά τους (150.000 – 800.000 m³), είναι ιδανικοί για αποθήκευση μεγάλης κλίμακας [29].

Στα πλεονεκτήματά τους είναι ο υψηλός βαθμός ασφάλειας, χαμηλά επενδυτικά κόστη και προϋπάρχουσα εμπειρία λόγω της ομοιότητας των υποδομών και τη λειτουργία τους με αυτές για την αποθήκευση του φυσικού αερίου. Παραδείγματα τέτοιων φυσικών δομών είναι υδροφορείς (για υπεράκτιες εφαρμογές), εξαντλημένα κοιτάσματα αερίου ή τεχνητά κατασκευασμένα αλατοσπήλαια. Πιο σπάνια χρησιμοποιούνται και εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου ή εγκαταλελειμμένα ορυχεία [29].



Εικόνα 14: Κατανομή των διαφορετικών επιλογών για αποθήκευση φυσικού αερίου [29].

Συγκεκριμένα για τα αλατοσπήλαια και τους υδρονόμους, όπου γίνεται γεώτρηση για την πρόσβαση στους χώρους αυτούς, χρειάζεται μια αρχική προετοιμασία του χώρου. Πρέπει να τοποθετηθεί μια αρχική ποσότητα του προς αποθήκευση αερίου, στην περίπτωσή μας υδρογόνο, ώστε να «ποτίσει» το πηγάδι στις εσοχές των βράχων που το περιβάλλουν με το αέριο και να σφραγίσει τον υπόλοιπο χώρο. Αυτή η διαδικασία απαιτεί κάποιους μήνες και κάποιους κύκλους αυτού του «ποτίσματος». Ύστερα πριν την αποθήκευση του υδρογόνου προτείνεται η τοποθέτηση ενός βοηθητικού αερίου, σαν βάση ή «μαξιλάρι», με σκοπό τη διατήρηση της σταθερότητας και της πίεσης του χώρου, καθώς τα όρια

ορθής λειτουργίας απαιτούν συγκεκριμένο εύρος πίεσης. Αυτό το αέριο βάσης αποτελεί το ένα τρίτο περίπου του συνολικού όγκου των αερίων του αποθηκευτικού χώρου και στην περίπτωση του υδρογόνου, δηλαδή του «λειτουργικού αερίου» αυτόν τον ρόλο μπορεί να παίξει το μεθάνιο (CH_4), λόγω της μικρής ανάμειξης με το λειτουργικό αέριο, της πυκνότητάς του, αλλά και του χαμηλού κόστους. Έτσι, το μόνο σημαντικό κόστος είναι το αρχικό κόστος του αερίου βάσης, τα λειτουργικά κόστη είναι ασήμαντα [29] [30] [31].

Ωστόσο έγκεινται και κίνδυνοι, καθώς στους υδρονόμους για παράδειγμα μπορεί το υδρογόνο να φυλακιστεί στο πηγάδι λόγω ετερογένειας του υδρονόμου με αποτέλεσμα την οριστική απώλειά του ή να γίνει διαρροή μέσω της γεώτρησης. Επίσης από τους υδρονόμους δεν μπορεί να ανακτηθεί όλο το υδρογόνο που αποθηκεύεται. Οι ρυθμοί ανάκτησης είναι στην καλύτερη περίπτωση, με χρήση μεθανίου ως αέριο βάσης, 80%, ενώ ακολουθούν μικρότερα ποσοστά για αέρια βάσης το άζωτο (N_2) και το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2). Αν δεν τοποθετηθεί αέριο βάσης το ποσοστό ανάκτησης μπορεί να πέσει και στο 73% [30] [31]. Η καλύτερη απόδοση στην ανάκτηση μπορεί να εξηγηθεί απ' το γεγονός ότι τα ελαφρύτερα αέρια είναι ικανότερα στη μείωση της ανάμειξης των αερίων λόγω της βαρύτητας, η οποία επιδεινώνεται όσο μεγαλώνει η διαφορά πυκνότητας των δύο αερίων (το CH_4 έχει πυκνότητα 0,657 g/L σε σχέση με το N_2 που έχει 1,25 g/L και το CO_2 με 1,98 g/L). Σε κάθε περίπτωση λειτουργεί μονάδα διαχωρισμού των αερίων (PSA unit), ώστε στο τελικό προϊόν να μην υπάρχουν αναμίξεις αερίων [32].

2.11.2 Αποθήκευση υγρού υδρογόνου

Για την αποθήκευση του υγρού υδρογόνου υπάρχουν ειδικές κρυογονικές δεξαμενές με υψηλό επίπεδο μόνωσης, οι οποίες χρειάζονται συνεχώς ενέργεια για να διατηρήσουν το επίπεδο της θερμοκρασίας στους $-253\text{ }^\circ\text{C}$. Παρ' όλ' αυτά υπάρχει πάντα μια αναπόφευκτη εξάτμιση του υδρογόνου (boil-off) της τάξης του 0,01-1,5%/ημέρα, με δεξαμενές μεγαλύτερου μεγέθους να παρουσιάζουν μικρότερες εξατμίσεις. Για παράδειγμα σε δεξαμενές χωρητικότητας 50 m^3 και 20.000 m^3 υφίσταται εξάτμιση 0,4%/ημέρα και 0,06%/ημέρα, αντίστοιχα. Εφαρμόζονται διάφορες μέθοδοι για να μειωθεί αυτό το ποσοστό, όπως η μετατροπή του υδρογόνου από ορθοϋδρογόνο σε παραϋδρογόνο κατά την υγροποίηση, η μείωση της επιφάνειας της δεξαμενής αναλογικά με τον όγκο (η σφαιρική διάταξη προσφέρει την καλύτερη αναλογία) και η βελτίωση της μόνωσης [21] [23].

2.11.3 Εξισώσεις κόστους προετοιμασίας υδρονόμου

Το κόστος για την προετοιμασία των μερών ενός υδρονόμου προς αποθήκευση υδρογόνου, τα οποία εξαρτώνται από την παραγωγή υδρογόνου, δίνεται από τους παρακάτω τύπους:

- Για το αέριο βάσης:

$$Capex_{Cushion, Gas} = \frac{Prod}{1,27} * 3,5 \frac{\text{€}}{\text{mmbtu}_{NG}} * 52,4 \text{ mmbtu}_{NG}$$

Το Prod είναι η ετήσια παραγωγή υδρογόνου σε τόνους. Η παράμετρος 1,27 αναφέρεται στον λόγο του λειτουργικού αερίου προς το αέριο βάσης, το 3,5 είναι η τιμή πώληση του φυσικού αερίου (ανά mmbtu), ενώ ένας τόνος φυσικού αερίου ισούται με 52,4 mmbtu [33].

- Για τη μονάδα διαχωρισμού αερίων:

$$Capex_{PSA} = C_{ref} * \left(\frac{Q}{Q_{ref}} \right)^{0.66}$$

Όπου:

- $C_{ref} = 1.740.000 \text{ €}$
- $Q_{ref} = 233,82 \text{ kg/hr}$
- Το Q είναι η ωριαία παραγωγή υδρογόνου (kg/hr) [32].

2.12 Μεταφορά Υδρογόνου

Η μεταφορά του υδρογόνου γίνεται με 2 κυρίως τρόπους. Ο πρώτος είναι η μεταφορά με δίκτυο αγωγών και ο δεύτερος με μεταφορικά μέσα όπως πλοία, φορτηγά και προσωρινή αποθήκευση επί αυτών των μέσων.

2.12.1 Αγωγοί

Σύστημα αγωγών χρησιμοποιείται ήδη μαζικά για την μεταφορά φυσικού αερίου. Στο μείγμα του φυσικού αερίου είναι δυνατό να υπάρχει ένα μικρό ποσοστό υδρογόνου (μέχρι και 25%), ωστόσο εάν χρειάζεται μεταφορά αποκλειστικά υδρογόνου, τότε επιβάλλεται να αλλάξουν οι υποδομές, καθώς υπάρχουν διαφορές στα πρωτόκολλα και τους κανονισμούς για τη μεταφορά υδρογόνου, λόγω των διαφορετικών φυσικών και χημικών ιδιοτήτων του από το φυσικό αέριο. Τη δεδομένη χρονική στιγμή δεν υπάρχει μεγάλης κλίμακας δίκτυο αγωγών προσαρμοσμένο αποκλειστικά για το υδρογόνο, οπότε μια προσωρινή λύση είναι η μεταφορά μέσω μίξης με το φυσικό αέριο. Ωστόσο για υπεράκτια παραγωγή υδρογόνου, όπου απαιτείται μεταφορά μέρους ή όλης της παραγωγής στη στεριά, υπάρχει η δυνατότητα κατασκευής υποθαλάσσιων αγωγών για τη μεταφορά του υδρογόνου. Η πίεση λειτουργίας των αγωγών είναι 100 - 200 bar (στην έξοδο λιγότερα), ενώ υπάρχουν απώλειες υδρογόνου της τάξης του 0,01% [21].

Ένα μειονέκτημα της μεταφοράς με χαλύβδινους αγωγούς είναι το ζήτημα της ευθραυστότητας του υδρογόνου, καθώς υπό συγκεκριμένες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας, τα άτομα του υδρογόνου αντιδρούν με τα άτομα του άνθρακα μέσα στους χαλύβδινους σωλήνες, οδηγώντας σε φθορά των τοιχωμάτων των αγωγών υπό τη μορφή εμφάνισης ρωγμών. Τα άτομα υδρογόνου είναι μικρά και μπορούν να διαπεράσουν

στερεά μέταλλα. Μόλις απορροφηθεί, το υδρογόνο μειώνει την τάση που απαιτείται για την έναρξη και τη διάδοση των ρωγμών στο μέταλλο, με αποτέλεσμα την ευθραυστότητα [27] [34].

Το κόστος της διασύνδεσης με αγωγούς δίνεται από τον εξής τύπο [35]:

$$\text{Capex}_{\text{pipeline}} = 2 * \left(16.000 \frac{EZ_{\text{cap}} * P_{\text{rate}}}{\rho * v * \pi} + 1.197,2 \sqrt{\frac{EZ_{\text{cap}} * P_{\text{rate}}}{\rho * v * \pi}} + 329 \right) * 10^3 * D_{\text{injec}} (\text{€}),$$

Όπου:

- EZ_{cap} (MW) η ισχύς του ηλεκτρολύτη
- P_{rate} (kg/s/MW) είναι ο ρυθμός παραγωγής υδρογόνου
- $\rho = 8 \text{ kg/m}^3$ η πυκνότητα του υδρογόνου (στους 20 °C, 100 bar)
- $v = 15 \text{ m/s}$ η μέση ταχύτητα του αερίου μέσα στον αγωγό
- D_{injec} (km) η συνολική απόσταση του αγωγού (μέχρι το σημείο σύνδεσης στη στεριά).

2.12.2 Δεξαμενόπλοια

Τα δεξαμενόπλοια, λόγω του κόστους της μεταφοράς (λαμβάνοντας υπόψη και το κόστος των δεξαμενόπλοιων), είναι αποδοτικό να χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά υδρογόνου μεταξύ ηπείρων και γενικά μεγάλων αποστάσεων, όπου δεν είναι εφικτή διαφορετικά η μεταφορά. Με αυτά είναι δυνατό να μεταφέρουμε υγρό υδρογόνο, αμμωνία και φορείς υγρού οργανικού υδρογόνου (Liquid Organic Hydrogen carriers - LOHC). Ωστόσο όταν τα καύσιμα φτάσουν στον προορισμό τους, τα δεξαμενόπλοια γυρνούν στο σημείο που γίνεται η υπεράκτια παραγωγή, δηλαδή πάντα τη μισή διαδρομή, χωρίς φορτίο, το οποίο αποτελεί μειονέκτημα της συγκεκριμένης μεθόδου μεταφοράς.

Αμμωνία:

Η μεταφορά της αμμωνίας μέσω ναυσιπλοΐας είναι συνηθισμένη, αλλά δεν χρησιμοποιείται ως καύσιμο στα πλοία, όπως το μαζούτ. Οι κύριοι λόγοι για αυτό είναι τα ρυθμιστικά πλαίσια, οι κατάλληλες υποδομές και τα κίνητρα. Ενώ μπορούν να χρησιμοποιηθούν άλλα καύσιμα, αυτά δεν παράγονται με καθαρό τρόπο, οπότε η όποια προσπάθεια γίνει για χρήση αμμωνίας ως καύσιμο στα πλοία θα είναι καθαρά για περιβαλλοντικούς λόγους κι όχι για την προώθηση της αμμωνίας ως φορέα του υδρογόνου.

Υγρό Υδρογόνο (LH₂):

Η μεταφορά υγρού υδρογόνου είναι σε πιλοτικό στάδιο. Το 2015 είχε ξεκινήσει το έργο HySTRA, με σκοπό τη μεταφορά υγρού υδρογόνου (LH₂) από την Αυστραλία, προερχόμενο από μη-ανανεώσιμες πηγές (άνθρακα), στην Ιαπωνία. Το πρόγραμμα το 2020 ήταν σε πιλοτικό στάδιο (δεξαμενόπλοιο χωρητικότητας 1250 m³) και κατευθύνεται προς τη

μέγιστη εμπορική κλίμακα το 2030, χρησιμοποιώντας 2 δεξαμενόπλοια χωρητικότητας 160.000 m³. Ωστόσο στην αλυσίδα παραγωγής υπάρχουν πολλές εκπομπές θερμοκηπίου, όπως για παράδειγμα η χρήση ντίζελ ως καύσιμο στα πλοία, οι οποίες αναμένονται να μειωθούν όταν το μοντέλο αναπτυχθεί πλήρως [36].

Η μεταφορά LH₂ με δεξαμενόπλοια για υπεράκτια παραγωγή υδρογόνου δε συμφέρει για μικρές αποστάσεις, όπως θα προκύψει και από τα αποτελέσματα της διπλωματικής, λόγω του τεράστιου επενδυτικού κόστους του πλοίου, αλλά και τις απώλειες σε υδρογόνο και ενέργεια που χρειάζεται ο κύκλος της υγροποίησης. Το κόστος του δεξαμενόπλοιου εξαρτάται κυρίως απ' το μέγεθός του. Η σχέση αυτή δεν είναι γραμμική, τα μικρότερα πλοία μπορεί να έχουν ειδικό κόστος μέχρι και 10 φορές περισσότερο από τις πιο ευνοϊκές εκτιμήσεις των μεγάλων πλοίων. Μεγάλα δεξαμενόπλοια θεωρούνται αυτά με ικανότητα μεταφοράς >10.000 νεκρών τόνων (dead weight tonnes - dwt). Στις ευνοϊκές περιπτώσεις το κόστος ξεκινά από 17.000-19.000 \$/tH₂ για χωρητικότητα 10.300-11.300 dwt και φτάνει μέχρι τα 50.000 \$/tH₂ για παρόμοια χωρητικότητα [36]. Στην παρούσα μελέτη θεωρούμε πλοίου χωρητικότητας 160.000 m³, δηλαδή 11.360 τόνων υδρογόνου (71kgH₂/m³ σε συνθήκες LH₂), και κόστος 300.000.000 €, η αλλιώς 27.000 €/tH₂. Επιπλέον θεωρείται ότι το πλοίο κινείται με κυψέλες καυσίμου και χρησιμοποιεί ως καύσιμο το υδρογόνο που εξατμίζεται αναπόφευκτα από τις κρυογονικές δεξαμενές στις οποίες αποθηκεύεται το υγρό υδρογόνο (0,2% boil-off/day) [37]. Αυτή η μέθοδος μεταφοράς προτείνεται για εφαρμογές εμπορίου υδρογόνου μεγάλης κλίμακας κι όχι ως μέσο μεταφοράς της υπεράκτιας παραγωγής στη στεριά.

Φορείς Υγρού Οργανικού Υδρογόνου (LOHC):

Οι φορείς υγρού οργανικού υδρογόνου (LOHC) είναι οργανικές ενώσεις που μπορούν να απορροφήσουν και να απελευθερώσουν υδρογόνο μέσω χημικών αντιδράσεων και άρα να χρησιμοποιηθούν ως μέσα αποθήκευσης υδρογόνου κατ'επανάληψη. Κατ' αρχάς, κάθε ακόρεστη ένωση (οργανικά μόρια με διπλούς ή τριπλούς δεσμούς άνθρακα) μπορεί να απορροφήσει υδρογόνο κατά την υδρογόνωση. Η αλληλουχία της ενδοθερμικής αφυδρογόνωσης που ακολουθείται από καθαρισμό υδρογόνου θεωρείται ως το κύριο μειονέκτημα που περιορίζει τη συνολική απόδοση του κύκλου αποθήκευσης. Η αποστολή LOHC χωρίς ανακύκλωση θερμότητας έχει ενεργειακή απόδοση 60-70%, ανάλογα με τον ρυθμό αφυδρογόνωσης, που ισοδυναμεί με τη μεταφορά υγρού υδρογόνου. Με την ανακύκλωση θερμότητας, η ενεργειακή απόδοση αυξάνεται στο 80-90% [38] [39].

Η τεχνολογία αυτή ακόμα δεν έχει ωριμάσει, ειδικά η υδρογόνωση και η αφυδρογόνωση. Υπάρχει εξάρτηση από παράγωγα του πετρελαίου, καθώς κάθε φορά που ο φορέας ανακυκλώνεται υπάρχουν απώλειες (0,1% ανά κύκλο), και δεν υπάρχει ακόμα μαζική παραγωγή της μεθόδου, οδηγώντας έτσι σε υψηλά κόστη παραγωγής/μεταφοράς [36].

2.12.3 Φορτηγά

Η μεταφορά με φορτηγά είναι η πιο ευέλικτη μέθοδος για μεταφορά υδρογόνου στη στεριά. Με φορτηγά μεταφέρεται υδρογόνο σε τερματικούς σταθμούς και αποθηκευτικές δεξαμενές, εξοπλισμένα με την αντίστοιχη αποθηκευτική μορφή του υδρογόνου, δηλαδή με κρυογονικές δεξαμενές για το υγρό υδρογόνο και τρέιλερ με χαλύβδινους σωλήνες για το συμπιεσμένο. Επίσης χρησιμοποιούνται στο κομμάτι της διανομής, για ανεφοδιασμό πρατηρίων και γενικά οπουδήποτε δεν μπορεί να φτάσει ένας αγωγός. Το υδρογόνο σε αέρια μορφή συμπιέζεται σε πιέσεις 180 bar ή υψηλότερες σε μεγάλους κυλίνδρους που στοιβάζονται σε ένα ρυμουλκούμενο που μεταφέρει το φορτηγό. Στις ΗΠΑ, τα ρυμουλκούμενα με σωλήνες περιορίζονται σε πιέσεις 250 bar από τους κανονισμούς του υπουργείου μεταφορών των ΗΠΑ, αλλά έχουν χορηγηθεί εξαιρέσεις που επιτρέπουν τη λειτουργία σε υψηλότερες πιέσεις (π.χ. >500 bar). Επιπλέον έχουν ικανότητα μεταφοράς περίπου 380 kg επί του οχήματος, η οποία περιορίζεται από το βάρος των χαλύβδινων σωλήνων. Πρόσφατα αναπτύχθηκαν σύνθετα δοχεία αποθήκευσης που έχουν χωρητικότητα 560-900 kg υδρογόνου ανά ρυμουλκούμενο [40].

2.13 Πλατφόρμα

Για υπεράκτια παραγωγή πράσινου υδρογόνου χρειάζεται μια πλατφόρμα που θα υποδέχεται όλες τις μονάδες που είναι απαραίτητες για την ηλεκτρολύση, δηλαδή τον ηλεκτρολύτη, τον συμπιεστή, τον αφαλατωτή και τις δεξαμενές, εάν υπάρχουν, για προσωρινή αποθήκευση. Οι πλατφόρμες αυτές μπορούν να υποδεχτούν μέχρι ένα συγκεκριμένο μέγεθος ηλεκτρολύτη (πχ. 250 – 300 MW), όχι τόσο λόγω βάρους αλλά έκτασης και ύψους, οπότε ίσως χρειαστούν περισσότερες από μία πλατφόρμες, ανάλογα τις απαιτήσεις του έργου. Οι πλατφόρμες για τέτοιου είδους υπεράκτιες εφαρμογές χρησιμοποιούνταν διαχρονικά στη βιομηχανία του πετρελαίου και του φυσικού αερίου, οπότε με μικρές μεταρρυθμίσεις σε θέματα ασφάλειας και σχεδιασμού, η τεχνολογία είναι σε ώριμο στάδιο ώστε να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου [34].

Στη συγκεκριμένη μελέτη το κόστος της πλατφόρμας έχει κανονικοποιηθεί ανά MW ισχύ ηλεκτρολύτη.

2.14 Αιολικό Πάρκο

Στη μελέτη περιλαμβάνεται κοστολόγηση χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Για τα χερσαία: τα κόστη περιλαμβάνουν τις ανεμογεννήτριες, την εγκατάσταση και την ηλεκτρική τους σύνδεση με το δίκτυο. Όσο για τα υπεράκτια, το κόστος τους είναι σημαντικά υψηλότερο, καθώς δεν είναι ακριβότερες μόνο οι ανεμογεννήτριες, αλλά κυρίως τα κόστη εγκατάστασης (εξάρτηση από βάθος και απόσταση) και

ηλεκτρικής διασύνδεσης με τη στεριά. Επίσης υπεισέρχονται κόστη υπεράκτιου υποσταθμού και AC-DC μετατροπών εάν χρειάζεται (HVDC διασύνδεση). Και στις δύο περιπτώσεις υπάρχουν μικρά κόστη ασφάλισης του αιολικού πάρκου, κόστη παροπλισμού (decommissioning), και τέλος ετήσια κόστη συντήρησης, με όλα τα παραπάνω να είναι υψηλότερα για τα υπεράκτια πάρκα [41].

2.15 Περιορισμοί έγχυσης στο δίκτυο

Σύμφωνα με την απόφαση της κυβέρνησης ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/53563/1556 ισχύουν περιορισμοί έγχυσης μέγιστης ισχύος παραγωγής αιολικών σταθμών σε προκαθορισμένες χρονικές περιόδους εντός της ημέρας. Βάσει της περ.(β) της παρ.2 του άρθρου 10 του ν.4951/2022, η μέγιστη ισχύς παραγωγής, μετρούμενη στο σημείο σύνδεσης του σταθμού με το ΕΣΜΗΕ ή το ΕΔΔΗΕ (μέγιστη εγχεόμενη ισχύς παραγωγής), εκφρασμένη ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων του σταθμού πρέπει να ακολουθεί την παρακάτω κατανομή [42]:

Τεχνολογία	Προκαθορισμένη Χρονική Περίοδος ημέρας κατανομής	Μέγιστη εγχεόμενη ισχύς παραγωγής σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ (%)
Αιολικός Σταθμός	09.00 - 11.00	80%
	11.00 - 15.00	65%
	15.00 - 17.00	80%

Πίνακας 1: Περιορισμοί μέγιστης ισχύος εγχεόμενης παραγωγής στο δίκτυο.

2.16 Μπαταρία

Στην παρούσα μελέτη θεωρείται σύστημα προσωρινής αποθήκευσης ενέργειας με τη μορφή μπαταρίας (Battery Energy System Storage - BESS). Η χρησιμοποιούμενη τεχνολογία είναι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-Ion), προτεινόμενες για συνδυασμό με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, καθώς διαθέτουν πολύ μικρή απόκριση σε διακυμάνσεις τάσης και συχνότητας, συμβάλλοντας έτσι στη σταθερότητα του δικτύου, ή μπορούν να συμπληρώνουν την ισχύ τροφοδοσίας φορτίων που εξαρτώνται από τη μεταβλητότητα της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών. Η διεθνής αγορά μπαταριών Li-Ion συνεχώς διογκώνεται, καθώς υπάρχει εκτενές πεδίο εφαρμογών όπως τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα, το ηλεκτρικό δίκτυο και οι ηλεκτρικές συσκευές. Οι συνδεδεμένες στο δίκτυο μπαταρίες Li-Ion είναι μεγάλα, πολύπλοκα συστήματα που αποτελούνται από χιλιάδες

κυψέλες και διάφορα βοηθητικά συστήματα. Οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς ισχύος δημιουργούν τάση και εναλλασσόμενο ρεύμα από τη μεταβλητή τάση συνεχούς ρεύματος της συστοιχίας μπαταριών, ένα σύστημα θερμικής διαχείρισης εξασφαλίζει σταθερές θερμοκρασίες, ένα σύστημα διαχείρισης ενέργειας χειρίζεται τον έλεγχο του συστήματος σε ένα πιο υψηλό επίπεδο, ενώ τα συστήματα διαχείρισης μπαταριών χαμηλότερου επιπέδου παρακολουθούν τις μεμονωμένες κυψέλες για να διασφαλίζουν την ασφάλεια [43].

Ο ρόλος της μπαταρίας σε αυτή τη μελέτη είναι διπλός:

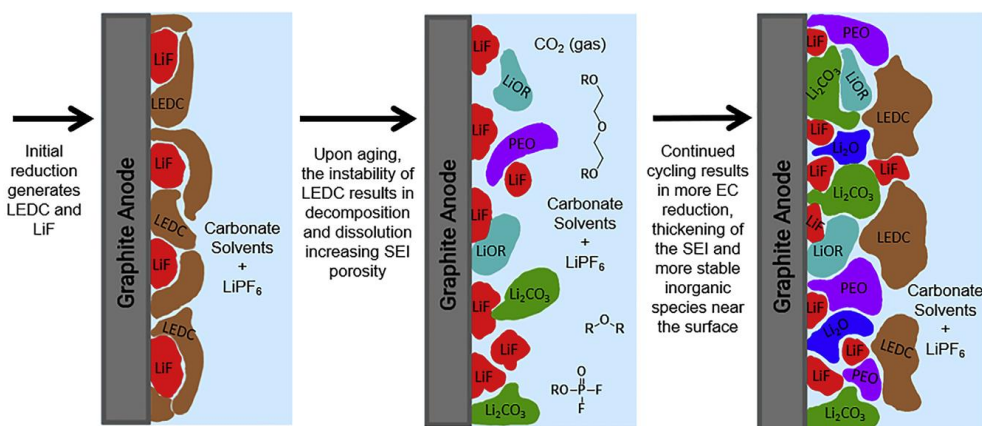
Στις υπεράκτιες εφαρμογές όπου δεν υπάρχει διασύνδεση του συστήματος με το δίκτυο, η μπαταρία χρειάζεται για το φορμάρισμα (Grid Forming - GF) του μικρο-δικτύου (microgrid), δηλαδή του απομονωμένου ηλεκτρικού συστήματος που δημιουργείται από το αιολικό πάρκο και τα υπόλοιπα ηλεκτρικά στοιχεία (μπαταρία, μετατροπείς, μετασχηματιστές κτλ.). Η διατήρηση της σταθερότητας του δικτύου αυτού αποτελεί σημαντική δυσκολία στην παραγωγή πράσινου υπεράκτιου υδρογόνου [44]. Τα μελλοντικά αιολικά πάρκα που προορίζονται για παραγωγή υδρογόνου δεν θα συνδέονται με το δίκτυο και δεν θα μπορούν να βασίζονται σε αυτό για να δημιουργήσουν αδράνεια και να διατηρήσουν το σύστημα σταθερό. Το σύστημα είναι ευάλωτο σε πτώσεις τάσεις λόγω χαμηλής αδράνειας, το οποίο θα μπορούσε να προκαλέσει αστάθεια. Η H2SEA σε μελέτη της έδειξε ότι σε ένα τέτοιο σύστημα είναι βιώσιμη η χρήση συμβατικών γεννητριών ανεμογεννητριών ως μετατροπείς σχηματισμού δικτύου (Grid Forming Inverters - GFI). Ωστόσο η λύση της H2SEA αναφέρεται στο μέλλον, προς το παρόν λειτουργεί χρησιμοποιώντας σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μπαταρίας [45]. Επίσης όταν επικρατεί άπνοια και η διαθεσιμότητα του αιολικού είναι σε επίπεδα που δεν αρκούν για την ηλεκτροδότηση της μονάδας παραγωγής υδρογόνου, η μπαταρία μπορεί να λειτουργήσει ως εφεδρική μονάδα παροχής ενέργειας [46]. Όσο μικρότερο είναι το απομονωμένο αιολικό πάρκο, τόσο μεγαλύτερη η ανάγκη για μια τέτοια λειτουργία. Σε μεγαλύτερα αιολικά και για μακρύτερες αποστάσεις απ' τη στεριά, είναι δυσκολότερο να συμβεί πλήρης αποσύνδεση της ηλεκτροπαραγωγής λόγω άπνοιας. Άλλη μία χρησιμότητα μιας τέτοιας μπαταρίας είναι να διατηρεί σταθερή την ισχύ εισόδου του ηλεκτρολύτη, σε περίπτωση που δεν μπορεί να ακολουθήσει τη μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής. Τέλος δίνει τη δυνατότητα black start, δηλαδή επανεκκίνησης του δικτύου σε περίπτωση ολικής αποσύνδεσης [44].

Σε εφαρμογές χερσαίας παραγωγής υδρογόνου (ανεξάρτητα του που βρίσκεται το αιολικό), η μπαταρία χρησιμοποιείται με άλλο τρόπο. Εκεί δεν υφίσταται η ανάγκη της παραπάνω λειτουργίας της μπαταρίας, καθώς υπάρχει σύνδεση με το δίκτυο. Η μπαταρία σε αυτή τη περίπτωση λειτουργεί προς βελτιστοποίηση της διαθέσιμης παραγωγής ως προς το κέρδος, με το να αποθηκεύει την ενέργεια του αιολικού και να τη

χρησιμοποιεί σε μια μεταγενέστερη χρονική στιγμή όπου συμφέρει οικονομικά (arbitrage).

2.16.1 Αλγόριθμος Rainflow - Φθορά μπαταρίας (Degradation)

Η μπαταρία με κάθε κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης παρουσιάζει μια μικρή φθορά και μετά από έναν αριθμό κύκλων χρειάζεται αντικατάσταση. Ο χρόνος ζωής μιας επαναφορτιζόμενης μπαταρίας καθορίζεται από την περίοδο που η χωρητικότητα της μπαταρίας ξεπερνά ένα καθορισμένο όριο (συνήθως 80%) [47]. Υπάρχουν διάφοροι παράγοντες που επηρεάζουν τη διάρκεια ζωής μιας μπαταρίας όπως οι μεταβολές και τα επίπεδα της θερμοκρασίας, ο ρυθμός εκφόρτισης και η ενδιάμεση φάση στερεού ηλεκτρολύτη (Solid Electrolyte Interphase - SEI). Το SEI είναι ένα λεπτό στρώμα που σχηματίζεται κατά τη διάρκεια του πρώτου κύκλου φόρτισης, όταν το δυναμικό της ανόδου πέφτει κάτω από το δυναμικό αναγωγής του ηλεκτρολύτη. Τα μόρια του ηλεκτρολύτη αντιδρούν με τα ηλεκτρόνια και τα ιόντα λιθίου, σχηματίζοντας ένα νανομετρικού πάχους στρώμα στερεών στην επιφάνεια της ανόδου [48]. Ο ρυθμός ανάπτυξης του πάχους του στρώματος SEI αυξάνεται ανάλογα με την πυκνότητα ρεύματος, αυξάνοντας την αντίσταση του στοιχείου και η πυκνότητα ρεύματος της πλευρικής αντίδρασης προστίθεται στην οριακή συνθήκη επιφάνειας στην άνοδο, αφαιρώντας το λίθιο από το στοιχείο. Το αναπτυσσόμενο στρώμα SEI φράζει επίσης τους πόρους, μειώνοντας την ποσότητα του ενεργού υλικού που μπορεί να προσπελαστεί από το παρεμβαλλόμενο λίθιο [49]. Στο [49] γίνεται ανάλυση που παίρνει υπόψη της τη φθορά λόγω του SEI, αλλά αυτό καθιστά πολύπλοκους τους υπολογισμούς της φθοράς. Έτσι εφαρμόζεται ένα απλούστερο μοντέλο υπολογισμού κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης, ο αλγόριθμος rainflow, παίρνοντας ωστόσο υπόψη και το βάθος εκφόρτισης (Depth of Discharge - DOD).

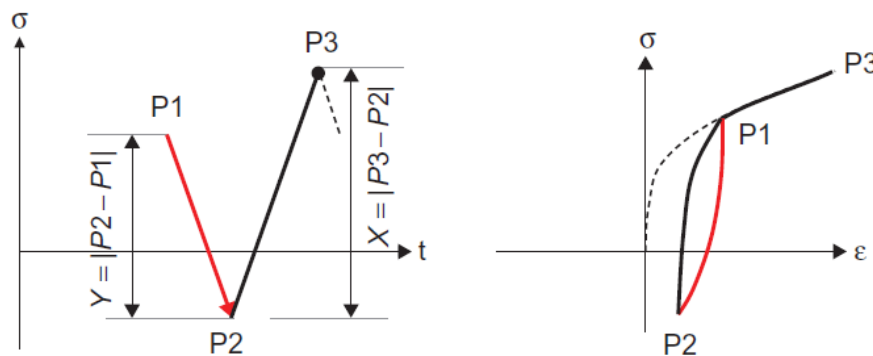


Εικόνα 15: Σχηματική απεικόνιση του αρχικού SEI που σχηματίζεται στην άνοδο γραφίτη, της επίδρασης των αντιδράσεων θερμικής αποσύνθεσης με τη μεσολάβηση οξέος στη δομή του SEI και της περαιτέρω μείωσης του ηλεκτρολύτη που οδηγεί στην πύκνωση του SEI. [50]

Ο αλγόριθμος rainflow που εφαρμόζεται χρησιμοποιεί τη μέθοδο των τριών σημείων, όπως ορίζει το πρότυπο ASTM E 1049. Ως είσοδο στον αλγόριθμο εισέρχεται η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας για τις 8760 ώρες του έτους. Η μέθοδος λέγεται έτσι διότι εξετάζονται συνεχώς τρία σημεία κάθε φορά, ξεκινώντας από την αρχή του ιστορικού φόρτισης και το αποτέλεσμα της δίνει πλήρεις (full cycles) και μισούς κύκλους φόρτισης (half-cycles). Ο κανόνας μέτρησης λειτουργεί ως εξής [51]:

Θεωρούνται τρία διαδοχικά σημεία $P1, P2, P3$. Ορίζονται ως $X = |P3 - P2|$ και $Y = |P2 - P1|$ η διαφορά ύψους των σημείων $P2, P3$ και $P1, P2$, αντίστοιχα.

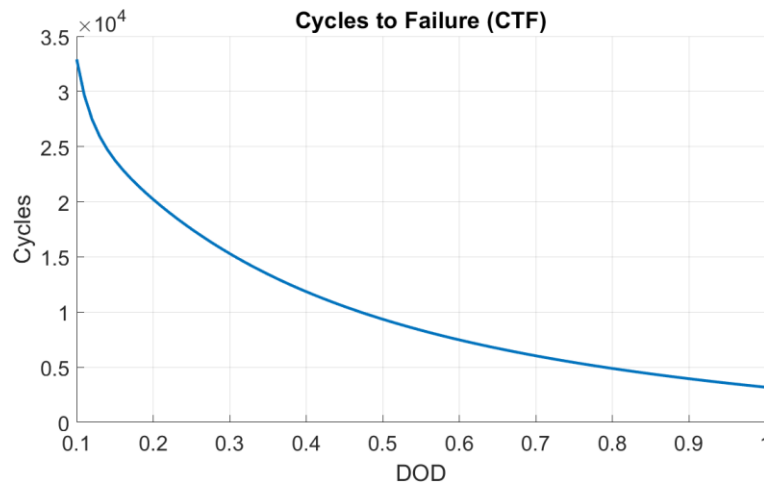
- Εάν $X \geq Y$ και το σημείο $P1$ δεν είναι το αρχικό σημείο του ιστορικού, τότε μετريέται ένας κύκλος, τα σημεία $P1, P2$ αφαιρούνται από τη μέτρηση και ενώνονται τα εκατέρωθεν σημεία.
- Εάν $X \geq Y$ και το σημείο $P1$ είναι το αρχικό σημείο του ιστορικού, τότε μετريέται ένας μισός κύκλος ή αλλιώς αντιστροφή (reversal), ενώ αφαιρείται μόνο το σημείο $P1$ και προχωράμε στο επόμενο.
- Η διαδικασία συνεχίζεται ώσπου να τελειώσουν τα σημεία και να μην υπάρχουν άλλοι κύκλοι. Εάν περισσέψουν στο τέλος σημεία που δεν φτιάχνουν κύκλο τότε οι μεταβάσεις θεωρούνται ως μισοί κύκλοι.



Εικόνα 16: Μέτρηση μισού κύκλου από την αρχή του ιστορικού σύμφωνα με τη μέθοδο των τριών σημείων [51].

Ο πίνακας αποτελεσμάτων της μεθόδου έχει στήλες με τον αριθμό των κύκλων (0,5 και 1), τις ώρες αρχής και τέλους (σημεία) και τη διαφορά του ύψους των σημείων της κάθε μέτρησης. Στην ουσία αυτή η διαφορά είναι το βάθος εκφόρτισης της μπαταρίας (DOD).

Οι κύκλοι φόρτισης ζωής της μπαταρίας (Cycles to Failure - CTF) εξαρτώνται από το βάθος εκφόρτισης. Όσο η μπαταρία υπόκειται σε μεγάλες εκφορτίσεις, μειώνεται ραγδαία η διάρκεια ζωής της. Θεωρείται ότι η μπαταρία είναι χρήσιμη μέχρι το 80% της χωρητικότητάς της. Στη μελέτη μας οι κύκλοι φόρτισης σε σχέση με το βάθος εκφόρτισης, με $0 < DOD < 1$ ακολουθούν την παρακάτω καμπύλη:



Διάγραμμα 1: Σχέση βάθους εκφόρτισης με τους κύκλους ζωής της μπαταρίας.

Αφού υπάρχουν τα δεδομένα των DOD από τον αλγόριθμο rainflow, μπορούν να βρεθούν τα CTF για το κάθε DOD. Ξέροντας ότι αυτά τα CTF καταναλώνουν 20% της μπαταρίας, το DOD ανάγεται για έναν κύκλο και έτσι προκύπτει το ποσοστό φθοράς του κάθε κύκλου. Τέλος προστίθενται για τον κάθε πλήρη κύκλο το αντίστοιχο ποσοστό και για τον μισό κύκλο το μισό του ποσοστού του πλήρη κύκλου. Εν τέλει προκύπτει η συνολική φθορά της μπαταρίας.

2.16.2 Κόστος

Το κόστος της μπαταρίας εξαρτάται από το μέγεθός της και χωρίζεται στο κόστος της χωρητικότητας και το κόστος που αφορά την ισχύ της. Για τη χωρητικότητα κοστολογείται η ενέργεια που μπορεί να εκφορτίσει η μπαταρία μετά από μία πλήρη φόρτιση. Για παράδειγμα αν η χωρητικότητα της μπαταρίας είναι $100/\sqrt{0,85} = 108,47$ MWh, τότε το κόστος της χωρητικότητας είναι $[\text{κόστος}/\text{MWh} * 100 \text{ MWh}]$.

3 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Έχουν γίνει ποικίλες μελέτες για παραγωγή πράσινου υδρογόνου και δη με τη χρησιμοποίηση υπεράκτιων αιολικών.

