



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Ανάπτυξη προσομοιωτή συστημάτων ηλεκτρικής  
ενέργειας για την αξιολόγηση τεχνολογιών και  
επενδύσεων αποθήκευσης υδρογόνου**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**Ευγενία Α. Σκεπετάρη**

**Επιβλέπων:** Δημήτριος Ασκούνης  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2024





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ  
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Ανάπτυξη προσομοιωτή συστημάτων ηλεκτρικής  
ενέργειας για την αξιολόγηση τεχνολογιών και  
επενδύσεων αποθήκευσης υδρογόνου**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**Ευγενία Α. Σκεπετάρη**

**Επιβλέπων:** Δημήτριος Ασκούνης  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 14<sup>η</sup> Μαρτίου 2024.

.....

Δημήτριος Ασκούνης

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Ιωάννης Ψαρράς

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Ευάγγελος Μαρινάκης

Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2024

.....

Ευγενία Α. Σκεπετάρη

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

Copyright © Ευγενία Σκεπετάρη, 2024.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

## Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αναπτύχθηκε ένας προσομοιωτής συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και αξιολογήθηκαν οι τεχνολογίες και επενδύσεις αποθήκευσης υδρογόνου.

Αρχικά, πραγματοποιείται μία αναφορά στο ενεργειακό πρόβλημα, τους στόχους ενεργειακής πολιτικής, στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τις τεχνολογίες αποθήκευσης. Ειδικότερα, αναλύονται τα συστήματα αποθήκευσης υδρογόνου και πιο συγκεκριμένα, οι τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης, αποθήκευσης και κυψελών καυσίμου ως προς τα χαρακτηριστικά και τις λειτουργίες τους.

Στο πλαίσιο αυτό, αναπτύχθηκε ένα εργαλείο προσομοίωσης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, εύχρηστο και φιλικό προς τον χρήστη με το οποίο μπορούν να μοντελοποιούνται και να βελτιστοποιούνται συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας με πραγματικά δεδομένα παραγωγής και κατανάλωσης. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να προσομοιώνει συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας με δυνατότητα αποθήκευσης υδρογόνου και να εξάγει δεδομένα σχετικά με τις βέλτιστες χρονοσειρές της παραγωγής, της μεταφοράς και της αποθήκευσης της ενέργειας, την βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύ για νέες επενδύσεις, τις περικοπές ενέργειας από ΑΠΕ αλλά και οικονομικά στοιχεία όπως τα κόστη κεφαλαίου και τα κόστη λειτουργίας.

Στη συνέχεια, αναπτύσσεται η αρχιτεκτονική του προσομοιωτή και παρουσιάζονται οι λειτουργικότητές του. Το backend του προσομοιωτή υλοποιήθηκε με την PyPSA (Python for Power System Analysis) χρησιμοποιώντας τις γραμμικές εξισώσεις δικτύου για την επίλυση του. Είναι υπεύθυνο για την επεξεργασία των δεδομένων εισόδου, την προσομοίωση του δικτύου και την βελτιστοποίηση του κάθε σεναρίου. Μπορεί να λειτουργήσει με πραγματικά δεδομένα και ωριαίες χρονοσειρές παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας. Παράλληλα, υλοποιήθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης ΦΒ συστημάτων χρησιμοποιώντας δεδομένα τυπικού μετεωρολογικού έτους. Το frontend αναπτύχθηκε με Streamlit, μία βιβλιοθήκη ανοιχτού κώδικα της Python, και αποτελεί τον δίαυλο επικοινωνίας του χρήστη με το υπόλοιπο πρόγραμμα. Χρησιμοποιείται για την εισαγωγή των παραμέτρων του δικτύου, των χρονοσειρών παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας αλλά και την οπτικοποίηση των αποτελεσμάτων μέσω διαδραστικών διαγραμμάτων και πινάκων για την αξιολόγηση της επένδυσης.

