

Τεχνοοικονομική μελέτη
ολοκληρωμένου οικοσυστήματος
παραγωγής και αξιοποίησης
πράσινου Υδρογόνου στην Κύπρο

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ



Τομέας: Θερμότητας

Επιβλέπων: Σωτήριος Καρέλλας, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, 2023

STAVROU ANTONIS

Techno-economic analysis of an
integrated ecosystem for the
production and utilisation of
green hydrogen in Cyprus

Section: Thermal Engineering
Supervisor: Sotirios Karellas, Professor NTUA

Athens, 2023



SCHOOL OF MECHANICAL ENGINEERING

Ευχαριστίες

Οφείλω να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον καθηγητή κ. Σωτήριο Καρέλλα για την ανάθεση και την επίβλεψη αυτής της πολύ ενδιαφέρουσας διπλωματικής εργασίας, καθώς και για την όλη συνεργασία μας κατά τη διάρκεια των σπουδών μου.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα κ. Νικόλαο Σκορδούλια για την συνεχή και σημαντικότερη καθοδήγηση και βοήθειά του κατά την εκπόνηση της παρούσας εργασίας.

Τέλος, δε θα μπορούσα να μην ευχαριστήσω τους φίλους μου και κυρίως την οικογένειά μου για τη συνεχή στήριξή τους κατά τη διάρκεια των σπουδών μου.

Υπεύθυνη δήλωση για λογοκλοπή και για κλοπή πνευματικής ιδιοκτησίας:

Έχω διαβάσει και κατανοήσει τους κανόνες για τη λογοκλοπή και τον τρόπο σωστής αναφοράς των πηγών που περιέχονται στον οδηγό συγγραφής Διπλωματικών Εργασιών. Δηλώνω ότι, από όσα γνωρίζω, το περιεχόμενο της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι προϊόν δικής μου εργασίας και υπάρχουν αναφορές σε όλες τις πηγές που χρησιμοποίησα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτή τη Διπλωματική εργασία είναι του συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Σταύρου Αντώνης

Περιεχόμενα

1. Εισαγωγή	13
1.1. Πλαίσιο	13
1.2. Σκοπός	15
1.3. Βιβλιογραφική ανασκόπηση	15
1.4. Διάρθρωση εργασίας	15
2. Παρούσα κατάσταση	17
2.1. Κλιματική Αλλαγή	17
2.1.1. Αίτια	17
2.1.2. Επιπτώσεις	19
2.2. Πρακτικές αντιμετώπισης – Ιστορική αναδρομή	20
2.2.1. Παγκόσμιες προσπάθειες	20
2.2.2. Ευρωπαϊκές προσπάθειες.....	21
2.2.3. Το πλάνο της ΕΕ για το Υδρογόνο	24
3. Το Υδρογόνο ως καύσιμο	27
3.1. Ιδιότητες	27
3.1.1. Δείκτης Wobbe	28
3.2. Ζητήματα ασφάλειας	29
3.2.1. Διαρροές.....	29
3.2.2. Ψαθυροποίηση Υδρογόνου (Hydrogen Embrittlement).....	31
3.2.3. Φλόγα Υδρογόνου	32
4. Τεχνολογίες σχετικά με το Υδρογόνο	33
4.1. Τεχνολογίες παραγωγής	34
4.1.1. Αναμόρφωση μεθανίου	36
4.1.2. Ηλεκτρόλυση νερού	37
4.1.3. Λοιπές μέθοδοι	45
4.1.4. Σύνοψη	46
4.2. Τεχνολογίες και τομείς τελικής χρήσης	48
4.2.1. Κυψέλες καυσίμου (Fuel Cells)	49
4.2.2. Αντικατάσταση των χρήσεων του φυσικού αερίου	54
4.3. Τεχνολογίες αποθήκευσης	55
4.3.1. Αποθήκευση αερίου Υδρογόνου	55
4.3.2. Σύνοψη	57
4.4. Τεχνολογίες μεταφοράς	60
4.4.1. Αγωγοί	60
4.4.2. Πλοία – φορτηγά.....	60
4.4.3. Σύνοψη	61
5. Παρόν και μέλλον του Υδρογόνου	62
5.1. Μέχρι που έχει φτάσει η υιοθέτηση τεχνολογιών H₂	62
5.1.1. Εγκαταστάσεις ηλεκτρολυτών	63
5.1.2. Gas-to-Power.....	64

5.1.3. Υδρογόνο στις μεταφορές.....	66
5.1.4. Κτιριακή χρήση.....	68
5.1.5. Υποδομές.....	70
5.2. Μελλοντικές προβλέψεις	73
5.2.1. Παραγωγή Υδρογόνου	73
5.2.2. Τομείς χρήσης Υδρογόνου	74
5.2.3. European Hydrogen Backbone.....	74
6. Το μέλλον του Υδρογόνου στην Ελλάδα/Κύπρο.....	76
6.1. Ελλάδα.....	76
6.1.1. Μελλοντικοί στόχοι – Σχέδιο.....	76
6.1.2. Πιλοτικά προγράμματα	76
6.1.3. Τρέχουσες επενδύσεις	77
6.2. Κύπρος.....	80
7. Τεχνοοικονομική μελέτη	81
7.1. Παρουσίαση του αντικειμένου της μελέτης	81
7.2. Οικονομικά στοιχεία αξιολόγησης επένδυσης	82
7.2.1. Βασικοί οικονομικοί όροι.....	82
7.2.2. Κριτήρια αξιολόγησης επένδυσης	84
7.3. Μεθοδολογία	87
7.3.1. Κοστολόγηση.....	87
7.3.2. Παραδοχές	88
7.3.3. Τιμές αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.....	90
7.3.4. Τιμές πώλησης παραγόμενου Υδρογόνου και οξυγόνου	91
7.4. Παρουσίαση οριακών συνθηκών σεναρίων.....	92
7.4.1. Σενάριο 1: Χρήση περικοπτόμενης ενέργειας από ΑΠΕ	92
7.4.2. Σενάριο 2: Χρήση ενέργεια από ΦΒ πάρκο μέσω PPA.....	93
7.4.3. Σενάριο 3: Χρήση ενέργειας από ιδιόκτητο ΦΒ πάρκο.....	95
7.4.4. Σενάριο 4: Χρήση ενέργειας απευθείας από το δίκτυο ηλεκτρισμού	95
7.5. Διαστασιολόγηση οικοσυστήματος ανά σενάριο	95
7.5.1. Σενάριο 1.....	95
7.5.2. Σενάριο 2 & 3	95
7.5.3. Σενάριο 4.....	96
7.6. Καθορισμός βασικού σεναρίου	96
8. Αποτελέσματα	97
8.1. Οικονομικοί δείκτες στο base-case scenario.....	97
8.2. Κόστη κεφαλαίου και λειτουργίας.....	98
8.2.1. Σενάριο 1.....	99
8.2.2. Σενάριο 2.....	100
8.2.3. Σενάριο 3.....	102
8.2.4. Σενάριο 4.....	104
8.3. Επίδραση χρηματοδότησης	106
8.4. Επίδραση εκμετάλλευσης οξυγόνου ή χρήσης κυψέλης καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρισμού	108
8.4.1. Αξιοποίηση παραγόμενου οξυγόνου	108

8.4.2. Διοχέτευση Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρισμού.....	109
9. Ανάλυση ευαισθησίας στο βέλτιστο σενάριο	112
9.1. Μεταβολή τιμών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	112
9.2. Μεταβολή τιμής πώλησης Υδρογόνου	114
9.3. Μεταβολή CAPEX και επιτοκίων δανεισμού και προεξόφλησης.....	115
10. Συμπεράσματα – Μελλοντική εργασία.....	118
10.1. Συμπεράσματα	118
10.2. Μελλοντική εργασία.....	120
11. Κατάλογος Σχημάτων.....	121
12. Κατάλογος Πινάκων.....	124
13. Κατάλογος Εικόνων.....	125
14. Κατάλογος αναφορών	126
15. Παράρτημα.....	133

Σύνοψη

Τα τελευταία έτη η ανάγκη για στροφή σε βιώσιμες και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας γίνεται όλο και πιο επιτακτική. Η αντικατάσταση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων στον τομέα των μεταφορών, της παραγωγής ηλεκτρισμού και στον κτιριακό τομέα με ανανεώσιμες και πιο καθαρές πηγές ενέργειας έχει μπει στο πλάνο παγκόσμιων και ευρωπαϊκών φορέων, στο πλαίσιο του μετριασμού των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής. Ένας από τους τομείς που στοχεύει κυρίως η ΕΕ είναι οι εφαρμογές παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου.

Ο στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι να αναδείξει τα υφιστάμενα οικονομοτεχνικά δεδομένα σχετικά με την υιοθέτηση λύσεων παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου, μέσω κατάλληλης διαστασιολόγησης και τεχνοοικονομικής μελέτης ενός ολοκληρωμένου οικοσυστήματος παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου στην Κύπρο. Η τεχνοοικονομική μελέτη περιλαμβάνει τον καθορισμό 4 διαφορετικών σεναρίων σχετικά με την πηγή της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του Υδρογόνου. Συγκεκριμένα, τα Σενάρια αφορούν: 1) Τη χρήση περικοπτόμενης ενέργειας από ΦΒ παραγωγή, 2) Την αγορά ενέργειας μέσω PPA από ιδιώτη παραγωγό με ΦΒ πάρκο, 3) Την κατασκευή ιδιόκτητου ΦΒ πάρκου και χρήση της παραγόμενης ενέργειας και 4) Την απευθείας χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από το ηλεκτρικό δίκτυο της Κύπρου. Ακολούθως, το παραγόμενο Υδρογόνο συμπιέζεται, αποθηκεύεται και πωλείται στην αγορά. Αναλύονται επίσης και οι περιπτώσεις εκμετάλλευσης μέρους του παραγόμενου οξυγόνου που αποτελεί υποπροϊόν της ηλεκτρόλυσης, καθώς και η διοχέτευση μέρους του παραγόμενου Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρισμού και πώλησή του στο δίκτυο. Η ανάλυση των σεναρίων πραγματοποιείται μέσω κατάλληλα διαμορφωμένων φύλλων εργασίας στο πρόγραμμα Excel όπου μετά την εισαγωγή των δεδομένων του κάθε σεναρίου, εξάγονται τα αποτελέσματα.

Η μελέτη κατέδειξε ότι υπάρχουν διάφοροι αξιόλογοι τρόποι επένδυσης στον τομέα της παραγωγής πράσινου Υδρογόνου τονίζοντας παράλληλα τη σημασία της εξασφάλισης κατάλληλης επιχορήγησης μέχρις ότου η ωριμότητα των τεχνολογιών αυτών φτάσει σε επίπεδο που θα είναι πολύ πιο προσιτές σε ενδιαφερόμενους επενδυτές, μικρούς και μεγάλους. Η πιο συμφέρουσα και αποδοτική περίπτωση είναι η παραγωγή Υδρογόνου με ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από PPA με ιδιώτη παραγωγό με ΦΒ πάρκο ισχύος 15 MW. Με αρχικό κεφάλαιο ύψους €9,9 εκ. και μόλις 20% επιχορήγηση η επένδυση μπορεί να έχει 10,6% IRR, €1,2 εκ. ΚΠΑ και να αποπληρωθεί σε 9,7 έτη, ενώ με επιχορήγηση ύψους 50% μπορεί να φτάσει μέχρι και 21,8% IRR, €3,7 εκ. ΚΠΑ, και να αποπληρωθεί σε μόλις 5,5 χρόνια. Η μελέτη επίσης έδειξε ότι με εκμετάλλευση μικρού μέρους του παραγόμενου οξυγόνου μπορεί να αυξηθεί η οικονομικότητα της επένδυσης, ενώ η χρήση κυψέλης καυσίμου αν και χαμηλώνει την οικονομικότητα της επένδυσης, μπορεί να μετατρέψει το σύστημα σε μέσο αποθήκευσης ενέργειας μακράς διάρκειας, γεγονός που μπορεί να προσελκύσει περισσότερες επιχορηγήσεις ως κίνητρο αντιστάθμισης.

Τα αποτελέσματα της μελέτης είναι σημαντικά στη σκιαγράφηση του επενδυτικού περιβάλλοντος γύρω από την παραγωγή πράσινου Υδρογόνου δείχνοντας ότι υπάρχει λαμπρό μέλλον στις επενδύσεις στον τομέα, ενώ παράλληλα δείχνει ότι το Υδρογόνο θα αποτελέσει μια προσιτή και οικονομική λύση στην πορεία για ένα πιο βιώσιμο μέλλον στο θέμα της ενέργειας.

Abstract

In recent years, the need to switch to sustainable and renewable energy sources has become increasingly imperative. The replacement of fossil fuel consumption in the transport sector, electricity production and in the building sector with renewable and cleaner energy sources has entered the plan of global and European bodies, in the context of mitigating the effects of climate change. One of the areas that the EU is mainly targeting is the adoption of green Hydrogen production and end-use applications.

The aim of this thesis is to highlight the existing economic and technical data regarding the adoption of green Hydrogen production and utilisation solutions, through an appropriate dimensioning and techno-economic study of an integrated green Hydrogen production and utilisation ecosystem in Cyprus. The techno-economic study includes the definition of 4 different scenarios regarding the source of the electricity used for the production of Hydrogen. Specifically, the Scenarios concern: 1) The use of curtailed energy from PV production, 2) The purchase of energy through a PPA from a private producer with a PV farm, 3) The construction of a private dedicated PV farm and use of the produced energy and 4) The direct use of electricity from the electricity grid of Cyprus. Subsequently, the produced Hydrogen is compressed, stored and then sold on the market. The cases of exploitation of part of the produced oxygen, which is a by-product of electrolysis are also analysed, as well as the channelling of part of the produced Hydrogen into a fuel cell for the production of electricity and its sale in the network. The analysis of the scenarios is carried out through appropriately formatted worksheets in Excel where, after inputting the data of each scenario, the results are extracted.

The study showed that there are several worthwhile ways to invest in the field of green Hydrogen production while emphasizing the importance of securing adequate funding until the maturity of these technologies reaches a level where they are much more accessible to interested large or small investors. The most advantageous and efficient case is the production of Hydrogen with electricity coming from a PPA with a private producer with a 15 MW PV farm. With an initial capital of €9,9 m and only a 20% subsidy the investment can have a 10,6% IRR, €1,2 m NPV and reach the break-even point in 9,7 years, while with a 50% subsidy it can reach up to 21,8% IRR, €3,7 m NPV, and pay back in just 5,5 years. The study also showed that by exploiting a small part of the produced oxygen, the economic efficiency of the investment can be increased, while the use of a fuel cell, although it lowers the economic efficiency of the investment, can turn the system into a means of long-term energy storage, which can attract more grants as a countervailing incentive.

The results of the study are important in outlining the investment environment around green Hydrogen production, showing that there is a bright future for investment in the sector, while also showing that Hydrogen will be an affordable and cost-effective solution on the way to a more sustainable future in terms of energy.

Κατάλογος Ακρωνυμίων – Συνομογραφιών

ΑΗΚ	Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΣΦΑ	Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου
ΔΣΜΚ	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΣΕΚ	Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα
ΡΑΕΚ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου
ΣΕΔΕ	Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών
ΣΕΚΕΕ	Σημαντικό Έργο Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος
ΥΠ	Υψηλής Πίεσης
ΦΒ	Φωτοβολταϊκό
AEL	Alkaline Electrolysis
AEMEL	Anion Exchange Membrane Electrolysis
ATR	AutoThermal Reforming
CAPEX	Capital Expenditures
CCUS	Carbon Capture Utilisation and Storage
CF	Capacity Factor
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen
CMH ₂	Carbon Material Hydrogen (storage)
COP	Conference of Parties
ETS	Emissions Trading System
FC	Fuel Cell
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
GWP	Global Warming Potential
HRS	Hydrogen Refuelling Station
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRR	Internal Rate of Return

LAH ₂	Liquid Ammonia Hydrogen (storage)
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LCOO	Levelized Cost of Oxygen
LH ₂	Liquid Hydrogen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MAH ₂	Metal Alloy Hydrogen (storage)
NPV	Net Present Value
OPEX	Operational Expenditures
PBP	PayBack Period
PEMEL	Proton Exchange Membrane Electrolysis
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PO _x	Partial Oxidation
PPA	Power Purchase Agreement
SMR	Steam Methane Reforming
SOEL	Solid Oxide Electrolysis
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TRL	Technology Readiness Level
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WI	Wobbe Index

1. Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται μια γενική εισαγωγή στο πλαίσιο και στον σκοπό της μελέτης που πραγματοποιείται μέσα από την παρούσα διπλωματική εργασία.

1.1. Πλαίσιο

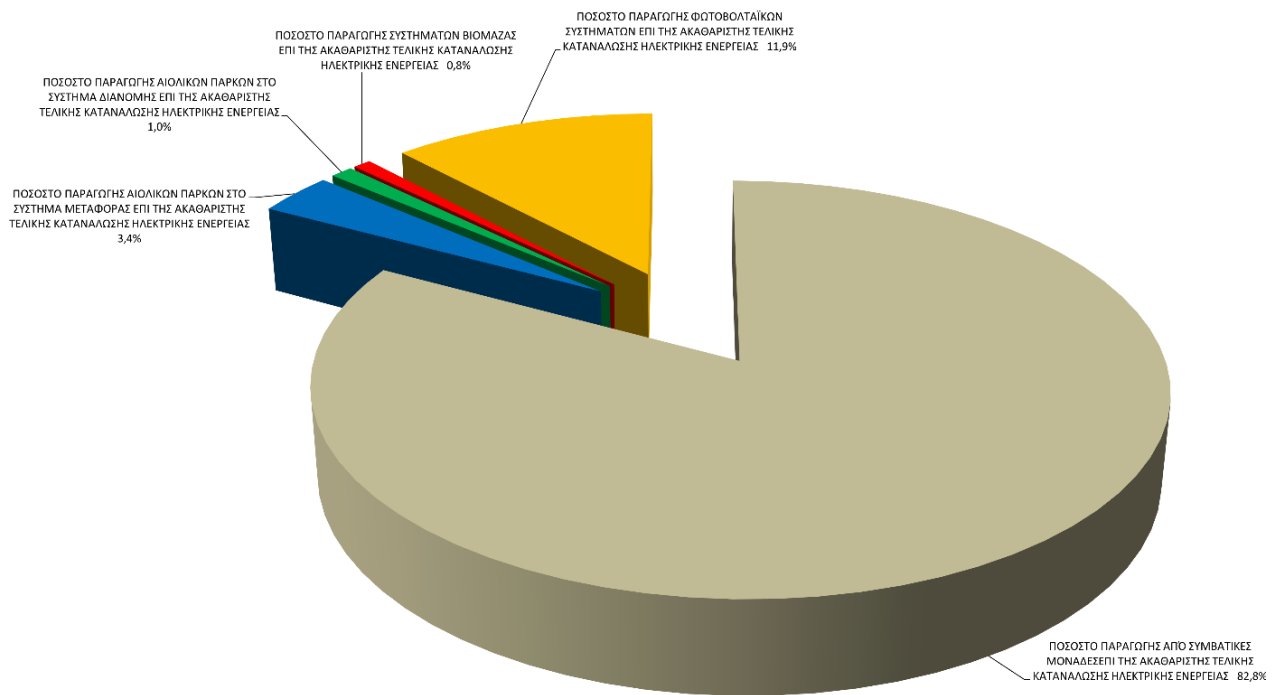
Τις τελευταίες δεκαετίες οι δυσμενείς επιπτώσεις της ανθρωπογενούς κλιματικής αλλαγής άρχισαν να είναι ολοένα και πιο φανερές σε όλα τα μήκη και πλάτη της Γης. Προς αυτή την κατεύθυνση γίνονται εδώ και πολλά χρόνια προσπάθειες από τους αρμόδιους φορείς ούτως ώστε να περιοριστεί όσο γίνεται η συνεισφορά των ανθρώπων στην κλιματική αλλαγή, προτού η κατάσταση γίνει μη αναστρέψιμη.

Οι προσπάθειες αυτές στοχεύουν σε θεσπίσεις πολιτικών με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης κατά 55% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 μέχρι το 2030, και μηδενισμό τους μέχρι το 2050. Μετά και την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, η Ευρωπαϊκή Ένωση με στόχο την ανεξάρτησή της από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα ανακοίνωσε το πλάνο REPowerEU μέσα από το οποίο αυξήθηκαν μεταξύ άλλων οι υφιστάμενοι στόχοι για την παραγωγή ανανεώσιμου πράσινου Υδρογόνου, από 40 GW εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρόλυσης στα 65 GW, μέχρι το 2030 [1].

Το πράσινο Υδρογόνο αναμένεται να χρησιμοποιείται πρωτίστως ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας βοηθώντας την περαιτέρω διεύδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα, ενώ θα μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο μηδενικών εκπομπών, αντικαθιστώντας τα υφιστάμενα. Επίσης, με τη χρήση του πράσινου Υδρογόνου ως καύσιμο δε θα μειωθούν μόνο οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, αλλά θα γίνει πιο καθαρός ο αέρας στις πόλεις μιας και θα μειωθούν και οι εκπομπές διαφόρων επιβλαβών αερίων (π.χ SO_x , NO_x) και μικρό-σωματιδίων (π.χ $PM_{2.5}$, PM_{10}).

Η συγκεκριμένη μελέτη επικεντρώνεται στην τεχνοοικονομική ανάλυση της δημιουργίας ενός ολοκληρωμένου οικοσυστήματος παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου στην Κύπρο. Η επιλογή της Κύπρου έγινε διότι ως ένα απομονωμένο νησί, μη διασυνδεδεμένο ηλεκτρικά με άλλες γεωγραφικές περιοχές, έχει το μειονέκτημα ότι λόγω της έλλειψης τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, η διεύδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα του νησιού, υπόκειται σε αρκετούς περιορισμούς.

Συγκεκριμένα, τα τελευταία χρόνια η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε οικίες και σε ΦΒ πάρκα έφτασε σε αρκετά υψηλά επίπεδα, με την παραγόμενη ενέργεια από ΦΒ να φτάνει στο 11,9% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας για το έτος 2022, όπως φαίνεται και παρακάτω στο Σχήμα 1.1, ενώ συνολικά το ποσοστό των ΑΠΕ ανήλθε στο 17,2%.



Σχήμα 1.1 – Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Κύπρου κατά το έτος 2022 [2]

Η αυξημένη διείσδυση μονάδων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως τα φωτοβολταϊκά που εξαρτώνται πλήρως από τις καιρικές συνθήκες, σε συνδυασμό με την απουσία δυνατότητας αποθήκευσης ενέργειας, θέτουν σε κίνδυνο την ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού και γι' αυτό αρκετές φορές ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΜΣΚ) προβαίνει σε περικοπές της ΦΒ παραγωγής. Το γεγονός αυτό αναμένεται να γίνει πιο έντονο όσο τα φωτοβολταϊκά συστήματα εξαπλώνονται στο νησί και δεν λαμβάνονται μέτρα για την αποφυγή της ανάγκης για περικοπές της παραγωγής τους. Αυτό εν τέλει μπορεί να αποτελέσει αποτρεπτικό παράγοντα σε ενδιαφερόμενους επενδυτές στον τομέα των ΑΠΕ, δυσκολεύοντας έτσι την προσπάθεια της Κύπρου να φτάσει στους δεσμευτικούς της στόχους.

Συγκεκριμένα, σύμφωνα με τα ενημερωτικά έντυπα ημερήσιας περικοπής ΦΒ παραγωγής που είναι αναρτημένα στην ιστοσελίδα της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ), οι περικοπές ηλεκτρικής ενέργειας από εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά συστήματα για το έτος 2022, έφτασαν τις 9920 MWh, ενώ όσον αφορά το 2023, μόνο μέχρι το τέλος Μαΐου, οι περικοπές ξεπέρασαν τις 38000 MWh. Χαρακτηριστικό είναι ότι ήδη το σύνολο της περικοπτόμενης ενέργειας από ΦΒ μόνο μέχρι τα μέσα του 2023, αντιστοιχεί στο 0,77% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας για το 2022 [3].

Στην παρούσα μελέτη διερευνώνται τα οικονομικά και τεχνικά στοιχεία μίας επένδυσης η οποία θα εκμεταλλεύεται την περικοπτόμενη ενέργεια από ΑΠΕ παράγοντας και αξιοποιώντας πράσινο Υδρογόνο με χρήση ηλεκτρόλυσης το οποίο θα λειτουργεί ως μέσο αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας. Στην μελέτη εξετάζονται επίσης 2 επιπλέον σενάρια παραγωγής πράσινου Υδρογόνου με ενέργεια προερχόμενη από φωτοβολταϊκά, τα οποία παρουσιάζονται στην Ενότητα 7.4 – “Παρουσίαση οριακών συνθηκών σεναρίων”.

1.2. Σκοπός

Σκοπός της μελέτης είναι να δείξει κατά πόσο μπορεί να αξιοποιηθεί η ενέργεια που περικλύπεται από το δίκτυο, παράγοντας και αξιοποιώντας πράσινο Υδρογόνο μέσω ενός ολοκληρωμένου οικοσυστήματος. Εξετάζεται επίσης και η περίπτωση παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου με αγορά ή παραγωγή πράσινης ενέργειας από φωτοβολταϊκά.

1.3. Βιβλιογραφική ανασκόπηση

Στην παρούσα διπλωματική εργασία η βιβλιογραφική ανασκόπηση επικεντρώθηκε κυρίως στην μελέτη της παρούσας κατάστασης των τεχνολογιών παραγωγής και χρήσης Υδρογόνου που παρουσιάζεται στο *Κεφάλαιο 4*. Ακολούθως, η βιβλιογραφική ανασκόπηση στόχευσε στην τεκμηρίωση της σημασίας της μελέτης και της καταλληλότητας των μεθόδων που ακολουθήθηκαν. Αυτό πραγματοποιείται στο *Κεφάλαιο 0*, στο οποίο σχολιάζονται τα αποτελέσματα.

1.4. Διάρθρωση εργασίας

Η διάρθρωση της διπλωματικής εργασίας ακολουθεί μια σταδιακή προσέγγιση, αποσκοπώντας στη βαθμιαία εξοικείωση του αναγνώστη με όλα τα θέματα που άπτονται των εξελίξεων σε αυτό τον τομέα καθώς και του Υδρογόνου αυτού καθ' αυτού.

Το *Κεφάλαιο 1* αποτελεί την εισαγωγή στο υπό μελέτη αντικείμενο όπου αναλύεται το πλαίσιο της διπλωματικής εργασίας και το πρόβλημα που στοχεύει να λύσει.

Στο *Κεφάλαιο 2* παρουσιάζεται η παρούσα κατάσταση σχετικά με την υπερθέρμανση του πλανήτη και την κλιματική αλλαγή, οι προσπάθειες αντιμετώπισής που καταβάλλονται σε παγκόσμιο και ευρωπαϊκό επίπεδο, καθώς και οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το Υδρογόνο και την απεξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο.

Ακολούθως, στο *Κεφάλαιο 3* γίνεται η παρουσίαση του Υδρογόνου ως καυσίμου, αναλύοντας τις ιδιότητές του καθώς και τις ιδιαιτερότητές του σχετικά με θέματα ασφαλείας.

Στο *Κεφάλαιο 4* διατυπώνονται όλες οι τεχνολογίες σχετικά με το Υδρογόνο, από τις τεχνολογίες παραγωγής του, μέχρι τις τεχνολογίες αποθήκευσης και μεταφοράς και τους τομείς τελικής χρήσης του.

Μετά, στο *Κεφάλαιο 5* αναλύεται η πρόοδος που έχει επιτευχθεί μέχρι τώρα στην υιοθέτηση τεχνολογιών Υδρογόνου και επίσης αναλύονται τα μελλοντικά σχέδια και προβλέψεις σχετικά με την τεχνολογία αυτή.

Στο *Κεφάλαιο 6* παρουσιάζεται η παρούσα κατάσταση στις επενδύσεις στην τεχνολογία Υδρογόνου στην Ελλάδα καθώς και οι προοπτικές που υπάρχουν για την Κύπρο.

Ακολουθως, στο *Κεφάλαιο 7* παρουσιάζεται λεπτομερώς το πλαίσιο της τεχνοοικονομικής μελέτης της εργασίας, όπου αναλύονται οι παράμετροι και τα χαρακτηριστικά της και στη συνέχεια καθορίζονται τα βασικά σενάρια που μελετώνται.

Στο *Κεφάλαιο 8* παρουσιάζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα των βασικών σεναρίων της τεχνοοικονομικής μελέτης και γίνονται κάποιες αναλύσεις σε σχετικές υποπεριπτώσεις.

Στο *Κεφάλαιο 9* πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας στα αποτελέσματα του *Κεφαλαίου 8*, και σχολιάζονται οι επιπτώσεις που έχουν κάποιες αλλαγές οικονομικών παραμέτρων του προβλήματος στους δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης.

Τέλος, στο *Κεφάλαιο 10* συζητούνται τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την παρούσα τεχνοοικονομική μελέτη.

2. Παρούσα κατάσταση

Στο παρόν κεφάλαιο αναλύεται η παρούσα κατάσταση στον χώρο της ενέργειας αρχικά σε ότι σχετίζεται με την κατάσταση της κλιματικής αλλαγής και την ενεργειακή μετάβαση σε ένα μέλλον χωρίς άνθρακα, σύμφωνα με τους κλιματικούς στόχους για το 2050. Στη συνέχεια γίνεται μια παρουσίαση των προσπαθειών μετριασμού της χρήσης και των επιπτώσεων των ορυκτών καυσίμων και σχολιάζονται οι εξελίξεις αναφορικά με την υιοθέτηση εφαρμογών χρήσης του Υδρογόνου (H₂) σε παγκόσμιο επίπεδο στους τομείς της θέρμανσης, της παραγωγής ηλεκτρισμού και των μεταφορών.

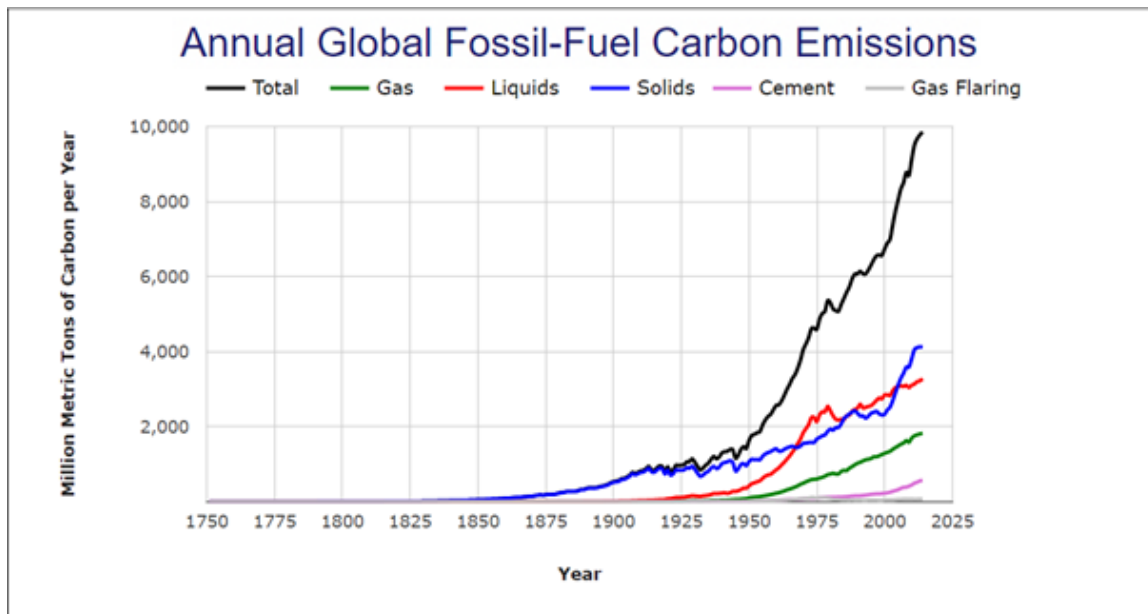
2.1. Κλιματική Αλλαγή

2.1.1. Αίτια

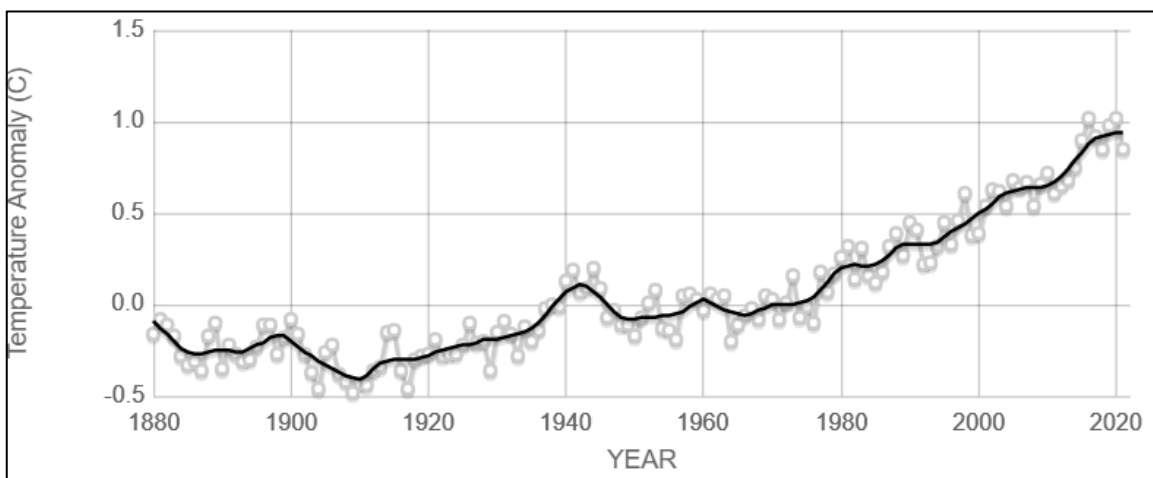
Στα τέλη του περασμένου αιώνα άρχισαν να εμφανίζονται στην διεθνή πολιτική σκηνή συζητήσεις σχετικά με την κλιματική αλλαγή και την υπερθέρμανση του πλανήτη που προκαλούνται λόγω των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων από διάφορες ανθρωπογενείς πηγές. Κυριότερες πηγές των θερμοκηπιακών αερίων μεταξύ άλλων είναι οι μεταφορές, η ηλεκτροπαραγωγή, η γεωργία, οι βιομηχανικές διεργασίες καθώς και οι ανάγκες για θέρμανση στο σπίτι.

Η κλιματική αλλαγή είναι μια κατάσταση που είναι αλληλένδετη με το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι ένα φυσικό φαινόμενο κατά το οποίο η ατμόσφαιρα της Γης δεν μπορεί να αποβάλει πλήρως τη θερμότητα προς τα ανώτερα στρώματα με αποτέλεσμα να θερμαίνεται η επιφάνειά της. Αυτό οφείλεται στα διάφορα λεγόμενα αέρια του θερμοκηπίου (GHG – GreenHouse Gases), των οποίων όσο μεγαλύτερες είναι οι συγκεντρώσεις τους στην ατμόσφαιρα, τόσο μεγαλύτερη είναι και η θερμότητα που απορροφάται απ' αυτά μέσω ακτινοβολίας. Το πιο γνωστό αέριο του θερμοκηπίου αποτελεί το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) ενώ μεταξύ άλλων είναι το μεθάνιο (CH₄), τα διάφορα οξείδια του αζώτου (NO_x) καθώς και διάφοροι υδροφθοράνθρακες (CFCs). Το κάθε αέριο διαφέρει από τα υπόλοιπα όσον αφορά το μέγεθος της θερμότητας που μπορεί να κατακρατήσει από την ηλιακή ακτινοβολία και αυτό εκφράζεται από το δυναμικό θέρμανσης του πλανήτη (GWP – Global Warming Potential). Το δυναμικό θέρμανσης του πλανήτη (GWP) αντικατοπτρίζει την συμβολή που θα έχει σε 100 χρόνια 1 kg ενός αερίου του θερμοκηπίου στην υπερθέρμανση του πλανήτη και μετριέται σε κιλά ισοδύναμου CO₂. Για παράδειγμα, το CH₄ έχει GWP₁₀₀ ίσο με 27, που σημαίνει ότι 1 kg CH₄ που απελευθερώνεται σήμερα στην ατμόσφαιρα, σε 100 χρόνια θα έχει την επίπτωση που θα έχουν 27 kg CO₂ που απελευθερώνονται σήμερα στην ατμόσφαιρα.

Στα σχήματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η αύξηση στις ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) από καύση ορυκτών καυσίμων με την πάροδο των χρόνων καθώς και η απόκλιση της ετήσιας μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη από τη μέση θερμοκρασία για την περίοδο 1951-1980.

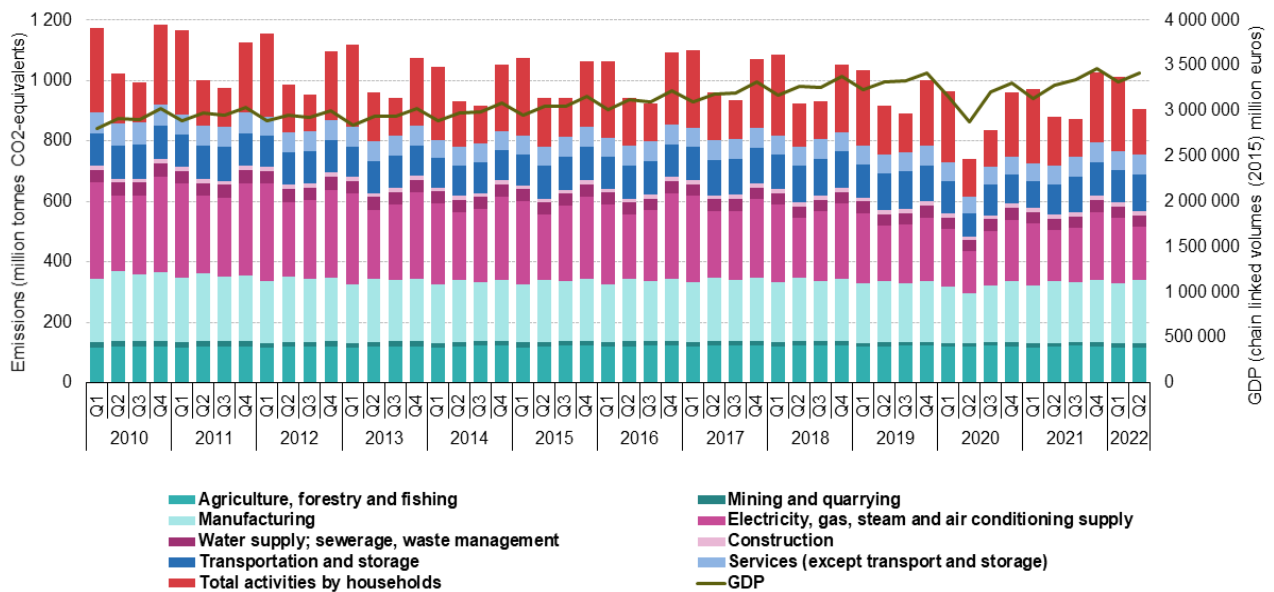


Σχήμα 2.1 – Ετήσιες εκπομπές CO_2 από ορυκτά καύσιμα [4]



Σχήμα 2.2 – Απόκλιση της ετήσιας μέσης θερμοκρασίας από την μέση θερμοκρασία της περιόδου 1951 – 1980 [5]

Είναι εμφανές και στα δύο διαγράμματα ότι η κατακόρυφη αύξηση της κάθε καμπύλης ξεκινάει περίπου λίγο μετά το τέλος του Β' Παγκοσμίου Πολέμου όπου οι οικονομίες των χωρών ξεκινάνε την ανάκαμψή τους μέσω των βιομηχανιών τους. Αποτέλεσμα η ραγδαία αύξηση στην εκπομπή ρύπων CO_2 από ορυκτά καύσιμα όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.1, η οποία αποτέλεσε παράγοντα μεταξύ άλλων που πυροδότησαν το φαινόμενο του θερμοκηπίου με αποτέλεσμα την αύξηση της παγκόσμιας ετήσιας μέσης θερμοκρασίας όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.2. Η αυξητική τάση όμως φαίνεται ότι προϋπήρχε, αφού είχε ξεκινήσει περί τα τέλη του 19^{ου} αιώνα, λόγω της βιομηχανικής επανάστασης.

Greenhouse gas emissions by economic activity and GDP, EU, Q1 2010 - Q2 2022(million tonnes of CO₂ equivalents, chain linked volumes (2015) million euro)

eurostat

Σχήμα 2.3 – Εκπομπές ισοδύναμου CO₂ εντός της ΕΕ ανά τομέα της οικονομίας ανά τρίμηνο για την περίοδο 2010 – 2022 [6]

Στο Σχήμα 2.3 απεικονίζεται η συνεισφορά των κυριότερων τομέων της οικονομίας εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Είναι προφανές ότι τη μεγαλύτερη συνεισφορά έχουν οι τομείς της προμήθειας ηλεκτρισμού και θερμότητας καθώς και οι οικιακές δραστηριότητες.

2.1.2. Επιπτώσεις

Οι επιπτώσεις που μπορεί να επιφέρει η υπερθέρμανση του πλανήτη και σε επέκταση η κλιματική αλλαγή είναι πάρα πολλά. Ένα από τα μεγαλύτερα προβλήματα είναι η αύξηση της στάθμης της θάλασσας αφού λόγω της υπερθέρμανσης αυξάνεται και η θερμοκρασία του νερού με αποτέλεσμα αυτό να διαστέλλεται. Ακόμα, προκαλείται τήξη των παγετώνων και των παγοκαλυμμάτων η οποία δημιουργεί αλυσιδωτά προβλήματα τα οποία εντείνουν το φαινόμενο της υπερθέρμανσης του πλανήτη, μιας και αποτελούν ένα φυσικό κάτοπτρο αντανακλώντας τις ηλιακές ακτίνες που θερμαίνουν το κλίμα, ενώ αποτελούν και φυσικές αποθήκες θερμοκηπιακών αερίων που έχουν παγιδευτεί στο εσωτερικό τους εδώ και χιλιετίες. Προβλήματα επίσης αποτελούν η διαταραχή του κύκλου του νερού, οι αυξημένες κακοκαιρίες τον χειμώνα και οι παρατεταμένοι καύσωνες το καλοκαίρι. Αποτέλεσμα των παραπάνω προβλημάτων είναι ότι προκαλείται ξηρασία σε αρκετά εδάφη κατά τους καύσωνες και έτσι λόγω της αδυναμίας τους να απορροφήσουν νερό, προκαλούνται πολύ πιο εύκολα πλημμύρες όταν βρέξει. Όλα αυτά επηρεάζουν και τις ισορροπίες της χλωρίδας και της πανίδας με την τελευταία δυστυχώς να έχει ανυπολόγιστες και ανεπανόρθωτες ζημιές αφού αρκετά είδη ζώων έχουν ήδη εξαφανιστεί ενώ πολλά ακόμα απειλούνται.

2.2. Πρακτικές αντιμετώπισης – Ιστορική αναδρομή

2.2.1. Παγκόσμιες προσπάθειες

Πρωτόκολλο του Μόντρεαλ

Οι συντονισμένες και σοβαρές προσπάθειες για την αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής έχουν ξεκινήσει επίσημα από το 1987 με την υπογραφή του διεθνούς Πρωτοκόλλου του Μόντρεαλ, το οποίο αφορούσε την προστασία της στιβάδας του όζοντος. Έκτοτε έχει περάσει από 5 αναθεωρήσεις αλλά παραμένει η μόνη διεθνής συμφωνία καταπολέμησης της κλιματικής αλλαγής που έχει υπογραφεί και από τα 197 κράτη-μέλη του ΟΗΕ [7]. Αποτελεί έτσι την πιο επιτυχημένη και αποτελεσματική συμφωνία σχετικά με το κλίμα αφού οι κλιματικές προβλέψεις δείχνουν ότι μεταξύ του 2050 και 2070 το στρώμα του όζοντος θα επιστρέψει στα επίπεδα του 1980 [8].

Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή

Στη συνέχεια, το 1988 ο Παγκόσμιος Οργανισμός Μετεωρολογίας (World Meteorological Organization – WMO) και το Πρόγραμμα των Ηνωμένων Εθνών για το Περιβάλλον (United Nations Environment Programme – UNEP) ίδρυσαν την Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) η οποία έχει ως στόχο να παρέχει στις κυβερνήσεις επιστημονικές πληροφορίες και εκθέσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ανάπτυξη πολιτικών για το κλίμα [9].

Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC)

Σημαντική εξέλιξη αποτέλεσε η σύναψη της Σύμβασης-Πλαισίου των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC) το 1992 στη Διάσκεψη Κορυφής της Γης στο Ρίο ντε Τζανέιρο, η οποία τέθηκε σε ισχύ 2 χρόνια αργότερα [10].

Στο πλαίσιο αυτής της σύμβασης οι αρχηγοί των κρατών-μελών του ΟΗΕ συνέρχονται κάθε χρόνο στην “Διάσκεψη των Μερών (Conference of Parties - COP)” που αποτελεί το ανώτατο όργανο για την λήψη αποφάσεων, και αξιολογούν την πρόοδο στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και θέτουν νέες κατευθύνσεις. Στην πρώτη σύνοδο της Διάσκεψης των Μερών (COP1) που διεξήχθη στο Βερολίνο το Μάρτιο του 1995, εκδόθηκε η “Εντολή του Βερολίνου (Berlin Mandate)” κατά την οποία καθορίστηκε ότι οι αρχικές δεσμεύσεις της Σύμβασης για τα Μέρη του Παραρτήματος I που αφορούσαν την επίτευξη σταθεροποίησης των εκπομπών τους μέχρι το 2000 στα επίπεδα του 1990, ήταν ανεπαρκείς [11].

Πρωτόκολλο του Κιότο

Μια από τις σημαντικότερες διασκέψεις αποτέλεσε η COP3 που διεξήχθη στο Κιότο της Ιαπωνίας το Δεκέμβριο του 1997 όπου και υπεγράφη το Πρωτόκολλο του Κιότο στο πλαίσιο της “Εντολής του Βερολίνου”. Σύμφωνα με το Πρωτόκολλο, οι χώρες πρέπει να επιτύχουν τους στόχους τους κυρίως μέσω εθνικών μέτρων. Ωστόσο, το Πρωτόκολλο τους προσφέρει επίσης ένα πρόσθετο μέσο για την επίτευξη των στόχων τους μέσω τριών μηχανισμών αγοράς: 1) Διεθνής Εμπορία Δικαιωμάτων Εκπομπών, 2) Μηχανισμοί Καθαρής Ανάπτυξης και 3) Προγράμματα Κοινής Εφαρμογής.

Συμφωνία των Παρισίων

18 χρόνια μετά την υπογραφή του Πρωτοκόλλου του Κιότο, τον Δεκέμβριο του 2015 διεξήχθη στο Παρίσι η COP21 κατά την οποία υιοθετήθηκε από 196 Μέρη η γνωστή Συμφωνία των Παρισίων (The Paris Agreement). Η εν λόγω συμφωνία διαδέχθηκε το Πρωτόκολλο του Κιότο όταν τέθηκε σε ισχύ στις 4 Νοεμβρίου 2016 μετά και την επικύρωση από 55 τουλάχιστον χώρες που αντιπροσωπεύουν τουλάχιστον το 55% των παγκόσμιων εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Αποτελεί μια νομικά δεσμευτική διεθνής συνθήκη για την κλιματική αλλαγή η οποία έχει στόχο τον περιορισμό της υπερθέρμανσης του πλανήτη πολύ κάτω από τους 2 °C, κατά προτίμηση 1,5 °C, σε σύγκριση με τα προβιομηχανικά επίπεδα.

Από την έναρξη της ισχύος της Συμφωνίας των Παρισίων έχουν ήδη υιοθετηθεί λύσεις χαμηλών εκπομπών άνθρακα και έχουν αναπτυχθεί νέες αγορές με αυτές τις πρακτικές. Οι λύσεις μηδενικού άνθρακα (zero carbon) γίνονται ανταγωνιστικές σε όλους τους οικονομικούς τομείς που αντιπροσωπεύουν το 25% των εκπομπών. Αυτή η τάση είναι πιο αισθητή στους τομείς της ενέργειας και των μεταφορών όπου έχουν δημιουργηθεί πολλές νέες επιχειρηματικές ευκαιρίες. Προβλέπεται ακόμα ότι μέχρι το 2030 οι λύσεις μηδενικού άνθρακα θα μπορούσαν να είναι ανταγωνιστικές σε τομείς που αντιπροσωπεύουν πέραν του 70% των παγκόσμιων εκπομπών [12].

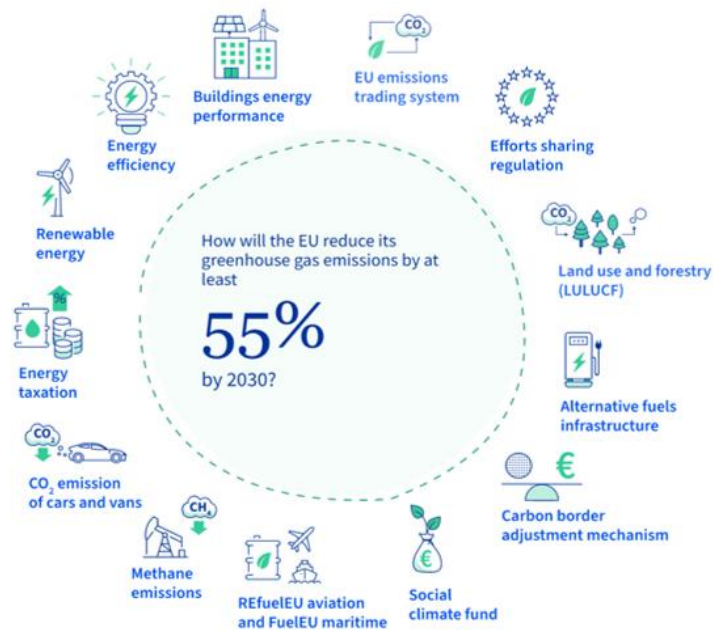
2.2.2. Ευρωπαϊκές προσπάθειες

Όσον αφορά τις ευρωπαϊκές προσπάθειες για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και των επιπτώσεών της, αυτές είναι πλήρως εναρμονισμένες με τις νομοθεσίες και τις οδηγίες των παγκόσμιων φορέων, όπως το UNFCCC. Όλες οι χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης είχαν υπογράψει το Πρωτόκολλο του Κιότο καθώς και τη Συμφωνία των Παρισίων. Οι τρέχουσες πρωτοβουλίες και στρατηγικές που ισχύουν αυτή τη στιγμή εντός της ΕΕ είναι μεταξύ άλλων η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (European Green Deal), το πακέτο “Fit For 55” καθώς και το σχέδιο REPowerEU.

Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία – European Green Deal

Τον Δεκέμβριο του 2019, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή (European Commission) παρουσίασε το European Green Deal, σύμφωνα με το οποίο ευελπιστεί να γίνει η πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρος μέχρι το 2050. Επίσης, τον Δεκέμβριο του 2020 οι Ευρωπαίοι ηγέτες ενέκριναν την πρόταση της Κομισιόν η οποία μέσω μιας δέσμης μέτρων έθεσε ως στόχο την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 55% μέχρι το 2030, σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Αυτή η δέσμη μέτρων ονομάζεται “Προσαρμογή στον στόχο του 55% (Fit for 55)” [13].

Στο *Σχήμα 2.4* απεικονίζονται οι τομείς στους οποίους η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει ετοιμάσει διάφορες προτάσεις μέσω του πακέτου “Fit for 55” σύμφωνα με τις οποίες θα επιτευχθεί ο στόχος μείωσης των εκπομπών εντός της ΕΕ.



Σχήμα 2.4 – Τομείς δέσμης μέτρων “Fit for 55” [14]

Πώς η ΕΕ δεσμεύει τα κράτη-μέλη για την επίτευξη των κλιματικών στόχων

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει αναπτύξει διάφορους μηχανισμούς που λειτουργούν ως εργαλεία νομοθετικών δεσμεύσεων, μέσω των οποίων ελέγχεται το κάθε κράτος-μέλος ως προς την υιοθέτηση αποφάσεων και πολιτικών, που ενισχύουν την προσπάθεια τους προς την επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί.

Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών – ΣΕΔΕ

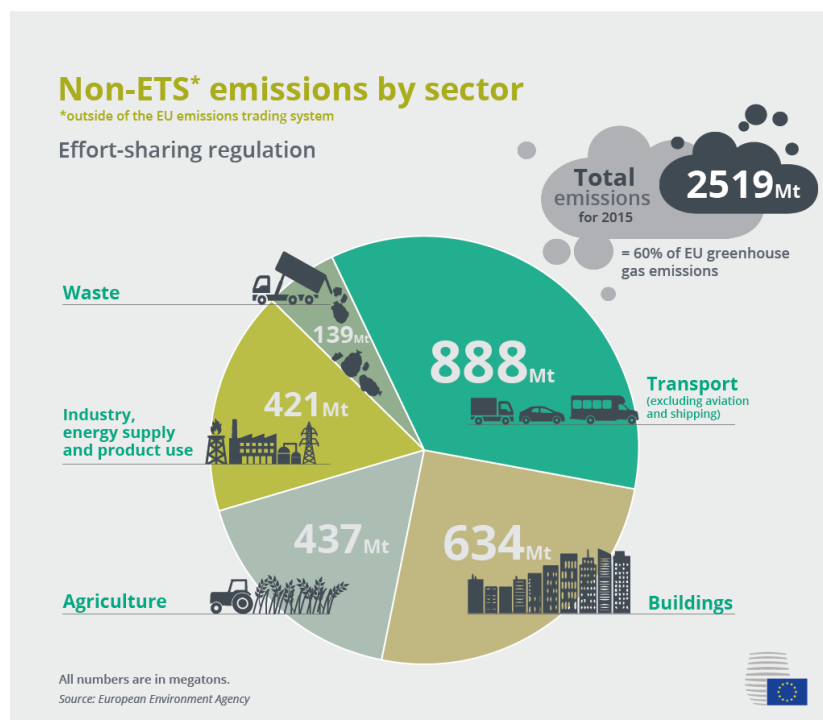
Το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (Emissions Trading System Directive – ETS) λειτουργεί από το 2005 ως το πρώτο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών διεθνώς, έχοντας ως αρχή το “ανώτατο όριο και εμπόριο (cap and trade)”. Ορίζεται δηλαδή ένα όριο στη συνολική ποσότητα ορισμένων αερίων του θερμοκηπίου που μπορούν να εκπέμπονται από τις εγκαταστάσεις που καλύπτονται από το σύστημα. Το ανώτατο όριο μειώνεται με την πάροδο του χρόνου, ώστε οι συνολικές εκπομπές να μειώνονται. Εντός αυτού του ορίου, οι εγκαταστάσεις αγοράζουν ή λαμβάνουν δικαιώματα εκπομπών, τα οποία μπορούν να ανταλλάσσουν μεταξύ τους ανάλογα με τις ανάγκες τους. Ο περιορισμένος συνολικός αριθμός των διαθέσιμων δικαιωμάτων διασφαλίζει ότι έχουν αυτά μια αξία. Μετά από κάθε χρόνο, μια εγκατάσταση πρέπει να εγκαταλείψει αρκετά δικαιώματα για να καλύψει πλήρως τις εκπομπές της, διαφορετικά επιβάλλονται βαριά πρόστιμα. Εάν μια εγκατάσταση μειώσει τις εκπομπές της, μπορεί να διατηρήσει τα εναπομείναντα δικαιώματα για να καλύψει τις μελλοντικές της ανάγκες ή αλλιώς να τα πουλήσει σε άλλη εγκατάσταση που δεν διαθέτει δικαιώματα.