Στο [52] εκπονείται μελέτη υπεράκτιας παραγωγής υδρογόνου στις βόρειες ακτές της Γερμανίας, με ταυτόχρονο arbitrage με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, αν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας υπερβαίνει το κόστος της παραγωγής ενέργειας του αιολικού σταθμού (σε αυτή τη μελέτη 75€/MWh), τότε επιλέγεται η έγχυση της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο. Αντίθετα αν η τιμή της αγοράς ενέργειας είναι χαμηλότερη του LCOE τότε παράγεται κατά το δυνατόν υδρογόνο, και η περισσευούμενη πωλείται στην αγορά ενέργειας, με την προϋπόθεση ότι έχουμε θετικές τιμές ενέργειας. Σε περίπτωση αρνητικής τιμής ενέργειας, οποιαδήποτε περίσσεια ενέργειας περικλύπεται. Παρατηρείται ότι για να είναι βιώσιμη η επιχείρηση, απαιτείται η ίδια να μετέχει σε αυτές τις βοηθητικές υπηρεσίες του δικτύου, όπως η ρύθμιση συχνότητας.

Η μελέτη καταλήγει στο ότι το βέλτιστο μέγεθος ηλεκτρολύτη είναι ίσο με το 87% της ισχύος του αιολικού (131 MW), με τιμή LCOH ίση με 4,9 €/kg_{H₂}, χωρίς ωστόσο να εξετάζει το κόστος μεταφοράς του υδρογόνου ή της όποιας αποθήκευσής του στη στεριά. Τονίζεται επίσης ότι για να είναι ανταγωνιστική η παραγωγή υδρογόνου με αυτόν τον τρόπο θα πρέπει να επιδοτηθεί η επιχείρηση κατά 2,4 €/kg_{H₂}, ή αλλιώς 53,6€/MWh της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει ο αιολικός σταθμός.

Επιπλέον εξετάζεται το κόστος της μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Θεωρεί το δυναμικό της μείωσης εκπομπών ως τη διαφορά του δυναμικού των εκπομπών της διαδικασίας παραγωγής υδρογόνου με συμβατικό (πχ. SMR) και με πράσινο τρόπο. Διαιρώντας της διαφορά των LCOH της κάθε μεθόδου με τη διαφορά του δυναμικού της μείωσης εκπομπών, καταλήγει σε ένα κόστος της τάξης των 187 - 265 €/tonCO₂, ανάλογα με το κόστος του SMR. Από περιβαλλοντικής άποψης, είναι καλύτερο να παράγεται οξυγόνο από την περίσσεια της αιολικής παραγωγής, καθώς υποκαθιστά το οξυγόνο που παράγεται με συμβατικό τρόπο.

Τέλος, τονίζεται πως για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα που συναντούν εκτεταμένο ανταγωνισμό και άρα χαμηλές τιμές στην αγορά, μπορεί να είναι συμφέρον να παράγουν υδρογόνο, όχι μόνο για εποχική αποθήκευση, αλλά όπως προαναφέρθηκε, για να αντικαταστήσουν το συμβατικά παραγόμενο υδρογόνο.

Στο [53] γίνεται μια γεωχωρική μελέτη οικονομικής βιωσιμότητας για παραγωγή υδρογόνου από υπεράκτια αιολικά πάρκα γύρω από το νησιωτικό κράτος της Ιρλανδίας. Θεωρείται μέγεθος αιολικού πάρκου ίσο με 510 MW, μη διασυνδεδεμένο με το δίκτυο. Η παραγωγή του υδρογόνου επιλέγεται να γίνει υπεράκτια και η μεταφορά του στη στεριά με

αγωγούς υδρογόνου. Το μοντέλο λαμβάνει υπόψη του δεδομένα για το αιολικό δυναμικό του κάθε σημείου στη θάλασσα χρησιμοποιώντας την κατανομή Weibull, την απόσταση της εγκατάστασης από το κοντινότερο λιμάνι, την απόσταση από το σημείο σύνδεσης των αγωγών και το βάθος του νερού. Αυτά επηρεάζουν το κόστος εγκατάστασης και συντήρησης του αιολικού πάρκου, καθώς και το κόστος του αγωγού υδρογόνου. Έτσι μέσω του αιολικού δυναμικού που ρυθμίζει την αιολική διαθεσιμότητα του πάρκου και τα δεδομένα κόστους ανάλογα την τοποθεσία, δημιουργείται χάρτης-διάγραμμα γύρω από την Ιρλανδία που παρουσιάζει το LCOH ανάλογα με το σημείο εγκατάστασης του έργου.

Συμπεραίνει ότι το LCOH το 2030 θα είναι μικρότερο των 4 €/kg_{H2} ακόμα και σε μικρές αποστάσεις απ' τη στεριά (εξαιρούνται κόλποι που βρίσκονται κοντά σε κατοικήσιμες περιοχές) και τονίζει ότι το κόστος των πλωτών θεμελίων ανεμογεννητριών είναι πολύ υψηλότερο των υπόλοιπων τρόπων εγκατάστασης (monopile και jacket).

Στο [54] γίνεται ακόμα μια παρόμοια μελέτη στα νερά ανατολικά του Άρκλου της Ιρλανδίας (15 km απ' την ακτή), με εγκατάσταση αιολικού πάρκου μεγέθους 101,3 MW. Θεωρείται μια μέση τιμή ταχύτητας αέρα στη συγκεκριμένη περιοχή, κατόπιν υπολογίζεται η διαθέσιμη ισχύς που παρέχει το αιολικό και ύστερα η παραγωγή σε υδρογόνο. Δεν υπάρχει σύνδεση με το δίκτυο, οπότε η παραγωγή, κατά το δυνατόν μετατρέπεται σε υδρογόνο. Γίνεται ανάλυση ως προς το NPV και το Discounted Payback (DPB) γύρω από το μέγεθος του αποθηκευτικού χώρου, ο οποίος θεωρείται ότι είναι υποθαλάσσιες φυσικές κοιλότητες. Αυτός ο τρόπος αποθήκευσης προτιμάται λόγω του χαμηλού του κόστους (5 €/kWh) και της μεγάλης αποθηκευτικής χωρητικότητας (εδώ γίνεται ανάλυση από 2 έως 45 ημέρες). Ωστόσο αυτός ο τρόπος αποθήκευσης προϋποθέτει ύπαρξη τέτοιων κοιλοτήτων στα σημεία ενδιαφέροντος και δεν μπορεί να θεωρείται καθολικός ώστε να μπορεί να συμπεριληφθεί σε μία παρόμοια μελέτη ως δεδομένος. Επίσης η ανάλυση δεν λαμβάνει υπόψη τρόπο μεταφοράς του υδρογόνου στη στεριά. Τέλος για τα αποτελέσματα της ανάλυσης θεωρήθηκε τιμή υδρογόνου στα 5 €/kg_{H2}.

Στο [55] μελετώνται διαφορετικοί τρόποι για παραγωγή υδρογόνου από υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Διεξάγεται τεchnοοικονομική ανάλυση απ' την οποία προκύπτουν τα LCOH, NPV και η ενεργειακή κατανάλωση του κάθε τρόπου. Συγκεκριμένα εξετάζονται 5 κύρια σενάρια. Το ένα είναι με μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω HVDC σύνδεσης στη στεριά και ύστερα χρησιμοποίηση αυτής της ενέργειας για ηλεκτρόλυση αποκλειστικά. Ο δεύτερος τρόπος περιλαμβάνει παραγωγή υπεράκτια, συμπίεση του υδρογόνου και ύστερα μεταφορά με αγωγό υδρογόνου στη στεριά, όπου αποθηκεύεται σε ειδικούς κυλινδρικούς σωλήνες. Ο τρίτος τρόπος είναι η υγροποίηση του υδρογόνου και μεταφορά με δεξαμενόπλοιο εξοπλισμένο με κρυογονικές αποθηκευτικές δομές. Στη στεριά αποθηκεύεται στην υγρή μορφή του σε κρυογονικές δεξαμενές. Ο τέταρτος και πέμπτος τρόπος περιλαμβάνουν μετατροπή σε αμμωνία και

δέσμευση του υδρογόνου από υγρούς οργανικούς φορείς, αντίστοιχα. Η μεταφορά εδώ μπορεί να επιτευχθεί είτε με αγωγό είτε με δεξαμενόπλοιο και στη στεριά συμβαίνει η αντίστροφη διαδικασία, δηλαδή η απελευθέρωση του υδρογόνου από τον φορέα. Τέλος έχουμε αποθήκευση υπό τη μορφή συμπιεσμένου υδρογόνου. Η μελέτη σταματά στην αποθήκευση και δεν εξετάζονται κόστη διανομής κτλ.

Ως προς την οικονομική ανάλυση εξετάζονται το βασικό σενάριο, βασισμένο στην τωρινή τεχνολογία, και άλλα 2 για το μέλλον.

Το πρώτο για το μέλλον θεωρεί τις εκτιμήσεις των τωρινών εκθέσεων, χωρίς σημαντικές ανακαλύψεις, ωστόσο με ρυθμό εκμάθησης 10%. Η πρόοδος σε αυτή την περίπτωση εκτιμάται να οφείλεται στη μαζική παραγωγή και τις επενδύσεις στην τεχνολογία παραγωγής πράσινου υδρογόνου, καθώς και μείωση τιμών της υπεράκτιας αιολικής παραγωγής. Τα αποτελέσματα αυτού του σεναρίου δείχνουν πτώση του LCOH μεταξύ 40 και 46%.

Το δεύτερο μελλοντικό σενάριο θεωρεί τις πιο αισιόδοξες εξελίξεις τιμών, υποστηριζόμενες σημαντικά κι από την Ευρωπαϊκή Ένωση. Από αυτό προκύπτουν ακόμα χαμηλότερες τιμές LCOH, οι θεωρητικά βέλτιστες, με μείωση της τάξης του 53-59% σε σχέση με το βασικό σενάριο.

Η ανάλυση του βασικού σεναρίου εμπεριέχει ανάλυση ευαισθησίας των παραγόντων που επηρεάζουν περισσότερο τους δείκτες του LCOH και του NPV. Τέτοιοι παράγοντες είναι το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, ο συντελεστής ισχύος του αιολικού, το κόστος και η απόδοση του ηλεκτρολύτη και η απόσταση της εγκατάστασης από τη θάλασσα. Μεταβάλλοντας κάθε έναν παράγοντα ξεχωριστά, παρατηρείται ότι μεγαλύτερη επίδραση στο LCOH έχει το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, ύστερα η απόδοση και ηλεκτρολύτη και λιγότερο οι υπόλοιποι παράγοντες. Εξαίρεση αποτελεί η απόσταση από τη στεριά, η οποία καθορίζει σημαντικά το κόστος της μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας με HVDC ή με αγωγό υδρογόνου, καθώς σε αυτά τα σενάρια έχουμε άμεση συσχέτιση κόστους με την απόσταση. Στα υπόλοιπα σενάρια παρατηρείται μικρότερη μείωση κόστους λόγω απόστασης.

Επιπλέον, πέρα από την πώληση υδρογόνου, θεωρείται και πώληση του παραγόμενου οξυγόνου σε 2 πιθανές τιμές (100 και 200 €/tonO₂). Το επιπρόσθετο κόστος έγκειται στην κατασκευή ξεχωριστού αγωγού ή δεξαμενές στο δεξαμενόπλοιο για αποκλειστική μεταφορά οξυγόνου.

Τελικά το καλύτερο σενάριο είναι αυτό που περιλαμβάνει μεταφορά συμπιεσμένου υδρογόνου με υποθαλάσσιο αγωγό, με LCOH = 5,35 €/kgH₂ στο βασικό σενάριο.

Το σενάριο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη στεριά είναι επίσης ελκυστικό, ωστόσο για μικρές αποστάσεις από τη θάλασσα. Για αποστάσεις μεγαλύτερες από 150-200 km περίπου, γίνεται το δεύτερο

χειρότερο σενάριο, λόγω αυξημένου επενδυτικού κόστους των ηλεκτρικών αγωγών.

Η μεταφορά υγρού υδρογόνου είναι η πιο συμφέρουσα ως προς τους τρόπους μεταφοράς με πλοία αλλά δεν ξεπερνά τους αγωγούς υδρογόνου, παρά μόνο σε πολύ μεγάλες αποστάσεις (>500 km).

Η μετατροπή υδρογόνου σε αμμωνία ή σε υγρούς οργανικούς φορείς είναι η λιγότερο συμφέρουσα οικονομικά (είτε με αγωγούς είτε με πλοία), λόγω της απαιτούμενης ενέργειας για αυτή τη μετατροπή.

Στο [21] γίνεται επίσης μια τεχνοοικονομική ανάλυση υπεράκτιας παραγωγής πράσινου υδρογόνου στο Ηνωμένο Βασίλειο. Θεωρείται ως βασικό σενάριο η μεταφορά συμπιεσμένου υδρογόνου με υποθαλάσσιους αγωγούς και άλλα 6 εναλλακτικά σενάρια. Αυτά περιλαμβάνουν (1) μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας και παραγωγή συμπιεσμένου υδρογόνου στη στεριά, (2) υπεράκτια παραγωγή υγρού υδρογόνου και μεταφορά στη στεριά με δεξαμενόπλοιο, (3) ίδιο με το 2 αλλά παραγωγή υπό μορφή αμμωνίας, (4) παραγωγή αμμωνίας υπεράκτια και μεταφορά με υποθαλάσσιους αγωγούς, (5) υπεράκτια παραγωγή μεθυλοκυκλοεξανίου (methylcyclohexane - MCH), ενός φορέα υγρού οργανικού υδρογόνου (LOHC).

Θεωρούνται επιπρόσθετα σενάρια για κάθε προαναφερθέν σενάριο ανάλογα με το έτος κατασκευής και άρα διαφορετικά κόστη ανάλογα το έτος, σχηματίζοντας έτσι αισιόδοξα και απαισιόδοξες περιπτώσεις ως προς την ανάλυση κόστους. Πέρα από αυτά, σχηματίζονται ακόμα περιπτώσεις ανάλογα την προτεραιοποίηση της διαθέσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή μελετάται τι γίνεται στην περίπτωση πώλησης όλης της ηλεκτρικής παραγωγής καθ'αυτής, παραγωγής αποκλειστικά υδρογόνου/LOHC/αμμωνίας και υβριδικού μοντέλου παραγωγής (25%, 50%, 70% και 100%).

Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά θεωρείται σταθερό, το μέγεθος του αιολικού πάρκου 1320 MW και η απόσταση από τη στεριά 89 km.

Τα αποτελέσματα περιλαμβάνουν ποσοστά κόστους, ως προς τα συνολικά κόστη (CAPEX), των μεγεθών που αποτελούν το έργο, εξαιρώντας το κόστος του αιολικού πάρκου καθώς είναι ίδιο σε κάθε σενάριο, όπως για παράδειγμα ο ηλεκτρολύτης, η αποθήκευση, η HVDC διασύνδεση κτλ. Επίσης προκύπτουν κατανομές κόστους ως προς το κόστος παραγωγής του υδρογόνου, δηλαδή έχουμε ποσοστά κόστους ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε, κόστους συντήρησης, CAPEX κτλ.

Επίσης έχουμε αποτελέσματα ως προς το LCOH. Εδώ προκύπτει ότι το σενάριο αποκλειστικής παραγωγής (100%) υδρογόνου έχει την καλύτερη επίδοση, με LCOH ίσο με 4,92 £/kg_{H2} και 8,6 £/kg_{H2}, στην καλύτερη και χειρότερη περίπτωση, αντίστοιχα. Το εναλλακτικό σενάριο (1) με μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω HVDC έχει LCOH ίσο με 5,26-

10,26 €/kg_{H2} στην καλύτερη και στη χειρότερη περίπτωση, αντίστοιχα. Το 2050 προβλέπεται οποιοδήποτε σενάριο υπεράκτιας παραγωγής υδρογόνου να γίνεται ανταγωνιστικό με το γκρι και μπλε υδρογόνο (< 2 €/kg_{H2}).

Τέλος γίνεται ανάλυση ευαισθησίας ορισμένων μεταβλητών (μέγεθος αιολικού και απόσταση από τη θάλασσα) για κάθε σενάριο, έτος κατασκευής και τρόπο κοστολόγησης (απαισιόδοξο, κανονικό, αισιόδοξο).

Συμπερασματικά, καλύτερο σενάριο είναι το βασικό, για σχετικά κοντινές αποστάσεις από τη στεριά. Η μεταφορά με δεξαμενόπλοια γίνεται συμφέρουσα σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια όταν η απόσταση είναι σημαντική (>1000km), ενώ η μεταφορά LOHC ίσως γίνει ανταγωνιστική στο μέλλον, προς το 2050, καθώς τη δεδομένη χρονική στιγμή δεν είναι.

Στη δική μας μελέτη εξετάζονται 6 διαφορετικά σενάρια, 5 με υπεράκτια και 1 με χερσαία παραγωγή υδρογόνου.

Ορισμένα χαρακτηριστικά της μελέτης μας που δεν υπάρχουν σε γενικές γραμμές στη βιβλιογραφία είναι τα εξής:

- Γίνεται τεχνοοικονομική ανάλυση προς **εύρεση βέλτιστων παραμέτρων συστήματος** που μεγιστοποιούν το κέρδος του συνδυασμένου έργου αιολικό πάρκο - σύστημα παραγωγής υδρογόνου.
- Σε 2 σενάρια εξετάζεται **arbitrage με την αγορά ενέργειας** και χρήση συστήματος **BESS** προς **βελτιστοποίηση** αυτών των σεναρίων, το οποίο δεν έχει εξεταστεί γενικά.
- Ο ηλεκτρολύτης **δεν έχει σταθερή απόδοση** αλλά αυτή εξαρτάται από το φορτίο που δέχεται στην είσοδό του, κι έτσι υπεισέρχεται το ζήτημα της **γραμμικοποίησης της απόδοσης του ηλεκτρολύτη**. Στη βιβλιογραφία συνήθως θεωρείται σταθερή απόδοση.
- Οικονομική αξιολόγηση για **διαφορετικά μεγέθη αιολικών, με διαφορετικά κόστη, διάφορες αποστάσεις από τη στεριά** και ανάλυση με **2 επιτόκια αναγωγής (6% και 8%)**. Ακόμη λαμβάνονται υπόψη περιορισμοί έγχυσης ισχύος στο δίκτυο.
- Βελτιστοποιείται το **μέγεθος του αποθηκευτικού χώρου** του υγρού υδρογόνου στην πλατφόρμα για το **σενάριο 2** και ο **χρόνος αναμονής του δεξαμενόπλοιου στην πλατφόρμα** πριν αναχωρήσει στο **σενάριο 4**. Το **καύσιμο** του πλοίου, που παίζει ρόλο σε αυτή την ανάλυση είναι **υδρογόνο**, και συγκεκριμένα μέρος του μεταφερόμενου υδρογόνου, θεωρώντας επίσης και χρησιμοποίηση της αναπόφευκτης **εξάτμισής του** στις κρυογονικές δεξαμενές.
- Δείκτες **NPV** και **IRR** προς αξιολόγηση του συνδυασμένου έργου.

Σημεία όπου η μελέτη περιορίζεται:

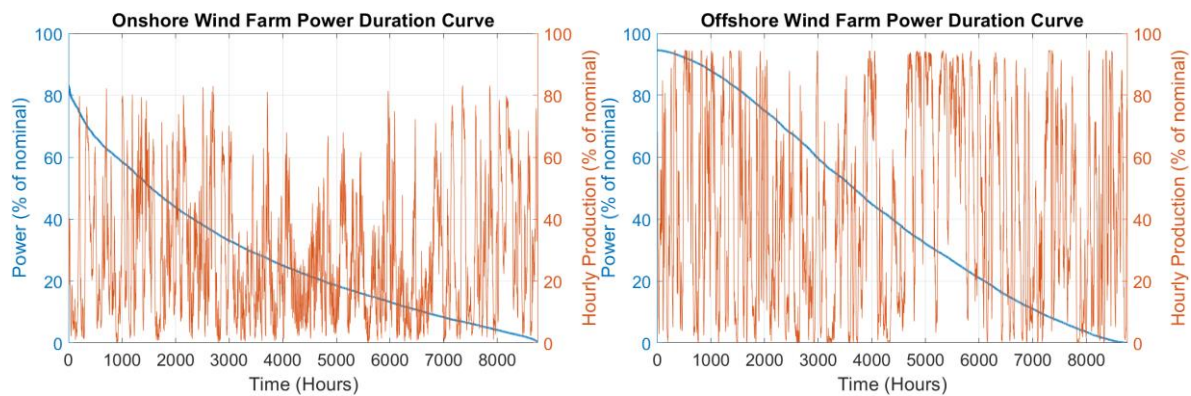
- Δεν γίνεται πρόβλεψη τιμών και ανάλυση κόστους για το μέλλον (πχ. 2050)
- Έλλειψη ανάλυσης περαιτέρω σεναρίων με μεταφορά μέσω LOHC ή αμμωνίας (αν και γενικά από τη βιβλιογραφία προκύπτει ότι δεν είναι ανταγωνιστικοί τρόποι ή τουλάχιστον είναι συγκρίσιμοι, αν όχι χειρότεροι, με το υγρό υδρογόνο).

4 Θεωρήσεις - Δεδομένα

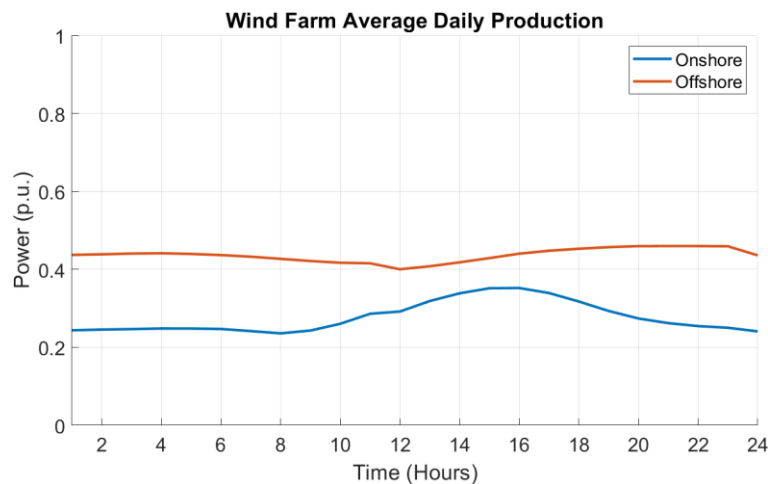
Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης διπλωματικής λαμβάνονται δεδομένα για την κάθε ώρα ενός έτους όσον αφορά τη διαθεσιμότητα του αιολικού σταθμού (υπεράκτιου ή χερσαίου) και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Παρακάτω παρατίθενται θεωρήσεις κόστους, απόδοσης και απωλειών των μερών του σταθμού παραγωγής υδρογόνου.

4.1 Αιολικό Πάρκο

Η διαθέσιμη ενέργεια για την παραγωγή υδρογόνου προέρχεται αποκλειστικά από αιολικά πάρκα, χερσαία ή υπεράκτια. Η διαθεσιμότητα των αιολικών πάρκων δίνεται από μια χρονοσειρά διαθεσιμότητας για την κάθε ώρα ενός έτους αμ. για το κάθε πάρκο ξεχωριστά, όπως φαίνεται στα παρακάτω διαγράμματα.



Διάγραμμα 2: Καμπύλη ισχύος και ωριαία παραγωγή χερσαίου αιολικού πάρκου (αριστερά) και υπεράκτιου αιολικού πάρκου (δεξιά) για ένα έτος.



Διάγραμμα 3: Μέση ημερήσια παραγωγή χερσαίου και υπεράκτιου αιολικού πάρκου.

Χερσαίο Αιολικό Πάρκο	Unit	Value	Ref.
Capex	€/kW	1100	[56]
Opex	%	3% of Capex	[56]
Lifetime	Years	20	

Πίνακας 2: Χαρακτηριστικά χερσαίου αιολικού πάρκου.

Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο	Unit	Value	Ref.
Capex	€/kW	2000 - 3500	[56]
Opex	%	2% of Capex	[56]
Lifetime	Years	20	

Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά υπεράκτιου αιολικού πάρκου.

Ηλεκτρικοί αγωγοί (Διασύνδεση)	Unit	Value	Ref.
CAPEX HVDC (400kV)	M €/km	1,5	[57]
CAPEX HVAC (230kV)	M €/km	1,2	[57]
Απώλειες VSC converter	%	1,5	[21]
Απώλειες HVDC cables (400kV)	%/km	0,003 (>100km)	[21]
Απώλειες HVAC (230kV)	%/km	0,03 (<100km)	[58]

Πίνακας 4: Χαρακτηριστικά ηλεκτρικής διασύνδεσης με τη στεριά.

Μετατροπείς Ισχύος & Υποσταθμός	Unit	Value	Ref.
Χερσαίος Υ/Σ CAPEX	€/kW	150	[59]
Χερσαίος Υ/Σ OPEX	% of CAPEX	2%	
Μετατροπέας Ισχύος CAPEX	€/kW	140	[60]
Μετατροπέας Ισχύος OPEX	% of CAPEX	2%	

Πίνακας 5: Χαρακτηριστικά Μετατροπέα και Υποσταθμού.

Σημειώνεται ότι το CAPEX του υπεράκτιου αιολικού πάρκου περιλαμβάνει τις ανεμογεννήτριες (Α/Γ), την εγκατάστασή τους, και τον ηλεκτρικό εξοπλισμό (υπεράκτιος υποσταθμός και ηλεκτρικοί αγωγοί που συνδέουν τις Α/Γ μεταξύ τους και με τον υποσταθμό). Δηλαδή στο κόστος αυτό δεν περιλαμβάνεται το κόστος διασύνδεσης με τη στεριά, το οποίο μελετάται ξεχωριστά. Το κόστος της διασύνδεσης περιλαμβάνει το κόστος των ηλεκτρικών αγωγών, το κόστος των μετατροπών (HVDC διασύνδεση μόνο) και το κόστος του χερσαίου υποσταθμού. Ο λόγος που προστίθεται το κόστος του χερσαίου υποσταθμού είναι διότι το κόστος του αιολικού πάρκου πρέπει να είναι κοινό στα σενάρια όπου θεωρείται υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Στα σενάρια 1 έως 4 δεν υπάρχει χερσαίος υποσταθμός, οπότε το κόστος του προστίθεται ξεχωριστά, ως μέρος της διασύνδεσης.

Επομένως το συνολικό Capex του αιολικού πάρκου διαμορφώνεται ως εξής:

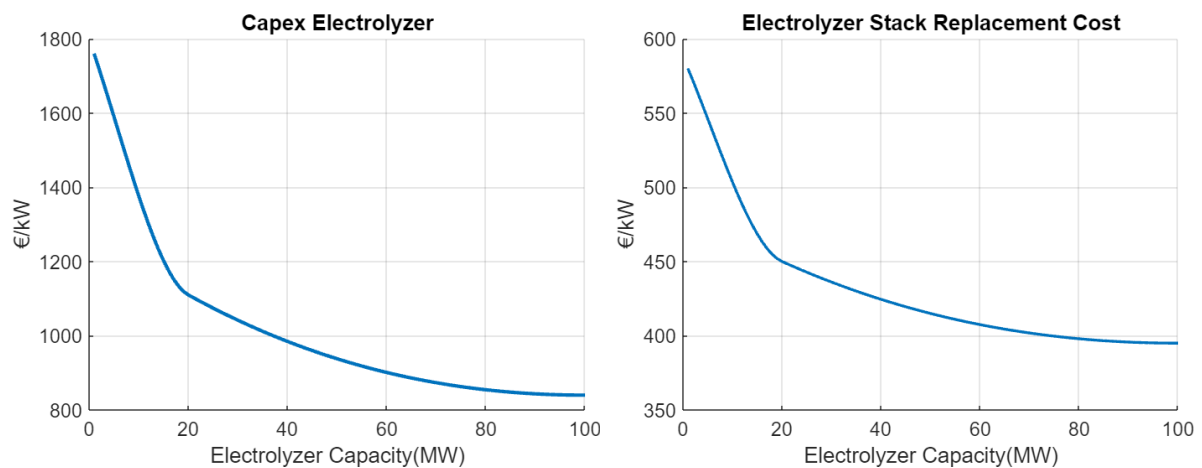
$$Capex_{Total} = Capex_{WindFarm} + Capex_{Cables} + Capex_{ConverterStation} + Capex_{OnshoreSubstation}$$

4.2 Ηλεκτρολύτης

Characteristics (2030)	Unit	Alkaline	PEM	SOEC
Purity	%	99,7 - 99,9	99,9 - 99,9999	>99
Start Response	Seconds	<=600	5 - 60	Υψηλό
Ramp-up / Ramp-down	%/second	0,2 – 20	100	Χαμηλό
Shutdown Response	Seconds	<=600	Λίγα δευτερόλεπτα	Υψηλό
Load Range	%	10 - 110	0 - 160	20 - 100
Operating Pressure	Bar	1 - 30	1 - 70	1
Operating Temperature	°C	60 - 80	50 - 80	650 - 1000
System Lifetime	Years	20	20	20
Electrolyzer stack lifetime	Hours	95.000	75.000	60.000
Power Consumption	kWh/kg _{H2}	47 - 51	49 - 53	37 - 43*
Capex Full System	€/kW	500 - 1000	840 - 1760	800 - 2300
Capex stack	€/kW	270 - 480	395 - 580	400 - 1150
Opex	% of Capex	1,5	1,5	5 - 7

Πίνακας 6: Χαρακτηριστικά ηλεκτρολύτη για διάφορες τεχνολογίες [13] [16] [11].

*Εάν συνοδεύεται από υψηλά ποσά «απόβλητης» θερμότητας.



Διάγραμμα 4: Κόστος ηλεκτρολύτη και αναπλήρωσης στοίβας συναρτήσει της ισχύος του (έως 100MW) [11].

Για τιμές ισχύος ηλεκτρολύτη μεγαλύτερες των 100 MW θεωρούμε το κόστος των 100 MW.

4.3 Λοιπά μέρη του συστήματος:

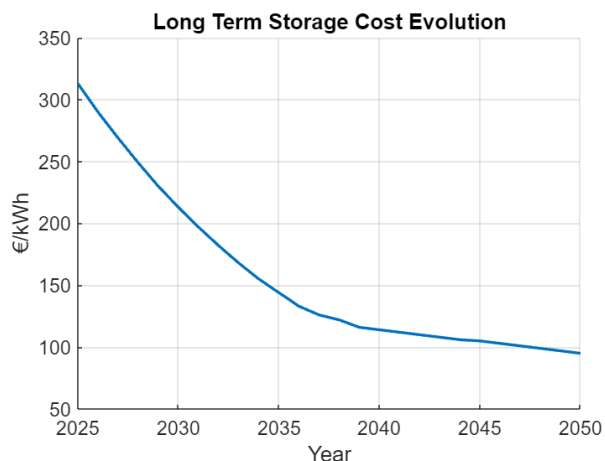
Συμπίεστής	Unit	Value	Ref.
Capex	€	Παρ. 2.8	[19]
Opex	% of Capex	3%	[19]
Lifetime	Years	20	
Consumption	Εικόνα 12		

Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά συμπίεστή.

Μπαταρία	Unit	Value	Ref.
CAPEX	Χωρητικότητα	€/kWh	180 [61]
	Ισχύος	€/kW	120 [61]
Opex	% of CAPEX	1,5%	[62]
Lifetime	Years	20	
Χωρητικότητα	h	2	
Απόδοση (round-trip)	%	85	[63]
Πρόστιμο Εκφόρτισης	€/MWh	10	

Πίνακας 8: Χαρακτηριστικά μπαταρίας.

Για την μακροπρόθεσμη αναπλήρωση κυψελών στην μπαταρία ακολουθείται η παρακάτω καμπύλη κόστους [64]:



Διάγραμμα 5: Κόστος αναπλήρωσης μπαταριών.

Αφαλατωτής	Unit	Value	Ref.
CAPEX	<1000 m ³ /day	€/(m ³ day) 1500	[25]
	>1000 m ³ /day	€/(m ³ day) 1200	[26]
Opex	% of CAPEX	4%	[25]
Consumption	kWh/m ³ H ₂ O	4	[25]
Lifetime	Years	20	

Πίνακας 9: Χαρακτηριστικά αφαλατωτή.

Υποθαλάσσια Αποθήκευση Υδρογόνου	Unit	Value	Ref.
CAPEX	Cushion Gas	M €	Παρ. 2.11.3
	Well	M €	6,5 [32]
	PSA unit	M €	Παρ. 2.11.3
Opex	% of Capex	2%	[32]
Leakage (with CH ₄ as cushion gas)	%	20	[31]
Working Gas/Cushion Gas	Ratio	1,27	[33]

Πίνακας 10: Χαρακτηριστικά υποθαλάσσιας αποθήκευσης.

Δεξαμενές Συμπιεσμένου Υδρογόνου	Unit	Value	Ref.
Capex	€/kg	400	[21]
Opex	%	2% of Capex	[21]
Storage Pressure	Bar	700	[21]
Lifetime	Years	20	

Πίνακας 11: Χαρακτηριστικά χαλύβδινων δεξαμενών για αποθήκευση υδρογόνου.

Μονάδα Υγροποίησης	Unit	Value	Ref.
Capex	€/kg/h	36.000	[21]
Opex	%	4% of Capex	[21]
Consumption	kWh/kg _{H2}	11	[21]
Hydrogen Yield	%	75	[21]
Lifetime	Years	20	

Πίνακας 12: Χαρακτηριστικά μονάδας υγροποίησης.

Κρυογονικές Δεξαμενές	Unit	Value	Ref.
Capex	€/kg	50	[21]
Opex	%	2% of Capex	[21]
Boil-off	%/day	0,1	[23]
Lifetime	Years	20	

Πίνακας 13: Χαρακτηριστικά κρυογονικών δεξαμενών.

Υπεράκτια Πλατφόρμα	Unit	Value	Ref.
Capex	€/MW _{EZ}	704.000	[34]
Opex	%	4,5% of Capex	[34]
Max Capacity EZ	MW	250	[34]
Lifetime	Years	20	

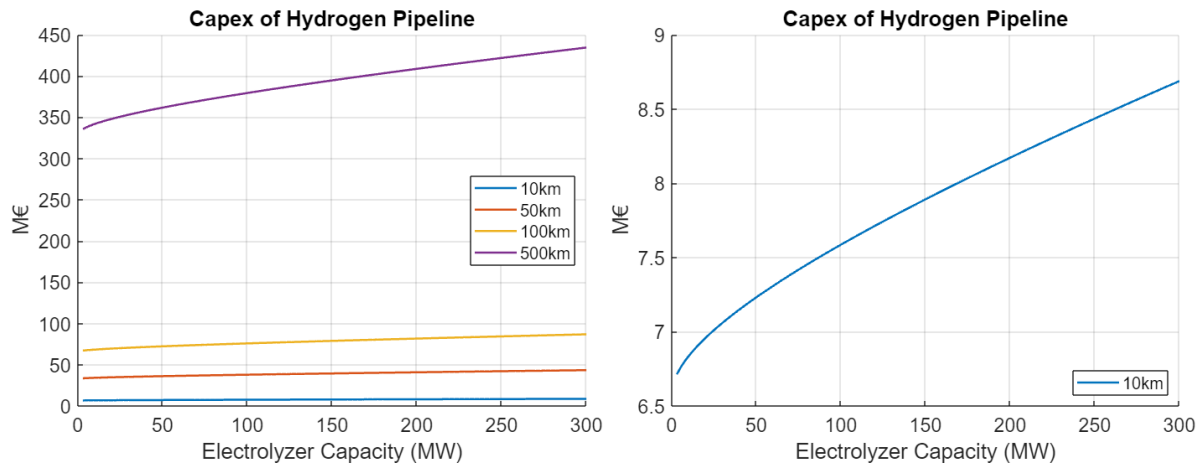
Πίνακας 14: Χαρακτηριστικά πλατφόρμας υποδοχής υπεράκτιας μονάδας παραγωγής υδρογόνου.

Δεξαμενόπλοιο (LH ₂)	Unit	Value	Ref.
Ship Capex	M €	300	[37]
Ship Capacity	m ³	160.000	[37]
Opex	% of Capex	4	[37]
Hydrogen Density	kg/m ³	71	[37]
Storage boil-off	%/day	0,2	[37]
Fuel Demand	MWh/km	2	[37]
Lifetime	Years	40	
Average Speed	km/h	30	[37]
Labor Cost	M €/year	1	[37]
Residual Value (after 20 years)	% of Ship Capex	60	

Πίνακας 15: Χαρακτηριστικά δεξαμενόπλοιου.

Αγωγός υδρογόνου (Pipeline)	Unit	Value	Ref.
Opex	%	2% of Capex pipeline	[21]
Leakage	%	0,01	[35]

Πίνακας 16: Χαρακτηριστικά αγωγού υδρογόνου.



Διάγραμμα 6: Κόστος αγωγού υδρογόνου [35].

Όπως παρατηρούμε από τα διαγράμματα, το κόστος του αγωγού υδρογόνου έχει μεγαλύτερη εξάρτηση από το μήκος του και λιγότερο από την παραγωγή υδρογόνου, που εξαρτάται από το μέγεθος του ηλεκτρολύτη και που καθορίζει τη διάμετρο του αγωγού.

Τέλος έχει θεωρηθεί κόστος παροπλισμού (decommissioning) του έργου κατά τη λήξη του (20 έτη) ίσο με 2% του CAPEX του έργου. Το κόστος αυτό αποπληρώνεται στο 20^ο οικονομικό έτος του έργου και ισούται με:

$$C_{Decom}(\text{€}) = 0,02 * CAPEX_{Project} * \frac{1}{(1+r)^{20}}$$

Όπου r το επιτόκιο αναγωγής.

5 Προσομοίωση

5.1 Περιγραφή προσομοίωσης

Η μοντελοποίηση του συνδυαστικού έργου αιολικού πάρκου - μονάδας παραγωγής υδρογόνου γίνεται ως εξής:

Καταρχάς η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος γίνεται για ένα έτος, και καθώς τα δεδομένα μας δίνονται για κάθε ώρα του έτους, οι μεταβλητές μας θα αντιστοιχούν σε κάθε ώρα του έτους, δηλαδή κάθε ποσότητα θα περιλαμβάνει 8760 μεταβλητές. Η ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται από το αιολικό πάρκο είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθεί με διάφορους τρόπους. Καταρχάς, έχει τη δυνατότητα να εγχυθεί απευθείας στο δίκτυο. Επίσης, δύναται να τροφοδοτήσει τη μονάδα της ηλεκτρόλυσης προς παραγωγή υδρογόνου ή, τέλος, να φορτίσει το σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία), εάν αυτό υπάρχει. Κάθε σενάριο που εξετάζεται διαθέτει μια συγκεκριμένη τιμή πώλησης του υδρογόνου. Επιπλέον είναι δεδομένη η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε ώρα του έτους. Έτσι, κάθε ώρα λαμβάνεται η απόφαση ως προς το πως θα γίνει η εκμετάλλευση της διαθέσιμης ενέργειας. Για παράδειγμα για τιμή ηλεκτρικής ενέργειας η οποία ξεπερνά την αντίστοιχη τιμή πώλησης του υδρογόνου, όταν αυτή συγκρίνεται σε ίδια βάση (€/kWh), τότε είναι συμφέρουσα η έγχυση της ενέργειας απευθείας στο δίκτυο, κοκ. Για τη μετατροπή της τιμής πώλησης υδρογόνου από €/kg σε €/kWh χρησιμοποιείται η ισοδύναμη ενέργεια που περιλαμβάνει το υδρογόνο βάσει της ελάχιστης θερμικής αξίας του (LHV), όπου 1 kg υδρογόνου αντιστοιχεί σε 33,33 kWh. Στην απόφαση λαμβάνεται επίσης υπόψη η δυνατότητα φόρτισης της μπαταρίας με σκοπό τη χρήση της ενέργειας, είτε προς το δίκτυο είτε προς τον ηλεκτρολύτη, σε μια μεταγενέστερη χρονική στιγμή, ακολουθώντας τον παραπάνω κανόνα.