Για την αξιοποίηση του εργαλείου προσομοιώθηκαν τρεις περιπτώσεις χρήσης: ένα βασικό σενάριο, ένα σενάριο με αποθήκευση υδρογόνου για το 2023 και ένα σενάριο για αποθήκευση υδρογόνου το 2030 όπου προβλέπεται μείωση του κόστους, σε ένα δίκτυο δύο ζυγών -μίας συμβατικής γεννήτριας και ενός ΦΒ πάρκου- με πραγματικά ωριαία δεδομένα παραγωγής και κατανάλωσης από τον ENTSO-E και σχολιάστηκαν τα αποτελέσματά τους. Παρατηρήθηκε ότι, με την εγκατάσταση του συστήματος αποθήκευσης οι περικοπές από το ΦΒ πάρκο μειώθηκαν, όπως επίσης και η χρήση της συμβατικής γεννήτριας με αποτέλεσμα να ελαττωθούν και οι εκπομπές CO<sub>2</sub>, ενώ στην τρίτη περίπτωση χρήσης στην οποία τα κόστη κεφαλαίου από την εγκατάσταση του συστήματος αποθήκευσης αναμένονται να μειωθούν η επένδυση είναι πιο επικερδής.

**Λέξεις Κλειδιά:** ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αποθήκευση ενέργειας, υδρογόνο, ηλεκτρόλυση, κυψέλη καυσίμου, Power-to-Gas, προσομοιωτής, γραμμικός προγραμματισμός



## Abstract

In this thesis a power system simulator was developed and hydrogen storage technologies and investments were evaluated.

First, a review of the energy problem, energy policy objectives, renewable energy sources and storage technologies is carried out. In particular, hydrogen storage systems and more specifically, electrolysis, hydrogen storage and fuel cell technologies are analysed in terms of their characteristics and functions.

In this context, an easy-to-use and user-friendly power system simulation tool has been developed to model and optimise power systems with real production and consumption energy data. The user is able to simulate power systems with hydrogen storage and extract data on optimal time series of generation, transmission and storage of energy, optimal installed capacity for new investments, energy cuts from renewable energy sources and economic data such as capital and operating costs.

In continue, the architecture of the simulator is developed and its functionalities are presented. The backend of the simulator was implemented with PyPSA (Python for Power System Analysis) using the linear network equations to solve it. It is responsible for processing the input data, simulating the network and optimizing each scenario. It can work with real data and hourly time series of power generation and consumption. In parallel, a PV system simulation model was implemented using typical meteorological year data. The frontend was developed with Streamlit, an open-source Python library, and is the user's interface with the rest of the program. It is used for the input of grid parameters, energy generation and consumption time series and the visualization of the results through interactive charts and tables for investment evaluation.

To exploit the tool, three use cases were simulated: a baseline scenario, a scenario with hydrogen storage for 2023 and a scenario for hydrogen storage in 2030 where a cost reduction is foreseen, on a two-buses grid - one conventional generator and one PV park - with real hourly production and consumption data from ENTSO-E and their results were commented. It was observed that with the installation of the storage system the cuts from the PV park were reduced, as well as the use of the conventional generator resulting in reduced CO<sub>2</sub> emissions, while in the third use case in which the capital costs from the installation of the storage system are expected to be reduced the investment is more profitable.

**Keywords:** renewable energy sources, energy storage, hydrogen, electrolysis, fuel cell, Power-to-Gas, simulator, linear programming





## Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή ΕΜΠ κ. Δημήτριο Ασκούνη για την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα, όπως επίσης και τους υποψήφιους διδάκτορες Σωτήρη Πελέκη και Ηρακλή Κουταλίδη για την άψογη συνεργασία και την καθοδήγησή τους. Βεβαίως, ευχαριστώ τους συναδέλφους και φίλους μου Αγγελική, Άννα, Αφροδίτη, Λευτέρη και Νικόδημο για όλες τις συνεργασίες και εμπειρίες που έχουμε μοιραστεί από την πρώτη μέρα σχολής. Ένα ιδιαίτερο ευχαριστώ οφείλω στον Γιώργο για την υποστήριξη και την αγάπη του. Τέλος, ευχαριστώ την οικογένειά μου και ιδιαίτερα τα αδέρφια μου και τους γονείς μου, Θανάση και Ελένη για όλη την στήριξη και αγάπη που μου προσφέρουν όλα αυτά τα χρόνια.