Το ETS καλύπτει τους ακόλουθους τομείς και αέρια, εστιάζοντας στις εκπομπές που μπορούν να μετρηθούν, να καταγραφούν και να επαληθευτούν με υψηλό επίπεδο ακρίβειας:

- Διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) από:
 - Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας
 - Ενεργοβόρους τομείς της βιομηχανίας συμπεριλαμβανομένων διυλιστηρίων πετρελαίου, χαλυβουργείων και παραγωγή σιδήρου, αλουμινίου, μετάλλων, τσιμέντου, ασβέστη, γυαλιού, κεραμικών, χαρτοπολτού, χαρτιού, χαρτονιού, οξέων και χύδην οργανικών προϊόντων
 - Εμπορική αεροπορία εντός του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου
- Υποξείδιο του αζώτου (N₂O) από την παραγωγή νιτρικού, αδιπικού και γλυοξιλικού οξέως και γλυοξάλης,
- Υπερφθοράνθρακες (PFCs) από την παραγωγή αλουμινίου [15].

Κανονισμός για τον Επιμερισμό των Προσπαθειών

Παρόμοιο με το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών είναι και ο Κανονισμός για τον Επιμερισμό των Προσπαθειών (Effort-sharing regulation) ο οποίος υιοθετήθηκε στις 14 Μαΐου το 2018 και δεσμεύει νομικά τους τομείς που δεν καλύπτονται από το ETS να μειώσουν τις εκπομπές τους κατά 30% σε σχέση με το 2005. Οι συγκεκριμένοι τομείς, συμπεριλαμβανομένων των μεταφορών, των κτιρίων, των βιομηχανιών εκτός ETS και των αποβλήτων, ευθύνονται για περίπου το 60% των συνολικών εκπομπών εντός της ΕΕ, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.5 [16].



Σχήμα 2.5 – Εκπομπές από τομείς που δεν καλύπτονται από το ETS [17]

Τέλος, υπάρχουν ακόμα 2 νομικά δεσμευτικές ρυθμίσεις προς τα κράτη μέλη οι οποίες είναι οι εξής:

- Οδηγία για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ΑΠΕ (Renewable Energy Directive – RED II): Τέθηκε σε ισχύ από το 2018 και υποχρεώνει τα κράτη-μέλη να ανεβάσουν το μερίδιο συνεισφοράς των ΑΠΕ στο 32% του ενεργειακού μείγματος μέχρι το 2030. Τον Μάιο του 2022 στο πλαίσιο της πρότασης του σχεδίου REPowerEU, προτάθηκε από την Κομισιόν να αυξηθεί ο στόχος στο 45% [18].
- Οδηγία για την ενεργειακή απόδοση (Energy Efficiency Directive – EED): Το 2018 τροποποιήθηκε η αντίστοιχη οδηγία του 2012, η οποία έχει ως βασικό στοιχείο τον στόχο ενεργειακής απόδοσης τουλάχιστον 32,5% μέχρι το 2030 συλλογικά για την ΕΕ. Ακόμα, υποχρεώνει τα κράτη-μέλη να επιτυγχάνουν κάθε χρόνο 0,8% εξοικονόμηση στην τελική κατανάλωση ενέργειας για την περίοδο 2021-2030 [19].

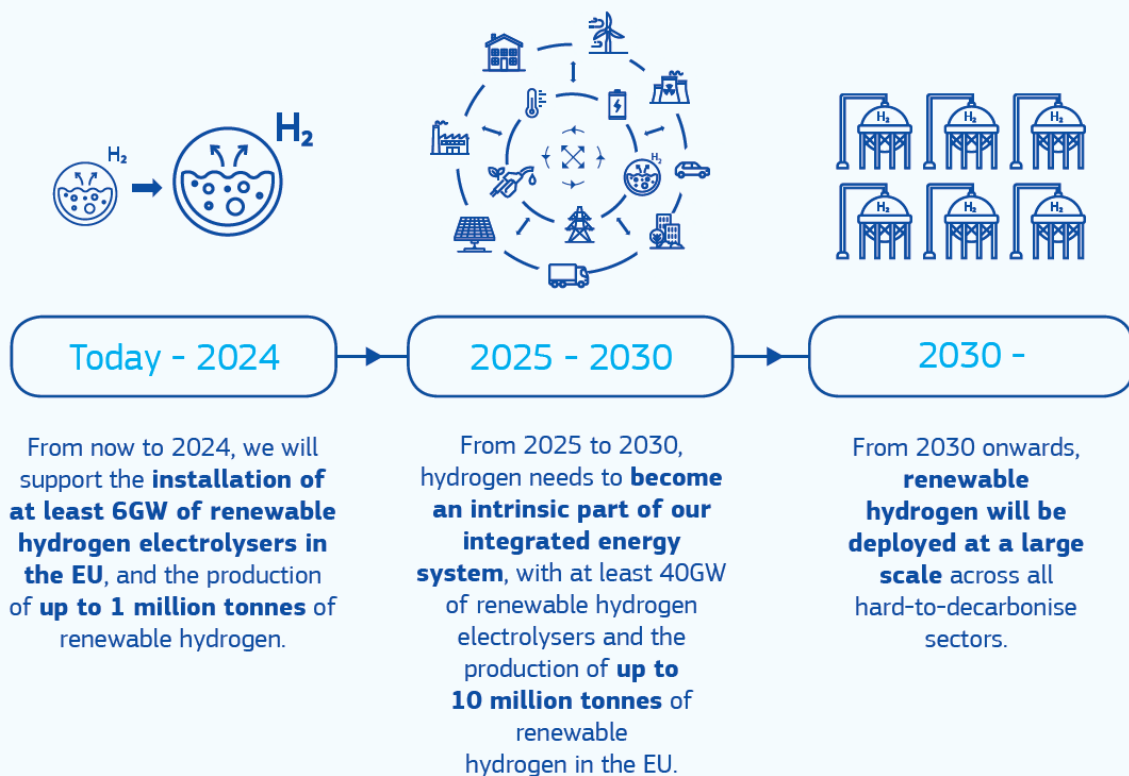
2.2.3. Το πλάνο της ΕΕ για το Υδρογόνο

Εκτός από τους προαναφερθέντες στόχους, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει καταστρώσει έναν στρατηγικό χάρτη πορείας για το Υδρογόνο ο οποίος ανακοινώθηκε στις 8 Ιουλίου 2020, με όνομα “Στρατηγική για το Υδρογόνο για μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη (A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe)”.

Σε γενικές γραμμές, η στρατηγική αυτή έχει χωριστεί σε 3 φάσεις, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.6 [20]:

- 1^η φάση - Από το 2020 έως το 2024: Εγκατάσταση ηλεκτρολυτικών κυψελών παραγωγής ανανεώσιμου Υδρογόνου με ισχύ τουλάχιστον 6 GW και παραγωγή έως και 1 εκατομμυρίου τόνων ανανεώσιμου Υδρογόνου.
- 2^η φάση – Από το 2025 έως το 2030: Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρολυτικών κυψελών παραγωγής ανανεώσιμου Υδρογόνου σε 40 GW και παραγωγή έως και 10 εκατομμυρίων τόνων ανανεώσιμου Υδρογόνου.
- 3^η φάση – Από το 2030 έως το 2050: Οι τεχνολογίες Υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα πρέπει να έχουν φθάσει σε ωριμότητα και να έχουν αναπτυχθεί σε ευρεία κλίμακα για να φτάσουν σε όλους τους δύσκολα απανθρακοποιήσιμους τομείς, όπου άλλες εναλλακτικές λύσεις ενδέχεται να μην είναι εφικτές ή να έχουν υψηλότερο κόστος.

The path towards a European hydrogen eco-system step by step :



Σχήμα 2.6 – Το πλάνο της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την παραγωγή πράσινου Υδρογόνου [21]

Το σχέδιο REPowerEU

Μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία στις 24/02/2022 και την αύξηση στην τιμή εισαγωγής του Φυσικού Αερίου από τη Ρωσία ως απάντηση στις κυρώσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ξεκίνησε μια συζήτηση σχετικά με την απεξάρτηση της Ευρώπης από τις εισαγωγές του ρωσικού Φυσικού Αερίου.

Συγκεκριμένα, στις 8 Μαρτίου η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε τη δημιουργία ενός πλάνου για την απεξάρτηση της Ευρώπης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα πολύ πριν από το 2030. Έτσι, λίγες μέρες μετά οι ηγέτες των χωρών συνεδριάζοντας στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κατέληξαν σε συμφωνία προς αυτή την κατεύθυνση και ζήτησαν από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή να ετοιμάσει το λεπτομερές σχέδιο με όνομα REPowerEU. Το πλάνο παρουσιάστηκε στις 18 Μαΐου 2022 και τα μέτρα που προτείνει σε γενικές γραμμές είναι η εξοικονόμηση ενέργειας, η διαφοροποίηση (diversification) των ενεργειακών εισαγωγών, και η επιτάχυνση της ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων στα σπίτια, στη βιομηχανία και στην παραγωγή ενέργειας.

Για την υποστήριξη της εφαρμογής του πλάνου REPowerEU είναι ήδη διαθέσιμα €225 δισ. σε δάνεια από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (Recovery and Resilience Facility – RRF). Επιπλέον, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προτείνει την αύξηση του χρηματοδοτικού κονδυλίου RRF με 20 δισεκατομμύρια ευρώ σε επιχορηγήσεις από την πώληση δικαιωμάτων εκπομπών του ETS που βρίσκονται επί του παρόντος στο Αποθεματικό Σταθερότητας της Αγοράς, τα οποία θα δημοπρατηθούν με τρόπο που δεν διαταράσσει την αγορά. Ως εκ τούτου, το ETS όχι μόνο

μειώνει τις εκπομπές και τη χρήση ορυκτών καυσίμων, αλλά συγκεντρώνει επίσης τα απαραίτητα κεφάλαια για την επίτευξη ενεργειακής ανεξαρτησίας [22].

Μέσω του σχεδίου RePowerEU η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε κάποιες διαφοροποιήσεις σχετικά με τους στόχους που τέθηκαν από το πακέτο “Fit for 55”, όπως την αύξηση του βασικού στόχου του 2030 για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας από 40% σε 45% καθώς και έθεσε ως στόχο την εντός ΕΕ παραγωγή 10 εκατομμυρίων τόνων ανανεώσιμου Υδρογόνου καθώς και εισαγωγή άλλων 10 μέχρι το 2030, με σκοπό την αντικατάσταση του φυσικού αερίου, του άνθρακα και του πετρελαίου στους τομείς της βιομηχανίας και των μεταφορών που είναι δύσκολο να απελευθερωθούν από τα ορυκτά καύσιμα. Επίσης, όσον αφορά τους στόχους της εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρολυτικών κυψελών παραγωγής ανανεώσιμου Υδρογόνου, δεδομένης της αύξησης στην κατανάλωση Υδρογόνου που θα προκύψει λόγω της απεξάρτησης από το ρωσικό φυσικό αέριο, αυτή θα πρέπει να αυξηθεί στα 65 GW μέχρι το 2030, παράλληλα με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών κατά 41 GW και των φωτοβολταϊκών κατά 62 GW [1].

3. Το Υδρογόνο ως καύσιμο

Το Υδρογόνο (H_2), το πιο άφθονο και ελαφρύ στοιχείο στο σύμπαν, είναι ένα άχρωμο, άοσμο και εύφλεκτο αέριο το οποίο βρίσκεται στη φύση κυρίως σε ενώσεις όπως νερό (H_2O), αμμωνία (NH_3), ζάχαρη ($C_{12}H_{22}O_{11}$) καθώς και σε όλους τους υδρογονάνθρακες (C_nH_{2n+2} , C_nH_{2n} , C_nH_{2n-2} , κλπ). Το Υδρογόνο δεν είναι πρωτεύον καύσιμο αλλά παράγεται μέσω διαφόρων διεργασιών με την πιο γνωστή να είναι η ηλεκτρόλυση, ενώ συνήθως κατηγοριοποιείται σε “χρώματα” που συνοδεύουν την ονομασία του ανάλογα με την τεχνολογία παραγωγής του. Οι πρώτες ύλες που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή Υδρογόνου είναι κατά κύριο λόγο το νερό, τα ορυκτά καύσιμα και η βιομάζα.

3.1. Ιδιότητες

Η χρήση του Υδρογόνου ως καύσιμο προσφέρει αρκετά πλεονεκτήματα έναντι των ορυκτών καυσίμων, όπως την παραγωγή μόνο νερού κατά την καύση, την απουσία εκπομπής ατμοσφαιρικών ρύπων και την εξασφάλιση μιας βιώσιμης και ανανεώσιμης πηγής ενέργειας. Μπορεί επίσης να αποτελέσει και ένα μέσο αποθήκευσης ενέργειας μέσω της τεχνολογίας Power-to- H_2 , όπου θα χρησιμοποιείται το περίσσειμα ρεύματος που παράγεται από ΑΠΕ για την παραγωγή Υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης, για την διατήρηση της ευστάθειας του ηλεκτρικού συστήματος. Η τεχνολογία του Υδρογόνου έχει τη δυνατότητα να μειώσει σημαντικά τον ανθρώπινο αντίκτυπο στο περιβάλλον και να συμβάλει στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, προωθώντας ένα πιο βιώσιμο μέλλον για τον πλανήτη.

Στον Πίνακα 3.1 καταγράφονται οι φυσικές και οι θερμοχημικές ιδιότητες καθώς και τα χαρακτηριστικά καύσης του Υδρογόνου σε σύγκριση με το μεθάνιο (CH_4) που αποτελεί περίπου το 90-95% του φυσικού αερίου.

Πίνακας 3.1 – Σύγκριση φυσικών και θερμοχημικών ιδιοτήτων και χαρακτηριστικών καύσης Υδρογόνου και μεθανίου [23, 24]

Μέγεθος		Μονάδα	H_2	CH_4
Πυκνότητα (σε συνθήκες 1 atm, 0 °C)	ρ	kg/m ³	0,09	0,72
Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη	H_u	MJ/kg	120,0	50,0
		MJ/Nm ³	10,8	35,8
Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη	H_o	MJ/kg	141,8	55,5
		MJ/Nm ³	12,8	39,7
Αδιαβατική θερμοκρασία φλόγας (αέρα)	$T_{ad} (air)$	K	2380	2226
Αδιαβατική θερμοκρασία φλόγας (O_2)	$T_{ad} (O_2)$	K	3083	3030
Ταχύτητα στρωτής φλόγας (αρχική θερμοκρασία 25 °C)	S_L	cm/s	170 ($\Phi=1$)	43,4 ($\Phi=1$)
	$S_{L,max}$	cm/s	325 ($\Phi_{S_{L,max}}=1,80$)	44,8 ($\Phi_{S_{L,max}}=1,08$)
Θερμοκρασία αυτανάφλεξης	T_{aig}	°C	571	540
Συντελεστής έκλυσης θερμότητας μέσω ακτινοβολίας	X_{rad}	%	20	20
Όριο αναφλεξιμότητας	$X_L \div X_U$	%	4,0 ÷ 75,0	5,0 ÷ 15,0
Συντελεστής διάχυσης στον αέρα	D_{AB}	cm ² /s	0,61	0,16

Το μεγαλύτερο πλεονέκτημα του Υδρογόνου ως καύσιμο σε σχέση με το φυσικό αέριο είναι ότι δεν απελευθερώνει CO₂ κατά την καύση του. Παράγονται όμως ποσότητες NO_x λόγω των υψηλών θερμοκρασιών της φλόγας. Επίσης το Υδρογόνο υπερτερεί κατά πολύ αναφορικά με την ενεργειακή του πυκνότητα κατά μάζα, ενώ υστερεί στην ενεργειακή πυκνότητα κατ' όγκον, λόγω της πολύ μικρότερης του πυκνότητας.

Επίσης, άλλο ένα σημείο που πλεονεκτεί το Υδρογόνο είναι στο συντελεστή Joule-Thomson. Ο συντελεστής Joule-Thomson αντικατοπτρίζει την μεταβολή της θερμοκρασίας ενός αερίου όταν μεταβάλλεται η πίεσή του υπό σταθερή ενθαλπία:

$$\mu_{JT} = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_H \quad (3.1)$$

Ο συντελεστής Joule-Thomson του Υδρογόνου ισούται με -0,035 °C/bar, ενώ του φυσικού αερίου είναι ίσος με 0,5 °C/bar, δηλαδή για κάθε bar που μειώνεται η πίεση του Υδρογόνου, η θερμοκρασία του αυξάνεται κατά 0,035 °C, ενώ για κάθε bar που μειώνεται η πίεση του φυσικού αερίου η θερμοκρασία του μειώνεται κατά 0,5 °C [25].

3.1.1. Δείκτης Wobbe

Ο δείκτης Wobbe (Wobbe Index – WI) είναι ένας αριθμός που κατηγοριοποιεί τα αέρια καύσιμα σχετικά με τις δυνατότητες μεταφοράς θερμότητας και χρησιμοποιείται ως ένα μέτρο για την εναλλαξιμότητα των καυσίμων σε λέβητες αερίου και, κατά συνέπεια, καθορίζει εάν μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε οικιακές εφαρμογές. Αντίστοιχα, οι κατασκευαστές λεβήτων αερίου καθορίζουν ένα εύρος λειτουργίας του δείκτη Wobbe που μπορεί να λειτουργήσει η κάθε συσκευή.

Αέρια με παραπλήσιο δείκτη WI σημαίνει ότι έχουν παρόμοιες ιδιότητες μετάδοσης θερμότητας. Ο δείκτης WI ισούται ως το πηλίκο της ανώτερης θερμογόνου δύναμης (κατ' όγκον) προς τη ρίζα του λόγου της πυκνότητας του καυσίμου προς την πυκνότητα του αέρα και δίνεται από την *Εξίσωση 3.2*:

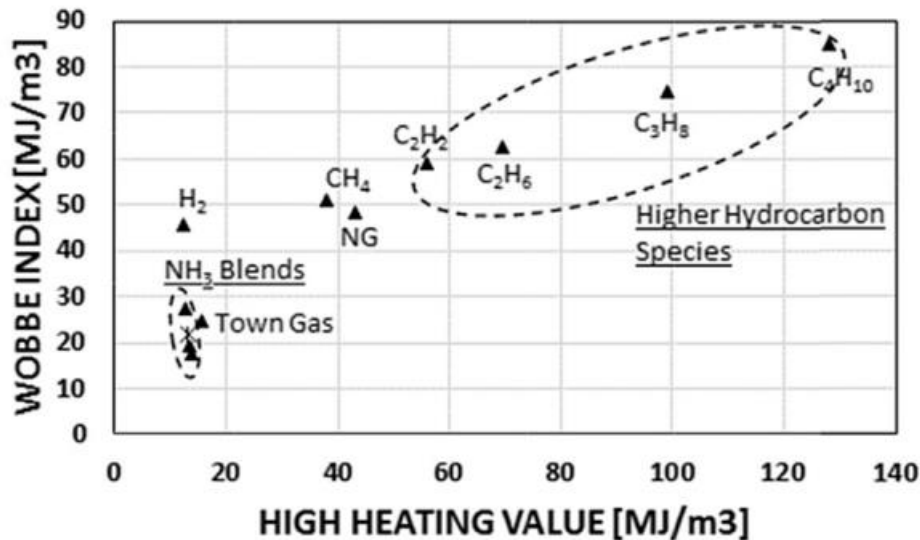
$$WI = \frac{HHV}{\sqrt{d}} \quad (3.2)$$

Όπου: WI: ο δείκτης Wobbe [MJ/Nm³], HHV: η ανώτερη θερμογόνος δύναμη [MJ/Nm³] και $d = \rho_{fuel} / \rho_{air}$: [αδιάστατος αριθμός].

Γενικά όμως, υπάρχουν κι' άλλα κριτήρια πέρα από τον δείκτη Wobbe που μπορούν να κρίνουν κατά πόσο το κάθε καύσιμο μπορεί να χρησιμοποιηθεί στον ίδιο καυστήρα, όπως π.χ η ταχύτητα φλόγας ή η ανιχνευσιμότητα της φλόγας. Συγκεκριμένα, η πολύ υψηλότερη ταχύτητα φλόγας του Υδρογόνου σε σχέση με το μεθάνιο κρίνει απαραίτητη την επέμβαση στα εξαρτήματα του καυστήρα προκειμένου να αποφευχθεί ο κίνδυνος σβέσης (blowout) ή επιστροφής (flashback) της φλόγας.

Ο δείκτης Wobbe του Υδρογόνου είναι περίπου ίσος με 46 MJ/Nm^3 , ενώ του φυσικού αερίου είναι μεταξύ 47.2 MJ/Nm^3 και 51.4 MJ/Nm^3 , ανάλογα και με την περιεκτικότητα του σε μεθάνιο.

Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζεται ο δείκτης Wobbe διάφορων υδρογονανθράκων καθώς και του Υδρογόνου και της αμμωνίας. Όπως φαίνεται, το Υδρογόνο και το CH_4 – Φ.Α. βρίσκονται σχεδόν στο ίδιο σημείο στον κατακόρυφο άξονα παρόλο που έχουν διαφορετική θερμογόνο ικανότητα, που σημαίνει ότι οι ιδιότητες μετάδοσης θερμότητας είναι παρόμοιες.



Σχήμα 3.1 – Δείκτης Wobbe μειγμάτων αμμωνίας, Υδρογόνου και διαφόρων υδρογονανθράκων [26]

3.2. Ζητήματα ασφάλειας

Το Υδρογόνο, πέρα από τα πλεονεκτήματα που αναφέρθηκαν προηγουμένως, όπως είναι λογικό έχει και κάποια ζητήματα σχετικά με την ασφάλεια του που πρέπει να επισημανθούν. Αυτά αφορούν πιθανά προβλήματα από διαρροές, το πρόβλημα ψαθυροποίησης που προκαλείται κυρίως σε μεταλλικούς αγωγούς καθώς και τα προβλήματα που ανακύπτουν λόγω του χρώματος και της μεγάλης ταχύτητας της φλόγας του κατά την καύση.

3.2.1. Διαρροές

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.1, το εύρος αναφλεξιμότητας του Υδρογόνου είναι αρκετά μεγάλο, γεγονός που μπορεί να προκαλέσει ανησυχία σχετικά με την επικινδυνότητα κάποιας πιθανής διαρροής.

Το 2015, η ολλανδική εταιρεία Kiwa, που ασχολείται με δοκιμές, επιθεωρήσεις και πιστοποιήσεις, ανέλαβε να τρέξει το έργο “HyHouse” κατά το οποίο πραγματοποίησε 122 δοκιμές σε μια διώροφη αγροτική οικία τριών υπνοδωματίων στη Σκωτία. Οι δοκιμές περιλάμβαναν την απελευθέρωση 5 διαφορετικών εκρηκτικών αερίων, εκ των οποίων τα 2 ήταν 100% Υδρογόνο και 100% φυσικό αέριο. Τις 112 φορές οι δοκιμές πραγματοποιήθηκαν με χαμηλό ρυθμό απελευθέρωσης (8 μέχρι 64 kW) και άλλες 10 φορές με υψηλό ρυθμό (200 kW). Οι ρυθμοί απελευθέρωσης των αερίων προσομοίωσαν το ρυθμό απελευθέρωσης που μπορεί να προκύψει λόγω διαρροής σε ένα όχημα Υδρογόνου ή σε αγωγό αερίου εντός της οικίας. Οι δοκιμές διεξήχθησαν σε 3 διαφορετικά επίπεδα αεροστεγανότητας του κτιρίου, με σκοπό να

προσομοιωθούν διαφορετικές ηλικίες κατασκευής, από παλιά έως καινούρια που πληροί την βέλτιστη τιμή του Ενεργειακού Κώδικα, $3 \text{ m}^3/\text{h}/\text{m}^2$. Ακολούθως για κάθε δοκιμή μετρήθηκαν οι συγκεντρώσεις και η κατανομή του εκάστοτε αερίου εντός της οικίας με ειδικές μετρητικές διατάξεις.

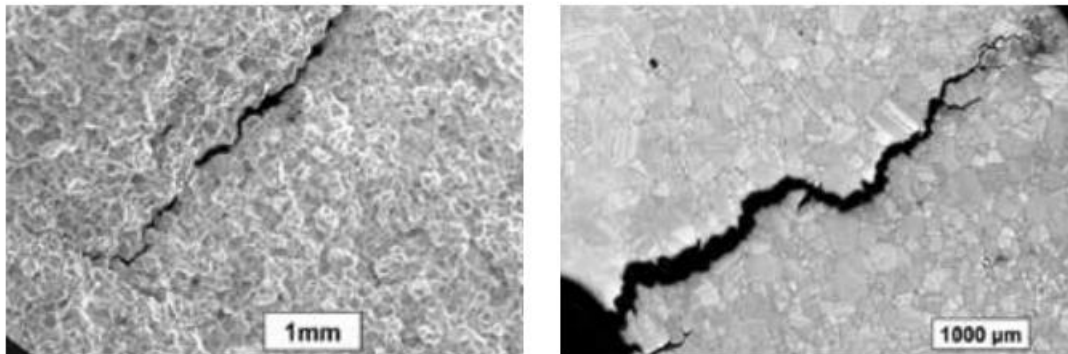
Το αποτέλεσμα του έργου HyHouse ήταν καθησυχαστικό αφού κατέληξε στο συμπέρασμα ότι ο κίνδυνος που σχετίζεται με τη χρήση Υδρογόνου σε ένα σπίτι δεν ήταν μεγαλύτερος από τον κίνδυνο που σχετίζεται με τη χρήση φυσικού αερίου. Το Υδρογόνο έχει πολύ μεγαλύτερο συντελεστή διάχυσης στον αέρα και είναι πολύ ελαφρύτερο από το φυσικό αέριο, πράγμα που σημαίνει ότι εάν υπάρχει διαρροή σε ένα σπίτι είναι λιγότερο πιθανό να συσσωρευτεί σε πιο επικίνδυνες ποσότητες απ' ό,τι το φυσικό αέριο.

Τα δεδομένα που συλλέχθηκαν επέτρεψαν επίσης να ληφθούν υπόψιν οι ακόλουθες πτυχές σχετικά με το μετριασμό του κινδύνου που σχετίζεται με τη μελλοντική χρήση Υδρογόνου στη βιομηχανία φυσικού αερίου:

- Χρήση αυτόματων βαλβίδων διακοπής υπερβολικής ροής (excess flow valve) για την ανίχνευση μεγάλων διαρροών αερίου και την αποσύνδεση της παροχής
- Η αναγκαιότητα για εγκατάσταση συναγερμών αερίου που μπορούν ή όχι να είναι συνδεδεμένοι με αυτόματη απενεργοποίηση αερίου και εξαερισμό
- Αυξημένος αερισμός για μετριασμό του κινδύνου από διαρροές
- Ξεκάθαρη σήμανση θέσης κρυμμένων σωλήνων αερίου
- Αυξημένη προσθήκη ουσίας για μωρδιά για τα χαμηλότερα όρια ανίχνευσης [27].

3.2.2. Ψαθυροποίηση Υδρογόνου (Hydrogen Embrittlement)

Το πρόβλημα της ψαθυροποίησης Υδρογόνου (Hydrogen Embrittlement) συμβαίνει κυρίως σε χαλύβδινους αγωγούς μεταφοράς διότι, λόγω της μικρής πυκνότητας του Υδρογόνου αυτό διαχέεται σε τυχόν επιφανειακά ελαττώματα που προκύπτουν λόγω ελαττωμάτων υλικού, κατασκευαστικών ελαττωμάτων ή διάβρωσης, με αποτέλεσμα απώλεια της ολκιμότητας (ψαθυροποίηση), αυξημένη ανάπτυξη ρωγμών ή δημιουργία νέων ρωγμών στους μεταλλικούς αγωγούς, με αποτέλεσμα να οδηγούν τελικά σε αστοχία υλικού. Ένα τέτοιο παράδειγμα απεικονίζεται στην *Εικόνα 3.1*.



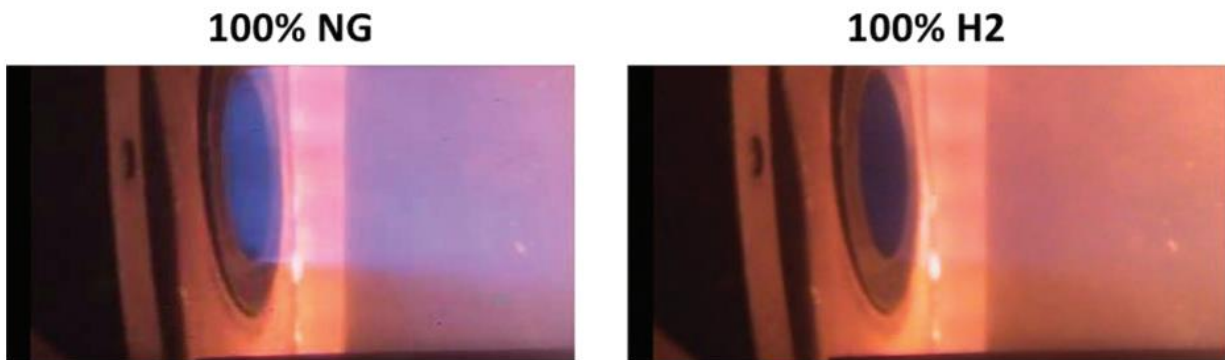
Εικόνα 3.1 – Παράδειγμα αστοχίας λόγω ψαθυροποίησης Υδρογόνου [28]

Αυτό το πρόβλημα μπορεί να αντιμετωπιστεί αντικαθιστώντας τους μεταλλικούς αγωγούς μεταφοράς Υδρογόνου με αγωγούς πολυαιθυλενίου (PE) που δεν επηρεάζονται ιδιαίτερα από το συγκεκριμένο πρόβλημα. Όμως, στο δίκτυο διανομής που ήδη χρησιμοποιούνται αγωγοί πολυαιθυλενίου, η διάχυση Υδρογόνου διαμέσου του αγωγού μπορεί να είναι 5 φορές μεγαλύτερη σε σχέση με τη διάχυση του φυσικού αερίου. Επίσης, οι ογκομετρικές απώλειες του Υδρογόνου είναι πάντα μεγαλύτερες από του φυσικού αερίου, όμως οι ενεργειακές απώλειες είναι πάντοτε μικρότερες. Μελέτες έχουν δείξει ότι οι ετήσιες απώλειες Υδρογόνου λόγω διαρροών ισοδυναμούν περίπου με το 0,0005% – 0,001 % του συνολικά μεταφερόμενου όγκου, ποσό θεωρητικά αμελητέο [25].

3.2.3. Φλόγα Υδρογόνου

Από την καύση του Υδρογόνου, προκύπτουν άλλα 2 ζητήματα ασφαλείας τα οποία σχετίζονται με 2 χαρακτηριστικά της φλόγας του, την ταχύτητα της και το χρώμα της.

Όπως φαίνεται και στην *Εικόνα 3.2*, η φλόγα του Υδρογόνου δεν έχει σχεδόν καθόλου χρώμα σε σύγκριση με τη φλόγα φυσικού αερίου, κάνοντας τη μη ορατή σε ανιχνευτές που είναι σχεδιασμένοι για φλόγες καυσίμων υδρογονανθράκων.



Εικόνα 3.2 – Σύγκριση φλογών φυσικού αερίου και Υδρογόνου [29]

Το δεύτερο ζήτημα, η πολύ μεγάλη ταχύτητα φλόγας του Υδρογόνου αυξάνει τον κίνδυνο για ανύψωση (liftoff) της φλόγας και συνεπώς σβέση (blowout), ενώ μπορεί να προκαλέσει και επιστροφή της (flashback).

Είναι προφανές ότι η περίπτωση σβέσης είναι ανεπιθύμητη και επικίνδυνη καθώς είναι δυνατόν να προκαλέσει τη δημιουργία άκαυστου αναφλέξιμου μείγματος, γεγονός που εγκυμονεί κινδύνους ως προς την ασφάλεια των εγκαταστάσεων [24].

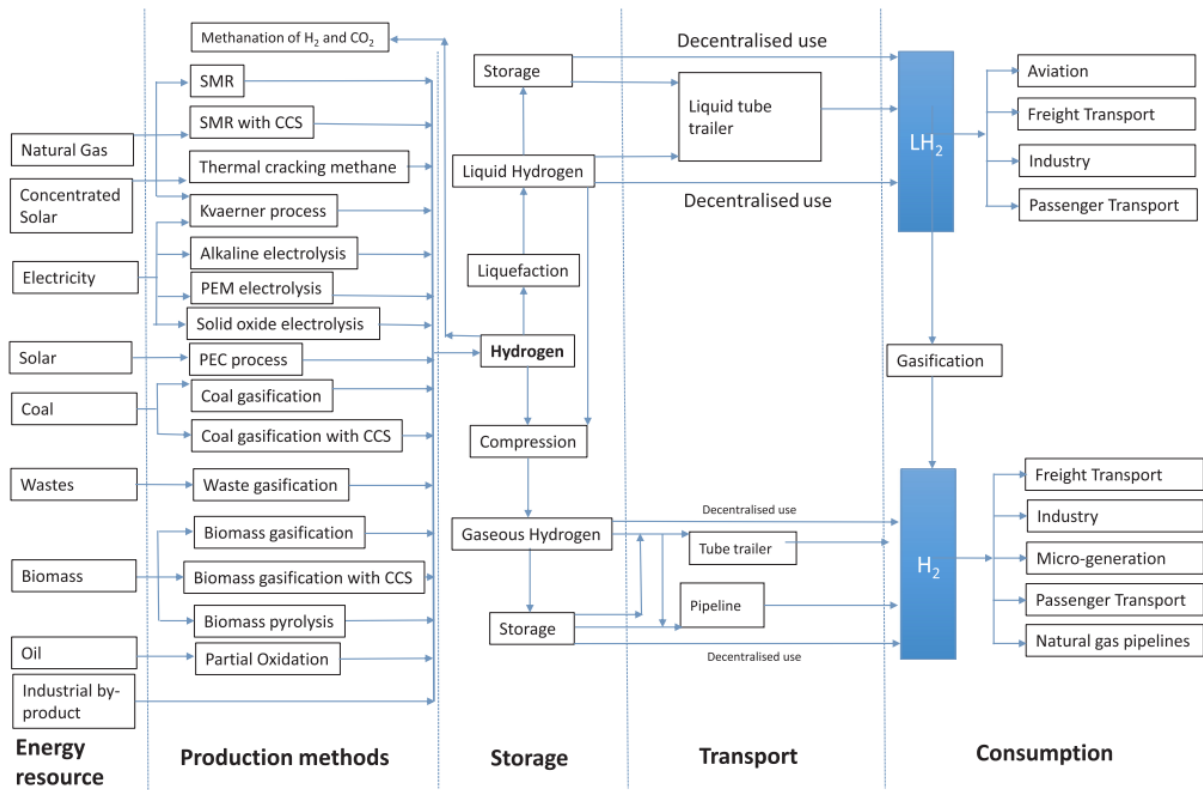
Ακόμα, όταν η ταχύτητα της φλόγας ξεπεράσει την ταχύτητα προσαγωγής του μείγματος των αντιδρώντων στον καυστήρα, υπάρχει ο κίνδυνος το μέτωπο της φλόγας να αλλάξει κατεύθυνση και να γυρίσει προς τα πίσω (flashback). Στην περίπτωση αυτή εάν η φλόγα αγκιστρωθεί και παραμείνει στην περιοχή προανάμειξης για αρκετή ώρα (flame holding event) μπορεί να προκαλέσει δυσλειτουργία του υλικού καύσης και ζημιά στο ακροφύσιο του καυστήρα, όπως φαίνεται και στην *Εικόνα 3.3* [28].



Εικόνα 3.3 – Ζημιά σε ακροφύσιο αεριοστροβίλου λόγω flame holding event [28]

4. Τεχνολογίες σχετικά με το Υδρογόνο

Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζονται οι διάφορες τεχνολογίες σχετικά με την παραγωγή, αποθήκευση, μεταφορά και κατανάλωση Υδρογόνου, όπως φαίνονται και στο Σχήμα 4.1.



Σχήμα 4.1 – Πιθανό οικοσύστημα παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς και κατανάλωσης Υδρογόνου στο σενάριο Καθαρών Μηδενικών Εκπομπών 2050 [30]

4.1. Τεχνολογίες παραγωγής

Παρακάτω παρουσιάζεται αναλυτικά το “χρωματικό φάσμα” του Υδρογόνου [31]:

- **Πράσινο Υδρογόνο:** Το πράσινο Υδρογόνο παράγεται κυρίως με διάσπαση μορίων νερού μέσω ηλεκτρόλυσης χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Ο λόγος που ονομάζεται πράσινο είναι ότι δεν δημιουργούνται εκπομπές CO₂ κατά την παραγωγή του, ούτε κατά την καύση του στην οποία το μόνο προϊόν που παράγεται είναι το νερό διατηρώντας έτσι ουδέτερο τον αντίκτυπο του σε αυτό. Αν και το πράσινο Υδρογόνο αναφέρεται συχνά ως Υδρογόνο που παράγεται με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, εντούτοις μπορεί να παραχθεί και με άλλες μεθόδους από ανανεώσιμες πρώτες ύλες όπως το βιοαέριο, το βιομεθάνιο και η βιομάζα που έχουν πολύ χαμηλές είτε μηδενικές εκπομπές.
- **Μπλε Υδρογόνο:** Ως μπλε Υδρογόνο χαρακτηρίζεται το Υδρογόνο που προέρχεται από ορυκτά καύσιμα, κυρίως φυσικό αέριο, όπου δεσμεύεται το μεγαλύτερο μέρος του CO₂ που εκπέμπεται κατά την διεργασία παραγωγής του. Η κυριότερη διεργασία παραγωγής του Υδρογόνου από φυσικό αέριο ονομάζεται Αναμόρφωση Μεθανίου με Ατμό (Steam Methane Reforming – SMR) ενώ η διαδικασία κατακράτησης του παραγόμενου CO₂ ονομάζεται Δέσμευση, Αποθήκευση και Χρήση Άνθρακα (Carbon Capture Utilisation and Storage - CCUS).
- **Γκρι Υδρογόνο:** Το γκρι Υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα και χρησιμοποιεί συνήθως τη μέθοδο αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό (SMR) όπου κατά τη διάρκεια αυτής της διαδικασίας, παράγεται CO₂ που απελευθερώνεται κατευθείαν στην ατμόσφαιρα.
- **Μαύρο/καφέ Υδρογόνο:** Ο συγκεκριμένος τύπος Υδρογόνου παράγεται από την αεριοποίηση (gasification) άνθρακα όπου το χρώμα αναφέρεται στον τύπο του. Το **μαύρο** Υδρογόνο παράγεται από τον λιθάνθρακα (bituminous coal) ενώ το **καφέ** από λιγνίτη. Αποτελεί μια πολύ ρυπογόνο διαδικασία όπου το CO₂ και το CO που παράγονται ως υποπροϊόντα απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα.
- **Ροζ Υδρογόνο:** Ως ροζ Υδρογόνο ονομάζεται το Υδρογόνο που παράγεται από ηλεκτρόλυση του νερού με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από πυρηνική ενέργεια.
- **Κόκκινο Υδρογόνο:** Το κόκκινο Υδρογόνο παράγεται μέσω της καταλυτικής διάσπασης του νερού σε υψηλή θερμοκρασία χρησιμοποιώντας ως πηγή ενέργειας θερμότητα από πυρηνική ενέργεια.
- **Τιρκουάζ Υδρογόνο:** Το τιρκουάζ Υδρογόνο παράγεται μέσω της θερμικής διάσπασης του μεθανίου με πυρόλυση, με αποτέλεσμα ο άνθρακας ως υποπροϊόν να προκύπτει σε στερεή μορφή αντί σε αέριο CO₂.

- **Μωβ Υδρογόνο:** Το μωβ Υδρογόνο παράγεται με τη χρήση πυρηνικής ενέργειας και θερμότητας μέσω συνδυασμένης θερμοχημικής ηλεκτρόλυσης του νερού.
- **Λευκό Υδρογόνο:** Το λευκό Υδρογόνο είναι το Υδρογόνο που ανακτάται σε φυσική μορφή από υπόγεια κοιτάσματα με τη μέθοδο της υδραυλικής ρωγμάτωσης (fracking), καθώς και από την ατμόσφαιρα.

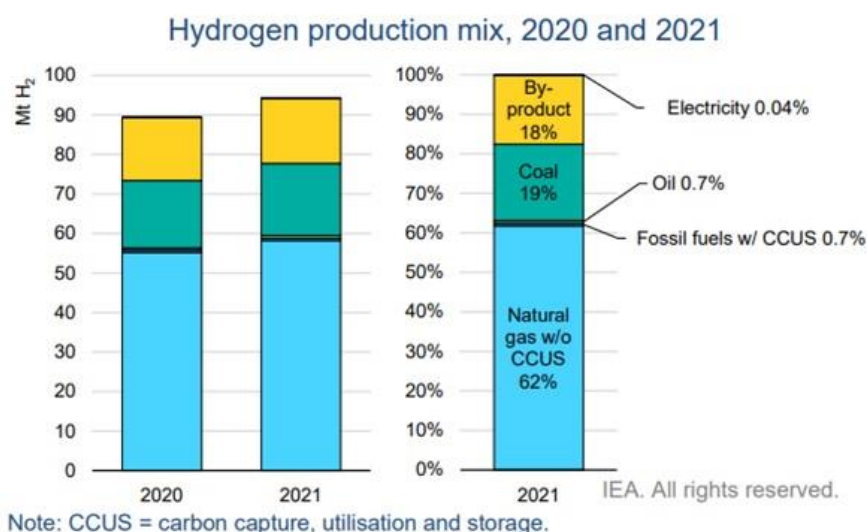
Οι πλείστες προαναφερθείσες τεχνολογίες είναι ακόμα σε πειραματικό στάδιο, ενώ η τεχνολογία παραγωγής γκρι Υδρογόνου είναι προς το παρόν η πιο διαδεδομένη, κάτι που καθιστά την παραγωγή Υδρογόνου μια ρυπογόνο διαδικασία.

Σύμφωνα με το ετήσιο Global Hydrogen Review που εξέδωσε για το 2022 ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (International Energy Agency – IEA), το 2021 η παραγωγή Υδρογόνου ανήλθε σε 94 Mt H₂ εκ των οποίων λιγότερο από 1 Mt (0,7%) προήλθε από τεχνολογία χαμηλών εκπομπών CO₂ [32].

Συγκεκριμένα, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.2:

- 62% της παραγωγής προήλθε από αναμόρφωση μεθανίου με ατμό χωρίς δέσμευση CO₂
- 18% από αναμόρφωση νάφθας σε διυλιστήρια
- 19% από άνθρακα
- Μόλις 0,7% παραγωγή Υδρογόνου από αναμόρφωση μεθανίου με δέσμευση CO₂

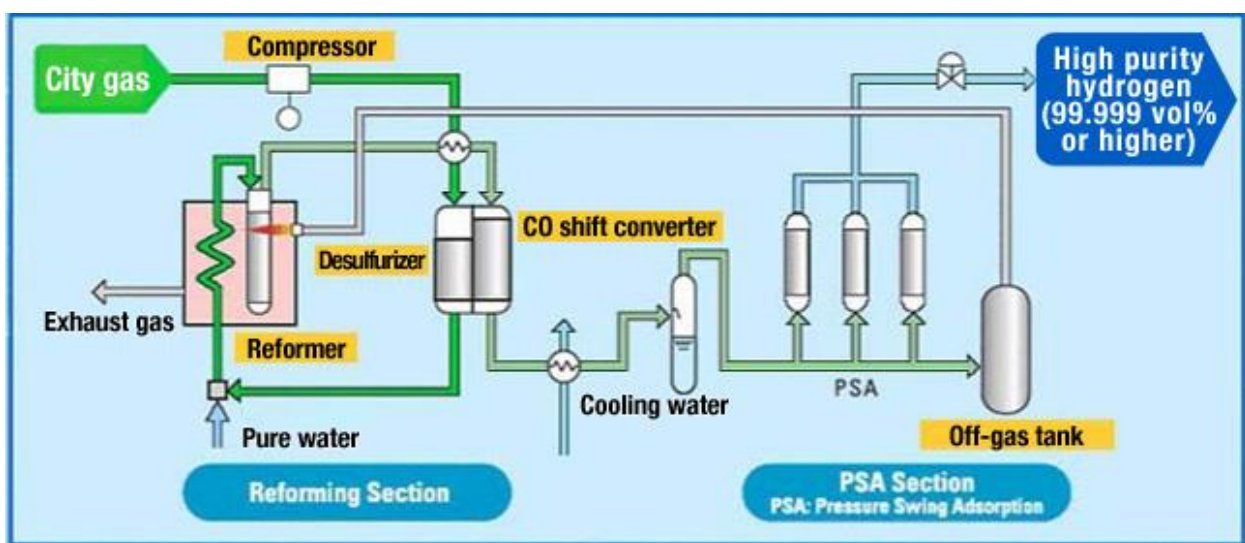
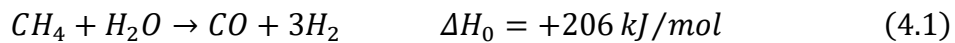
Το αποτέλεσμα αυτού του μείγματος παραγωγής είναι η εκπομπή περισσότερων από 900 Mt CO₂ στην ατμόσφαιρα. Η χρήση ηλεκτρόλυσης νερού ανήλθε μόλις στο 0,04% του μείγματος παραγωγής, δηλαδή παρήχθησαν μόλις 35 χιλιάδες τόνοι πράσινου Υδρογόνου.



Σχήμα 4.2 – Το μείγμα παραγωγής H₂ για το 2020 και 2021 [32]

4.1.1. Αναμόρφωση μεθανίου

Η αναμόρφωση μεθανίου είναι η πιο διαδεδομένη μέθοδος παραγωγής Υδρογόνου με τη χρήση φυσικού αερίου ως την πρώτη ύλη. Υπάρχουν τρεις μέθοδοι: α) Αναμόρφωση Μεθανίου με Ατμό (SMR), β) Μερική Οξείδωση (χρησιμοποιώντας το οξυγόνο του αέρα ως οξειδωτικό μέσο) (Partial Oxidation – POx), γ) συνδυασμός των δύο, που ονομάζεται Αυτόθερμη Αναμόρφωση (AutoThermal Reforming – ATR). Η αναμόρφωση μεθανίου με ατμό (SMR) είναι η πιο συνηθισμένη και η πιο ώριμη τεχνολογία για παραγωγή Υδρογόνου. Οι δύο αντιδράσεις που αποτελούν την διεργασία είναι οι [33]:



Σχήμα 4.3 – Η μονάδα SMR “HYSERVE” της ιαπωνικής εταιρείας Osaka Gas [34]

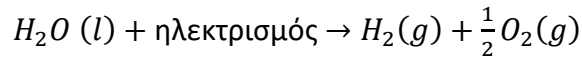
Σύζευξη συστήματος CCUS με SMR

Προς το παρόν, το φυσικό αέριο εξακολουθεί να αποτελεί μια από τις πιο οικονομικά εφικτές πηγές για την παραγωγή Υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα, με χαμηλές εκπομπές άνθρακα και χαμηλό κόστος πριν αποκτήσει οικονομική ανταγωνιστικότητα το Υδρογόνο που προέρχεται από ΑΠΕ. Προκειμένου να μειωθούν περαιτέρω οι εκπομπές άνθρακα, η ενσωμάτωση τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα στην παραγωγή Υδρογόνου από αναμόρφωση μεθανίου είναι μια από τις μελλοντικές τάσεις για την παραγωγή μεγάλης κλίμακας μπλε Υδρογόνου βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα. Ωστόσο, η αποθήκευση άνθρακα δεν προσαρμόζεται σε όλα τα σενάρια μετατροπής φυσικού αερίου σε Υδρογόνο λόγω υψηλού κόστους επενδύσεων και γεωλογικών απαιτήσεων [33].

Όλες οι λύσεις δέσμευσης άνθρακα θα αύξαναν σημαντικά το κόστος παραγωγής Υδρογόνου, και ακόμα θα έκαναν το κόστος παραγωγής Υδρογόνου να χάσει την ανταγωνιστικότητά του. Επομένως, απαιτείται περαιτέρω έρευνα για τη βελτιστοποίηση λύσεων και τη μείωση του κόστους [33].

4.1.2. Ηλεκτρόλυση νερού

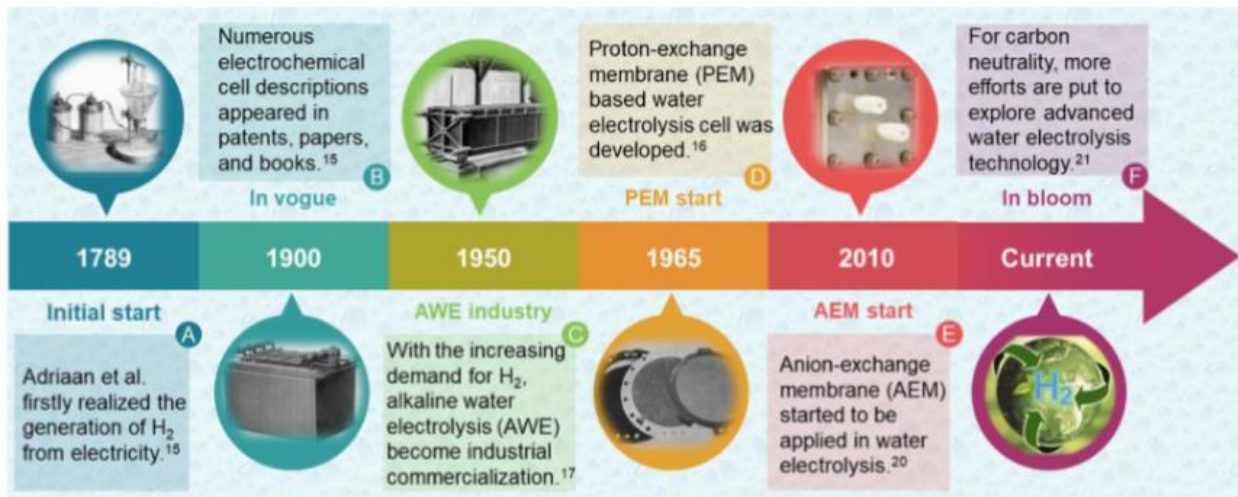
Ως ηλεκτρόλυση νερού ονομάζεται η ηλεκτροχημική διάσπαση του νερού σε Υδρογόνο (H_2) και Οξυγόνο (O_2) υπό την επίδραση συνεχούς ρεύματος με χρήση της συσκευής που ονομάζεται ηλεκτρολύτης. Η βασική αντίδραση που διέπει την ηλεκτρόλυση είναι:



Η ιστορία της ηλεκτρόλυσης χρονολογείται πίσω στο 1789 όπου το φαινόμενο παρατηρήθηκε για πρώτη φορά από τους Adriaan Paets van Troostwijk και Jan Rudolph Deiman. Συγκεκριμένα, παρατήρησαν την αποσύνθεση του νερού σε “καύσιμο αέρα” και σε “αέρα που δίνει ζωή” μετά την εφαρμογή ηλεκτρικής εκκένωσης (σπίθας) σε αυτό [35].

Οι 4 πιο ανεπτυγμένες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης είναι οι:

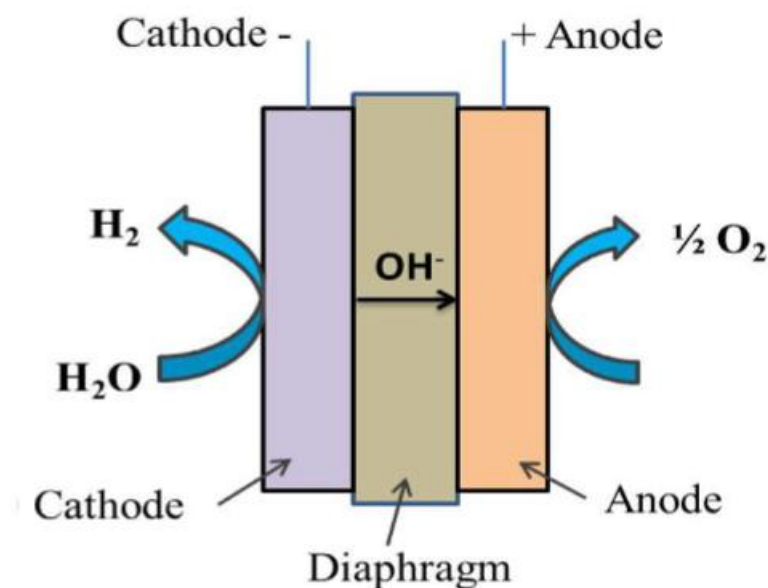
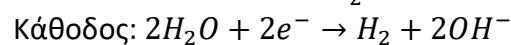
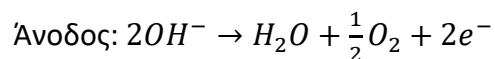
- 1) Αλκαλική Ηλεκτρόλυση – Alkaline Electrolysis (AEL)
- 2) Ηλεκτρόλυση Μembrάνης Ανταλλαγής Πρωτονίων – Proton Exchange Membrane Electrolysis (PEMEL)
- 3) Ηλεκτρόλυση Μembrάνης Ανταλλαγής Ανιόντων – Anion Exchange Membrane Electrolysis (AEMEL)
- 4) Ηλεκτρόλυση Στερεού Οξειδίου – Solid Oxide Electrolysis (SOEL)



Σχήμα 4.4 – Το χρονοδιάγραμμα της ανάπτυξης τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού χαμηλής θερμοκρασίας [36]

Αλκαλική Ηλεκτρόλυση (ΑΕΛ)

Η παραγωγή Υδρογόνου με ηλεκτρόλυση αλκαλικού νερού είναι η καθιερωμένη τεχνολογία ηλεκτρόλυσης νερού σε εμπορικό επίπεδο παγκοσμίως. Κατά τη διαδικασία αλκαλικής ηλεκτρόλυσης νερού, αρχικά στην πλευρά της καθόδου δύο μόρια αλκαλικού διαλύματος (ΚΟΗ/ΝαΟΗ) ανάγονται σε ένα μόριο Υδρογόνου (H_2) και παράγονται δύο κατιόντα υδροξυλίου (OH^-). Το παραγόμενο H_2 απομακρύνεται από την επιφάνεια της καθόδου για να ανασυνδυαστεί σε αέρια μορφή και τα κατιόντα υδροξυλίου (OH^-) μεταφέρονται υπό την επίδραση του ηλεκτρικού κυκλώματος μέσω του πορώδους διαφράγματος στην άνοδο, όπου εκφορτίζονται σε $\frac{1}{2}$ μόριο οξυγόνου (O_2) και σε 1 μόριο νερού (H_2O). Η αλκαλική ηλεκτρόλυση λειτουργεί σε χαμηλές θερμοκρασίες όπως 30–80 °C με ηλεκτρολύτη το υδατικό διάλυμα ΚΟΗ ή ΝαΟΗ, η συγκέντρωση του οποίου είναι 20% έως 30%. Στη διαδικασία αλκαλικής ηλεκτρόλυσης νερού, το διάφραγμα αμιάντου και το νικέλιο χρησιμοποιούνται ως ηλεκτρόδια. Το διάφραγμα που βρίσκεται στη μέση της κυψέλης και διαχωρίζει την κάθοδο και την άνοδο καθώς επίσης και τα παραγόμενα αέρια από τα αντίστοιχα ηλεκτρόδια τους και αποφεύγει την ανάμειξη των παραγόμενων αερίων της διαδικασίας ηλεκτρόλυσης. Ωστόσο, η αλκαλική ηλεκτρόλυση έχει αρνητικές πτυχές, όπως περιορισμένη πυκνότητα ρεύματος (<400 mA/cm²), χαμηλή πίεση λειτουργίας και χαμηλή ενεργειακή απόδοση [37].