Σκοπός του μοντέλου είναι η μεγιστοποίηση του κέρδους του έργου, η οποία θεωρείται ως η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος. Στη μοντελοποίηση εισάγονται περιορισμοί μέσω μαθηματικών εξισώσεων και ανισώσεων, οι οποίοι είναι γραμμικοί αλλά περιέχουν τόσο πραγματικές όσο και δυαδικές μεταβλητές, με αποτέλεσμα το πρόβλημα να μπορεί να επιλυθεί χρησιμοποιώντας μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού ακέραιων μεταβλητών (MILP – Mixed Integer Linear Programming). Το λογισμικό που χρησιμοποιείται είναι το General Algebraic Modeling System (GAMS), το οποίο είναι κατάλληλο για επίλυση προβλημάτων MILP. Το GAMS παρέχει επίσης επιλογές για διαφορετικούς επιλυτές. Για το παρόν αναπτυχθέν μοντέλο επιλέχθηκε ο επιλυτής CPLEX, ο οποίος προτείνεται για επίλυση μεγάλων και περίπλοκων γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης. Τέλος χρησιμοποιήθηκε και το πρόγραμμα MATLAB για την είσοδο των δεδομένων στο GAMS, την επεξεργασία των αποτελεσμάτων του

αλγορίθμου της βελτιστοποίησης από το GAMS και την απεικόνισή αυτών.

Αναφορικά με τα σενάρια που εκτελέσθηκαν, θεωρείται ηλεκτρολύτης με ονομαστική ισχύ από 0,1 αμ. έως 1 αμ. της ονομαστικής ισχύος του αιολικού πάρκου και με βήμα 0,1 αμ.. Αντίστοιχα θεωρείται μπαταρία με ισχύ από 0 αμ. έως 1 αμ. της ονομαστικής ισχύος του αιολικού πάρκου και βήμα 0,1 αμ.. Η μπαταρία θεωρείται δύο ωρών (2-h) στην έξοδο της, συνεπώς η χωρητικότητά της είναι η διπλάσια της ισχύος της. Λαμβάνονται υπόψη οι καταναλώσεις ενέργειας των απαραίτητων συστημάτων για παραγωγή υδρογόνου, καθώς επίσης και οι λειτουργικοί περιορισμοί έγχυσης στο δίκτυο για Α/Π, σύμφωνα με την [42]. Τα αποτελέσματα εξάγουν δεδομένα για την είσοδο και έξοδο του ηλεκτρολύτη, τη φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας και την κατανομή ενέργειας του αιολικού πάρκου.

5.2 Εξισώσεις Μοντέλου

5.2.1 Περιορισμοί Ισοζυγίου Ενέργειας

Κάθε στιγμή η ενέργεια που χρησιμοποιείται είναι η διαθέσιμη του αιολικού, οπότε το άθροισμα των μεταβλητών των στοιχείων που απορροφούν ισχύ πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο με τη διαθέσιμη ισχύ του αιολικού πάρκου. Η ανισότητα που περιγράφει αυτή τη σχέση είναι η εξής:

$$P_{EZ_{plant}}(t) + P_{WF_{toGrid}}(t) + P_{Battery_{charge}}(t) \leq P_{WindFarm}(t) \quad (5.1)$$

Όπου:

- $P_{EZ_{plant}}$ η ισχύς που παρέχει το αιολικό σε όλη τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου και σε όλα τα μέρη και υποσυστήματα που συνοδεύουν την επεξεργασία του υδρογόνου όπως συμπιεστής, αφαλατωτής κτλ.
- $P_{WF_{toGrid}}$ η ισχύς που εγχέει το αιολικό στο δίκτυο.
- $P_{Battery_{charge}}$ η ισχύς φόρτισης της μπαταρίας και $P_{WindFarm}$ η διαθέσιμη ισχύς του αιολικού.

Η κάθε εξίσωση ισχύει για κάθε ώρα του έτους, οπότε η μεταβλητή t , η οποία ορίζει το σετ των ωρών, υποδηλώνει σε ποια ώρα του έτους βρισκόμαστε. Ακόμα, όλες οι μεταβλητές είναι θετικά μεγέθη.

5.2.2 Περιορισμοί Μπαταρίας

Οι περιορισμοί της μπαταρίας, που περιγράφονται παρακάτω, αφορούν την αδυναμία ταυτόχρονης φόρτισης ($P_{Battery_{charge}}$) και εκφόρτισης ($P_{Battery_{discharge}}$) καθώς και τον ορισμό της μέγιστης ισχύος φόρτισης και εκφόρτισης η οποία ορίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ ($P_{B,max}$)είναι ότι δεν μπορεί να φορτίζεται και να εκφορτίζεται

ταυτόχρονα, κάθε ώρα μπορεί να φορτιστεί μέχρι όσο ορίζει η ισχύς της, καθώς και ότι η στάθμη φόρτισης δεν μπορεί να ξεπεράσει την χωρητικότητά της.

$$P_{Battery_{charge}}(t) \leq kb(t) * P_{B,max} \quad (5.2)$$

$$P_{Battery_{discharge}}(t) \leq (1 - kb(t)) * P_{B,max} \quad (5.3)$$

Εδώ η μεταβλητή kb είναι μια δυαδική μεταβλητή, οπότε όποια τιμή κι αν πάρει στη μία εξίσωση, ο παράγοντας του $P_{B,max}$ στην άλλη θα είναι ο συμπληρωματικός του. Συνεπώς ένας από τους δύο περιορισμούς θα είναι πάντα 0, κι έτσι η μπαταρία μπορεί μόνο να φορτίζεται ή να εκφορτίζεται.

Οι εξισώσεις (5.4) και (5.5) χρησιμοποιούνται για τη διατήρηση του ισοζυγίου ενέργειας εντός της μπαταρίας. Λαμβάνεται υπόψη η απόδοση (n_B) φόρτισης και εκφόρτισης, ενώ συγκεκριμένα για την 1^η ώρα του έτους, όπου η τιμή $t-1$ δεν υφίσταται, λαμβάνεται υπόψη μια προκαθορισμένη αρχική στάθμη φόρτισης ($B_{SOC,0}$). Η εξίσωση (5.6) περιορίζει την ενέργεια που βρίσκεται εντός της αποθήκευσης σύμφωνα με την εγκατεστημένη χωρητικότητά της ($C_{B,max}$).

$$Battery_{SOC}(1) = B_{SOC,0} + n_B * P_{Battery_{charge}}(1) - \frac{1}{n_B} * P_{Battery_{discharge}}(1) \quad (5.4)$$

$$Battery_{SOC}(t) = Battery_{SOC}(t-1) + n_B * P_{Battery_{charge}}(t) - \frac{1}{n_B} * P_{Battery_{discharge}}(t) \quad (5.5)$$

$$Battery_{SOC}(t) \leq C_{B,max} \quad (5.6)$$

Στην (5.7), ορίζονται οι επιλογές εκφόρτισης της μπαταρίας, δηλαδή είτε προς τον ηλεκτρολύτη ($P_{Battery_{dischargeH2}}$), είτε προς το δίκτυο ($P_{Battery_{dischargeGrid}}$).

$$P_{Battery_{discharge}}(t) = P_{Battery_{dischargeH2}}(t) + P_{Battery_{dischargeGrid}}(t) \quad (5.7)$$

5.2.3 Περιορισμός Έγχυσης στο Δίκτυο

Σύμφωνα με τους λειτουργικούς περιορισμούς έγχυσης στο δίκτυο, είναι δυνατή η έγχυση ισχύος στο δίκτυο από τη διαθέσιμη ισχύ του αιολικού πάρκου και της μπαταρία, τηρώντας πάντα τα όρια έγχυσης ($P_{Grid_{injec,max}}$) που ορίστηκαν στην παράγραφο 2.15 της παρούσας εργασίας.

$$P_{WFtoGrid}(t) + P_{Battery_{dischargeGrid}}(t) \leq P_{Grid_{injec,max}} \quad (5.8)$$

5.2.4 Περιορισμοί για τον Ηλεκτρολύτη

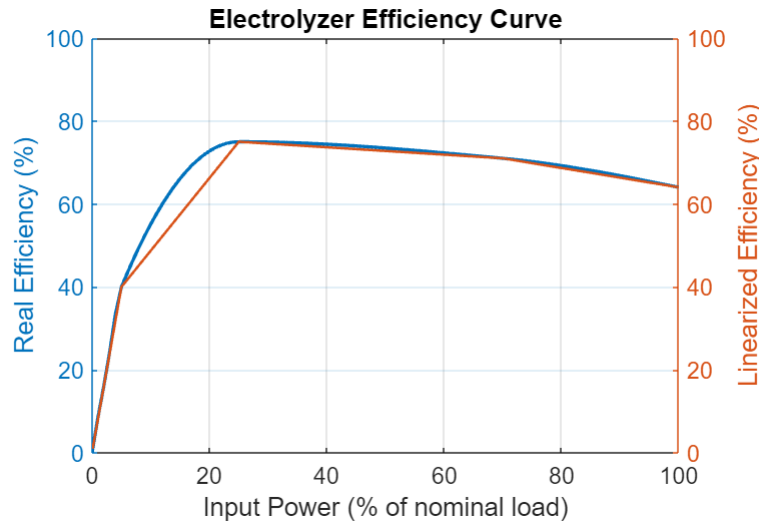
Σύμφωνα με τον περιορισμό (5.9), η ισχύς που διατίθεται αποκλειστικά στον ηλεκτρολύτη (P_{In_EZ}) δεν μπορεί να υπερβαίνει την ονομαστική ισχύ του (Cap_{EZ}). Η σχέση 5.10 υποδεικνύει ότι η ισχύς εισόδου του ηλεκτρολύτη (της στοίβας δηλαδή) ισούται με την ισχύ που δίνει το αιολικό σε όλη τη μονάδα παραγωγής και διαχείρισης υδρογόνου συν την ισχύ που μπορεί να δίνει η μπαταρία, αφαιρώντας τις απώλειες (Losses) που έχουν τα υποσυστήματα της μονάδας ηλεκτρόλυσης (συμπιεστής, αφαλατωτής, μονάδα υγροποίησης). Οι απώλειες αυτές είναι ποσοστά της παραγόμενης ποσότητας υδρογόνου, P_{Out_EZ} (σε MWh), ωστόσο δεν αποτελούν απώλειες παραγόμενου υδρογόνου αλλά, στην ουσία, επιπρόσθετη απαίτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

$$P_{In_EZ}(t) \leq Cap_{EZ} \quad (5.9)$$

$$P_{in_EZ}(t) = P_{EZ_plant}(t) + P_{Battery_dischargeH2}(t) - P_{Out_EZ}(t) * Losses \quad (5.10)$$

5.2.5 Γραμμικοποίηση Απόδοσης Ηλεκτρολύτη

Ο ηλεκτρολύτης δεν έχει σταθερή απόδοση, αλλά αυτή εξαρτάται από το επίπεδο του φορτίου που δέχεται στην είσοδό του. Η σχέση ισχύς εισόδου - απόδοσης όμως δεν είναι γραμμική και ακολουθεί την καμπύλη (μπλε) του παρακάτω σχήματος:



Διάγραμμα 7: Απόδοση ηλεκτρολύτη: Μπλε καμπύλη: πραγματική απόδοση ηλεκτρολύτη, Πορτοκαλί Καμπύλη: γραμμικοποιημένη απόδοση ηλεκτρολύτη.

Η μπλε καμπύλη είναι η πραγματική απόδοση του ηλεκτρολύτη [65]. Ωστόσο η εισαγωγή της απόδοσης σε αυτή τη μορφή (μη-γραμμική) προσδίδει στο πρόβλημα σημαντική πολυπλοκότητα, και άρα αύξηση του χρόνου επίλυσης, δημιουργώντας έτσι την ανάγκη απλοποίησης της καμπύλης απόδοσης. Αυτό γίνεται με γραμμικοποίηση (τμηματοποίηση) της καμπύλης πραγματικής απόδοσης μέσω δειγματοληψίας κρίσιμων

σημείων, όπου αλλάζει απότομα η κλίση της. Έτσι, προκύπτει η γραμμικοποιημένη απόδοση του ηλεκτρολύτη (πορτοκαλί καμπύλη).

Με την τεχνική αυτή βελτιστοποιείται η πολυπλοκότητα του προβλήματός, καθώς δημιουργούνται γραμμικά κομμάτια – «μπλοκ», τα οποία μπορούν να εισαχθούν στον αλγόριθμο.

Για την εισαγωγή των δεδομένων στο GAMS, θεωρείται το διάνυσμα (x_{val}), το οποίο προκύπτει από δειγματοληψία της καμπύλης απόδοσης στα κρίσιμά της σημεία. Ύστερα, το διάνυσμα εξόδου (y_{val}) προκύπτει από πολλαπλασιασμό του (x_{val}) επί την τιμή της απόδοσης στο αντίστοιχο σημείο.

Τα διανύσματα που σχηματίζονται είναι τα εξής:

$$x_{val}(j) = [0 \ 0,1 \ 2,5 \ 5 \ 25 \ 70 \ 100] \text{ (για το } Pin \text{)}$$

$$y_{val}(j) = [0 \ 0,001 \ 0,5 \ 2 \ 18,75 \ 49,7 \ 64] \text{ (για το } Pout \text{)}$$

Εδώ εισάγεται μια άλλη μεταβλητή, το j , η οποία ορίζει το σετ της αρίθμησης των κρίσιμων σημείων της γραμμικοποιημένης καμπύλης, δηλαδή $j = \{1,2,3,4,5,6,7\}$, ενώ $t = \{1,2,3,...,8760\}$.

Οι σχέσεις που διέπουν τη γραμμικοποίηση του ηλεκτρολύτη είναι οι εξής:

$$Pin_{aux}(t) = \frac{100}{Cap_{EZ}} * Pin_{EZ}(t) \quad (5.11)$$

$$Pout_{aux}(t) = \frac{100}{Cap_{EZ}} * Pout_{EZ}(t) \quad (5.12)$$

$$Pin_{aux}(t) = \sum_{j=1}^7 [lam(t,j) * x_{val}(j)] \quad (5.13)$$

$$Pout_{aux}(t) = \sum_{j=1}^7 [lam(t,j) * y_{val}(j)] \quad (5.14)$$

$$\sum_{j=1}^7 [lam(t,j)] = 1 \quad (5.15)$$

$$lam(t,j) \leq bin(t,j-1) + bin(t,j) * notlast(j) \quad (5.16)$$

$$\sum_{j=1}^7 [j * notlast(j), bin(t,j)] = 1 \quad (5.17)$$

$$Pin_{aux}.lo(t) = smin(j, x_{val}(j)) \quad (5.18)$$

$$Pin_{aux}.up(t) = smax(j, x_{val}(j)) \quad (5.19)$$

Οι $Pin_{aux}(t)$, $Pout_{aux}(t)$ είναι βοηθητικές μεταβλητές. Στην ουσία αν το Cap_{EZ} είναι διαφορετικό του 100, τότε αυτός ο αριθμός πρέπει να θεωρείται ως το καινούργιο «100%» της ισχύος του ηλεκτρολύτη. Μετά από αυτόν τον μετασχηματισμό παίρνουμε πάλι πίσω τα δεδομένα για τα $Pin_{EZ}(t)$, $Pout_{EZ}(t)$.

Η μεταβλητή $bin(t,j)$ είναι μια SOS1 μεταβλητή, ορισμένη στο (t,j) σετ (δηλαδή για κάθε t έχει j στοιχεία) και λειτουργεί εδώ ακριβώς όπως μια δυαδική μεταβλητή, απλά οι SOS1 προτείνονται για βελτιστοποίηση του χρόνου επίλυσης του αλγορίθμου όταν τα σετ είναι ορθά διατεταγμένα (έχουν αύξουσα ή φθίνουσα σειρά). Γενικά οι SOS1 μεταβλητές είναι ένα υποσύνολο μεταβλητών, που επιτρέπουν μόνο σε μία μεταβλητή του υποσυνόλου αυτού να είναι θετική, χωρίς άνω όριο [66]. Εδώ παρ' όλ' αυτά έχουμε τη συνθήκη (5.17) που περιορίζει τη SOS1 μεταβλητή και αυτή τελικά, αφού μόνο μια μεταβλητή του σετ μπορεί να είναι κάθε φορά θετική, παίρνει την τιμή 1 και άρα λειτουργεί σαν δυαδική. Η συνθήκη $notlast$, στην εξίσωση (5.17), εξαιρεί την τελευταία τιμή του j σετ, δηλαδή το σημείο 7, κι έτσι στην ουσία το bin υποδεικνύει το μπλοκ γραμμικοποίησης στο οποίο βρισκόμαστε (7 σημεία, 6 μπλοκ ανάμεσά τους).

Η μεταβλητή $lam(t,j)$, επίσης ορισμένη στο σετ (t,j) , καθορίζει τα βάρη με τα οποία πολλαπλασιάζονται οι παράμετροι x_{val} και y_{val} για να μας δώσουν τις τιμές των Pin_{aux} και $Pout_{aux}$. Από την εξίσωση (5.16) η lam περιορίζεται ώστε να μπορούν να είναι ενεργές μόνο 2 μεταβλητές από το j σετ και καθορίζονται από το bin , δηλαδή το μπλοκ της γραμμικοποίησης που βρισκόμαστε. Για παράδειγμα αν το $bin(t,4)$ είναι ενεργό τότε μόνο οι $lam(t,4)$ και $lam(t,5)$ είναι μη μηδενικές. Το άθροισμα των 2 αυτών lam μεταβλητών ισούται πάντα με 1.

Η αρχή αυτή της γραμμικοποίησης αναλύεται στο [67]. Ας θεωρήσουμε τμηματική γραμμική συνάρτηση καθορισμένη από τα σημεία $\{a_i, f(a_i)\}$, με $i=1, \dots, r$. Τότε, κάθε $a_i \leq x \leq a_r$ μπορεί να γραφεί ως:

$$x = \sum_{i=1}^r \lambda_i * a_i \quad , \quad \sum_{i=1}^r \lambda_i = 1 \quad , \quad \lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_r) \in R_+^r \quad (5.20)$$

Τα λ_i δεν είναι μοναδικά, αλλά αν $a_i \leq x \leq a_r$ και το λ έχει επιλεγεί ώστε $x = \lambda_i * a_i + \lambda_{i+1} * a_{i+1}$ και $\lambda_i + \lambda_{i+1} = 1$, τότε έχουμε ότι $f(x) = \lambda_i * f(a_i) + \lambda_{i+1} * f(a_{i+1})$. Δηλαδή:

$$f(x) = \sum_{i=1}^r \lambda_i * f(a_i) \quad , \quad \sum_{i=1}^r \lambda_i = 1 \quad , \quad \lambda \in R_+^r \quad (5.21)$$

Εάν μόνο 2 εκ των λ_i είναι θετικά, τότε πρέπει να είναι διαδοχικά.

Οι εξισώσεις (5.18), (5.19) ορίζουν τα κάτω όρια των μεταβλητών να είναι η αρχή των σημείων της τμηματικής καμπύλης.

Τελικά, οι τιμές Pin_{EZ} και $Pout_{EZ}$ προκύπτουν μέσα από τις παραπάνω εξισώσεις της γραμμικοποίησης.

5.2.6 Αντικειμενική Συνάρτηση

$$Revenue = \sum_{t=1}^{8760} \left[P_{out_{EZ}} * H_{2_{price}} - P_{Battery_{discharge}}(t) * Penalty_{Discharge} + \left(P_{WF_{toGrid}}(t) + P_{Battery_{dischargeGrid}}(t) \right) * ElectricityPrice \right] (\text{€}) \quad (5.22)$$

Τα έσοδα του έργου προέρχονται από την πώληση του υδρογόνου στην προκαθορισμένη τιμή $H_{2_{price}}$ που έχουμε βάλει (σε €/MWh), από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο (από αιολικό και μπαταρία), ενώ έχουμε και πρόστιμο εκφόρτισης μπαταρίας ($Penalty_{Discharge}$) ίσο με 10 €/MWh. Το πρόστιμο αυτό υπεισέρχεται για την αποφυγή «άσκοπων» εκφορτίσεων της αποθήκευσης, σε περιπτώσεις όπου το διαφορικό τιμής δεν είναι αρκετά υψηλό. Συνεπώς, με αυτόν τον απλό τρόπο, λαμβάνεται υπόψη και συνυπολογίζεται η απώλεια ζωής των μπαταριών που εμφανίζεται σε κάθε κύκλο λειτουργίας τους.

6 Οικονομική Αξιολόγηση

6.1 Θεωρήσεις αξιολόγησης

Η μελέτη γίνεται για ένα οικονομικό έτος και τα αποτελέσματά της ανάγονται στα 20 έτη, θεωρώντας δηλαδή ότι κάθε έτος έχουμε τα ίδια αποτελέσματα από την προσομοίωση. Οι δείκτες που χρησιμοποιούνται για να ελεγχθεί η απόδοση και η βιωσιμότητα του έργου (αιολικό + παραγωγή υδρογόνου) είναι οι: LCOE, LCOH, NPV και IRR, ανάλογα το σενάριο που εξετάζεται κάθε φορά [68].

Το Net Present Value (NPV) είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης, ορίζει την αξία αυτής της επένδυσης στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής της λειτουργίας και δίνεται από τη σχέση:

$$NPV = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+r)^t} + \frac{YA_N}{(1+r)^N} \quad (\text{€})$$

Όπου:

- K_0 το αρχικό συνολικό κόστος της επένδυσης
- KTP η Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους t
- r το επιτόκιο αναγωγής
- YA_N η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο N -οστό έτος.

Η Καθαρή Ταμειακή Ροή ισούται με:

$$KTP = (E_t - \Delta I_t) * (1 - \Phi\Sigma) + A_t * \Phi\Sigma$$

όπου E_t τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και υδρογόνου.

Η απόσβεση θεωρείται γραμμική και ορίζεται ως:

$$A_t = \frac{K_0}{N}$$

Αντίστοιχα ο δείκτης Internal Rate of Return (IRR) ονομάζεται Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης και είναι η τιμή του επιτοκίου αναγωγής που κάνει την NPV της επένδυσης, για τη διάρκεια της οικονομικής αξιολόγησης, ίση με το μηδέν. Ειδικότερα, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης εκφράζει την απόδοση κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της και αποτελεί ένα αντικειμενικό μέτρο σύγκρισης μεταξύ επενδύσεων. Συνεπώς, ο IRR της επένδυσης προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (\text{€})$$

Για την οικονομική αξιολόγηση θεωρούμε τα εξής:

- Χρονική περίοδος οικονομικής αξιολόγησης (N): 20 έτη

- Επιτόκιο αναγωγής (r): 8%
- Φορολογικός Συντελεστής (ΦΣ): 22%

6.2 LCOE

Ένας δείκτης που αξιολογεί την επένδυση του αιολικού πάρκου είναι αυτός του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost of Energy - LCOE), που εκφράζει τη μέση τιμή με την οποία πρέπει να αποζημιώνεται η παραγωγή του σταθμού ώστε να αποσβένεται το αρχικό κόστος επένδυσης και το σύνολο των λειτουργικών εξόδων. Η τιμή αυτή αντιστοιχεί στην ελάχιστη αποδεκτή τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, προκειμένου η επένδυση να είναι βιώσιμη.

$$LCOE = \frac{K_{o,tot} + \left(\sum_{t=1}^N \frac{-A_t * \Phi\Sigma + \Lambda\Delta_t * (1 - \Phi\Sigma)}{(1+r)^t} \right) - \frac{\gamma A_N}{(1+r)^N}}{(1 - \Phi\Sigma) * \sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1+r)^t}} \quad (\text{€/MWh})$$

Όπου:

- $K_{o,tot}$ το αρχικό επενδυτικό κόστος του σταθμού
- $\Lambda\Delta_t$ οι λειτουργικές δαπάνες για το οικονομικό έτος t
- $\Phi\Sigma$ ο φορολογικός συντελεστής
- E_{gen} η χρησιμοποιούμενη ενέργεια (MWh)
- γA_N η υπολειμματική αξία της επένδυσης (στην περίπτωση του αιολικού σταθμού 0, καθώς θεωρούμε ότι στο τέλος του έργου παροπλίζεται ο εξοπλισμός)
- N η διάρκεια της επένδυσης σε έτη
- A_t η ετήσια απόσβεση
- r το επιτόκιο αναγωγής.

Οι τιμές αυτών των μεγεθών ορίζονται στην παράγραφο 6.1.

6.3 LCOH

Το LCOH, παρόμοια με το LCOE είναι το σταθμισμένο κόστος του υδρογόνου και μας δείχνει την τιμή που πρέπει να πουλήσουμε το υδρογόνο για να είναι βιώσιμο η κατασκευή της μονάδας παραγωγής πράσινου υδρογόνου.

$$LCOH = \frac{K_{o,tot} + \left(\sum_{t=1}^N \frac{-A_t * \Phi\Sigma + \Lambda\Delta_t * (1 - \Phi\Sigma)}{(1+r)^t} \right) - \frac{\gamma A_N}{(1+r)^N}}{(1 - \Phi\Sigma) * \sum_{t=1}^N \frac{H_{gen,t}}{(1+r)^t}} \quad (\text{€/kg}_{H_2})$$

,όπου H_{gen} η παραγόμενη ποσότητα υδρογόνου σε kg. Οι υπόλοιπες ποσότητες είναι ίδιες με το LCOE. Το $K_{o,tot}$ αποτελείται από τις αρχικές επενδύσεις (Capex) όλων των μερών που έχουν να κάνουν με την

παραγωγή υδρογόνου και οι λειτουργικές δαπάνες αποτελούνται από τα ετήσια κόστη των αντίστοιχων μερών (Opex).

6.4 Βελτιστοποίηση αποθηκευτικού χώρου κρυογονικών δεξαμενών

Η αποθήκευση υγρού υδρογόνου σε ειδικές κρυογονικές δεξαμενές πάνω στην πλατφόρμα έρχεται με περιορισμούς. Πέρα από τον χωροταξικό περιορισμό, καθώς οι πλατφόρμες καταλαμβάνουν τον απολύτως απαραίτητο χώρο στις υπεράκτιες εφαρμογές, υπάρχουν τα ζητήματα της αναπόφευκτης εξάτμισης του υδρογόνου (0,1%/μέρα) και κυρίως του κόστους (50 €/kg_{H2}). Η μεταφορά στις περιπτώσεις παραγωγής υγρού υδρογόνου γίνεται πάντα με δεξαμενόπλοια, οπότε υπεισέρχεται το ζήτημα της βελτιστοποίησης του αποθηκευτικού χώρου, ή αλλιώς το πόσο συχνά θα εκφορτώνεται η παραγωγή στο δεξαμενόπλοιο. Επίσης τα δεξαμενόπλοια έχει θεωρηθεί ότι καταναλώνουν υδρογόνο για την μετακίνησή τους, κι αυτό προμηθεύεται από το υδρογόνο που παράγει το ίδιο το έργο. Οπότε δεν συμφέρει να πηγαινοέρχονται ούτε πολύ συχνά ούτε πολύ αραιά, γιατί τότε θα χρειάζεται περισσότερος αποθηκευτικός χώρος στην πλατφόρμα. Η βελτιστοποίηση πραγματοποιείται με ελαχιστοποίηση του ετήσιου συνολικού κόστους που προκύπτει από το κόστος της αποθήκευσης, τις απώλειες λόγω εξάτμισης της κρυογονικής δεξαμενής στην πλατφόρμα και του κόστους του υδρογόνου που χάνεται ως καύσιμο. Όπως έχει αναφερθεί και στην ενότητα (2.12.2), οι κρυογονικές δεξαμενές του πλοίου έχουν επίσης εξάτμιση (boil-off) ίση με 0,2%/μέρα, αλλά σε αυτή τη περίπτωση αυτό λειτουργεί ευεργετικά καθώς το εξατμιζόμενο υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο.

Η συνάρτηση κόστους σχηματίζεται ως εξής:

$$\frac{Y * P_{out_{H_2}}}{365} * 50 + \frac{365}{Y} * 2 * D * 6 * H_{2,price} + \left(0,001 * Y - 0,002 * \frac{D}{35 * 24} \right) P_{out_{H_2}} * H_{2,price}$$

Όπου:

- Y οι μέρες αποθήκευσης στις δεξαμενές της πλατφόρμας (βασισμένο στη μέση παραγωγή ανά μέρα)
- D η απόσταση από το προορισμένο σημείο εκφόρτωσης στη στεριά (km)
- $P_{out_{H_2}}$ η ετήσια παραγωγή υδρογόνου σε kg
- $H_{2,price}$ η τιμή πώλησης του υδρογόνου (€/kg_{H2})

Το δεξαμενόπλοιο καταναλώνει 2 MWh/km, ή αλλιώς 6 kg_{H2}/km. Ο πρώτος όρος μας δείχνει το κόστος της αποθήκευσης στις δεξαμενές, ο δεύτερος μας δείχνει το κόστος που προκύπτει από το πόσες φορές πηγαινοέρχεται το πλοίο κάθε χρόνο (x2 γιατί κάνει 2 φορές τη διαδρομή). Ο τρίτος όρος δείχνει το κόστος (ή την ωφέλεια) από την εξάτμιση του υδρογόνου. Ο παράγοντας $\frac{D}{35*24}$ είναι στην ουσία οι μέρες

που ταξιδεύει το πλοίο, το οποίο θεωρείται πως κινείται με ταχύτητα 35 km/h.

Ελαχιστοποιώντας τη συνάρτηση αυτή για δεδομένη παραγωγή, απόσταση από τη στεριά και τιμή υδρογόνου, προκύπτουν οι βέλτιστες μέρες αποθήκευσης πάνω στην πλατφόρμα.

Για το σενάριο όπου γίνεται αποθήκευση πάνω στο δεξαμενόπλοιο απευθείας αντί σε δεξαμενές (2 δεξαμενόπλοια σε αυτή τη περίπτωση, και τα δύο λειτουργούν ως αποθήκευση και μεταφορά) η συνάρτηση παραμένει ίδια, χωρίς όμως τον πρώτο όρο.

7 Αποτελέσματα Οικονομικής Ανάλυσης

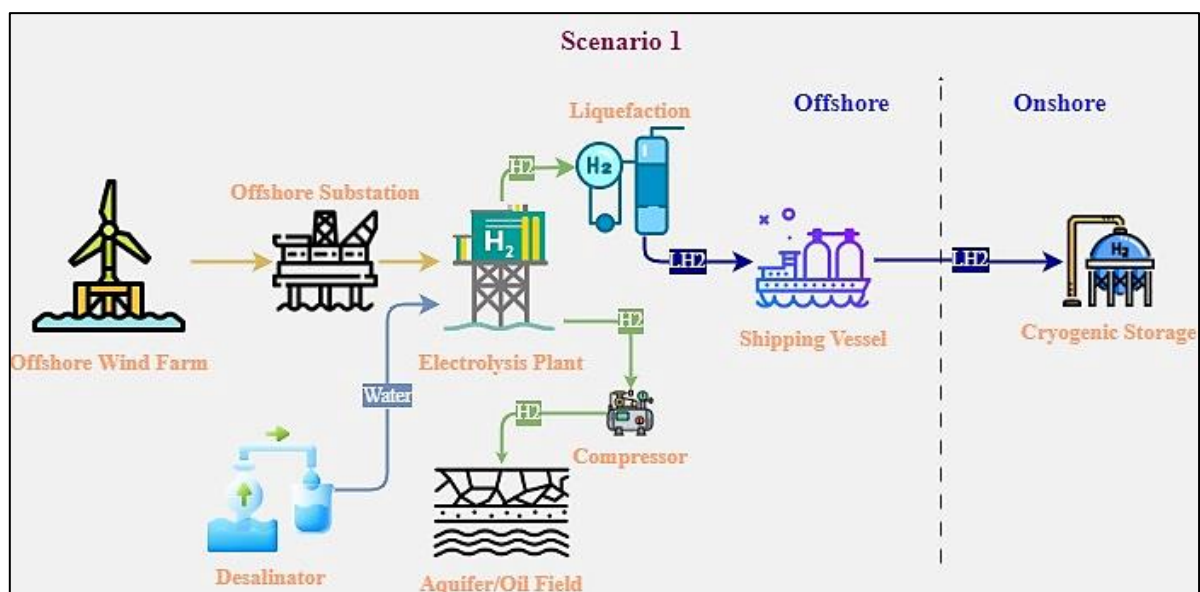
Σενάρια

Τα σενάρια που εξετάζουμε είναι έξι: τα πρώτα τέσσερα για υπεράκτια παραγωγή υδρογόνου και τα δύο τελευταία για χερσαία.

Σε όλα τα σενάρια υπάρχουν παράμετροι που αλλάζουν όπως το μέγεθος του αιολικού, η απόστασή του από τη στεριά (για τα υπεράκτια) και το κόστος των αιολικών. Η βασική περίπτωση εξετάζει **αιολικό πάρκο μεγέθους 300 MW σε απόσταση 10 χιλιομέτρα** από το σημείο σύνδεσης στη στεριά. Εξετάζονται σε ορισμένες περιπτώσεις αιολικά πάρκα μεγέθους 100, 500 και 1000 MW, καθώς και αποστάσεις 50, 100 και 500 χιλιομέτρων. Για τα σενάρια 1-5.5 θεωρείται επιτόκιο αναγωγής $r = 8\%$.

7.1 Σενάριο 1

7.1.1 Διαμόρφωση σεναρίου 1



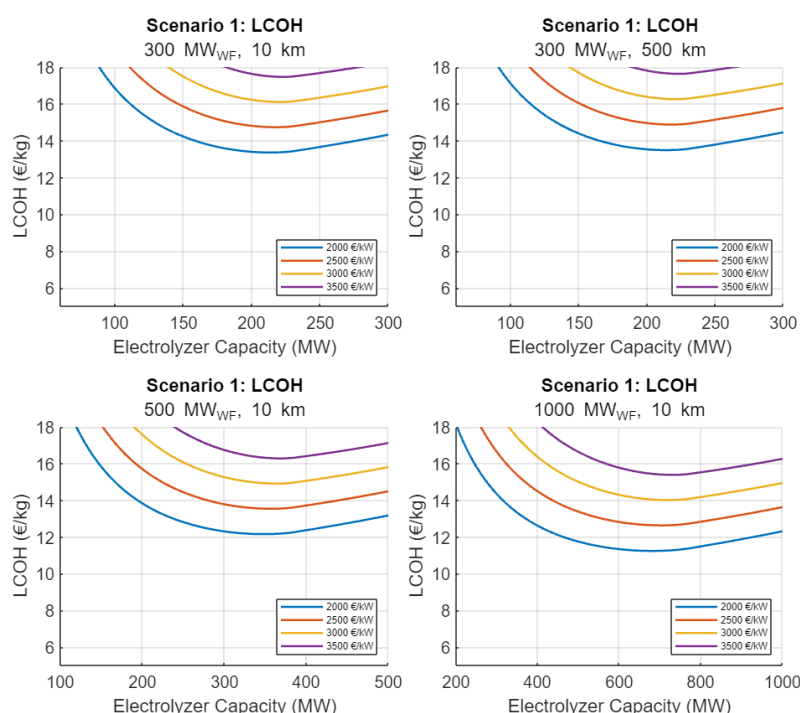
Εικόνα 17: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 1.

Το σενάριο 1 διαμορφώνεται ως εξής: Μελετάται υπεράκτια παραγωγή πράσινου υδρογόνου, δηλαδή τόσο το αιολικό πάρκο όσο και η μονάδα παραγωγής υδρογόνου βρίσκονται στη θάλασσα. Το υδρογόνο σε αυτή την περίπτωση παράγεται στον ηλεκτρολύτη, που είναι εγκατεστημένος σε ειδική πλατφόρμα που φιλοξενεί όλα τα απαραίτητα στοιχεία για την επεξεργασία του υδρογόνου (συμπιεστής, αφαλατωτής). Το υδρογόνο ύστερα συμπιέζεται και αποθηκεύεται σε γεωλογικούς σχηματισμούς στον βυθό της θάλασσας (προϋποθέτει προκαθορισμένη θέση της

εγκατάστασης κοντά σε έναν τέτοιο σχηματισμό). Αυτοί οι σχηματισμοί, όπως προαναφέρθηκε έχουν χωρητικότητες τεράστιας κλίμακας, οπότε κρίνονται ιδανικοί σε περίπτωση εγκατάστασης σε μεγάλες αποστάσεις από τη στεριά. Στην περίπτωση αυτή πριν αποτεθεί το υδρογόνο για μεταφορά με δεξαμενόπλοιο, πρώτα υγροποιείται και ύστερα αποθηκεύεται σε κρυογονικές δομές επί του δεξαμενόπλοιου. Ύστερα στη στεριά έχουμε και πάλι αποθήκευση υπό τη μορφή κρυογονικών δεξαμενών. Είναι άξιο αναφοράς ότι η μεταφορά συμπιεσμένου υδρογόνου (CGH_2) με δεξαμενόπλοια δε λαμβάνεται υπόψη λόγω της μικρότερης ενεργειακής πυκνότητας του υδρογόνου σε αυτές τις συνθήκες, σε σχέση με το υγρό υδρογόνο (LH_2).

7.1.2 Αποτελέσματα σεναρίου:

LCOH:



Διάγραμμα 8: Σενάριο 1: LCOH για υπεράκτιο Α/Π ανά CAPEX Α/Π: (α) ισχύος 300 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (β) ισχύος 300 MW και απόστασης 500 km από τη στεριά, (γ) ισχύος 500 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά και (δ) ισχύος 1000 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά.

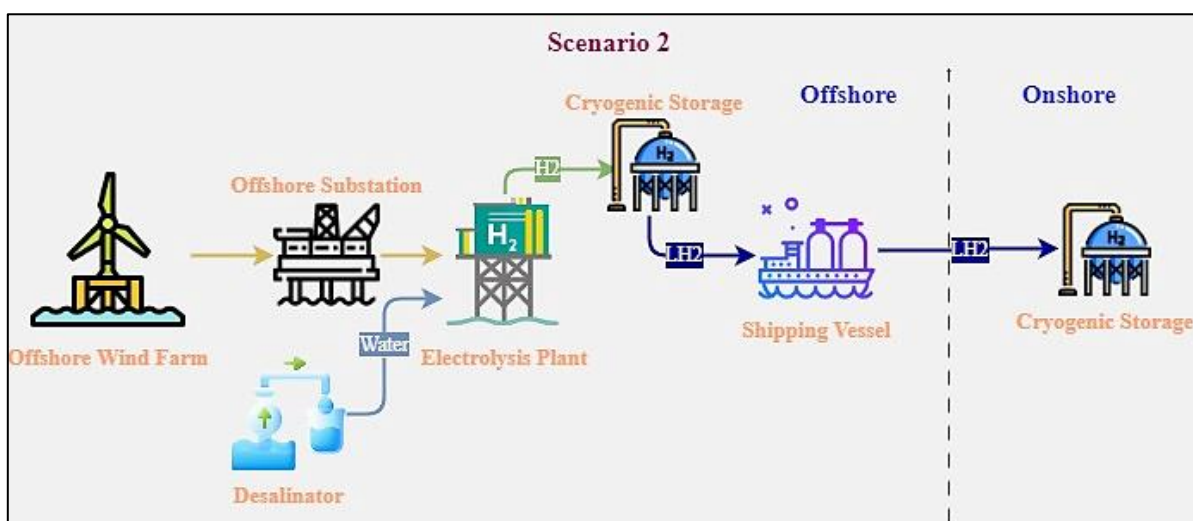
Για αιολικό πάρκο μεγέθους 100 MW το LCOH είναι μεγαλύτερο του 18 €/kg_{H2}, και γι' αυτό δεν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για αυτή την περίπτωση. Όπως φαίνεται από τα δύο πρώτα σχήματα, η απόσταση δεν επηρεάζει αισθητά το LCOH, καθώς το μόνο που αλλάζει με την απόσταση είναι το υδρογόνο που χάνεται ως καύσιμο του δεξαμενόπλοιου. Από την άλλη πλευρά, όσο αυξάνεται το μέγεθος του αιολικού πάρκου παρατηρείται μείωση του LCOH. Αυτό συμβαίνει διότι το κόστος του δεξαμενόπλοιου θεωρείται σταθερό για όλες τις περιπτώσεις, οπότε για μεγαλύτερα αιολικά το κόστος του πλοίου είναι αναλογικά μικρότερο. Το κόστος του δεξαμενόπλοιου δεν αυξάνεται

γραμμικά, οπότε για μικρότερη παραγωγή δεν μπορούμε να επιλέξουμε το αντίστοιχο αναλογικά μέγεθος του δεξαμενόπλοιου.