## Περιεχόμενα

Περίληψη.....	5
Abstract.....	7
Ευχαριστίες.....	9
Περιεχόμενα.....	11
Κατάλογος Σχημάτων .....	13
Κατάλογος Πινάκων .....	14
<b>1 Εισαγωγή.....</b>	<b>15</b>
1.1 Σκοπός Εργασίας.....	15
1.2 Συνεισφορά Εργασίας.....	15
1.3 Διάρθρωση του Τόμου .....	16
<b>2 Θεωρητικό Υπόβαθρο.....</b>	<b>17</b>
2.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	17
2.2 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα .....	18
2.2.1 Νέοι Στόχοι για το υδρογόνο.....	19
2.3 Ενεργειακό μείγμα Ελλάδα και Ευρώπη .....	20
2.4 Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	22
2.5 Αποθήκευση Ενέργειας.....	23
2.5.1 Αντλησιοταμίευση.....	23
2.5.2 Αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα.....	24
2.5.3 Αποθήκευση ενέργειας με σφονδύλους .....	25
2.5.4 Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Μπαταρίες .....	26
2.5.5 Υπερπυκνωτές.....	28
2.5.6 Υπεραγωγήμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας .....	29
2.5.7 Υδρογόνο.....	30
2.6 Γραμμικός Προγραμματισμός .....	31
<b>3 Αποθήκευση ενέργειας με υδρογόνο .....</b>	<b>33</b>
3.1 Πράσινο Υδρογόνο .....	33
3.2 Ηλεκτρόλυση .....	34
3.2.1 Αλκαλική Ηλεκτρόλυση .....	37
3.2.2 Ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων .....	38
3.2.3 Ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής ανιόντων .....	40
3.2.4 Ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου .....	41
3.3 Αποθήκευση Υδρογόνου.....	44

3.3.1	Συμπιεσμένο αέριο υδρογόνο.....	44
3.3.2	Υπόγεια αποθήκευση υδρογόνου .....	45
3.3.3	Υγροποιημένο υδρογόνο.....	46
3.3.4	Κρυο-συμπιεσμένο υδρογόνο.....	46
3.3.5	Αποθήκευση σε στερεή μορφή.....	47
3.4	Κυψέλη Καυσίμου .....	47
3.4.1	Αλκαλική κυψέλη καυσίμου .....	48
3.4.2	Κυψέλη καυσίμου φωσφορικού οξέος .....	48
3.4.3	Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου .....	49
3.4.4	Κυψέλη καυσίμου λιωμένου ανθρακικού άλατος .....	49
3.4.5	Κυψέλη καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων.....	50
3.4.6	Κυψέλη καυσίμου άμεσης μεθανόλης (DMFC) .....	51
<b>4</b>	<b>Αρχιτεκτονική Συστήματος.....</b>	<b>52</b>
4.1	Αρχιτεκτονική υψηλού επιπέδου.....	52
4.2	Εισαγωγή Στοιχείων Δικτύου .....	55
4.3	Βελτιστοποίηση Δικτύου.....	58
4.4	Προσομοίωση ΦΒ συστημάτων.....	59
4.5	Αποτελέσματα .....	60
<b>5</b>	<b>Λειτουργικότητες Συστήματος.....</b>	<b>62</b>
<b>6</b>	<b>Περιπτώσεις Χρήσης και Αποτελέσματα .....</b>	<b>69</b>
6.1	Βασικό Σενάριο.....	70
6.2	Περίπτωση Χρήσης 2023.....	72
6.3	Περίπτωση Χρήσης 2030.....	76
6.4	Συγκρίσεις.....	79
<b>7</b>	<b>Συμπεράσματα και Μελλοντική Εργασία .....</b>	<b>81</b>
<b>8</b>	<b>Βιβλιογραφία.....</b>	<b>82</b>