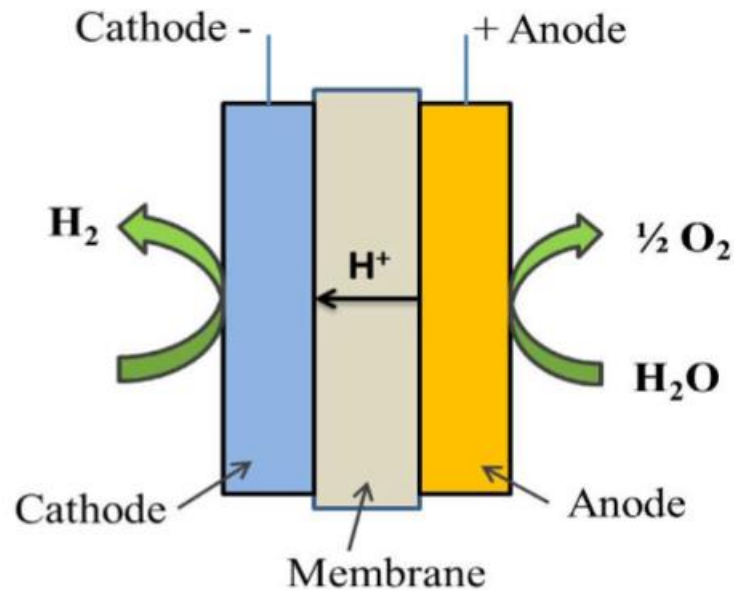
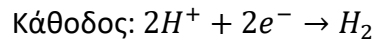
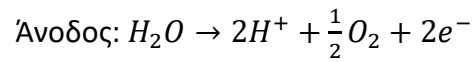
Σχήμα 4.5 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης νερού (ΑΕΛ) [37]

Ηλεκτρόλυση Μεμβράνης Ανταλλαγής Πρωτονίων (PEMEL)

Η πρώτη ηλεκτρόλυση νερού τύπου PEM σχεδιάστηκε από τον Thomas Grubb στις αρχές της δεκαετίας του '50 και η General Electric Co. την κατασκεύασε το 1965, ως μια προσπάθεια να ξεπεραστούν τα μειονεκτήματα της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης νερού. Στην τεχνολογία PEM χρησιμοποιούνται οι μεμβράνες ανταλλαγής πρωτονίων ως ηλεκτρολύτες και έχουν πολλά πλεονεκτήματα όπως χαμηλότερη διαπερατότητα αερίων, υψηλή αγωγιμότητα πρωτονίων ($0,1 \pm 0,02$ S/cm), χαμηλότερο πάχος (20–300 μm) και λειτουργίες υψηλής πίεσης.

Όσον αφορά τη βιωσιμότητα και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, η ηλεκτρόλυση νερού PEM είναι μια από τις πιο ευνοϊκές μεθόδους για τη μετατροπή της ανανεώσιμης ενέργειας σε Υδρογόνο υψηλής καθαρότητας. Η συγκεκριμένη τεχνολογία έχει μεγάλα πλεονεκτήματα όπως συμπαγής σχεδιασμός, υψηλή πυκνότητα ρεύματος (>2 A/cm²), υψηλή απόδοση, γρήγορη απόκριση, μικρό αποτύπωμα, λειτουργεί σε χαμηλότερες θερμοκρασίες (20–80 °C) και παράγει υπερκαθαρό υδρογόνο ενώ παράγει επίσης οξυγόνο ως υποπροϊόν. Επιπλέον, η εξισορρόπηση των μονάδων ηλεκτρόλυσης PEM είναι πολύ απλή, κάτι που είναι πιο ελκυστικό για βιομηχανικές εφαρμογές. Οι ηλεκτροκαταλύτες τελευταίας τεχνολογίας που χρησιμοποιούνται στην ηλεκτρόλυση PEM είναι ευγενή μέταλλα υψηλής καταλυτικής δραστηριότητας, όπως Pt/Pd για την ημί-αντίδραση παραγωγής υδρογόνου (Hydrogen Evolution Reaction - HER) στην κάθοδο και IrO₂/RuO₂ ως ημί-αντίδραση παραγωγής οξυγόνου (Oxygen Evolution Reaction - OER) στην άνοδο, γεγονός που το καθιστά πιο ακριβό από την αλκαλική ηλεκτρόλυση. Επομένως, μία από τις κύριες προκλήσεις στην ηλεκτρόλυση PEM είναι η μείωση του κόστους παραγωγής και η διατήρηση της υψηλής απόδοσης. Έκτοτε, έχει γίνει σημαντική έρευνα για τη βελτίωση των στοιχείων ηλεκτρόλυσης νερού PEM, και ως εκ τούτου, αυτή η τεχνολογία πλησιάζει τις εμπορικές αγορές.

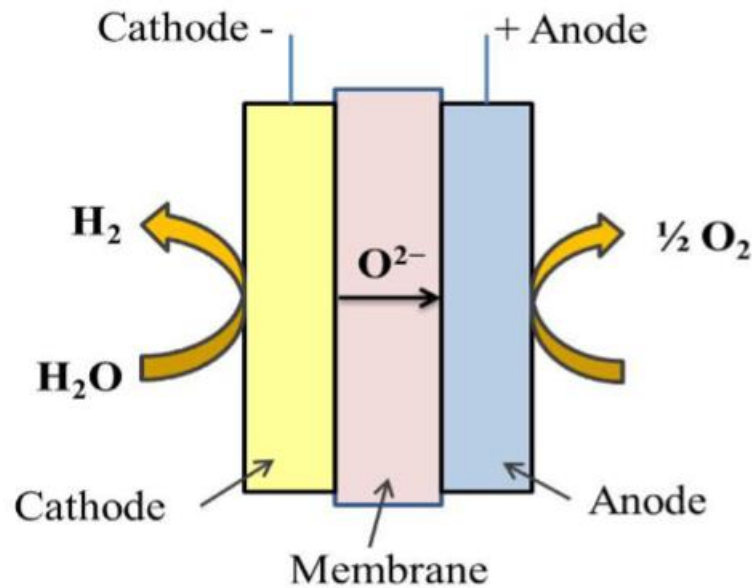
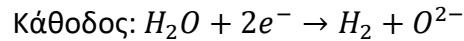
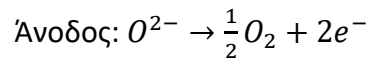
Κατά τον μηχανισμό λειτουργίας στην ηλεκτρόλυση νερού PEM, το νερό καταλήγει στην άνοδο όπου διασπάται σε οξυγόνο (O₂), πρωτόνια (H⁺) και ηλεκτρόνια (e⁻). Τα πρωτόνια ταξιδεύουν μέσω της αγωγίσιμης μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων προς την πλευρά της καθόδου. Τα ηλεκτρόνια εξέρχονται από την άνοδο μέσω του εξωτερικού κυκλώματος ισχύος, το οποίο παρέχει την κινητήρια δύναμη (τάση κελιού – cell voltage) για την αντίδραση. Στην πλευρά της καθόδου τα πρωτόνια και τα ηλεκτρόνια ανασυνδυάζονται για να παράγουν το Υδρογόνο, όπως φαίνεται και στο *Σχήμα 4.6* [37].



Σχήμα 4.6 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας ηλεκτρόλυσης μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) [37]

Ηλεκτρόλυση Στερεού Οξειδίου (SOEL)

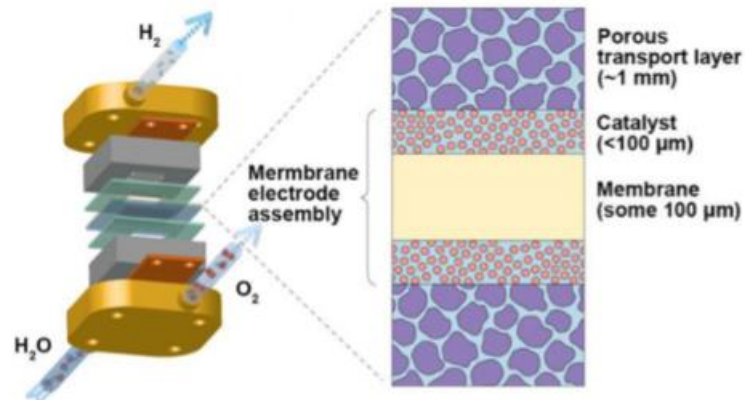
Η ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (SOEL) παρουσιάστηκε για πρώτη φορά από τους W. Dönitz και E. Erdle τη δεκαετία του 1980. Η ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου λειτουργεί σε υψηλή πίεση και υψηλές θερμοκρασίες 500–850 °C και χρησιμοποιεί το νερό σε μορφή ατμού. Η διαδικασία ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου χρησιμοποιεί συμβατικά τους αγωγούς O^{2-} που είναι ως επί το πλείστον σταθεροποιημένη ζirkονία με νικέλιο/υττρία. Σήμερα, η προσοχή στα κεραμικά υλικά που άγουν πρωτόνια αυξάνεται, καθώς αυτά τα υλικά επιδεικνύουν υψηλή απόδοση και ανώτερη ιοντική αγωγιμότητα από τους αγωγούς O^{2-} σε θερμοκρασία λειτουργίας 500–700 °C. Τα κύρια χαρακτηριστικά της τεχνολογίας (SOEL) είναι η υψηλότερη θερμοκρασία λειτουργίας που την καθιστά πλεονεκτική σε σύγκριση με την ηλεκτρόλυση χαμηλής θερμοκρασίας. Παρ' όλα αυτά, η τεχνολογία έχει ορισμένα ζητήματα που σχετίζονται με την έλλειψη σταθερότητας και την υποβάθμιση της απόδοσης (degradation), τα οποία πρέπει να επιλυθούν πριν φτάσει στην εμπορευματοποίηση σε μεγάλη κλίμακα [37].



Σχήμα 4.7 – Σχηματική απεικόνιση ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου (SOEL) [37]

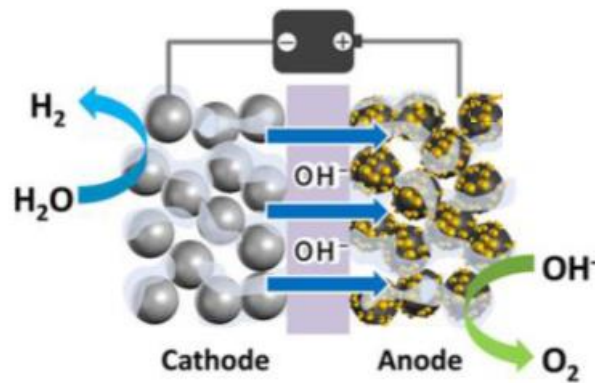
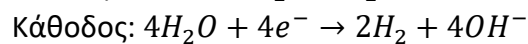
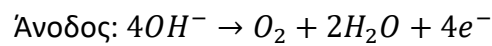
Ηλεκτρόλυση Μεμβράνης Ανταλλαγής Ανιόντων (AEMEL)

Η τεχνολογία ηλεκτρόλυσης με μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων (AEMEL) είναι ο συνδυασμός των τεχνολογιών της ηλεκτρόλυσης τύπου PEM και AEL, η οποία χρησιμοποιεί μια μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων ως διαχωριστή για να παρέχει ένα αλκαλικό περιβάλλον διεπαφής. Κατ' αρχήν, επιτρέπει τη χρήση των οικονομικά αποδοτικών καταλυτών και υλικών όπως στην ηλεκτρόλυση τύπου AEL ενώ μπορεί να παράγει υψηλής ποιότητας H_2 σε υψηλό επίπεδο ρεύματος όπως η ηλεκτρόλυση τύπου PEM, παρουσιάζοντας έτσι ένα πολλά υποσχόμενο μέλλον. Δεδομένου ότι η AEMEL εμφανίστηκε μόλις αυτή τη δεκαετία, πρέπει να αναπτυχθούν περισσότερες προσπάθειες με βάση το σχεδιασμό υλικών, τη βελτιστοποίηση εξαρτημάτων και την αξιολόγηση της απόδοσης για να γίνει ανταγωνιστικό εμπορικά. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.8, το κεντρικό εξάρτημα στη διαμόρφωση του ηλεκτρολύτη είναι η συνδεσμολογία ηλεκτροδίων - μεμβράνης (Membrane Electrode Assembly - MEA), η οποία έχει πολυεπίπεδη δομή με στρώματα όπου η μεμβράνη τοποθετείται μεταξύ δύο πορώδων στρωμάτων μεταφοράς (Porous Transport Layers - PTL) με τους επικαλυμμένους καταλύτες ανόδου ή καθόδου. Η λειτουργία του PTL είναι να διασφαλίζει την αποτελεσματική μεταφορά νερού προς το στρώμα του καταλύτη (πάχος <math><100 \mu\text{m}</math>) και τα αέρια προϊόντα μακριά, επομένως η MEA επιτρέπει μεγάλη πυκνότητα ρεύματος λειτουργίας ($\sim 2 \text{ A/cm}^2$).



Σχήμα 4.8 – Η διαμόρφωση του ηλεκτρολύτη με μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων (AEMEL) [36]

Η ηλεκτρόλυση νερού AEMEL είναι παρόμοια με την αντίδραση διάσπασης νερού σε ηλεκτρόλυση τύπου AEL, αλλά πιο πολύπλοκη. Γενικά, το νερό παρέχεται στην πλευρά της καθόδου και πραγματοποιείται η ημί-αντίδραση παραγωγής υδρογόνου για τη δημιουργία H_2 και OH^- . Στη συνέχεια, το OH^- διαχέεται αυτόματα κατά μήκος του ηλεκτρολύτη προς την πλευρά της ανόδου για την ημί-αντίδραση παραγωγής οξυγόνου [36].



Σχήμα 4.9 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας ηλεκτρόλυσης μεμβράνης ανταλλαγής ανιόντων (AEMEL) [36]

Χαρακτηριστικά μεγέθη τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης

Στους Πίνακες 4.1 – 4.4 απεικονίζονται τα υφιστάμενα τεχνικά χαρακτηριστικά και κόστη, καθώς και οι μελλοντικοί στόχοι, για τις 4 προαναφερθείσες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης νερού.

Πίνακας 4.1 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης AEL [38]

Παράμετρος	Μονάδα	State of the Art	Μελλοντικοί στόχοι	
		2020	2024	2030
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην ονομαστική λειτουργία	kWh _{el} /kg _{H2}	50	49	48
Κόστος κεφαλαίου – CAPEX	€/(kg/d)	1250	1000	800
	€/kW _{el}	600	480	400
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας – OPEX	€/(kg/d)/γ	50	43	35
Χρόνος επαναλειτουργίας από κατάσταση αναμονής (stand by)	sec	60	30	10
Χρόνος λειτουργίας από ψυχρή εκκίνηση (cold start)	sec	3600	900	300
Υποβάθμιση απόδοσης (degradation)	%/1000h	0,12	0,11	0,1
Πυκνότητα ρεύματος	A/cm ²	0,6	0,7	1,0
Input	Εναλλασσόμενο ρεύμα & νερό βρύσης (10 L _{H2O} /kg _{H2})			
Output	Υδρογόνο σε πίεση 30 bar			

Πίνακας 4.2 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης PEMEL [38]

Παράμετρος	Μονάδα	State of the Art	Μελλοντικοί στόχοι	
		2020	2024	2030
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην ονομαστική λειτουργία	kWh _{el} /kg _{H2}	55	52	48
Κόστος κεφαλαίου – CAPEX	€/(kg/d)	2100	1550	1000
	€/kW _{el}	900	700	500
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας – OPEX	€/(kg/d)/γ	41	30	21
Χρόνος επαναλειτουργίας από κατάσταση αναμονής (stand by)	sec	2	1	1
Χρόνος λειτουργίας από ψυχρή εκκίνηση (cold start)	sec	30	10	10
Υποβάθμιση απόδοσης (degradation)	%/1000h	0,19	0,15	0,12
Πυκνότητα ρεύματος	A/cm ²	2,2	2,4	3,0
Input	Εναλλασσόμενο ρεύμα & νερό βρύσης (10 L _{H2O} /kg _{H2})			
Output	Υδρογόνο σε πίεση 30 bar			

Πίνακας 4.3 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης SOEL [38]

Παράμετρος	Μονάδα	State of the Art	Μελλοντικοί στόχοι	
		2020	2024	2030
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην ονομαστική λειτουργία	kWh _{el} /kg _{H2}	40	39	37
Κατανάλωση θερμότητας στην ονομαστική λειτουργία		9,9	9	8
Κόστος κεφαλαίου – CAPEX	€/(kg/d)	3550	2000	800
	€/kW _{el}	2130	1250	520
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας – OPEX	€/(kg/d)/γ	410	130	45
Χρόνος επαναλειτουργίας από κατάσταση αναμονής (stand by)	sec	600	130	45
Χρόνος λειτουργίας από ψυχρή εκκίνηση (cold start)	h	12	8	4
Υποβάθμιση απόδοσης – degradation (σε θερμικά ουδέτερες συνθήκες)	%/1000h	1,9	1	0,5
Πυκνότητα ρεύματος	A/cm ²	0,6	0,85	1,5
Input	Εναλλασσόμενο ρεύμα & νερό βρύσης (10 L _{H2O} /kg _{H2})			
Output	Υδρογόνο σε ατμοσφαιρική πίεση			

Πίνακας 4.4 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης AEMEL [38]

Παράμετρος	Μονάδα	State of the Art	Μελλοντικοί στόχοι	
		2020	2024	2030
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην ονομαστική λειτουργία	kWh _{el} /kg _{H2}	55	53	48
Κόστος κεφαλαίου – CAPEX	€/(kg/d)	2250	1200	600
	€/kW _{el}	1000	550	300
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας – OPEX	€/(kg/d)/γ	34	27	21
Χρόνος επαναλειτουργίας από κατάσταση αναμονής (stand by)	sec	30	15	5
Χρόνος λειτουργίας από ψυχρή εκκίνηση (cold start)	sec	1800	450	150
Υποβάθμιση απόδοσης (degradation)	%/1000h	>1,0	0,9	0,5
Πυκνότητα ρεύματος	A/cm ²	0,5	0,6	1,5
Input	Εναλλασσόμενο ρεύμα & νερό βρύσης (10 L _{H2O} /kg _{H2})			
Output	Υδρογόνο σε ατμοσφαιρική πίεση			

Όταν πρόκειται για σύζευξη ηλεκτρόλυσης νερού με ΑΠΕ, είναι εύκολα αντιληπτό ότι η πιο συμβατή τεχνολογία είναι η PEMEL αφού έχει σχεδόν μηδενικό χρόνο εκκίνησης, είτε από κατάσταση αναμονής είτε από ψυχρή εκκίνηση. Αυτό σημαίνει ότι η διαλείπουσα λειτουργία που χαρακτηρίζει το ρεύμα που προέρχεται από ανεμογεννήτριες ή φωτοβολταϊκά, δεν θα έχει ιδιαίτερη επίπτωση όταν συζευχθεί με ηλεκτρόλυση τύπου PEMEL, για παραγωγή πράσινου Υδρογόνου. Από την άλλη, όταν ο ηλεκτρολύτης θα τροφοδοτείται με ρεύμα από το δίκτυο το οποίο δεν έχει τα μειονεκτήματα του ρεύματος από ΑΠΕ, θα μπορεί να χρησιμοποιείται η ηλεκτρόλυση AEL, όντας συμφέρουσα στο θέμα κόστους εγκατάστασης.

Όσον αφορά τους μελλοντικούς στόχους για τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τα κόστη της τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης, αναμένεται ότι με την άνοδο του επίπεδου τεχνολογικής ετοιμότητας (Technology Readiness Level - TRL) στον τομέα, θα επιτευχθεί μείωση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, μείωση στο κόστος και στο μέγεθος των υλικών, μείωση στους χρόνους απόκρισης και αύξηση στο χρόνο ζωής [39].

4.1.3. Λοιπές μέθοδοι

Γενικά, υπάρχουν και κάποιες δευτερεύουσες μέθοδοι παραγωγής Υδρογόνου οι οποίες δεν έχουν παρουσιαστεί προηγουμένως, όπως οι: Φωτοηλεκτροχημική διάσπαση νερού (Φωτόλυση), βιο-φωτόλυση, σκοτεινή ζύμωση (dark fermentation) και φωτο-ζύμωση (photo fermentation).

Φωτόλυση

Στη φωτόλυση, ή αλλιώς, φωτοηλεκτροχημική διάσπαση νερού (Photoelectrochemical Water Splitting – PEC), το Υδρογόνο παράγεται από νερό χρησιμοποιώντας ηλιακό φως και εξειδικευμένους ημιαγωγούς που ονομάζονται φωτοηλεκτροχημικά υλικά, τα οποία χρησιμοποιούν ηλιακό φως για να διαχωρίσουν απευθείας τα μόρια του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο [40].

Βιο-φωτόλυση

Η βιο-φωτόλυση είναι η μέθοδος παραγωγής Υδρογόνου από το νερό με την ενέργεια του ηλιακού φωτός χρησιμοποιώντας βιολογικά συστήματα. Είναι δυνατές διάφορες προσεγγίσεις χρησιμοποιώντας είτε μεμονωμένα κυτταρικά συστατικά είτε καλλιέργειες φυκιών [41].

Σκοτεινή ζύμωση (dark fermentation)

Η σκοτεινή ζύμωση παράγει βιϋδρογόνο χρησιμοποιώντας σκοτεινούς ζυμωτικούς μικροοργανισμούς και πλούσια σε υδατάνθρακες υποστρώματα, απουσία φωτός και νερού. Οι μικροοργανισμοί χρησιμοποιούν τα ηλεκτρόνια από μόρια πλούσια σε υδρογόνο για ενέργεια. Όταν δημιουργείται περίσσεια ηλεκτρονίων στη μεταβολική διαδικασία, τα πρωτόνια ανάγονται και παράγονται αέρια μόρια Υδρογόνου. Τα ένζυμα υδρογονάσης [FeFe] και [NiFe] χρησιμοποιούνται στη σκοτεινή ζύμωση [42].

Φωτο-ζύμωση (photo fermentation)

Η παραγωγή Υδρογόνου με φωτο-ζύμωση είναι μια διαδικασία κατά την οποία τα βακτήρια που παράγουν Υδρογόνο απορροφούν ηλιακό φως και μετατρέπουν την οργανική ύλη σε Υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα υπό αναερόβιο περιβάλλον [43].

4.1.4. Σύνοψη

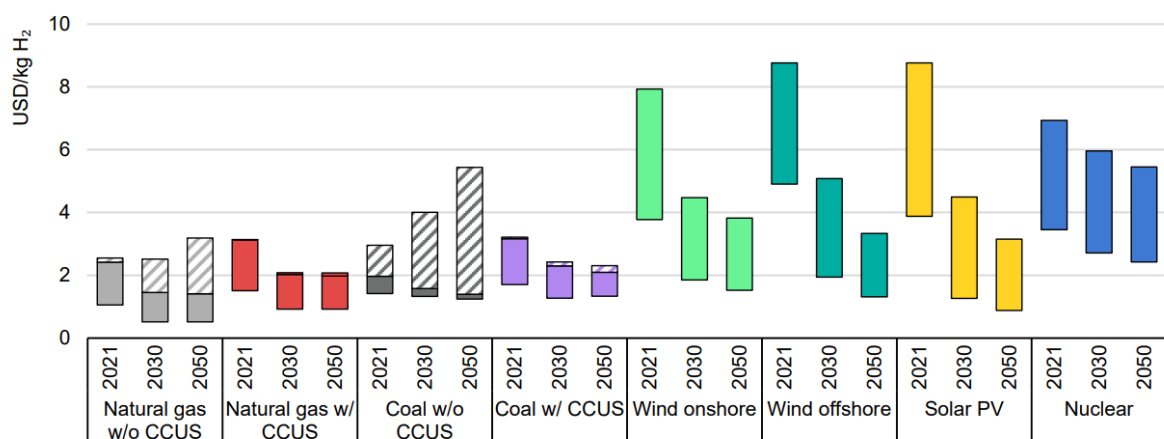
Στον Πίνακα 4.5 παρουσιάζονται συνοπτικά τα πλεονεκτήματα, τα μειονεκτήματα, η αποδοτικότητα καθώς και το κόστος παραγωγής Υδρογόνου για την κάθε μέθοδο που παρουσιάστηκε προηγουμένως.

Πίνακας 4.5 – Πλεονεκτήματα, μειονεκτήματα, απόδοση και κόστος διαφόρων μεθόδων παραγωγής Υδρογόνου [37]

Μέθοδος παραγωγής	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα	Απόδοση (%)	Κόστος (\$/kg _{H2})
Αναμόρφωση Μεθανίου με Ατμό (SMR)	Ανεπτυγμένη τεχνολογία & υπάρχουσες υποδομές	Παράγεται CO, CO ₂ , ασταθής παροχή	74 – 85	2,27
Μερική Οξειδωση (POx)	Εδραιωμένη τεχνολογία	Σχηματισμός οπτάνθρακα πετρελαίου (κωκ)	60 – 75	1,48
Αυτόθερμη Αναμόρφωση (ATR)	Καλά εδραιωμένη τεχνολογία & υπάρχουσες υποδομές	Παράγεται CO ₂ ως υποπροϊόν, χρήση ορυκτών καυσίμων.	60 – 75	1,48
Βιο-φωτόλυση	Καταναλώνεται CO ₂ , παράγεται O ₂ ως υποπροϊόν, λειτουργεί υπό ήπιες συνθήκες	Χαμηλή παραγωγή H ₂ , απαιτείται ηλιακό φως, ανάγκη μεγάλου αντιδραστήρα, ευαισθησία σε O ₂ , υψηλό κόστος υλικού	10 – 11	2,13
Σκοτεινή ζύμωση	Απλή μέθοδος, παραγωγή H ₂ χωρίς φως, δεν υπάρχει περιορισμός στο O ₂ , εφαρμόζεται σε ανακύκλωση απορριμμάτων	Αποβολή λιπαρών οξέων, χαμηλές αποδόσεις H ₂ , χαμηλή αποδοτικότητα, ανάγκη τεράστιου όγκου αντιδραστήρα	60 – 80	2,57
Φωτο-ζύμωση	Εφαρμόζεται σε ανακύκλωση λυμάτων, χρησιμοποιούνται διαφορετικά οργανικά λύματα, ουδέτερο σε CO ₂	Χαμηλή αποδοτικότητα, χαμηλός ρυθμός παραγωγής H ₂ , απαιτείται ηλιακό φως, ανάγκη τεράστιου όγκου αντιδραστήρα, ευαισθησία στο O ₂	0,1	2,83

Μέθοδος παραγωγής	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα	Απόδοση (%)	Κόστος (\$/kgH ₂)
Αεριοποίηση βιομάζας	Άφθονη και φθηνή πρώτη ύλη, ουδέτερη σε CO ₂	Ασταθής παραγωγή H ₂ λόγω των ακαθαρσιών της πρώτης ύλης, εποχικής διαθεσιμότητας, σχηματισμός πίσσας	30 – 40	1,77 – 2,05
Πυρόλυση βιομάζας	Άφθονη και φθηνή πρώτη ύλη, ουδέτερη σε CO ₂	Σχηματισμός πίσσας, εποχική διαθεσιμότητα, ασταθής παραγωγή H ₂ λόγω ακαθαρσιών της πρώτης ύλης	35 – 50	1,59 – 1,70
Θερμόλυση νερού	Καθαρή και βιώσιμη, παράγεται O ₂ ως υποπροϊόν, άφθονη πρώτη ύλη	Υψηλό κόστος κεφαλαίου, τοξικότητα στοιχείων, προβλήματα διάβρωσης	20 – 45	7,98 – 8,40
Φωτόλυση νερού	O ₂ ως υποπροϊόν, άφθονη πρώτη ύλη, χωρίς εκπομπές	Χαμηλή αποδοτικότητα, μη αποτελεσματικό φωτοκαταλυτικό υλικό, απαιτείται ηλιακό φως	0,06	8 – 10
Ηλεκτρόλυση νερού	Καθιερωμένη τεχνολογία, μηδενικές εκπομπές, υφιστάμενες υποδομές, παράγεται O ₂ ως υποπροϊόν	Πρόβλημα μεταφοράς και αποθήκευσης	60 – 80	10,30

Στο Σχήμα 4.10 παρουσιάζονται τα υφιστάμενα σταθμισμένα κόστη παραγωγής Υδρογόνου ανά τεχνολογία παραγωγής, καθώς και οι μελλοντικές προβλέψεις αυτών.



IEA. All rights reserved.

Notes: Ranges of production cost estimates reflect regional variations in costs and renewable resource conditions. The dashed areas reflect the CO₂ price impact, based on CO₂ prices ranging from USD 15/tonne CO₂ to USD 140/tonne CO₂ between regions in 2030 and USD 55/ tonne CO₂ to USD 250/ tonne CO₂ in 2050.

Σχήμα 4.10 – Σταθμισμένο κόστος παραγωγής H₂ ανά τεχνολογία το 2021, το 2030 και το 2050 στο σενάριο Καθαρών Μηδενικών Εκπομπών [32]

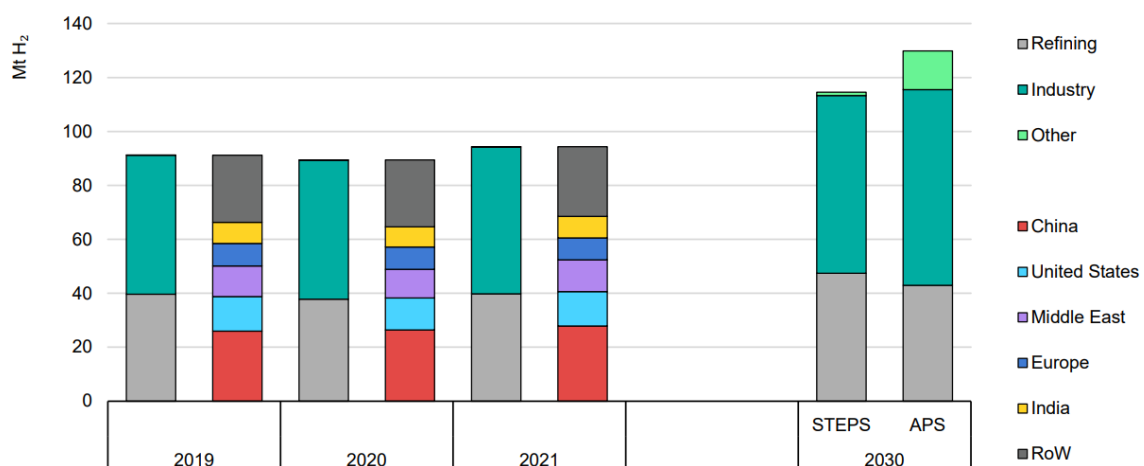
4.2. Τεχνολογίες και τομείς τελικής χρήσης

Το Υδρογόνο προς το παρόν χρησιμοποιείται κυρίως σε βιομηχανίες, όπως διύλιση πετρελαίου, παραγωγή αμμωνίας και μεθανόλης, χαλυβουργία, παραγωγή μετάλλων και ημιαγωγών, παραγωγή μαργαρίνης καθώς και παραγωγή σαπουνιών και απορρυπαντικών. Χρησιμοποιείται επίσης και σε διαστημόπλοια ως προωθητικό καθώς και για παραγωγή ηλεκτρισμού και πόσιμου νερού μέσω κυψελών καυσίμου (fuel cells) [44].

Τα τελευταία χρόνια, λόγω της προσπάθειας μετάβασης σε οικονομία μηδενικών εκπομπών, γίνεται προσπάθεια να χρησιμοποιηθεί και ως καύσιμο στον τομέα των μεταφορών σε ηλεκτρικά οχήματα κυψελών καυσίμου (Fuel Cell Electric Vehicles – FCEV), ως πρόσμιξη σε υφιστάμενα δίκτυα φυσικού αερίου για σκοπούς θέρμανσης και ηλεκτροδότησης κτιρίων, όπως και για παραγωγή ηλεκτρισμού μέσω αεριοστροβίλων.

Η παγκόσμια ζήτηση υδρογόνου ήταν περίπου 94 εκατομμύρια τόνοι (Mt) το 2021, αύξηση 5% από το προηγούμενο έτος. Το μεγαλύτερο μέρος αυτής της αύξησης της ζήτησης προήλθε από παραδοσιακές χρήσεις υδρογόνου, ιδιαίτερα από τη διύλιση πετρελαίου και τη βιομηχανία. Ωστόσο, ορισμένες νέες εφαρμογές έχουν επίσης επιταχυνόμενη ανάπτυξη, όπως τα ηλεκτρικά οχήματα κυψελών καυσίμου (FCEV).

Στο Σχήμα 4.11 παρουσιάζεται η υφιστάμενη ζήτηση Υδρογόνου ανά τομέα και ανά χώρα, ενώ παρουσιάζονται και οι μελλοντικές προβλέψεις για το 2030 με βάση το Σενάριο Δηλωμένων Πολιτικών (Stated Policies Scenario – STEPS) που αφορά τις σημερινές ρυθμίσεις πολιτικής σχετικά με την υιοθέτηση τεχνολογιών Υδρογόνου και το Σενάριο Ανακοινωθέντων Υποσχέσεων (Announced Pledges Scenario – APS) που προϋποθέτει ότι όλοι οι φιλόδοξοι στόχοι που ανακοινώθηκαν από τις κυβερνήσεις θα εκπληρωθούν εγκαίρως [32].



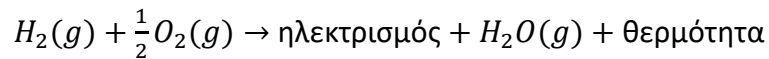
Notes: Mt H₂ = million tonnes of hydrogen; STEPS = Stated Policies Scenario; APS = Announced Pledges Scenario. Other includes transport, buildings, power generation sectors and production of hydrogen-derived fuels and hydrogen blending.

IEA. All rights reserved.

Σχήμα 4.11 – Ζήτηση Υδρογόνου ανά τομέα και ανά γεωγραφική περιοχή για το 2019-2021 και ανά τομέα στα σενάρια STEPS και APS [32]

4.2.1. Κυψέλες καυσίμου (Fuel Cells)

Οι κυψέλες καυσίμου Υδρογόνου ουσιαστικά εκτελούν την αντίθετη λειτουργία από τους ηλεκτρολύτες, αναμειγνύοντας το Υδρογόνο ως καύσιμο, με το Οξυγόνο όπου μέσω μιας ηλεκτροχημικής αντίδρασης παράγεται ηλεκτρισμός, υδρατμοί και θερμότητα.



Η ιστορία της τεχνολογίας των κυψελών καυσίμου Υδρογόνου χρονολογείται πίσω στο 1839 όπου ο Sir William Groves παρουσίασε την “αέρια μπαταρία (gaseous voltaic battery)”. Για αρκετό καιρό παρέμεινε αναξιοποίητη μέχρι που η NASA αναβίωσε την έρευνα στις κυψέλες καυσίμου με απώτερο σκοπό να χρησιμοποιηθούν στις διαστημικές αποστολές του Gemini και του Apollo τη δεκαετία του 1960 [45].

Μεταξύ άλλων, τα 2 πιο ανεπτυγμένα είδη κυψελών καυσίμου Υδρογόνου είναι τα:

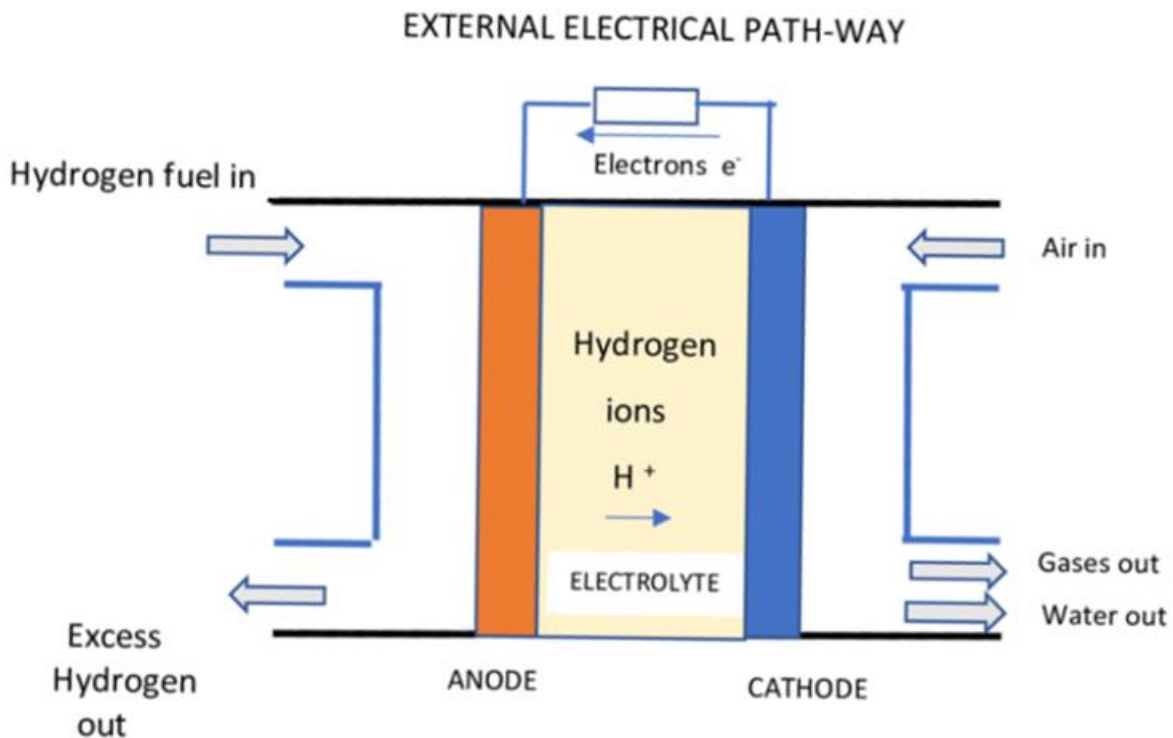
- 1) Κυψέλη Καυσίμου Μεμβράνης Ανταλλαγής Πρωτονίων – Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)
- 2) Κυψέλη Καυσίμου Στερεού Οξειδίου – Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

PEM Fuel Cell

Οι κυψέλες καυσίμου με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC) παρέχουν υψηλή πυκνότητα ισχύος και προσφέρουν το πλεονέκτημα του χαμηλού βάρους και όγκου σε σύγκριση με άλλες κυψέλες καυσίμου. Οι κυψέλες καυσίμου PEM χρησιμοποιούν ένα στερεό πολυμερές ως ηλεκτρολύτη και πορώδη ηλεκτρόδια άνθρακα που περιέχουν καταλύτη πλατίνας (Pt) ή κράματος πλατίνας. Χρειάζονται μόνο Υδρογόνο, οξυγόνο από τον αέρα και προαιρετικά νερό για να λειτουργήσουν. Τυπικά τροφοδοτούνται με καθαρό Υδρογόνο που παρέχεται από δεξαμενές αποθήκευσης ή αναμορφωτές.

Οι κυψέλες καυσίμου PEM λειτουργούν σε σχετικά χαμηλές θερμοκρασίες, περίπου 80 °C. Η λειτουργία σε χαμηλή θερμοκρασία τους επιτρέπει να ξεκινούν γρήγορα (λιγότερος χρόνος προθέρμανσης) και έχει ως αποτέλεσμα λιγότερη φθορά στα εξαρτήματα του συστήματος, με αποτέλεσμα καλύτερη ανθεκτικότητα. Ωστόσο, απαιτεί τη χρήση καταλύτη ευγενών μετάλλων (συνήθως πλατίνα) για τον διαχωρισμό των ηλεκτρονίων και των πρωτονίων του Υδρογόνου, αυξάνοντας έτσι το κόστος του συστήματος. Ο καταλύτης πλατίνας είναι επίσης εξαιρετικά ευαίσθητος στη δηλητηρίαση από μονοξείδιο του άνθρακα (CO), καθιστώντας απαραίτητη τη χρήση ενός πρόσθετου αντιδραστήρα για τη μείωση του μονοξειδίου του άνθρακα στο αέριο καύσιμο εάν το Υδρογόνο προέρχεται από καύσιμο υδρογονάνθρακα. Αυτός ο αντιδραστήρας προσθέτει επίσης κόστος [46].

Κατά τη λειτουργία της κυψέλης καυσίμου PEM, το Υδρογόνο διοχετεύεται στην άνοδο, όπου ο καταλύτης διαχωρίζει τα αρνητικά φορτισμένα ηλεκτρόνια του υδρογόνου από τα θετικά φορτισμένα πρωτόνια. Η μεμβράνη επιτρέπει στα θετικά φορτισμένα πρωτόνια (H^+) να περάσουν στην κάθοδο, αλλά όχι στα αρνητικά φορτισμένα ηλεκτρόνια (e^-). Επομένως τα ηλεκτρόνια πρέπει να περάσουν γύρω από τη μεμβράνη μέσω ενός εξωτερικού κυκλώματος. Αυτή η ροή ηλεκτρονίων σχηματίζει ηλεκτρικό ρεύμα. Στην κάθοδο, τα αρνητικά φορτισμένα ηλεκτρόνια (e^-) και τα θετικά φορτισμένα ιόντα υδρογόνου (H^+) ενώνονται με το οξυγόνο για να σχηματίσουν νερό (H_2O) και θερμότητα [47].



Σχήμα 4.12 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας κυψέλης καυσίμου Υδρογόνου τύπου PEM [48]

SOFC

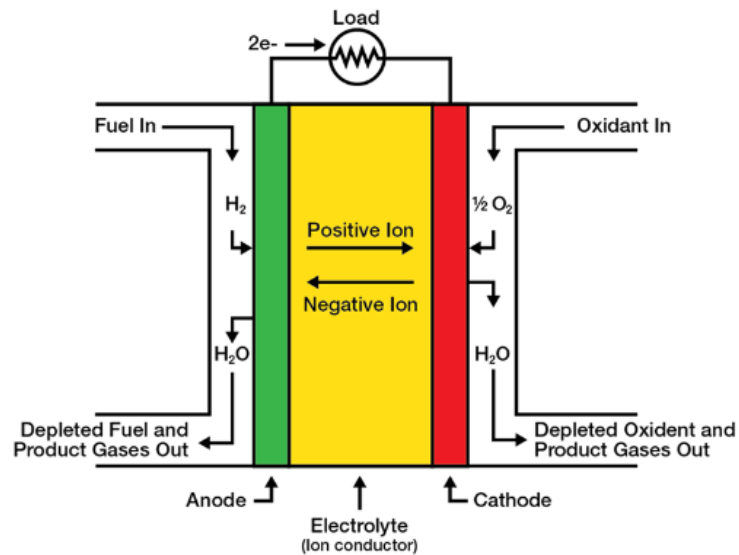
Οι κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFC) χρησιμοποιούν μια σκληρή, μη πορώδη κεραμική ένωση ως ηλεκτρολύτη. Τα SOFC είναι περίπου 60% αποδοτικά στη μετατροπή του καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Σε εφαρμογές που έχουν σχεδιαστεί για δέσμευση και χρήση της απορριπτόμενης θερμότητας (waste heat) του συστήματος (συμπαράγωγή), η συνολική απόδοση χρήσης καυσίμου θα μπορούσε να ξεπεράσει το 85%.

Τα SOFC λειτουργούν σε πολύ υψηλές θερμοκρασίες, μέχρι και $1000\text{ }^\circ\text{C}$. Η λειτουργία σε υψηλή θερμοκρασία αντισταθμίζει την ανάγκη για καταλύτη πολύτιμων μετάλλων, μειώνοντας έτσι το κόστος. Επιτρέπει επίσης στα SOFC να αναμορφώνουν τα καύσιμα εσωτερικά, γεγονός που επιτρέπει τη χρήση μιας ποικιλίας καυσίμων και μειώνει το κόστος που σχετίζεται με την προσθήκη ενός αναμορφωτή στο σύστημα.

Τα SOFC είναι επίσης ο πιο ανθεκτικός τύπος κυψελών καυσίμου στο θείο, αφού μπορούν να ανεχθούν αρκετές τάξεις μεγέθους περισσότερο θείο από άλλους τύπους κυψελών. Επιπλέον, δεν δηλητηριάζονται από μονοξείδιο του άνθρακα (CO), το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ακόμη και ως καύσιμο. Αυτή η ιδιότητα επιτρέπει στα SOFC να χρησιμοποιούν φυσικό αέριο, βιοαέριο και αέρια που παράγονται από άνθρακα. Η λειτουργία σε υψηλή θερμοκρασία έχει όμως και μειονεκτήματα. Έχει ως αποτέλεσμα μια αργή εκκίνηση και απαιτεί σημαντική θερμική θωράκιση για τη διατήρηση της θερμότητας και την προστασία του προσωπικού, η οποία μπορεί να είναι αποδεκτή για εφαρμογές κοινής ωφέλειας αλλά όχι για τις μεταφορές. Οι υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας θέτουν επίσης αυστηρές απαιτήσεις ανθεκτικότητας στα υλικά. Η ανάπτυξη υλικών χαμηλού κόστους με υψηλή ανθεκτικότητα στις θερμοκρασίες λειτουργίας της κυψέλης είναι η βασική τεχνική πρόκληση που αντιμετωπίζει αυτή η τεχνολογία.

Οι επιστήμονες διερευνούν αυτήν τη στιγμή τη δυνατότητα ανάπτυξης SOFC χαμηλότερης θερμοκρασίας που λειτουργούν σε ή κάτω από τους 700 °C, που έχουν λιγότερα προβλήματα ανθεκτικότητας και κοστίζουν λιγότερο. Ωστόσο, τα SOFC χαμηλότερης θερμοκρασίας δεν έχουν ακόμη ταιριάζει με την απόδοση των συστημάτων υψηλότερης θερμοκρασίας και τα υλικά που θα λειτουργούν σε αυτό το εύρος χαμηλότερης θερμοκρασίας βρίσκονται ακόμη υπό ανάπτυξη [46].

Η βασική δομή ενός SOFC αποτελείται από έναν στερεό ηλεκτρολύτη (συνήθως κεραμικό) τοποθετημένο μεταξύ μιας ανόδου και μιας καθόδου. Το καύσιμο Υδρογόνο διοχετεύεται στην άνοδο και το οξειδωτικό που συνήθως είναι αέρας, διοχετεύεται στην κάθοδο. Τα ηλεκτρόδια είναι συμπαγείς πορώδεις δομές που επιτρέπουν στο καύσιμο και τον αέρα να διαχέονται στον ηλεκτρολύτη, και τα προϊόντα της ηλεκτροχημικής αντίδρασης στην πλευρά της ανόδου να διαχέονται μακριά από τον ηλεκτρολύτη. Ο ηλεκτρολύτης μεταφέρει τα ιόντα οξυγόνου που σχηματίζονται από την ηλεκτροχημική αναγωγή του μοριακού οξυγόνου από την πλευρά της καθόδου, στην πλευρά της ανόδου του SOFC. Το καύσιμο διαχέεται μέσω της ανόδου στη διεπαφή ανόδου/ηλεκτρολύτη. Εδώ αντιδρά καταλυτικά με τα ιόντα οξυγόνου, απελευθερώνοντας ηλεκτρόνια ($2e^-$) που μεταφέρονται μέσω ενός εξωτερικού κυκλώματος, παράγοντας ηλεκτρικό ρεύμα [49].



Σχήμα 4.13 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας κυψέλης καυσίμου Υδρογόνου τύπου SOFC [49]

Παρακάτω, στους Πίνακες 4.6 – 4.7, παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά μεγέθη των κυψελών καυσίμου PEM και SOFC για στατικές εφαρμογές (stationary fuel cells).

Πίνακας 4.6 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη κυψέλης καυσίμου PEM [38]

Παράμετρος	Μονάδα	State of the Art	Μελλοντικοί στόχοι		
		2020	2024	2030	
Κόστος κεφαλαίου – CAPEX	<5 kW _{el}	€/kW _{el}	6000	5000	4000
	5-50 kW _{el}		2500	1800	1200
	51-500 kW _{el}		1900	1200	900
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας – OPEX	<5 kW _{el}	€σ/kWh _{el}	10	8	4
	5-50 kW _{el}		10	7	3
	51-500 kW _{el}		5	3	2
Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης η _{el}	<5 kW _{el}	% (LHV)	50	50	56
	5-50 kW _{el}		45	50	56
	51-500 kW _{el}		50	52	58
Διαθεσιμότητα	<5 kW _{el}	%	97	97	98
	5-50 kW _{el}		97	97	98
	51-500 kW _{el}		98	98	98
Χρόνος επαναλειτουργίας από κατάσταση αναμονής (stand by)	sec		60	15	10
Υποβάθμιση απόδοσης (degradation)	%/1000h		0,4	0,2	0,2
Input	Υδρογόνο, αέρας και προαιρετικά νερό				
Output	Ηλεκτρικό ρεύμα και θερμότητα				
Το κόστος πιθανών αντικαταστάσεων περιλαμβάνεται στο OPEX					

Πίνακας 4.7 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη κυψέλης καυσίμου SOFC [38]

Παράμετρος		Μονάδα	State of the Art	Μελλοντικοί στόχοι	
			2020	2024	2030
Κόστος κεφαλαίου – CAPEX	<5 kW _{el}	€/kW _{el}	10000	6000	3500
	5-50 kW _{el}		10000	5000	2500
	51-500 kW _{el}		10000	5000	2000
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας – OPEX	<5 kW _{el}	€/kWh _{el}	10	8	2,5
	5-50 kW _{el}		12	7	2,0
	51-500 kW _{el}		10	5	1,5
Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης η _{el} και ολικός βαθμός απόδοσης (η _{tot})	5-50 kW _{el}	% (LHV CH ₄)	35-55 (90)	55 (90)	55 (90)
	51-500 kW _{el}		55 (85)	58 (85)	62 (85)
	51-500 kW _{el}		55 (85)	60 (85)	65 (85)
Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης η _{el} και ολικός βαθμός απόδοσης (η _{tot})	5-50 kW _{el}	% (LHV H ₂)	47 (85)	52 (90)	57 (95)
	51-500 kW _{el}				
	51-500 kW _{el}				
Διαθεσιμότητα	<5 kW _{el}	%	99	99	99
	5-50 kW _{el}		98	99	99
	51-500 kW _{el}		98	99	99
Χρόνος επαναλειτουργίας από κατάσταση αναμονής (stand by)		min	15	10	2
Υποβάθμιση απόδοσης (degradation)		%/1000h	0,6	0,4	0,2
Input		Υδρογόνο (ή βιο-CH ₄), αέρας και προαιρετικά νερό			
Output		Ηλεκτρικό ρεύμα και θερμότητα			
Το κόστος πιθανών αντικαταστάσεων περιλαμβάνεται στο OPEX					

Οι κυψέλες καυσίμου έχουν πολλά πλεονεκτήματα σε σχέση με τις συμβατικές τεχνολογίες που βασίζονται στην καύση που χρησιμοποιούνται επί του παρόντος σε πολλούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και οχήματα. Οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να λειτουργήσουν με υψηλότερες αποδόσεις από τους κινητήρες εσωτερικής καύσης και μπορούν να μετατρέψουν τη χημική ενέργεια του καυσίμου απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια με αποδόσεις ικανές να υπερβούν το 60%. Έχουν χαμηλότερες ή μηδενικές εκπομπές ρύπων σε σύγκριση με τους κινητήρες εσωτερικής καύσης, ενώ εκπέμπουν μόνο νερό, αντιμετωπίζοντας κρίσιμες κλιματικές προκλήσεις, καθώς δεν υπάρχουν εκπομπές CO₂. Επίσης δεν δημιουργούν ατμοσφαιρικούς ρύπους που σχηματίζουν αιθαλομίχλη και προκαλούν προβλήματα υγείας στο σημείο της λειτουργίας. Οι κυψέλες καυσίμου επίσης είναι αθόρυβες κατά τη λειτουργία τους καθώς έχουν λίγα κινούμενα μέρη [50].

Τα συστήματα κυψελών καυσίμου τύπου PEM είναι πιο διαδεδομένα σε κτίρια κατοικιών λόγω της καλύτερης ευελιξίας τους να προσαρμόζονται στα φορτία, παρά το γεγονός ότι έχουν χαμηλότερη ηλεκτρική απόδοση από τα συστήματα κυψελών καυσίμου τύπου SOFC. Τα SOFC είναι πιο κοινά σε μη οικιστικά κτίρια, όπως αθλητικά και εμπορικά κέντρα, σούπερ-μάρκετ, νοσοκομεία και κέντρα δεδομένων (data centers). Σε αυτές τις εφαρμογές η ζήτηση βασικού φορτίου είναι σχετικά συνεχής κατά τη διάρκεια του έτους ενώ η απορριπτόμενη θερμότητα μπορεί εύκολα να αξιοποιηθεί [32].

4.2.2. Αντικατάσταση των χρήσεων του φυσικού αερίου

Το Υδρογόνο, πέρα από τη χρήση του σε κυψέλες καυσίμου, θα μπορεί στο μέλλον να αντικαταστήσει το φυσικό αέριο στις πλείστες εφαρμογές που έχει σήμερα, όπως στο μαγειρέμα, στη θέρμανση χώρων και νερού χρήσης, στη βιομηχανία καθώς και στην παραγωγή ηλεκτρισμού με χρήση σε αεριοστροβίλους.

Προϋπόθεση για να αντικατασταθεί εξ ολοκλήρου το φυσικό αέριο από το Υδρογόνο στο μέλλον είναι να γίνουν οι απαραίτητες αλλαγές τόσο στο δίκτυο φυσικού αερίου όσο και στις συσκευές καύσης του.

Όσον αφορά το δίκτυο φυσικού αερίου, θα μπορεί να μεταφέρει μείγμα Υδρογόνου – Φυσικού Αερίου μέχρι και με 20% κατ' όγκον περιεκτικότητα σε Υδρογόνο, χωρίς να χρειαστεί οποιαδήποτε αλλαγή στο δίκτυο μεταφοράς και τις συσκευές [51, 52]. Για να μεταφερθεί όμως 100% Υδρογόνο, θα πρέπει να αντικατασταθούν οι χαλύβδινοι αγωγοί μεταφοράς και διανομής οι οποίοι είναι ευαίσθητοι σε ευθραυστότητα λόγω ψαθυροποίησης Υδρογόνου. Επίσης, απαραίτητο μέρος του δικτύου φυσικού αερίου αποτελούν και οι μετρητές ροής οι οποίοι θα πρέπει να αντικατασταθούν με καινούριους αφού το Υδρογόνο έχει διαφορετικές ιδιότητες ροής καθώς και διαφορετικό ενεργειακό περιεχόμενο ανά μονάδα όγκου από το φυσικό αέριο [53].

Αναφορικά με τις συσκευές καύσης του φυσικού αερίου, όπως είναι οι λέβητες και οι εστίες μαγειρέματος, θα χρειαστούν επίσης κάποιες μετατροπές προκειμένου να μπορούν να κάψουν 100% Υδρογόνο. Οι σφραγίδες αερίου, η ανίχνευση φλόγας και η υψηλότερη ταχύτητα φλόγας του Υδρογόνου δημιουργούν προβλήματα για την καύση του. Το μικρό διάκενο σβέσης (quenching gap) του Υδρογόνου απαιτεί αυστηρότερες ανοχές στη σφράγιση της κεφαλής του καυστήρα, ενώ η υψηλότερη ταχύτητα φλόγας του Υδρογόνου δημιουργεί κίνδυνο για επιστροφή, ανύψωση (liftoff) ή τελικά σβέση της φλόγας. Επομένως κρίνεται απαραίτητη η ρύθμιση/αντικατάσταση των κεφαλών και των σφραγίδων των καυστήρων [53]. Πέρα από αυτά, θα πρέπει και ο δείκτης Wobbe του Υδρογόνου ή του μείγματος NG-H₂ να είναι συμβατός με το αντίστοιχο εύρος λειτουργίας του λέβητα.