Επομένως, για εφαρμογές όπου συμβαίνει μεταφορά υγρού υδρογόνου με δεξαμενόπλοια συμφέρει να επιλέγεται αιολικός σταθμός με μεγάλη διαθέσιμη ισχύ, και σε μεγάλη απόσταση από τη στεριά ώστε να αξιοποιείται το ισχυρότερο αιολικό δυναμικό με ασήμαντη αύξηση στο κόστος μεταφοράς.

7.2 Σενάριο 2

7.2.1 Διαμόρφωση σεναρίου 2

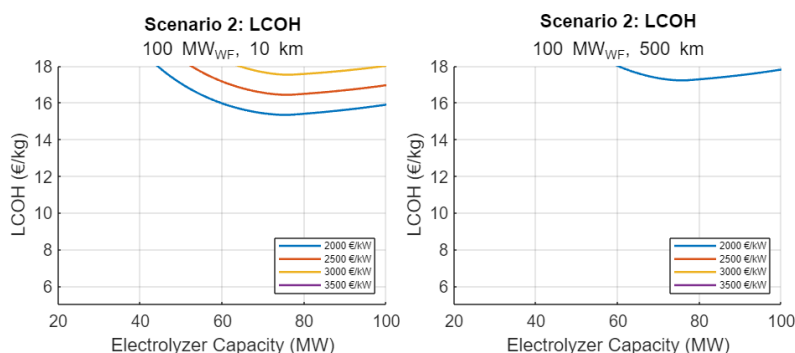


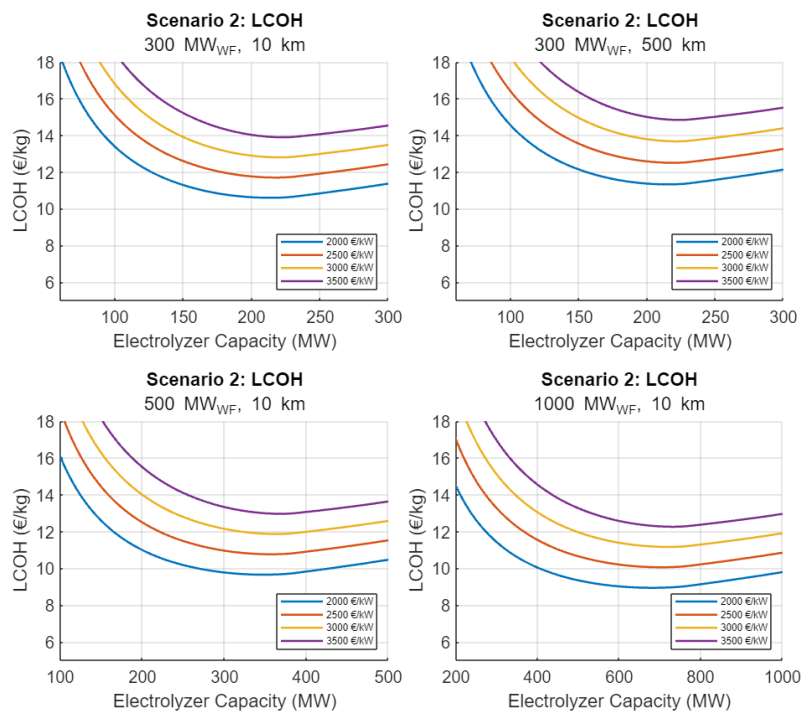
Εικόνα 18: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 2.

Στο σενάριο 2 συναντάμε την ίδια λειτουργία με το σενάριο 1, με τη διαφορά ότι αντί για αποθήκευση σε φυσικούς γεωλογικούς σχηματισμούς, το υδρογόνο υγροποιείται και αποθηκεύεται σε κρυογονικές δεξαμενές επί της πλατφόρμας. Ωστόσο λόγω περιορισμών χώρου και κόστους, χρειάζεται βελτιστοποίηση του μεγέθους των δεξαμενών αυτών. Η μέθοδος αυτή έχει αναλυθεί περαιτέρω στην παράγραφο 6.4.

7.2.2 Αποτελέσματα σεναρίου:

LCOH:





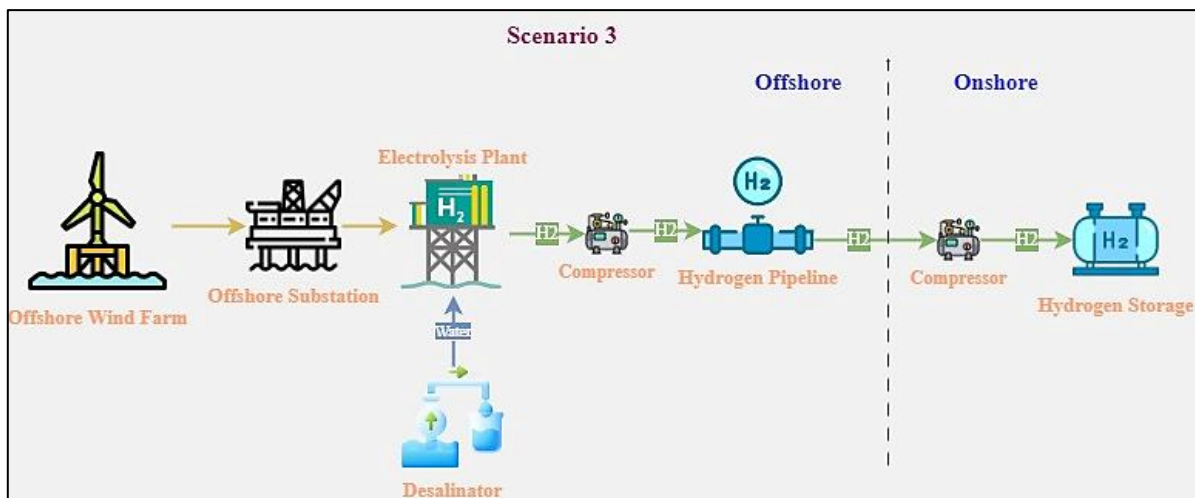
Διάγραμμα 9: Σενάριο 2: LCOH για υπεράκτιο Α/Π ανά CAPEX Α/Π: (α) ισχύος 100 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (β) ισχύος 100 MW και απόστασης από τη στεριά 500 km, (γ) ισχύος 300 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (δ) ισχύος 300 MW και απόστασης 500 km από τη στεριά, (ε) ισχύος 500 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά και (στ) ισχύος 1000 MW και απόστασης 10 km από τη στεριά.

Στο σενάριο 2 προκύπτει χαμηλότερο LCOH από το σενάριο 1, με μια μείωση της τάξης του 18-21%. Αυτό οφείλεται κυρίως στις απώλειες υδρογόνου λόγω της αποθήκευσης στο σενάριο 1. Η απόσταση, όπως παρατηρούμε και πάλι, δεν παίζει σημαντικό ρόλο στην μεταβολή του LCOH. Για παράδειγμα για 300 MW αιολικό πάρκο, η αύξηση του LCOH από τα 10 km στα 500 km είναι της τάξης του 5,5-3,5% για ηλεκτρολύτες από 20-100% της ισχύος του αιολικού, αντίστοιχα. Εδώ, επίσης, το LCOH μειώνεται πιο έντονα με την αύξηση μεγέθους του αιολικού καθώς υπεισέρχεται και πάλι το σταθερό κόστος του δεξαμενόπλοιου.

Άλλο ένα σημείο που αξίζει να σημειωθεί είναι ότι το επενδυτικό κόστος για την προσαρμογή προς αποθήκευση σε γεωλογικούς σχηματισμούς είναι σταθερό, ενώ το κόστος των κρυογονικών δεξαμενών εξαρτάται από την απόσταση (για μεγαλύτερη απόσταση θέλουμε μεγαλύτερο χώρο ώστε να μην πηγαينόερχεται συνέχεια το δεξαμενόπλοιο), οπότε για κοντινές αποστάσεις από τη στεριά, αξίζει ούτως η άλλως η εφαρμογή του παρόντος σεναρίου όσον αφορά τη μεταφορά υγρού υδρογόνου.

7.3 Σενάριο 3

7.3.1 Διαμόρφωση σεναρίου 3

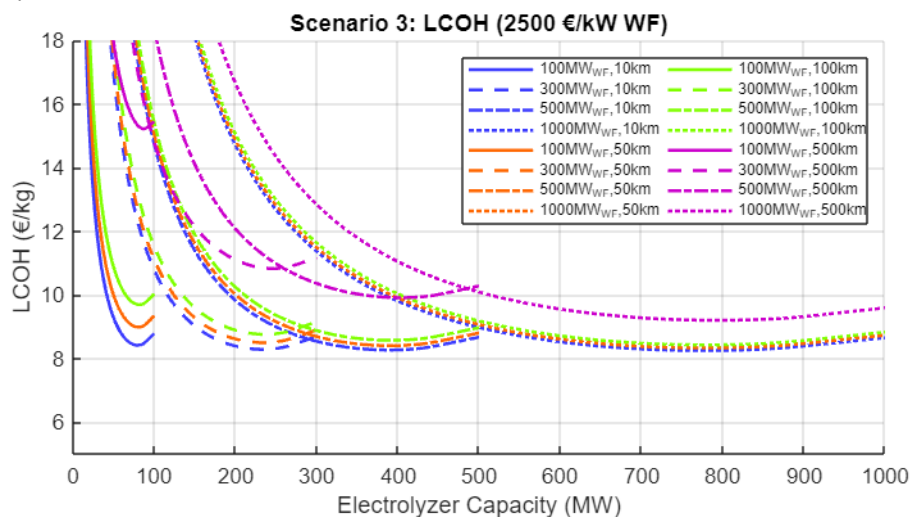


Εικόνα 19: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 3.

Στο σενάριο 3 εξετάζεται υπεράκτια παραγωγή υδρογόνου, συμπίεση αυτού και μεταφορά στη στεριά με αγωγό υδρογόνου. Το υδρογόνο ύστερα συμπιέζεται και πάλι, σε μεγαλύτερη πίεση, προς αποθήκευση σε ειδικές δεξαμενές (συνήθως χαλύβδινους σωλήνες).

7.3.2 Αποτελέσματα σεναρίου:

LCOH:



Διάγραμμα 10: Σενάριο 3: LCOH για υπεράκτιο Α/Π και CAPEX Α/Π 2500 €/kW: Α/Π [100,300,500,1000] MW με αποστάσεις από τη στεριά [10,50,100,500] km.

Στο παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα του LCOH για το σενάριο 3 για διαφορετικές αποστάσεις και μέγεθος υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Με ίδιο χρώμα σημειώνονται οι ίδιες αποστάσεις (10, 50, 100 και 500 km). Παρατηρούμε την αντίθετη συμπεριφορά με τα δύο προηγούμενα σενάρια, το LCOH έχει μεγαλύτερη εξάρτηση από την απόσταση παρά από το μέγεθος του αιολικού. Το

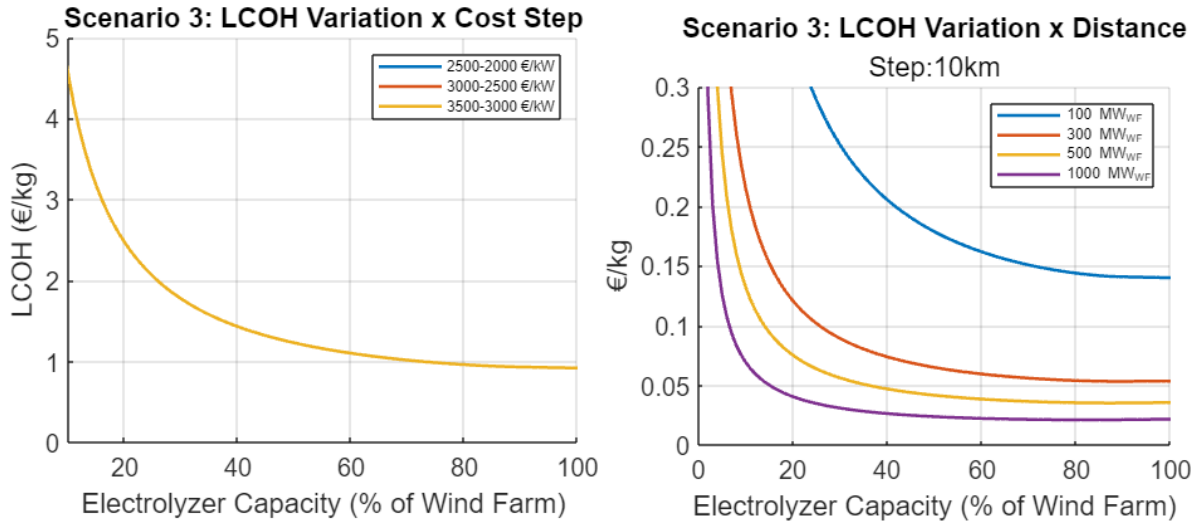
τελευταίο δεν έχει τόση σημασία στη μεταβολή του LCOH, καθώς σχεδόν όλα τα μεγέθη (εξαιρουμένου του κόστους του αγωγού υδρογόνου) μεταβάλλονται γραμμικά με το μέγεθος του αιολικού και της παραγωγής υδρογόνου, η οποία έχει επίσης άμεση σχέση με το μέγεθος του αιολικού.

Η απόσταση επηρεάζει περισσότερο το LCOH, καθώς από αυτήν εξαρτάται κατά κύριο λόγο το κόστος του αγωγού υδρογόνου (Διάγραμμα 6). Για το βασικό σενάριο ($300 \text{ MW}_{\text{WindFarm}}$, 10 km) προκύπτει ελαχιστοποίηση του LCOH για μέγεθος ηλεκτρολύτη ίσο με το 78% της ισχύος του αιολικού, στα 8,28 €/kg_{H2}. Το μέγεθος αυτό του ηλεκτρολύτη που συμβαίνει αυτή η ελαχιστοποίηση (78%) είναι ίδιο ανεξάρτητα της απόστασης ή του μεγέθους του αιολικού. Για αιολικό 1000 MW η ελάχιστη τιμή του LCOH είναι 8,25 €/kg_{H2}, δείχνοντας τη μη εξάρτηση του LCOH από την ισχύ του αιολικού (για την ίδια απόσταση πάντα).

Για αποστάσεις μικρότερες των 100 km και ηλεκτρολύτες μεγαλύτερους από 40% της ισχύος του αιολικού το LCOH παραμένει μικρότερο από 10 €/kg_{H2}. Ωστόσο, για μεγάλες αποστάσεις (>500 km) έχουμε σημαντική αύξηση του LCOH. Παρατηρούμε επίσης ότι για τα μικρότερα αιολικά πάρκα, η αύξηση της απόστασης μεταβάλλει εντονότερα το LCOH από ότι στα μεγαλύτερα. Αυτό συμβαίνει διότι το επενδυτικό κόστος του αγωγού υδρογόνου εξαρτάται περισσότερο από την απόσταση, παρά από τη ροή υδρογόνου, που ορίζει τη διάμετρο του αγωγού, η οποία με τη σειρά της εξαρτάται από την παραγωγή υδρογόνου.

Τέλος τα διαγράμματα προέκυψαν θεωρώντας κόστος αιολικού πάρκου ίσο με 2500 €/kW, το οποίο ορίζει η βασική περίπτωση. Ωστόσο αυτό δεν θέτει περιορισμούς στην ανάλυσή μας, καθώς όπως εξετάζεται στην ακριβώς επόμενη παράγραφο (7.3.3), η μεταβολή του LCOH ανά βήμα κόστους του αιολικού είναι η ίδια ανεξάρτητα της απόστασης και του μεγέθους του αιολικού.

7.3.3 Μεταβολή του LCOH σχετικά με το βήμα κόστους του αιολικού και την απόσταση:



Διάγραμμα 11: Σενάριο 3: Αριστερά: Μεταβολή LCOH για βήμα κόστους αιολικού. Δεξιά: Μεταβολή LCOH για βήμα απόστασης.

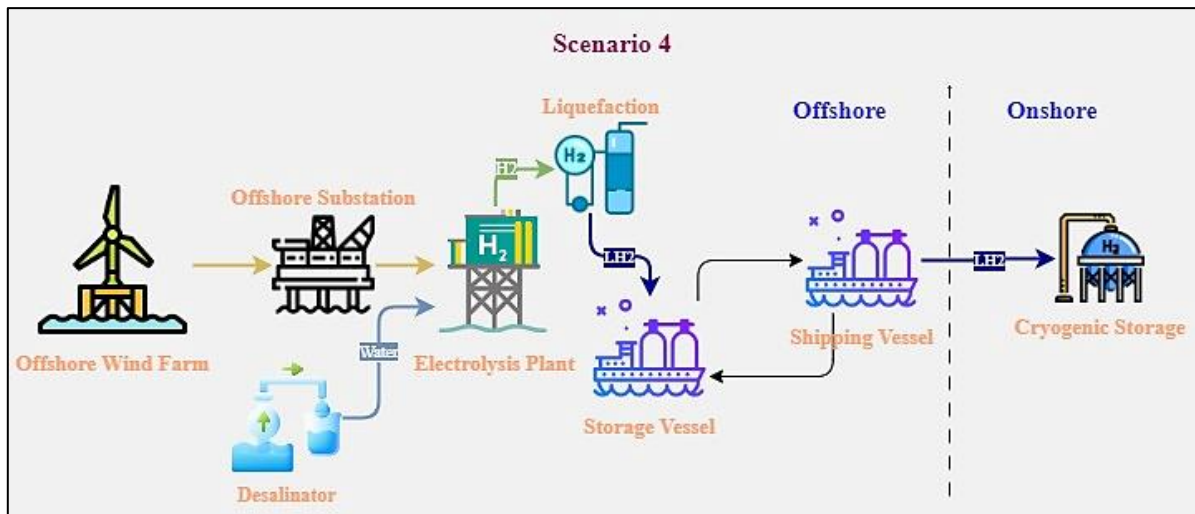
Το αριστερά διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή των LCOH, αναφορικά με το μέγεθος του ηλεκτρολύτη, για τα διαδοχικά βήματα του κόστους του αιολικού πάρκου (500 €/kW). Η μεταβολή αυτή είναι ίδια για κάθε βήμα, καθώς οι γραμμές συμπίπτουν (ανεξάρτητο της απόστασης και του μεγέθους αιολικού). Αυτό συμβαίνει διότι η σχέση CAPEX Α/Π – συνολικό κόστος αιολικού πάρκου είναι γραμμική (δεν υπεισέρχονται κόστη Υ/Σ ή διασύνδεσης) και ο όρος $K_{o,tot}$ του LCOH που ορίζεται στην παρ.6.3 μπορεί να γραφεί ως $K'_{o,tot} = K_{o,tot} + c$. Το c είναι το επιπρόσθετο κόστος που προκύπτει από την αύξηση του CAPEX Α/Π και είναι σταθερό, όπως εξηγήθηκε, για την ίδια αύξηση του CAPEX Α/Π. Έτσι γίνεται να γραφεί ο ξεχωριστός όρος $\frac{c}{(1-\Phi\Sigma) \cdot \sum_{t=1}^N \frac{H_{gen,t}}{(1+r)^t}}$, σχηματίζοντας το καινούργιο $LCOH' = LCOH + \frac{c}{(1-\Phi\Sigma) \cdot \sum_{t=1}^N \frac{H_{gen,t}}{(1+r)^t}}$.

Επίσης, η μεταβολή μικραίνει με την αύξηση του ισχύος του ηλεκτρολύτη, διότι παράγεται περισσότερο υδρογόνο και ,σύμφωνα με τον ορισμό του LCOH, προκύπτει μείωσή του.

Το δεξιά διάγραμμα δείχνει την αύξηση του LCOH για κάθε 10km που μεγαλώνει η απόσταση από τη στεριά. Αυτή η αύξηση είναι όλο και μικρότερη καθώς αυξάνεται το μέγεθος του αιολικού. Αυτό είναι λογικό, καθώς το κόστος του αγωγού υδρογόνου, όπως έχει προαναφερθεί, εξαρτάται κυρίως από την απόσταση και λιγότερο από το μέγεθος του ηλεκτρολύτη, και κατά συνέπεια του αιολικού, οδηγώντας έτσι σε μικρότερη ποσοστιαία αύξηση για μεγαλύτερα αιολικά.

7.4 Σενάριο 4

7.4.1 Διαμόρφωση σεναρίου 4

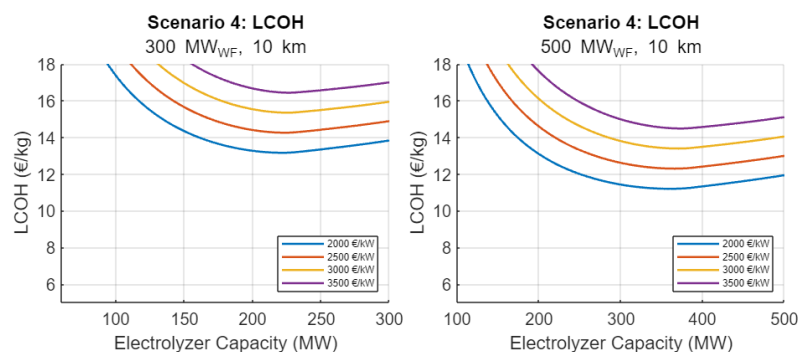


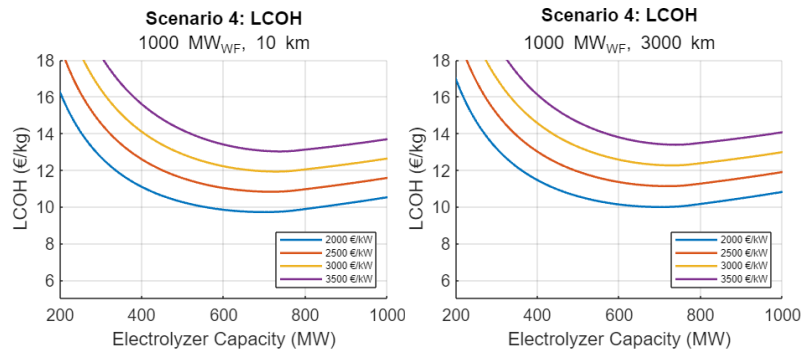
Εικόνα 20: Σχηματική απεικόνιση σεναρίου 4.

Το σενάριο 4 περιλαμβάνει υπεράκτια παραγωγή υγρού υδρογόνου, όπως και τα δύο πρώτα σενάρια, αλλά με διαφορετικό τρόπο αποθήκευσης του υδρογόνου. Σε αυτή την περίπτωση συνυπάρχουν δύο δεξαμενόπλοια, τα οποία λειτουργούν εναλλάξ για την αποθήκευση και τη μεταφορά του υδρογόνου. Το ένα εξ αυτών βρίσκεται στην πλατφόρμα έως ότου γεμίσει αρκετό υδρογόνο για να αναχωρήσει και να το μεταφέρει στη στεριά. Ταυτόχρονα, στην πλατφόρμα έρχεται το δεύτερο δεξαμενόπλοιο για να αναλάβει τον ρόλο του πρώτου, με τον κύκλο αυτόν να επαναλαμβάνεται.

7.4.2 Αποτελέσματα σεναρίου:

LCOH:



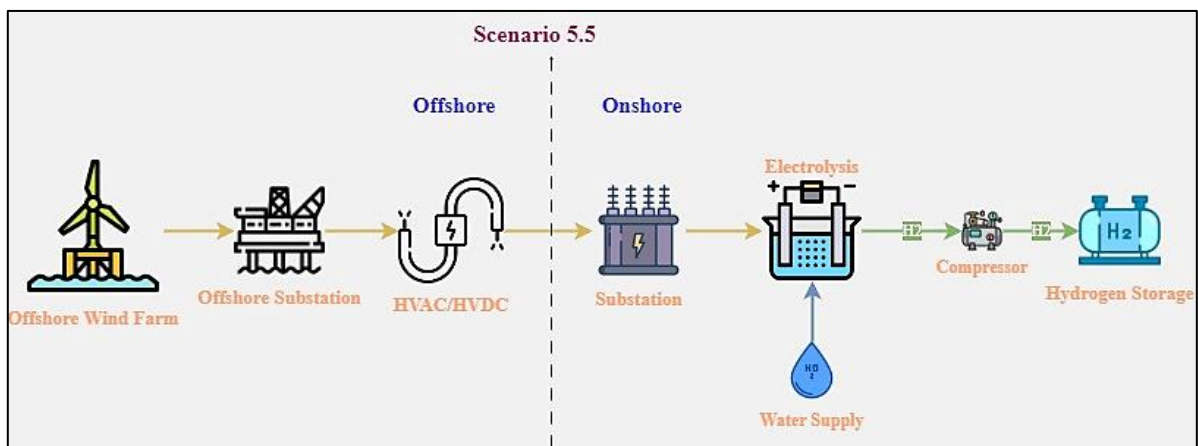


Διάγραμμα 12: Σενάριο 4: LCOH για υπεράκτιο Α/Π ανά CAPEX Α/Π: (α) ισχύος 300 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (β) ισχύος 500 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (γ) ισχύος 1000 MW και απόστασης από τη στεριά 10 km, (δ) ισχύος 1000 MW και απόστασης 3000 km από τη στεριά.

Όπως και στο σενάριο 1, για τιμή αιολικού 100 MW, προκύπτει LCOH μεγαλύτερο του 18 €/kg_{H2}, οπότε δεν παρουσιάζεται. Επίσης, παρόμοια με τα σενάρια 1, 2, όπου γίνεται χρήση δεξαμενόπλοιου για τη μεταφορά, δεν έχουμε σημαντική εξάρτηση του LCOH από την απόσταση για λόγους που έχουν ήδη εξεξηγηθεί. Το ίδιο για την εξάρτηση του LCOH από το μέγεθος του αιολικού λόγω σταθερού κόστους δεξαμενόπλοιου. Το LCOH είναι αυξημένο σε σχέση με το σενάριο 2 διότι το κόστος του επιπρόσθετου δεξαμενόπλοιου υπερβαίνει το κόστος της αποθήκευσης σε κρυογονικές δεξαμενές πάνω στην πλατφόρμα. Η εξατμίσση του υδρογόνου μεταξύ των 2,4 δεν παίζει κάποια σημασία, καθώς για το δεξαμενόπλοιο που είναι προσαρμαμένο στην πλατφόρμα, θεωρούμε εξατμίσση ίση με αυτή των κρυογονικών δεξαμενών.

7.5 Σενάριο 5.5

7.5.1 Διαμόρφωση σεναρίου 5.5



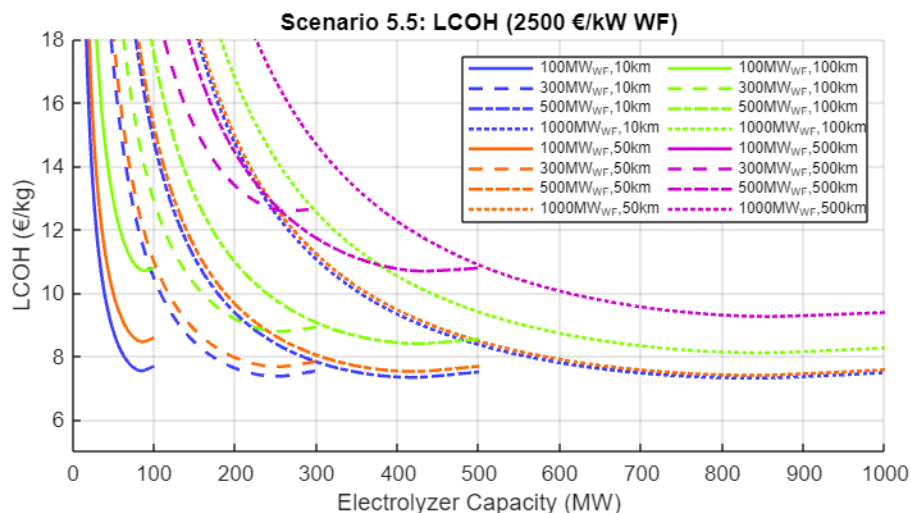
Εικόνα 21: Σχηματική απεικόνιση σεναρίου 5.5.

Στο σενάριο 5.5 μεταφέρουμε την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται υπεράκτια μέσω ηλεκτρικών αγωγών (HVAC ή HVCD) και τροφοδοτούμε τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου, που αυτή τη φορά βρίσκεται στη στεριά. Η παροχή νερού αυτή τη φορά δεν έρχεται μέσω αφαλάτωσης

θαλασσινού νερού αλλά από τον φορέα ύδρευσης. Το υδρογόνο που παράγεται, συμπιέζεται και αποθηκεύεται σε χαλύβδινες δεξαμενές.

7.5.2 Αποτελέσματα σεναρίου:

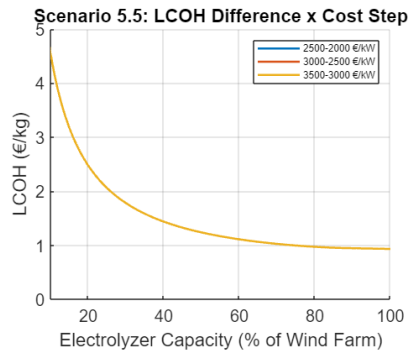
LCOH:



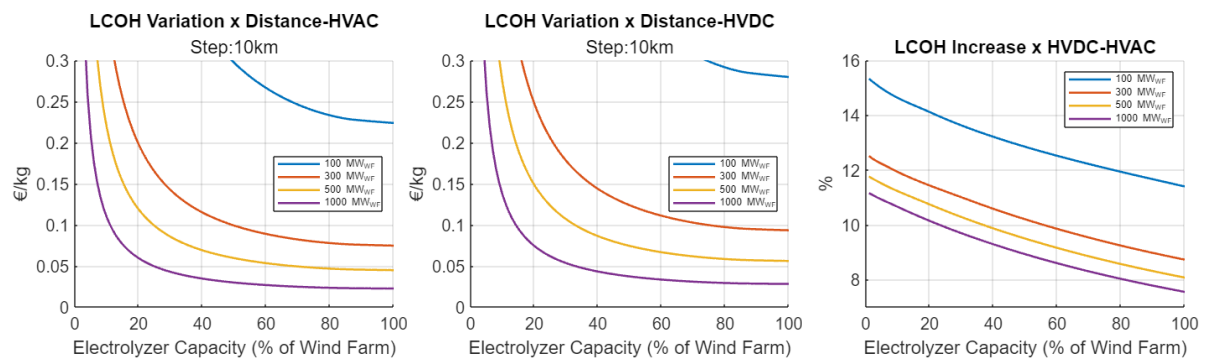
Διάγραμμα 13: Σενάριο 3: LCOH για υπεράκτιο Α/Π και CAPEX Α/Π 2500 €/kW: Α/Π [100,300,500,1000] MW με αποστάσεις από τη στεριά [10,50,100,500] km.

Στο παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα του LCOH για διαφορετικές αποστάσεις και αιολικά πάρκα. Για τα 10 km όπου το κόστος της ηλεκτρικής διασύνδεσης είναι μικρό, το μέγεθος του αιολικού πάρκου δεν έχει σημασία για τη τιμή του LCOH. Το κόστος της διασύνδεσης είναι ανά km και γι' αυτό για μεγαλύτερα αιολικά πάρκα είναι αναλογικά μικρότερο το κόστος. Για 300 MW αιολικό συμβαίνει ελαχιστοποίηση του LCOH, για μέγεθος ηλεκτρολύτη ίσο με το 84% του μεγέθους του αιολικού (αυτό το ποσοστό είναι ίδιο για κάθε αιολικό), στα 7,37 €/kg_{H2}. Παρατηρούμε ότι για αποστάσεις μεγαλύτερες ή ίσες των 100 km, το κόστος αυξάνεται πιο έντονα, καθώς από τα 100 km και μετά θεωρούμε ότι υπεισέρχεται HVDC διασύνδεση αντί της HVAC που θεωρείται για αποστάσεις μικρότερες των 100 km. Το κόστος της HVDC διασύνδεσης είναι σαφώς μεγαλύτερο από την HVAC καθώς δημιουργείται η ανάγκη για AC-DC μετατροπείς, οι οποίοι είναι καθοριστικοί στο συνολικό CAPEX, και ακόμη το κόστος (ανά km) των ηλεκτρικών αγωγών είναι μεγαλύτερο σε αυτή την περίπτωση.

7.5.3 Μεταβολή του LCOH σχετικά με το βήμα κόστους του αιολικού και την απόσταση:



Διάγραμμα 14: Σενάριο 5.5: Μεταβολή LCOH ανά βήμα κόστους για το σενάριο 5.5.



Διάγραμμα 15: Σενάριο 5.5: Αριστερά και Κέντρο: Μεταβολή LCOH ανά βήμα απόστασης για HVAC και HVDC διασύνδεση, αντίστοιχα. Δεξιά: Αύξηση LCOH για μετάβαση από HVAC σε HVDC.

Το Διάγραμμα 14 δείχνει τη μεταβολή του LCOH για βήμα κόστους 500 €/kW του αιολικού πάρκου. Οι γραμμές των μεταβολών σχεδόν συμπίπτουν, γι' αυτό και φαίνεται ως μία γραμμή στο διάγραμμα. Αυτό σημαίνει ότι για κάθε 500 €/kW αύξησης του κόστους του αιολικού πάρκου, έχουμε την ίδια αύξηση στο LCOH, ανεξάρτητα από το μέγεθος του αιολικού και της απόστασης. Το μόνο που καθορίζει τη μεταβολή είναι το μέγεθος του ηλεκτρολύτη.

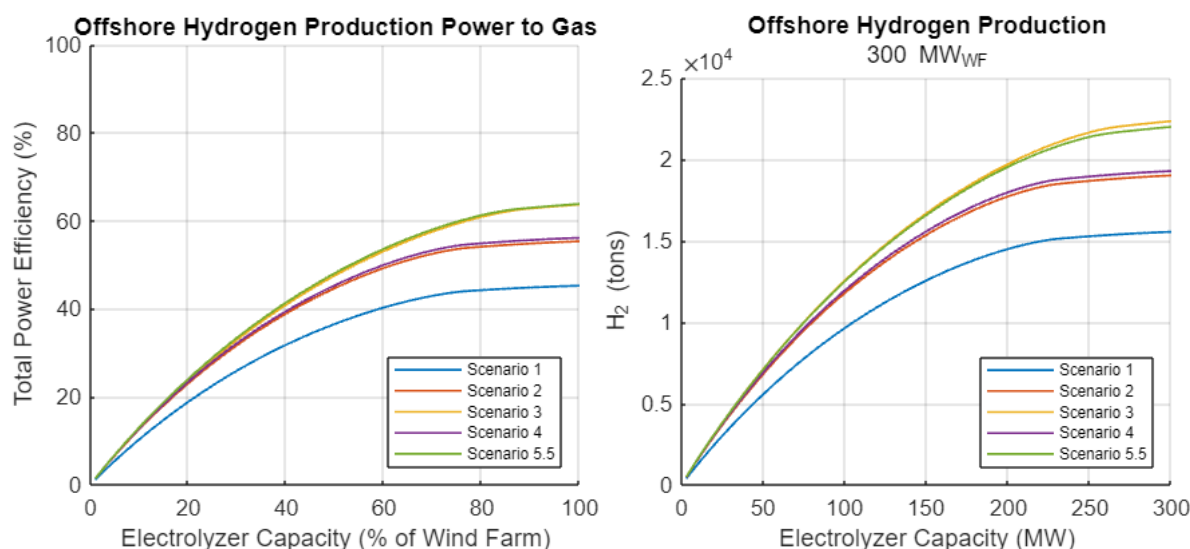
Στο Διάγραμμα 15 παρουσιάζεται η αύξηση του LCOH για βήμα απόστασης 10 km για HVAC, HVDC διασύνδεση, καθώς και η αύξηση του LCOH μεταβαίνοντας από HVAC σε HVDC. Η αύξηση του βήματος είναι σταθερή για κάθε βήμα για όσο βρισκόμαστε στο εύρος της κάθε διασύνδεσης. Για παράδειγμα ας θεωρήσουμε 500 MW αιολικό πάρκο, 500 MW ηλεκτρολύτη (100% του αιολικού) και μια απόσταση 10 km από την ακτή. Τότε βρισκόμαστε μέσα στο εύρος της HVAC διασύνδεσης (<100km). Αν η απόσταση αυξηθεί στα 20 km, το LCOH θα αυξηθεί κατά περίπου 0,05 €/kg_{H2}. Η ίδια αύξηση προκύπτει για κάθε 10km που προστίθενται μέχρι τα 99 km.

Ύστερα, στα 100 km που θεωρείται ανάγκη για HVDC διασύνδεση παρατηρείται αύξηση ίση με το 8% του LCOH στα 99 km. Μετά και πάλι

για κάθε 10 km που προστίθενται προκύπτει η αύξηση που ορίζει το κεντρικό Διάγραμμα 15.

7.6 Σύγκριση Σεναρίων

7.6.1 Παραγωγή υδρογόνου και απόδοση σεναρίων



Διάγραμμα 16: Ενεργειακή απόδοση και παραγωγή υδρογόνου για τα σενάρια 1-5.5.

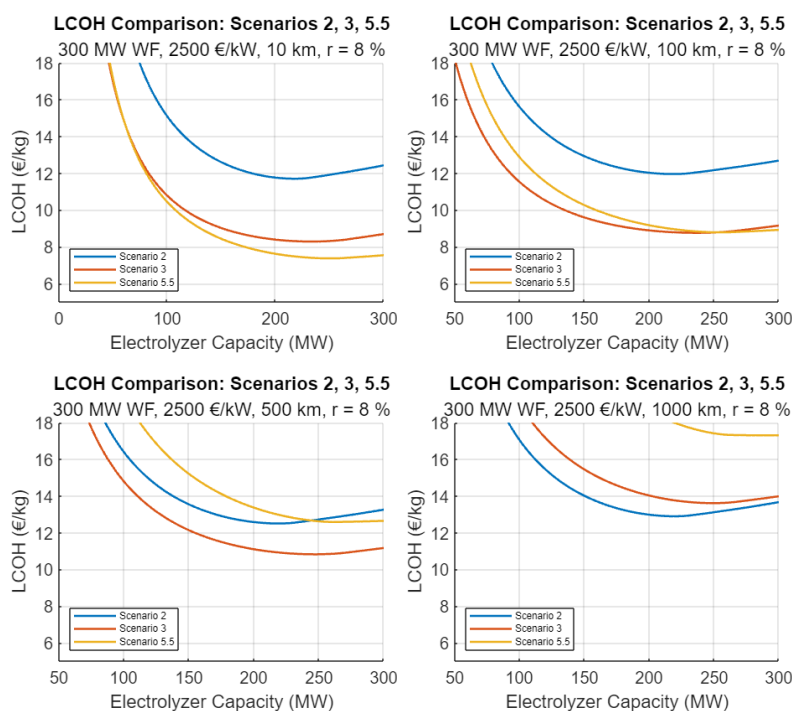
Το Διάγραμμα 16 (αριστερά) δείχνει τη συνολική απόδοση του έργου ως προς τις απώλειες ενέργειας, συμπεριλαμβάνοντας τις απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια και απώλειες σε υδρογόνο (πχ. εξάτμιση, χρήση ως από δεξαμενόπλοια). Για παράδειγμα στο σενάριο 1 από τις 100 MWh, περίπου οι 44 MWh (που αντιστοιχούν στο LHV του υδρογόνου) θα καταλήξουν στον διανομέα του υδρογόνου στην περίπτωση όπου η ισχύς του ηλεκτρολύτη είναι ίση με την ισχύ του Α/Π. Επίσης επιλέχθηκε η απόσταση των 100 km ως μια μέση απόσταση σε σχέση με αυτές που μελετάμε, καθώς τα αποτελέσματα δεν παρουσιάζουν σημαντική διαφορά συναρτήσει της απόστασης.