## Κατάλογος Σχημάτων

<b>Σχήμα 1. 1:</b> Μερίδιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ [3] .....	17
<b>Σχήμα 1. 2:</b> Παραγωγή ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2005-2021[4] .....	18
<b>Σχήμα 2. 1:</b> Ενεργειακό Μείγμα Ελλάδας (2022) .....	20
<b>Σχήμα 2. 2:</b> Ποσοστιαία σύγκριση παραγωγής ενέργειας στα κράτη-μέλη της Ε.Ε (α) Παραγωγή ηλιακής ενέργειας (β) Παραγωγή αιολικής ενέργειας (γ) Μείωση παραγωγής ενέργειας από άνθρακα [9] .....	21
<b>Σχήμα 2. 3:</b> Σύστημα αντλησιοταμίευσης .....	24
<b>Σχήμα 2. 4:</b> Σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα .....	25
<b>Σχήμα 2. 5:</b> Σύστημα αποθήκευσης με σφονδύλους .....	26
<b>Σχήμα 2. 6:</b> Αρχές λειτουργίας μπαταριών Ιόντων Λιθίου .....	27
<b>Σχήμα 2. 7:</b> Σύστημα μπαταριών Μολύβδου-Οξέος .....	28
<b>Σχήμα 2. 8:</b> Σύστημα Υπερπυκνωτή .....	29
<b>Σχήμα 2. 9:</b> Σύστημα υπεραγωγίμης μαγνητικής αποθήκευσης ενέργειας [13] .....	30
<b>Σχήμα 3. 1:</b> Αλυσίδα αξίας πράσινου υδρογόνου [18] .....	34
<b>Σχήμα 3. 2:</b> Διάταξη ηλεκτρόλυσης (α) σε επίπεδο συστήματος, (β) σε επίπεδο στοίβας, (γ) σε επίπεδο κυψέλης[22] .....	36
<b>Σχήμα 3. 3:</b> Αρχές λειτουργίας τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης [22] .....	37
<b>Σχήμα 3. 4:</b> Τυπικό σύστημα για έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη. [22] .....	38
<b>Σχήμα 3. 5:</b> Τυπικό σύστημα για έναν ηλεκτρολύτη PEM. [22] .....	40
<b>Σχήμα 4. 1:</b> Αρχιτεκτονική Συστήματος .....	52
<b>Σχήμα 4. 2:</b> Παράδειγμα σύζευξης ενεργειακών τομέων[36] .....	53
<b>Σχήμα 4. 3:</b> Σχήμα και εξισώσεις ροής ισχύος [35] .....	59
<b>Σχήμα 5. 1:</b> Επιλογή δημιουργίας νέου Σεναρίου .....	62
<b>Σχήμα 5. 2:</b> Εισαγωγή των παραμέτρων των ζυγών .....	62
<b>Σχήμα 5. 3:</b> Εισαγωγή των παραμέτρων των γεννητριών .....	63
<b>Σχήμα 5. 4:</b> Εισαγωγή των παραμέτρων των γραμμών .....	64
<b>Σχήμα 5. 5:</b> Εισαγωγή των παραμέτρων των φορτίων .....	64
<b>Σχήμα 5. 6:</b> Εισαγωγή των παραμέτρων των links (για ηλεκτρόλυση) .....	65
<b>Σχήμα 5. 7:</b> Εισαγωγή των παραμέτρων των links (για κυψέλη καυσίμου) .....	65
<b>Σχήμα 5. 8:</b> Εισαγωγή των παραμέτρων των τεχνολογιών αποθήκευσης .....	66
<b>Σχήμα 5. 9:</b> Υποβολή δεδομένων εισόδου .....	66
<b>Σχήμα 5. 10:</b> Επιλογή παλαιότερου Σεναρίου .....	67
<b>Σχήμα 5. 11:</b> Διάγραμμα ροών ενέργειας στοιχείων .....	67
<b>Σχήμα 5. 12:</b> Μετρικές Στοιχείων Δικτύου .....	67
<b>Σχήμα 5. 13:</b> Διάγραμμα Στοιχείων Δικτύου για επιλεγμένο χρονικό διάστημα .....	68
<b>Σχήμα 6. 1:</b> Μονογραμμικό σχέδιο δικτύου σεναρίου βάσης .....	70
<b>Σχήμα 6. 2:</b> Χρονοσειρές για παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας (α) για το συνολικό διάστημα της προσομοίωσης και (β) για συγκεκριμένες ημερομηνίες. ....	71
<b>Σχήμα 6. 3:</b> Μονογραμμικό σχέδιο δικτύου Περίπτωσης Χρήσης 2023 .....	72
<b>Σχήμα 6. 4:</b> Χρονοσειρές βέλτιστης παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ενέργειας (2023) .....	75
<b>Σχήμα 6. 5:</b> Χρονοσειρές βέλτιστης παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ενέργειας (2030) .....	78

## Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Σύγκριση τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης.....	42
Πίνακας 2: Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης.....	43
Πίνακας 3: Μεταβλητές εξισώσεων δικτύου.....	53
Πίνακας 4: Επιτρεπόμενη μορφή αρχείων παραγωγής και κατανάλωσης.....	54
Πίνακας 5: Παράδειγμα μορφής αρχείου με παραγωγή ΦΒ και κατανάλωσης ενέργειας.....	55
Πίνακας 6: Παράμετροι Σεναρίου Βάσης.....	70
Πίνακας 7: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Βασικού Σεναρίου.....	72
Πίνακας 8: Παράμετροι Περίπτωσης Χρήσης 2023.....	74
Πίνακας 9: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Περίπτωσης Χρήσης 2023.....	76
Πίνακας 10: Παράμετροι γεννητριών Περίπτωσης Χρήσης 2030.....	76
Πίνακας 11: Παράμετροι Περίπτωσης Χρήσης 2030.....	77
Πίνακας 12: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Περίπτωσης Χρήσης 2030.....	79
Πίνακας 13: Σύγκριση αποτελεσμάτων για τα τρία σενάρια.....	80

# 1 Εισαγωγή

Η κλιματική αλλαγή σε συνδυασμό με την αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας οδήγησε στην ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Ανά τα χρόνια έχουν γίνει προσπάθειες για την καταπολέμηση της υπερθέρμανσης του πλανήτη με συνθήκες όπως η Συμφωνία του Παρισιού, μια διεθνής συνθήκη ορόσημο για την κλιματική αλλαγή, η οποία εγκρίθηκε στη Διάσκεψη των Ηνωμένων Εθνών (COP21) στο Παρίσι το 2015. Οι χώρες δεσμεύονται να ορίσουν στόχους γνωστοί και ως Εθνικά Καθορισμένες Συνεισφορές (Nationally Determined Contributions-NDC), που αποσκοπούν στον περιορισμό της υπερθέρμανσης του πλανήτη σε επίπεδα χαμηλότερα κάτω από 2°C σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα, με προσπάθειες για τον περιορισμό στον 1,5°C. Η συμφωνία τονίζει την ανάγκη για ενισχυμένους στόχους για το 2030 και ενθαρρύνει τη διαμόρφωση μακροπρόθεσμων αναπτυξιακών στρατηγικών χαμηλών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου [1]. Από την άλλη, το σχέδιο REPowerEU είναι μια στρατηγική πρωτοβουλία της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) που αποσκοπεί στην αντιμετώπιση δύο κρίσιμων προκλήσεων: της ενεργειακής ανεξαρτησίας και της κλιματικής αλλαγής. Ως απάντηση στην εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία και την επακόλουθη διαταραχή των ενεργειακών αγορών, το σχέδιο επιδιώκει να μειώσει γρήγορα την εξάρτηση της Ευρωπαϊκής Ένωσης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα, η οποία σήμερα κοστίζει σχεδόν 100 δισεκατομμύρια ευρώ ετησίως. Για να επιτευχθεί αυτό, το σχέδιο επιταχύνει τη μετάβαση σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, προτείνοντας αύξηση του στόχου για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για το 2030[2]. Αναγκαία επίσης, είναι η ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία χρησιμοποιούν την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από τις ΑΠΕ όταν η ζήτηση ενέργειας είναι χαμηλή και την αποθηκεύουν για μελλοντική χρήση, ενισχύοντας την αξιοπιστία και ποιότητα του δικτύου.

## 1.1 Σκοπός Εργασίας

Το πράσινο υδρογόνο προωθείται ως το καύσιμο του μέλλοντος λόγω της καθαρής φύσης και για το λόγο αυτό έχει τραβήξει το ενδιαφέρον των επενδυτών. Μέχρι στιγμής, υπάρχει έλλειψη σε εργαλεία προσομοίωσης ηλεκτρικών συστημάτων με δυνατότητα αποθήκευσης υδρογόνου χωρίς την ύπαρξη εξοπλισμού. Σκοπός της παρούσας διπλωματικής είναι η ανάπτυξη ενός εργαλείου εύχρηστου και φιλικού προς τον χρήστη το οποίο διευκολύνει την αξιολόγηση των τεχνολογιών και επενδύσεων αποθήκευσης υδρογόνου.