Όπως εξηγήθηκε και στην Ενότητα 3.2 “Ζητήματα ασφάλειας”, σε περίπτωση που το Υδρογόνο αντικαταστήσει το φυσικό αέριο ως καύσιμο στη βιομηχανία ή σε αεριοστροβίλους θα χρειαστούν κάποιες προσαρμογές για τη διαφύλαξη της ασφάλειας. Μια μετατροπή σε καύσιμο υψηλής περιεκτικότητας σε Υδρογόνο μπορεί να απαιτεί νέο σύστημα καύσης, το οποίο θα απαιτούσε νέες σωληνώσεις καυσίμου και νέες βαλβίδες. Μπορεί επίσης να απαιτήσει καινούρια εποχούμενη μονάδα προπαρασκευής αερίου καυσίμου (fuel skid), καθώς και τροποποιήσεις του περιβλήματος και του συστήματος εξαερισμού. Άλλες αλλαγές που απαιτούνται για την ασφάλεια περιλαμβάνουν την αντικατάσταση των ανιχνευτών φλόγας με ανιχνευτές ικανούς να ανιχνεύουν φλόγες Υδρογόνου και την αναβάθμιση των αισθητήρων αερίων με μοντέλα που έχουν διαμορφωθεί να ανιχνεύουν αέρια με μειωμένη περιεκτικότητα υδρογονανθράκων. Πέρα από τις φυσικές αλλαγές, η μετάβαση σε καύσιμο υψηλής περιεκτικότητας σε Υδρογόνο μπορεί να απαιτήσει αλλαγές στον ηλεκτρονικό έλεγχο του αεριοστροβίλου, που μπορεί να επηρεάσει την απόδοσή του, όσο και τον ρυθμό έκλυσης θερμότητας [29].

4.3. Τεχνολογίες αποθήκευσης

Ένα από τα στοιχεία της μετάβασης σε οικονομία Υδρογόνου στο μέλλον είναι η αποθήκευση του. Το Υδρογόνο έχει κάποιες δυσκολίες όσον αφορά την αποθήκευση καθώς έχει αρκετά μικρή πυκνότητα, περίπου 9 φορές μικρότερη σε σχέση με το φυσικό αέριο.

Μπορεί να αποθηκευτεί και στις 3 του καταστάσεις:

- Σε αέρια φάση:
 - Σε δεξαμενές υπό υψηλή πίεση (Compressed Gaseous Hydrogen – CGH₂)
 - Υπόγεια σε αλατοσπήλαια (Salt Caverns – SC), σε εξαντλημένα κοιτάσματα ορυκτών καυσίμων, ή σε εξαντλημένους υδροφόρους ορίζοντες (Depleted Aquifers)
 - Ως απόθεμα αγωγού (Linerack Storage) στην περίπτωση ύπαρξης δικτύου αγωγών, με κατάλληλη ρύθμιση της πίεσης
- Σε υγρή φάση:
 - Σε κρυογονικές δεξαμενές (Liquid Hydrogen – LH₂)
 - Ως υγρή αμμωνία (Liquid Ammonia Hydrogen storage – LAH₂)
 - Σε υγρούς οργανικούς μεταφορείς Υδρογόνου (Liquid Organic Hydrogen Carriers – LOHC)
- Σε στερεή φάση:
 - Ως υδρίδια μετάλλων (Metal Alloy Hydrogen storage – MAH₂)
 - Σε υλικά άνθρακα (Carbon Material Hydrogen storage – CMH₂)

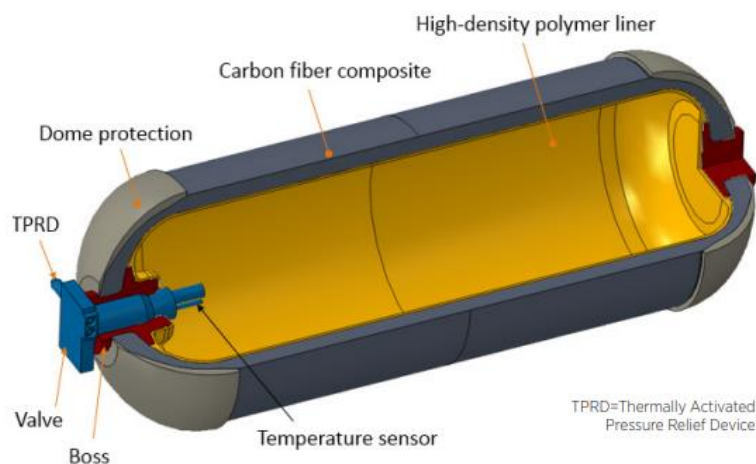
4.3.1. Αποθήκευση αερίου Υδρογόνου

Η πιο κοινή μέθοδος αποθήκευσης Υδρογόνου σε αέρια φάση είναι οι χαλύβδινες δεξαμενές, ενώ πλέον αναπτύσσονται και δεξαμενές σύνθετων υλικών που μπορούν να αντέξουν μεγαλύτερες πιέσεις. Άλλη μια μέθοδος αποθήκευσης είναι η υπόγεια αποθήκευση αερίου Υδρογόνου σε εξαντλημένα κοιτάσματα ορυκτών καυσίμων, σε αλατοσπήλαια ή σε εξαντλημένους υδροφόρους ορίζοντες. Επίσης, σε περίπτωση ύπαρξης δικτύου μεταφοράς Υδρογόνου, αυτό θα μπορεί να αποθηκεύεται εντός των αγωγών (linerack storage) με κατάλληλες εναλλαγές της πίεσής τους.

Αποθήκευση υπό πίεση σε δεξαμενές

Η αποθήκευση αέριων καυσίμων σε δεξαμενές υπό πίεση είναι μια μέθοδος που είναι ευρέως γνωστή, κυρίως για την αποθήκευση συμπιεσμένου φυσικού αερίου (Compressed Natural Gas – CNG). Χρησιμοποιούνται κυρίως δεξαμενές από χάλυβα αν και τον τελευταίο καιρό αναπτύσσονται δεξαμενές κατασκευασμένες με σύνθετα υλικά τα οποία αντέχουν την καταπόνηση των υψηλών πιέσεων.

Η συγκεκριμένη τεχνολογία αποθήκευσης, δίνει τη δυνατότητα αποθήκευσης Υδρογόνου υπό πίεση μέχρι και 700 bar σε δοχεία από σύνθετα υλικά που μπορούν να χρησιμοποιηθούν και σε ηλεκτρικά οχήματα κυψελών καυσίμου. Στο Σχήμα 4.14 παρουσιάζεται η τομή μιας τυπικής δεξαμενής υψηλής πίεσης τύπου 4 (Type-IV) για αποθήκευση αερίου Υδρογόνου. Έχει μια επένδυση πολυμερούς (high-density polymer liner) τυλιγμένη από ακριβό σύνθετο υλικό από ανθρακονήματα (carbon fiber composite) που παρέχουν αντοχή. Η χρήση σύνθετων υλικών από ανθρακονήματα έχει ως αποτέλεσμα σημαντικά χαμηλότερο βάρος από τα συνηθισμένα μεταλλικά δοχεία πεπιεσμένης αποθήκευσης. Η χρήση δοχείων πίεσης τύπου IV, ωστόσο, αυξάνει το κόστος αποθήκευσης Υδρογόνου για τα FCEV, κυρίως λόγω του υψηλού κόστους του σύνθετου υλικού [54].



Σχήμα 4.14 – Τομή κυλινδρικού δοχείου Type-IV για αποθήκευση Υδρογόνου προς χρήση σε FCEV [54]

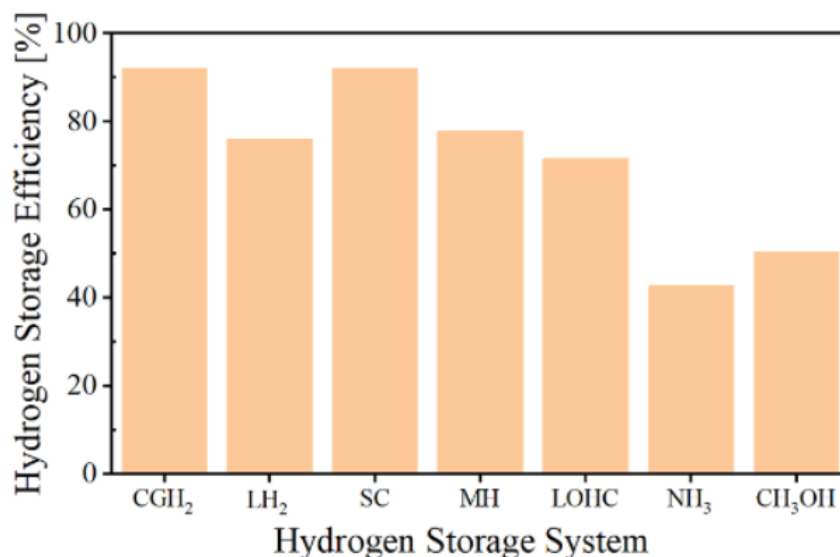
4.3.2. Σύνοψη

Παρακάτω, στον Πίνακα 4.8 απεικονίζονται τα πλεονεκτήματα, τα μειονεκτήματα και οι εφαρμογές των προαναφερθεισών τεχνολογιών αποθήκευσης, ενώ στα Σχήματα 4.15 – 4.18 παρουσιάζεται η αποδοτικότητα καθώς και τα κόστη επένδυσης, λειτουργίας και αποθήκευσης της εκάστοτε τεχνολογίας.

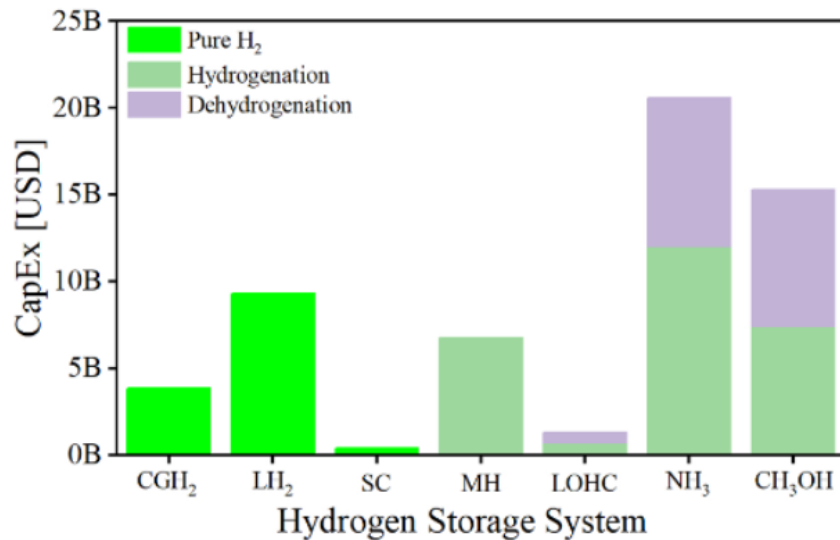
Πίνακας 4.8 – Σύγκριση διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης Υδρογόνου [55]

Τύπος τεχνολογίας	Βασικές παράμετροι	Δυναμικότητα αποθήκευσης	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα	Υφιστάμενες κύριες εφαρμογές
CGH ₂	20 Mpa	11 kg _{H₂} /m ³	1) Γρήγορη διαδικασία 2) Απλή δομή 3) Όριμη τεχνολογία	1) Χαμηλή δυναμικότητα αποθήκευσης 2) Αυξημένος κίνδυνος και αύξηση κόστους μεταφοράς με αύξηση της πίεσης	1) Κοινοί κύλινδροι 2) Ελαφριές δεξαμενές αποθήκευσης υψηλής πίεσης
	70 Mpa	39 kg _{H₂} /m ³			
LH ₂	< -253 °C	70,8 kg _{H₂} /m ³	1) Ασφαλές 2) Υψηλή δυναμικότητα αποθήκευσης	1) Υψηλές απαιτήσεις μόνωσης 2) Υψηλή κατανάλωση ενέργειας για υγροποίηση	1) Μαζικές μεταφορές μεγάλων αποστάσεων 2) Κρυογενική πρόωση πυραύλων
LOHC	Toluene/ Methylcyclohexane	w _{H₂} = 6,16%, 47,4 kg _{H₂} /m ³	1) Υψηλή δυναμικότητα αποθήκευσης 2) Κλειστός κύκλος άνθρακα 3) Μεγάλος κύκλος μεταφοράς και αποθήκευσης	1) Υψηλή κατανάλωση ενέργειας για υδρογόνωση 2) Δυσκολία σχεδιασμού καταλυτών αφυδρογόνωσης 3) Μικρός κύκλος ζωής	1) Υπερωκεάνια μεταφορά 2) Χύδην αποθήκευση και μεταφορά
	Dibenzyltoluene/ Perhydrodibenzyltoluene	w _{H₂} = 6,2%, 57 kg _{H₂} /m ³			

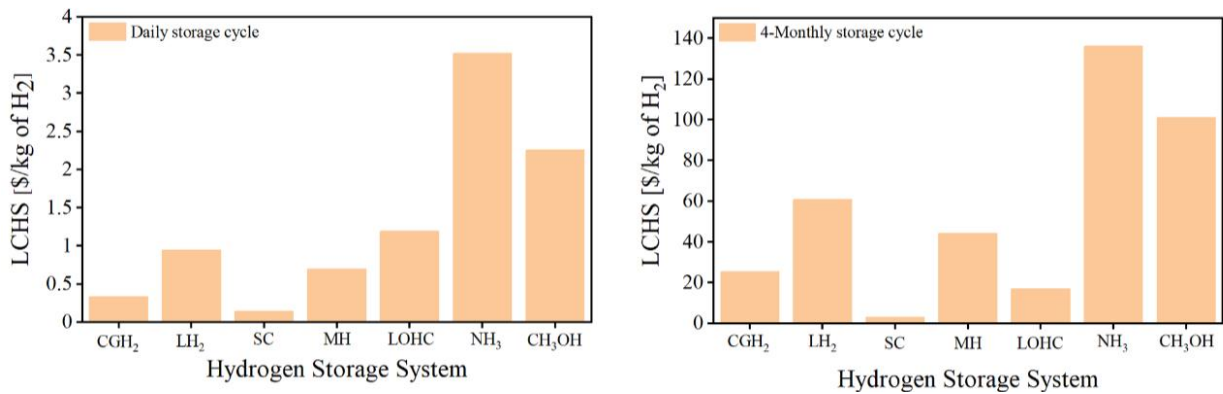
Τύπος τεχνολογίας	Βασικές παράμετροι	Δυναμικότητα αποθήκευσης	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα	Υφιστάμενες κύριες εφαρμογές
LAH ₂	NH ₃	w _{H₂} = 17,8 wt%	Υψηλή δυναμικότητα αποθήκευσης	1) Υψηλή τοξικότητα 2) Ίχνη αμμωνίας παραμένουν στο Υδρογόνο	Κυψέλες καυσίμου τύπου PEM
MAH ₂	LiH	w _{H₂} = 12,5 wt%	1) Υψηλή δυναμικότητα αποθήκευσης 2) Ασφαλές	1) Έλλειψη τεχνολογικής ωριμότητας 2) Χαμηλή απόδοση αποθήκευσης και αποφόρτισης 3) Χαμηλή πυκνότητα αποθήκευσης ανά μονάδα βάρους 4) Υψηλή κατανάλωση ενέργειας	Βρίσκεται σε πειραματικό στάδιο
	MgH ₂	w _{H₂} = 7,65 wt%			
CMH ₂	Ενεργός άνθρακας	w _{H₂} = 3,8 wt%	Γρήγορη διαδικασία	1) Επηρεάζεται από τις συνθήκες αντίδρασης και τις διαδικασίες παρασκευής υλικού 2) Η δυναμικότητα αποθήκευσης σχετίζεται με τις κρυογενικές συνθήκες	Βρίσκεται σε πειραματικό στάδιο
	Νανოსωλήνες άνθρακα	w _{H₂} = 6,5 wt%			



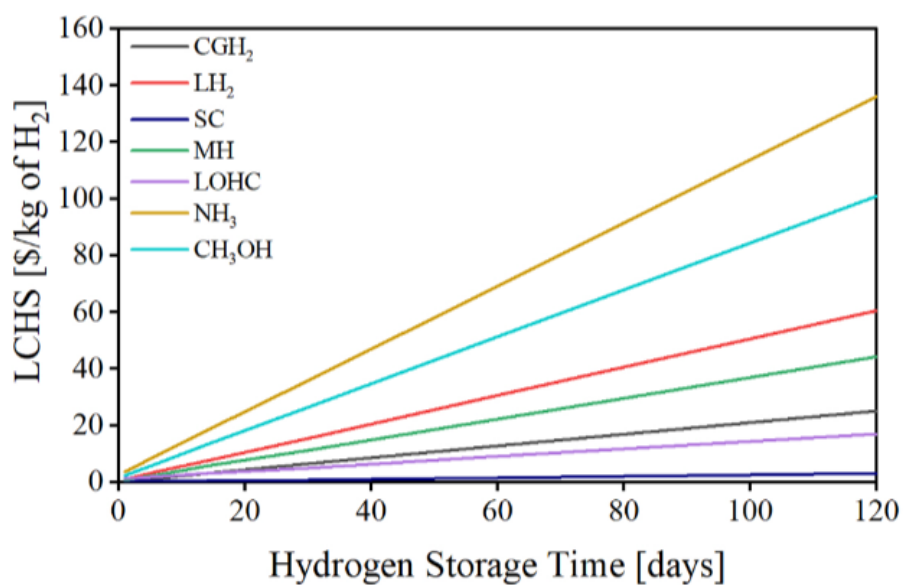
Σχήμα 4.15 – Απόδοση ανά σύστημα αποθήκευσης Υδρογόνου [56]



Σχήμα 4.16 – Κόστος επένδυσης (δισ. \$) για μονάδα αποθήκευσης δυναμικότητας 5000 τόνων [56]



Σχήμα 4.17 – Σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης σε ημερήσιο και 4μηνιαίο κύκλο για αποθηκευτικό φορτίο 4000 τόνων [56]



Σχήμα 4.18 – Μεταβολή του σταθμισμένου κόστους αποθήκευσης ανά υλικό ανά ημέρα [56]

4.4. Τεχνολογίες μεταφοράς

Όσον αφορά τις τεχνολογίες μεταφοράς του Υδρογόνου, οι επιλογές περιορίζονται σε 2:

- Μεταφορά μέσω δικτύου αγωγών
- Συμπιεσμένο ή υγροποιημένο Υδρογόνο μέσω πλοίων ή φορτηγών

4.4.1. Αγωγοί

Στον κόσμο αυτή τη στιγμή υπάρχουν πάνω από 1.2 εκατομμύρια χιλιόμετρα αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου, ενώ είναι υπό κατασκευή άλλα ακόμα 200.000 χιλιόμετρα. Στην προσπάθεια για την μετάβαση σε οικονομία μηδενικών εκπομπών θα μπορούσε στο μέλλον να χρησιμοποιηθεί το υπάρχον δίκτυο για τη μεταφορά καυσίμων χαμηλών εκπομπών όπως βιομεθάνιο ή συνθετικό φυσικό αέριο (syngas). Όσον αφορά όμως το Υδρογόνο θα χρειαστεί σημαντική αναδιαμόρφωση και προσαρμογή, κυρίως στους υπεράκτιους αγωγούς.

Εάν όμως μπορέσουν να αντιμετωπιστούν οι τεχνικές προκλήσεις, ο επαναπροσδιορισμός της χρήσης τους (repurposing) θα είναι φθηνότερη και ταχύτερη λύση από την κατασκευή νέων αποκλειστικών δικτύων Υδρογόνου. Επίσης, δεδομένου ότι η ανώτερη θερμογόνος ικανότητα του φυσικού αερίου κατ' όγκον είναι περίπου 3 φορές μεγαλύτερη από του Υδρογόνου, η ογκομετρική παροχή του Υδρογόνου θα πρέπει να είναι αντίστοιχα 3 φορές μεγαλύτερη από την παροχή του φυσικού αερίου για να έχουν την ίδια παροχή ενέργειας. Προς αυτή την κατεύθυνση, θα απαιτηθεί προσαρμογή της στρατηγικής της συμπίεσης, που συχνά περιλαμβάνει αντικαταστάσεις συμπιεστών και διεξοδική επιθεώρηση του αγωγού και της ακεραιότητας των εξαρτημάτων του. Επιπλέον, θα υπάρξουν σχετικά απλά μέτρα, όπως αντικατάσταση βαλβίδων και άλλων εξαρτημάτων επιρρεπή σε διαρροή, και αναδιαμόρφωση ή αντικατάσταση των μετρητών αερίου [32].

4.4.2. Πλοία – φορτηγά

Μια άλλη μέθοδος μεταφοράς του Υδρογόνου είναι μέσω φορτηγών για εγχώρια μεταφορά ή εκτός συνόρων με πλοία. Το Υδρογόνο μπορεί να μεταφερθεί είτε υγροποιημένο, είτε ως αμμωνία, είτε ως LOHC. Προς το παρόν η μεταφορά αμμωνίας είναι πολύ πιο ώριμη σε σχέση με τις άλλες 2 μεθόδους οι οποίες ακόμα υστερούν στις απώλειες λόγω της (επανα)μετατροπής.

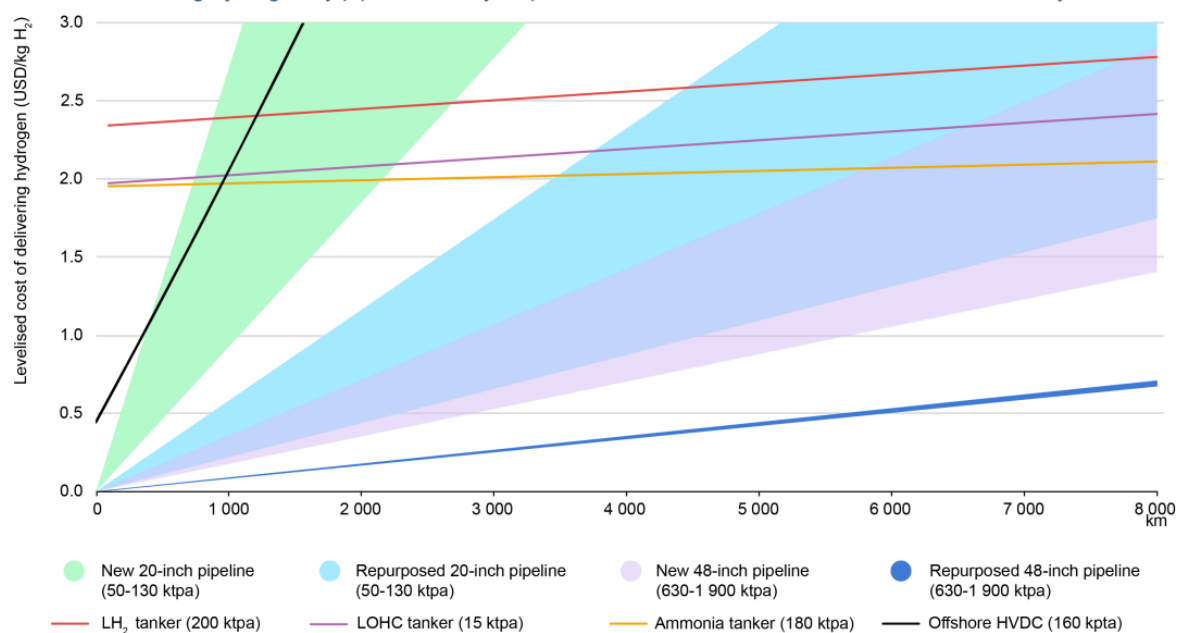
Παρόλο που υπάρχουν ήδη οι υποδομές μεταφοράς LNG, για την μεταφορά του LH₂ χρειάζονται διαφορετικές τεχνολογίες λόγω του πολύ πιο χαμηλού σημείου βρασμού του και ακόμα δεν είναι εμπορικά διαθέσιμα πλοία μεταφοράς LH₂. Γίνονται επίσης και κάποιες σκέψεις για μεταφορά συμπιεσμένου Υδρογόνου (CGH₂). Επίσης το Υδρογόνο ως LOHC είναι αρκετά απλό στη μεταφορά του διότι δεν χρειάζεται ψύξη κατά τη μεταφορά του ενώ μπορεί να αποθηκευτεί σε υπάρχουσες υποδομές πετρελαιοειδών. Όμως, οι διεργασίες της υδρογόνωσης και της αφυδρογόνωσης καταναλώνουν περίπου το 35-45% του ενεργειακού περιεχομένου του Υδρογόνου.

Υπάρχει υψηλό επίπεδο τεχνολογικής ωριμότητας σε πολλές πτυχές αποθήκευσης και μεταφοράς αμμωνίας, λόγω της ευρείας χρήσης της ως πρώτης ύλης για λίπασμα. Υπάρχει ήδη μια καθιερωμένη παγκόσμια υποδομή θαλάσσιου εμπορίου αμμωνίας που ανέρχεται περίπου σε 20 εκατομμύρια τόνους ετησίως (Μτπα) και 195 τερματικούς σταθμούς αμμωνίας σε περισσότερα από 120 λιμάνια. Οι διεθνείς ναυτιλιακές διαδρομές είναι καθιερωμένες και υπάρχει ένα ολοκληρωμένο δίκτυο λιμανιών σε όλο τον κόσμο που διαχειρίζονται αμμωνία σε μεγάλη κλίμακα. Η αμμωνία φορτώνεται σε δεξαμενόπλοια πλήρως ψυχόμενα, χωρίς πίεση, που συχνά έχουν σχεδιαστεί για να μεταφέρουν υγραέριο που έχει χαμηλότερη σημείο βρασμού (-42 °C) σε σύγκριση με την αμμωνία (-33 °C), υπό την προϋπόθεση ότι δεν υπάρχουν μέρη που να περιέχουν χαλκό ή ψευδάργυρο ή κράματά τους σε επαφή με το φορτίο [32].

4.4.3. Σύνοψη

Συγκριτικά, η μεταφορά Υδρογόνου μέσω αγωγών δεν υπερτερεί μόνο σε θέμα κόστους, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.19, αλλά προφανώς υπερτερεί και στο θέμα ταχύτητας της μεταφοράς αλλά και της δυνατότητας ρύθμισής της, ενώ δεν είναι απαραίτητη η υγροποίηση του Υδρογόνου.

Levelised costs of delivering hydrogen by pipeline and by ship as LH₂, LOHC and ammonia carriers, and electricity transmission, 2030



IEA. All rights reserved.

Notes: ktpa = kilotonnes per year; LH₂ = liquefied hydrogen; LOHC = liquid organic hydrogen carrier. Includes conversion, export terminal, shipping, import terminal and reconversion costs for each carrier system (LH₂, LOHC and ammonia). The import and export terminals include storage costs at the port. Pipelines refer to onshore transmission pipelines operating at ranges between 25% and 75% of their design capacity during 5 000 full load hours. Electricity transmission reflects the transmission of the electricity required to obtain 1 kg H₂ in an electrolyser with a 69% efficiency located at the distance represented by the x-axis.

Σχήμα 4.19 – Σταθμισμένο κόστος μεταφοράς Υδρογόνου ανά km και ανά τεχνολογία, για το έτος 2030 [32]

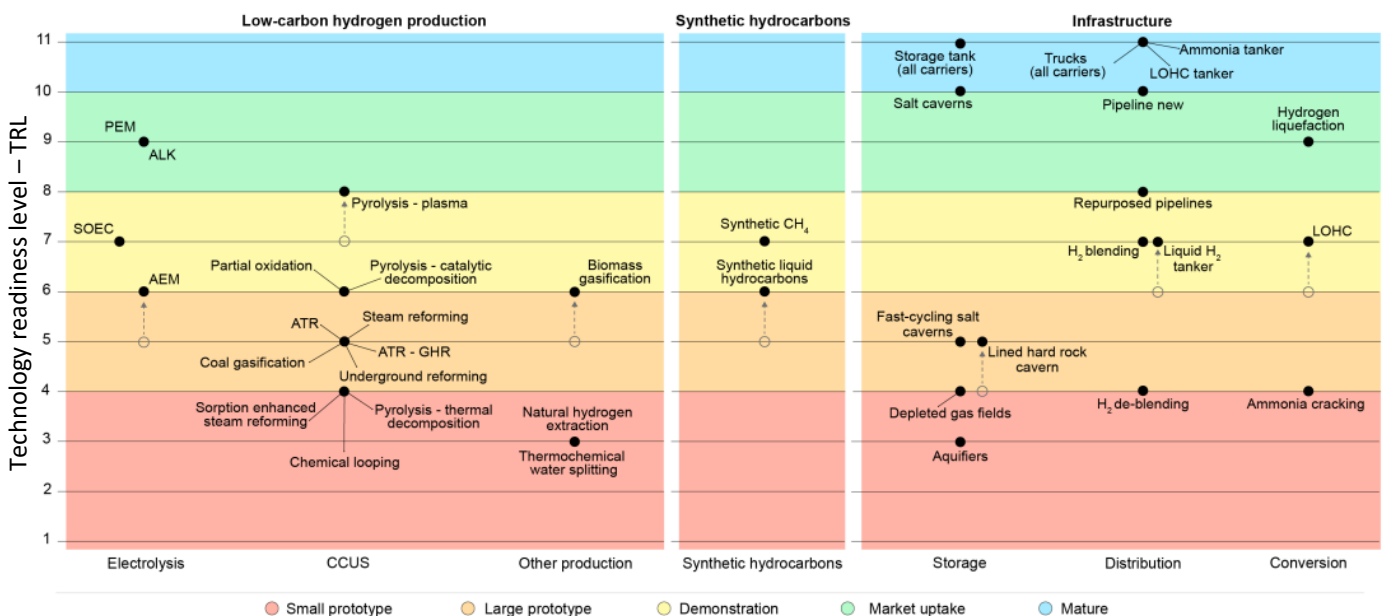
5. Παρόν και μέλλον του Υδρογόνου

Στο παρόν κεφάλαιο αναλύεται το παρόν και το μέλλον του Υδρογόνου, καθώς αυτό όλο και περισσότερο προκρίνεται ως ένα σημαντικό μέσο για την μετάβαση στην πράσινη οικονομία. Παρουσιάζεται η πρόοδος και οι τελευταίες εξελίξεις της εφαρμογής τεχνολογιών Υδρογόνου μέχρι σήμερα καθώς και οι μελλοντικές προβλέψεις για την χρήση του Υδρογόνου ως μια καθαρή ενεργειακή λύση, με κάποια ενδεικτικά παραδείγματα έργων που βρίσκονται σε λειτουργία ή σε πορεία υλοποίησης.

5.1. Μέχρι που έχει φτάσει η υιοθέτηση τεχνολογιών H₂

Προς το παρόν δεν έχει καθιερωθεί η αλυσίδα της οικονομίας Υδρογόνου αλλά προς αυτή την κατεύθυνση κατευθύνονται οι προσπάθειες, με σκοπό αρχικά τη δημιουργία προσφοράς καθώς και ζήτησης τεχνολογιών Υδρογόνου.

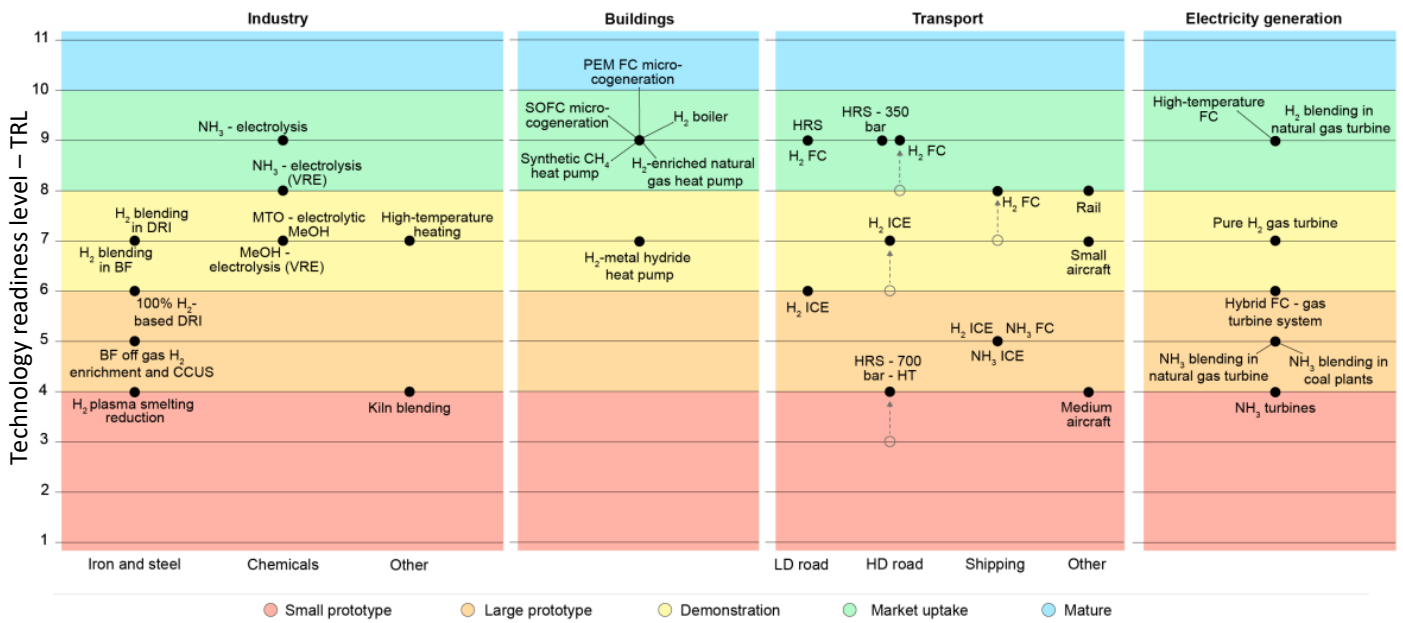
Στα σχήματα 5.1 και 5.2 παρουσιάζεται το επίπεδο τεχνολογικής ετοιμότητας των τεχνολογιών παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς και τελικής χρήσης Υδρογόνου ανά τομέα, όπου όπως φαίνεται πολύ λίγες τεχνολογίες έχουν φτάσει στο επίπεδο της ωριμότητας, ενώ η πλειοψηφία τους ακόμα είναι στο επίπεδο πρωτοτύπων και δοκιμών.



IEA. All rights reserved.

Notes: AEM = anion exchange membrane; ALK = alkaline; ATR = autothermal reformer; CCUS = carbon capture, utilisation and storage; CH₄ = methane; GHR = gas-heated reformer; HT = high temperature; LOHC = liquid organic hydrogen carrier; LT = low temperature; NH₃ = ammonia; PEM = proton exchange membrane; SOEC = solid oxide electrolyser cell. Biomass refers to both biomass and waste. Arrows show changes in technology readiness level as a consequence of progress in the last year. For technologies in the CCUS category, the technology readiness level refers to the overall concept of coupling production technologies with CCUS and high CO₂ capture rates. Pipelines refer to onshore transmission pipelines. Storage in depleted gas fields and aquifers refers to pure hydrogen and not to blends. LOHC refers to hydrogenation and dehydrogenation of liquid organic hydrogen carriers. Ammonia cracking refers to low temperature ammonia cracking. Technology readiness level classification based on [Clean Energy Innovation \(2020\)](#).

Σχήμα 5.1 – Επίπεδο τεχνολογικής ετοιμότητας τεχνολογιών παραγωγής, μεταφοράς και αποθήκευσης Υδρογόνου [32]



IEA. All rights reserved.

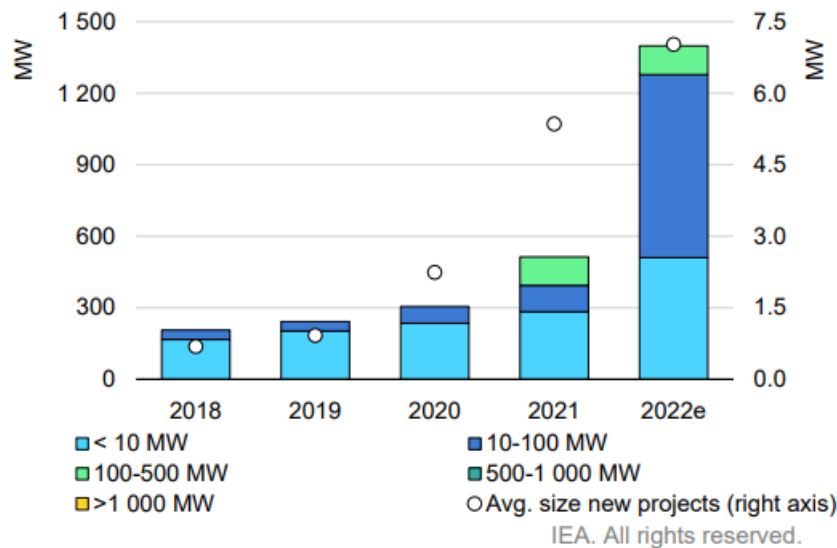
Notes: BF = blast furnace; DRI = direct iron reduction; FC = fuel cell; HRS = hydrogen refuelling station; HD = heavy-duty; HT = high throughput; ICE = internal combustion engine; LD = light-duty; MeOH = methanol; MPa = megapascal; MTO = methanol to olefins; NH₃ = ammonia; PEM FC = proton exchange membrane fuel cell; SOFC = solid oxide fuel cell; VRE = variable renewable electricity. Others in industry includes all industrial sectors except methanol, ammonia and iron and steel production. Others in transport includes rail and aviation. Arrows show changes in technology readiness level as a consequence of progress in the last year. Cogeneration refers to the combined production of heat and power. Technology readiness level classification based on [Clean Energy Innovation \(2020\)](#).

Σχήμα 5.2 – Επίπεδο τεχνολογικής ετοιμότητας τεχνολογιών τελικής χρήσης Υδρογόνου [32]

5.1.1. Εγκαταστάσεις ηλεκτρολυτών

Η ταχεία ανάπτυξη ορισμένων βασικών τεχνολογιών Υδρογόνου ήταν εμφανής το 2021, το οποίο ήταν έτος ρεκόρ στην υιοθέτηση τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης, με περισσότερα από 200 MW πρόσθετης εγκατεστημένης ισχύος, τρεις φορές μεγαλύτερη από το 2020, ανεβάζοντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ άνω των 500 MW. Οι ευνοϊκές προοπτικές για την αύξηση της ζήτησης ηλεκτρόλυσης έχουν τονώσει την παραγωγική ικανότητα των κατασκευαστών ηλεκτρολυτών, η οποία έχει φτάσει περίπου τα 8 GW/έτος παγκοσμίως.

Το 2021, σχεδόν το 70% της εγκατεστημένης δυναμικότητας ήταν αλκαλική ηλεκτρόλυση (AEL), ακολουθούμενη από ηλεκτρολύτες με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) που αντιπροσωπεύουν το ένα τέταρτο. Άλλες αναδυόμενες τεχνολογίες είναι οι κυψέλες ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου (SOEL) και η ηλεκτρόλυση με μεμβράνες ανταλλαγής ανιόντων (AEMEL), αλλά είναι λιγότερο ώριμες από τους ηλεκτρολύτες AEL και PEM, αντιπροσωπεύοντας μόνο ένα μικρό μερίδιο της εγκατεστημένης δυναμικότητας σήμερα [32].



Σχήμα 5.3 – Εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρολυτών παγκοσμίως ανά έτος [32]

Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας διαθέτει επίσης μια βάση δεδομένων που περιλαμβάνει όλα τα έργα που βρίσκονται στο χαρτοφυλάκιο των εγκαταστάσεων παραγωγής Υδρογόνου που λειτουργούν ή σχεδιάστηκαν ανά το παγκόσμιο. Περιλαμβάνει συνολικά 1481 έργα, εκ των οποίων τα 226 είναι ήδη σε λειτουργία [57]. Δύο από αυτά τα έργα παρουσιάζονται παρακάτω.

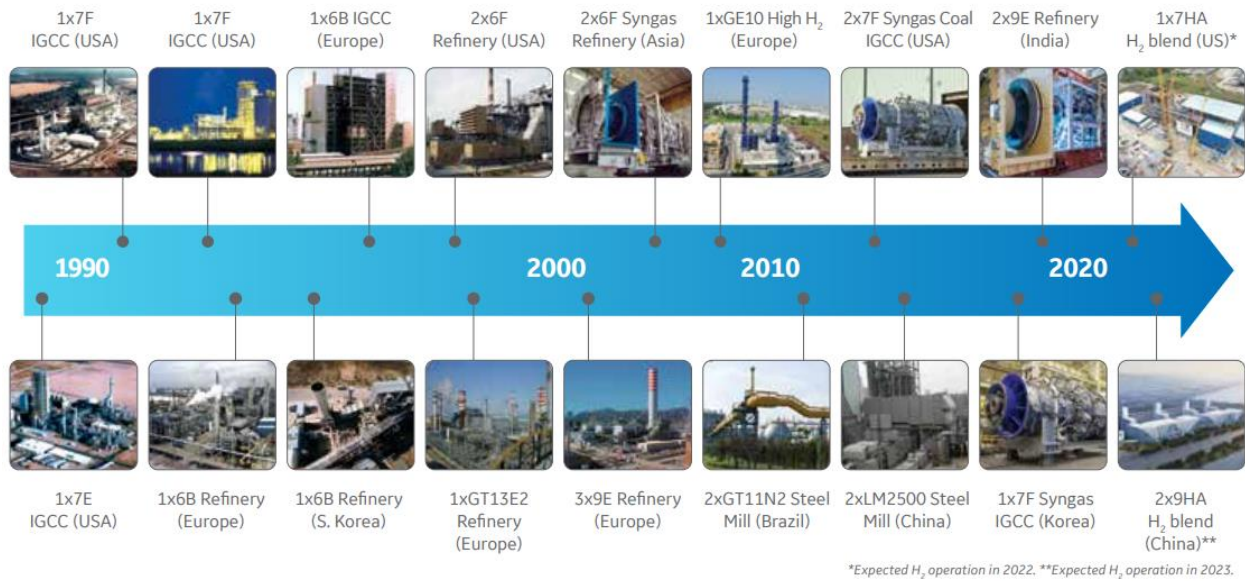
Το Δεκέμβριο του 2021, στην Ningxia της Κίνας, η εταιρεία Baofeng Energy Group, κατασκευαστής χημικών προϊόντων με βάση τον άνθρακα, έθεσε σε λειτουργία έναν ηλεκτρολύτη αλκαλικής ηλεκτρόλυσης ισχύος 150 MW ο οποίος θα τροφοδοτείται με πράσινη ενέργεια από φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 200 MW. Το συγκεκριμένο έργο αποτελεί το μεγαλύτερο έργο παραγωγής πράσινου Υδρογόνου παγκοσμίως προς το παρόν, αφού το 2023 αναμένεται να αποπερατωθεί ένα έργο αλκαλικής ηλεκτρόλυσης ισχύος 260 MW από την εταιρεία Sinoprec, εταιρεία με διυλιστήρια πετρελαίου, στην περιοχή Xinjiang της Κίνας που θα τροφοδοτείται με ηλεκτρισμό από φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 300 MW και από παρακείμενα αιολικά πάρκα με τελική χρήση του Υδρογόνου να είναι η παραγωγή μεθανόλης [58].

5.1.2. Gas-to-Power

Στον τομέα του Gas-to-Power έχει ήδη αρχίσει να χρησιμοποιείται το Υδρογόνο εξ ολοκλήρου ή σε μείγματα ως καύσιμο σε αεριοστρόβιλους για παραγωγή ενέργειας.

Για παράδειγμα, η εταιρεία General Electric (GE) διαθέτει περισσότερους από 100 αεριοστρόβιλους που έχουν συνολικά πάνω από 8 εκατομμύρια ωρών λειτουργίας, παράγοντας πάνω από 530 TWh ενέργειας. Εξ αυτών, 30 αεριοστρόβιλοι μπορούν να λειτουργήσουν με τουλάχιστον 50% Υδρογόνο κατ' όγκον, μετρώντας άνω των 2.5 εκατομμυρίων ωρών λειτουργίας. Τέτοιοι αεριοστρόβιλοι υποστηρίζουν μια ποικιλία βιομηχανικών εφαρμογών, συμπεριλαμβανομένων χαλυβουργιών, διυλιστηρίων και πετροχημικών εργοστασίων.

Στην *Εικόνα 5.1* παρουσιάζεται το χρονοδιάγραμμα επιλεγμένων έργων της GE με αεριοστρόβιλους που λειτουργούν με μείγματα Υδρογόνου ως καύσιμο.



Εικόνα 5.1 – Το χρονοδιάγραμμα έργων της General Electric με αεριοστρόβιλους που λειτουργούν με μείγματα Υδρογόνου ως καύσιμο [28]

Η General Electric διαθέτει επίσης και αεριοστρόβιλους που μπορούν να λειτουργήσουν με πολύ ψηλά ποσοστά Υδρογόνου στο καύσιμο (high H₂ fuels), μέχρι και 100%. Ένα τέτοιο παράδειγμα αποτελεί ένας αεριοστρόβιλος τύπου 6B.03 που λειτουργεί σε διυλιστήριο στη Νότια Κορέα, πάνω από 20 χρόνια με μείγμα καυσίμου με άνω του 70% κατ' όγκον περιεκτικότητα σε Υδρογόνο, με το μέγιστο κλάσμα να φτάνει το 90%. Μέχρι σήμερα έχει καταγράψει συνολικά πάνω από 180 χιλιάδες ώρες λειτουργίας [28].

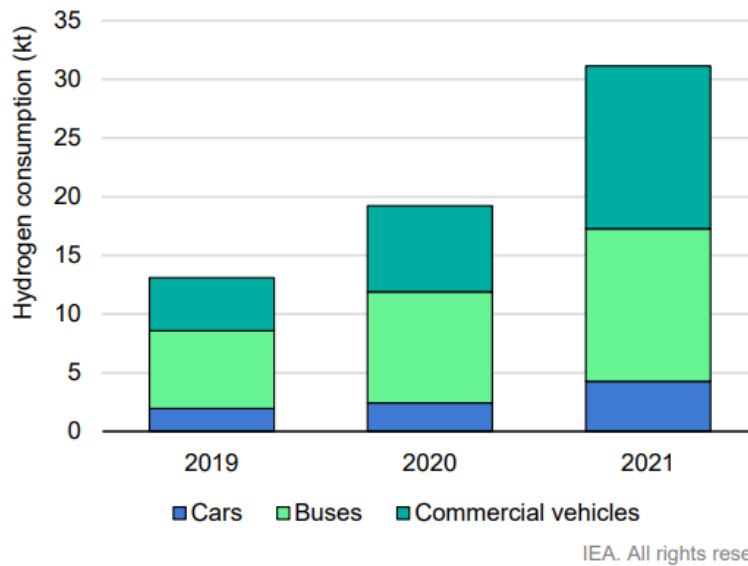
Η General Electric έχει επίσης εγκαταστήσει έναν αεριοστρόβιλο τύπου GE-10, σε συνδυασμένο κύκλο συνολικής ισχύος 16 MW στον ΑΗΣ της Enel στη Fusina της Ιταλίας, με ηλεκτρική ισχύ 12 MW_e, ο οποίος εγκαινιάστηκε το 2010 και αποτέλεσε τον πρώτο αεριοστρόβιλο παγκοσμίως που λειτουργεί με 100% Υδρογόνο [59].

Μεταξύ των βιομηχανικών εφαρμογών, η χρήση Υδρογόνου στην παραγωγή σπογγοσιδήρου (Direct Reduced Iron – DRI) έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο τον τελευταίο χρόνο. Το έργο “Hybrit” (Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology) παράγει DRI και χάλυβα από το 2021, καθιστώντας το πρώτο λειτουργικό πλήρες πρωτότυπο σε κλίμακα αυτής της τεχνολογίας, ενώ πρόσφατα έλαβε χρηματοδότηση 143 εκατομμυρίων ευρώ από το Ταμείο Καινοτομίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης για να προχωρήσει σε δοκιμές βιομηχανικής και εμπορικής κλίμακας [32].

5.1.3. Υδρογόνο στις μεταφορές

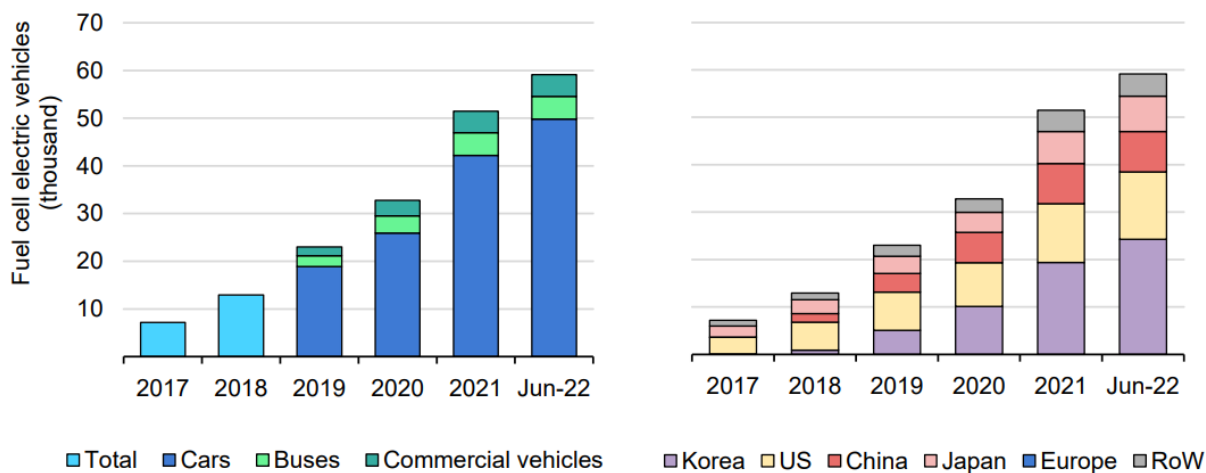
Οχήματα FCEV

Η χρήση του Υδρογόνου άρχισε να αναπτύσσεται και στον τομέα των οδικών μεταφορών, αφού όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.4, η ζήτησή του έφτασε τους 30 kt εντός του 2021, που αντιστοιχεί σε μια αύξηση της τάξης του 60% σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά. Παρ' όλα αυτά υπάρχουν ακόμα μεγάλα περιθώρια ανάπτυξης αφού ως μερίδιο της συνολικής ζήτησης Υδρογόνου, οι μεταφορές αντιπροσωπεύουν μόνο το 0,03%, ενώ ως μερίδιο της συνολικής ενέργειας των μεταφορών, το Υδρογόνο αντιπροσωπεύει μόνο το 0,003% [32].



Σχήμα 5.4 – Ζήτηση Υδρογόνου στις οδικές μεταφορές ανά είδος οχήματος [32]

Όσον αφορά τον τομέα παραγωγής των συγκεκριμένων οχημάτων, μέχρι το τέλος Ιουνίου του 2022, το παγκόσμιο απόθεμα FCEV ξεπέρασε τις 59.000, σημειώνοντας αύξηση 15% από τα τέλη του 2021. Τα δεδομένα αυτά απεικονίζονται και στο Σχήμα 5.5, όπου διαχωρίζονται σε απόθεμα οχημάτων FCEV ανά είδος οχήματος και ανά γεωγραφική περιοχή [32].



Σχήμα 5.5 – Το παγκόσμιο απόθεμα των FCEV ανά είδος οχήματος και ανά γεωγραφική περιοχή [32]

Η Κίνα συνεχίζει να κυριαρχεί στη χρήση Υδρογόνου στον τομέα των επαγγελματικών οχημάτων μεταφορών βαρέως τύπου. Διαθέτει πάνω από το 85% των λεωφορείων με κυψέλες καυσίμου παγκόσμια με περισσότερα από 4.100 λεωφορεία στο δρόμο και πάνω από το 95% όλων των φορτηγών κυψελών καυσίμου με περισσότερα από 4.300 στο τέλος του 2021. Συγκεκριμένα, σημειώθηκε έντονη ανάπτυξη στα βαρέως τύπου φορτηγά κυψελών καυσίμου στην Κίνα, με περίπου 800 να κυκλοφόρησαν μέσα στο 2021. Αυτή η επέκταση συνεχίστηκε το 2022 καθώς η FAW Jiefang παρέδωσε 300 φορτηγά κυψελών καυσίμου τον Ιούνιο, συμπεριλαμβανομένων μοντέλων μεταφοράς φορτίου, dumpers και τρακτέρ [32].

Οχήματα με MEK Υδρογόνου

Παρόλο που οι κυψέλες καυσίμου παραμένουν η κύρια τεχνολογία για τη χρήση Υδρογόνου στις οδικές μεταφορές, όντας αποδοτικότερες, οι μηχανές εσωτερικής καύσης (MEK) Υδρογόνου έχουν κερδίσει την προσοχή. Τον Δεκέμβριο του 2021, η Τογοτα παρουσίασε ένα πειραματικό όχημα με MEK Υδρογόνου και τον Ιούνιο του 2022, δύο κατασκευαστές, η SINOTRUK και η Weichai, παρουσίασαν το πρώτο βαρέως τύπου όχημα με MEK Υδρογόνου στην Κίνα [32].

Τρένα Υδρογόνου

Τα τρένα είναι ένας ακόμα τομέας που το Υδρογόνο αναμένεται να προσφέρει λύσεις στην πορεία για την απανθρακοποίηση των μαζικών μεταφορών.

Μετά από αρκετά χιλιόμετρα δοκιμαστικών διαδρομών σε αρκετές χώρες, το 2018 η εταιρεία κατασκευής τροχαίου υλικού Alstom, έθεσε σε εμπορική λειτουργία τη σειρά τρένων Coradia iLint, τα οποία αποτελούν τα πρώτα τρένα Υδρογόνου παγκοσμίως. Τα εν λόγω τρένα λειτουργούν συνδυάζοντας κυψέλες καυσίμου Υδρογόνου στο άνω μέρος του βαγονιού και μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-ion), οι οποίες αποθηκεύουν την επιπλέον ενέργεια από τις κυψέλες καυσίμου καθώς και την ενέργεια που ανακτάται κατά το φρενάρισμα. Η σειρά τρένων ήδη εξυπηρετεί 200 χιλιάδες χιλιόμετρα γραμμών σε Γερμανία και Αυστρία, έχει αυτονομία έως 10 χιλιάδες χιλιόμετρα, ενώ μπορεί να ανεφοδιαστεί με Υδρογόνο σε μόλις 15 λεπτά [60].

Αερομεταφορές

Στον τομέα των αερομεταφορών, προς το παρόν η πλειοψηφία των προσπαθειών συγκεντρώνεται κυρίως στην αύξηση του ποσοστού χρήσης των βιοκαυσίμων στα αεροσκάφη.

Από τις 2 μεγάλες κατασκευάστριες εταιρείες επιβατικών αεροσκαφών, Airbus και Boeing, η πρώτη είναι αυτή που δίνει περισσότερη έμφαση στο Υδρογόνο στην προσπάθεια της για πτήσεις με μηδενικές εκπομπές αερίων. Συγκεκριμένα, τον Φεβρουάριο του 2022 η εταιρεία ανακοίνωσε την έναρξη του προγράμματος ZEROe, μέσω του οποίου ευελπιστεί μέχρι το 2035 να θέσει σε εμπορική λειτουργία το πρώτο αεροσκάφος με καύσιμο το Υδρογόνο. Οι δοκιμές θα πραγματοποιηθούν στο δοκιμαστικό αεροσκάφος A380 MSN1, το οποίο αποτέλεσε το δοκιμαστικό αεροσκάφος για τη σειρά A380, προσθέτοντας 4 φιάλες αποθήκευσης υγρού Υδρογόνου και σύστημα διανομής του, καθώς και 2 κινητήρες Υδρογόνου στο άνω μέρος της ατράκτου [61].

Παρόμοιες προσπάθειες πραγματοποιούνται και στον τομέα των μικρών αεροσκαφών, με παράδειγμα την εταιρεία ZeroAvia η οποία τροποποίησε ένα 19θέσιο ελικοφόρο αεροσκάφος τύπου Dornier 228, έτσι ώστε ο αριστερός του ηλεκτροκινητήρας να δουλεύει εξ ολοκλήρου με ρεύμα που παράγεται από 2 κυψέλες καυσίμου Υδρογόνου. Τον Ιανουάριο του 2023, στο Kemble του Ηνωμένου Βασιλείου πραγματοποιήθηκε η 10λεπτη δοκιμαστική πτήση του αεροσκάφους κάνοντας το, το μεγαλύτερο αεροσκάφος στον κόσμο που λειτούργησε με Υδρογόνο [62].

Θαλάσσιες μεταφορές

Σχετικά με τις θαλάσσιες μεταφορές, η υιοθέτηση των τεχνολογιών Υδρογόνου δεν έχει ακόμα φτάσει σε ώριμο επίπεδο, καθώς ακόμα πραγματοποιούνται δοκιμές σε μικρή κλίμακα.