Οι καμπύλες των σεναρίων 2 και 4 σχεδόν συμπίπτουν λόγω ομοιότητας της λειτουργίας των σεναρίων και της κοντινής απόστασης. Οι καμπύλες των 3, 5.5 είναι επίσης πολύ κοντά λόγω μικρών απωλειών υδρογόνου και ενέργειας αντίστοιχα.

Το Διάγραμμα 16 (δεξιά) δείχνει την παραγωγή υδρογόνου για αιολικό πάρκο 300 MW (βασικό σενάριο). Με την αύξηση του ηλεκτρολύτη, το παραγόμενο υδρογόνο αυξάνεται αλλά με μειούμενο ρυθμό, λόγω ολοένα και μικρότερης χρησιμοποίησης του ηλεκτρολύτη.

Παρατηρείται, λοιπόν, και στα δύο διαγράμματα ότι εμφανίζεται ένα σημείο πλατό – μια εξομάλυνση της καμπύλης – για ένα επίπεδο ηλεκτρολύτη που μπορεί να υπολογιστεί περί του 80% της ισχύος των Α/Π.

7.6.2 Σύγκριση σεναρίων 2,3,5.5 ως προς το LCOH



Διάγραμμα 17: Σύγκριση LCOH με βασικές παραμέτρους ισχύος και CAPEX Α/Π για τα σενάρια 2,3,5.5.

Αν και η μελέτη μας για τα σενάρια 1-5.5 μπορεί να εφαρμοστεί για κάθε συνδυασμό παραμέτρων (μεγέθους αιολικού, απόστασης από στεριά), στην περίπτωση της Ελλάδας μας ενδιαφέρουν σχετικά κοντινές αποστάσεις από τη στεριά, γι' αυτό και στο βασικό σενάριο επιλέχθηκε η απόσταση των 10 km. Το σενάριο 3 είναι η καλύτερη επιλογή για αποστάσεις >100 km, καθώς για το 5.5 υπεισέρχεται η ανάγκη για χρήση HVDC διασύνδεσης αντί για HVAC, το οποίο έχει σημαντικό αντίκτυπο στο CAPEX του έργου.

Για πολύ μεγάλες αποστάσεις (>1000 km) η χρήση αγωγών ή ηλεκτρικής διασύνδεσης είναι σαφώς χειρότερες από τη χρήση δεξαμενόπλοιων για τη μεταφορά του υδρογόνου, καθώς τα πλοία έχουν ένα CAPEX που δεν εξαρτάται από την απόσταση (και το κόστος του καυσίμου είναι αμελητέο ως προς τα υπόλοιπα CAPEX), οπότε από αυτό το σημείο και μετά το CAPEX του πλοίου γίνεται περισσότερο συμφέρον σε σχέση με τα άλλα δύο. Επιλέχθηκε το σενάριο 2 για τη σύγκριση, καθώς είναι το καλύτερο από αυτά που περιλαμβάνουν παραγωγή υγρού υδρογόνου και μεταφορά του με δεξαμενόπλοια (1, 2 και 4).

Το σενάριο 5.5 είναι το καλύτερο για τις κοντινές αποστάσεις που μας ενδιαφέρουν και μπορούμε παράλληλα να χρησιμοποιήσουμε HVAC για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο είναι πιο οικονομικό από το HVDC και οι απώλειες ενέργειας είναι σε ανεκτά επίπεδα.

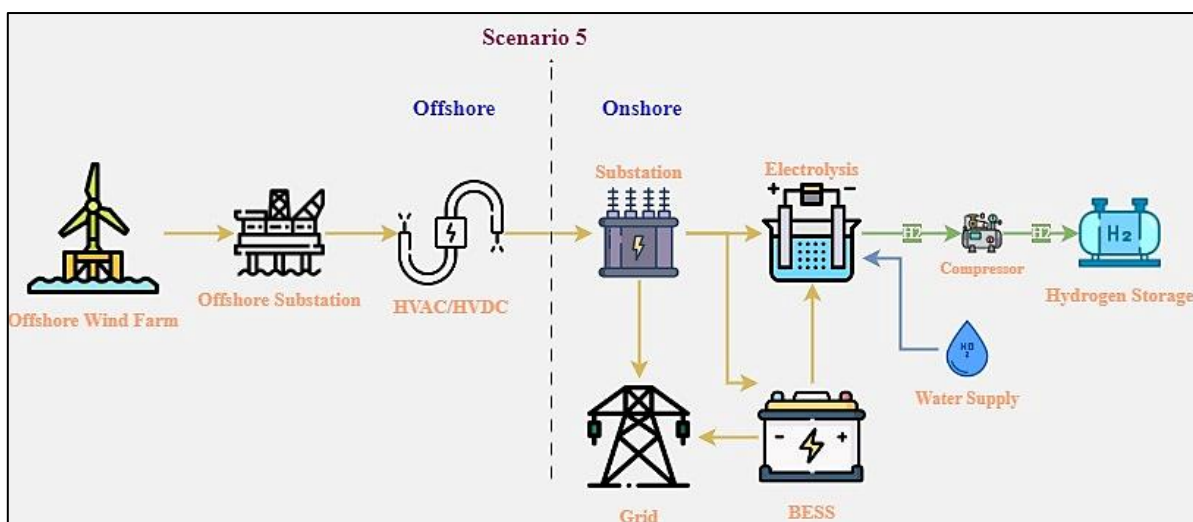
Ακόμα, η παραγωγή του υδρογόνου στο 5.5 γίνεται στη στεριά, όπου υπάρχει καλύτερη εποπτεία της μονάδας παραγωγής υδρογόνου,

αποφεύγοντας τις δυσκολίες που φέρνει μια εγκατάσταση στη θάλασσα (έλλειψη χώρου, δυσμενέστερες συνθήκες αποθήκευσης, μεγαλύτερη δυσκολία συντήρησης).

Για τους παραπάνω λόγους επιλέγεται το σενάριο 5.5 για περαιτέρω ανάλυση. Η περαιτέρω αυτή ανάλυση εξετάζει την μελέτη βιωσιμότητας μιας επένδυσης παραγωγής πράσινου υδρογόνου η οποία δε θα έχει σαν προτεραιότητα την παραγωγή υδρογόνου, αλλά τη μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους της επένδυσης. Συνεπώς, εξετάζεται η σύνδεση του πάρκου με το δίκτυο και η δυνατότητα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας προς αυτό.

7.7 Σενάριο 5

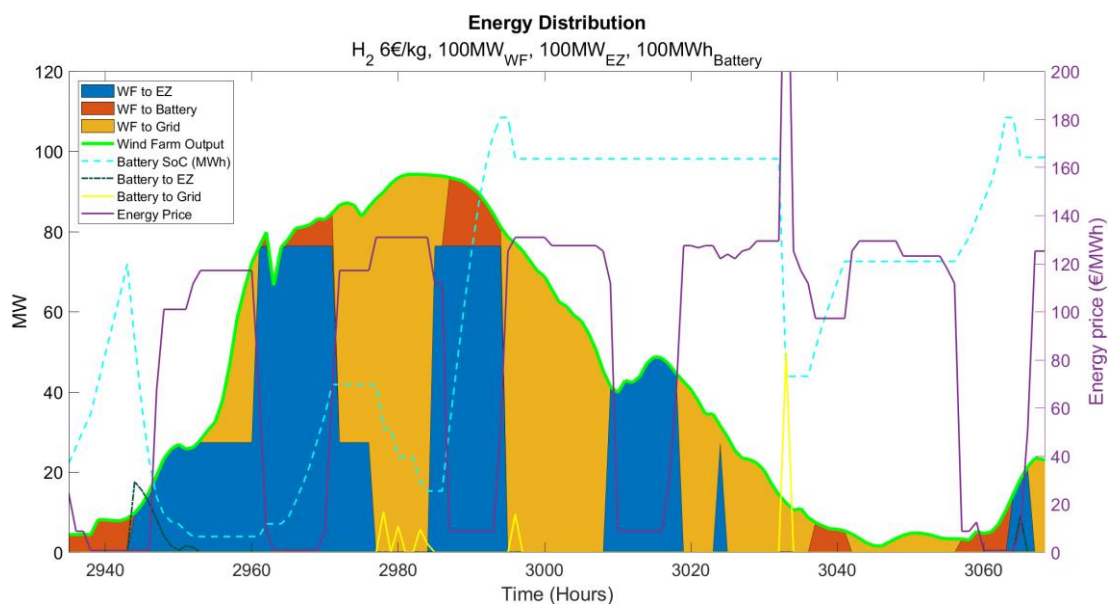
7.7.1 Διαμόρφωση σεναρίου 5



Εικόνα 22: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 5.

Το σενάριο 5 περιλαμβάνει ό,τι και το σενάριο 5.5, αλλά όπως προαναφέρθηκε στην παράγραφο 7.6.2, το σύστημα πλέον συνδέεται με το δίκτυο και άρα υπάρχει η δυνατότητα έγχυσης της ισχύος σε αυτό, καθώς και η προσθήκη συστήματος αποθήκευσης (BEES) με σκοπό το arbitrage ενέργειας και απόδοσης τόσο στο δίκτυο όσο και στη μονάδα του ηλεκτρολύτη σε μεταγενέστερη περίοδο.

7.7.2 Λειτουργία Συστήματος



Διάγραμμα 18: Κατανομή ενέργειας για το σενάριο 5.

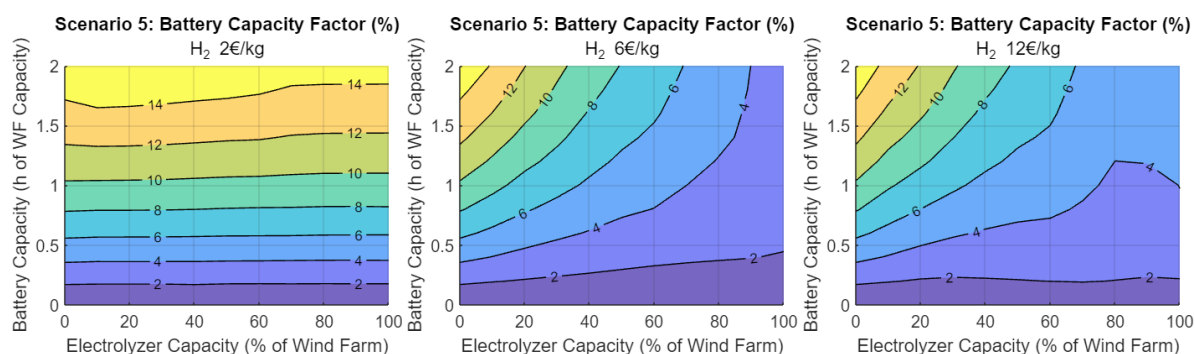
Το παραπάνω διάγραμμα μας δίνει μια εποπτική εικόνα της λειτουργίας του συστήματος ως προς την κατανομή ενέργειας του αιολικού στα επιμέρους συστήματα του έργου, καθώς και την εκφόρτιση και κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (SoC). Θεωρούμε μια μέση τιμή υδρογόνου, 6€/kg_{H2}, ώστε να έχουμε μοιρασμένη παραγωγή υδρογόνου και έγχυση στο δίκτυο και τιμές για ηλεκτρολύτη και μπαταρία ίσες με 100MW και 50MWh, αντίστοιχα. Οι ώρες στον x-άξονα αποτελούν ένα δείγμα περίπου 7-ημερών.

Γενικά παρατηρούμε ότι όταν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας περνά ένα κατώφλι (περίπου 117€/MWh), η διαθέσιμη ενέργεια του αιολικού εγχέεται στο δίκτυο, ενώ σε αντίθετη περίπτωση τροφοδοτεί τη μονάδα της ηλεκτρόλυσης (ηλεκτρολύτης, συμπιεστής). Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η τιμή υδρογόνου (6 €/kg) ισοδυναμεί με 180 €/MWh ενέργειας. Ωστόσο λόγω απόδοσης του ηλεκτρολύτη και απωλειών ενέργειας, η τιμή αυτή καταλήγει στα 117 €/MWh ενέργειας.

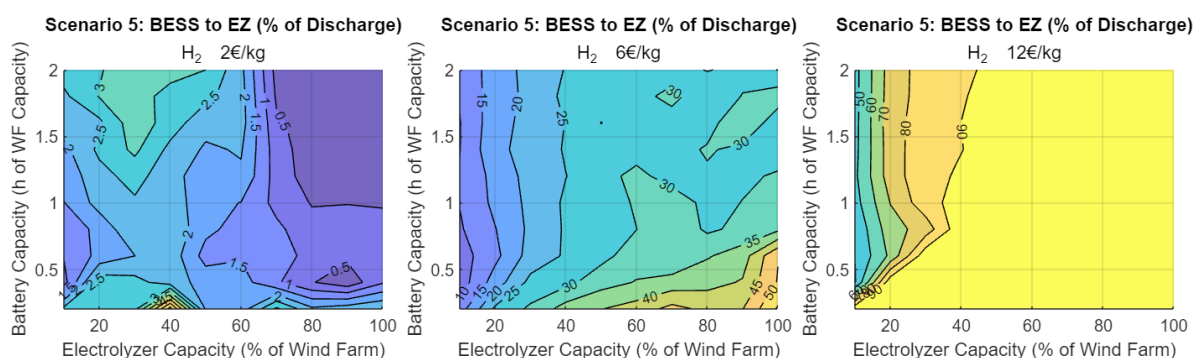
Η μπαταρία φορτίζεται σε ώρες που η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλή, και εκφορτίζεται είτε εγχέοντας την αποθηκευμένη ενέργεια στο δίκτυο, όταν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά υψηλή, είτε προς τον ηλεκτρολύτη. Αξίζει να σημειωθεί, όπως φαίνεται και στις ώρες 3057-3063, ότι όταν η διαθεσιμότητα του αιολικού είναι πολύ χαμηλή φορτίζει μερικές φορές αποκλειστικά την μπαταρία (ειδικά σε ώρες χαμηλής τιμής ενέργειας). Αυτό συμβαίνει διότι ο ηλεκτρολύτης σε πολύ χαμηλές τιμές φόρτισης έχει πολύ κακή απόδοση (Διάγραμμα 7). Ο λόγος που δεν συνεχίζεται η φόρτιση πέρα από την ώρα 3063 είναι διότι η μπαταρία έχει φορτιστεί πλήρως, όπως φαίνεται από την γαλάζια διακεκομμένη γραμμή (State of Charge), η οποία φτάνει τις 108,5 MWh, που ισοδυναμούν με 100 MWh στην έξοδο της μπαταρίας.

Παρόμοια παρατήρηση μπορεί να γίνει για τις ώρες 3037-3041. Εδώ η τιμή της ενέργειας μπορεί να μην είναι πολύ χαμηλή, αλλά είναι αρκετά χαμηλή ώστε να συμφέρει η φόρτιση της μπαταρίας και η εκφόρτισή της σε μετέπειτα χρονική στιγμή (δε συμφέρει φόρτιση του ηλεκτρολύτη καθώς έχουμε και πάλι χαμηλή διαθεσιμότητα).

7.7.3 Λειτουργία Μπαταρίας



Διάγραμμα 19: Σενάριο 5: Ποσοστά χρησιμοποίησης της μπαταρίας για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 6 €/kg, (γ) 12 €/kg.



Διάγραμμα 20: Σενάριο 5: Ποσοστά εκφόρτισης της μπαταρίας προς τον ηλεκτρολύτη για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 6 €/kg, (γ) 12 €/kg.

Το Διάγραμμα 19 παρουσιάζει το ποσοστό χρησιμοποίησης της μπαταρίας, το οποίο ορίζεται ως ο λόγος του ποσού της ενέργειας του αιολικού με το οποίο φορτίζεται η μπαταρία προς το ποσό της ενέργειας του αιολικού που τελικά χρησιμοποιείται (διαθέσιμη ενέργεια πλην περικοπών).

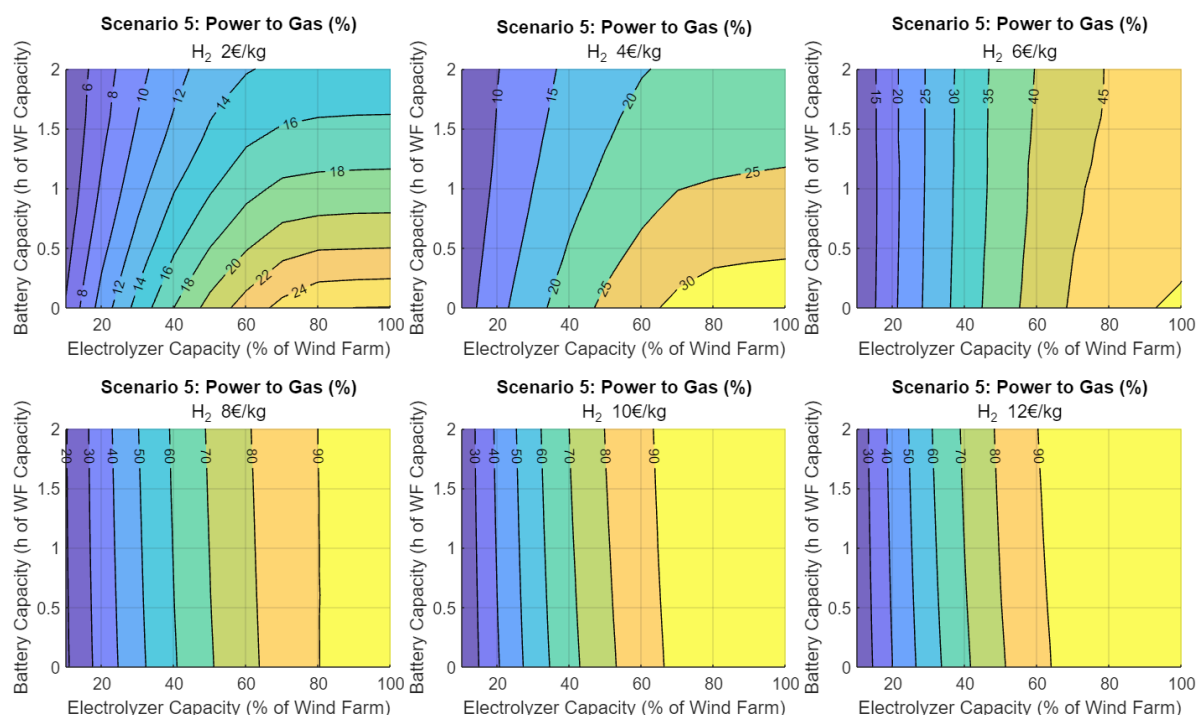
Το Διάγραμμα 20 δείχνει το ποσοστό εκφόρτισης της αποθηκευμένης ενέργειας της μπαταρίας προς τον ηλεκτρολύτη. Το ποσοστό εκφόρτισης προς το δίκτυο είναι το συμπληρωματικό του αντίστοιχου ποσοστού προς τον ηλεκτρολύτη.

Παρατηρούμε ότι και στις δύο ακραίες περιπτώσεις (2 και 12 €/kg) η μπαταρία υποχρησιμοποιείται. Στην περίπτωση των 2 €/kg προτεραιοποιείται η εκφόρτιση της μπαταρίας προς το δίκτυο, με τον ίδιο τρόπο που λειτουργεί και με την ενέργεια του αιολικού, και αντίστοιχα στην περίπτωση των 12 €/kg προτεραιοποιείται η εκφόρτιση προς τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου. Ωστόσο το ποσοστό εκφόρτισης στην περίπτωση των 2 €/kg είναι υψηλότερο από τις υψηλότερες τιμές-

σενάρια, καθώς σε αυτή την περίπτωση το υδρογόνο έχει τόσο χαμηλή τιμή, όπου ο ηλεκτρολύτης φορτίζεται σπάνια και η μπαταρία λειτουργεί περισσότερο προς όφελος του ενεργειακού arbitrage.

Για τις μεγάλες προτεραιοποιήσεις, με την αύξηση του μεγέθους του ηλεκτρολύτη, προκύπτει μείωση του ποσοστού χρησιμοποίησης, καθώς όσο αυξάνεται ο ηλεκτρολύτης, μειώνεται η περισσευούμενη διαθέσιμη ενέργεια του αιολικού. Έτσι το arbitrage, λόγω και της μεγάλης τιμής του υδρογόνου, δεν εκτελείται σε σημαντικό βαθμό.

7.7.4 Παραγωγή υδρογόνου και προτεραιοποίηση ενέργειας σεναρίου 5

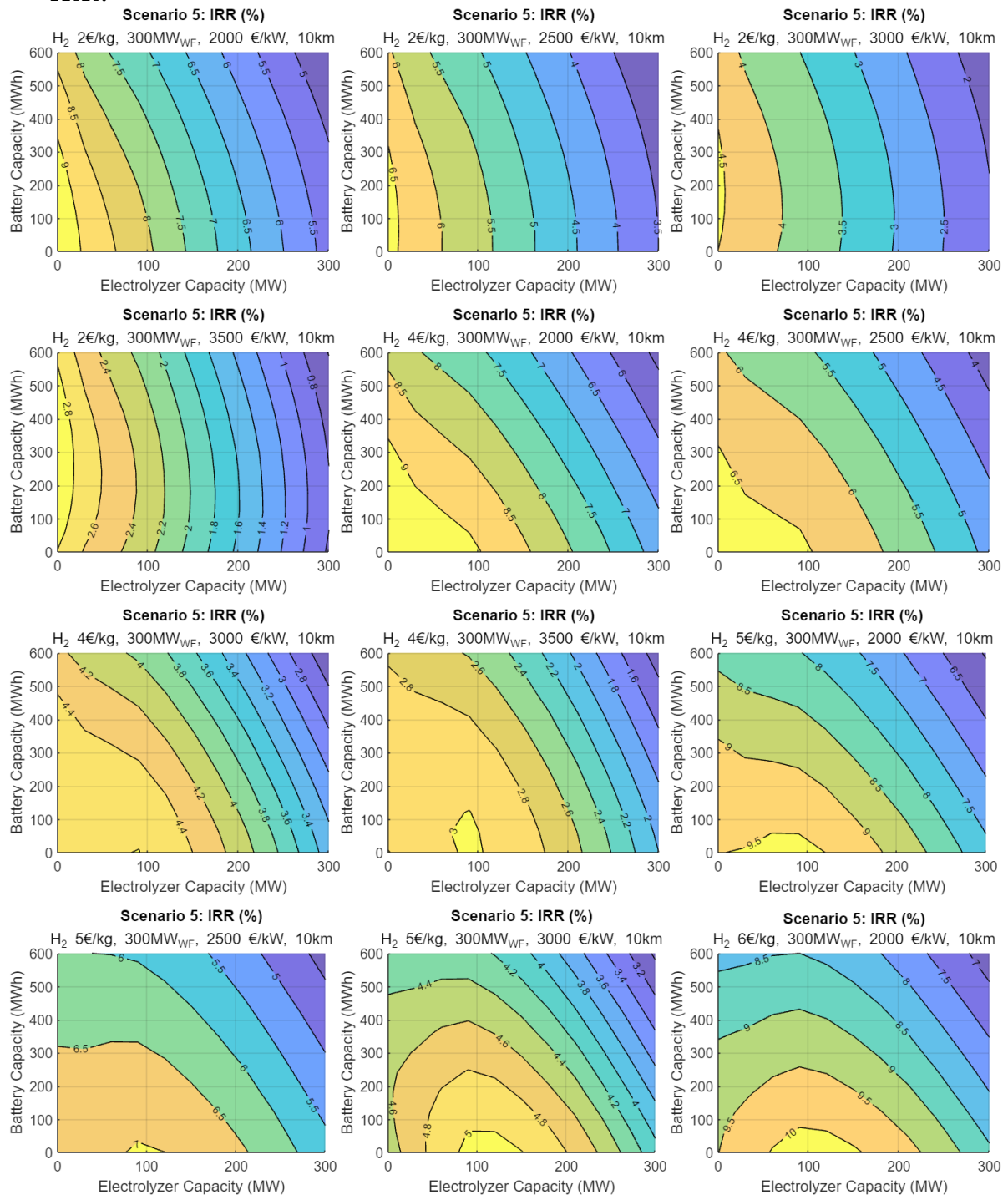


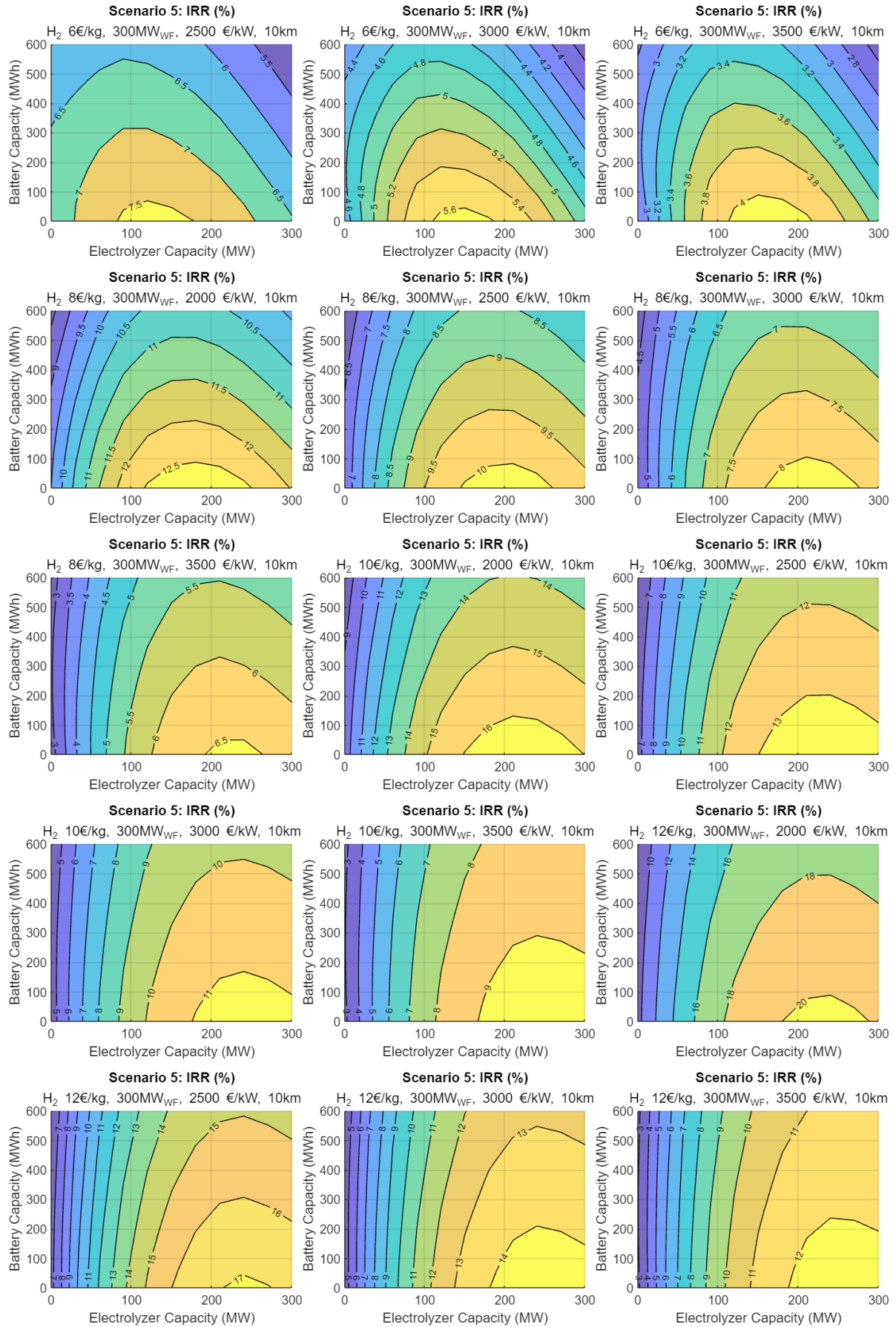
Διάγραμμα 21: Σενάριο 5: Ποσοστιαία κατανομή ενέργειας του αιολικού προς τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Στα παραπάνω διαγράμματα φαίνεται το ποσοστό της ενέργειας που στέλνει το αιολικό πάρκο (συνυπολογίζοντας την ενέργεια που στέλνει μέσω της μπαταρίας) στη μονάδα παραγωγής υδρογόνου για διάφορες τιμές-σενάρια υδρογόνου, σε σχέση με την ενέργεια του αιολικού που χρησιμοποιείται, η οποία σχεδόν ταυτίζεται με τη διαθέσιμή του, καθώς οι περικοπές ενέργειας σε αυτό το σενάριο είναι αμελητέες. Τα διαγράμματα δεν λαμβάνουν υπόψη τυχόν απώλειες ενέργειας, παρά μόνο εξετάζουν την κατανομή της διαθέσιμης ενέργειας του αιολικού. Τέλος, η απόσταση και το μέγεθος του αιολικού δεν παίζουν ρόλο στα αποτελέσματα.

7.7.5 Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 5

IRR:





Διάγραμμα 22: Σενάριο 5: IRR για τιμές υδρογόνου: [2 4 6 8 10 12] €/kg και CAPEX Α/Π: [2000 2500 3000 3500] MW.

Για μικρές τιμές υδρογόνου ($< 4 \text{ €/kg}_{\text{H}_2}$), το IRR μειώνεται με την αύξηση της ισχύος του ηλεκτρολύτη. Με χαμηλές τιμές υδρογόνου η προτεραιοποίηση τείνει προς την έγχυση στο δίκτυο παρά στην παραγωγή υδρογόνου λόγω μεγαλύτερου κέρδους στην έγχυση. Οπότε ακόμα και η ύπαρξη ηλεκτρολύτη, σε μια τόσο χαμηλή τιμή, ζημιώνει τα πιθανά κέρδη. Όσο αυξάνεται η τιμή του υδρογόνου, το IRR δεν έχει την τάση μόνο να μειώνεται, αλλά βελτιστοποιείται για μια τιμή ηλεκτρολύτη. Αυτό σημαίνει ότι στη δεδομένη τιμή υδρογόνου συμφέρει η παραγωγή υδρογόνου και βελτιστοποιείται στο σημείο βελτιστοποίησης του ηλεκτρολύτη. Είναι αξιοσημείωτο ότι αυτή η τιμή βελτιστοποίησης αυξάνεται για μεγαλύτερες τιμές υδρογόνου, καθώς η αύξηση της τιμής σημαίνει αυτόματα μεγαλύτερη προτεραιοποίηση προς την παραγωγή υδρογόνου, αφού επιφέρει και περισσότερα κέρδη, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η χρησιμοποίηση του ηλεκτρολύτη και άρα η συμφέρουσα επιλογή να καταλήγει να είναι ένας μεγαλύτερος ηλεκτρολύτης.

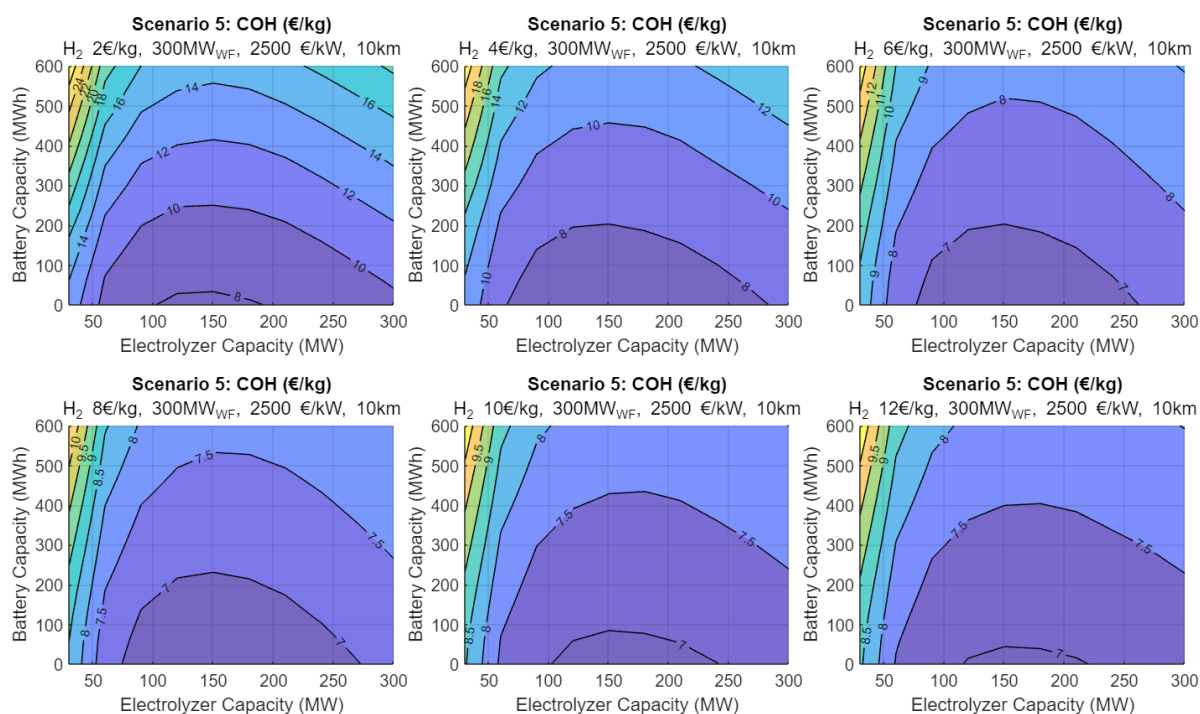
Είναι αναμενόμενο το IRR να μειώνεται καθώς αυξάνεται το κόστος του αιολικού πάρκου. Ήδη από τα 2500 €/kW, το IRR ενός αιολικού πάρκου που λειτουργεί μόνο του (0 ηλεκτρολύτης, 0 μπαταρία) είναι 6,65%. Θεωρώντας το 6% ως μια τιμή αναφοράς βιωσιμότητας, για την οποία η επένδυση είναι οικονομικά συμφέρουσα, για τιμές ελαφρώς μεγαλύτερες των 2500 €/kW, τα αιολικά από μόνα τους δεν είναι μια βιώσιμη επιχείρηση. Για να υπερβούμε για παράδειγμα το όριο του 6% (βέλτιστα), για κόστος αιολικού 3000 €/kW και 3500 €/kW, χρειαζόμαστε τιμή υδρογόνου μεγαλύτερη των 6 €/kg και 7 €/kg (παρ. 9.1.1), αντίστοιχα. Το IRR για 2500 €/kW, βελτιώνεται με την προσθήκη ηλεκτρολύτη για τιμή υδρογόνου μεγαλύτερη των 5 €/kg.

Η μπαταρία σε κάθε περίπτωση χειροτερεύει το IRR καθώς αυξάνεται (πέρα από μία εξαίρεση για 2 €/kg, 3500 €/kW όπου έχουμε πολύ χαμηλό IRR· η μπαταρία αυξάνει ελάχιστα το IRR μέχρι τη μία ώρα ως προς την ισχύ του Α/Π). Αυτό οφείλεται στο υψηλό της κόστος και κυρίως στη μικρή της χρησιμοποίηση, όπως εξετάσαμε στην παράγραφο 7.7.3.

Cost of Hydrogen:

Στο σενάριο 5 η επιχείρηση έχει κέρδη από δύο πηγές - πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και πώληση υδρογόνου - οπότε τα επενδυτικά κόστη δεν μπορεί να τα επωμιστεί ολόκληρα το κομμάτι της παραγωγής υδρογόνου. Ωστόσο, χρειάζεται να ξέρουμε σε ποια τιμή πρέπει να πουλήσουμε το υδρογόνο ανά πάσα στιγμή ώστε να είναι βιώσιμη η επιχείρηση. Έτσι δημιουργείται η ανάγκη για ορισμό ενός νέου μεγέθους, που παραπέμπει στο LCOH. Το μέγεθος αυτό το ονομάζουμε Cost of Hydrogen (COH) και είναι η τιμή πώλησης του υδρογόνου που καθιστά βιώσιμο το έργο μας. Το μέγεθος αυτό προκύπτει από τον γνωστό τύπο για το LCOH, με τη διαφορά ότι από το συνολικό CAPEX αφαιρούνται τα έσοδα που προκύπτουν από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο (από το αιολικό και την μπαταρία).

COH για το βασικό σενάριο με επιτόκιο αναγωγής $r = 8\%$:



Διάγραμμα 23: Σενάριο 5: COH με τις βασικές παραμέτρους μεγέθους και CAPEX Α/Π για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

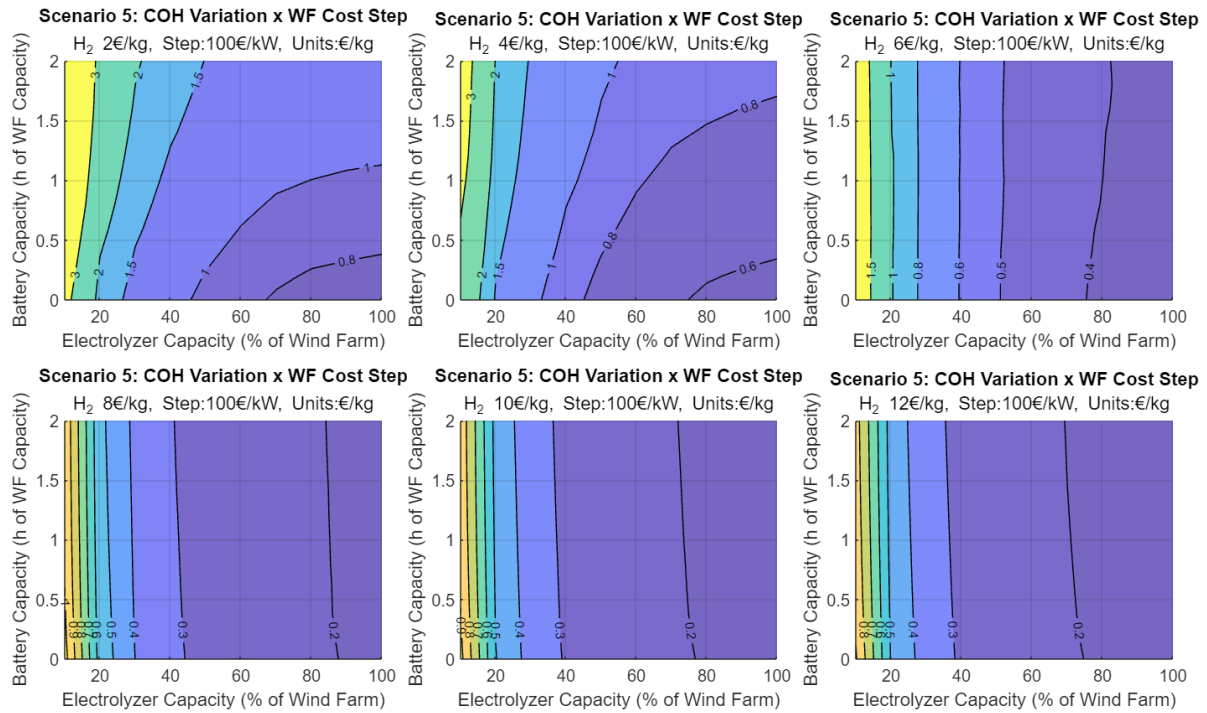
Στην περίπτωση του COH, για να αποφευχθούν συγχύσεις, οι τιμές υδρογόνου που θεωρούνται στα πειράματα στην ουσία δείχνουν την προτεραιοποίηση της κατανομής της διαθέσιμης ενέργειας του αιολικού, όπως ορίζει το Διάγραμμα 21. Έτσι για μικρές τιμές υδρογόνου προκύπτουν υψηλότερα COH καθώς παράγεται όλο και λιγότερο υδρογόνο και άρα χρειάζεται μεγαλύτερη τιμή πώλησης για να αντισταθμιστούν τα έξοδα. Όσο μεγαλώνει η προτεραιοποίηση προς το υδρογόνο, τότε παράγεται περισσότερο υδρογόνο και άρα μειώνεται το COH.