Μόλις το 2022, μέσω του ευρωπαϊκού προγράμματος “Flagships” κατασκευάστηκε το πρώτο φορτηγό πλοίο που λειτουργεί με Υδρογόνο. Πρόκειται για το πλοίο “Zulu”, ιδιοκτησίας της γαλλικής εταιρείας “Compagnie Fluvial de Transport”, το οποίο διαθέτει 2 κυψέλες καυσίμου ισχύος 200 kW καθώς και σύστημα αποθήκευσης Υδρογόνου 350 kg συμπιεσμένο στα 300 bar [63].

Όμως για να καταστεί δυνατή η χρήση καυσίμων με βάση το Υδρογόνο στον διεθνή ναυτιλιακό τομέα, πρέπει να αναπτυχθούν περαιτέρω οι κώδικες ασφαλείας, τα πρότυπα και άλλοι κανονισμοί για την ειδική αντιμετώπιση της χρήσης αυτών των καυσίμων. Προς αυτή την κατεύθυνση, μόλις το 2022, στο 105^ο συνέδριό της, η Επιτροπή Ναυτιλιακής Ασφάλειας (Maritime Safety Committee – MSC) του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (International Maritime Organisation – IMO) ενέκρινε ενδιάμεσες κατευθυντήριες γραμμές για την ασφάλεια των πλοίων που χρησιμοποιούν ενέργεια προερχόμενη από κυψέλες καυσίμου [64].

5.1.4. Κτιριακή χρήση

Γενικά

Όσον αφορά τη χρήση Υδρογόνου στον κτιριακό τομέα, βραχυπρόθεσμα η ζήτηση θα είναι κατά κύριο λόγο στη μορφή Υδρογόνου αναμεμιγμένου με φυσικό αέριο στο υπάρχον δίκτυο, με εφαρμογές καθαρού Υδρογόνου πιθανότατα να μην αναπτυχθούν μέχρι το 2030.

Στο πλαίσιο όμως της μετάβασης από τη χρήση φυσικού αερίου στη χρήση μείγματος φυσικού αερίου – Υδρογόνου και εν τέλει στη χρήση 100% Υδρογόνου στον τομέα των κτιρίων, πραγματοποιούνται αρκετές δοκιμαστικές μελέτες και έρευνες στο πλαίσιο διαφόρων προγραμμάτων. Ένα τέτοιο πρόγραμμα αποτελεί το HyDeploy στο Ηνωμένο Βασίλειο όπου σε μια από τις δοκιμές του, για 10 μήνες δοκιμάστηκε η χρήση μείγματος 20% Υδρογόνου κ.ό. στο δίκτυο φυσικού αερίου σε 668 κατοικίες, σε μια εκκλησία, σε ένα σχολείο και σε αρκετές μικρές επιχειρήσεις [65]. Όπως και το έργο “HyHouse” που παρουσιάστηκε στην υποενότητα 3.2.1, έτσι και η μελέτη του προγράμματος HyDeploy απέδειξε ότι το Υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί με ασφάλεια στο δημόσιο δίκτυο φυσικού αερίου.

Ακόμα, η εταιρεία Pietro Fiorentini που ασχολείται εδώ και 70 χρόνια με σχεδιασμό, κατασκευή και προμήθεια εξοπλισμού για την αγορά του φυσικού αερίου, έχει σχεδιάσει τον μετρητή H₂-SSM ο οποίος μπορεί να μετρήσει τόσο φυσικό αέριο όσο και 100% Υδρογόνο χωρίς οποιαδήποτε πρόσθετη μετατροπή. Διαθέτει επίσης και βαλβίδα υπερβολικής ροής διασφαλίζοντας έτσι την ασφάλεια των καταναλωτών και του δικτύου [66].

Πέρα από την άμεση χρήση του Υδρογόνου στον τομέα των κτιρίων, υπάρχει και η έμμεση χρήση, όπως η τηλεθέρμανση, στην οποία προς το παρόν ακόμα κυριαρχούν τα ορυκτά καύσιμα. Τον Απρίλιο του 2018 στην πόλη Kobe της Ιαπωνίας, η εταιρεία Kawasaki έθεσε σε λειτουργία το πρώτο σύστημα συμπαραγωγής Υδρογόνου (Hydrogen Cogeneration System – HGS) παγκοσμίως, ισχύος 1 MW, με την απορριπτόμενη θερμότητα να διοχετεύεται σε δημόσιες εγκαταστάσεις, όπως το αθλητικό κέντρο, το λιμάνι και το νοσοκομείο της πόλης [67].

Λέβητες Υδρογόνου

Σχετικά με την πρόοδο και την εξέλιξη στον τομέα των λεβήτων Υδρογόνου, ήδη σχεδόν όλοι οι υφιστάμενοι οικιακοί λέβητες είναι ικανοί να δεχθούν μείγματα φυσικού αερίου – Υδρογόνου μέχρι 20% σε Υδρογόνο κατ' όγκον.

Παράλληλα, αρκετές γνωστές κατασκευάστριες εταιρείες λεβήτων αερίου έχουν σχεδιάσει είτε λέβητες που μπορούν να δεχθούν 100% Υδρογόνο από τη στιγμή της εγκατάστασης, είτε “hydrogen ready” λέβητες, δηλαδή λέβητες που είναι σχεδιασμένοι να λειτουργούν με φυσικό αέριο αλλά με πολύ μικρές τροποποιήσεις θα μπορούν να δεχθούν 100% Υδρογόνο. Δύο απ' αυτές τις εταιρείες είναι η Baxi και η Worcester Bosch οι οποίες μέσω του προγράμματος “Hy4Heat” έχουν σχεδιάσει και δοκιμάσει επιτυχώς τα προαναφερθέντα είδη λεβήτων. Οι δοκιμές τους έγιναν το 2022 σε συνεργασία με το πρόγραμμα “H21” σε μια εγκατάσταση δοκιμών ονόματι “HyStreet” στην περιοχή Spadeadam της Αγγλίας [68].

Κυψέλες Καυσίμου (Fuel Cells) – micro-CHP

Άλλη μια χρήση του Υδρογόνου σε κτιριακές εφαρμογές, είναι μέσω κυψελών καυσίμου οι οποίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως micro-CHP (m-CHP), δηλαδή ως μικρές μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας.

Προς το παρόν οι περισσότερες κυψέλες καυσίμου λειτουργούν με φυσικό αέριο ή υγραέριο (LPG) ως πρώτη ύλη, το οποίο ακολούθως μετατρέπεται σε Υδρογόνο επί τόπου μέσω ενός αναμορφωτή. Παρ' όλα αυτά, υπάρχουν και μερικές κυψέλες καυσίμου που λειτουργούν 100% με Υδρογόνο κυρίως στην Ιαπωνία, με ένα από τα πιο γνωστά παραδείγματα να είναι οι κυψέλες καυσίμου Υδρογόνο που χρησιμοποιήθηκαν στο Ολυμπιακό Χωριό στους Ολυμπιακούς Αγώνες του 2020 στο Τόκυο [32].

Ένα ελπιδοφόρο πρόγραμμα που ευελπιστεί να δώσει ώθηση στην αγορά των κυψελών καυσίμου Υδρογόνου είναι το ευρωπαϊκό πρόγραμμα “PACE – Pathway to a Competitive European Fuel Cell micro-Cogeneration Market”. Πρόκειται για ένα έργο συνεργασίας μεταξύ δημόσιου-ιδιωτικού τομέα, αξίας €90 εκατομμυρίων, το οποίο συγχρηματοδοτείται από το

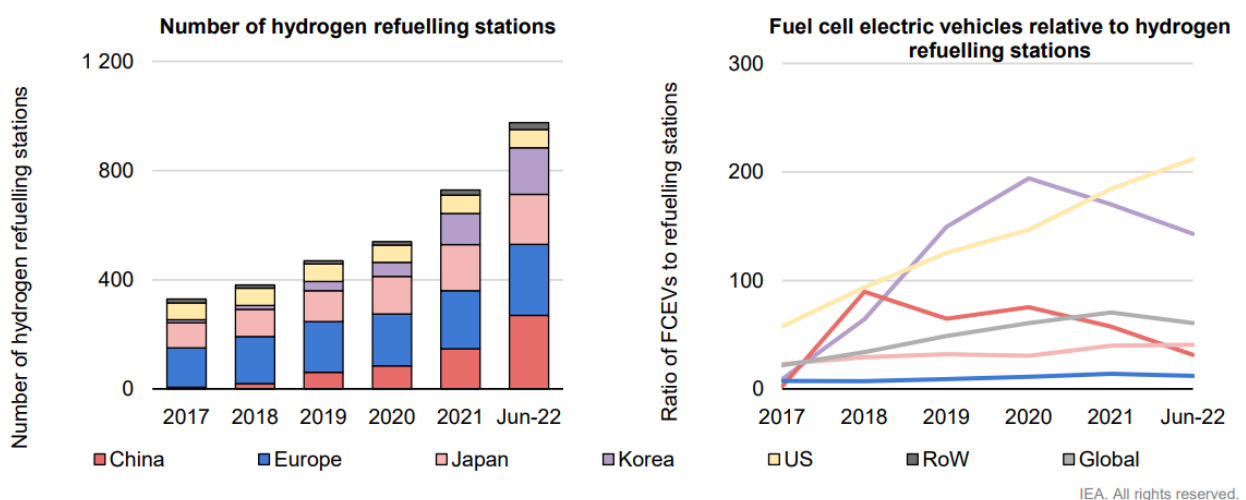
“Clean Hydrogen Partnership”. Το πρόγραμμα φέρνει σε συνεργασία 5 κορυφαίους ευρωπαϊούς προμηθευτές (BDR Thermea, Bosch, SolydEra, Sunfire και Viessmann) που παρέχουν συστήματα m-CHP κυψελών καυσίμου Υδρογόνου για κατοικίες και επιχειρήσεις. Το πρόγραμμα εκτείνεται σε 10 ευρωπαϊκές χώρες όπου από το 2016 έχουν εγκατασταθεί περισσότερες από 2.500 μονάδες m-CHP υψηλής απόδοσης με χρήση κυψελών καυσίμου Υδρογόνου. Απώτερος σκοπός του προγράμματος είναι να αναπτυχθεί η ευρωπαϊκή αγορά των κυψελών καυσίμου Υδρογόνου για micro-CHP σε >10.000 μονάδες/έτος [69].

5.1.5. Υποδομές

Σταθμοί Ανεφοδιασμού Υδρογόνου (Hydrogen Refuelling Stations – HRS)

Στον τομέα των υποδομών σχετικά με το Υδρογόνο, περιλαμβάνονται κυρίως οι σταθμοί ανεφοδιασμού οχημάτων καθώς και η κατασκευή δικτύου μεταφοράς Υδρογόνου ή η μετατροπή του υπάρχοντος δικτύου φυσικού αερίου ούτως ώστε να μεταφέρει Υδρογόνο.

Όπως φαίνεται και παρακάτω στο *Σχήμα 5.6*, ο αριθμός των σταθμών ανεφοδιασμού Υδρογόνου (Hydrogen Refuelling Station – HRS) σε όλο τον κόσμο ξεπέρασε τους 700 στο τέλος του 2021 και έφτασε τους 975 έως τα τέλη Ιουνίου 2022. Η μεγαλύτερη αύξηση σε HRS από το 2020 σημειώθηκε στην Κίνα (+185) και στην Κορέα (+118). Στην Κορέα, η αναλογία FCEV προς HRS κορυφώθηκε το 2020 σε σχεδόν 200 και έκτοτε μειώθηκε σε περίπου 140 FCEV/HRS. Στην Κίνα, η αναλογία FCEV/HRS μειώθηκε λόγω της ταχείας ανάπτυξης των σταθμών ανεφοδιασμού, φτάνοντας περίπου τους 30 τον Ιούνιο του 2022. Στις Ηνωμένες Πολιτείες, η ανάπτυξη των FCEVs έχει ξεπεράσει εκείνη των HRS τα τελευταία χρόνια, καθιστώντας την αναλογία των ΗΠΑ υψηλότερο με πάνω από 200 FCEV ανά HRS. Σε όλο τον κόσμο, υπάρχουν κατά μέσο όρο περίπου 60 FCEV ανά HRS [32].



Σχήμα 5.6 – Σταθμοί ανεφοδιασμού Υδρογόνου και λόγος FCEV προς σταθμούς ανεφοδιασμού Υδρογόνου ανά γεωγραφική περιοχή [32]

Δεδομένου ότι πάνω από το 80% των FCEV στα τέλη του 2021 ήταν αυτοκίνητα, η πλειονότητα των σταθμών ανεφοδιασμού εκτός Κίνας έχουν διαμορφωθεί για ανεφοδιασμό Υδρογόνου στα 700 bar για επιβατικά ελαφρού τύπου οχήματα. Τα λεωφορεία αποθηκεύουν Υδρογόνο σε χαμηλότερες πιέσεις, επομένως ορισμένοι σταθμοί είναι διπλής πίεσης, ικανοί να διανέμουν στα 700 (για αυτοκίνητα) ή 350 bar (για λεωφορεία), ενώ άλλοι σταθμοί διανέμουν μόνο στα 350 bar (για λεωφορεία και άλλα επαγγελματικά οχήματα) [32].

Υποδομές δικτύου μεταφοράς

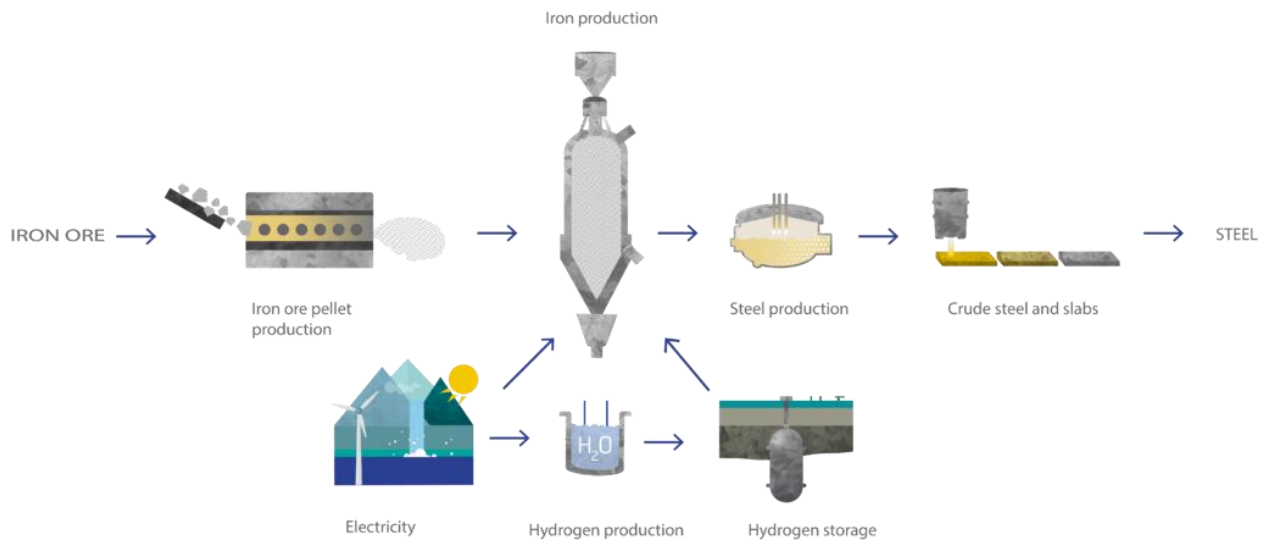
Ένα από τα παραδείγματα της προόδου στον τομέα των υποδομών μεταφοράς Υδρογόνου αποτελεί η Γερμανία η οποία ήδη εδώ και δεκαετίες χρησιμοποιεί έναν αγωγό μεταφοράς Υδρογόνου στην περιοχή του Ρουρ, ο οποίος είναι ο μεγαλύτερος της χώρας, με μήκος 240 km.

Επίσης, τον Μάιο του 2020, η Ένωση Διαχειριστών Συστήματος Μεταφοράς Αερίου της Γερμανίας δημοσίευσε τα πλάνα της για το έργο “H2-Startnetz 2030”, το οποίο αφορά την δημιουργία ενός δικτύου μεταφοράς Υδρογόνου, μήκους 1200 km κυρίως με βάση το υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου, όπου μόνο τα 100 km θα αφορούν νέα προσθήκη στο δίκτυο. Πρόκειται για το μεγαλύτερο δίκτυο μεταφοράς Υδρογόνου που σχεδιάζεται παγκοσμίως και αναμένεται ότι η αξία της επένδυσης θα ανέλθει στα €660 εκ., με ορίζοντα ολοκλήρωσης το 2030 [70].

Υποδομές υπόγειας αποθήκευσης

Ένα από τα μεγαλύτερα δοκιμαστικά έργα αποθήκευσης Υδρογόνου αποτελεί το έργο “Hybrit” το οποίο αναφέρθηκε στην υποενότητα 5.1.2, όπου πρόκειται για πιλοτική αποθήκευση Υδρογόνου (100 m³, <250 bar) σε υπόγειους σχηματισμούς πετρωμάτων στην περιοχή Luleå της Σουηδίας. Εγκαινιάστηκε το 2022 από τις εταιρείες SSAB, LKAB και Vattenfall και αποτελεί το πρώτο του είδους του, ενώ αναμένεται να διαρκέσει μέχρι το 2024 με συνολική χρηματοδότηση ύψους περίπου \$33 εκ.. Σε μεταγενέστερο στάδιο, μπορεί να απαιτηθεί εγκατάσταση πλήρους κλίμακας αποθήκευσης Υδρογόνου με μέγεθος 100.000 έως 120.000 m³, που θα μπορεί να αποθηκεύσει έως και 100 GWh ηλεκτρικής ενέργειας μέσω παραγωγής Υδρογόνου και αποθήκευσής του. Το αποθηκευμένο Υδρογόνο θα είναι ικανό να προμηθεύει με ενέργεια το εργοστάσιο παραγωγής σπογγοσιδήρου για τρεις έως τέσσερις ημέρες [71].

Στο Σχήμα 5.7 παρουσιάζεται η αλυσίδα παραγωγής και αποθήκευσης πράσινου Υδρογόνου παράλληλα με την παραγωγή πράσινου χάλυβα, σύμφωνα με το πρόγραμμα “Hybrit”.



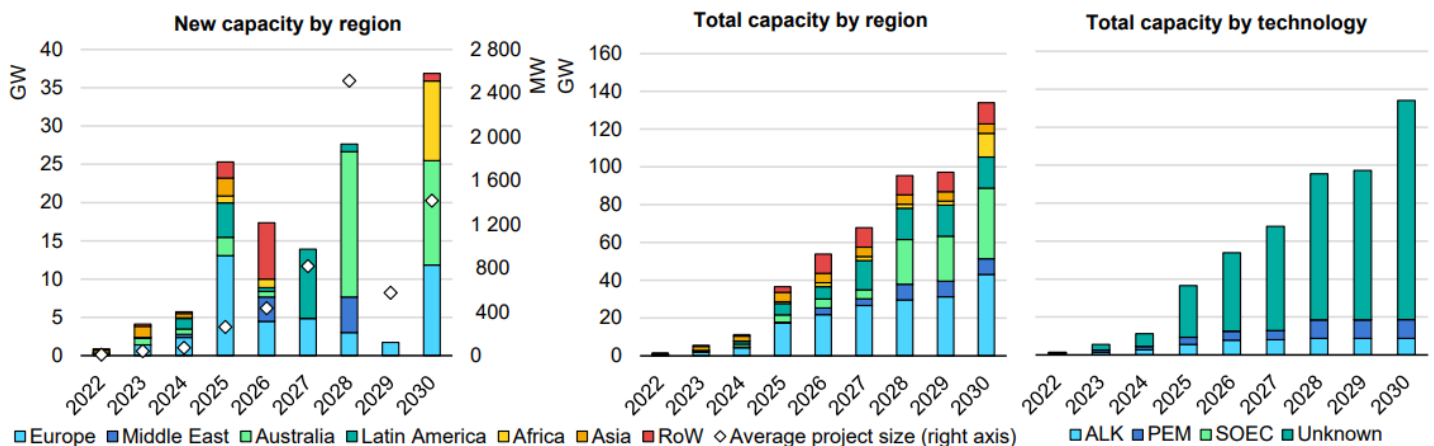
Σχήμα 5.7 – Σχεδιάγραμμα λειτουργίας μονάδας παραγωγής-αποθήκευσης Υδρογόνου και παραγωγής πράσινου χάλυβα στο πλαίσιο του προγράμματος “Hybrit” [71]

5.2. Μελλοντικές προβλέψεις

5.2.1. Παραγωγή Υδρογόνου

Σύμφωνα με τη βάση δεδομένων των ανακοινωθέντων έργων που διατηρεί ο IEA [57], εάν υλοποιηθούν όλα αυτά τα έργα, η δυναμικότητα της ηλεκτρόλυσης παγκοσμίως θα μπορούσε να φτάσει τα 134-240 GW έως το 2030. Αυτό συγκρίνεται με τις προβλέψεις 54-91 GW που προέβλεπε για το 2030 ο IEA στο Global Hydrogen Review που εξέδωσε το 2021. Ωστόσο, μόνο ένα μικρό μέρος των έργων, περίπου 9 GW έχει φτάσει στο στάδιο της τελικής επενδυτικής απόφασης. Οι ευνοϊκές προοπτικές για την αύξηση της ζήτησης ηλεκτρόλυσης έχουν τονώσει την ώθηση της παραγωγικής ικανότητας ηλεκτρολυτών, η οποία έχει φτάσει περίπου σε μεγέθη 8 GW/έτος παγκοσμίως. Οι ανακοινωθείσες επεκτάσεις θα μπορούσαν να το ωθήσουν σε σχεδόν 50 GW έως το 2025.

Εξετάζοντας τα έργα που έχουν ανακοινωθεί, σε πολλές περιπτώσεις οι ιδιοκτήτες των έργων δεν έχουν ανακοινώσει ακόμη τον τύπο ηλεκτρολύτη, ειδικά για έργα που αναμένονται να λειτουργήσουν μετά το 2025, όπως φαίνεται και στο 3^ο γράφημα στο Σχήμα 5.8. Το μερίδιο της ηλεκτρόλυσης τύπου AEL στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ παραμένει περίπου στο 60% για τα επόμενα πέντε χρόνια, αλλά μειώνεται στη συνέχεια, ώστε μέχρι το 2030 η συνολική δυναμικότητα να μπορεί να μοιράζεται εξίσου μεταξύ AEL και PEMEL ηλεκτρόλυσης. Ωστόσο, ο τελικός διαχωρισμός των τεχνολογιών θα εξαρτηθεί από την επιλογή των έργων συνολικής ισχύος 115 GW για τα οποία ο τύπος ηλεκτρολύτη δεν έχει ακόμη ανακοινωθεί [32].



IEA. All rights reserved.

Σχήμα 5.8 – Η συνολική δυναμικότητα ηλεκτρολυτών ανά γεωγραφική περιοχή και ανά τύπο σύμφωνα με τις ανακοινωθείσες επενδύσεις στον τομέα μέχρι το 2030 [32]

Όπως φαίνεται στο μεσαίο γράφημα, η συνολική δυναμικότητα ηλεκτρόλυσης στην Ευρώπη για το 2030, σύμφωνα με τα ανακοινωθέντα έργα προβλέπεται να ξεπεράσει οριακά τον στόχο των 40 GW που τέθηκε στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού προγράμματος REPowerEU. Αναμένεται όμως ότι με την ανακοίνωση νέων έργων με ορίζοντα ολοκλήρωσης το 2030, θα ξεπεραστεί κατά πολύ ο συγκεκριμένος στόχος.

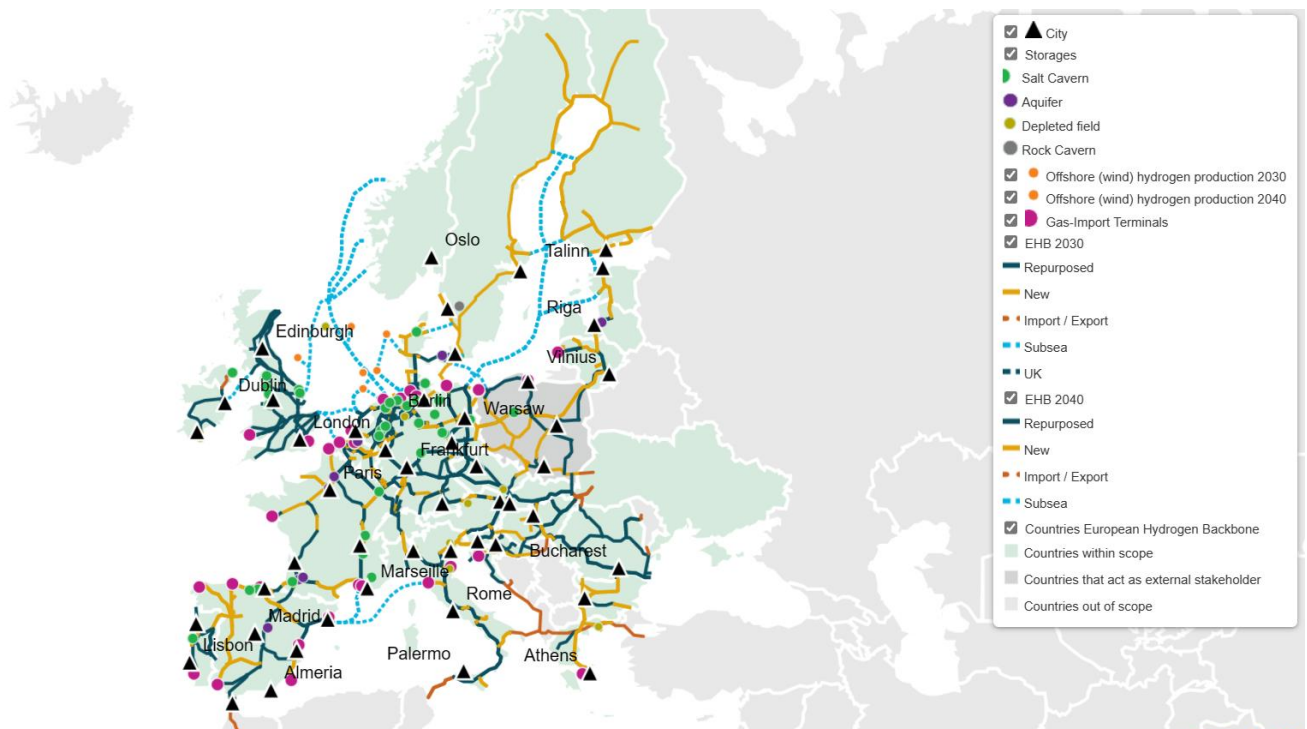
5.2.2. Τομείς χρήσης Υδρογόνου

Όσον αφορά τις μελλοντικές προβλέψεις σχετικά με την υιοθέτηση τεχνολογιών Υδρογόνου στους τομείς που υπάρχει δυνατότητα χρήσης, αυτό θα εξαρτηθεί από διάφορους παράγοντες, όπως η πολιτική και τα κίνητρα που θα δώσει η κάθε χώρα για την επίτευξη μείωσης των εκπομπών αερίων, το κόστος της χρήσης Υδρογόνου σε σχέση με την υφιστάμενη τεχνολογία κ.ά.. Όπως αναφέρθηκε και στην *Ενότητα 5.1*, σχεδόν όλοι οι τομείς της βιομηχανίας έχουν αρχίσει ήδη να προκρίνουν το Υδρογόνο, ενώ αναμένεται να αποτελέσει και μια πολύ σημαντική λύση στο πρόβλημα της αποθήκευσης ενέργειας από ΑΠΕ.

5.2.3. European Hydrogen Backbone

Ένα από τα μεγαλύτερα μελλοντικά έργα υποδομών Υδρογόνου είναι η πρωτοβουλία της “Ευρωπαϊκής «ραχοκοκαλιάς» Υδρογόνου (European Hydrogen Backbone)”, έργο το οποίο συμφωνήθηκε τον Μάιο του 2022 μεταξύ 32 διαχειριστών μεταφοράς αερίου από 28 χώρες της Ευρώπης, συμπεριλαμβανομένου και του Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ).

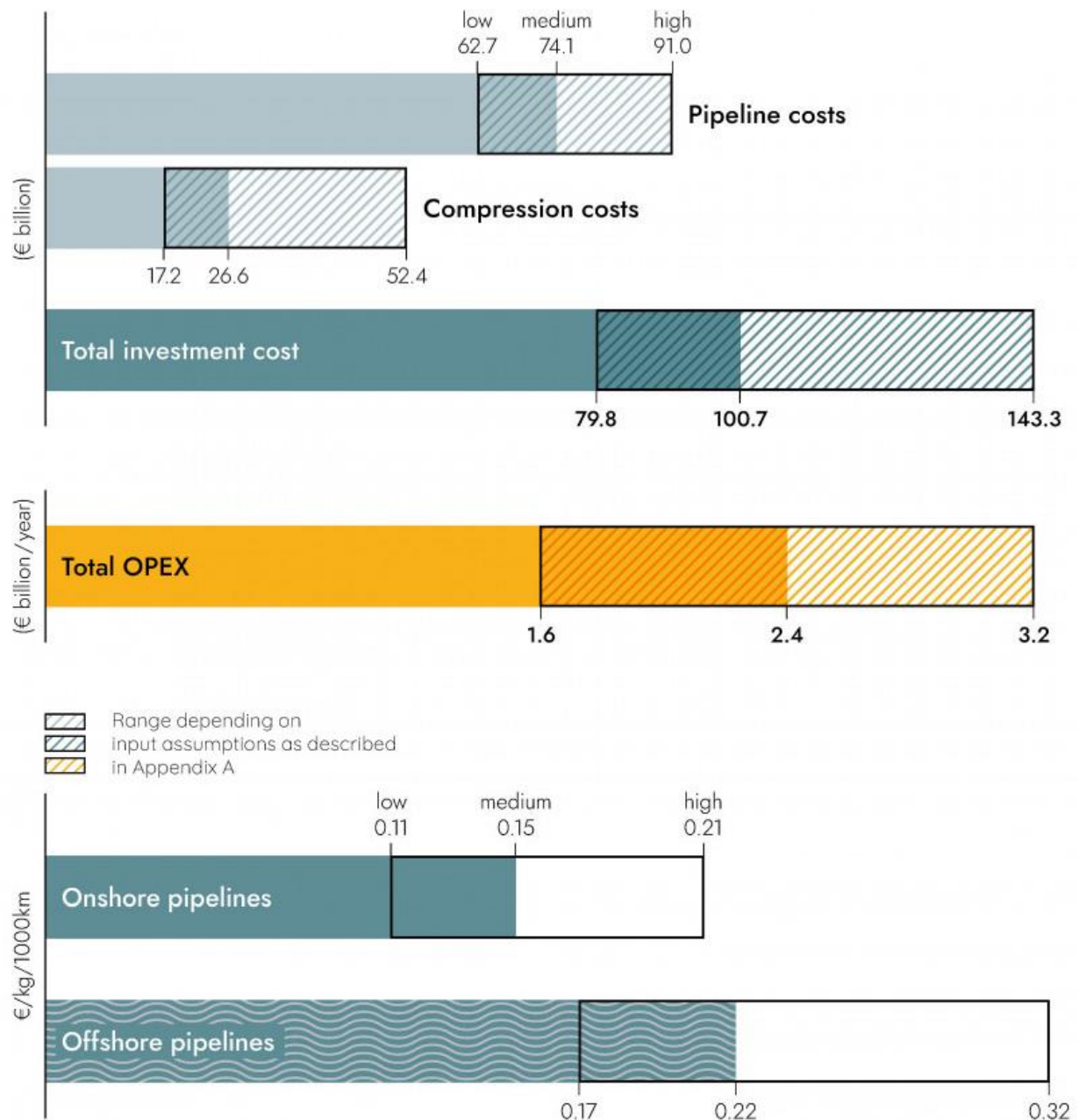
Πρόκειται για κατασκευή ενός ενιαίου διασυνοριακού συστήματος μεταφοράς Υδρογόνου, μήκους 53.000 km, το οποίο θα προβλέπει κατασκευή νέων αγωγών, επίγειων και υποθαλάσσιων, αλλά και αναβάθμιση των υφιστάμενων αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου. Το έργο έχει ορίζοντα ολικής ολοκλήρωσης το 2040, με ενδιάμεσους στόχους το 2030, ενώ όπως φαίνεται και στο *Σχήμα 5.9*, περιλαμβάνονται μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης πράσινου Υδρογόνου [72].



Σχήμα 5.9 – Ο χάρτης των υποδομών της πρωτοβουλίας “European Hydrogen Backbone” [72]

Το έργο αναμένεται να δώσει ώθηση και να ενισχύσει τον ανταγωνισμό στον τομέα του Υδρογόνου, ενώ αναμένεται να διασφαλίσει την ασφάλεια της προσφοράς και της ζήτησης καθώς και τη συνεργασία μεταξύ των γειτονικών χωρών.

Στο Σχήμα 5.10 παρουσιάζονται τα οικονομικά στοιχεία του έργου: κόστος επένδυσης, ετήσιο κόστος λειτουργίας και σταθμισμένο κόστος μεταφοράς, υπό την προϋπόθεση ότι το 60% του δικτύου θα αποτελείται από το υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου και το 40% θα αφορά νέους αγωγούς που θα κατασκευαστούν [72].



Σχήμα 5.10 – Κόστος επένδυσης, ετήσιο κόστος λειτουργίας και κόστος μεταφοράς Υδρογόνου για το έργο European Hydrogen Backbone [72]

6. Το μέλλον του Υδρογόνου στην Ελλάδα/Κύπρο

Στο παρόν κεφάλαιο αναλύονται τα σχέδια και οι επενδύσεις που έχουν ανακοινωθεί ή έχουν ξεκινήσει στον τομέα του Υδρογόνου στην Ελλάδα και στην Κύπρο.

6.1. Ελλάδα

6.1.1. Μελλοντικοί στόχοι – Σχέδιο

Στις 18 Ιανουαρίου του 2022, ο Υπουργός Περιβάλλοντος και Ενέργειας, παρουσίασε το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) στο οποίο τέθηκαν εθνικοί στόχοι για το Υδρογόνο, μεταξύ άλλων. Οι στόχοι που τίθενται είναι 1,2 GW δυναμικότητα ηλεκτρόλυσης για την ετήσια παραγωγή 205.000 τόνων πράσινου Υδρογόνου έως το 2030. Για το 2035, η δυναμικότητα ηλεκτρόλυσης αυξάνεται στα 2,4 GW και η ετήσια παραγωγή Υδρογόνου στους 0,5 Mt. Η αυξητική τροχιά συνεχίζεται με τη δυναμικότητα της ηλεκτρόλυσης να φτάνει τα 6 GW το 2040 και την παραγωγή υδρογόνου τον 1 Mt και, αντιστοίχως, τα 11,7 GW και τον 1,9 Mt το 2045 και τα 14,7 GW για την παραγωγή 2,3 Mt υδρογόνου το 2050 [73].

Παρά το ότι έχει παρουσιαστεί το ΕΣΕΚ, ακόμα δεν έχει εκδοθεί το σχέδιο της εθνικής στρατηγικής για το Υδρογόνο, παρ' όλα αυτά αρκετές εταιρείες άρχισαν να προετοιμάζονται για τη νέα αγορά που θα δημιουργηθεί λαμβάνοντας προς το παρόν επιχορηγήσεις από την Ευρωπαϊκή Ένωση. Το σχέδιο εθνικής στρατηγικής με την έγκρισή του αναμένεται να συντομέψει τις διαδικασίες αδειοδότησης έργων για την παραγωγή Υδρογόνου, ενώ επίσης αναμένεται ότι θα προσφέρει κρατικές ενισχύσεις για αντιστάθμιση του υψηλού κόστους των επενδύσεων, μέχρι την ωρίμανση της τεχνολογίας.

Αρχή προς την καθιέρωση της εφοδιαστικής αλυσίδας Υδρογόνου αποτέλεσε η έκδοση Κοινής Υπουργικής Απόφασης (ΚΥΑ) των Υπουργείων Περιβάλλοντος & Ενέργειας και Υποδομών & Μεταφορών στην οποία καθορίστηκαν οι όροι, οι προϋποθέσεις και οι τεχνικές προδιαγραφές για την εγκατάσταση και λειτουργία αμιγών ή μικτών πρατηρίων Υδρογόνου σε αέρια φάση δημόσιας ή ιδιωτικής χρήσεως, συμπεριλαμβανομένων των πρατηρίων που υλοποιούνται με εξοπλισμό ενιαίας μονάδας μέγιστης αποθήκευσης 2,5 τόνων, ως προς την διάθεση Υδρογόνου για χρήση στις οδικές μεταφορές [74].

6.1.2. Πιλοτικά προγράμματα

Συνεργασία ΕΔΑ – Δήμου Ραφήνας - Πικερμίου για έγχυση Υδρογόνου στο δίκτυο

Ένα από τα πιλοτικά προγράμματα που τρέχουν στη χώρα, πραγματοποιείται στο Δήμο Ραφήνας - Πικερμίου σε συνεργασία με την Εταιρεία Διανομής Αερίου Αττικής (ΕΔΑ) και το εργαστήριο Θαλάσσιων Μεταφορών της Σχολής Ναυπηγών Μηχανολόγων. Συγκεκριμένα, θα δημιουργηθεί ένα δίκτυο με αγωγούς πολυαιθυλενίου μήκους περίπου 9 χιλιομέτρων στο οποίο θα συνδεθούν σε πρώτη φάση περίπου 300 καταναλωτές οι οποίοι θα τροφοδοτούνται με μείγμα φυσικού αερίου – Υδρογόνου. Θα εγκατασταθεί μονάδα συμπίεσης φυσικού αερίου (Compressed Natural Gas – CNG), καθώς και μονάδα παραγωγής γκρι Υδρογόνου που θα τροφοδοτείται από φυσικό αέριο. Σκοπός του προγράμματος είναι να καταγραφεί η συμπεριφορά των υλικών του δικτύου διανομής, των εσωτερικών εγκαταστάσεων και των

συσκευών των καταναλωτών ώστε να διαπιστωθούν οι επιπτώσεις της έγχυσης Υδρογόνου καθώς και να μετρηθεί η μείωση της εκπομπής ρύπων. Στο μέλλον επίσης πρόκειται να δημιουργηθεί και μια μονάδα επεξεργασίας βιοαποβλήτων (MEBA) που θα παράγει βιοαέριο το οποίο θα χρησιμοποιείται για την παραγωγή μπλε Υδρογόνου [75].

Σταθμός ανεφοδιασμού Υδρογόνου Δημόκριτου

Στις 18 Μαΐου 2022 εγκαινιάστηκε στις εγκαταστάσεις του Εθνικού Κέντρου Έρευνας Φυσικών Επιστημών (ΕΚΕΦΕ) “Δημόκριτος” στην Αγία Παρασκευή Αττικής, ο πρώτος στη χώρα σταθμός ανεφοδιασμού μικρών οχημάτων με Υδρογόνο. Ο σταθμός καινοτομεί χρησιμοποιώντας συμπιεστή τεχνολογίας μεταλλοϋδριδίων και λειτουργεί αθόρυβα με πολύ χαμηλές απαιτήσεις ενέργειας. Η εγκατάσταση περιλαμβάνει μονάδα παραγωγής πράσινου Υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης νερού με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά, καινοτόμο συμπιεστή υδρογόνου στα 200 bar, δεξαμενές αποθήκευσης υδρογόνου σε υψηλή πίεση και σύστημα ανεφοδιασμού των οχημάτων με Υδρογόνο [76].

6.1.3. Τρέχουσες επενδύσεις

Στον τομέα του Υδρογόνου αρκετές μεγάλες εταιρείες που δραστηριοποιούνται στην Ελλάδα έχουν ανακοινώσει ή έχουν υποβάλει τα απαραίτητα σχέδια για χρηματοδότησή τους. Παρακάτω παρουσιάζονται μερικές από τις μεγαλύτερες επενδύσεις:

MOTOR OIL

Μια από τις μεγαλύτερες εταιρείες που δραστηριοποιούνται στον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα αποτελεί η Motor Oil η οποία έχει ήδη αρχίσει να σχεδιάζει την πορεία της επενδύοντας στην υιοθέτηση τεχνολογιών Υδρογόνου. Κάποιες από τις επενδύσεις της παρουσιάζονται παρακάτω:

Το έργο **Blue Med**, μια από τις μεγαλύτερες επενδύσεις στον τομέα στην Ευρώπη, ύψους πέραν των €300 εκ. αφορά έργο παραγωγής μπλε Υδρογόνου στα διυλιστήρια της Κορίνθου σε συνδυασμό με δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα δυναμικότητας > 400 kt CO₂/έτος και αποθήκευσή του στον Πρίνο. Επίσης, πρόκειται να εγκατασταθεί και ηλεκτρολύτης ισχύος 30 MW, ανεβάζοντας τη συνολική παραγωγική δυναμικότητα μπλε και πράσινου Υδρογόνου σε > 55 kt H₂/έτος, και θα είναι αναβαθμίσιμος μέχρι 100 MW. Μέσω του έργου αυτού αναμένεται να κατασκευαστούν και 5 σταθμοί ανεφοδιασμού Υδρογόνου (HRS) με τον πρώτο να είναι έτοιμος το 2024. Το έργο, μεγαλύτερο του είδους του στην Ευρώπη, χρηματοδοτείται μεταξύ άλλων από το ευρωπαϊκό πρόγραμμα έρευνας και καινοτομίας “Ορίζοντας Ευρώπη (Horizon Europe)”, από το πρόγραμμα “Clean Hydrogen Partnership” καθώς και από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της Ελλάδας ως Σημαντικό Έργο Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος – ΣΕΚΕΕ (Important Project of Common European Interest – IPCEI) [77].

Στις 2 Φεβρουαρίου του 2023, η Motor Oil και η ΔΕΗ υπέγραψαν την σύσταση της κοινοπρακτικής εταιρείας “**Hellenic Hydrogen**”, με την πρώτη να κατέχει το 51% του μετοχικού κεφαλαίου και η ΔΕΗ το υπόλοιπο 49%. Η εταιρεία θα εστιάσει στην ανάπτυξη έργων παραγωγής πράσινου Υδρογόνου στην Ελλάδα, σε συνεργασία με μεγάλους και έμπειρους συμβουλευτικούς οίκους [78]. Ένα από τα έργα της νεοσύστατης κοινοπρακτικής εταιρείας είναι το “**s-ARTEMIS**” που περιλαμβάνει την ανάπτυξη μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης ισχύος 100 MW για την παραγωγή περίπου 11.789 τόνων πράσινου Υδρογόνου ετησίως με χρήση αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Αναμένεται να υλοποιηθεί στο Αμύνταιο Φλώρινας, στα πρώην λιγνιτωρυχεία, και θα είναι κοντά στο νέο δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου, μήκους 160 χιλιομέτρων, που κατασκευάζεται από το ΔΕΣΦΑ στη Δυτική Μακεδονία, το οποίο θα μπορεί να μεταφέρει και Υδρογόνο κατά 100%. Το “s-ARTEMIS” φιλοδοξεί να είναι το μεγαλύτερο εμπορικό έργο ηλεκτρολυτικών κυψελών στην Ελλάδα και ένα από τα μεγαλύτερα στην Ευρώπη. Το έργο έχει υποβληθεί για χρηματοδότηση στο πλαίσιο της 3^{ης} πρόσκλησης έργων μεγάλης κλίμακας του Ταμείου Καινοτομίας [79].

Στο πλαίσιο του έργου **Blue Med**, αναμένεται ότι θα δημιουργηθεί και μία από τις πρώτες “κοιλιάδες Υδρογόνου (Hydrogen valleys)” στην Ελλάδα και συγκεκριμένα στην Κόρινθο, με όνομα “**TRIERES**”. Η κοιλάδα θα βασίζεται σε ηλεκτρολύτη 30 MW ο οποίος θα εγκατασταθεί στο πλαίσιο του χρηματοδοτικού έργου “**EPHYRA**” [80]. Το παραγόμενο Υδρογόνο θα χρησιμοποιείται για την απανθρακοποίηση του διυλιστηρίου και των εγκαταστάσεων και ένα μέρος θα αποτελεί εξαγωγίμο προϊόν χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος για χρήση στη βιομηχανία και τις μεταφορές. Το Υδρογόνο θα διατίθεται με ένα καινοτόμο σύστημα συμπίεσης που αρχικά θα διαθέτει το Υδρογόνο για παραγωγή πράσινων λιπαντικών και βιοκαυσίμων καθώς αναπτύσσονται οι σχετικές εφαρμογές στις μεταφορές και στη ναυτιλία. Η διανομή του θα γίνεται με έγχυση στο σύστημα φυσικού αερίου στο FSRU (Floating Storage Regasification Unit) που θα κατασκευαστεί και σε μετέπειτα στάδιο, προς τα τέλη της δεκαετίας θα ενταχθεί και στο σχετικό δίκτυο του ΔΕΣΦΑ όταν θα είναι έτοιμο, με τελικό σκοπό την προμήθεια λιμανιών αλλά και την προμήθεια του νέου στόλου λεωφορείων Υδρογόνου στην Αττική [81].

Κοιλιάδα Υδρογόνου CRAVE-H₂

Ακόμα μια κοιλάδα Υδρογόνου αναμένεται να δημιουργηθεί στην Κρήτη από τον όμιλο Eunice σε συνεργασία με ξένες εταιρείες, με την ονομασία “**Crete-Aegean Hydrogen Valley (CRAVE-H₂)**”. Η εταιρεία στοχεύει στην παραγωγή πράσινου υδρογόνου 500 τόνων ετησίως από φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 5 MW, που θα εγκαταστήσει στον Αθερινόλακκο. Σε πρώτη φάση τελικός πελάτης του παραγόμενου Υδρογόνου θα είναι εταιρεία τουριστικών λεωφορείων, ενώ σε δεύτερη φάση η εταιρεία προσβλέπει στην αξιοποίηση και του μικρού λιμανιού του Αθερινόλακκου για την προώθηση του καυσίμου στη ναυτιλία, όπως επίσης και σε πρατήρια (υδρογονάδικα). Δυνητικά, σύμφωνα με τον αντιπρόεδρο του ομίλου Eunice, το παραγόμενο υδρογόνο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί και ως εναλλακτικό καύσιμο για τις μονάδες που λειτουργεί η ΔΕΗ στην περιοχή, εφόσον φυσικά υπάρξει τέτοιο ενδιαφέρον. Το συνολικό κόστος του έργου ανέρχεται σε 11 εκατ. ευρώ, εκ των οποίων τα 8 εκατ. θα αποτελέσουν χρηματοδότηση της Ε.Ε. Η εταιρεία προβλέπει ολοκλήρωση του έργου σε ορίζοντα 5ετίας [82].

ΔΕΣΦΑ

Άλλος ένας μεγάλος οργανισμός που δραστηριοποιείται στον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα, ο ΔΕΣΦΑ, έχει ανακοινώσει αρκετές επενδύσεις στο πλαίσιο του **Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης (ΔΠΑ) 2023 – 2032**, συνολικού ύψους €1,27 δισ. που περιλαμβάνουν και τη χρήση Υδρογόνου.

Μια από τις τρέχουσες επενδύσεις στο ΔΠΑ του ΔΕΣΦΑ αποτελεί η κατασκευή του νέου αγωγού υψηλής πίεσης (ΥΠ) προς τη Δυτική Μακεδονία, ο οποίος αναμένεται όταν ολοκληρωθεί το 2024 να αποτελέσει τον πρώτο αγωγό στην Ελλάδα και έναν από τους πρώτους πανευρωπαϊκά που έχει σχεδιαστεί με την χρήση τεχνολογιών οι οποίες επιτρέπουν την μεταφορά Υδρογόνου σε ποσοστό 100%.

Ακόμα, στο ΔΠΑ 2023 – 2032 περιέχονται και κάποια έργα διπλασιασμού κλάδων ΥΠ με την κατασκευή νέων αγωγών παράλληλα των υφισταμένων, όπως για παράδειγμα στον κλάδο ΥΠ Καρπερής – Κομοτηνής (€290 εκ., 215 χλμ.) και στον κλάδο ΥΠ Πάτημα – Λειβαδιά (€140 εκ., ~100 χλμ.). Τα έργα είναι υπό κατασκευή και αναμένεται να ολοκληρωθούν εντός του 2027. Ένα ακόμα έργο είναι ο διπλασιασμός του κλάδου ΥΠ Λειβαδιάς – Καρπερής, μήκους 340 χλμ., του οποίου όμως η διάρκεια και ο προϋπολογισμός θα καθοριστούν μετά το αποτέλεσμα του εν εξελίξει market test του ΔΕΣΦΑ που αναμένεται εντός του 2024. Το συγκεκριμένο έργο θα μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο μέλλον ως μέρος της “ευρωπαϊκής ραχοκοκαλιάς Υδρογόνου” που παρουσιάστηκε στην υποενότητα 5.2.3. Και τα 3 έργα πρόκειται να κατασκευαστούν με τέτοιο τρόπο ώστε οι νέοι αγωγοί να έχουν δυνατότητα μεταφοράς 100% Υδρογόνου [83].

Στο μέλλον θα υπάρχει η δυνατότητα να ρέει ταυτόχρονα φυσικό αέριο στον έναν αγωγό και Υδρογόνο στον άλλο, επιτρέποντας έτσι στις βιομηχανίες ή στους διαχειριστές δικτύων διανομής αερίου που είναι συνδεδεμένοι με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) να προμηθεύονται κατά βούληση μείγμα Υδρογόνου – φυσικού αερίου σε οποιαδήποτε ογκομετρική αναλογία επιθυμούν.

Στις 25 Μαΐου 2023, ο Επικεφαλής Ενεργειακής Μετάβασης του ΔΕΣΦΑ, Παναγιώτης Πανούσος παρουσίασε σε ειδική εκδήλωση του Climate for Gas, την πρόταση για το κοινό έργο των **ΔΕΣΦΑ και Bulgartransgaz** ως υποψήφιο έργο για την ένταξη στην ευρωπαϊκή λίστα με τα έργα Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (Project of Common Interest – PCI). Το κοινό project των δύο διαχειριστών αφορά έργο κατασκευής καινούριων αγωγών μεταφοράς 100% Υδρογόνου μήκους 790 χιλιομέτρων, που θα αποτελέσει τη “ραχοκοκαλιά” διασύνδεσης της Νότιας Ελλάδας με τη Βόρεια, και εν τέλει με την Βουλγαρία. Το έργο έχει προϋπολογισμό ύψους €1,321 δισ. και ορίζοντα ολοκλήρωσης το 2029.

Ο κύριος εγχώριος “κορμός” θα έχει μήκος 540 χιλιόμετρα, ξεκινώντας από το Πάτημα Ελευσίνας και καταλήγοντας στη Νέα Μεσημβρία. Από εκεί, ένας κλάδος θα φτάνει στην Καβάλα και στο εξαντλημένο υπόγειο κοιτάσμα αερίου που βρίσκεται στην περιοχή, με την προοπτική μετατροπής του σε υπόγεια αποθήκη Υδρογόνου. Ένας δεύτερος κλάδος 250 χιλιομέτρων θα φτάνει στα ελληνοβουλγαρικά σύνορα. Όσον αφορά το δίκτυο στη γειτονική

χώρα, ο εκεί κύριος “κορμός” θα διατρέχει τις δυτικές περιοχές της Βουλγαρίας, φτάνοντας στα σύνορα με τη Ρουμανία, ενώ ένας κλάδος θα καταλήγει σε περιοχές της ενδοχώρας [84].

6.2. Κύπρος

Η Κύπρος, σε αντίθεση με την Ελλάδα δεν έχει ακόμα καταστρώσει στρατηγική και σχέδια για μελλοντική ανάπτυξη και υιοθέτηση της τεχνολογίας Υδρογόνου. Συγκεκριμένα, στην ενότητα 2.6 στη μελέτη “Κατευθυντήριες Γραμμές Ανάπτυξης Αλυσίδας Αξίας Υδρογόνου Στην Κυπριακή Δημοκρατία” της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Κύπρου (ΡΑΕΚ), αναφέρεται ρητά: «Παρόλα αυτά, με βάση το ισχύον ΕΣΕΚ, η Κύπρος δεν εξετάζει την εισαγωγή του υδρογόνου στο ενεργειακό της μείγμα για την περίοδο 2021-2030. Όντας πλεονασματική η Κύπρος σε ηλεκτρισμό από ΑΠΕ, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, ο πιο βιώσιμος δρόμος για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου θα ήταν η αξιοποίηση του ηλιακού δυναμικού του νησιού, το οποίο είναι αρκετά μεγάλο για να καλύψει το σύνολο των ενεργειακών αναγκών του» [85].

Μελλοντικά το Υδρογόνο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί στη ναυτιλία και στις αερομεταφορές ως εναλλακτικό καύσιμο, ενώ σημαντική αναμένεται να γίνει η συνεισφορά του στον τομέα της βιομηχανίας τσιμέντου και κεραμικών, καθώς και στη βιομηχανία τροφίμων. Όμως, στον τομέα των μεταφορών προς το παρόν ως λύση φαίνεται να προκρίνεται ο εξηλεκτρισμός του τομέα όντας πιο ελκυστική λύση έναντι των οχημάτων κυψελών καυσίμου Υδρογόνου, λόγω των μετακινήσεων περιορισμένης απόστασης στο νησί. Ακόμα, θα μπορούσε να βρει εφαρμογή και στον εμπορικό τομέα, π.χ. μεγάλες ξενοδοχειακές μονάδες που δεν μπορούν να καλύψουν τη ζήτηση ενέργειας με ηλεκτρισμό από ΑΠΕ [85]. Τέλος, το Υδρογόνο θα μπορούσε να προσμιχθεί με το φυσικό αέριο όταν αυτό χρησιμοποιηθεί στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρισμού στο νησί ή να το αντικαταστήσει εξ ολοκλήρου εάν αυτό γίνει τεχνικά εφικτό.

Θα μπορεί επίσης η Κύπρος να καταστεί κόμβος παραγωγής και μεταφοράς Υδρογόνου προς την Ευρώπη και τη Μέση Ανατολή, μέσω της Ελλάδας και του Ισραήλ αντιστοίχως, όταν κατασκευαστεί ο αγωγός EastMed – Poseidon που θα συνδέει τις τρεις αυτές χώρες και θα είναι πλήρως συμβατός με το Υδρογόνο [86].

Η αρχή στην παραγωγή και τη χρήση του Υδρογόνου στην Κύπρο αναμένεται να γίνει με το έργο “GreenH2CY”, της εταιρείας MCK Future Fuels Ltd, το οποίου εγκρίθηκε για χρηματοδότηση από Ταμείο Καινοτομίας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, ενώ αναμένει και τις εγκρίσεις από τις σχετικές αρχές για να προχωρήσει στην κατασκευή. Πρόκειται για τον πρώτο σταθμό ανεφοδιασμού Υδρογόνου στην Κύπρο, στο Δήμο Αραδίππου, το οποίο θα παράγεται από ηλεκτρολύτη τύπου PEM, ισχύος 3 MW με δυνατότητα επέκτασης, ο οποίος θα αποτελείται από 3 στοίβες ηλεκτρόλυσης ισχύος 1 MW έκαστη. Περιλαμβάνει επίσης μονάδα συμπίεσης και 2 μονάδες αποθήκευσης συνολικής δυναμικότητας 1 tn. Σύμφωνα με την μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων του έργου, πρόκειται να παράγονται 150 τόνοι πράσινου Υδρογόνου ετησίως, με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από φωτοβολταϊκό πάρκο ιδιώτη παραγωγού με εγγύηση προέλευσης (Guarantee of Origin – GO), ενώ το νερό που θα χρησιμοποιείται για την ηλεκτρόλυση θα προέρχεται από το σύστημα τριτοβάθμιας επεξεργασίας λυμάτων της επαρχίας Λάρνακας [87].