Ωστόσο για τιμές >8 €/kg, παρατηρείται ελαφριά αύξηση του COH. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στο σενάριο των 12 €/kg, για παράδειγμα, η παραγωγή προτεραιοποιεί στον μέγιστο βαθμό την παραγωγή υδρογόνου, ακόμα κι όταν η απόδοση του ηλεκτρολύτη είναι χαμηλή. Άρα χάνεται πιθανό κέρδος από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο με συνδυασμό τη μη αποδοτική παραγωγή επιπρόσθετου υδρογόνου.

Έτσι, για το σενάριο των 8 €/kg, παρατηρείται ελάχιστο COH για τιμή ηλεκτρολύτη ίση με το 50% της ισχύος του αιολικού και απουσία μπαταρίας, στα 6,67 €/kg.

Γενικά, στα διαγράμματα του COH, όταν η τιμή του COH είναι μικρότερη από την τιμή υδρογόνου – προτεραιοποίηση του σεναρίου, τότε αναμένουμε μεγαλύτερα IRR από το επιτόκιο αναγωγής (r), για το οποίο γίνεται η COH ανάλυση. Αντίστοιχα, για μεγαλύτερες τιμές του COH από την τιμή υδρογόνου αναμένουμε μικρότερα IRR από το r .

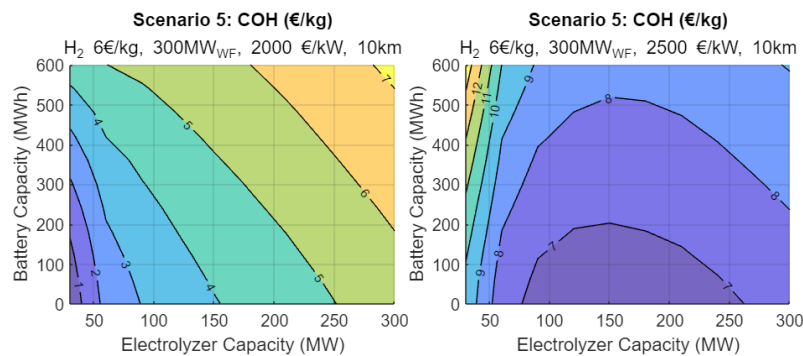
Μεταβολή COH για βήμα κόστους αιολικού:

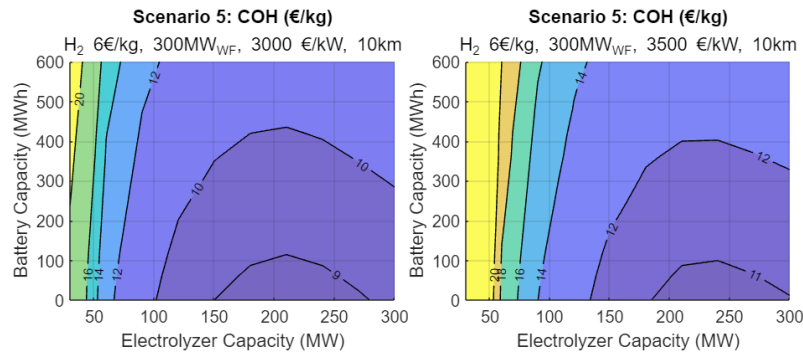


Διάγραμμα 24: Σενάριο 5: COH με βήμα CAPEX Α/Π 100 €/kW για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Ανεξάρτητα του μεγέθους του αιολικού πάρκου, για διαφορετικές τιμές υδρογόνου, καταλήγουμε στην ίδια μεταβολή του COH για κάθε βήμα αύξησης 100 €/kW του κόστους του αιολικού πάρκου, που εξαρτάται από το μέγεθος του ηλεκτρολύτη, όπως φαίνεται στα παραπάνω διαγράμματα.

Σχολιασμός για το COH:





Διάγραμμα 25: Σενάριο 5: COH για τιμή υδρογόνου 6 €/kg και CAPEX Α/Π: (α) 2000€/kW, (β) 2500€/kW, (γ) 3000€/kW, (δ) 3500€/kW.

Το IRR, όταν λαμβάνει μέρος παραγωγή αποκλειστικά ηλεκτρικής ενέργειας (0MW EZ, 0MWh Battery), για κόστος αιολικού 2000 €/kW (Διάγραμμα 25 (α)), είναι κοντά στο 9,5%, όπως εξετάστηκε προηγουμένως στην ανάλυση του IRR. Στο συγκεκριμένο σημείο γίνεται ανάλυση του COH για $r=8\%$, που σημαίνει ότι τα αιολικά πάρκα από μόνα τους δημιουργούν κέρδος στην επιχείρηση (για $r=8\%$). Έτσι αν προστεθεί ηλεκτρολύτης και για όσο αυξάνεται το μέγεθός του, το COH αυξάνεται διαρκώς.

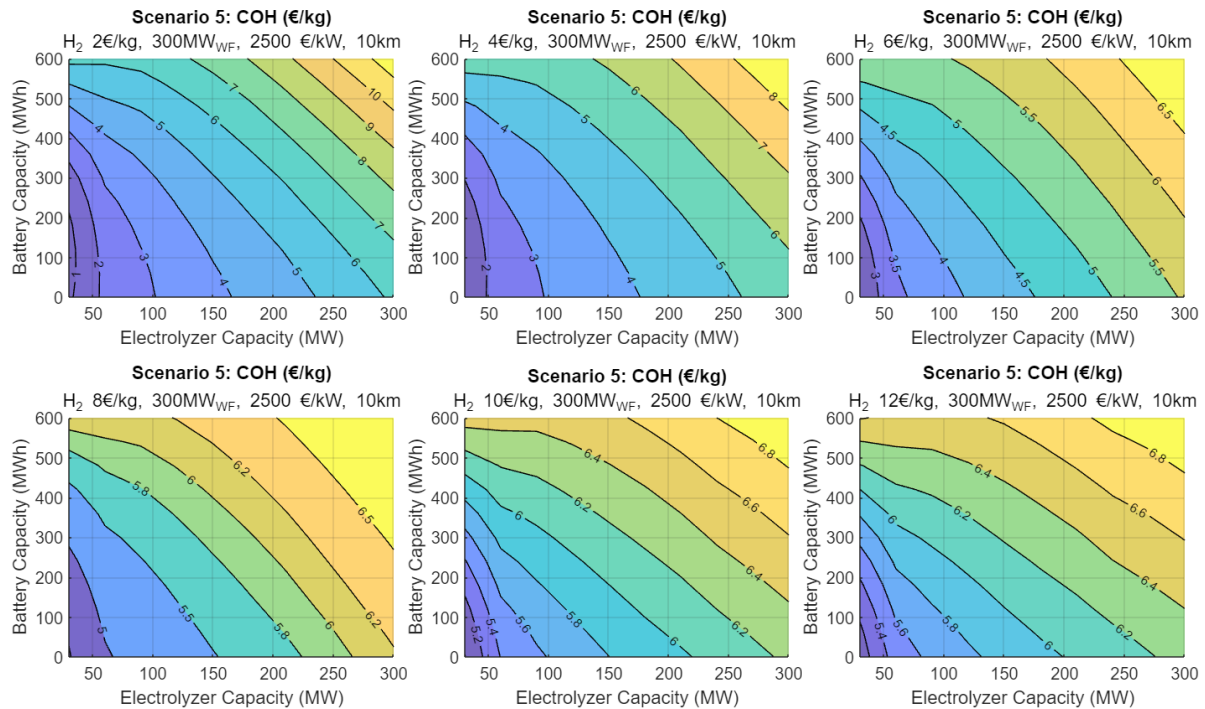
Εάν τώρα θεωρηθεί κόστος αιολικού 2500 €/kW (Διάγραμμα 25 (β)), τότε το IRR του αιολικού αποκλειστικά είναι κοντά στο 6,65%, που σημαίνει ότι το αιολικό πάρκο από μόνο του δημιουργεί ζημιά στην επιχείρηση (για $r=8\%$). Τότε η αύξηση του ηλεκτρολύτη, για μία ικανή τιμή COH, δεν αυξάνει απαραίτητα το COH αλλά βελτιστοποιείται για μία τιμή ηλεκτρολύτη. Αυτή η τιμή ηλεκτρολύτη (ως ποσοστό ισχύος του αιολικού) αυξάνεται για μεγαλύτερα κόστη αιολικού.

Αυτό εξηγείται ως εξής. Αν παρατηρήσουμε και το Διάγραμμα 21, έως το 50% της ισχύος του ηλεκτρολύτη ως προς το αιολικό, το ποσοστό κατανομής αυξάνεται με έναν σχεδόν σταθερό ρυθμό και μετά αυξάνεται με έναν πολύ μικρότερο ρυθμό. Αυτό σημαίνει ότι για μεγάλο κόστος αιολικών, χρειαζόμαστε μεγαλύτερο COH για να καλύψουμε τα έξοδα. Ωστόσο, εάν λάβουμε περισσότερο υδρογόνο, ακόμα και με μικρότερο βαθμό βελτίωσης όσον αφορά το ποσοστό Power to Gas που αναφέραμε προηγουμένως, σε μια τέτοια υψηλή τιμή COH καλύπτουμε την επιπρόσθετη κλιμάκωση της μονάδας του υδρογόνου και του επενδυτικού κόστους του αιολικού.

Η συμπεριφορά αυτή παρατηρείται με τον ίδιο τρόπο για κάθε τιμή υδρογόνου. Η περίπτωση των 6€/kg_{H2} ήταν για χάρη του παραδείγματος.

7.7.6 Ανάλυση ευαισθησίας σεναρίου 5

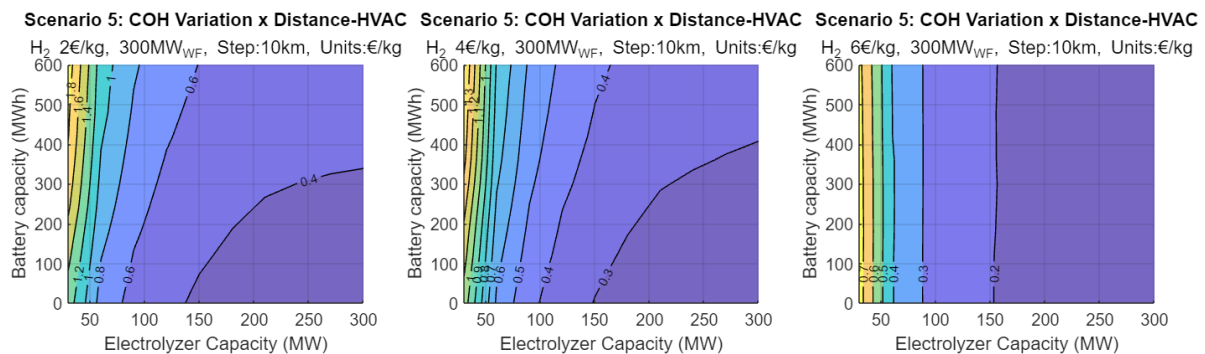
COH για το βασικό σενάριο για $r = 6\%$:

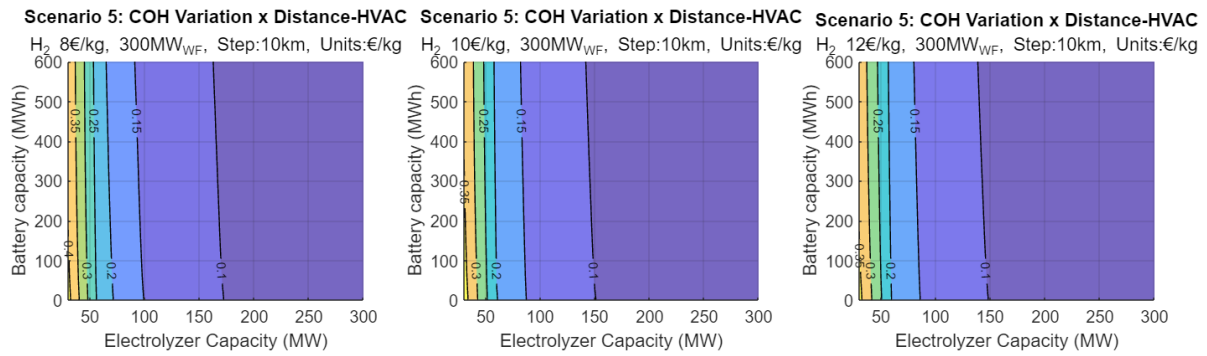


Διάγραμμα 26: Σενάριο 5: COH με $r=6\%$ με βασικές παραμέτρους μεγέθους και CAPEX A/Π για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Για την περίπτωση που φαίνεται στο Διάγραμμα 26, το COH αυξάνεται όσο ανεβαίνει η προτεραιοποίηση προς το υδρογόνο, ενώ στην ίδια περίπτωση με $r=8\%$ μειωνόταν. Αυτό συμβαίνει, όπως έχει εξηγηθεί σε προηγούμενη παράγραφο, διότι το IRR του αιολικού από μόνο του είναι υψηλότερο του 6% αλλά μικρότερο του 8%. Έτσι όταν μεταβάλλεται η κατανομή προς το υδρογόνο και η τιμή του COH δεν υπερβαίνει μία τιμή, με την οποία θα έχουμε καλύτερο IRR από τα αιολικά, τότε το COH αυξάνεται.

Μεταβολή COH συναρτήσει της απόστασης για HVAC διασύνδεση (<100km) ($r=8\%$):

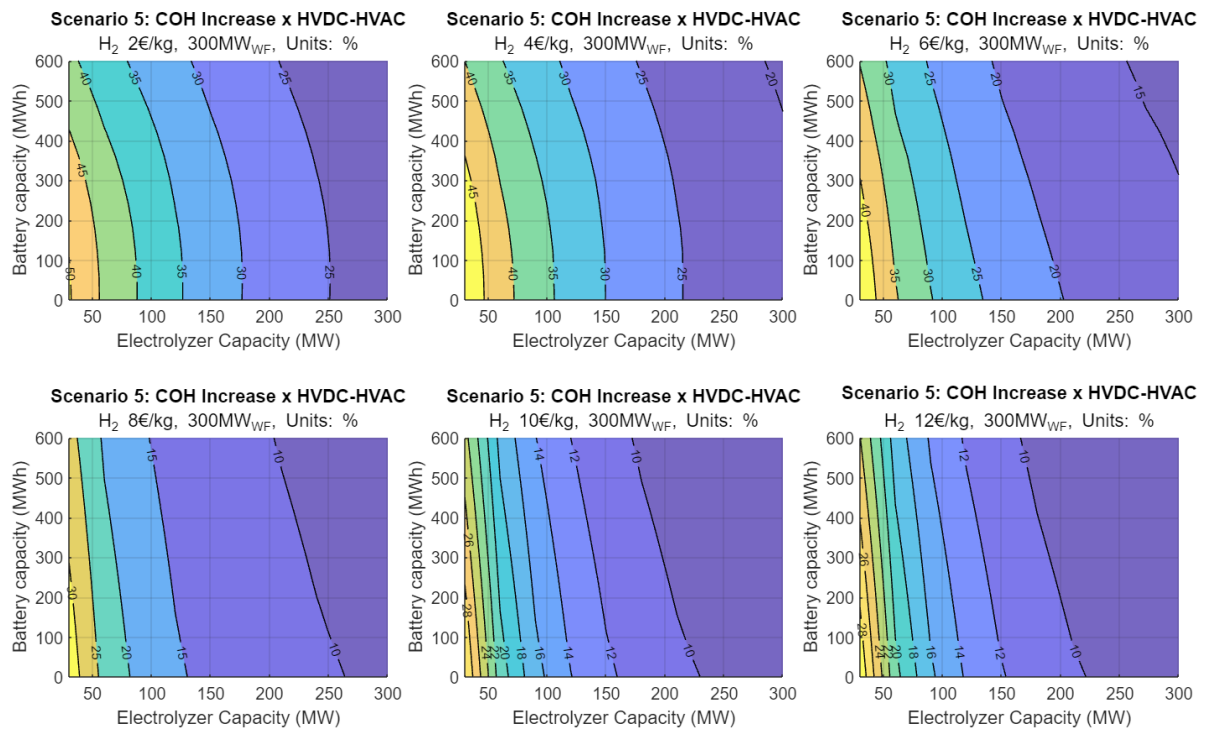




Διάγραμμα 27: Σενάριο 5: Μεταβολή COH με βήμα απόστασης 10km στην HVAC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Η μεταβολή του COH ανά 10km απόστασης που προστίθενται για όσο βρισκόμαστε εντός των ορίων της HVAC διασύνδεσης είναι σταθερή για μία συγκεκριμένη προτεραιοποίηση υδρογόνου και δίνεται από τα παραπάνω διαγράμματα για αιολικό μεγέθους 300MW.

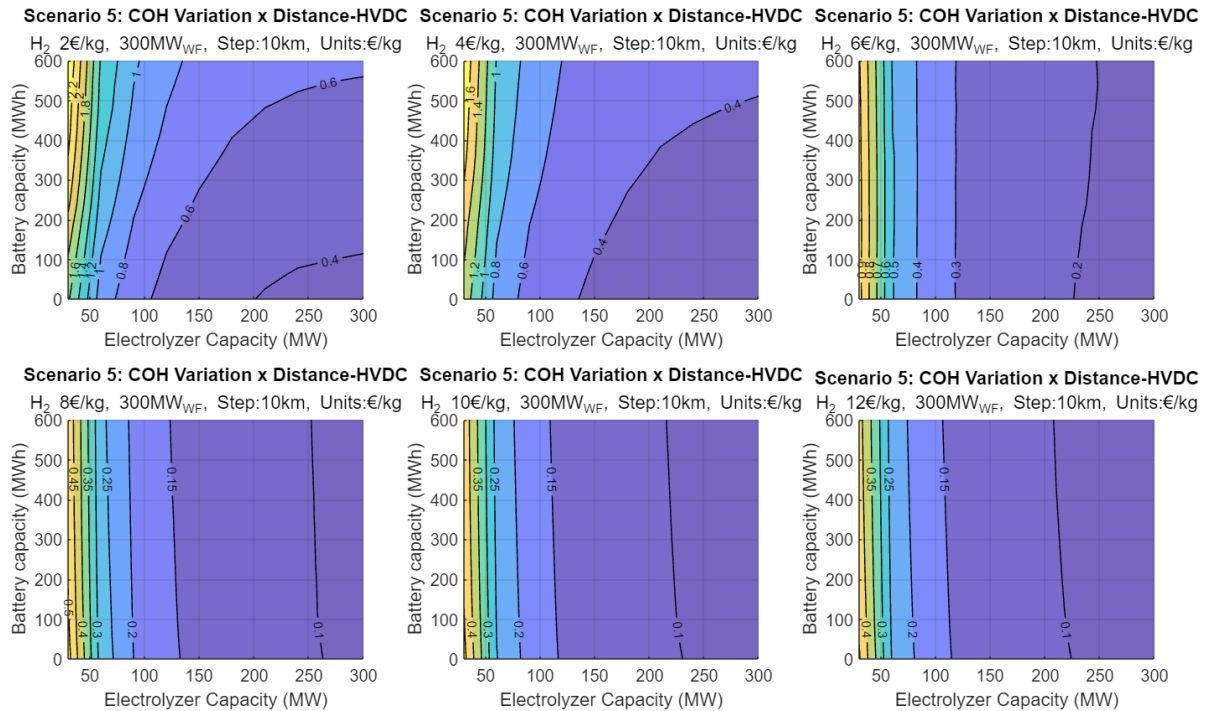
Αύξηση COH από HVAC σε HVDC (r=8%):



Διάγραμμα 28: Σενάριο 5: Ποσοστιαία αύξηση του COH μεταβαίνοντας από HVAC σε HVDC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Μετά τα 100km, όπου συμβαίνει μετάβαση από HVAC σε HVDC διασύνδεση, έχουμε το επιπρόσθετο κόστος των ηλεκτρικών αγωγών (είναι ακριβότεροι ανά km) και το κόστος των μετατροπών ισχύος. Όσο λιγότερο υδρογόνο παράγεται, τόσο μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση προβλέπεται στο COH.

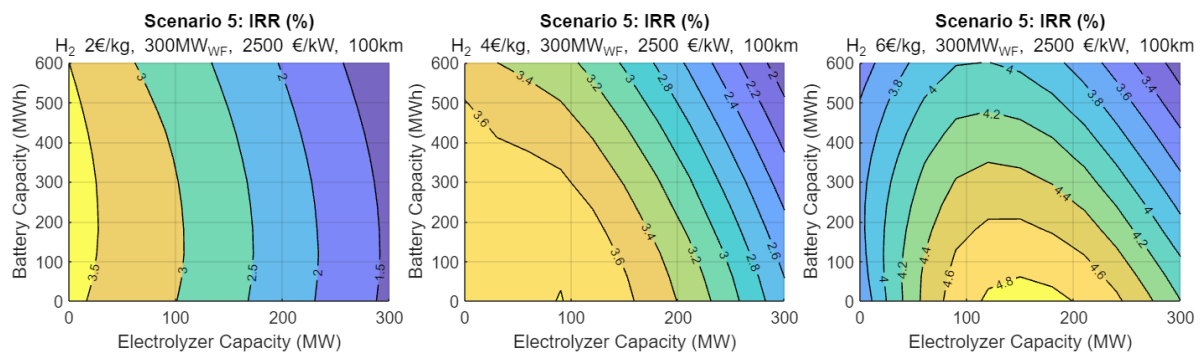
Μεταβολή COH συναρτήσει της απόστασης για HVDC διασύνδεση ($\geq 100\text{km}$) ($r=8\%$):

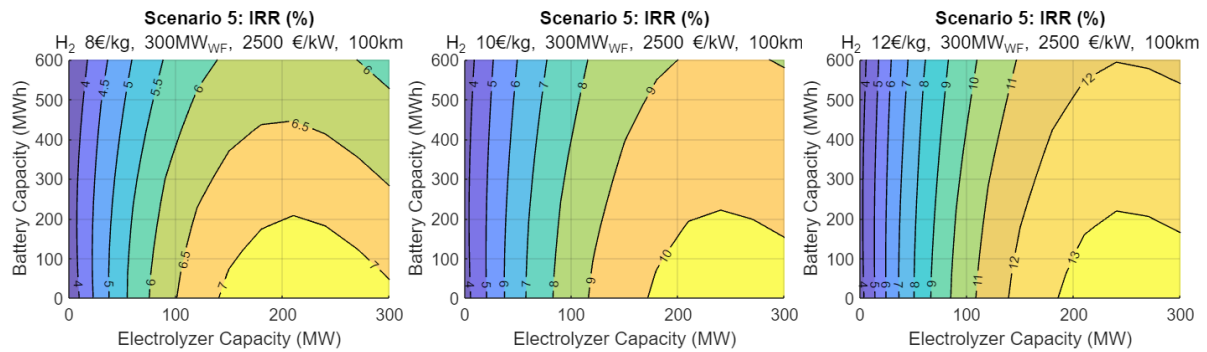


Διάγραμμα 29: Σενάριο 5: Μεταβολή COH με βήμα απόστασης 10km στην HVDC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Παρόμοια με την HVAC διασύνδεση, η μεταβολή του COH ανά 10km απόστασης που προστίθενται για όσο βρισκόμαστε εντός των ορίων της HVDC διασύνδεσης είναι σταθερή για μία συγκεκριμένη προτεραιοποίηση υδρογόνου και δίνεται από τα παραπάνω διαγράμματα για αιολικό μεγέθους 300MW.

IRR για 300 MW αιολικό με κόστος 2.500 €/kW, απόσταση 100km (HVDC):



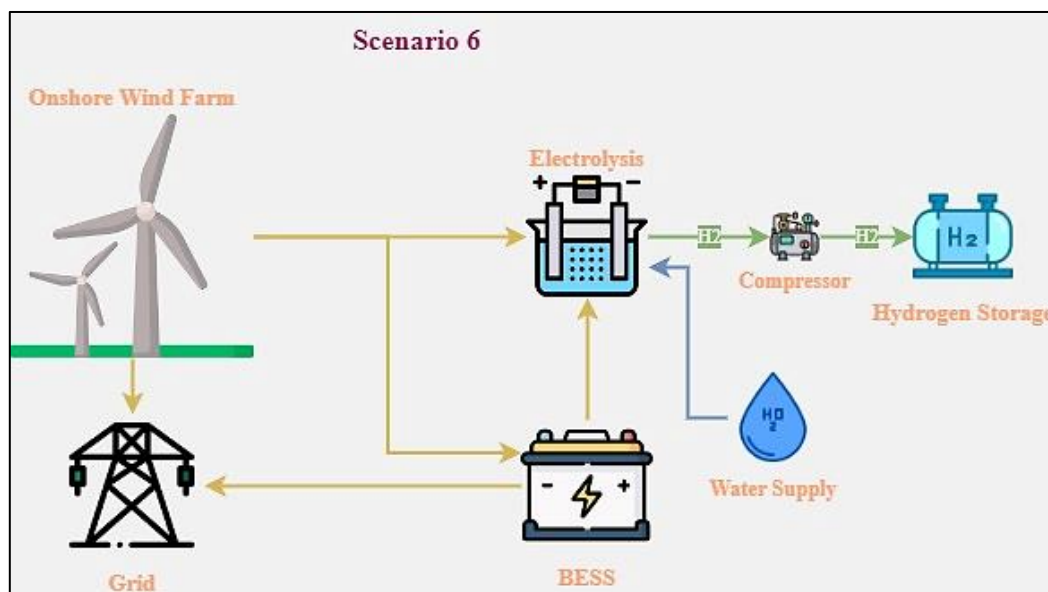


Διάγραμμα 30: Σενάριο 5: IRR με HVDC διασύνδεση για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Εδώ παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του IRR για το σημείο που θεωρείται ότι ξεκινάει η HVDC διασύνδεση (100km). Η μείωση του IRR σε σχέση με το βασικό σενάριο (10km) κυμαίνεται στο 2-3%.

7.8 Σενάριο 6

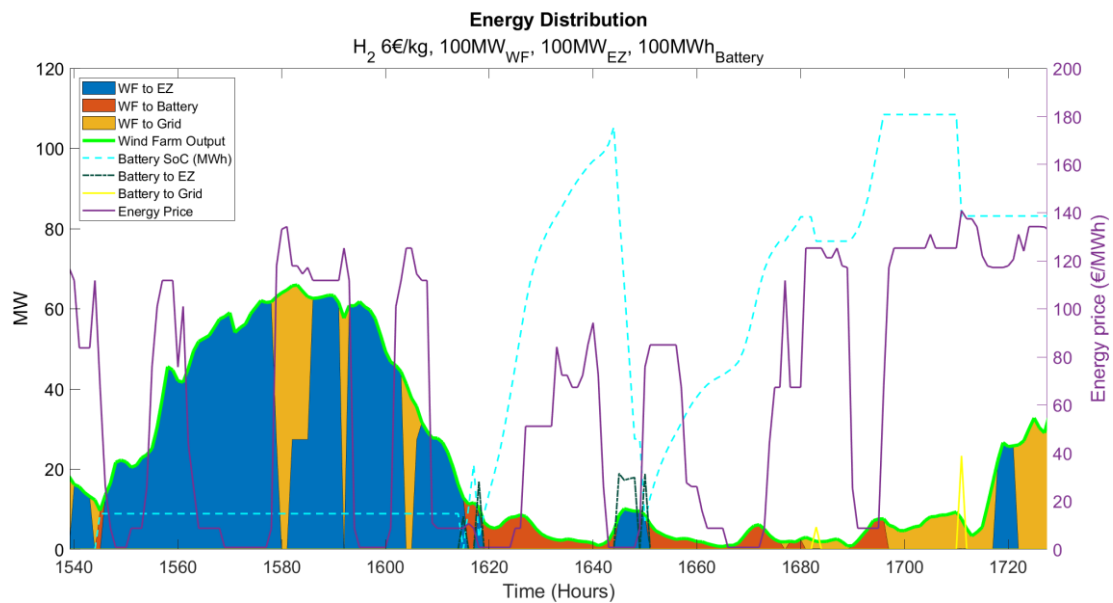
7.8.1 Διαμόρφωση σεναρίου 6



Εικόνα 23: Σχηματική διαμόρφωση σεναρίου 6.

Το σενάριο 6 είναι η περίπτωση που εξετάζεται χερσαίο αιολικό πάρκο. Η παραγωγή υδρογόνου και η αποθήκευση του ως συμπιεσμένο υδρογόνο γίνονται επίσης στη στεριά. Όπως και στο σενάριο 5, έχουμε έγχυση στο δίκτυο και δυνατότητα για arbitrage μέσω συστήματος αποθήκευσης ενέργειας υπό τη μορφή μπαταρίας (BESS).

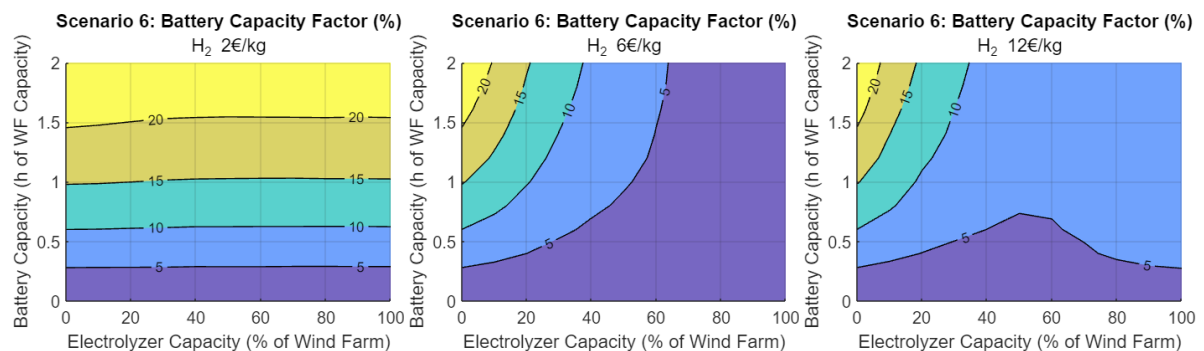
7.8.2 Λειτουργία του συστήματος



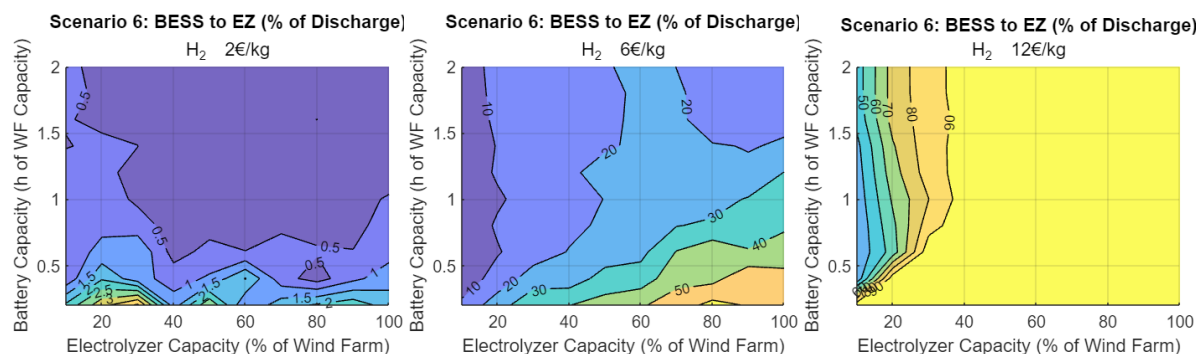
Διάγραμμα 31: Σενάριο 6: Κατανομή ενέργειας για το σενάριο 6.

Η λειτουργία του συστήματος για το σενάριο 6 είναι παρόμοια με το σενάριο 5, με τη σημαντική διαφορά της χαμηλότερης αιολικής διαθεσιμότητας.

7.8.3 Λειτουργία Μπαταρίας



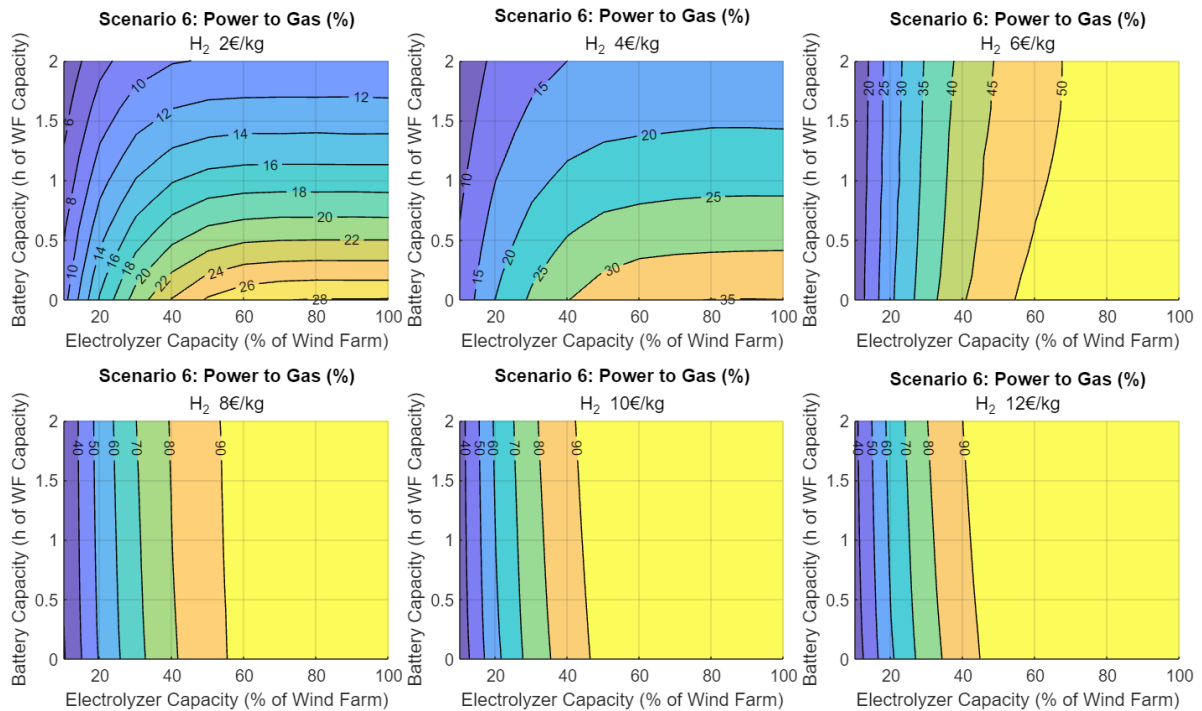
Διάγραμμα 32: Σενάριο 6: Ποσοστά χρησιμοποίησης της μπαταρίας για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.



Διάγραμμα 33: Σενάριο 6: Ποσοστά εκφόρτισης της μπαταρίας προς τον ηλεκτρολύτη για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Η μπαταρία, όπως ήταν αναμενόμενο, υποχρησιμοποιείται και στο σενάριο 6, καθώς η λειτουργία του συστήματος είναι η ίδια με το σενάριο 5.

7.8.4 Παραγωγή υδρογόνου και προτεραιοποίηση ενέργειας σεναρίου 6

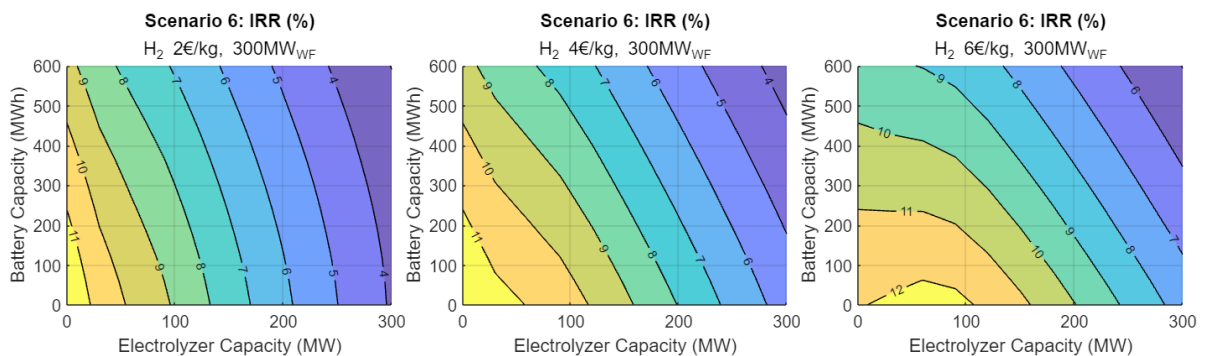


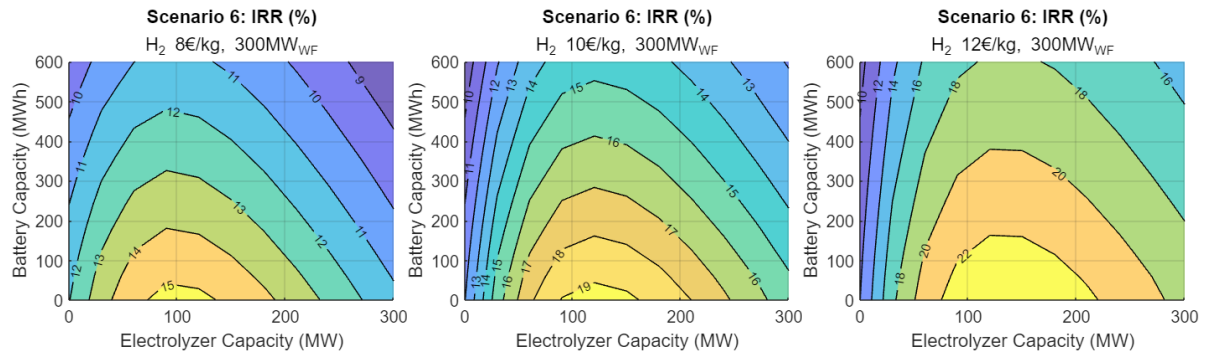
Διάγραμμα 34: Σενάριο 6: Ποσοστιαία κατανομή ενέργειας του αιολικού προς τη μονάδα παραγωγής υδρογόνου για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Παρόμοια με το σενάριο 5, στο παρόν σενάριο, για μεγαλύτερες τιμές υδρογόνου, ο αλγόριθμος προτεραιοποιεί την παραγωγή υδρογόνου σε σχέση με την έγχυση στο δίκτυο.