7. Τεχνοοικονομική μελέτη

Στο παρόν κεφάλαιο πραγματοποιείται η τεχνοοικονομική μελέτη ενός ολοκληρωμένου οικοσυστήματος παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου στην Κύπρο. Παρακάτω παρουσιάζονται τα σενάρια μελέτης, αναλύονται οι παράμετροί τους και σχολιάζονται τα αποτελέσματα.

7.1. Παρουσίαση του αντικειμένου της μελέτης

Στο πλαίσιο της μελέτης καθορίζονται αρχικά 3 διαφορετικά σενάρια ανάλογα με τις πηγές προέλευσης της ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή του πράσινου Υδρογόνου με ηλεκτρόλυση, οι οποίες είναι οι παρακάτω:

- **Σενάριο 1:** Χρήση ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από περικοπές ΦΒ παραγωγής.
- **Σενάριο 2:** Χρήση ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από PPA (Power Purchase Agreement) με ιδιοκτήτη φωτοβολταϊκού πάρκου (PV) μεγάλης κλίμακας.
- **Σενάριο 3:** Χρήση ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ιδιόκτητα φωτοβολταϊκά.

Τέλος, ως **Σενάριο 4** χρησιμοποιείται για σκοπούς σύγκρισης η περίπτωση χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας κατευθείαν από το ηλεκτρικό δίκτυο της Κύπρου.

Όσον αφορά την αξιοποίηση του παραγόμενου πράσινου Υδρογόνου εξετάζονται 2 περιπτώσεις (end use scenario):

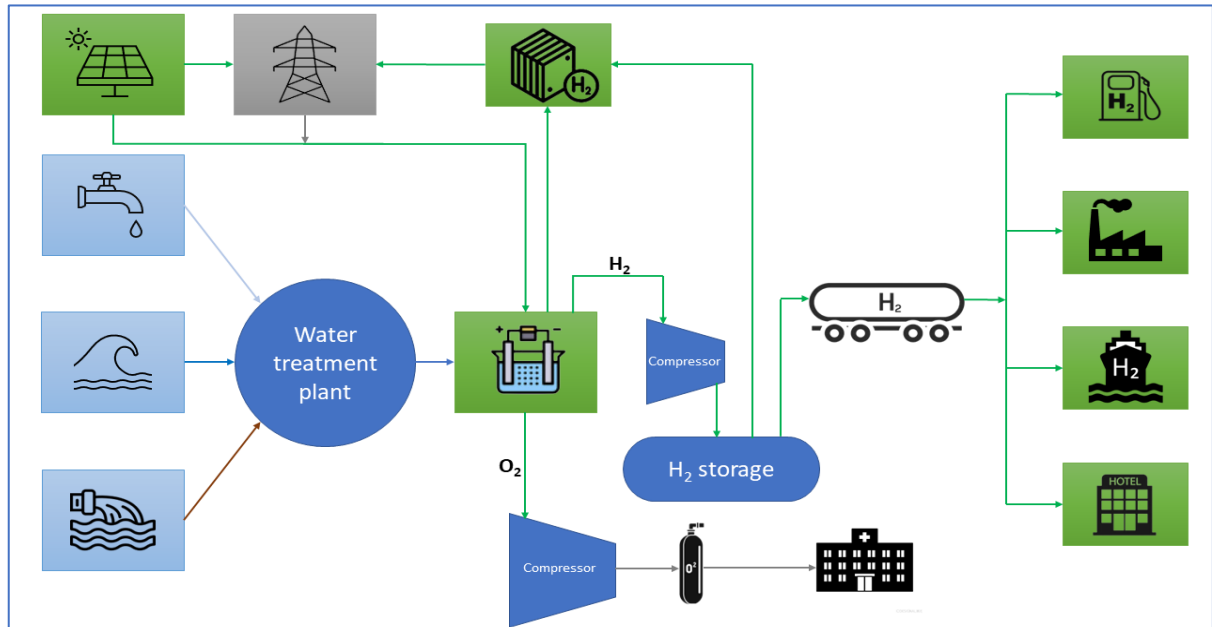
- Συμπίεση, αποθήκευση και πώληση του στους τομείς της βιομηχανίας που αναλύθηκαν στην *Ενότητα 6.2*.
- Χρήση του ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας μακράς διάρκειας όπου μετά από συμπίεση και αποθήκευση μπορεί να διοχετευθεί σε στατική κυψέλη καυσίμου για πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο.

Για την χρήση νερού στον ηλεκτρολύτη εξετάζονται 3 πιθανές πηγές:

- Χρήση νερού βρύσης από το δίκτυο υδροδότησης απευθείας στο ενσωματωμένο σύστημα επεξεργασίας νερού του ηλεκτρολύτη.
- Εγκατάσταση συστήματος τριτοβάθμιας επεξεργασίας υγρών λυμάτων (Waste water treatment plant).
- Εγκατάσταση συστήματος αφαλάτωσης θαλασσινού νερού (Sea water treatment plant).

Τέλος, μελετήθηκε και η περίπτωση εκμετάλλευσης του οξυγόνου που παράγεται ως υποπροϊόν στον ηλεκτρολύτη, κατακρατώντας το ολόκληρο, ή ποσοστό του, που μετά από συμπίεση και πλήρωση ειδικών φιαλών μπορεί να πουληθεί στη βιομηχανία ή σε δομές υγείας.

Στο Σχήμα 7.1 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής διεργασίας (process flow diagram) του οικοσυστήματος παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου.



Σχήμα 7.1 – Το process flow diagram του οικοσυστήματος παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου

7.2. Οικονομικά στοιχεία αξιολόγησης επένδυσης

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται οι βασικοί οικονομικοί όροι που θα χρησιμοποιηθούν για την περιγραφή της οικονομικής πτυχής του έργου, καθώς και οι βασικοί οικονομικοί δείκτες που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση επενδύσεων.

7.2.1. Βασικοί οικονομικοί όροι

Μερικοί από τους βασικούς οικονομικούς όρους που χρησιμοποιούνται γενικά στις επενδύσεις είναι οι παρακάτω:

- Κεφάλαιο (Capital): Κεφάλαιο είναι το οικονομικό αγαθό εκφρασμένο σε χρηματικές μονάδες το οποίο έχει την ικανότητα να παράγει άλλα αγαθά [88].
- Τόκος (Interest): Τόκος είναι η απόδοση (αύξηση) του κεφαλαίου για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο [88].
- Επιτόκιο (Interest rate): Επιτόκιο είναι ο τόκος του κεφαλαίου για μια νομισματική μονάδα σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Συνήθως εκφράζεται επί τοις εκατό (%) για περίοδο ενός έτους, ενώ ποσοτικοποιεί τη χρονική αξία του χρήματος και επιτρέπει

την αναγωγή χρηματοροών σε μία ενιαία χρονική βάση (στο παρόν ή στο μέλλον) [88].

- **Επιτόκιο προεξόφλησης (Discount rate):** Το επιτόκιο προεξόφλησης ή επιτόκιο ανατοκισμού είναι μια καθαρά επενδυτική παράμετρος που αντανακλά την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση μιας επένδυσης. Συγκεκριμένα, το επιτόκιο προεξόφλησης ενσωματώνει το επιθυμητό επενδυτικό επιτόκιο μιας ασφαλούς επένδυσης (risk free) προσαυξημένο με έναν αποδεκτό συντελεστή ασφαλείας (risk premium). Διαπιστώνεται, δηλαδή, ότι το προεξοφλητικό επιτόκιο μαζί με την χρονική αξία του χρήματος εκφράζει ταυτόχρονα και τον κίνδυνο (αβεβαιότητα) που διακατέχει μια επένδυση [89].
- **Χρονική αξία χρήματος:** Ο όρος χρονική αξία χρήματος εκφράζει τη διαπίστωση ότι ένα χρηματικό ποσό που είναι διαθέσιμο σήμερα είναι περισσότερο χρήσιμο από ένα ίσο που διατίθεται κάποια χρονική στιγμή στο μέλλον. Ένα επενδυτικό σχέδιο χαρακτηρίζεται από μια σειρά χρηματοροών που η κάθε μια απ' αυτές γίνεται σε διαφορετική χρονική στιγμή. Επομένως λόγω της χρονικής αξίας του χρήματος δεν είναι ομοιογενείς και συγκρίσιμες. Η αναγκαία για την οικονομική αξιολόγηση του σχεδίου επένδυσης ομοιογένεια, επιτυγχάνεται με την αναγωγή όλων των χρηματοροών σε κοινή χρονική βάση. Οι τεχνικές που εφαρμόζονται για μια τέτοια αναγωγή είναι ο ανατοκισμός και η προεξόφληση. Με τον ανατοκισμό, οι σημερινές αξίες μετατρέπονται σε ισοδύναμες μελλοντικές, με βάση ένα ορισμένο επιτόκιο i που εκφράζει τη χρονική αξία του χρήματος, ενώ με την προεξόφληση, αξίες που αναφέρονται σε κάποια χρονική στιγμή στο μέλλον, ανάγονται σε σημερινές τιμές [90].
- **Χρηματοροή (Cash flow):** Ο όρος χρηματοροή ή ταμειακή ροή (cash flow) αναφέρεται στο χρηματικό ποσό που εισέρχεται ή εξέρχεται σε μια δεδομένη χρονική στιγμή από την επιχείρηση που θα υλοποιήσει την επένδυση. Θετικές χρηματοροές (ταμειακές εισροές) θεωρούνται όλες οι εισροές μετρητών από τους χρηματοδοτικούς πόρους (ιδία κεφάλαια, δανεισμός, πιστώσεις) και τα έσοδα πωλήσεων της μονάδας (εισπράξεις). Αρνητικές χρηματοροές (ταμειακές εκροές) θεωρούνται οι συνολικές επενδύσεις και εγκαταστάσεις, το λειτουργικό κόστος, η εξυπηρέτηση των δανείων, οι πληρωμές φόρων. Η διαφορά των δύο (εισροές μείον εκροές) δίνει την καθαρή χρηματοροή (Net cash flow) που δείχνει αν υπάρχει πλεόνασμα ή έλλειμμα [90].
- **Απόσβεση (Depreciation):** Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των παγίων περιουσιακών στοιχείων μιας επένδυσης (λόγω φθοράς, τεχνολογικής απαξίωσης). Με τη μέθοδο των αποσβέσεων επιδιώκεται η κατανομή του κόστους παγίων στοιχείων σε όλο το χρόνο ζωής τους και η αντίστοιχη επιβάρυνση του κόστους παραγωγής (με συνέπεια και την αντίστοιχη φορολογική ελάφρυνση). Η επιβάρυνση αυτή δεν αποτελεί πραγματική ταμειακή εκροή κατά τα έτη της παραγωγικής λειτουργίας, αφού η δαπάνη για την απόκτηση του περιουσιακού στοιχείου σημειώθηκε κατά την χρονική στιγμή της απόκτησης του. Για κάθε κατηγορία περιουσιακού στοιχείου, ισχύει ένας ανώτατος συντελεστής απόσβεσης που καθορίζεται νομοθετικά. Με τους νόμους περί κινήτρων οι συντελεστές αυτοί είναι δυνατόν να προσαυξηθούν ανάλογα με την περιοχή εγκατάστασης της επένδυσης. Η προσαύξηση αυτή, αποτελεί μια έμμεση οικονομική ενίσχυση της επιχείρησης, ιδιαίτερα χρήσιμη κατά τα πρώτα

7.2.2. Κριτήρια αξιολόγησης επένδυσης

Για την αξιολόγηση της επένδυσης χρησιμοποιούνται κυρίως 3 κριτήρια:

- 1) Καθαρή Παρούσα Αξία – ΚΠΑ (Net Present Value – NPV)
- 2) Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης – ΕΣΑ (Internal Rate of Return – IRR)
- 3) Περίοδος Αποπληρωμής Κεφαλαίου (PayBack Period – PBP)

Καθαρή Παρούσα Αξία – NPV

Στην ιδιωτική-χρηματική αξιολόγηση το κριτήριο προσδιορισμού της αποδοτικότητας του επενδυτικού σχεδίου το οποίο χρησιμοποιείται περισσότερο είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία. Ως έννοια, η ΚΠΑ είναι γνωστή και ως προεξοφλημένο κέρδος. Η ΚΠΑ είναι ίση με το αλγεβρικό άθροισμα των προεξοφλημένων ροών κατά τη διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου, δηλαδή το άθροισμα των προεξοφλημένων ακαθάριστων ωφελειών σε ετήσια βάση, μείον το άθροισμα των ετήσιων προεξοφλημένων στοιχείων του κόστους. Η έννοια της παρούσας αξίας έχει ιδιαίτερη σημασία, γιατί αντιπροσωπεύει και εκφράζει όλες τις ροές του σχεδίου επένδυσης στην τωρινή αξία τους, δηλαδή σε αυτή που ισχύει τη στιγμή που ο επενδυτής παίρνει την απόφαση [91].

Η ΚΠΑ υπολογίζεται σύμφωνα με την Εξίσωση 7.1:

$$ΚΠΑ (NPV) = \sum_{t=1}^n \frac{(Net\ Cash\ Flow)_t}{(1+i)^t} \quad (7.1)$$

Όπου:

- i: Το επιτόκιο προεξόφλησης (%)
- t: ο χρόνος ή η περίοδος προεξόφλησης (χρόνια)
- n: η περίοδος ανάλυσης της επένδυσης (χρόνια)

Η ΚΠΑ ως κριτήριο:

- ΚΠΑ > 0 : Η αποδοτικότητα είναι πάνω από το επιτόκιο προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης γίνεται αποδεκτό.
- ΚΠΑ = 0 : Η αποδοτικότητα του σχεδίου επένδυσης είναι ίση με το επιτόκιο προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης γίνεται αποδεκτό στην περίπτωση που δεν υπάρχει εναλλακτική επένδυση.

- ΚΠΑ < 0 : Η αποδοτικότητα είναι κάτω από το επιτόκιο προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης απορρίπτεται [91].

Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης – IRR

Ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR) είναι το υπολογιζόμενο επιτόκιο (εσωτερική αποδοτικότητα), όπου η παρούσα αξία των ταμειακών εισροών είναι ίση με την παρούσα αξία των ταμειακών εκροών. Δηλαδή είναι ο συντελεστής που εξισώνει τη συνολική παρούσα αξία των εισροών-εσόδων του σχεδίου επένδυσης με τη συνολική παρούσα αξία των εκροών-εξόδων, δηλαδή είναι ένα μοναδικό “εσωτερικό επιτόκιο”, που κάνει την ΚΠΑ να είναι ίση με το μηδέν [91].

Ο IRR υπολογίζεται σύμφωνα με την Εξίσωση 7.2:

$$ΚΠΑ (NPV) = \sum_{t=1}^n \frac{(Net\ Cash\ Flow)_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (7.2)$$

Όπου:

IRR: Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (%)

t: ο χρόνος ή η περίοδος προεξόφλησης (χρόνια)

n: η περίοδος ανάλυσης της επένδυσης (χρόνια)

Ο IRR ως κριτήριο:

- IRR > i : Το σχέδιο επένδυσης αξιολογείται ως αποδεκτό.
- IRR < i : Το σχέδιο επένδυσης απορρίπτεται [91].

Ο IRR είναι δηλαδή το υψηλότερο επιτόκιο που θα μπορούσε να πληρώσει ο επενδυτικός φορέας χωρίς να υπάρχει ο κίνδυνος να χάσει το κεφάλαιο που διέθεσε στην επένδυση, έστω κι αν ακόμα το είχε δανειστεί. Το πλεονέκτημα του ΕΣΑ συνίσταται στο γεγονός ότι αποτελεί ένα πρακτικό στατιστικό στοιχείο το οποίο παρέχει κριτήρια του βαθμού κερδοφορίας μιας επένδυσης. Δεν είναι ωστόσο αξιόπιστο επενδυτικό κριτήριο όταν η ΚΠΑ έχει τιμή μηδέν [91].

Περίοδος Αποπληρωμής Κεφαλαίου – PBP

Η μέθοδος προσδιορισμού αποδοτικότητας της επένδυσης που αναφέρεται στην περίοδο αποπληρωμής κεφαλαίου, είναι απλή στη διαδικασία υπολογισμού της. Είναι γνωστή επίσης και ως περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου ή επανείσπραξης της επένδυσης. Κατά τη διαδικασία αυτή, υπολογίζονται τα έτη που απαιτούνται ώστε οι καθαρές εισπράξεις ή εισροές να καλύψουν το κόστος του επενδυόμενου κεφαλαίου [91].

Το PBP υπολογίζεται σύμφωνα με την Εξίσωση 7.3:

$$\sum_{t=1}^{PBP} (Net\ Cash\ Flow)_t = CAPEX \quad (7.3)$$

Όπου:

PBP: Περίοδος Αποπληρωμής Κεφαλαίου (χρόνια)

CAPEX: Κεφάλαιο που επενδύθηκε (Capital Expenditures)

t: ο χρόνος ή η περίοδος προεξόφλησης (χρόνια)

Το κριτήριο αυτό χρησιμοποιείται συνήθως όταν πρέπει να αποφασιστεί σε σύντομο χρονικό διάστημα η αποδοχή ή απόρριψη ενός σχεδίου επένδυσης. Το κριτήριο της περιόδου αποπληρωμής κεφαλαίου είναι επίσης ιδιαίτερα χρήσιμο όταν πρόκειται να γίνει αξιολόγηση επενδυτικού σχεδίου που έχει σχέση με ταχεία ή επικείμενη τεχνολογική απαξίωση [91].

Σταθμισμένο Κόστος Υδρογόνου (Levelized Cost of Hydrogen – LCOH)

Ακόμα, άλλο ένα κριτήριο αξιολόγησης στην περίπτωση που η επένδυση περιλαμβάνει την παραγωγή ενός αγαθού, είναι το σταθμισμένο κόστος παραγωγής, που εκφράζεται σε κόστος ανά μονάδα παραγόμενου αγαθού. Στην προκειμένη, το αγαθό αυτό είναι το Υδρογόνο, για το οποίο υπολογίζεται το Σταθμισμένο Κόστος Υδρογόνου (Levelized Cost of Hydrogen – LCOH). Το LCOH, που εκφράζεται σε κόστος ανά παραγόμενο κιλό Υδρογόνου χρησιμοποιείται για σύγκριση με τις τιμές της αγοράς ή άλλων παρόμοιων επενδύσεων δείχνοντας κατά πόσο το Υδρογόνο που θα παραχθεί θα μπορεί να πωλείται σε ανταγωνιστικές τιμές, δίνοντας έτσι μια πιο ρεαλιστική πτυχή στην αξιολόγηση της επένδυσης. Μπορεί επίσης να συγκριθεί με την τιμή πώλησης του παραγόμενου αγαθού ως άλλη μια ένδειξη για την βιωσιμότητα της επένδυσης.

Στη συγκεκριμένη μελέτη, το LCOH είναι διαφορετικό ανά έτος λόγω μεταβλητής παραγωγής Υδρογόνου (εξαιτίας του degradation) και μεταβλητού κόστους λειτουργίας (OPEX) και γι' αυτό ανάγεται σε παρούσα αξία, λαμβάνοντας υπόψιν όλα τα έτη ανάλυσης της επένδυσης, σύμφωνα με την Εξίσωση 7.4:

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{Energy\ \&\ water\ purchases_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Hydrogen\ produced_t}{(1+r)^t}} \quad (7.4)$$

Τα CAPEX και OPEX περιλαμβάνουν τα κόστη κεφαλαίου και λειτουργίας αντίστοιχα, όλων των συνιστωσών του οικοσυστήματος που συνεισφέρουν στην παραγωγή Υδρογόνου, όπως ο ηλεκτρολύτης, ο συμπιεστής, το σύστημα αποθήκευσης, το σύστημα επεξεργασίας του νερού προς χρήση (σε περίπτωση που δεν λαμβάνεται νερό από το δίκτυο υδροδότησης) ή και τα κόστη σχετικά με την προμήθεια και παραγωγή ηλεκτρισμού από PPA ή ιδιόκτητα ΦΒ (dedicated PV) αντίστοιχα.

Αντίστοιχα, υπολογίζεται και το LCOO για το εκμεταλλευόμενο οξυγόνο, καθώς και το LCOE για το ρεύμα που παράγεται από το Fuel Cell και από τα ιδιόκτητα ΦΒ.

7.3. Μεθοδολογία

Στην συγκεκριμένη ενότητα παρουσιάζονται αρχικά τα δεδομένα και οι παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν για τη διαστασιολόγηση των συνιστωσών του οικοσυστήματος καθώς και για την οριοθέτηση των οικονομικών παραμέτρων για την αξιολόγηση της επένδυσης. Αναλύεται επίσης και ο υπολογισμός των τιμών προμήθειας και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ τέλος, παρουσιάζονται τα σενάρια και τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στο καθένα.

7.3.1. Κοστολόγηση

Ηλεκτρολύτης

- Για το CAPEX και OPEX χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές από τους πίνακες 4.1 – 4.4 της υποενότητας 4.1.2, ενώ η αντικατάστασή τους πραγματοποιείται όταν οι ενεργειακές απώλειες λόγω degradation φτάσουν το 10%.
- Το κόστος αντικατάστασης των ηλεκτρολυτών λαμβάνεται στο 30% του CAPEX [92].

Συμπιεστές

- Το ειδικό κόστος των συμπιεστών Υδρογόνου και οξυγόνου ελήφθη ίσο με σε 5000 €/kg/h [92].
- Οι συμπιεστές επιδιορθώνονται κάθε 5000 ώρες λειτουργίας, με κόστος επιδιόρθωσης ίσο με το 20% του CAPEX τους [93].
- Το ετήσιο κόστος λειτουργίας (OPEX) λαμβάνεται στο 4% του CAPEX.

Μονάδα αποθήκευσης

- Η αποθήκευση Υδρογόνου γίνεται μέσω συμπίεσης σε ειδική δεξαμενή στα 250 bar με ειδικό κόστος τα 400 €/kg_{H2} [92].
- Το ετήσιο κόστος λειτουργίας (OPEX) λαμβάνεται στο 3% του OPEX.

Προμήθεια νερού στον ηλεκτρολύτη

- Το κόστος προμήθειας νερού από το δίκτυο υδροδότησης λαμβάνεται ίσο με 3,8 €/m³ [92].
- Το ειδικό κόστος κατασκευής μονάδας αφαλάτωσης ανέρχεται σε 855 €/m³/ημέρα και το ποσοστό ανάκτησής της είναι ίσο με 30% [94].
- Το ειδικό κόστος κατασκευής μονάδας τριτοβάθμιας επεξεργασίας υπολογίζεται σε € σύμφωνα με τον τύπο: $9700,9 \cdot Q^{0,7546}$, όπου Q : η κατανάλωση όγκου λυμάτων ανά ημέρα. Το ποσοστό ανάκτησής της είναι 85% [95, 96].
- Και για τις 2 μονάδες επεξεργασίας νερού, το κόστος επεξεργασίας ανέρχεται στα 0,32 €/m³ [97, 98].

Προμήθεια νερού στον ηλεκτρολύτη

- Το κόστος κατασκευής του φωτοβολταϊκού πάρκου ανέρχεται σε 650 €/kW το οποίο περιλαμβάνει την προμήθεια και την εγκατάσταση panel και inverters, την κατασκευή οικίσκων καθώς και τη διασύνδεση [99].
- Το ετήσιο κόστος λειτουργίας (OPEX) ανέρχεται σε 16 €/kW [99].
- Η χρήση γης λαμβάνεται στα 14 στρέμματα/kW και το ενοίκιο λαμβάνεται στα 250 €/στρέμμα/έτος [99].

7.3.2. Παραδοχές

Σε αυτή την υποενότητα αναλύονται οι παραδοχές που έγιναν στο κομμάτι των χρηματοοικονομικών παραμέτρων της επένδυσης καθώς και κάποιες παραδοχές σχετικά με το τεχνολογικό μέρος.

Χρηματοοικονομικές παράμετροι

- Η περίοδος ανάλυσης της επένδυσης είναι τα 20 έτη.
- Το επιτόκιο δανεισμού λαμβάνεται στο 5% και αποπληρωμή σε 10 έτη. Ως μέθοδος αποπληρωμής ορίζεται η μέθοδος των ίσων τόκο-χρεολυσιών.
- Επιτόκιο προεξόφλησης – i για τον υπολογισμό της ΚΠΑ: 8%.
- Ο φόρος καθορίζεται στο 20% επί των κερδών ενώ για τον υπολογισμό των κερδών προ φόρου χρησιμοποιείται γραμμική απόσβεση με συντελεστή 10%, για το συνολικό ποσό της επένδυσης.

- Λοιπά κόστη (σωληνώσεις, διασυνδέσεις, κλπ.) λαμβάνονται στο 5% του συνολικού CAPEX.
- Το κόστος προμήθειας θαλασσινού νερού για αφαλάτωση ή λυμάτων για τριτοβάθμια επεξεργασία, θεωρείται μηδενικό.
- Η υπολειμματική αξία υπολογίζεται ανάλογα με τις ώρες λειτουργίας προς τον κύκλο ζωής της κάθε συνιστώσας του οικοσυστήματος.

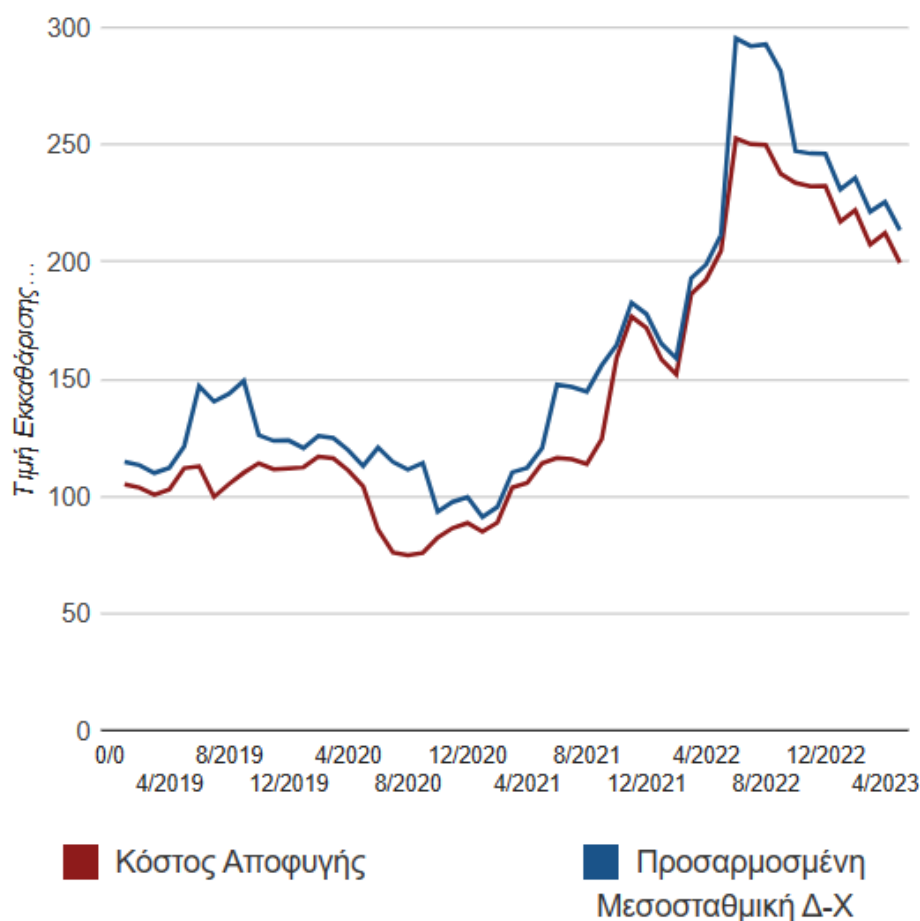
Τεχνολογικές παράμετροι

- Θεωρείται ότι ο ηλεκτρολύτης θα δουλεύει στο πλήρες φορτίο.
- Λοιπά κόστη (σωληνώσεις, διασυνδέσεις, κλπ.) λαμβάνονται στο 5% του συνολικού CAPEX.
- Θεωρείται ότι ο όγκος της μονάδας αποθήκευσης θα είναι μεταξύ 3 – 5 τόνων, ανάλογα με το ποσοστό του παραγόμενου Υδρογόνου που θα διοχετεύεται στο Fuel Cell. Δηλαδή η μονάδα αποθήκευσης διαστασιοποιείται σε 3 τόνους όταν υπάρχει 100% κατανάλωση στο Fuel Cell και σε 5 τόνους όταν η κατανάλωση του Fuel Cell είναι 0.
- Για τη διαστασιολόγηση του συμπιεστή του οξυγόνου θεωρείται ότι αξιοποίηση του παραγόμενου οξυγόνου δε θα υπερβαίνει τους 5 τόνους ανά βδομάδα.
- Ο λόγος εγκατεστημένης ισχύος του ηλεκτρολύτη προς την ισχύ του ΦΒ πάρκου (Σενάριο 2 & 3) λαμβάνεται στο 50%, προκειμένου να αυξηθούν οι ώρες λειτουργίας του ηλεκτρολύτη και κατ' επέκταση να μειωθεί το LCOH.
- Θεωρείται ότι στο Σενάριο 3, το ΦΒ πάρκο θα υπόκειται απώλειες της τάξης του 0,5% στην παραγόμενη ενέργεια για κάθε έτος ενώ δεν εξετάζονται πιθανά οφέλη από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο.
- Θεωρείται ότι θα συμπιέζεται ολόκληρη η ποσότητα του παραγόμενου Υδρογόνου.

7.3.3. Τιμές αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Για τον υπολογισμό της τιμής πώλησης (Κόστος Αποφυγής) ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, καθώς και για την τιμή αγοράς (Προσαρμοσμένη Μεσοσταθμική Δ-Χ) ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές από το διάγραμμα που φαίνεται στο Σχήμα 7.2 το οποίο βρίσκεται στην ιστοσελίδα του ΔΣΜΚ [100]. Σημειώνεται ότι κόστος αποφυγής είναι το κόστος που έχει η ΑΗΚ για την παραγωγή 1 MWh.

Οι υπολογισμοί έγιναν χρησιμοποιώντας τιμές από την περίοδο 01/2019 – 01/2023, όπου οι αυξημένες τιμές λόγω του πολέμου στην Ουκρανία μετά τον 03/2022, λήφθηκαν υπόψιν με συντελεστή βάρους 30%. Έτσι, το κόστος αποφυγής υπολογίστηκε στα 145,3 €/MWh και η τιμή αγοράς στα 164,0 €/MWh και γίνεται η παραδοχή ότι για την 20ετή περίοδο ανάλυσης της επένδυσης θα παραμείνουν σταθερά.



Σχήμα 7.2 – Διάγραμμα κόστους αποφυγής και τιμής πώλησης ενέργειας ανά μήνα στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κύπρου [100]

7.3.4. Τιμές πώλησης παραγόμενου Υδρογόνου και οξυγόνου

- Η τιμή πώλησης του παραγόμενου Υδρογόνου καθορίστηκε στα 5 €/kg.
- Η τιμή πώλησης του παραγόμενου οξυγόνου καθορίζεται μεταξύ 1,5 €/kg και 3 €/kg [101, 102], από τη γραμμική σχέση της *Εξίσωσης 7.5*, η οποία λαμβάνει υπόψιν την ποσότητα του οξυγόνου που αξιοποιείται σε σύγκριση με τη μέγιστη δυνατότητα αξιοποίησης των 5 τόνων ανά βδομάδα που τέθηκε στην υποενότητα 7.3.2 – “Παραδοχές”.

$$C_{O_2} = 3 - \left(\frac{O_{2\text{annual yield}}}{O_{2\text{max annual yield}}} \right) \cdot 1,5 \quad (7.5)$$

Όπου:

C_{O_2} : Η τιμή πώλησης του παραγόμενου οξυγόνου (€/kg_{O₂})

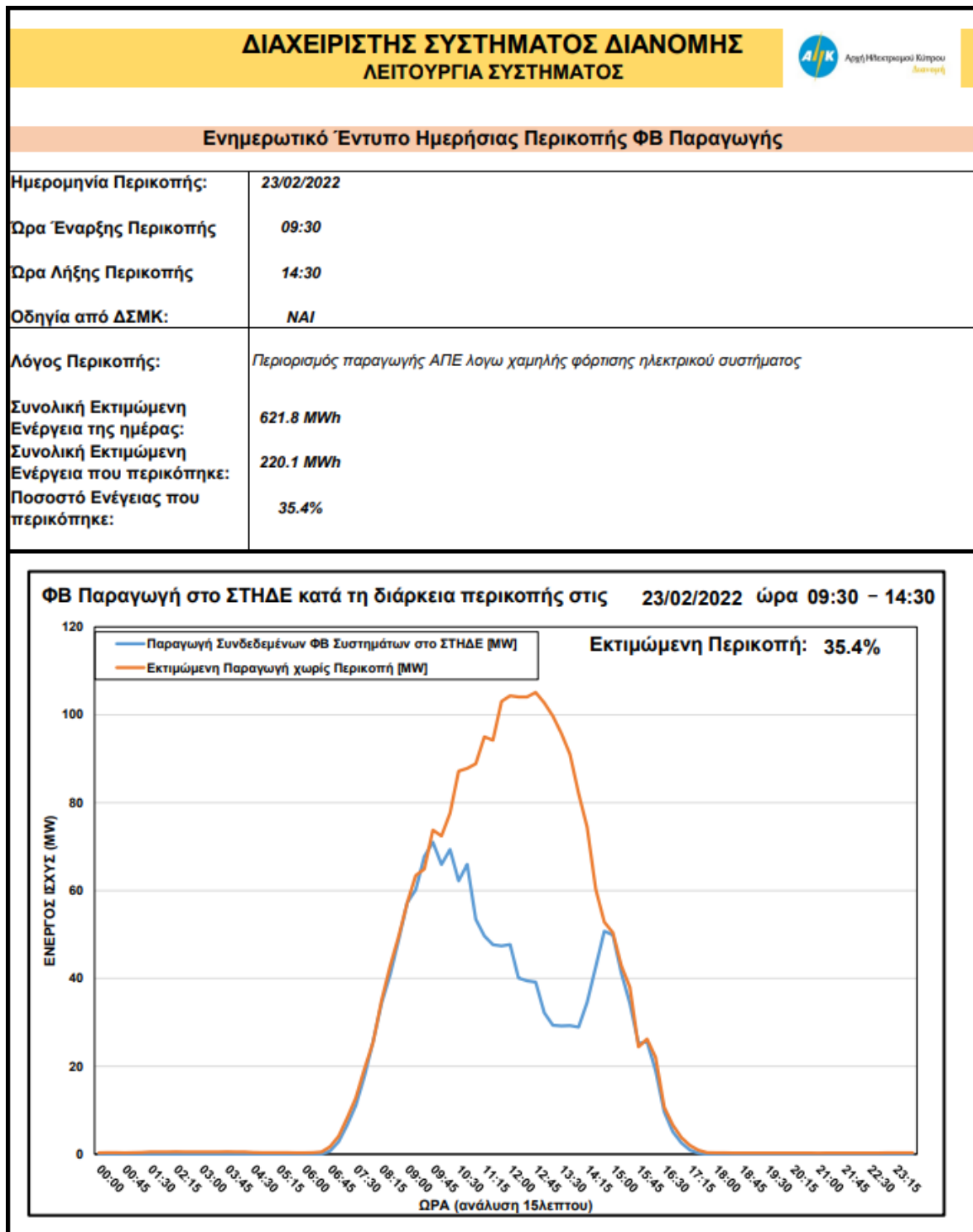
$O_{2\text{annual yield}}$: Το παραγόμενο οξυγόνο που αξιοποιείται ανά έτος (kg_{O₂}/year)

$O_{2\text{max annual yield}}$: Το μέγιστο όριο του παραγόμενου οξυγόνου που μπορεί να αξιοποιηθεί ανά έτος, βάσει του περιορισμού της αξιοποίησης 5 τόνων ανά βδομάδα (kg_{O₂}/year)

7.4. Παρουσίαση οριακών συνθηκών σεναρίων

7.4.1. Σενάριο 1: Χρήση περικοπτόμενης ενέργειας από ΦΒ παραγωγή

Για το **Σενάριο 1**, ως εισαγόμενη ενέργεια στο οικοσύστημα επιλέχθηκε η χρήση ενέργειας που περικόπτεται από ΦΒ διασυνδεδεμένα στο σύστημα μεταφοράς ή στο σύστημα διανομής της Κύπρου. Για τους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν τα ενημερωτικά έντυπα ημερήσιας περικοπής ΦΒ παραγωγής (Σχήμα 7.3) για το έτος 2022 από την ιστοσελίδα της ΑΗΚ.



Σχήμα 7.3 – Παράδειγμα ενημερωτικού εντύπου ημερήσιας περικοπής ΦΒ παραγωγής από την ιστοσελίδα της ΑΗΚ [2]

Συγκεκριμένα, εντός του 2022 αναφέρονται 110 περιπτώσεις περικοπών από ΦΒ παραγωγή, συνολικής περικοπτόμενης ενέργειας 9923,3 MWh με συνολική διάρκεια 428 ώρες. Παρακάτω στον Πίνακα 7.1, συνοψίστηκαν οι αναφορές περικοπών σε εποχιακή βάση.

Πίνακας 7.1 – Ανάλυση περικοπών ΦΒ παραγωγής ανά εποχή

Εποχή	Συνολική διάρκεια περικοπών (h)	Συνολική ενέργεια που περικόπηκε (MWh)
Χειμώνας	76	1553,6
Άνοιξη	170	4091,9
Καλοκαίρι	54	1305,1
Φθινόπωρο	129	2972,7

7.4.2. Σενάριο 2: Χρήση ενέργεια από ΦΒ πάρκο μέσω PPA

Για το **Σενάριο 2**, ως εισαγόμενη ενέργεια στο οικοσύστημα επιλέγεται η ενέργεια που προέρχεται από ιδιώτη παραγωγό ηλ. ενέργειας από ΦΒ πάρκο, μέσω μακροχρόνιας σύμβασης παροχής ηλ. ενέργειας (Power Purchase Agreement – PPA).

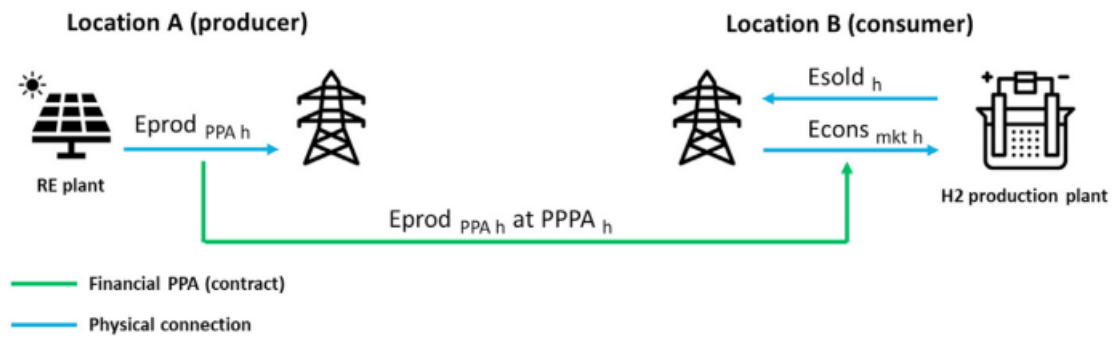
Συγκεκριμένα, αναλύονται 3 υποπεριπτώσεις σε αυτό το σενάριο:

- Προμήθεια πράσινης ενέργειας μέσω PPA από ΦΒ πάρκο δυναμικότητας 5 MW με τιμή αγοράς 60 €/MWh.
- Προμήθεια πράσινης ενέργειας μέσω PPA από ΦΒ πάρκο δυναμικότητας 10 MW με τιμή αγοράς 50 €/MWh.
- Προμήθεια πράσινης ενέργειας μέσω PPA από ΦΒ πάρκο δυναμικότητας 15 MW με τιμή αγοράς ενέργειας 40 €/MWh.

Τι είναι τα PPA

Τα Power Purchase Agreements είναι διμερείς συμφωνίες μεταξύ ιδιοκτητών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (π.χ ΦΒ ή αιολικά πάρκα) και καταναλωτών για προμήθεια συγκεκριμένης ποσότητας πράσινης ενέργειας, για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο υπό μια σταθερή τιμή, μέσω του ηλεκτρικού δικτύου.

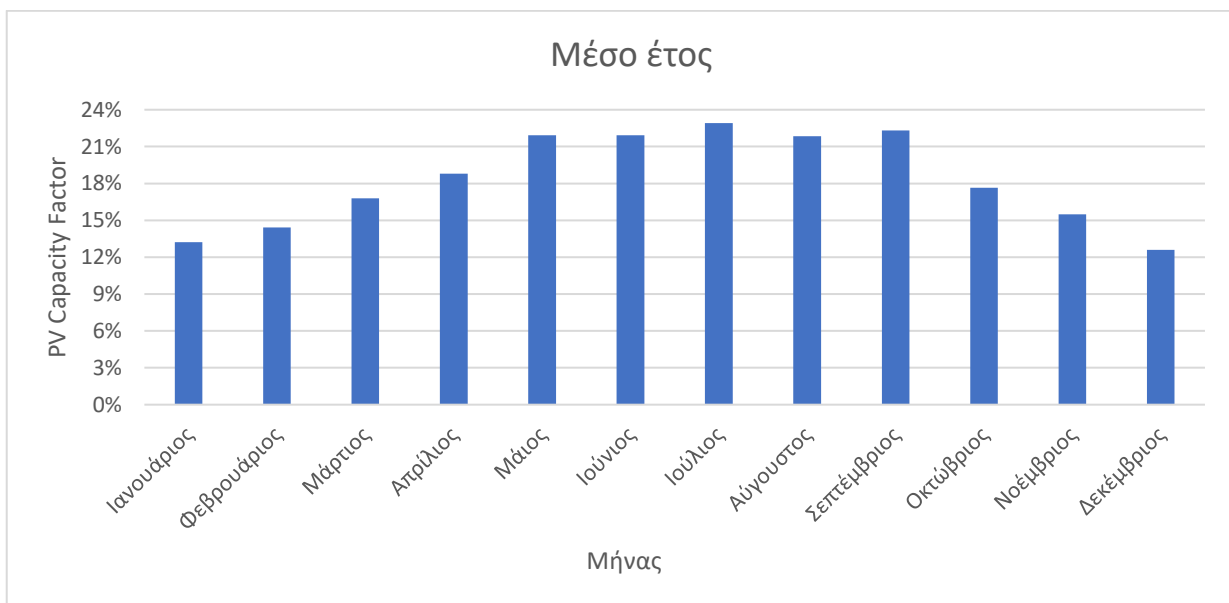
Συγκεκριμένα, αφού οι δύο πλευρές συνάψουν τη συμφωνία του PPA, ο παραγωγός ΑΠΕ θα πουλάει την ενέργεια στο δίκτυο στη χονδρική ωριαία τιμή και ακολούθως με τον ίδιο τρόπο ο καταναλωτής θα αγοράζει ενέργεια από το δίκτυο στην ωριαία χονδρική τιμή. Στη συνέχεια, σύμφωνα με τη συμφωνία του PPA, ο καταναλωτής και ο παραγωγός θα διευθετούν (συνήθως ανά μήνα) τη διαφορά της συμφωνημένης τιμής στο PPA, με την χονδρεμπορική τιμή (Σχήμα 7.4) [92]. Τέτοιες συμφωνίες ονομάζονται και Virtual (εικονικά) PPA διότι δεν χρειάζεται να είναι συνδεδεμένα μεταξύ τους τα συμβαλλόμενα μέρη. Τέλος, ο καταναλωτής παραλαμβάνει ειδικό πιστοποιητικό που πιστοποιεί ότι η ενέργεια που χρησιμοποιεί προέρχεται από ΑΠΕ.



Σχήμα 7.4 – Τρόπος λειτουργίας ενός εικονικού Power Purchase Agreement [92]

Capacity Factor ΦΒ έργων στην Κύπρο

Για τον υπολογισμό του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των ΦΒ εγκαταστάσεων στην Κύπρο, χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα διείσδυσης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου για την πενταετία 2017 – 2022 [1]. Έχοντας ως δεδομένα την εγκατεστημένη ισχύ και την παραγωγή ανά μήνα, υπολογίστηκε ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας για κάθε μήνα της πενταετίας και ακολούθως προσδιορίστηκε το μέσο έτος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 7.5.



Σχήμα 7.5 – Ο CF για το μέσο έτος ΦΒ παραγωγής στην Κύπρο

7.4.3. Σενάριο 3: Χρήση ενέργειας από ιδιόκτητο ΦΒ πάρκο

Για το **Σενάριο 3** εξετάστηκαν οι ίδιες υποπεριπτώσεις με το **Σενάριο 2** με τη μόνη διαφορά να είναι ότι η ενέργεια προέρχεται από **ιδιόκτητο** ΦΒ πάρκο, του οποίου τα κόστη κατασκευής, συντήρησης και χρήσης γης όπως αναφέρθηκαν στην υποενότητα 7.3.1 “Κοστολόγηση”, συμπεριλαμβάνονται στη συνολική επένδυση.

7.4.4. Σενάριο 4: Χρήση ενέργειας απευθείας από το δίκτυο ηλεκτρισμού

Στο **Σενάριο 4** γίνεται σύγκριση των προηγούμενων σεναρίων με την περίπτωση χρήσης ηλεκτρικού ρεύματος κατά παραγγελία (on demand) από το δίκτυο ηλεκτρισμού. Στην προκειμένη περίπτωση βέβαια, το παραγόμενο Υδρογόνο δεν θα χαρακτηρίζεται ως πράσινο.

7.5. Διαστασιολόγηση οικοσυστήματος ανά σενάριο

7.5.1. Σενάριο 1

Μετά την εισαγωγή των δεδομένων του Πίνακα 7.1 σε Excel, ο ηλεκτρολύτης διαστασιολογείται σύμφωνα με τις περικοπές του καλοκαιριού στα 24,1 MW_{el} ($= \frac{1305,1 \text{ MWh}}{54 \text{ h}}$) και ως τύπος επιλέγεται ο PEM, εξαιτίας της προσαρμοστικότητάς του στις εναλλαγές ισχύος που χαρακτηρίζεται το ρεύμα από ΑΠΕ.

Ο συμπιεστής του Υδρογόνου διαστασιολογείται με βάση τον μέγιστο ρυθμό παραγωγής Υδρογόνου, 439,4 $\text{kg}_{\text{H}_2}/\text{h}$, το καλοκαίρι.

7.5.2. Σενάριο 2 & 3

Για το **Σενάριο 2** και το **Σενάριο 3**, ο ηλεκτρολύτης που επιλέχθηκε είναι τύπου PEM και διαστασιολογήθηκε στο 50% της εκάστοτε ισχύος των ΦΒ. Με δεδομένη την ισχύ που επιλέγεται για το ΦΒ πάρκο που θα προμηθεύει με ενέργεια τον ηλεκτρολύτη, και το Capacity Factor για το μέσο έτος, υπολογίστηκε η ηλεκτρική ενέργεια που θα καταναλώνεται ανά μήνα από τον ηλεκτρολύτη. Ακολουθώντας, θεωρώντας ότι θα δουλεύει σε πλήρες φορτίο υπολογίστηκαν και οι ώρες λειτουργίας του ανά μήνα. Τέλος, διαιρώντας το παραγόμενο Υδρογόνο ανά μήνα με τις ώρες λειτουργίας, προκύπτει ο μηνιαίος ρυθμός παραγωγής του ο οποίος χρησιμοποιείται για τη διαστασιολόγηση του συμπιεστή.

Πίνακας 7.2 – Διαστασιολόγηση ηλεκτρολύτη και συμπιεστή για Σενάρια 2 & 3

Συνιστώσα οικοσυστήματος	Ισχύς ΦΒ πάρκου: 5 MW	Ισχύς ΦΒ πάρκου: 10 MW	Ισχύς ΦΒ πάρκου: 15 MW
Ηλεκτρολύτης PEM (MW _e)	2,5	5	7,5
Συμπιεστής H ₂ (kg/h)	45,5	90,9	136,4

7.5.3. Σενάριο 4

Για το **Σενάριο 4** επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθεί ηλεκτρολύτης αλκαλικής ηλεκτρόλυσης (AEL) επειδή είναι φθηνότερος, και παρόλο που έχει μεγαλύτερη διάρκεια ψυχρής εκκίνησης από τους PEM, αυτό δε θα αποτελέσει πρόβλημα αφού η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας δε θα είναι διακοπτόμενη αλλά συνεχής. Για τη διαστασιολόγηση του συγκεκριμένου σεναρίου επιλέγεται ως δεδομένος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor) ίσος με 80% για τον ηλεκτρολύτη, δηλαδή επιλέγονται κατά το δοκούν οι ώρες λειτουργίας του ανά έτος. Η ισχύς του ηλεκτρολύτη επιλέγεται έτσι ώστε το ετήσιο παραγόμενο Υδρογόνο να είναι συγκρίσιμο με το ετήσιο παραγόμενο Υδρογόνο στις υποπεριπτώσεις του Σεναρίου 2.

Συνιστώσα οικοσυστήματος	–	–	–
Ισχύς ηλεκτρολύτη AEL (MW _e)	1,05	2,1	3,15
Συμπιεστής H ₂ (kg/h)	21	42	63

7.6. Καθορισμός βασικού σεναρίου

Πριν την εξαγωγή αποτελεσμάτων, αποφασίστηκε όπως καθοριστεί ένα βασικό σενάριο (base-case scenario) των παραμέτρων του προβλήματος για τα 4 σενάρια που παρουσιάστηκαν παραπάνω, ούτως ώστε να μπορεί να αναλυθεί στη συνέχεια ξεχωριστά η επίπτωση της κάθε παραμέτρου στους οικονομικούς δείκτες της επένδυσης.

Συγκεκριμένα, στο base-case scenario δεν λαμβάνεται υπόψιν η εκμετάλλευση οξυγόνου, ενώ το παραγόμενο Υδρογόνο πηγαίνει απευθείας για συμπίεση, αποθήκευση και πώληση στο εμπόριο, με 0% χρήση του στην κυψέλη καυσίμου. Επίσης, ως πηγή νερού χρήσης επιλέχθηκε το δίκτυο υδροδότησης αφού δεν χρειάζεται κάποιο κόστος εγκατάστασης, ενώ όπως παρουσιάζεται στο *Παράρτημα*, οι 2 άλλες περιπτώσεις χρήσης νερού δεν επηρεάζουν ιδιαίτερα την αποδοτικότητα της επένδυσης.

Στο οικονομικό σκέλος, ο καταμερισμός της χρηματοδότησης της επένδυσης είναι: 20% δάνειο, 0% επιχορήγηση και 80% ίδια κεφάλαια.

8. Αποτελέσματα

8.1. Οικονομικοί δείκτες στο base-case scenario

Στους Πίνακες 8.1 και 8.2 παρουσιάζονται οι τεχνικές και οικονομικές πτυχές των αποτελεσμάτων που προκύπτουν για κάθε σενάριο και για κάθε υποπερίπτωση.

Σημείωση: Το ετήσιο παραγόμενο Υδρογόνο, τα OPEX και τα έσοδα, είναι υπολογισμένα ως μέσος όρος των 20 ετών ανάλυσης της επένδυσης.

Πίνακας 8.1 – Παράμετροι λειτουργίας και οικονομικοί δείκτες Σεναρίων 1 & 2

Μέγεθος	Σενάριο 1 – Περικοπές ΦΒ	Σενάριο 2 – PPA από ΦΒ		
		5 MW	10 MW	15 MW
Ώρες λειτουργίας ανά έτος (h/year)	428	3214		
Capacity Factor (%)	4,7	36,6		
Παραγόμενο υδρογόνο ανά έτος (tn/year)	178,9	140,0	280,0	420,1
CAPEX (€)	27.246.245	4.701.136	7.302.273	9.903.409
OPEX (€/year)	600.870	661.581	1.102.476	1.382.686
Έσοδα (€/year)	894.618	700.096	1.400.193	2.100.290
IRR (%)	- 0,5	- 3,0	2,4	7,1
NPV (€)	- 16.577.866	- 3.024.824	- 2.473.907	- 546.654
PBP (years)	–	–	–	12,8
LCOH (€/kg _{H2})	18,0	7,5	6,0	5,1

Πίνακας 8.2 – Παράμετροι λειτουργίας και οικονομικοί δείκτες Σεναρίων 3 & 4

Μέγεθος	Σενάριο 3 – Ιδιότητα ΦΒ			Σενάριο 4 – Ρεύμα από δίκτυο		
	5 MW	10 MW	15 MW	1,05 MW	2,1 MW	3,15 MW
Ώρες λειτουργίας ανά έτος (h/year)	3214			7008		
Capacity Factor (%)	36,6			80% (επιλέχθηκε)		
Παραγόμενο υδρογόνο ανά έτος (tn/a)	133,4	266,8	400,2	141,1	282,3	423,4
CAPEX (€)	8.113.636	14.127.273	20.140.909	2.871.649	3.643.298	4.414.948
OPEX (€/year)	274.750	489.500	704.250	1.341.496	2.622.993	3.904.489
Έσοδα (€/year)	666.980	1.333.961	2.000.942	705.729	1.411.459	2.117.187
IRR (%)	2,0	4,0	4,7	–	–	–
NPV (€)	- 2.721.018	- 3.242.630	- 3.764.242	- 7.994.104	- 13.757.270	- 19.520.437
PBP (years)	–	16,9	15,4	–	–	–
LCOE _{PV} (€/MWh _{el})	55,3			–		
LCOH (€/kg _{H2})	7,4	6,4	6,1	11,2	10,2	9,9

Όπως φαίνεται, σε όλες τις περιπτώσεις η επένδυση κρίνεται ως μη συμφέρουσα αφού ο δείκτης NPV είναι αρνητικός, ενώ ο δείκτης IRR είναι μικρότερος του επιτοκίου προεξόφλησης i , που καθορίστηκε στο 8%. Αν και μη συμφέρουσα, εντούτοις η καλύτερη επιλογή από τα παραπάνω σενάρια φαίνεται να είναι το PPA με ΦΒ πάρκο ισχύος 15 MW από το Σενάριο 2. Παρατηρείται επίσης ότι όσο μεγαλώνει η ισχύς του ΦΒ πάρκου στα Σενάρια 2 και 3, η επένδυση γίνεται όλο και πιο συμφέρουσα, γεγονός που οφείλεται σε οικονομίες κλίμακας.

Αν και στις περιπτώσεις των 10 και 15 MW, το LCOH του Σεναρίου 2 είναι μικρότερο από το αντίστοιχο του Σεναρίου 3, φαίνεται ότι στην περίπτωση των 5 MW ισχύει το αντίθετο, αφού το LCOE του ΦΒ πάρκου (55,3 €/MWh_{el}) είναι μικρότερο από την τιμή αγοράς ενέργειας από το PPA (60 €/MWh_{el}). Αυτό δείχνει ότι δεν συμφέρει ιδιαίτερα η επένδυση σε ιδιόκτητο ΦΒ πάρκο για μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος συστήματα ηλεκτροδότησης.

Επίσης, φαίνεται ότι για το Σενάριο 4 όπου χρησιμοποιείται ρεύμα απευθείας από το ηλεκτρικό δίκτυο, όσο μεγαλύτερη είναι η ισχύς του ηλεκτρολύτη, τόσο μεγαλύτερη είναι και η ζημία από την επένδυση. Αυτό έγκειται στο γεγονός ότι η διαφορά των εξόδων με τα έσοδα μεγαλώνει με την αύξηση της ισχύος του ηλεκτρολύτη, λόγω του μεγάλου κόστους αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.

Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι τα LCOH των σεναρίων 2 και 3, εμπίπτουν στο αντίστοιχο εύρος 3,7 – 8 €/kg_{H2} (4 – 8,7 USD/kg_{H2}) για Υδρογόνο που παράγεται με χρήση ηλιακής ενέργειας για το έτος 2021, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.10.

8.2. Κόστη κεφαλαίου και λειτουργίας

Στους ακόλουθους Πίνακες παρουσιάζεται το κόστος κεφαλαίου της κάθε συνιστώσας του οικοσυστήματος ανά σενάριο, ενώ στα επόμενα Σχήματα απεικονίζεται ο ποσοστιαίος καταμερισμός του αρχικού κόστους και του ετήσιου κόστους λειτουργίας.

Πίνακας 8.3 – Κόστος κεφαλαίου συνιστωσών οικοσυστήματος στα Σενάρια 1 & 2

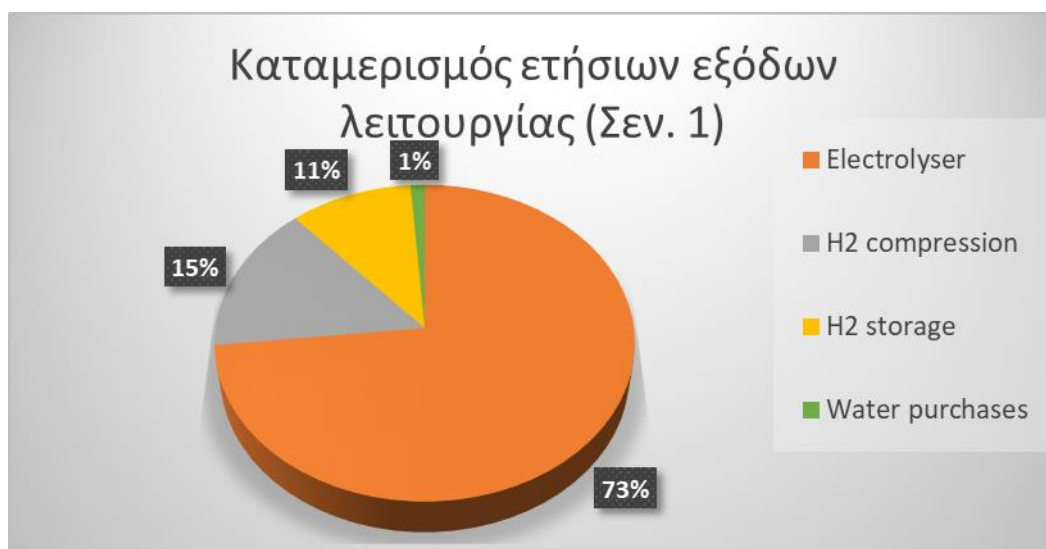
Συνιστώσα οικοσυστήματος	Σενάριο 1	Σενάριο 2		
		5 MW	10 MW	15 MW
Ηλεκτρολύτης (PEM)	€ 21.751.667	€ 2.250.500	€ 4.500.00	€ 6.750.000
Συμπιεστής H ₂	€ 2.197.138	€ 227.273	€ 454.545	€ 681.818
Σύστημα αποθήκευσης	€ 2.000.000			

Πίνακας 8.4 – Κόστος κεφαλαίου συνιστωσών οικοσυστήματος στα Σενάρια 3 & 4

Συνιστώσα οικοσυστήματος	Σενάριο 3 (PEM)			Σενάριο 4 (AEL)		
	5 MW	10 MW	15 MW	1,05 MW	2,1 MW	3,15 MW
ΦΒ Πάρκο	€ 3.250.000	€ 6.500.000	€ 9.750.000	–	–	–
Ηλεκτρολύτης	€ 2.250.500	€ 4.500.00	€ 6.750.000	€ 630.000	€ 1.260.000	€ 1.890.000
Συμπιεστής H ₂	€ 227.273	€ 454.545	€ 681.818	€ 104.904	€ 209.808	€ 314.712
Σύστημα αποθήκευσης	€ 2.000.000					

8.2.1. Σενάριο 1

Σχήμα 8.1 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 1



Σχήμα 8.2 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 1

Παρατηρείται ότι για το Σενάριο 1, η διαστασιολόγηση του ηλεκτρολύτη στα 24,1 MW καλύπτει σχεδόν ολόκληρο το κόστος της επένδυσης αφού φτάνει το 84%, δηλαδή 10 φορές μεγαλύτερο κόστος από τον συμπιεστή ή το σύστημα αποθήκευσης. Επηρεάζει επίσης πολύ και τα λειτουργικά κόστη αφού το 73% αυτών οφείλεται μόνο στα έξοδα λειτουργίας του ηλεκτρολύτη.

8.2.2. Σενάριο 2

Σημείωση: Για λόγους οικονομίας χώρου, ο καταμερισμός κόστους κεφαλαίου αλλά και ετήσιων εξόδων λειτουργίας δεν παρουσιάζεται για την περίπτωση των 10 MW.



Σχήμα 8.3 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 2 (5 MW PV – PPA)

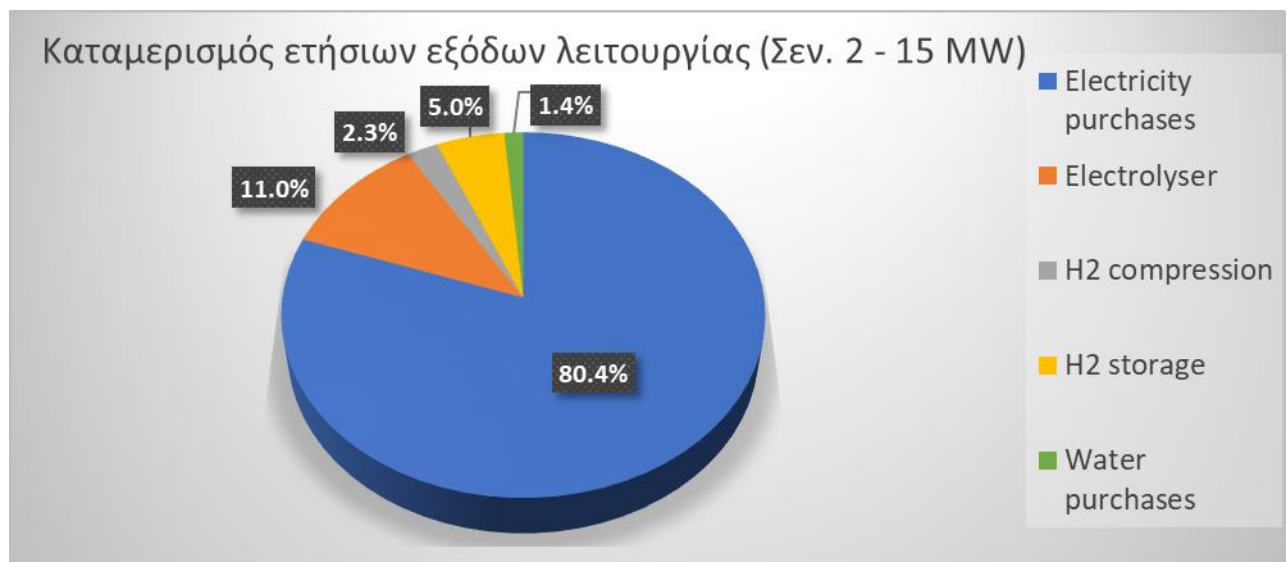


Σχήμα 8.4 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 2 (5 MW PV – PPA)

Στην περίπτωση των 5 MW στο Σενάριο 2, το κόστος που καλύπτει ο ηλεκτρολύτης βρίσκεται σε ισορροπία με το κόστος του συμπιεστή και του συστήματος αποθήκευσης, ενώ όσον αφορά τα λειτουργικά κόστη, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος του συνολικού ετήσιου κόστους σε ποσοστό περίπου 80%, λόγω και της υψηλής τιμής αγοράς ενέργειας από το PPA (60 €/MWh_{el}).



Σχήμα 8.5 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 2 (15 MW PV – PPA)



Σχήμα 8.6 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 2 (15 MW PV – PPA)

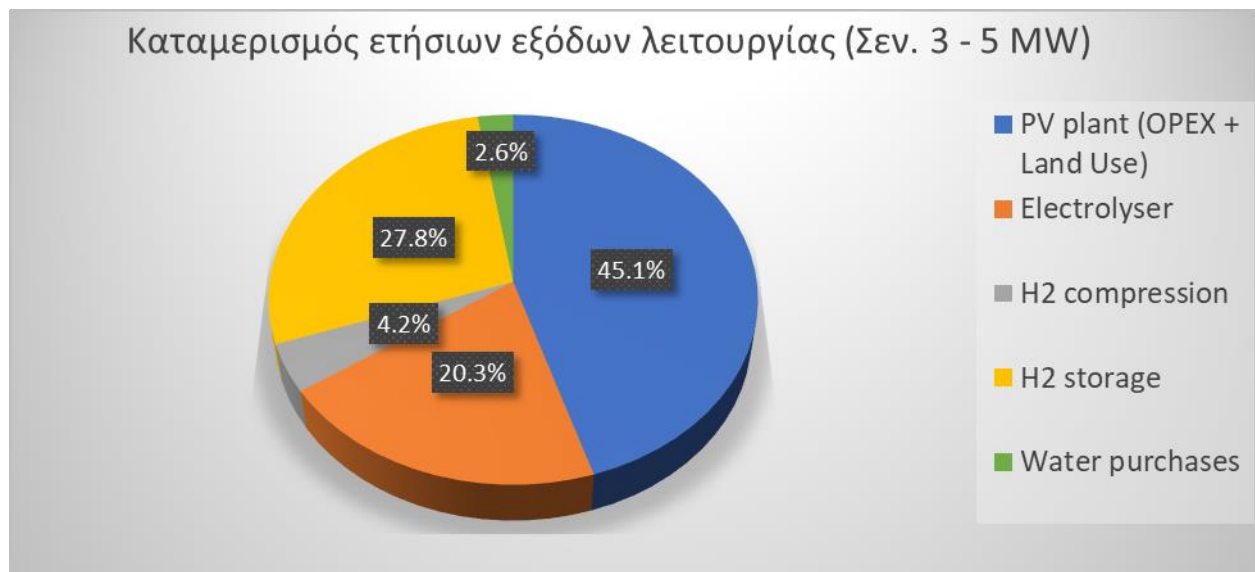
Σε αντίθεση με την περίπτωση των 5 MW του Σεναρίου 2, στην περίπτωση των 15 MW ο ηλεκτρολύτης υπερिशύει στα κόστη κεφαλαίου έναντι του συμπιεστή και του συστήματος αποθήκευσης, λόγω του μεγαλύτερου ειδικού κόστους εγκατάστασης. Συγκρίνοντας τα λειτουργικά κόστη φαίνεται ότι τα έξοδα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας παραμένουν στο ίδιο ποσοστό, αφού παρόλο που η τιμή αγοράς της MWh_{el} είναι κατά €20 φθηνότερη, η ποσότητα που αγοράζεται είναι η τριπλάσια.

8.2.3. Σενάριο 3

Σημείωση: Για λόγους οικονομίας χώρου, ο καταμερισμός κόστους κεφαλαίου αλλά και ετήσιων εξόδων λειτουργίας δεν παρουσιάζεται για την περίπτωση των 10 MW.



Σχήμα 8.7 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 3 (5 MW ιδιότητα PV)

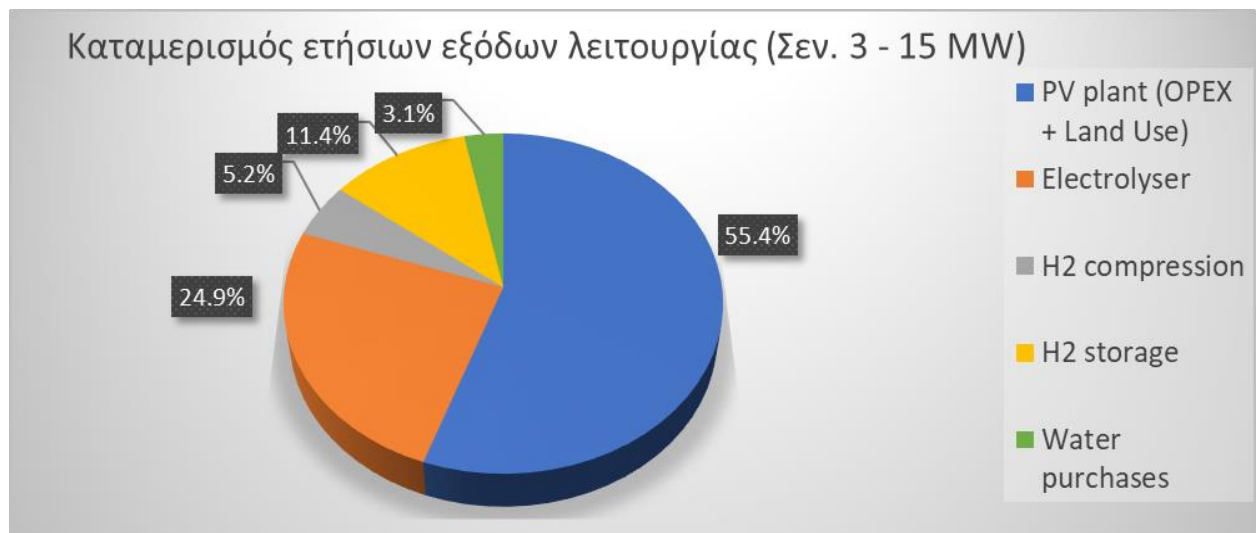


Σχήμα 8.8 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 3 (5 MW ιδιότητα PV)

Φαίνεται ότι τα κόστη εγκατάστασης του ΦΒ πάρκου υπερिशύουν των εξόδων των υπολοίπων συνιστωσών του οικοσυστήματος καλύπτοντας κατά 42% το συνολικό κόστος, ενώ το ίδιο ισχύει και για τα λειτουργικά έξοδα όπου καλύπτουν κατά 45% τα ετήσια έξοδα, λόγω OPEX και λόγω του κόστους χρήσης γης.



Σχήμα 8.9 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 3 (15 MW ιδιότητα PV)



Σχήμα 8.10 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 3 (15 MW ιδιότητα PV)

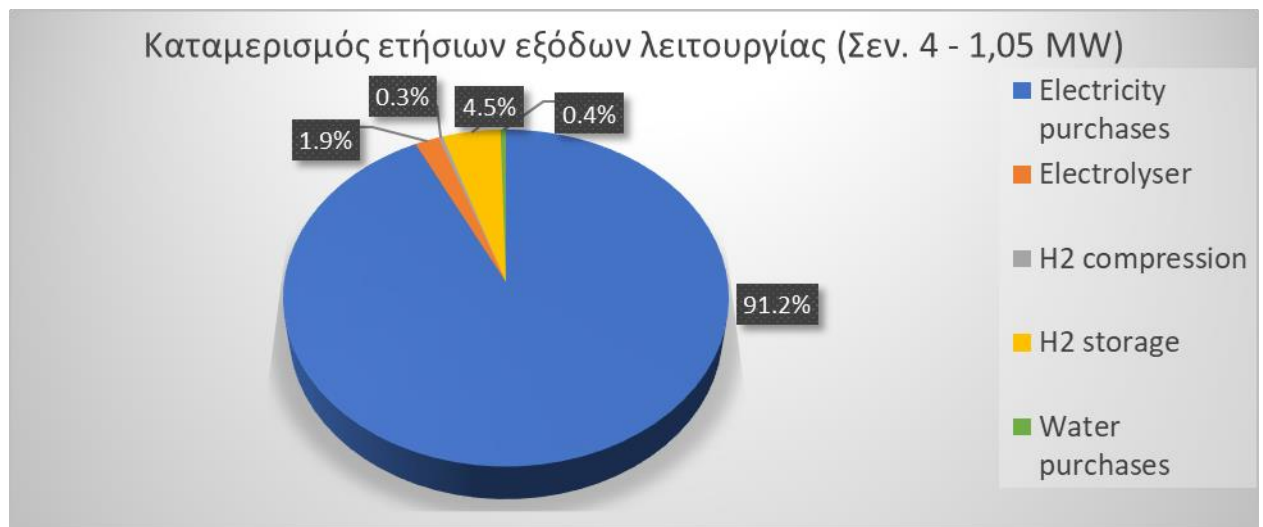
Στην περίπτωση των 15 MW ιδιόκτητων ΦΒ, τόσο τα κόστη εγκατάστασης όσο και τα κόστη λειτουργίας και χρήσης γης καταλαμβάνουν ακόμα μεγαλύτερο ποσοστό απ’ ότι στην περίπτωση των 5 MW.

8.2.4. Σενάριο 4

Σημείωση: Για λόγους οικονομίας χώρου, ο καταμερισμός κόστους κεφαλαίου αλλά και ετήσιων εξόδων λειτουργίας δεν παρουσιάζεται για την περίπτωση των 2,1 MW.

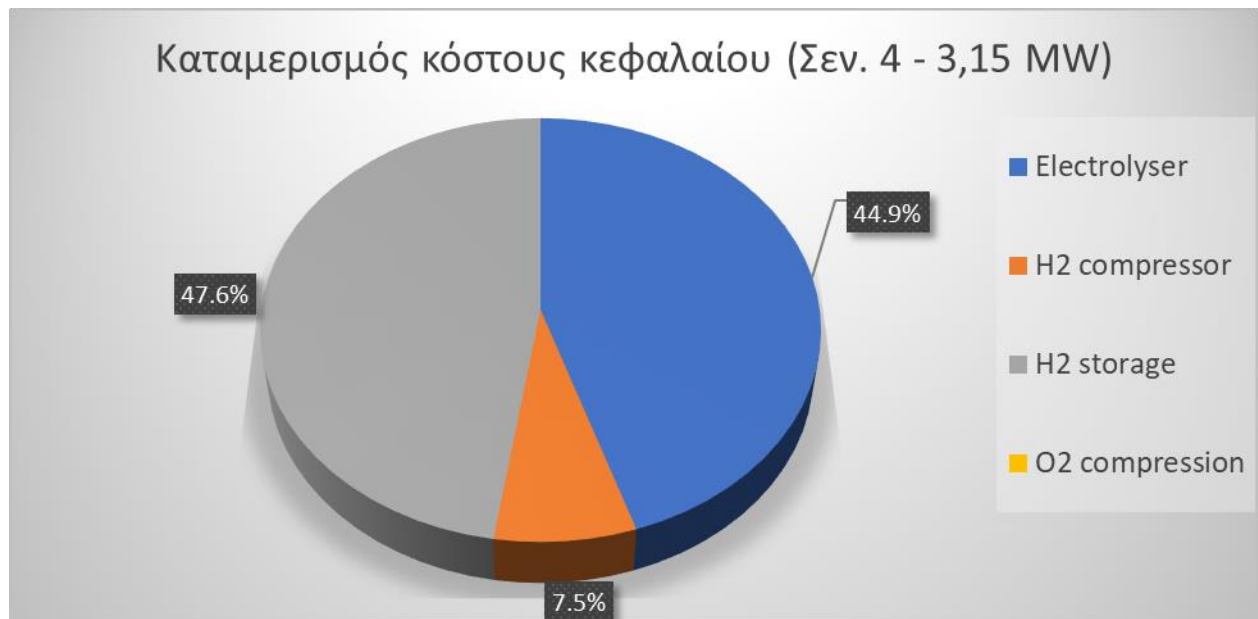


Σχήμα 8.11 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 4 (1,05 MW ηλεκτρολύτης AEL)

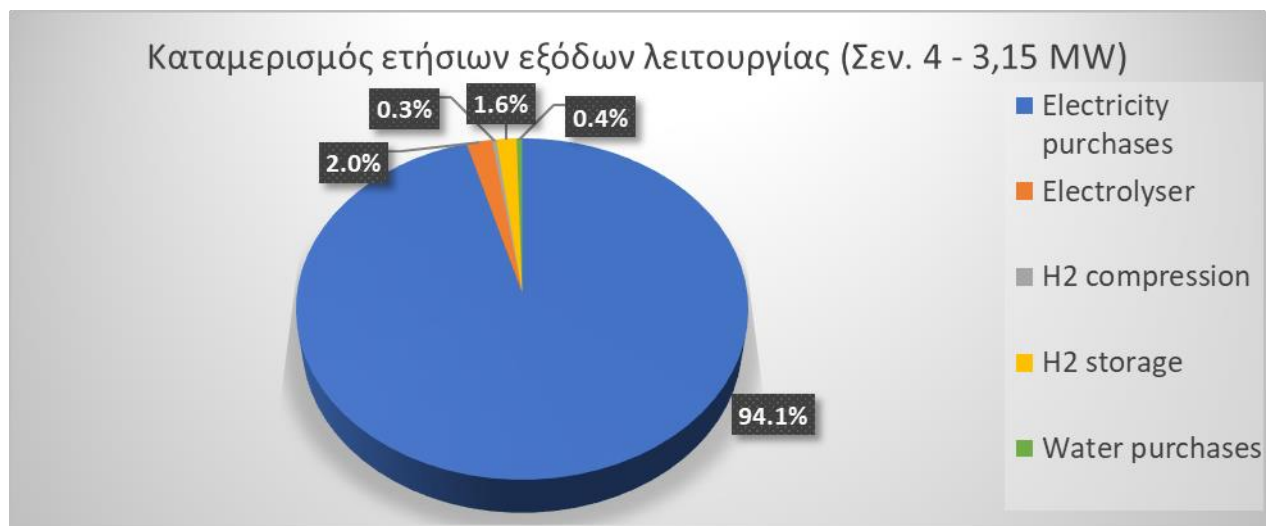


Σχήμα 8.12 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 4 (1,05 MW ηλεκτρολύτης AEL)

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 8.11, η μονάδα αποθήκευσης καταλαμβάνει το μεγαλύτερο ποσοστό από τα έξοδα εγκατάστασης στο συγκεκριμένο Σενάριο, καθώς ο ηλεκτρολύτης διαστασιολογήθηκε σε πολύ μικρή ισχύ. Από την άλλη, στα λειτουργικά έξοδα, αυτό που υπερτερεί είναι τα έξοδα αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς σε συνδυασμό με την ψηλή τιμή αγοράς της, έχει επιλεγεί και συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας 80%, αυξάνοντας πολύ τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 8.13 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 4 (3,15 MW ηλεκτρολύτης AEL)



Σχήμα 8.14 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 4 (3,15 MW ηλεκτρολύτης AEL)

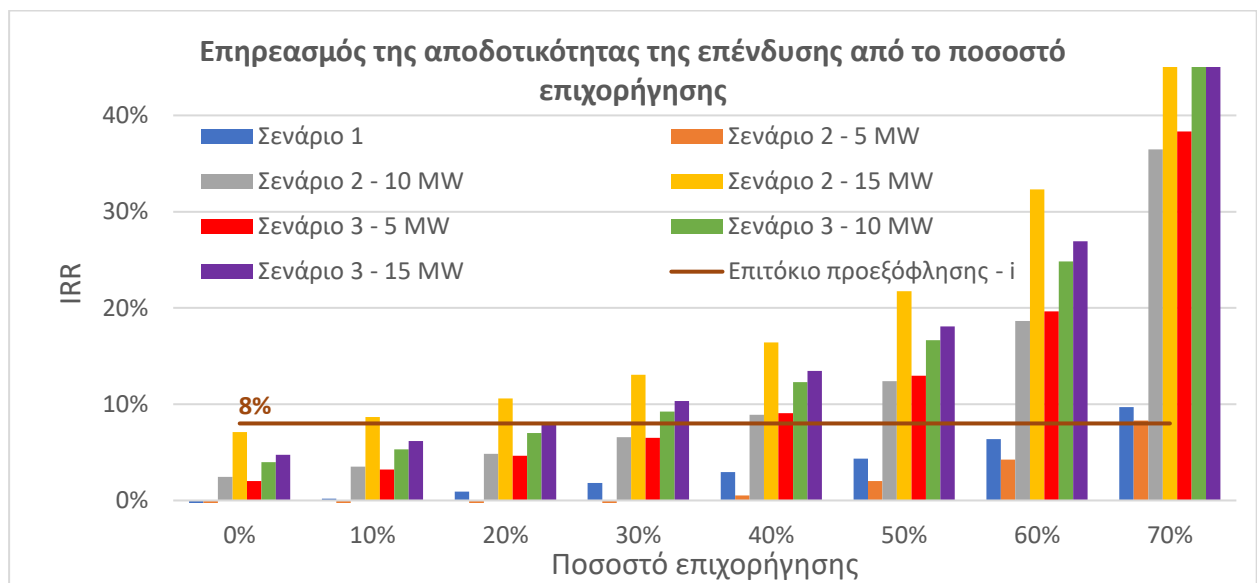
Στην περίπτωση του ηλεκτρολύτη ισχύος 3,15 MW, το ποσοστό που καλύπτει το κόστος εγκατάστασής του είναι περίπου ίσο με το ποσοστό που καλύπτεται από την εγκατάσταση του συστήματος αποθήκευσης, σε αντίθεση με την περίπτωση του ηλεκτρολύτη ισχύος 1,05 MW. Σε αυτή την περίπτωση παρατηρείται ότι τα έξοδα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι ακόμα μεγαλύτερα, καλύπτοντας το 94% των ετήσιων εξόδων λειτουργίας.

Γενικό σχόλιο: Γενικά παρατηρούνται αρκετές διαφορές στις τάσεις μεταξύ των Σεναρίων, αφού για παράδειγμα στο Σενάριο 1, ο ηλεκτρολύτης έχει διαστασιολογηθεί με κατά πολύ μεγαλύτερη ισχύ σε σχέση με τα υπόλοιπα, και γι' αυτό καθορίζει τόσο πολύ την αποδοτικότητα του Σεναρίου 1. Συγκρίνοντας τα Σενάρια 2-3-4 μεταξύ τους, φαίνεται ότι τα Σενάρια 2 και 4 εξαρτώνται αρκετά από την ποσότητα και το κόστος της αγορασθείσας ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ στο Σενάριο 3 είναι πιο ισορροπημένα τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας αφού η ύπαρξη μιας επιπλέον συνιστώσας στο οικοσύστημα, η οποία είναι το ΦΒ πάρκο, δημιουργεί μια πιο ομαλή κατανομή τόσο στα έξοδα εγκατάστασης όσο και στα έξοδα λειτουργίας.

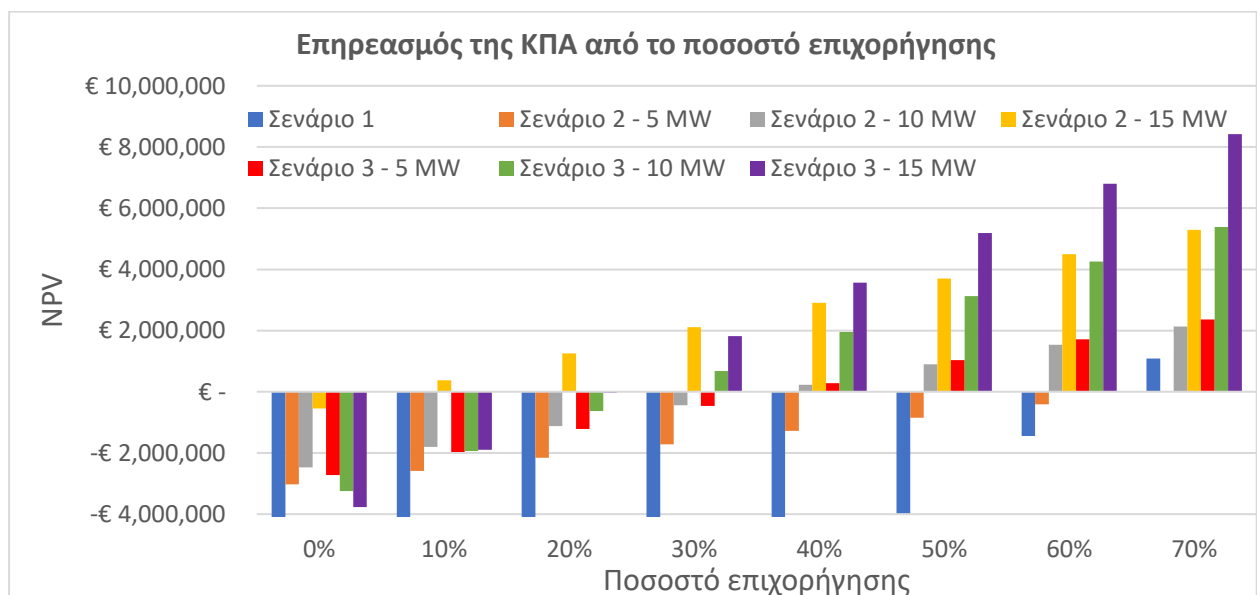
8.3. Επίδραση χρηματοδότησης

Σε αυτή την ενότητα πραγματοποιείται ο έλεγχος στους οικονομικούς δείκτες (NPV, IRR, LCOH) της επένδυσης ανάλογα με τα διαφορετικά ποσοστά επιχορήγησης επί του αρχικού κεφαλαίου. Συγκεκριμένα, διατηρείται το ποσοστό του δανείου στο 20% επί του αρχικού κεφαλαίου, και η επιχορήγηση αυξάνεται γραμμικά από 0% μέχρι 70%, με βήμα 10%.

Το Σενάριο 4 δεν παρουσιάζεται στη συγκεκριμένη ανάλυση καθώς η επιχορήγηση επί του CAPEX δεν επηρεάζει ιδιαίτερα τους οικονομικούς δείκτες της επένδυσης καθώς ο λόγος της μη αποδοτικότητας της επένδυσης σε αυτό το σενάριο έγκειται στο μεγάλο κόστος αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο ηλεκτρισμού, γεγονός που κάνει τα ετήσια έξοδα να είναι μεγαλύτερα από τα έσοδα.

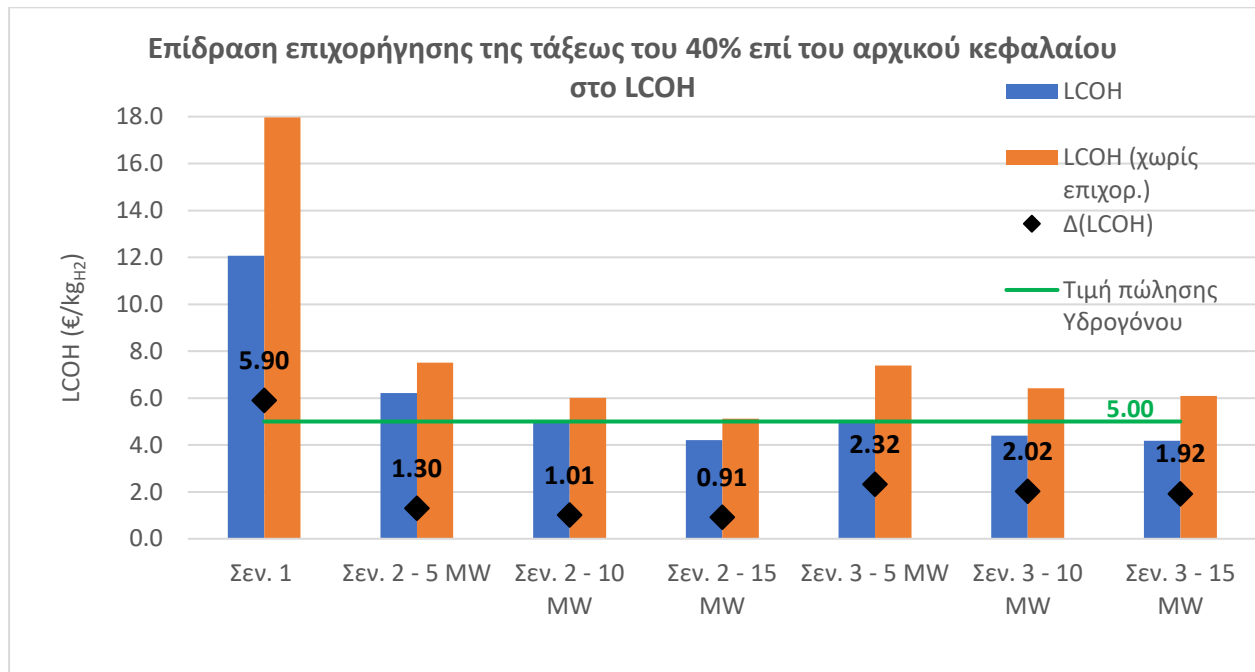


Σχήμα 8.15 – Επίδραση του ποσοστού επιχορήγησης στην αποδοτικότητα (IRR) της επένδυσης



Σχήμα 8.16 – Επίδραση του ποσοστού επιχορήγησης στην κερδοφορία (NPV) της επένδυσης

Όπως φαίνεται στα παραπάνω 2 διαγράμματα, με μόλις 10% επιχορήγηση η περίπτωση των 15 MW του Σεναρίου 2 γίνεται συμφέρουσα, με το IRR να φτάνει το 8.7%, ενώ με την επιχορήγηση στο 40% μόνο το Σενάριο 1 και η περίπτωση των 5 MW από το Σενάριο 2 δεν είναι συμφέρουσες. Τέλος, φαίνεται ότι το Σενάριο 1 και η περίπτωση των 5 MW είναι συμφέροντα, μόνο για 70% ποσοστό επιχορήγησης.



Σχήμα 8.17 – Επηρεασμός του LCOH από επιχορήγηση 40% επί του αρχικού κεφαλαίου

Φαίνεται ότι η επιχορήγηση ακόμα και στο 40% μειώνει κατά 1/3 το LCOH στο Σενάριο 1, διότι όπως φάνηκε στο Σχήμα 8.1 και στο Σχήμα 8.2, το κόστος εγκατάστασης και το κόστος λειτουργίας του ηλεκτρολύτη καθορίζουν τους δείκτες απόδοσης της επένδυσης κατά περίπου 75%. Όσον αφορά τα υπόλοιπα Σενάρια, για μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ, λόγω οικονομικών κλίμακας το LCOH είναι μικρότερο και γι' αυτό επηρεάζεται και λιγότερο από την επιχορήγηση. Ωστόσο είναι φανερό η επίδρασή της αφού τόσο στο Σενάριο 2 (10 & 15 MW) όσο και στο Σενάριο 3 (10 & 15 MW), ρίχνει το LCOH κάτω από την τιμή πώλησης του Υδρογόνου, μεγιστοποιώντας έτσι τα καθαρά κέρδη που προκύπτουν από την παραγωγή και μετέπειτα πώλησή του.

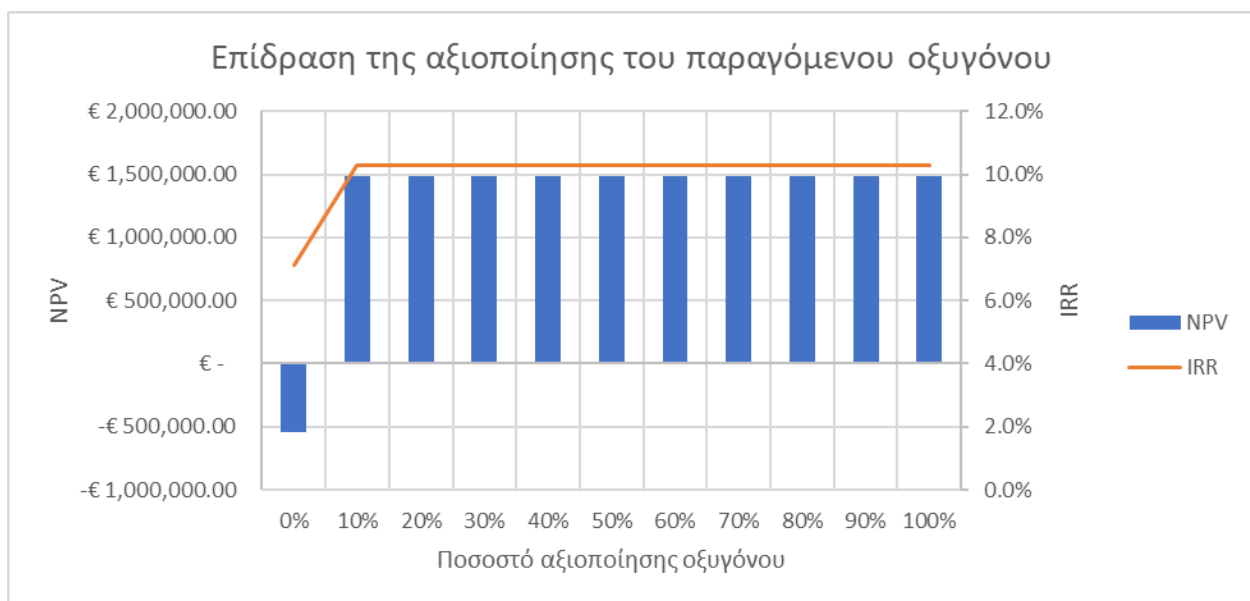
Αυτή η ανάλυση δείχνει τη σημασία που έχουν οι επιχορηγήσεις επί του αρχικού κόστους, κυρίως στο αρχικό στάδιο των επενδύσεων παραγωγής Υδρογόνου. Ειδικότερα, όταν τεθούν σε εφαρμογή πρωτοβουλίες ενώ ακόμα η τεχνολογία παραγωγής Υδρογόνου δεν έχει φτάσει σε πλήρη ωριμότητα, η επιθυμητή ζήτηση για την παραγωγή υδρογόνου μπορεί να είναι χαμηλότερη από το αναμενόμενο. Επομένως, οι όποιες δυνατότητες επιχορήγησης αντισταθμίζουν αυτό το ρίσκο.

8.4. Επίδραση εκμετάλλευσης οξυγόνου ή χρήσης κυψέλης καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρισμού

Σε παρούσα ενότητα πραγματοποιείται ανάλυση των άλλων δύο δυνατοτήτων αξιοποίησης του οικοσυστήματος όπου η μια είναι η εκμετάλλευση του παραγόμενου υποπροϊόντος οξυγόνου, καθώς και η διοχέτευση του παραγόμενου Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρισμού και πώλησή της στο δίκτυο διανομής.

8.4.1. Αξιοποίηση παραγόμενου οξυγόνου

Για την συγκεκριμένη ανάλυση χρησιμοποιήθηκε η *Εξίσωση 7.4* που παρουσιάστηκε προηγουμένως ενώ η ανάλυση έγινε ως προσθήκη στο base-case του αποδοτικότερου σεναρίου το οποίο είναι το 15 MW PV – PPA (Σενάριο 2):



Σχήμα 8.18 – Επίδραση της αξιοποίησης μέρους του παραγόμενου οξυγόνου

Λόγω του περιορισμού που τέθηκε στην υποενότητα 7.3.2 – ‘Παραδοχές’, η εκμετάλλευση του παραγόμενου οξυγόνου δεν μπορεί να ξεπεράσει το 10% της παραγωγής, αφού μόνο 5 τόνοι ανά βδομάδα μπορούν να αξιοποιηθούν.

Στον Πίνακα 8.5 παρουσιάζεται η μεταβολή των οικονομικών δεικτών και στοιχείων του συγκεκριμένου σεναρίου λόγω της αξιοποίησης του παραγόμενου οξυγόνου, που οφείλεται στα έξοδα εγκατάστασης, συντήρησης και λειτουργίας του νέου συμπιεστή οξυγόνου καθώς και στα έσοδα που θα προκύψουν από την αξιοποίησή του:

Πίνακας 8.5 – Μεταβολή των οικονομικών δεικτών και μεγεθών της επένδυσης λόγω αξιοποίησης μέρους του παραγόμενου οξυγόνου στο Σενάριο 2 – 15 MW PV – PPA

Μέγεθος	0% αξιοποίηση O ₂	10% αξιοποίηση O ₂	Ποσοστιαία μεταβολή
CAPEX (€)	9.903.409	10.464.046	+ 6%
OPEX (€/year)	1.382.686	1.446.758	+ 5%
Έσοδα (€/year)	2.100.290	2.460.290	+ 17%
IRR (%)	7,1	10,3	+ 45%
NPV (€)	- 546.654	1.487.869	+ 372%
PBP (years)	12,8	9,6	- 25%
LCOO (€/kgO ₂)	–	7,81	–

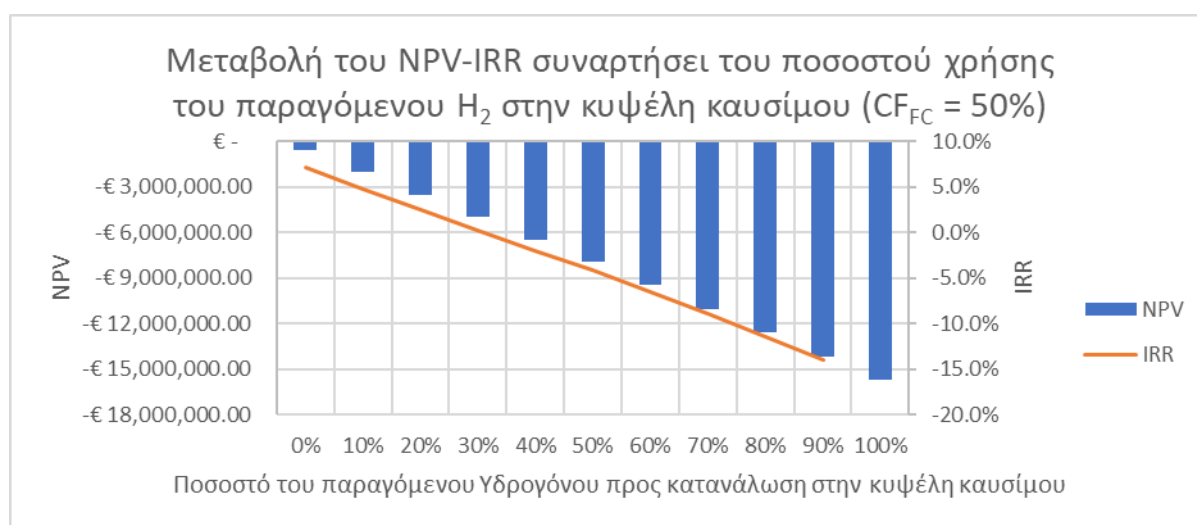
Σύμφωνα με την Εξίσωση 7.4, η τιμή πώλησης του οξυγόνου ανέρχεται στα 1,5 €/kgO₂. Αξίζει να σημειωθεί ότι δεν μπορούν να εξαχθούν ασφαλή συμπεράσματα για τη συγκεκριμένη περίπτωση, παρόλο που θεωρητικά είναι μια συντηρητική προσέγγιση, καθώς δεν υπάρχουν ιδιαίτερα στοιχεία για την παραγωγή ή την εμπορία οξυγόνου στην Κύπρο.

8.4.2. Διοχέτευση Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρισμού

Με παρόμοιο τρόπο με την αξιοποίηση του παραγόμενου οξυγόνου αναλύεται και η περίπτωση διοχέτευσης του Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου τύπου PEM για παραγωγή ηλεκτρισμού και πώλησή του στο δίκτυο.

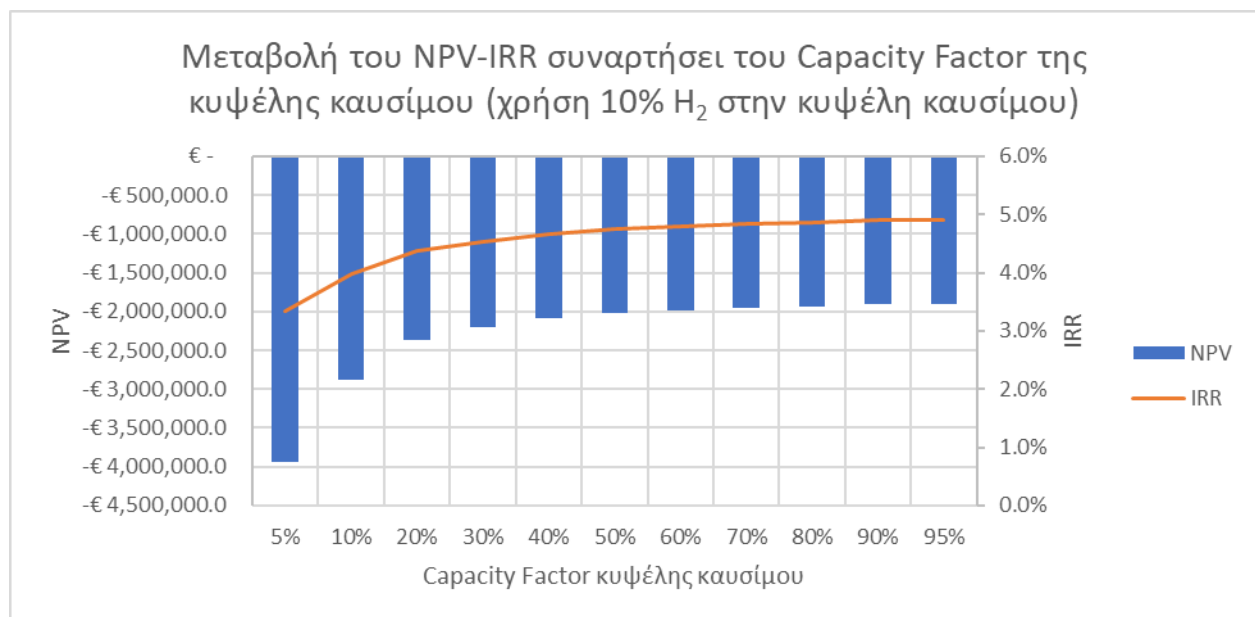
Συγκεκριμένα εξετάζονται 2 περιπτώσεις, όπου στην πρώτη περίπτωση γίνεται ανάλυση της επίδρασης της μεταβολής του ποσοστού του Υδρογόνου που οδηγείται στην κυψέλη καυσίμου κρατώντας σταθερό το Capacity Factor στο 50%, ενώ στην δεύτερη περίπτωση διατηρείται σταθερό το ποσοστό του Υδρογόνου που καταλήγει στην κυψέλη καυσίμου, στο 10% και αναλύεται η επίδραση της μεταβολής του Capacity Factor του.

Για την συγκεκριμένη ανάλυση χρησιμοποιείται όπως και προηγουμένως το base-case του αποδοτικότερου σεναρίου το οποίο είναι το 15 MW PV – PPA (Σενάριο 2).



Σχήμα 8.19 – Μεταβολή του NPV-IRR συναρτήσεως του ποσοστού χρήσης H₂ στην κυψέλη καυσίμου

Στο Σχήμα 8.19 φαίνεται ότι με την αύξηση του ποσού του παραγόμενου Υδρογόνου που καταλήγει στην κυψέλη καυσίμου, η επένδυση γίνεται όλο και περισσότερο ασύμφορη. Το αποτέλεσμα αυτής της ανάλυσης κρίνεται ως λογικό αφού η προσθήκη κυψέλης καυσίμου επιφέρει επιπλέον κόστος το οποίο είναι μεγάλο για μια συνιστώσα η οποία μειώνει το συνολικό βαθμό απόδοσης της διεργασίας, αφού για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται έχει ήδη δαπανηθεί αρκετή ενέργεια. Ωστόσο, αυτό που προσθέτει μια κυψέλη καυσίμου είναι ενεργειακή ευελιξία, ώστε ανά πάσα στιγμή να μπορούν να καλυφθούν εντολές από το δίκτυο για έγχυση ισχύος, αποδεσμεύοντας μέρος της ενέργειας που αποθηκεύτηκε ως Υδρογόνο.



Σχήμα 8.20 – Μεταβολή του NPV-IRR συναρτήσει του Capacity Factor της κυψέλης καυσίμου

Όπως αναφέρθηκε και πριν, η χρήση του Υδρογόνου στην κυψέλη καυσίμου μειώνει το συνολικό βαθμό απόδοσης της όλης διεργασίας και γι' αυτό όπως φαίνεται στο Σχήμα 8.20, με την αύξηση της ισχύος της κυψέλης καυσίμου (λόγω μείωσης του CF) μειώνεται ακόμα περισσότερο η αποδοτικότητα της επένδυσης λόγω του υψηλού ειδικού κόστους εγκατάστασής του.

Ο Πίνακας 8.6 παρουσιάζει τη μεταβολή των οικονομικών δεικτών και στοιχείων του συγκεκριμένου σεναρίου που οφείλεται στα έξοδα εγκατάστασης, συντήρησης και λειτουργίας της κυψέλης καυσίμου. Συγκεκριμένα, παρουσιάζονται τα στοιχεία που προκύπτουν για χρήση του 10% του παραγόμενου Υδρογόνου στην κυψέλη καυσίμου τύπου PEM με CF ίσο με 50%. Η κυψέλη καυσίμου διαστασιολογείται στα 163 kW_{el}, καταναλώνει 43,7 τόνους Υδρογόνου λειτουργώντας 4380 ώρες ετησίως, και παράγει 707 MWh_{el}. Το ανηγμένο σε παρούσα αξία σταθμισμένο κόστος παραγόμενης ενέργειας (LCOE) ανέρχεται στα 409,2 €/MWh_{el}, περίπου 10 φορές μεγαλύτερο από το κόστος προμήθειας της ενέργειας από το PPA για την περίπτωση των 15 MW, που ανέρχεται στα 40 €/MWh_{el}.

Τέλος, το γεγονός ότι το LCOE είναι σχεδόν 3 φορές μικρότερο από την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας φανερώνει το λόγο που η επιλογή της κυψέλης καυσίμου είναι μη συμφέρουσα για την επένδυση. Ωστόσο, εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα σε αυτή την ανάλυση που μπορούν να χρησιμεύσουν στην περίπτωση που το θεσμικό πλαίσιο σχετικά με την παραγωγή Υδρογόνου υποχρεώνει τους υποψήφιους επενδυτές να συμπεριλάβουν κυψέλη καυσίμου στα σχέδιά τους στο πλαίσιο των μέτρων για αποθήκευση και έγχυση ενέργειας στο δίκτυο.

Πίνακας 8.6 – Μεταβολή των οικονομικών μεγεθών και δεικτών της επένδυσης λόγω χρήσης του παραγόμενου Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου στο Σενάριο 2 – 15 MW PV – PPA

Μέγεθος	0% H₂ στο Fuel Cell	10% H₂ στο Fuel Cell με CF = 50%	Ποσοστιαία μεταβολή
CAPEX (€)	9.903.409	10.144.425	+ 2%
OPEX (€/year)	1.382.686	1.411.363	+ 2%
Έσοδα (€/year)	2.100.290	1.980.581	- 5,7%
IRR (%)	7,1	4,7	- 34%
NPV (€)	- 546.654	- 2.026.564	- 271%
PBP (years)	12,8	16,8	+ 31%

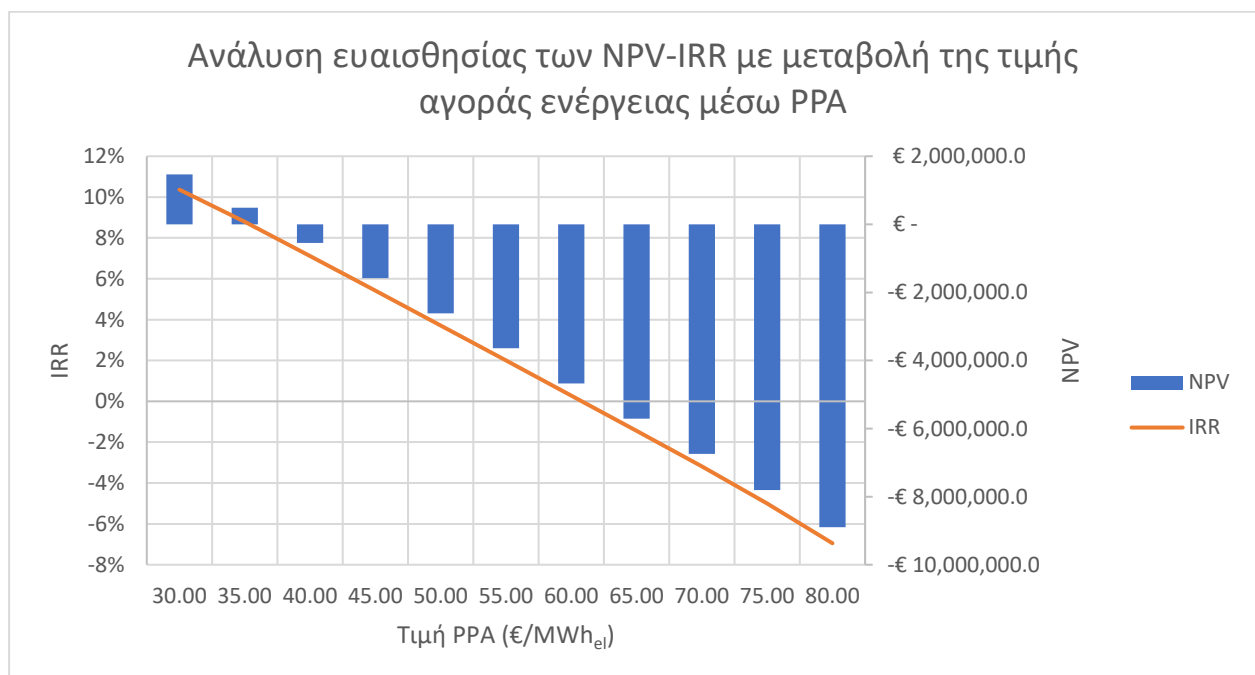
9. Ανάλυση ευαισθησίας στο βέλτιστο σενάριο

Σε αυτό το κεφάλαιο πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας στο βέλτιστο σενάριο του έργου στην μεταβολή διαφόρων παραμέτρων όπως το αρχικό κόστος κεφαλαίου, η τιμή αγοράς ενέργειας από PPA, η τιμή πώλησης Υδρογόνου, το επιτόκιο δανεισμό και το επιτόκιο προεξόφλησης. Μεταβάλλοντας τις τιμές των προαναφερθέντων μεγεθών, θα ελεγχθεί η αντίστοιχη μεταβολή που θα προκύψει στους δείκτες NPV, IRR, PBP και LCOH.

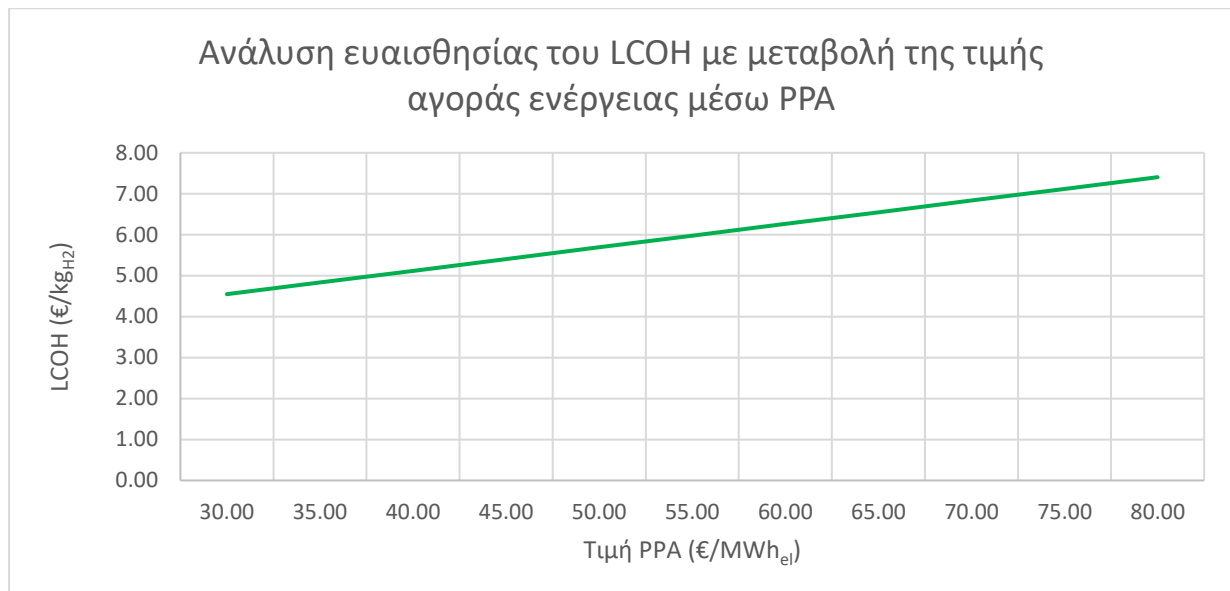
Η ανάλυση ευαισθησίας έχει ως σκοπό τη διερεύνηση του βαθμού αντίδρασης ενός αποτελέσματος σε πιθανές μεταβολές ορισμένων μεγεθών, που επηρεάζουν το ίδιο το αποτέλεσμα κατά τη διαδικασία αξιολόγησης ενός επενδυτικού σχεδίου. Μεταβολές της τάξεως 0 – 20% χαρακτηρίζονται ως χαμηλές, ενώ μεταβολές της τάξεως άνω του 20% χαρακτηρίζονται ως υψηλές [91].