7.8.5 Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 6

IRR:





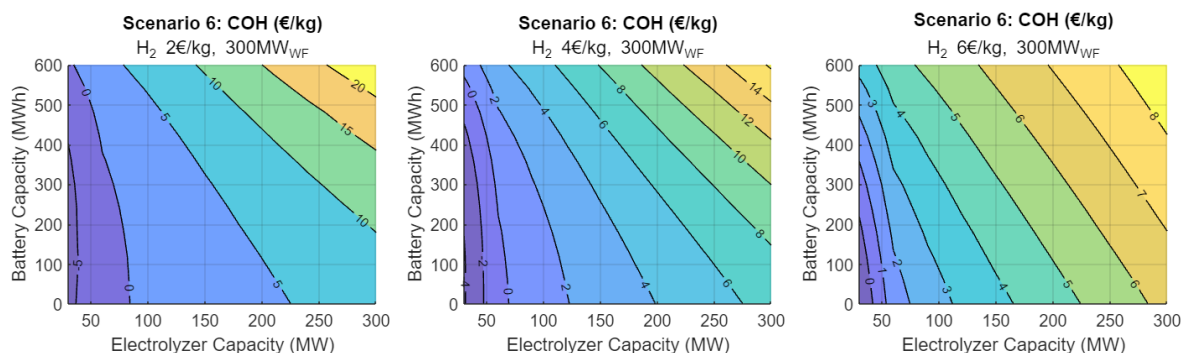
Διάγραμμα 35: Σενάριο 6: IRR με μέγεθος αιολικού 300 MW για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

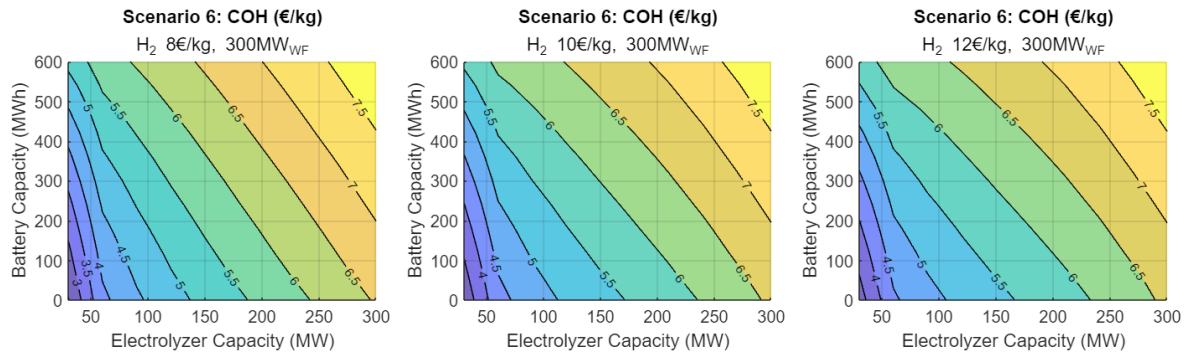
Το IRR του σεναρίου 6 παρατηρούμε ότι ξεκινά από υψηλές τιμές ήδη (μόνο του το αιολικό), κοντά στο 12%, κι αυτό οφείλεται στην πολύ χαμηλή τιμή κόστους του αιολικού πάρκου. Για χαμηλές τιμές υδρογόνου, καθώς αυξάνεται ο ηλεκτρολύτης, το IRR μειώνεται διότι υπάρχει μεγαλύτερο κέρδος από την ηλεκτρική ενέργεια, παρά από την πώληση υδρογόνου σε μια χαμηλή τιμή. Για τον ίδιο λόγο ο ηλεκτρολύτης χρησιμοποιείται λιγότερο, όπως δείχνουν και τα διαγράμματα ποσοστιαίας κατανομής ενέργειας του αιολικού (Διάγραμμα 34).

Αντιθέτως για μεγαλύτερες τιμές υδρογόνου παρατηρείται αύξηση και βελτιστοποίηση του IRR για μια τιμή ηλεκτρολύτη, που είναι όλο και μεγαλύτερη καθώς η τιμή υδρογόνου αυξάνεται. Αυτό είναι λογικό καθώς για υψηλές τιμές πώλησης υδρογόνου, είναι συμφέρουσα η πώληση του υδρογόνου, κατά το δυνατόν, ακόμα κι αν αυτό συνεπάγεται μικρότερη χρησιμοποίηση του ηλεκτρολύτη.

Το IRR τελικά βελτιώνεται όταν συμβαίνει παραγωγή υδρογόνου για τιμές υδρογόνου μεγαλύτερες των 6 €/kg_{H2}.

COH για το βασικό σενάριο με επιτόκιο αναγωγής $r = 8\%$:





Διάγραμμα 36: Σενάριο 6: COH με $r=8\%$ για διαφορετικές προτεραιοποιήσεις παραγωγής υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

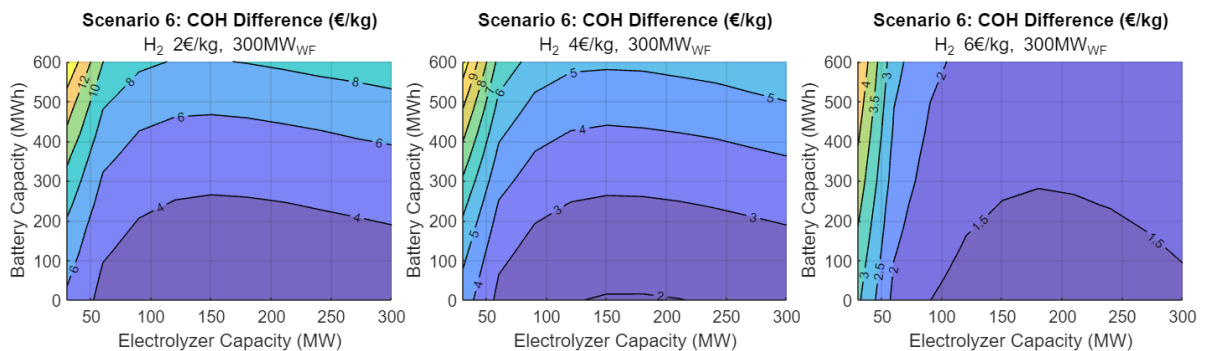
Για μικρές προτεραιοποιήσεις προς το υδρογόνο (χαμηλές τιμές υδρογόνου), το COH είναι μικρό και σε μερικές περιπτώσεις αρνητικό. Όπου είναι αρνητικό σημαίνει ότι ακόμα κι αν δεχόμασταν ζημιά σε αυτή την τιμή, το κέρδος από το αιολικό πάρκο θα μπορούσε να αντισταθμίσει αυτή τη ζημιά και να καταστήσει την επιχείρηση βιώσιμη. Αυτό είναι λογικό καθώς παράγονται και μικρές ποσότητες υδρογόνου σε αυτή την περίπτωση.

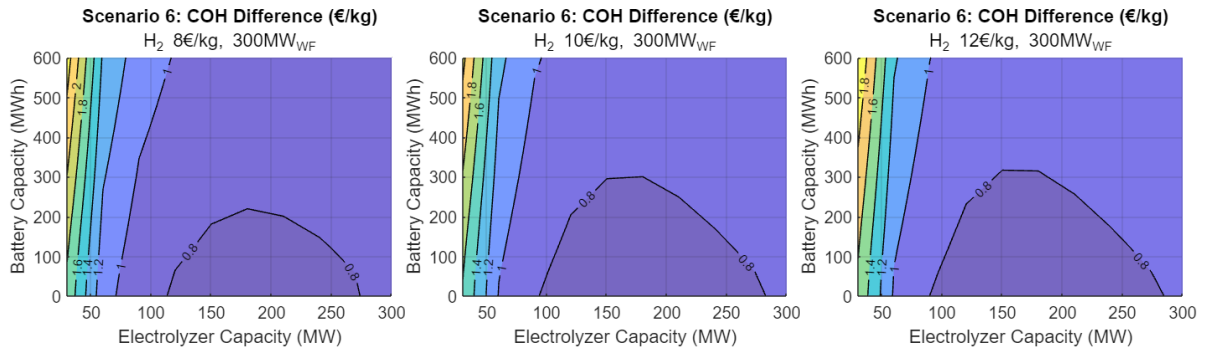
Όσο αυξάνεται η προτεραιοποίηση προς το υδρογόνο, μειώνονται οι MWh ηλεκτρικής ενέργειας που πωλούνται στο δίκτυο και αυξάνεται η ποσότητα υδρογόνου που παράγεται. Έτσι, σύμφωνα και με τον ορισμό που δόθηκε στο COH, λιγότερα κέρδη αφαιρούνται από το συνολικό επενδυτικό κόστος και άρα προκύπτει αύξηση του COH. Αυτά τα κέρδη δημιουργούν IRR μεγαλύτερο του 8% (για το οποίο κάνουμε την COH ανάλυση), οπότε αφαιρώντας τα τείνουμε προς μόνιμη αύξηση του COH.

7.8.6 Ανάλυση Ευαισθησίας Σεναρίου 6

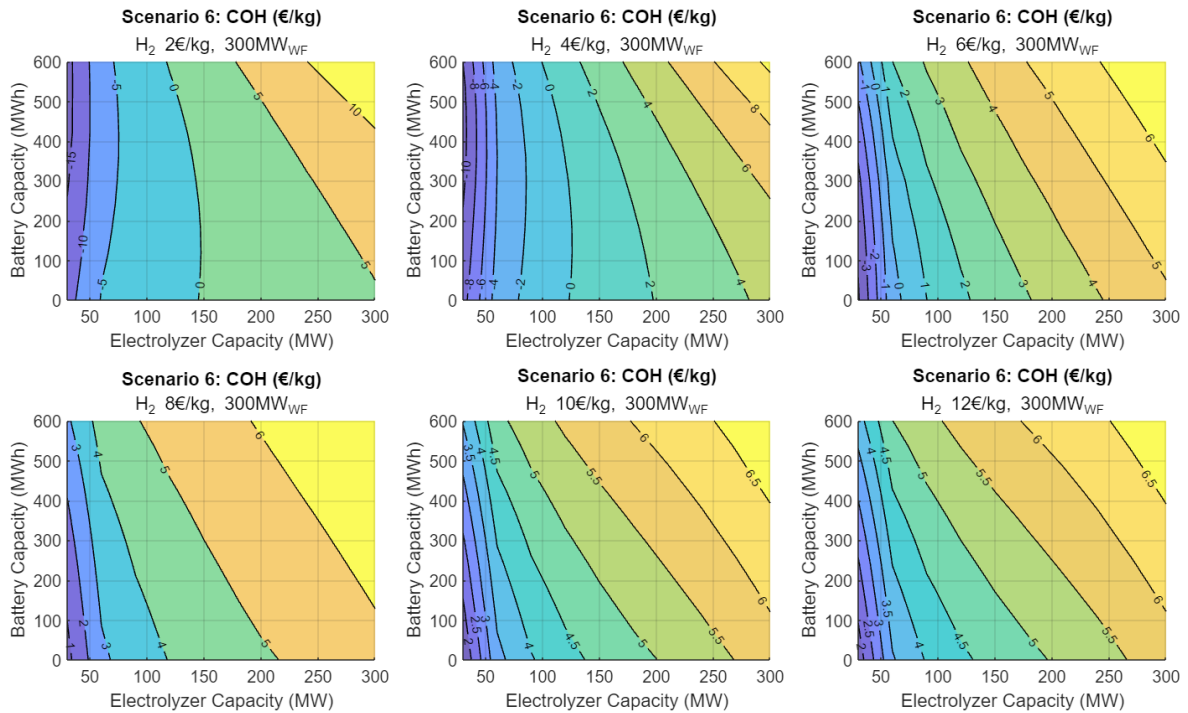
Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο με επιτόκιο αναγωγής $r = 6\%$:

Μεταβολή COH από $r = 8\%$ σε $r = 6\%$:





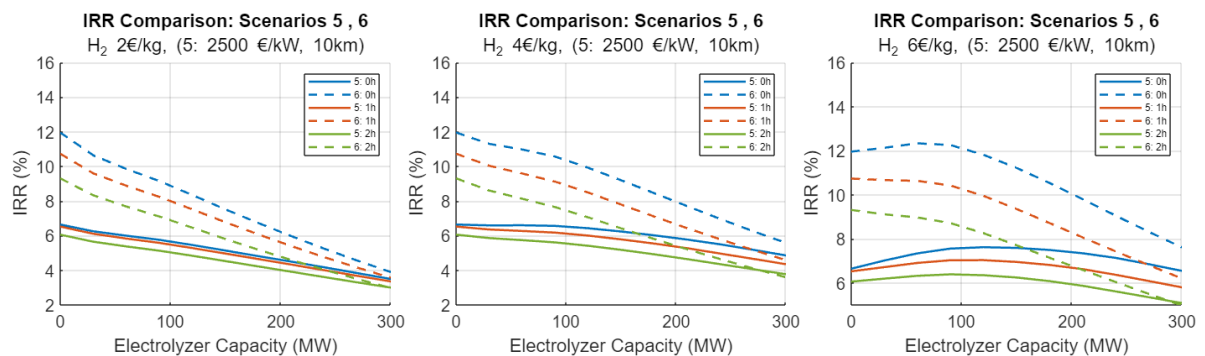
COH ($r = 6\%$):

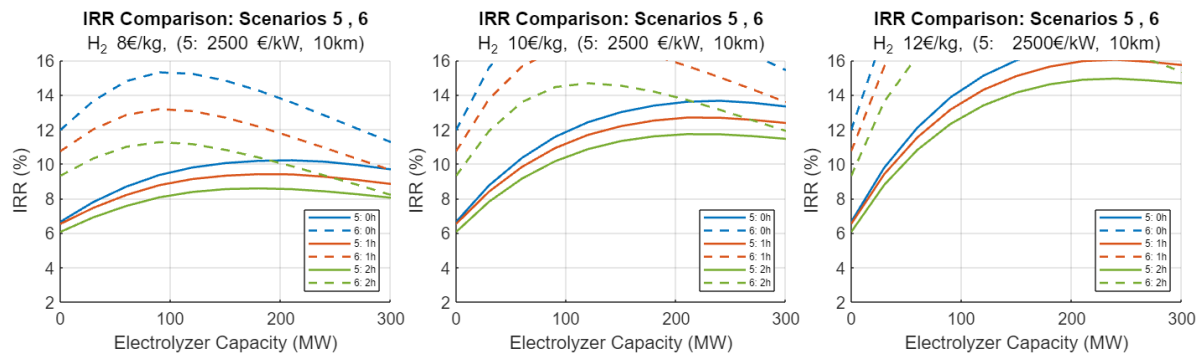


Διάγραμμα 37: Σενάριο 6: COH με $r=6\%$ για διαφορετικές προτεραιοποιήσεις παραγωγής υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Το COH για επιτόκιο αναγωγής $r=6\%$ είναι σαφώς καλύτερο απ' ότι με $r=8\%$. Για παράδειγμα για τη μέγιστη προτεραιοποίηση προς το υδρογόνο (12€/kg_{H2}), παρατηρείται μείωση της τάξης του 50-12% για μικρούς προς μεγάλους ηλεκτρολύτες, αντίστοιχα.

7.9 Σύγκριση σεναρίων 5,6 ως προς το IRR





Διάγραμμα 38: Σύγκριση IRR των σεναρίων 5 και 6 για τρεις περιπτώσεις BESS, με βασικές παραμέτρους CAPEX A/Π και απόσταση, για τιμές υδρογόνου: (α) 2 €/kg, (β) 4 €/kg, (γ) 6 €/kg, (δ) 8 €/kg, (ε) 10 €/kg, (στ) 12 €/kg.

Το σενάριο 6 με το χερσαίο Α/Π (με τις διακεκομμένες) είναι, για ίδια τιμή BESS, καθολικά καλύτερο από το σενάριο 5 με το υπεράκτιο Α/Π στη σύγκριση των IRR. Αυτό οφείλεται στη χαμηλή τιμή κόστους του χερσαίου αιολικού πάρκου, που αντισταθμίζει ακόμα και τη μείωση στη διαθεσιμότητά του, σε σχέση με το υπεράκτιο αιολικό.

Γενικά το IRR είναι καλύτερο χωρίς σύστημα BESS, καθώς η μικρή χρησιμοποίησή του δεν δικαιολογεί το κόστος του.

8 Επίλογος

8.1 Συμπεράσματα

Συνοπτικά, στην παρούσα διπλωματική εργασία αναπτύχθηκε μοντέλο προσομοίωσης ενός συνδυασμένου έργου αιολικού πάρκου που τροφοδοτεί μονάδα παραγωγής πράσινου υδρογόνου με ηλεκτρόλυση με τη χρήση μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP). Εξετάστηκαν έξι διαφορετικές διαμορφώσεις του έργου. Στις πρώτες τέσσερις η παραγωγή του υδρογόνου υλοποιείται υπεράκτια. Η μεταφορά και η αποθήκευσή του είναι τα σημεία που ξεχωρίζουν τις διαμορφώσεις. Στα Σενάρια 1,2 και 4 συμβαίνει παραγωγή υγρού υδρογόνου, αποθήκευσή του με διαφορετικούς τρόπους μεταξύ των σεναρίων, και τελικά μεταφορά του υδρογόνου με δεξαμενόπλοια.

Από αυτά το καλύτερο κρίνεται το Σενάριο 2, καθώς προέκυψε χαμηλότερο LCOH από τα Σενάρια 1 και 4. Ωστόσο το LCOH για τη βασική περίπτωση αναφορικά με το μέγεθος του Α/Π, το κόστος εγκατάστασής του και την απόσταση του από τη στεριά (300 MW_{WF}, 2500 €/MW, 10 km, αντίστοιχα) είναι σε όλα τα προαναφερθέντα σενάρια μεγαλύτερο των 10 €/kg_{H2}, καθιστώντας δύσκολη την οικονομική τους βιωσιμότητα. Στο Σενάριο 3 από την άλλη συμβαίνει παραγωγή και μεταφορά συμπιεσμένου υδρογόνου με υποθαλάσσιους αγωγούς. Το συγκεκριμένο σενάριο κρίθηκε το καλύτερο ως προς την υπεράκτια παραγωγή υδρογόνου, με τη βασική περίπτωση παραμέτρων να καταλήγει σε LCOH ίσο με 8,28 €/kg_{H2}.

Υστερα υλοποιήθηκε σύγκριση μεταξύ του σεναρίου 3 και του 5.5, το οποίο αφορά παραγωγή υδρογόνου στη στεριά, προς εύρεση του βέλτιστου σεναρίου που προκύπτει από εγκατάσταση υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Το 5.5 κρίθηκε υπό συνθήκες καλύτερο, ωστόσο είναι υποσχόμενο βελτίωσης, όταν πια συνδέεται με το δίκτυο και προστίθεται μπαταρία στο σύστημα, σχηματίζοντας έτσι το σενάριο 5. Εκεί συμβαίνει ταυτόχρονα χερσαία παραγωγή υδρογόνου, έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο και ενεργειακό arbitrage με χρήση συστημάτων αποθήκευσης (BESS).

Έτσι, η μελέτη επικεντρώθηκε στην περαιτέρω ανάλυση δύο σεναρίων τα οποία αφορούν την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης παραγωγής πράσινου υδρογόνου από υπεράκτιο (σενάριο 5) ή χερσαίο (σενάριο 6) Α/Π, διασυνδεδεμένο με το ηλεκτρικό δίκτυο.

Το σενάριο 5 περιλαμβάνει πολύ-παραμετρική ανάλυση με διαφορετικές τιμές πώλησης υδρογόνου, οι οποίες με τη σειρά τους δημιουργούν στην ουσία σενάρια προτεραιοποίησης παραγωγής υδρογόνου. Για τη βασική περίπτωση παραμέτρων το IRR με προσθήκη ηλεκτρολύτη ξεπερνά το IRR των αιολικών για τιμή υδρογόνου μεγαλύτερη των 5 €/kg_{H2}. Επίσης ορίστηκε ένας οικονομικός δείκτης, το Cost of Hydrogen (COH), προς εύρεση της αναγκαίας τιμής πώλησης του υδρογόνου, που καθιστά την επιχείρηση βιώσιμη. Το COH προκύπτει

όπως το LCOH, λαμβάνοντας όμως υπόψη, εκτός από το επενδυτικό κόστος και τα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο. Για τη βασική περίπτωση παραμέτρων και επιτόκιο αναγωγής (r) ίσο με 8%, το COH, για την προτεραιοποίηση των 8 €/kg και για βέλτιστη διαστασιολόγηση ηλεκτρολύτη και μπαταρίας, προκύπτει 6,67 €/kg_{H2}. Είναι το βέλτιστο COH ανάμεσα στις τιμές-προτεραιοποιήσεις υδρογόνου.

Το τελευταίο σενάριο (Σενάριο 6), όπου ο συνδυασμένο έργο εγκαθίσταται στη στεριά, εξάγει τα καλύτερα αποτελέσματα ως προς το COH και το IRR, κυρίως λόγω του χαμηλού κόστους του αιολικού πάρκου. Το IRR του έργου όταν προστίθεται ηλεκτρολύτης, αυξάνεται σε σχέση με αυτό του αιολικού πάρκου όταν λειτουργεί μόνο για τιμή υδρογόνου μεγαλύτερη των 6 €/kg_{H2}.

Κατά το δυνατόν, τα αποτελέσματα παρουσιάστηκαν ανά μονάδα της ισχύος του αιολικού πάρκου. Παρουσιάστηκαν επίσης μεταβολές κόστους ανά βήμα μεταβολής παραμέτρων, όπως το κόστος των αιολικών, η απόσταση από τη στεριά και το μέγεθος του αιολικού πάρκου. Τέλος, υλοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας ως προς την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων 5 και 6.

Στα παραπάνω σενάρια, η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης καταλήγει να ζημιώνει το έργο. Αυτό οφείλεται τόσο στο υψηλό κόστος εγκατάστασής τους αλλά και στην αμυδρή χρησιμοποίηση τους για arbitrage ενέργειας.

Συμπεραίνεται ότι η παραγωγή υδρογόνου από υπεράκτια αιολικά πάρκα έρχεται με σημαντικά επενδυτικά κόστη, τα οποία καθιστούν την επένδυση με αυτές τις διαμορφώσεις οικονομικά απαιτητικές. Από την άλλη πλευρά, η περίπτωση του χερσαίου αιολικού πάρκου με την ανταγωνιστική χαμηλή του τιμή (ανά kW), προσφέρει υψηλά IRR. Ωστόσο και πάλι για να προκύψει μεγαλύτερο κέρδος από την αποκλειστική χρήση του αιολικού πάρκου, χρειάζονται υψηλές τιμές υδρογόνου. Η μπαταρία, για να μπορέσει να συνεισφέρει οικονομικά στην επιχείρηση, θα πρέπει να υποβληθεί σε σημαντικές μειώσεις κόστους.

Ωστόσο, η παραγωγή πράσινου υδρογόνου από υπεράκτια Α/Π υπόσχεται μεγαλύτερη τελική ποσότητα υδρογόνου, κάτι το οποίο ανάλογα την περίπτωση μπορεί να οδηγεί σε συμφέρουσες επενδύσεις έναντι της παραγωγής υδρογόνου από χερσαία Α/Π (παράρτημα 9.3).

Συνολικά όμως, η παραγωγή πράσινου υδρογόνου, αν και απαραίτητη για το μέλλον του πλανήτη, δεν είναι οικονομικά ανταγωνιστική σε σχέση με την παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά καύσιμα και δέσμευση των εκπομπών (blue hydrogen), το LCOH των οποίων υπολογίζεται πλησίον των 2-4 €/kg. Για να γίνει ανταγωνιστική, απαιτούνται σημαντικές επιδοτήσεις και μειώσεις κόστους τόσο της αιολικής ενέργειας, που συνεισφέρει κατά το μέγιστο στη διαμόρφωση της τιμής του υδρογόνου, όσο και των υπόλοιπων μερών της παραγωγής υδρογόνου, όπως ο ηλεκτρολύτης και τα συστήματα αποθήκευσης του H₂.

8.2 Μελλοντικές Προεκτάσεις

Η μελέτη παραγωγής υδρογόνου εξαρτάται από πολλές παραμέτρους. Στη συγκεκριμένη μελέτη εξετάστηκαν κρίσιμες παράμετροι σε πολλούς διαφορετικούς τομείς. Ωστόσο, είναι δυνατή η περαιτέρω ανάλυση με μεγαλύτερη μεταβλητότητα σε ορισμένες παραμέτρους, όπως η τιμή κόστους του ηλεκτρολύτη και της μπαταρίας. Επίσης η μπαταρία, αν και εξετάζεται για βήμα χωρητικότητας, έχει θεωρηθεί δίωρη στην ισχύ της, οπότε υπάρχει δυνατότητα περαιτέρω ανάλυσης προς εύρεση της καλύτερης χωρητικότητας μπαταρίας ως προς την ισχύ της, η οποία φέρει βέλτιστα αποτελέσματα.

Ακόμα, μπορεί να γίνει παρόμοια ανάλυση με θεώρηση επιδοτήσεων του έργου και εξέταση συνθηκών, οι οποίες θα φέρουν το κόστος του υδρογόνου σε πιο ανταγωνιστικά επίπεδα. Τέλος, μπορεί να γίνει πιο αναλυτική μελέτη του επόμενου βήματος της αλυσίδας παραγωγής, μεταφοράς και διανομής του υδρογόνου, με συμπερίληψη στην ουσία του κόστους διανομής του υδρογόνου μέχρι την τελική του κατανάλωση.

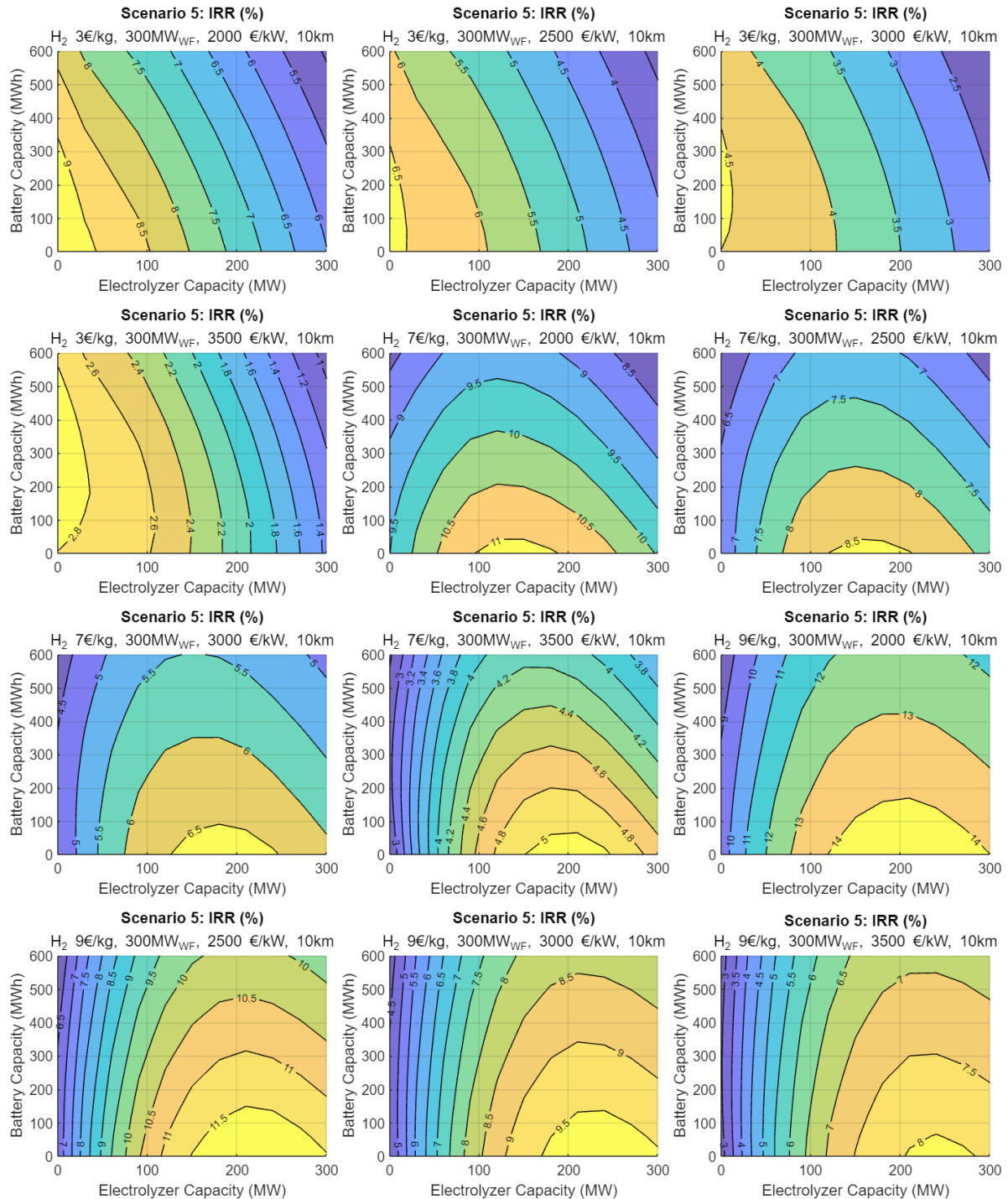
9 Παράρτημα

Επιπρόσθετα αποτελέσματα σεναρίων:

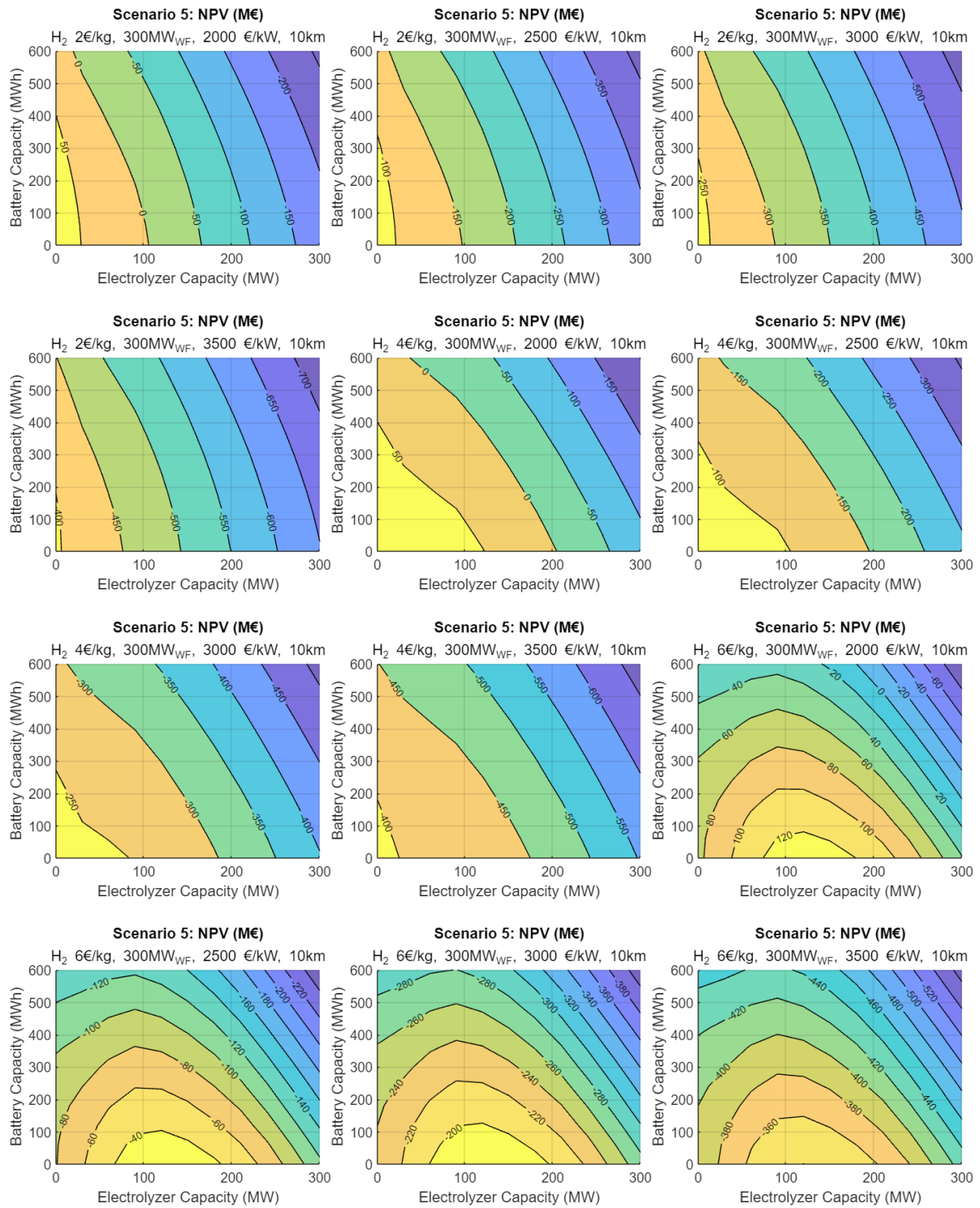
9.1 Σενάριο 5

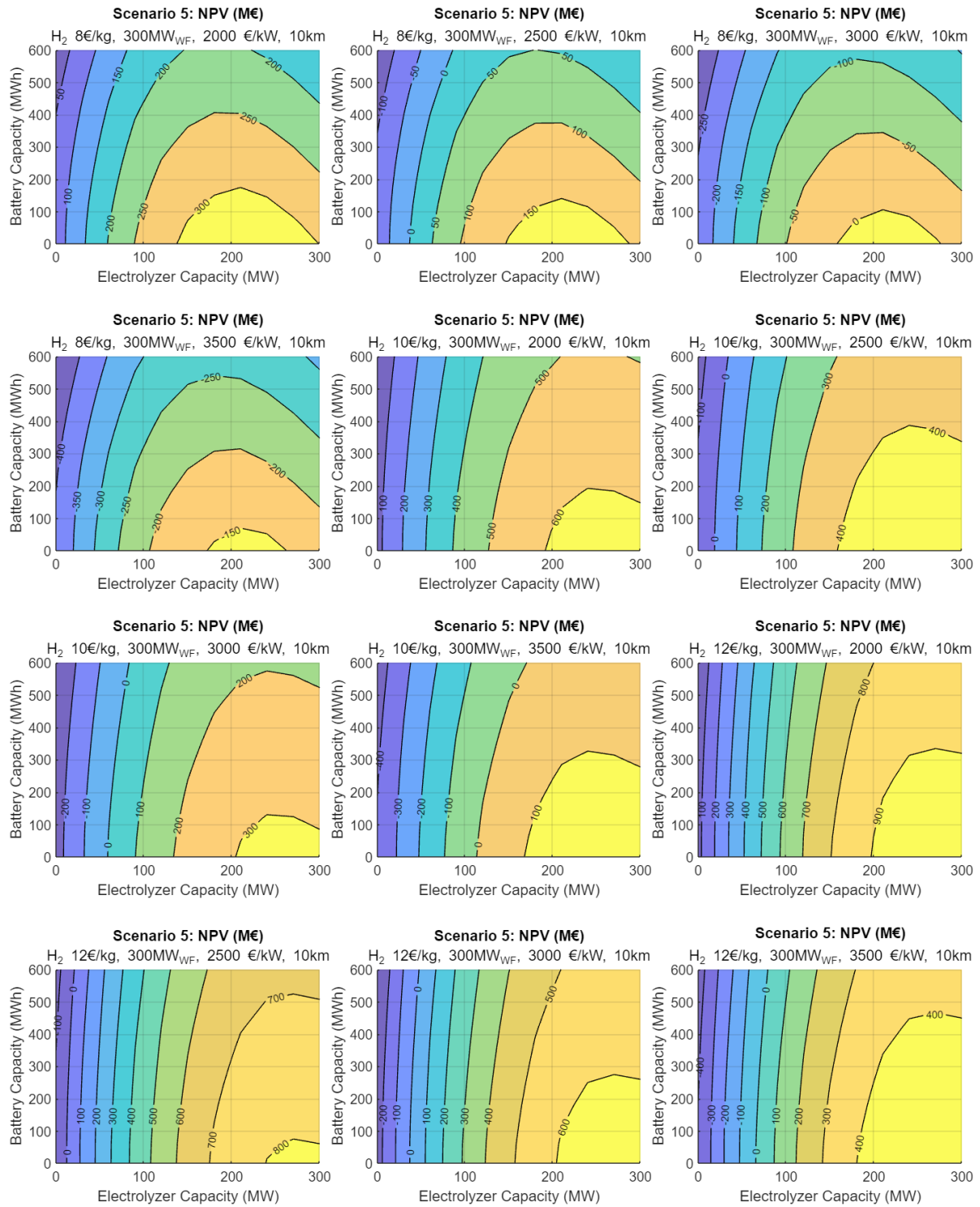
9.1.1 Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο:

IRR:



NPV με επιτόκιο αναγωγής $r = 8\%$:

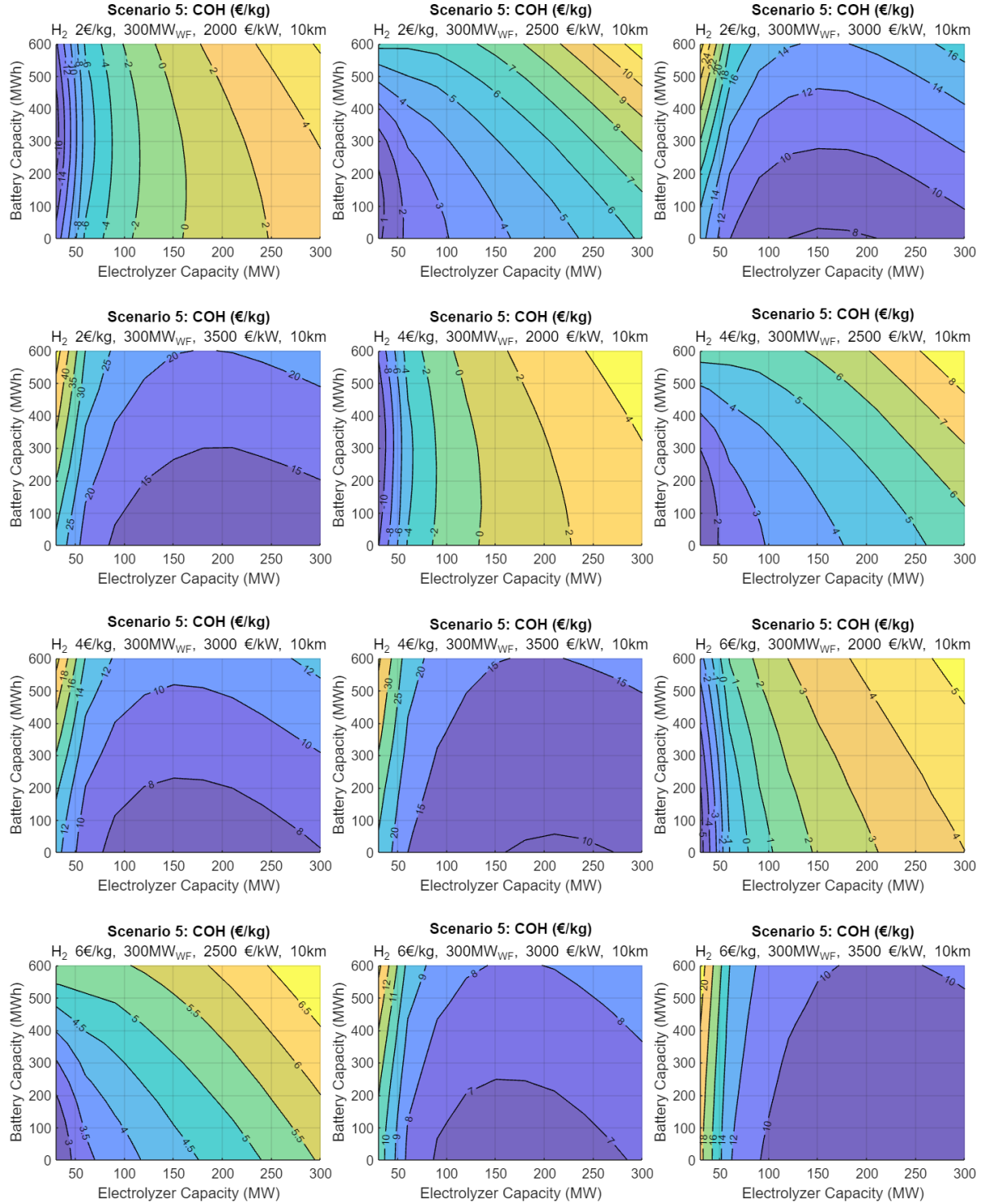


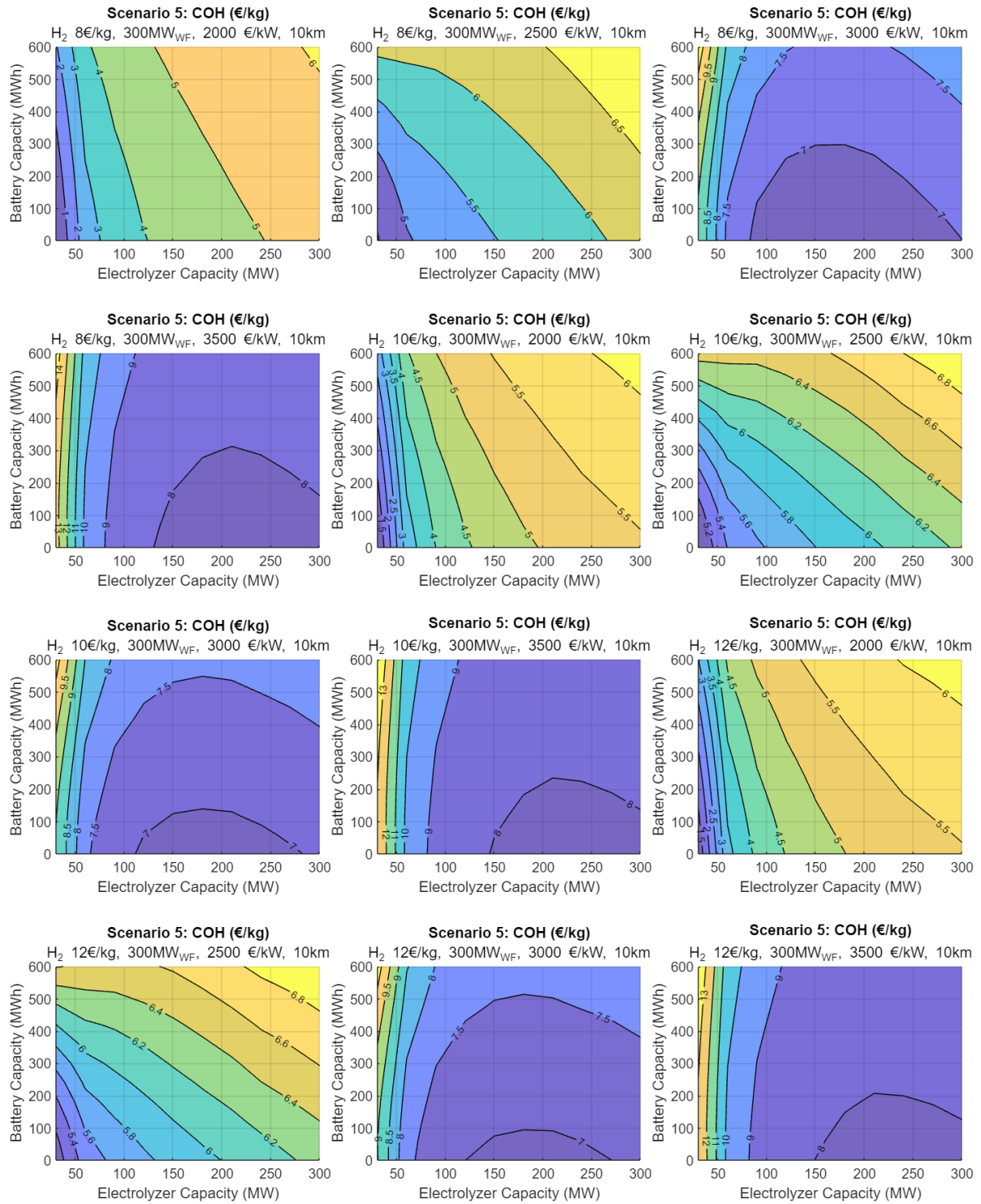


9.1.2 Ανάλυση ευαισθησίας σεναρίου 5

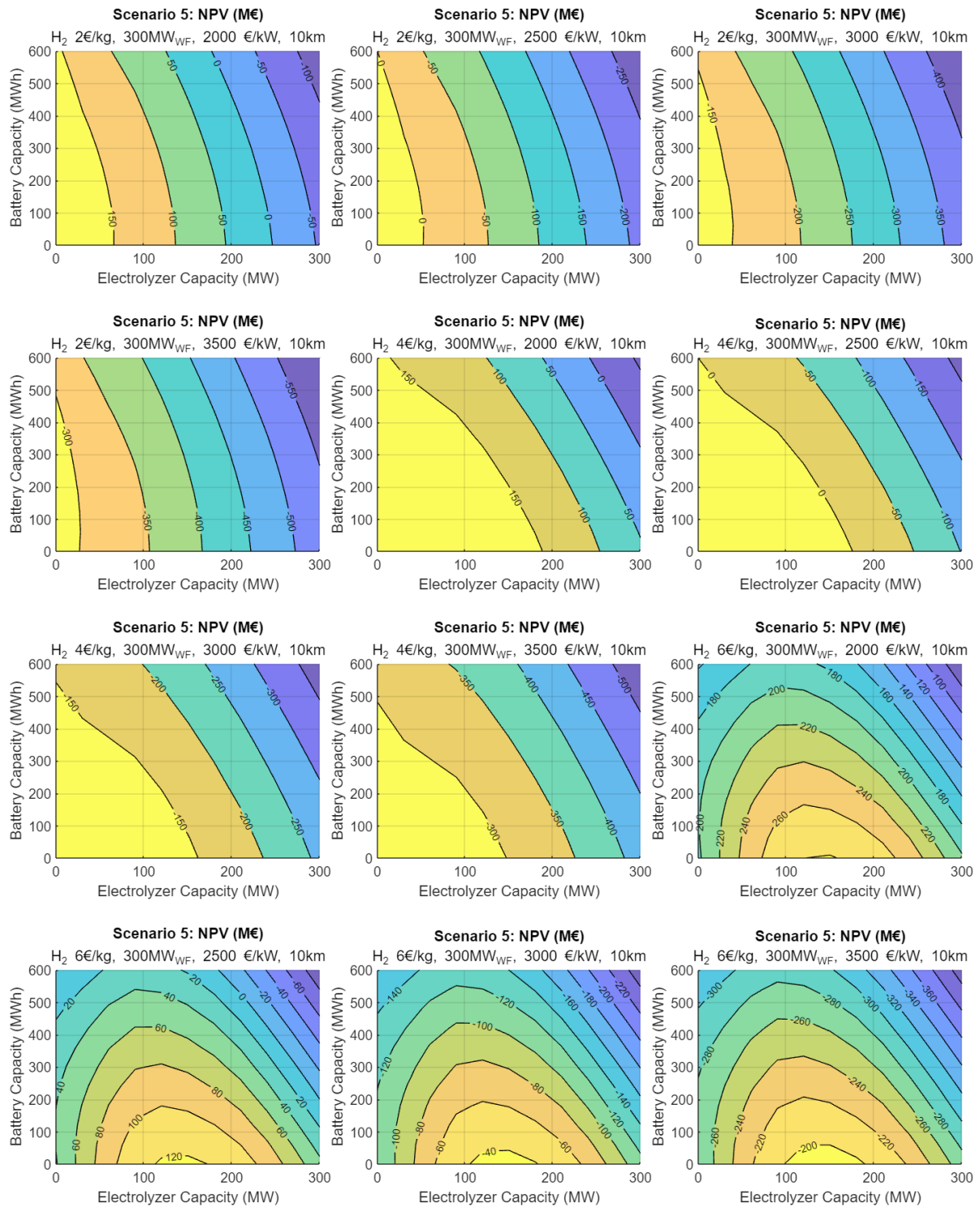
Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο με επιτόκιο αναγωγής $r = 6\%$:

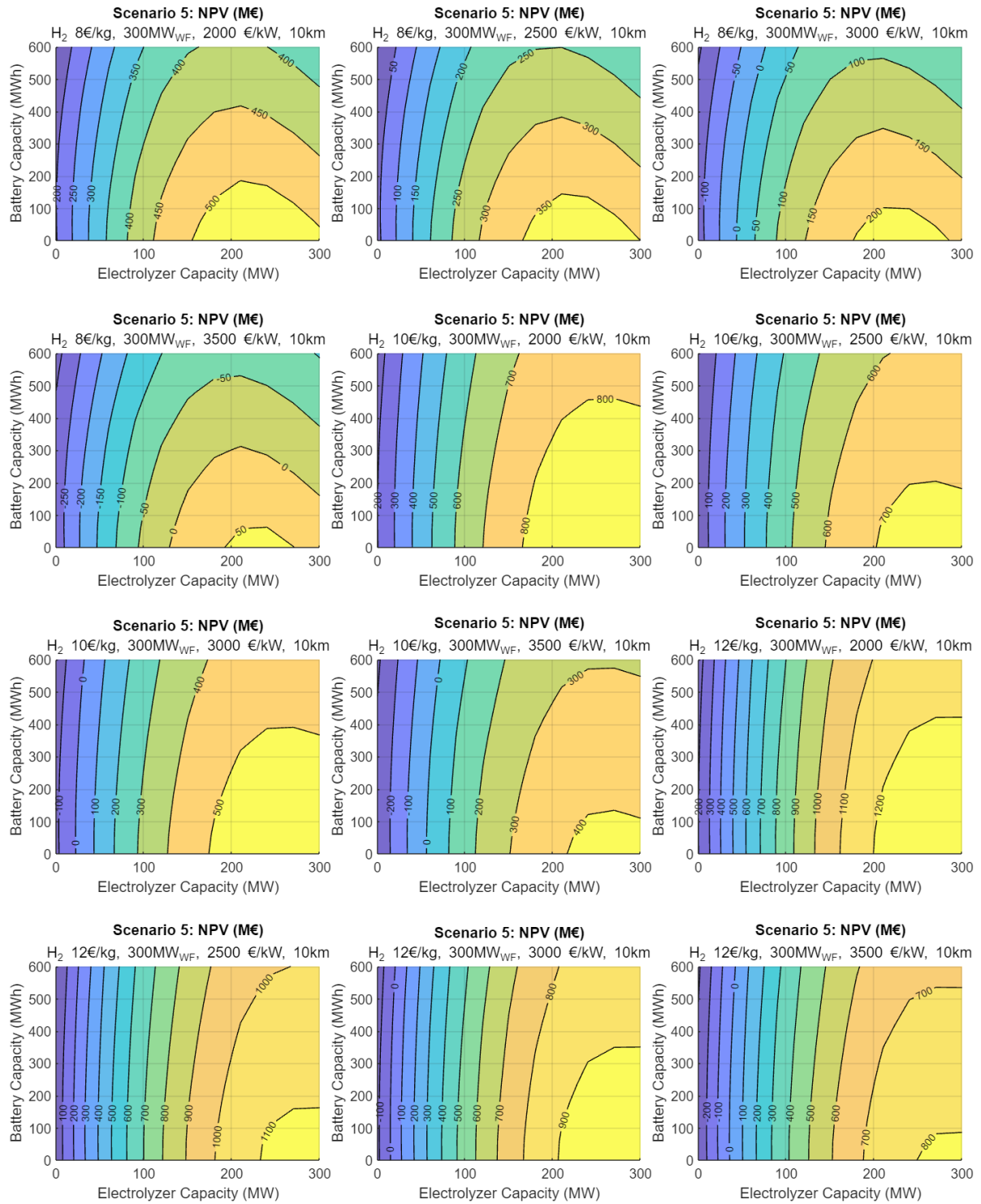
COH:





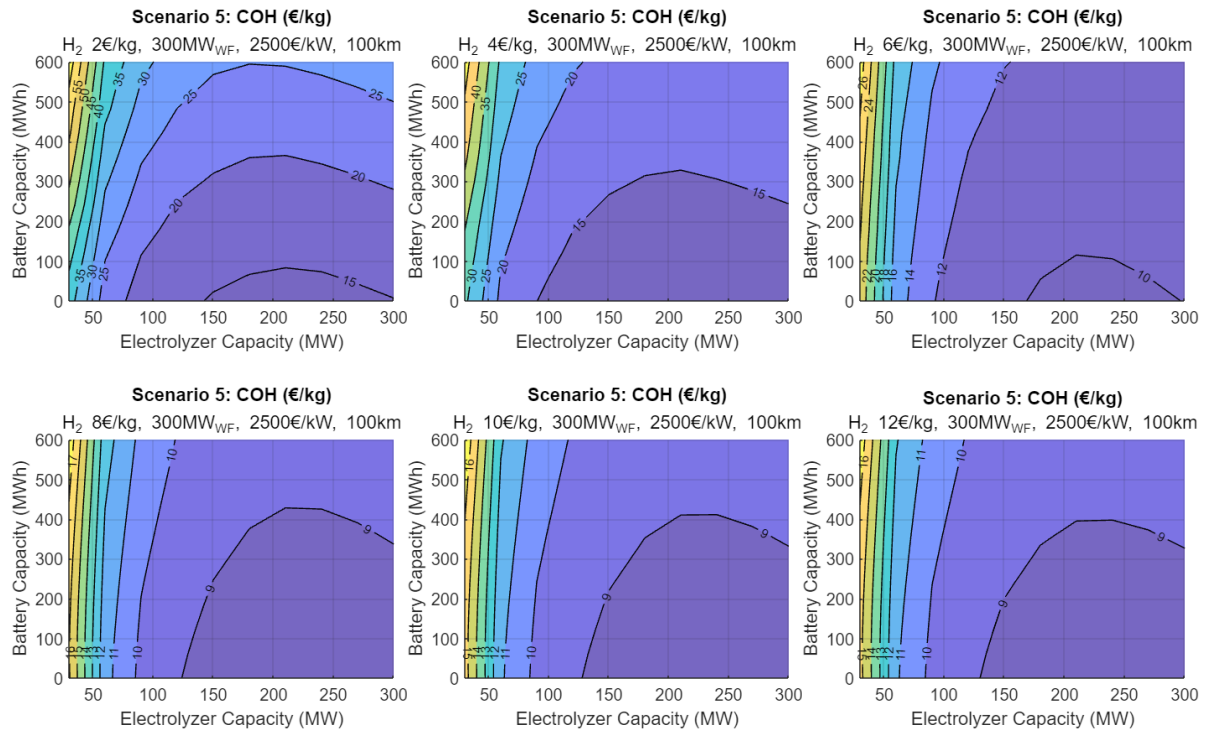
NPV:



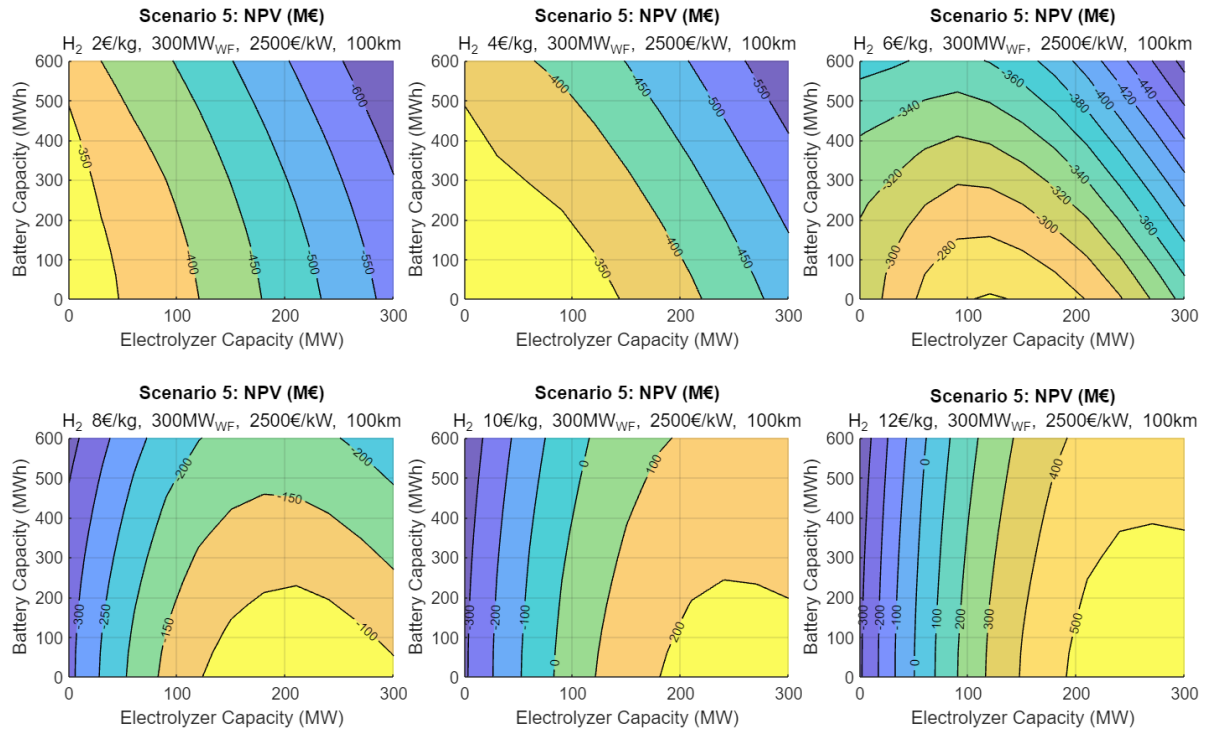


Αποτελέσματα για 300 MW αιολικό με κόστος 2.500 €/kW, απόσταση 100km (HVDC) και με επιτόκιο αναγωγής $r = 8\%$:

COH:



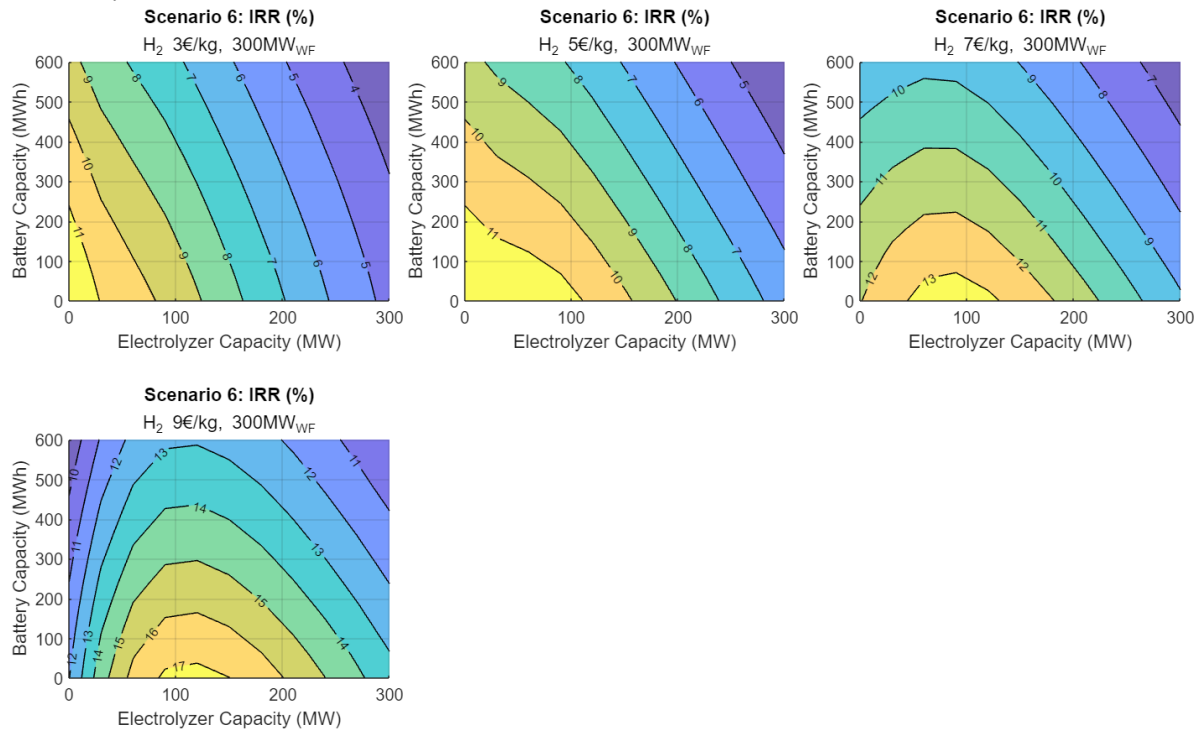
NPV:



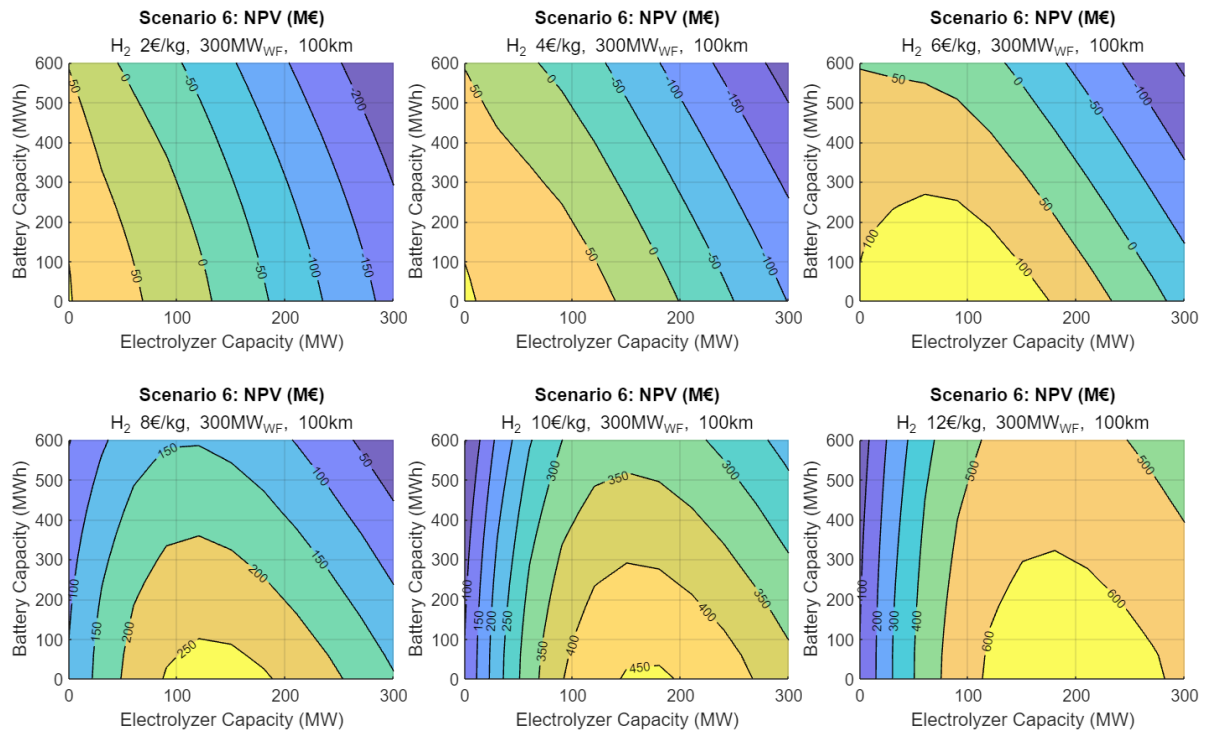
9.2 Σενάριο 6

9.2.1 Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο:

IRR:



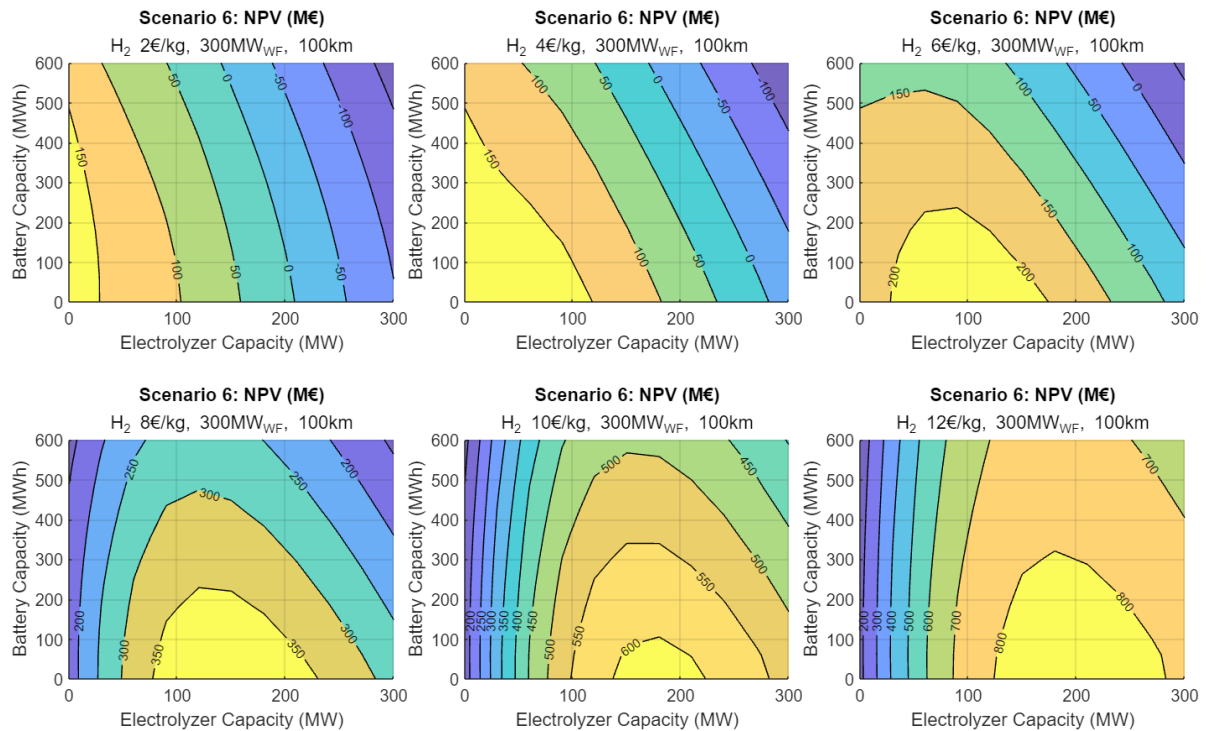
NPV με επιτόκιο αναγωγής $r = 8\%$:



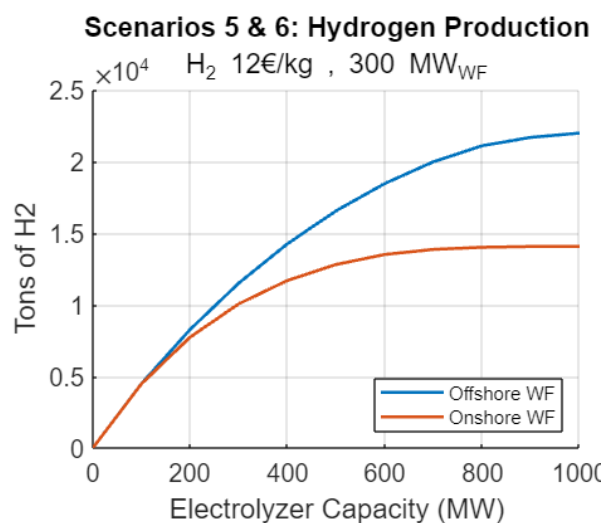
9.2.2 Ανάλυση Ευαισθησίας Σεναρίου 6

Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο με επιτόκιο αναγωγής $r = 6\%$:

NPV:



9.3 Παραγωγή υδρογόνου για τα σενάρια 5 και 6



Βιβλιογραφία

- [1] IEA, «Net Zero by 2050,» IEA, Παρίσι, 2021.
- [2] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, «Hydrogen Production: Natural Gas Reforming,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>.
- [3] Q. J. Xuan Peng, «Molecular simulation of methane steam reforming reaction for hydrogen production,» *International Journal of Hydrogen Energy*, τόμ. 47, αρ. 12, 2022.
- [4] R. A. V. B. H. S. Dilip Khatiwada, «Decarbonization of natural gas systems in the EU – Costs, barriers, and constraints of hydrogen production with a case study in Portugal,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Ιούλιος 2022.
- [5] K. A. T. G. G. D. L. A. K. A.O. Oni, «Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions,» *Energy Conversion and Management*, 2022.
- [6] L. H. J. G. M. L. Daniel Mullen, «On the cost of zero carbon hydrogen: A techno-economic analysis of steam methane reforming with carbon capture and storage,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, τόμ. 126, 2023.
- [7] M. S. J. P. Dohee Kim, «A novel hybrid approach to pink and turquoise hydrogen production via oxy-fuel combustion,» *Energy Conversion and Management*, τόμ. 314, 2024.
- [8] nationalgrid, «The hydrogen colour spectrum,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum>.
- [9] ewe, «The colours of hydrogen,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ewe.com/en/shaping-the-future/hydrogen/the-colours-of-hydrogen>.
- [10] IEA, «Global Hydrogen Review 2023,» International Energy Agency, 2023.
- [11] Lazard, «LAZARD'S LEVELIZED COST OF HYDROGEN ANALYSIS - VERSION 2.0,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2021/#:~:text=Lazard's%20Levelized%20Cost%20of%20Hydrogen,res>

ources%20required%20to%20produce%20it..

- [12] European Council, «Council and Parliament agree to decarbonise the aviation sector,» 25 Απρίλιος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/04/25/council-and-parliament-agree-to-decarbonise-the-aviation-sector/>.
- [13] IRENA, «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,» International Renewable Energy Agency, 2020.
- [14] C. Y. H. W. L. C. H. H. Y. H. Q. W. J. Q. Junting Dong, «A robust & weak-nucleophilicity electrocatalyst with an inert response for chlorine ion oxidation in large-current seawater electrolysis,» *Journal Of Energy Chemistry*, Νοέμβριος 2023.
- [15] «GSA – Global Standard Air/Gas,» GSA, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.gsadryer.com/gas-generation-technique/gas-equipment/h2-gas-dryer/>.
- [16] Monitor Deloitte, «Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers,» Monitor Deloitte, 2021.
- [17] Technical Committee ISO/TC 197, «ISO 14687:2019 Hydrogen fuel quality,» ISO, 2019.
- [18] Z. W. H. W. H. Y. F. Y. G. C. Z. Z. Leilei Guo, «Efficient hydrogen recovery and purification from industrial waste hydrogen to high-purity hydrogen based on metal hydride powder,» *Chemical Enginnering Journal*, 2023.
- [19] A. F. F. R. S. P. M. A. Tiago R. Lucas, «Hydrogen production from the WindFloat Atlantic offshore wind farm: A techno-economic analysis,» *Applied Energy*, pp. 8-9, 18 Ιανουάριος 2022.
- [20] Arctic Compressor, «Arctic Compressor 3-stage vs 4-stage compressors,» Arctic Compressor, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.arcticcompressor.com/resources/3-stage-vs-4-stage-air-compressors/>.
- [21] J. L.-C. A. P. R. Alessandro Giampieri, «Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: A UK case study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 589-617, Ιανουάριος 2024.
- [22] M. M. A. P. G. P. k. s. F. M. A. H. R. Tao Hai, «Techno-economic-environmental study and artificial intelligence-assisted optimization of a multigeneration power plant based on a gas turbine cycle along with a hydrogen liquefaction unit,» *Applied*

- [23] A. C. H.-J. Y. S.-K. S. J.-E. B. H.-J. S. C. L. H. K. C.-J. L. Ju-Sung Lee, «Large-scale overseas transportation of hydrogen: Comparative techno-economic and environmental investigation,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Μάιος 2022.
- [24] S. G. Stewart Burn, *Efficient Desalination by Reverse Osmosis*, Λονδίνο: IWA Publishing, 2016.
- [25] A. M. F. D. A. G. S. M. G. C. Mario Lamagna, «Reversible solid oxide cell coupled to an offshore wind turbine as a poly-generation energy system for auxiliary backup generation and hydrogen production,» *Energy Reports*, Νοέμβριος 2022.
- [26] I. D. G. F. N. M. A. R. Mehmet F. Orhan, «Coupling of copper-chloride hybrid thermochemical water splitting cycle with a desalination plant for hydrogen production from nuclear energy,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010.
- [27] A. S. R. P. S. M. C. D. J. D. M. Omar S. Ibrahim, «Dedicated large-scale floating offshore wind to hydrogen: Assessing design variables in proposed typologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022.
- [28] ΕΥΔΑΠ, «EYDAP S.A. WATER RATES,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.eydap.gr/userfiles/47614413-661a-4fba-ba7c-a14f00cfa261/Watertariff_EYDAP.pdf.
- [29] F. C. R. P. T. R. Olaf Kruck, «Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe,» *HyUnder*, 2013.
- [30] M. S. Prashant Jadhawar, «Mechanistic evaluation of the reservoir engineering performance for the underground hydrogen storage in a deep North Sea aquifer,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 558-574, 2024.
- [31] P. J. Motaz Saeed, «Optimizing underground hydrogen storage in aquifers: The impact of cushion gas type,» *International Journal of Hydrogen Energy*, Αύγουστος 2024.
- [32] R. G. J. K. J. J.-L. M. S. Seyed Hamidreza Yousefi, «Techno-economic analysis of developing an underground hydrogen storage facility in depleted gas field: A Dutch case study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, τόμ. 48, αρ. 74, pp. 28824-28842, 2023.
- [33] W. M. A. K. E. K. T. E. H. A. H. R. Heinemann N, «Cushion Gas in Hydrogen Storage—A Costly CAPEX or a Valuable Resource for

- Energy Crises?,» *Hydrogen*, τόμ. 3, αρ. 4, pp. 550-563, 2022.
- [34] M. v. S. Prof. Catrinus J. Jepma, «On the economics of offshore energy conversion: smart combinations,» Energy Delta Institute, 2017.
- [35] P. H. P. V. N. D. A. J. N. P. G. L. Quang Vu Dinh, «Levelised cost of transmission comparison for green hydrogen and ammonia in new-build offshore energy infrastructure: Pipelines, tankers, and HVDC,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 684-698, Μάρτιος 2024.
- [36] IRENA, «Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers,» International Renewable Energy Agency, 2022.
- [37] A. A. W. F. Julia Schuler, «A review of shipping cost projections for hydrogen-based energy carriers,» *International Journal of Hydrogen Energy*, τόμ. 49, pp. 1497-1508, 2024.
- [38] G. & G. D. & S. T. & B. A. & P. P. & B. O. & W. F. & M. M. & K. P. & K. I. & L. J. & M. K. & W. P. Sievi, «Towards an efficient Liquid Organic Hydrogen Carrier fuel cell concept,» *Energy & Environmental Science*, 2019.
- [39] A. B. M. K. K. B. Matthias Niermann, «Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties,» *International Journal of Hydrogen Energy*, τόμ. 44, αρ. 13, pp. 6631-6654, 2019.
- [40] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, «Hydrogen Tube Trailers,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-tube-trailers>.
- [41] National Renewable Energy Laboratory, «2022 Cost of Wind Energy Review,» 2023.
- [42] Κ. Σκρέκας, *ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ*, αρ. Δεύτερο, p. 35793, 19 Μάιος 2023.
- [43] M. S. D. K. A. J. Holger C. Hesse, «Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids,» *Energies*, 11 Δεκέμβριος 2017.
- [44] The Institution of Engineering and Technology, «Integrating black start capabilities into offshore wind farms by grid-forming batteries,» 3 Ιανουάριος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/rpg2.126>

- [45] windpowernl, «H2SEA creates solution for off-grid offshore hydrogen production,» 13 Φεβρουάριος 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://windpowernl.com/2023/02/13/h2sea-creates-solution-for-off-grid-offshore-hydrogen-production/>.
- [46] Benjamin Kroposki, Andy Hoke-IEEE Spectrum, «GETTING THE GRID TO NET ZERO,» 13 Απρίλιος 2024. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://spectrum.ieee.org/electric-inverter>.
- [47] A. M. G. M. Z. W. Y. Jianwei Li, «Analysis of battery lifetime extension in a SMES-battery hybrid energy storage system using a novel battery lifetime model,» *Energy*, 16 Μάιος 2015.
- [48] A. L. B. H. Lars von Kolzenberg, «Solid–Electrolyte Interphase During Battery Cycling: Theory of Growth Regimes,» *ChemSusChem*, 2020.
- [49] D. A. H. Jorn M. Reniers, «Digital twin of a MWh-scale grid battery system for efficiency and degradation analysis,» *Applied Energy*, 15 Φεβρουάριος 2023.
- [50] J. K. B. L. L. Satu Kristiina Heiskanen, «Generation and Evolution of the Solid Electrolyte Interphase of Lithium-Ion Batteries,» *Joule*, τόμ. 3, αρ. 10, pp. 2322-4351, 16 Οκτώβριος 2019.
- [51] T. T. Yung-Li Lee, «Rainflow Cycle Counting Techniques,» σε *Metal Fatigue Analysis Handbook*, BUTTERWORTH HEINEMANN, 2012, pp. 89-103.
- [52] N. K. Michele Scolaro, «Optimizing hybrid offshore wind farms for cost competitive hydrogen production in Germany,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022.
- [53] V. N. D. H. M. P. H. T. P. P. G. L. Quang Vu Dinh, «A geospatial method for estimating the levelised cost of hydrogen production from offshore wind,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 21 Ιανουάριος 2023.
- [54] 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,» *International Journal of Hydrogen Energy*, τόμ. 46, αρ. 48, pp. 24620-24631, 13 Ιούλιος 2021.
- [55] P. B. R. C. N. S. G. Brais Armiño Franco, «Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis,» *Applied Energy*, 15 Μάρτιος 2021.
- [56] IRENA, «Future of wind: Deployment, investment, technology,

- grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper),» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [57] M. M. C. M. a. T. C. G. X. Xiang, «Cost analysis and comparison of HVAC, LFAC and HVDC for offshore wind power connection,» σε *12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016)*, Beijing, 2016.
 - [58] K. Jayasinghe, «POWER LOSS EVALUATION OF SUBMARINE CABLES IN 500MW OFFSHORE WIND FARM,» 2017.
 - [59] A. G. Gonzalez-Rodriguez, «Review of offshore wind farm cost components,» *Energy for Sustainable Development*, pp. 10-19, 2017.
 - [60] A. Nakhai, «Electrical Infrastructure Cost Model for Marine Energy Systems,» National Renewable Energy Laboratory, 2023.
 - [61] W. a. A. K. Cole, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update,» National Renewable Energy Laboratory, 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>.
 - [62] S. B. C. Z. Ines Hauer, «Design and operation strategy for multi-use application of battery energy storage in wind farms,» *Journal of Energy Storage*, τόμ. 31, 2020.
 - [63] statista, «Round trip efficiency of battery energy systems worldwide in 2023, by technology,» statista, 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1423012/efficiency-of-battery-energy-systems/>.
 - [64] W. C. a. A. Karmakar, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update,» National Renewable Energy Laboratory, 2023.
 - [65] H. S. Alexander Buttler, «Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 2440-2454, 2018.
 - [66] GAMS , «GAMS Documentation,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.gams.com/latest/docs/UG_LanguageFeatures.html.
 - [67] L. W. George Nemhauser, «The Scope of Integer and Combinatorial Optimization,» σε *Integer and Combinatorial Optimization*, 1988, pp. 1-26.
 - [68] Σ. Παπαθανασίου, «Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ,» Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών

Υπολογιστών ΕΜΠ, 2012.