9.1. Μεταβολή τιμών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Η τιμή αγοράς ηλεκτρισμού μέσω PPA για τη συγκεκριμένη ανάλυση μεταβάλλεται ελάχιστα προς τα κάτω (30 €/MWh_{el}) και αρκετά προς τα πάνω, μέχρι 80 €/MWh_{el}, από 40 €/MWh_{el} που ήταν στο base-case σενάριο. Με χρήση μακροεντολών στο Excel και με βήμα 5 €/MWh_{el} προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα:



Σχήμα 9.1 – Ανάλυση ευαισθησίας των NPV-IRR με μεταβολή της τιμής αγοράς ενέργειας μέσω PPA



Σχήμα 9.2 – Ανάλυση ευαισθησίας του LCOH με μεταβολή της τιμής αγοράς ενέργειας μέσω PPA

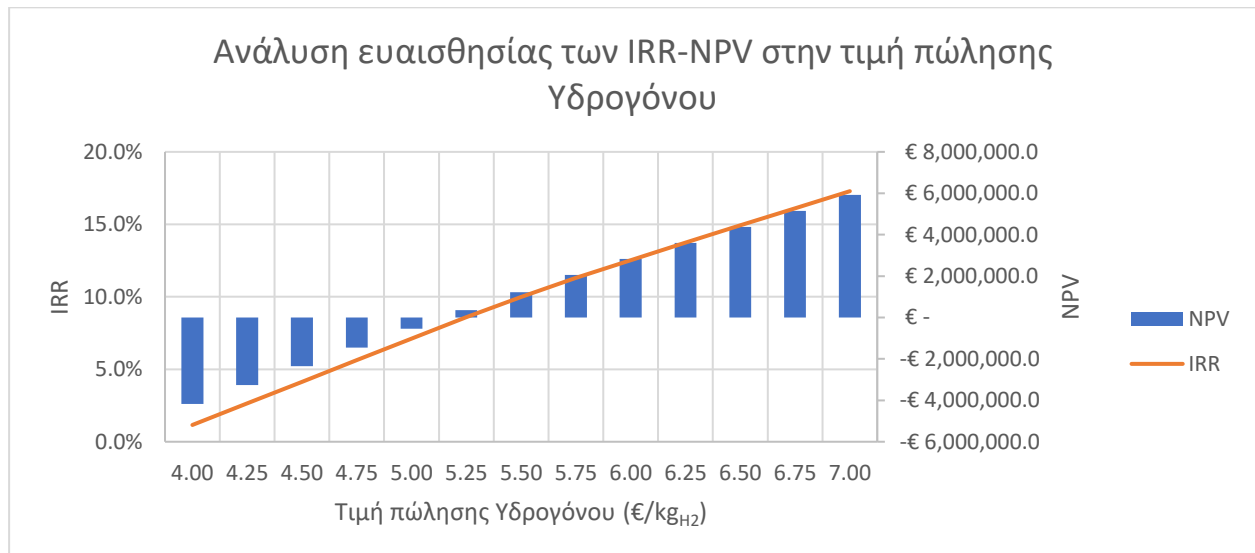
Στα παραπάνω διαγράμματα παρατηρείται ότι με μια αύξηση της τάξης του 25% στην τιμή αγοράς της MWh_{el} , δηλαδή από 40 σε 50 €/MWh_{el}, το NPV μειώνεται από -€546 χιλ. σε -€2,6 εκ., το IRR μειώνεται από 7,1% σε 3,7%. Τέλος, το LCOH αυξάνεται από 5,1 σε 5,7 €/kgH₂, μια μεταβολή της τάξης του 11% η οποία μπορεί να χαρακτηριστεί ως χαμηλή.

Αυτές οι μεγάλες μεταβολές οφείλονται στο γεγονός ότι το ετήσιο λειτουργικό κόστος της μονάδας εξαρτάται κατά 80% από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φάνηκε και στο Σχήμα 8.6. Επομένως, το σύστημα είναι πολύ ευαίσθητο σε μεταβολές της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και προκειμένου μια τέτοια επένδυση να είναι οικονομικά βιώσιμη και χαμηλού ρίσκου, πρέπει να εξασφαλιστούν χαμηλά κόστη ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο μετριασμός της ευαισθησίας σε πιθανές μεταβολές του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να επιτευχθεί με μείωση του σταθμισμένου κόστους ηλ. ενέργειας (LCOE) από ΑΠΕ μειώνοντας για παράδειγμα τα κόστη εγκατάστασης, είτε εξασφαλίζοντας πολύ χαμηλές τιμές σε PPA. Επίσης, μελλοντικά όταν με την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ πραγματοποιούνται μεγαλύτερες ποσότητες περικοπών, η εκμετάλλευση της περικοπτόμενης ενέργειας μπορεί να έχει και αρνητικές τιμές προμήθειας, ενώ θα αυξηθεί και το CF του ηλεκτρολύτη.

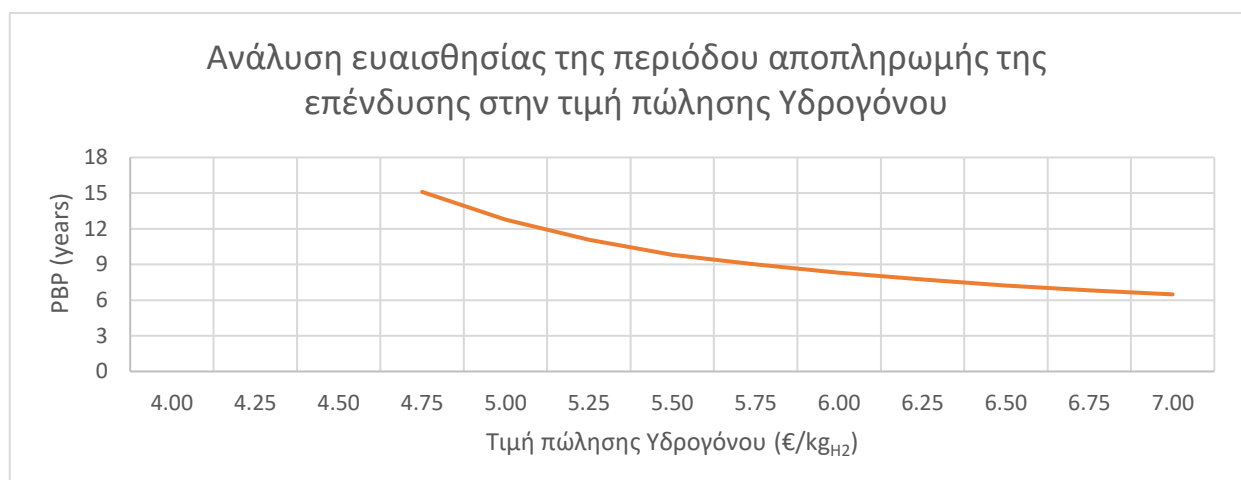
9.2. Μεταβολή τιμής πώλησης Υδρογόνου

Η τιμή πώλησης του παραγόμενου Υδρογόνου για τη συγκεκριμένη ανάλυση μεταβάλλεται μεταξύ 4 και 7 €/kg_{H2} με βήμα 0,25 €/kg_{H2}, δηλαδή μέχρι -20% και +40% σε σχέση με το base-case σενάριο και προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα:



Σχήμα 9.3 – Ανάλυση ευαισθησίας των IRR-NPV στην τιμή πώλησης Υδρογόνου

Στο Σχήμα 9.3 παρατηρείται ότι με μείωση κατά 20% της τιμής πώλησης Υδρογόνου, από 5 σε 4 €/kg_{H2}, το NPV μειώνεται κατακόρυφα από -€546 χιλ. σε -€4,2 εκ., κάτι που φανερώνει ότι χωρίς επιχορήγηση η επένδυση θα χαρακτηριζόταν από μεγάλο ρίσκο αφού το εμπόριο Υδρογόνου δεν είναι ακόμα σε ώριμη μορφή και υπάρχει αβεβαιότητα γύρω από την τιμή πώλησής του. Αντίστοιχα όμως, με 20% αύξηση της τιμής πώλησής του από 5 σε 6 €/kg_{H2}, το NPV αυξάνεται στα €2,8 εκ.



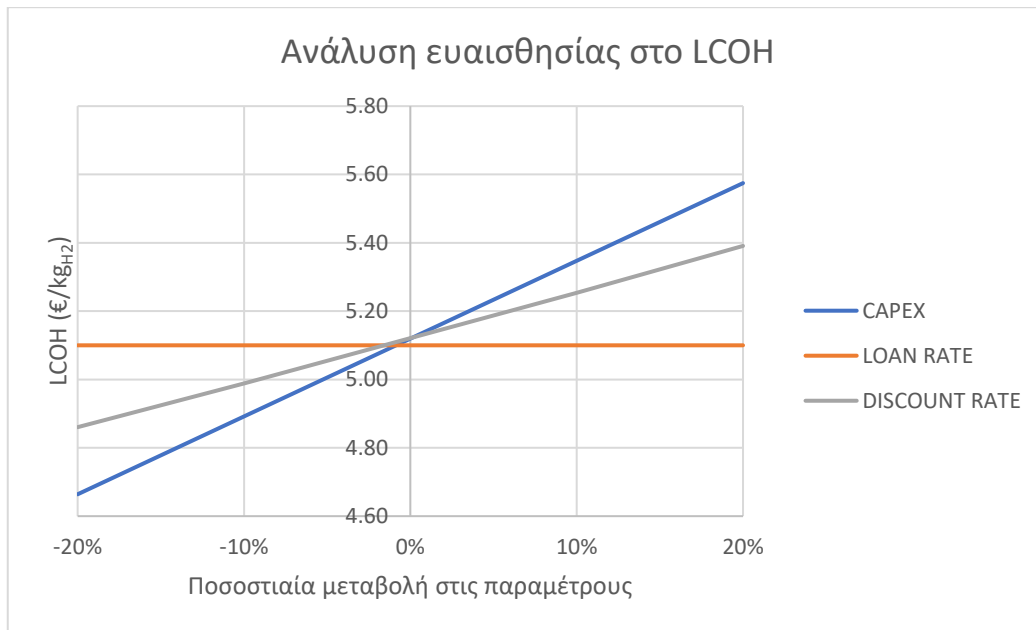
Σχήμα 9.4 – Ανάλυση ευαισθησίας του χρόνου αποπληρωμής της επένδυσης στην τιμή πώλησης Υδρογόνου

Επίσης, στο Σχήμα 9.4 φαίνεται ότι με 20% αύξηση στην τιμή πώλησης Υδρογόνου, η περίοδος αποπληρωμής μειώνεται από 12,8 σε 8,3 έτη, μείωση της τάξης του 35% η οποία κρίνεται ως υψηλή.

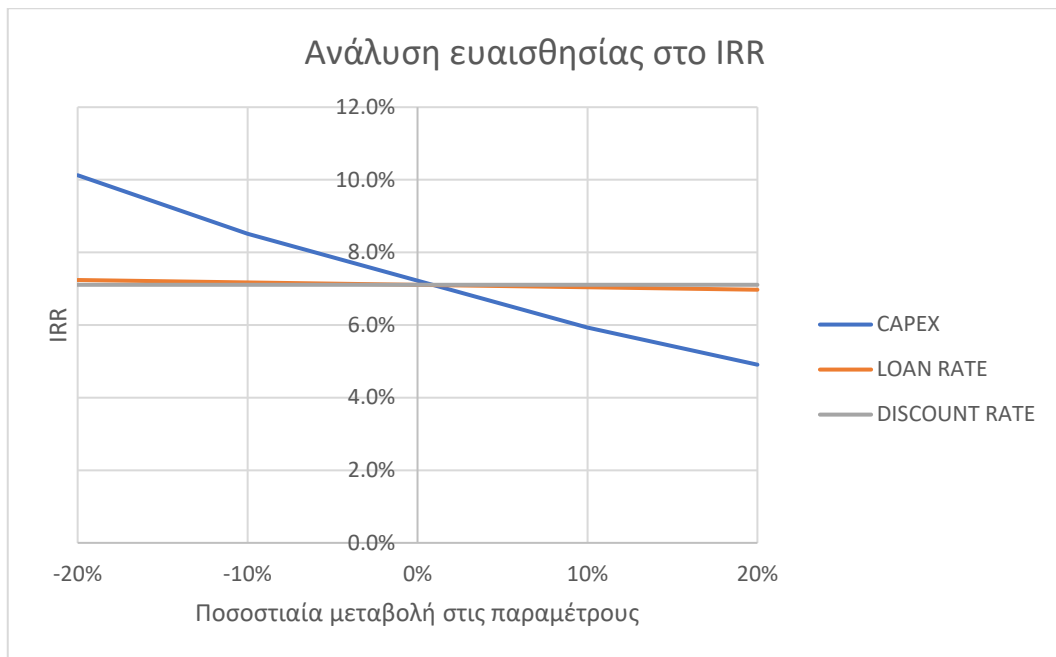
Η ανάλυση που έγινε επί των παραπάνω μεταβολών δείχνει ότι στα πρώτα χρόνια των επενδύσεων στον τομέα του Υδρογόνου, οι κρατικές επιχορηγήσεις θα καταστούν απαραίτητες στην προσπάθεια αποφυγής και μετριασμού των πιθανών ρίσκων που θα οφείλονται στην μη ώριμη αγορά και στην έλλειψη τεχνολογικής ετοιμότητας των τεχνολογιών Υδρογόνου.

9.3. Μεταβολή CAPEX και επιτοκίων δανεισμού και προεξόφλησης

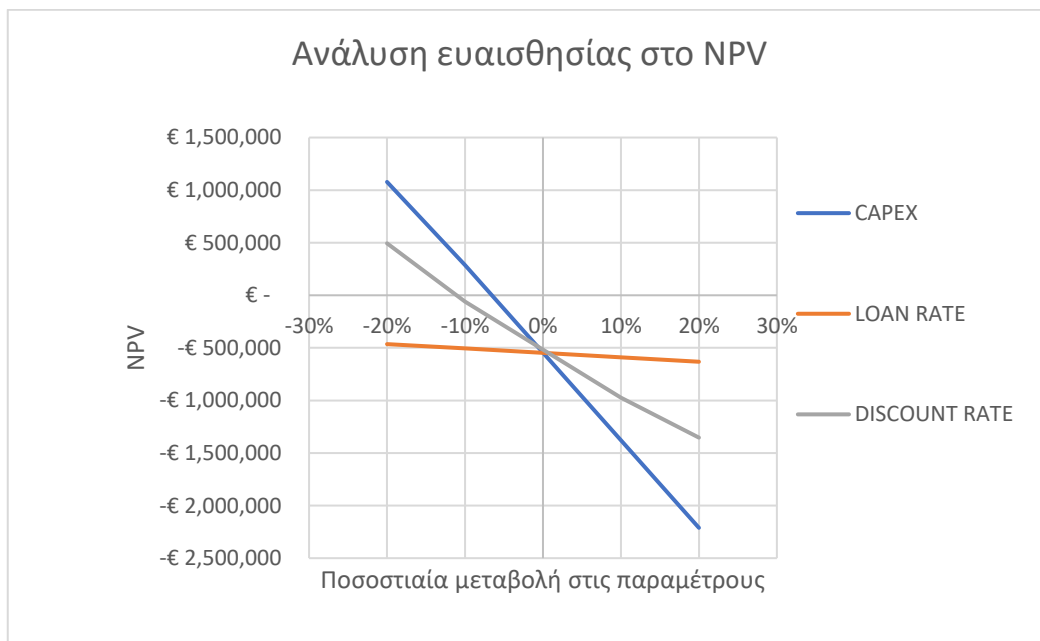
Παρακάτω εξετάζονται οι μεταβολές των οικονομικών δεικτών της επένδυσης (NPV, IRR, PBP, LCOH) σε συνάρτηση των μεταβολών του CAPEX, του επιτοκίου δανεισμού καθώς και του επιτοκίου προεξόφλησης.



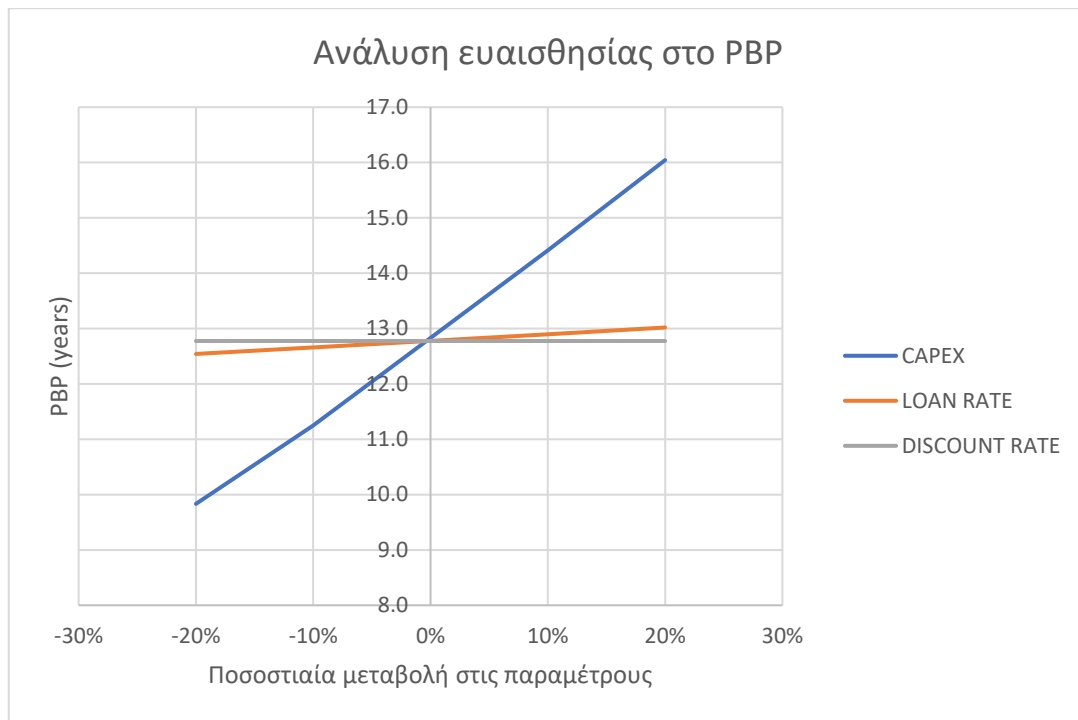
Σχήμα 9.5 – Ανάλυση ευαισθησίας του LCOH συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού



Σχήμα 9.6 – Ανάλυση ευαισθησίας του IRR συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού



Σχήμα 9.7 – Ανάλυση ευαισθησίας του NPV συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού



Σχήμα 9.8 – Ανάλυση ευαισθησίας του LCOH συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού

Φαίνεται από αυτή την ανάλυση ότι η μεταβολή του επιτοκίου δανεισμού δεν επηρεάζει σχεδόν καθόλου την επένδυση, γεγονός που κρίνεται ως ενθαρρυντικό αφού δείχνει ανθεκτικότητα έναντι της αβεβαιότητας που επικρατεί στον οικονομικό τομέα τα τελευταία 2 χρόνια. Ανθεκτικό στις μεταβολές φαίνεται να είναι και το LCOH το οποίο παρουσιάζει τη μεγαλύτερή του μεταβολή ίση με $\pm 8,9\%$ στις αντίστοιχες μεταβολές $\pm 20\%$ του CAPEX. Τέλος, το επιτόκιο προεξόφλησης επηρεάζει ελάχιστα μόνο το δείκτη NPV που ούτως ή άλλως τέθηκε στο 8% ως ένα συντηρητικό ποσοστό για να δείξει το ρίσκο και την αβεβαιότητα γύρω από μια επένδυση.

10. Συμπεράσματα – Μελλοντική εργασία

10.1. Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται την ανάλυση της επένδυσης ενός ολοκληρωμένου οικοσυστήματος παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου στο νησί της Κύπρου. Καθορίστηκαν 4 διαφορετικά σενάρια για την προμήθεια της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται από τον ηλεκτρολύτη για την παραγωγή του Υδρογόνου. Το Σενάριο 1 αφορούσε χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας που περικόπτεται από ΦΒ παραγωγή στην Κύπρο, το Σενάριο 2 αφορούσε αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΒ πάρκο μέσω εικονικού PPA, το 3^ο Σενάριο αφορούσε κατασκευή ιδιόκτητου ΦΒ πάρκου και χρήση της ενέργειας που παράγεται ενώ στο 4^ο Σενάριο η ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε στον ηλεκτρολύτη προερχόταν από το ηλεκτρικό δίκτυο της Κύπρου. Τα βασικά κομμάτια του οικοσυστήματος αποτελούνται από τον ηλεκτρολύτη για την παραγωγή του Υδρογόνου, καθώς και συμπιεστή και μονάδα αποθήκευσης. Εξετάστηκαν επίσης και οι υποπεριπτώσεις πιθανής χρήσης του Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου για παραγωγή και παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο της Κύπρου, ενώ εξετάστηκε και η περίπτωση εμπορικής εκμετάλλευσης του παραγόμενου οξυγόνου από την ηλεκτρόλυση.

Ακόμα, εξετάστηκαν κάποια υποσενάρια σχετικά με την διαστασιολόγηση του συστήματος στα Σενάρια 2,3 και 4 έτσι ώστε να μπορεί να διαπιστωθεί και η επίδραση των οικονομικών κλίμακας. Συγκεκριμένα για το Σενάριο 2 και το Σενάριο 3 εξετάστηκαν 3 υποσενάρια για το μέγεθος του ΦΒ πάρκου από το οποίο προέρχεται η ηλεκτρική ενέργεια, 5, 10 και 15 MW. Ενώ για το Σενάριο 4 εξετάστηκαν, για σκοπούς σύγκρισης, 3 διαφορετικά μεγέθη ηλεκτρολύτη βάσει των οποίων το ετήσια παραγόμενο Υδρογόνο θα πλησίαζε την αντίστοιχη παραγωγή των υποσεναρίων του Σεναρίου 2.

Με την κατάλληλη οριοθέτηση των Σεναρίων στα δεδομένα της Κύπρου, τα δεδομένα και οι παράμετροι για την κάθε συνιστώσα του οικοσυστήματος εισήχθησαν σε φύλλα εργασίας στο Excel και μετά από κατάλληλη κωδικοποίησή τους, προέκυψε ένα πλήρως αυτοματοποιημένο υπολογιστικό εργαλείο στο οποίο αλλάζοντας κάποιες παραμέτρους προκύπταν αυτόματα τα αποτελέσματα. Έγινε επίσης και συγγραφή των κατάλληλων μακροεντολών έτσι ώστε με το “τρέξιμό” τους να δίνουν μια πιο λεπτομερή εικόνα σε σχέση με τις υποπεριπτώσεις που αναφέρθηκαν παραπάνω. Ως κριτήρια αξιολόγησης της επένδυσης χρησιμοποιήθηκαν οι δείκτες NPV, IRR, PBP και LCOH.

Από την παρούσα μελέτη προκύπτουν αρκετά ενδιαφέροντα αποτελέσματα τα οποία μπορούν να ερμηνευθούν από διάφορες οπτικές. Για αρχή, η διαστασιολόγηση του ηλεκτρολύτη στο Σενάριο 1 βάσει των δεδομένων της ΑΗΚ σχετικά με τις περικοπές ΦΒ παραγωγής για το 2022, κρίνεται ως αρκετά μεγάλη, τονίζοντας την ανάγκη για εξασφάλιση υψηλής επιχορήγησης προκειμένου μια τέτοια επένδυση να είναι βιώσιμη. Χωρίς επιχορήγηση το κεφάλαιο που απαιτείται για την υλοποίηση αυτής της επένδυσης ανέρχεται στα €27,2 εκ., ενώ η ΚΠΑ ανέρχεται στα €-16,6 εκ.. Μόνο όταν η επιχορήγηση ξεπεράσει το 70% η επένδυση γίνεται κερδοφόρα κάτι που κάνει το Σενάριο αυτό να μην είναι ιδιαίτερα ελκυστικό με τα σημερινά δεδομένα. Στο μέλλον όμως αναμένεται ότι θα παίξει σημαντικό ρόλο μια τέτοια επένδυση η οποία θα μπορεί να χρησιμοποιείται ως μέσο αποθήκευσης της περίσσειας

ενέργειας από ΑΠΕ, περιορίζοντας τις περικοπές τους και αυξάνοντας την διείσδυσή τους στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής.

Από τα υπόλοιπα Σενάρια φαίνεται ότι το Σενάριο 2 έχει την καλύτερη απόδοση στην περίπτωση προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΒ πάρκο ισχύος 15 MW με αρχικό κεφάλαιο €9,9 εκ., όπου με μόλις 10% επιχορήγηση η επένδυση γίνεται βιώσιμη και κερδοφόρα έχοντας ΚΠΑ ύψους €370 χιλ. και PBP 11,2 έτη, ενώ με 50% επιχορήγηση μπορεί να φτάσει σε εσωτερική απόδοση της τάξεως του 21,8% με ΚΠΑ €3,7 εκ. και περίοδο αποπληρωμής μόλις 5,5 χρόνια. Στην αντίστοιχη υποπερίπτωση του Σεναρίου 3, το αρχικό κεφάλαιο σχεδόν διπλασιάζεται φτάνοντας τα €20,1 εκ., ενώ με επιχορήγηση άνω του 30% κρίνεται ως βιώσιμη και κερδοφόρα. Ωστόσο, αν και φθηνότερη η επένδυση στο Σενάριο 2, κρίνεται ως μεγαλύτερου ρίσκου σε σχέση με την αντίστοιχη του Σεναρίου 3, διότι το 80% των λειτουργικών εξόδων της βασίζονται στην τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του PPA κάτι που κάνει την επένδυση πολύ ευαίσθητη σε τυχόν αλλαγές αυτής της τιμής. Ενώ η επένδυση στο Σενάριο 3, αν και ακριβότερη δεν εξαρτάται τόσο πολύ από εξωτερικούς παράγοντες, ενώ έχει και το πλεονέκτημα ότι το ιδιόκτητο ΦΒ πάρκο μπορεί να επιφέρει επιπλέον κέρδη στον επενδυτή στην περίπτωση που πουλάει και μέρος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο κάτι που όμως δεν εξετάστηκε στην παρούσα εργασία.

Όσον αφορά το Σενάριο 4, αν και έχει πολύ χαμηλά κόστη κεφαλαίου, τα κόστη λειτουργίας του καθιστούν την επένδυση αυτή απαγορευτική αφού το κόστος παραγωγής Υδρογόνου ξεπερνάει κατά πολύ την τιμή πώλησής του, λόγω της υψηλής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται από τον ηλεκτρολύτη. Εκτός αυτού, το παραγόμενο Υδρογόνο σε τέτοια περίπτωση δε θα χαρακτηρίζεται ως πράσινο, απομακρύνοντας έτσι την πιθανότητα εξασφάλισης χρηματοδότησης ή επιδότησης στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος.

Τέλος εξετάζοντας την περίπτωση χρήσης μέρους του παραγόμενου Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου εξάγεται το συμπέρασμα ότι κάτι τέτοιο δεν βελτιώνει την αποδοτικότητα της επένδυσης, όμως με κατάλληλα κίνητρα και επιχορηγήσεις αυτό μπορεί να αντισταθμιστεί έτσι ώστε το οικοσύστημα να μπορεί να λειτουργήσει και ως σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μακράς διάρκειας. Από την άλλη όμως διαπιστώνεται ότι η περίπτωση εκμετάλλευσης του παραγόμενου οξυγόνου από την ηλεκτρόλυση μπορεί να κάνει λίγο πιο βιώσιμη και αποδοτική την επένδυση.

Το γενικό συμπέρασμα είναι ότι ο τομέας της παραγωγής Υδρογόνου έχει λαμπρό μέλλον μπροστά του, όπου με την ωρίμανση των τεχνολογιών αναμένεται να γίνει ένας πολύ ελκυστικός τομέας που θα μπορεί κανείς να επενδύσει, ενώ με την περαιτέρω ανάπτυξη του Υδρογόνου αναμένεται να δοθεί μια λύση στην εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, καταπολεμώντας παράλληλα και τις αρνητικές συνέπειες της κλιματικής αλλαγής.

10.2. Μελλοντική εργασία

Η παρούσα διπλωματική εργασία θα μπορούσε να χρησιμεύσει ως αφετηρία και οδηγός για περαιτέρω έρευνα-μελέτη. Αρχικά κάποια Σενάρια θα μπορούσαν να διερευνηθούν σε ημερήσια κλίμακα αντί σε μηνιαία ή ετήσια, με σκοπό την περαιτέρω ανάλυση των διακυμάνσεων που μπορεί να έχει η τιμή του ηλεκτρισμού, το μέγεθος και η διάρκεια των περικοπών, ή η ΦΒ παραγωγή. Ακόμα, θα είχε ενδιαφέρον να εξεταστεί και η περίπτωση σύζευξης ενός τέτοιου οικοσυστήματος με ένα ΦΒ πάρκο διασυνδεδεμένο στο δίκτυο και μέσω της δημιουργίας ενός μοντέλου βελτιστοποίησης θα μπορούσε να διαπιστωθεί πότε συμφέρει να πωλείται η παραγόμενη ενέργεια στο δίκτυο και πότε να χρησιμοποιείται στο σύστημα ηλεκτρόλυσης για παραγωγή πράσινου Υδρογόνου.

11. Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1 – Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Κύπρου κατά το έτος 2022 [2]	14
.....	14
Σχήμα 2.1 – Ετήσιες εκπομπές CO ₂ από ορυκτά καύσιμα [4]	18
Σχήμα 2.2 – Απόκλιση της ετήσιας μέσης θερμοκρασίας από την μέση θερμοκρασία της περιόδου 1951 – 1980 [5]	18
Σχήμα 2.3 – Εκπομπές ισοδύναμου CO ₂ εντός της ΕΕ ανά τομέα της οικονομίας ανά τρίμηνο για την περίοδο 2010 – 2022 [6]	19
Σχήμα 2.4 – Τομείς δέσμης μέτρων “Fit for 55” [14]	22
Σχήμα 2.5 – Εκπομπές από τομείς που δεν καλύπτονται από το ETS [17]	23
Σχήμα 2.6 – Το πλάνο της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την παραγωγή πράσινου Υδρογόνου [21]	25
Σχήμα 3.1 – Δείκτης Wobbe μειγμάτων αμμωνίας, Υδρογόνου και διαφόρων υδρογονανθράκων [26]	29
Σχήμα 4.1 – Πιθανό οικοσύστημα παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς και κατανάλωσης Υδρογόνου στο σενάριο Καθαρών Μηδενικών Εκπομπών 2050 [30]	33
Σχήμα 4.2 – Το μείγμα παραγωγής H ₂ για το 2020 και 2021 [32]	35
Σχήμα 4.3 – Η μονάδα SMR “HYSERVE” της ιαπωνικής εταιρείας Osaka Gas [34]	36
Σχήμα 4.4 – Το χρονοδιάγραμμα της ανάπτυξης τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού χαμηλής θερμοκρασίας [36]	37
Σχήμα 4.5 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας αλκαλικής ηλεκτρόλυσης νερού (AEL) [37]	38
.....	38
Σχήμα 4.6 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας ηλεκτρόλυσης μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) [37]	40
Σχήμα 4.7 – Σχηματική απεικόνιση ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου (SOEL) [37]	41
Σχήμα 4.8 – Η διαμόρφωση του ηλεκτρολύτη με μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων (AEMEL) [36]	42
.....	42
Σχήμα 4.9 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας ηλεκτρόλυσης μεμβράνης ανταλλαγής ανιόντων (AEMEL) [36]	42
Σχήμα 4.10 – Σταθμισμένο κόστος παραγωγής H ₂ ανά τεχνολογία το 2021, το 2030 και το 2050 στο σενάριο Καθαρών Μηδενικών Εκπομπών [32]	47
Σχήμα 4.11 – Ζήτηση Υδρογόνου ανά τομέα και ανά γεωγραφική περιοχή για το 2019-2021 και ανά τομέα στα σενάρια STEPS και APS [32]	48
Σχήμα 4.12 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας κυψέλης καυσίμου Υδρογόνου τύπου PEM [48]	50
Σχήμα 4.13 – Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας κυψέλης καυσίμου Υδρογόνου τύπου SOFC [49]	52
Σχήμα 4.14 – Τομή κυλινδρικού δοχείου Type-IV για αποθήκευση Υδρογόνου προς χρήση σε FCEV [54]	56
Σχήμα 4.15 – Απόδοση ανά σύστημα αποθήκευσης Υδρογόνου [56]	58
Σχήμα 4.16 – Κόστος επένδυσης (δισ. \$) για μονάδα αποθήκευσης δυναμικότητας 5000 τόνων [56]	59
Σχήμα 4.17 – Σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης σε ημερήσιο και 4μηνιαίο κύκλο για αποθηκευτικό φορτίο 4000 τόνων [56]	59
Σχήμα 4.18 – Μεταβολή του σταθμισμένου κόστους αποθήκευσης ανά υλικό ανά ημέρα [56]	59

Σχήμα 4.19 – Σταθμισμένο κόστος μεταφοράς Υδρογόνου ανά km και ανά τεχνολογία, για το έτος 2030 [32]	61
Σχήμα 5.1 – Επίπεδο τεχνολογικής ετοιμότητας τεχνολογιών παραγωγής, μεταφοράς και αποθήκευσης Υδρογόνου [32]	62
Σχήμα 5.2 – Επίπεδο τεχνολογικής ετοιμότητας τεχνολογιών τελικής χρήσης Υδρογόνου [32] ..	63
Σχήμα 5.3 – Εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρολυτών παγκοσμίως ανά έτος [32]	64
Σχήμα 5.4 – Ζήτηση Υδρογόνου στις οδικές μεταφορές ανά είδος οχήματος [32]	66
Σχήμα 5.5 – Το παγκόσμιο απόθεμα των FCEV ανά είδος οχήματος και ανά γεωγραφική περιοχή [32]	66
Σχήμα 5.6 – Σταθμοί ανεφοδιασμού Υδρογόνου και λόγος FCEV προς σταθμούς ανεφοδιασμού Υδρογόνου ανά γεωγραφική περιοχή [32]	70
Σχήμα 5.7 – Σχεδιάγραμμα λειτουργίας μονάδας παραγωγής-αποθήκευσης Υδρογόνου και παραγωγής πράσινου χάλυβα στο πλαίσιο του προγράμματος “Hybrit” [71]	72
Σχήμα 5.8 – Η συνολική δυναμικότητα ηλεκτρολυτών ανά γεωγραφική περιοχή και ανά τύπο σύμφωνα με τις ανακοινωθείσες επενδύσεις στον τομέα μέχρι το 2030 [32]	73
Σχήμα 5.9 – Ο χάρτης των υποδομών της πρωτοβουλίας “European Hydrogen Backbone” [72]	74
Σχήμα 5.10 – Κόστος επένδυσης, ετήσιο κόστος λειτουργίας και κόστος μεταφοράς Υδρογόνου για το έργο European Hydrogen Backbone [72]	75
Σχήμα 7.1 – Το process flow diagram του οικοσυστήματος παραγωγής και αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου	82
Σχήμα 7.2 – Διάγραμμα κόστους αποφυγής και τιμής πώλησης ενέργειας ανά μήνα στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κύπρου [100]	90
Σχήμα 7.3 – Παράδειγμα ενημερωτικού εντύπου ημερήσιας περικοπής ΦΒ παραγωγής από την ιστοσελίδα της ΑΗΚ [2]	92
Σχήμα 7.4 – Τρόπος λειτουργίας ενός εικονικού Power Purchase Agreement [92]	94
Σχήμα 7.5 – Ο CF για το μέσο έτος ΦΒ παραγωγής στην Κύπρο	94
Σχήμα 8.1 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 1	99
Σχήμα 8.2 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 1	99
Σχήμα 8.3 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 2 (5 MW PV – PPA)	100
Σχήμα 8.4 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 2 (5 MW PV – PPA) ..	100
Σχήμα 8.5 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 2 (15 MW PV – PPA)	101
Σχήμα 8.6 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 2 (15 MW PV – PPA) ..	101
Σχήμα 8.7 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 3 (5 MW ιδιότητα PV)	102
Σχήμα 8.8 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 3 (5 MW ιδιότητα PV)	102
Σχήμα 8.9 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 3 (15 MW ιδιότητα PV)	103
Σχήμα 8.10 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 3 (15 MW ιδιότητα PV)	103
Σχήμα 8.11 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 4 (1,05 MW ηλεκτρολύτης AEL)	104
Σχήμα 8.12 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 4 (1,05 MW ηλεκτρολύτης AEL)	104
Σχήμα 8.13 – Καταμερισμός κόστους κεφαλαίου για το Σενάριο 4 (3,15 MW ηλεκτρολύτης AEL)	105

Σχήμα 8.14 – Καταμερισμός ετήσιων εξόδων λειτουργίας για το Σενάριο 4 (3,15 MW ηλεκτρολύτης AEL)	105
Σχήμα 8.15 – Επίδραση του ποσοστού επιχορήγησης στην αποδοτικότητα (IRR) της επένδυσης	106
Σχήμα 8.16 – Επίδραση του ποσοστού επιχορήγησης στην κερδοφορία (NPV) της επένδυσης	106
Σχήμα 8.17 – Επηρεασμός του LCOH από επιχορήγηση 40% επί του αρχικού κεφαλαίου	107
Σχήμα 8.18 – Επίδραση της αξιοποίησης μέρους του παραγόμενου οξυγόνου	108
Σχήμα 8.19 – Μεταβολή του NPV-IRR συναρτήσει του ποσοστού χρήσης H ₂ στην κυψέλη καυσίμου	109
Σχήμα 8.20 – Μεταβολή του NPV-IRR συναρτήσει του Capacity Factor της κυψέλης καυσίμου	110
Σχήμα 9.1 – Ανάλυση ευαισθησίας των NPV-IRR με μεταβολή της τιμής αγοράς ενέργειας μέσω PPA	112
Σχήμα 9.2 – Ανάλυση ευαισθησίας του LCOH με μεταβολή της τιμής αγοράς ενέργειας μέσω PPA	113
Σχήμα 9.3 – Ανάλυση ευαισθησίας των IRR-NPV στην τιμή πώλησης Υδρογόνου	114
Σχήμα 9.4 – Ανάλυση ευαισθησίας του χρόνου αποπληρωμής της επένδυσης στην τιμή πώλησης Υδρογόνου	114
Σχήμα 9.5 – Ανάλυση ευαισθησίας του LCOH συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού	115
Σχήμα 9.6 – Ανάλυση ευαισθησίας του IRR συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού	116
Σχήμα 9.7 – Ανάλυση ευαισθησίας του NPV συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού	116
Σχήμα 9.8 – Ανάλυση ευαισθησίας του LCOH συναρτήσει μεταβολών στο CAPEX και στα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού	117

12. Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 3.1 – Σύγκριση φυσικών και θερμοχημικών ιδιοτήτων και χαρακτηριστικών καύσης Υδρογόνου και μεθανίου [23, 24].....	27
Πίνακας 4.1 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης AEL [38]	43
Πίνακας 4.2 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης PEMEL [38]	43
Πίνακας 4.3 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης SOEL [38]	44
Πίνακας 4.4 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη ηλεκτρόλυσης AEMEL [38]	44
Πίνακας 4.5 – Πλεονεκτήματα, μειονεκτήματα, απόδοση και κόστος διαφόρων μεθόδων παραγωγής Υδρογόνου [37]	46
Πίνακας 4.6 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη κυψέλης καυσίμου PEM [38]	52
Πίνακας 4.7 – Τεχνικά χαρακτηριστικά και ειδικά κόστη κυψέλης καυσίμου SOFC [38]	53
Πίνακας 4.8 – Σύγκριση διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης Υδρογόνου [55].....	57
Πίνακας 7.1 – Ανάλυση περικοπών ΦΒ παραγωγής ανά εποχή	93
Πίνακας 7.2 – Διαστασιολόγηση ηλεκτρολύτη και συμπιεστή για Σενάρια 2 & 3.....	95
Πίνακας 8.1 – Παράμετροι λειτουργίας και οικονομικοί δείκτες Σεναρίων 1 & 2.....	97
Πίνακας 8.2 – Παράμετροι λειτουργίας και οικονομικοί δείκτες Σεναρίων 3 & 4.....	97
Πίνακας 8.3 – Κόστος κεφαλαίου συνιστωσών οικοσυστήματος στα Σενάρια 1 & 2.....	98
Πίνακας 8.4 – Κόστος κεφαλαίου συνιστωσών οικοσυστήματος στα Σενάρια 3 & 4.....	98
Πίνακας 8.5 – Μεταβολή των οικονομικών δεικτών και μεγεθών της επένδυσης λόγω αξιοποίησης μέρους του παραγόμενου οξυγόνου στο Σενάριο 2 – 15 MW PV – PPA.....	109
Πίνακας 8.6 – Μεταβολή των οικονομικών μεγεθών και δεικτών της επένδυσης λόγω χρήσης του παραγόμενου Υδρογόνου σε κυψέλη καυσίμου στο Σενάριο 2 – 15 MW PV – PPA	111

13. Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 3.1 – Παράδειγμα αστοχίας λόγω ψαθυροποίησης Υδρογόνου [28]	31
Εικόνα 3.2 – Σύγκριση φλογών φυσικού αερίου και Υδρογόνου [29]	32
Εικόνα 3.3 – Ζημιά σε ακροφύσιο αεριοστροβίλου λόγω flame holding event [28].....	32
Εικόνα 5.1 – Το χρονοδιάγραμμα έργων της General Electric με αεριοστροβίλους που λειτουργούν με μείγματα Υδρογόνου ως καύσιμο [28]	65

14. Κατάλογος αναφορών

- [1] European Commission, *'Implementing the REPowerEU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets'*
- [2] Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου – Ποσοστά Διείσδυσης Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ
- [3] Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου – Περικοπές Παραγωγής ΑΠΕ
- [4] Carbon Dioxide Information Analysis Center, *'Global Fossil Fuel Carbon Emissions'*
- [5] NASA, *'Global Temperature – Vital Signs of the Planet'*
- [6] Eurostat, *'Quarterly greenhouse gas emissions in the EU'*
- [7] *'Πρωτόκολλο του Μόντρεαλ για τις ουσίες που καταστρέφουν τη στιβάδα του όζοντος'* - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:4413653>
- [8] Government of Canada, *'Ozone layer depletion: Montreal Protocol'*
- [9] Intergovernmental Panel on Climate Change, *'About the IPCC'*
- [10] United Nations Framework Convention on Climate Change, *'History of the Convention'*
- [11] United Nations Framework Convention on Climate Change, Depledge J., *'Tracing the origins of the Kyoto protocol: An article-by-article textual history'*, 1999
- [12] UNFCCC, *'The Paris Agreement'*
- [13] European Commission, *'Delivering the European Green Deal'*
- [14] Council of the European Union, *'Fit for 55'*
- [15] European Commission, *'EU Emissions Trading System (EU ETS)'*
- [16] European Commission, *'Effort sharing 2021-2030: targets and flexibilities'*
- [17] Council of the European Union, *'Non-ETS emissions by sector'*
- [18] European Commission, *'Renewable Energy Directive'*
- [19] European Commission, *'Energy Efficiency Directive'*
- [20] European Commission, *'A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe'*

- [21] European Commission, *'The European Hydrogen Path'*
- [22] European Commission, *'REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition'*
- [23] Φούντη Μ.Α., Κολαΐτης Δ.Ι., *'Θεωρία Καύσης'*, Εκδόσεις Φούντας, Αθήνα, 2014
- [24] Alcock J.L., Shirvill L.C. and Cracknell R.F., *'Comparison of existing safety data on hydrogen and comparative fuels'*, 2001
- [25] Haeseldonckx D., D'haeseleer W., *'The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure'*, International Journal of Hydrogen Energy, 2007
- [26] Valera-Medina A., Pugh D.G., Marsh P., Bulat G., Bowen P., *'Preliminary study on lean premixed combustion of ammonia-hydrogen for swirling gas turbine combustors'*, International Journal of Hydrogen Energy, 2017
- [27] Kiwa Energy, *'HyHouse Project Study'*
- [28] General Electric | Gas Power – Future of Energy, *'Hydrogen for power generation'*
- [29] GE Power, *'Power to Gas: Hydrogen for power generation'*, 2019
- [30] Hanley S.E., Deane J.P., Gallachóir Ó B.P., *'The role of hydrogen in low carbon energy futures – A review of existing perspectives'*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018
- [31] Hydrogen Europe, *'H₂ in a nutshell'*
- [32] International Energy Agency, *'Global Hydrogen Review 2022'*
- [33] Zhang C., Song P., Sui Y., Hou J., Wang X., *'Economic competitiveness of compact steam methane reforming technology for on-site hydrogen supply: A Foshan case study'*, International Journal of Hydrogen Energy, 2022
- [34] OSAKA GAS – Compact on-site hydrogen generator HYSERVE
- [35] Trasatti S., *'Water electrolysis: who first?'*, Journal of Electroanalytical Chemistry, 1999
- [36] Xu Q., Zhang L., Zhang J., Wang J., Hu Y., Jiang H., Li C., *'Anion Exchange Membrane Water Electrolyzer: Electrode Design, Lab-Scaled Testing System and Performance Evaluation'*, EnergyChem, 2022

- [37] Kumar S.S., Himabindu V., *'Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review'*, Materials Science for Energy Technologies, 2019
- [38] Clean Hydrogen Partnership, *'Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027'*
- [39] Galitskaya E., Zhdaneev O., *'Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation'*, Environmental Technology & Innovation, 2022
- [40] U.S. Department of Energy – Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, *'Hydrogen Production: Photoelectrochemical Water Splitting'*
- [41] Benemann J.R., Weissman J.C., *'BIOPHOTOLYSIS: PROBLEMS AND PROSPECTS'*, Microbial Energy Conversion, 1977
- [42] Cheonh P.Y.Y., Kansedo J., Lau J.S.Y., Tan Y.H., *'5.13 – Renewable Biomass Wastes for Biohydrogen Production'*, Comprehensive Renewable Energy (Second Edition), 2022
- [43] Zhang Q., He C., Li Y., *'Chapter 11 – Outlook of biohydrogen from waste: quo vadis?'*, Waste to Renewable Biohydrogen, 2023
- [44] U.S. Energy Information Administration – Energy explained, *'Use of Hydrogen'*
- [45] Da Rosa A.V., Ordóñez J.C., *'Chapter 9 – Fuel Cells'*, Fundamentals of Renewable Energy Processes (Fourth edition), 2022
- [46] U.S. Department of Energy – Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, *'Types of Fuel Cells'*
- [47] U.S. Department of Energy – Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, *'Fuel Cell animation'*
- [48] Murray-Smith D., *'A Review of Developments in Electrical Battery, Fuel Cell and Energy Recovery Systems for Railway Applications A Report for the Scottish Association for Public Transport'*, 2019
- [49] U.S. Department of Energy – National Energy Technology Laboratory, *'SOFC Operating Principle'*
- [50] U.S. Department of Energy – Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, *'Fuel Cells'*
- [51] Smith C., Mouli-Castillo J., van der Horst D., Haszeldine S., Lane M., *'Towards a 100% hydrogen domestic gas network: Regulatory and commercial barriers to the first demonstrator project in the United Kingdom'*, International Journal of Hydrogen Energy, 2022

- [52] UK Health and Safety Laboratory, *'Injecting hydrogen into the gas network – a literature search'*, 2015
- [53] Dodds P.E., Demoullin S., *'Conversion of the UK gas system to transport hydrogen'*, International Journal of Hydrogen Energy, 2013
- [54] U.S. Department of Energy – Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, *'Hydrogen Storage'*
- [55] Chu C., Wu K., Luo B., Cao Q, Zhang H., *'Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: Catalyst, renewable carrier, and technology - A review'*, Carbon Resources Conversion, 2023
- [56] Abdin Z., Khalilpour K., Catchpole K., *'Projecting the levelized cost of large-scale hydrogen storage for stationary applications'*, Energy Conversion and Management, 2022
- [57] International Energy Agency – Hydrogen Projects Database
- [58] Upstreamonline.com, Collins L., *'Baofeng Energy brings world's largest green hydrogen project on line in China'*, 2022
- [59] Enel Group, *'At Fusina (Venice), inauguration of first industrial-scale hydrogen plant in the world'*
- [60] Alstom, *'Alstom Coradia iLint – the world's 1st hydrogen powered train'*
- [61] Airbus, *'The ZEROe demonstrator has arrived'*
- [62] ZeroAvia, *'ZeroAvia Makes Aviation History, Flying World's Largest Aircraft Powered with a Hydrogen-Electric Engine'*
- [63] FLAGSHIPS Project (EU), *'Raising the readiness of zero-emission waterborne transport'*
- [64] DNV – International Maritime Organization Safety Committee (MSC 105)
- [65] HyDeploy UK – Project Phases
- [66] Pietro Fiorentini, H2-SSM smart meter
- [67] Answers.com – Kawasaki, *'For a Carbon-Free Society, Hydrogen Energy Development is Accelerating Worldwide'*, 2021
- [68] Hy4Heat Report – Final Progress Report
- [69] PACE Project (EU)

- [70] TÜV NORD GROUP, *‘Hydrogen pipelines for safe transport’*
- [71] Hybrit Project: Milestone reached – pilot facility for hydrogen storage up and running
- [72] The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative
- [73] Η ΚΑΘΗΜΕΡΙΝΗ, Λιάγγου Χ., 08/03/2023, *‘Το φιλόδοξο σχέδιο της Ε.Ε. για το «πράσινο υδρογόνο»’*
- [74] 118664/2023 (ΦΕΚ Β' 2570/20-04-2023), *‘Καθορισμός όρων, προϋποθέσεων και τεχνικών προδιαγραφών για την εγκατάσταση πρατηρίων Υδρογόνου για την κίνηση οχημάτων οδικών μεταφορών’*
- [75] ΕΡΤ – Κεντρικό δελτίο ειδήσεων, 14/01/2022
- [76] ΕΚΕΦΕ “Δημόκριτος” – Δελτίο Τύπου, 20/05/2022, *‘Εγκαίνια του πρώτου ελληνικού σταθμού ανεφοδιασμού οχημάτων υδρογόνου και ανακοίνωση επένδυσης στην εταιρεία-τεχνολογικό του ΕΚΕΦΕ «Δημόκριτος», CYRUS A.E.’*
- [77] MOTOR OIL, *‘Strategy and Outlook – Targets 2030, Evolving Into A Regional Diversified Energy Leader’*, 2022
- [78] ΔΕΗ – Δελτίο Τύπου, 02/02/2023, *‘«Hellenic Hydrogen»: Επίσημη σύσταση της κοινοπρακτικής εταιρείας των Motor Oil και ΔΕΗ’*
- [79] mononews.gr, Πρωτονοταρίου Μ., 16/04/2023, *‘ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ: Τρία έργα υδρογόνου δρομολογεί στο πλαίσιο των επενδύσεων ενεργειακής μετάβασης’*
- [80] energypress.gr, Δεληγιάννης Κ., 15/05/2023, *‘Κινητοποίηση επενδύσεων έως 408 εκατ. στην «Κοιλιάδα Υδρογόνου», με επίκεντρο το διωλιστήριο της Motor Oil’*
- [81] energypress.gr, Μαστοράκης Μ., 13/02/2023, *‘Σε Κρήτη και Κόρινθο οι πρώτες «Κοιλιάδες Υδρογόνου» μικρής κλίμακας στην Ελλάδα – Υπό έγκριση η χρηματοδότηση 8 εκατ. ευρώ για το κάθε έργο’*
- [82] Η ΚΑΘΗΜΕΡΙΝΗ, Λιάγγου Χ., 13/06/2023, *‘Ξεκινάει η δημιουργία κοιλάδας πράσινου υδρογόνου στην Κρήτη’*
- [83] ΔΕΣΦΑ, *‘ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ του ΕΘΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ 2023-2032’*
- [84] energypress.gr, Μαστοράκης Μ., 27/05/2023, *‘ΔΕΣΦΑ: Παρουσίαση στις Βρυξέλλες του κοινού project υδρογόνου με την Bulgartransgaz - Μέσα Ιουνίου το πρώτο «feedback» της Κομισιόν για την ένταξη στα PCI’*

- [85] ΡΑΕΚ, Έκθεση: *‘Κατευθυντήριες Γραμμές Για Την Ανάπτυξη Αλυσίδας Αξίας Υδρογόνου Στην Κυπριακή Δημοκρατία’*, 2022
- [86] IGI Poseidon – Αγωγός EastMed-Poseidon
- [87] Υπουργείο Γεωργίας, Αγροτικής Ανάπτυξης και Περιβάλλοντος – Τμήμα Περιβάλλοντος, *‘ΜΕΕΠ για την κατασκευή και λειτουργία Πρατηρίου Ανεφοδιασμού Υδρογόνου, ιδιοκτησία της εταιρείας Future Fuels Ltd, στον Δήμο Αραδίππου, της επαρχίας Λάρνακας’*
- [88] Παπαθανασίου Σ., *‘Πανεπιστημιακές Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ*, Εκδόσεις ΕΜΠ, Αθήνα, 2012
- [89] Brealey R., Myers S., Allen F., *‘Αρχές Χρηματοοικονομικής των Επιχειρήσεων’*, ΥΤΟΡΙΑ, Αθήνα, 2013
- [90] Ζερβός Α., Κάραλης Γ., *‘Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας’*, Αθήνα, 2018
- [91] Αραβώσης Κ., *‘Κατάρτιση & Αξιολόγηση Επενδυτικών Σχεδίων & Προγραμμάτων’*, Οικονομική Βιβλιοθήκη, Αθήνα, 2007
- [92] Matute G., Yusta J.M., Naval N., *‘Techno-economic model and feasibility assessment of green hydrogen projects based on electrolysis supplied by photovoltaic PPA’s’*, 2023
- [93] Hancke R., Holm T., Ulleberg Ø., *‘The case for high-pressure PEM water electrolysis’*, 2022
- [94] Al-Fadhli F., Alhajeri N.S., Sholapurmath R., Ettouney H., Sengupta D., Holtzapple M., El-Halwagi M., *‘Optimizing cogeneration and desalination plants by incorporating solar energy’*, 2023
- [95] Ozgun H., Cicekalan B., Akdag Y., Koyuncu I., Ozturk I., *‘Comparative evaluation of cost for preliminary and tertiary municipal wastewater treatment plants in Istanbul’*, 2021
- [96] Cherif H., Risse H., Abda M., Benmansour I., Roth J., Elfil H., *‘Nanofiltration as an efficient tertiary wastewater treatment for reuse in the aquaponic system in Tunisia’*, 2023
- [97] Σιάτου Α., Διπλωματική Εργασία *‘Ενεργειακή Αξιολόγηση Εγκαταστάσεων Επεξεργασίας Υγρών Αστικών Αποβλήτων στην Ελλάδα’*, Σχολή Μηχανικών Περιβάλλοντος, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2018
- [98] Shokri A., Fard M.S., *‘Techno-economic assessment of water desalination: Future outlooks and challenges’*, 2023
- [99] Hydrogen Europe – *‘Clean Hydrogen Monitor’*, 2022

- [100] Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου – *Τιμές Εκκαθάρισης Αποκλίσεων στη Μεταβατική Ρύθμιση Αγοράς Ηλεκτρισμού*
- [101] Maggio G., Squadrito G., Nicita A., *'Hydrogen and medical oxygen by renewable energy based electrolysis: A green and economically viable route'*, 2022
- [102] Squadrito G., Nicita A., Maggio G., *'A size-dependent financial evaluation of green hydrogen-oxygen co-production'*, 2021

15. Παράρτημα

Στο παρακάτω Σχήμα παρουσιάζεται για κάποια ενδεικτικά Σενάρια η ομοιότητα στην αποδοτικότητα της επένδυσης ανάλογα με την πηγή του νερού που θα χρησιμοποιηθεί στον ηλεκτρολύτη.