## 1.2 Συνεισφορά Εργασίας

Η εργασία πρόκειται να συνεισφέρει στην ανάπτυξη και αξιολόγηση των συστημάτων αποθήκευσης υδρογόνου και των στοιχείων της ηλεκτρόλυσης και αποθήκευσή του, μέσω ενός εργαλείου εύχρηστου και φιλικού προς τον χρήστη, από το οποίο έχει τη δυνατότητα να τρέξει νέες προσομοιώσεις ή να δει προηγούμενες και να εξαγάγει συμπεράσματα. Μπορεί επίσης να δει όλη την πληροφορία συγκεντρωμένη, να συγκρίνει αποτελέσματα και να αλληλοεπιδρά με τα δεδομένα μέσω διαδραστικών διαγραμμάτων. Έτσι, ο χρήστης βρίσκει βέλτιστες λύσεις για την

διαστασιολόγηση του συστήματος, τα προβλεπόμενα κόστη της επένδυσης αλλά και τη βέλτιστη κατανομή ενέργειας του δικτύου.

### 1.3 Διάρθρωση του Τόμου

Το Κεφάλαιο 2 αποτελεί την ανάλυση του θεωρητικού υποβάθρου για έννοιες όπως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ενεργειακή πολιτική, ενεργειακό μείγμα και τρόποι αποθήκευσης ενέργειας, ενώ στο Κεφάλαιο 3 περιγράφονται πιο αναλυτικά τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υδρογόνο, που περιλαμβάνουν την ηλεκτρόλυση, την αποθήκευση και την κυψέλη καυσίμου.

Στο Κεφάλαιο 4 αναπτύσσεται η αρχιτεκτονική του εργαλείου καθώς και ένα μοντέλο προσομοίωσης ΦΒ συστημάτων, ενώ στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται οι λειτουργικότητές του.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 6 δημιουργούνται οι περιπτώσεις χρήσης του προσομοιωτή και αναλύονται τα αποτελέσματά τους και στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και η μελλοντική εργασία

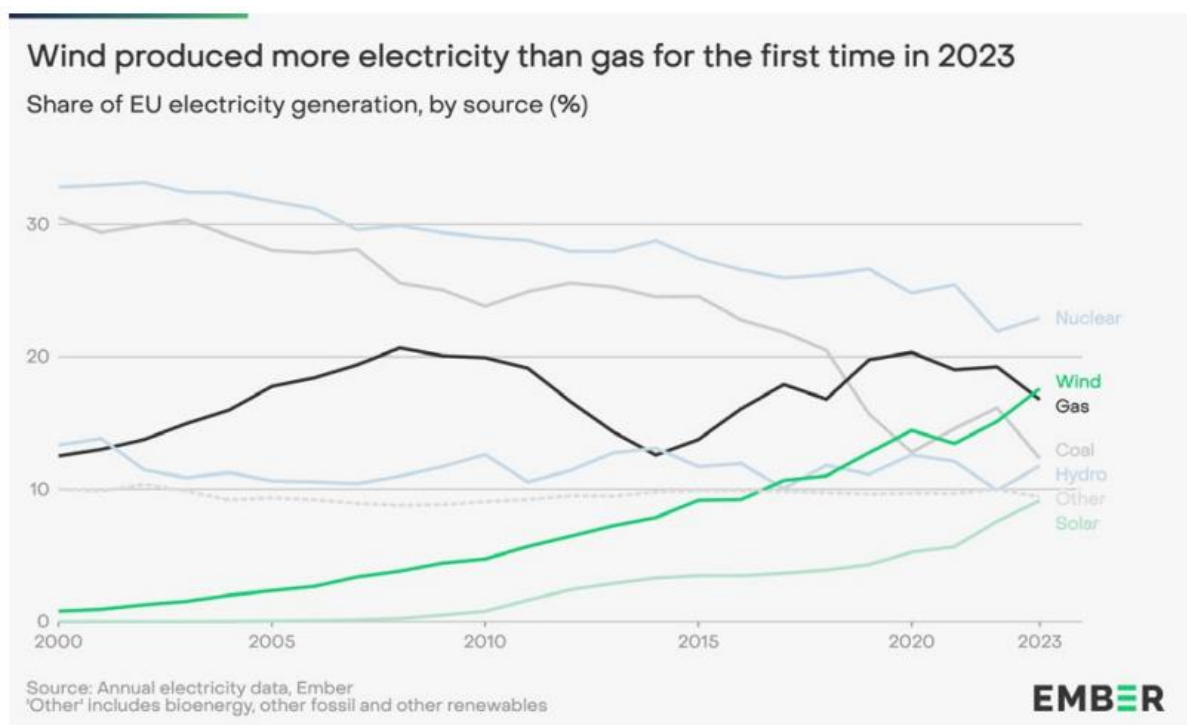


## 2 Θεωρητικό Υπόβαθρο

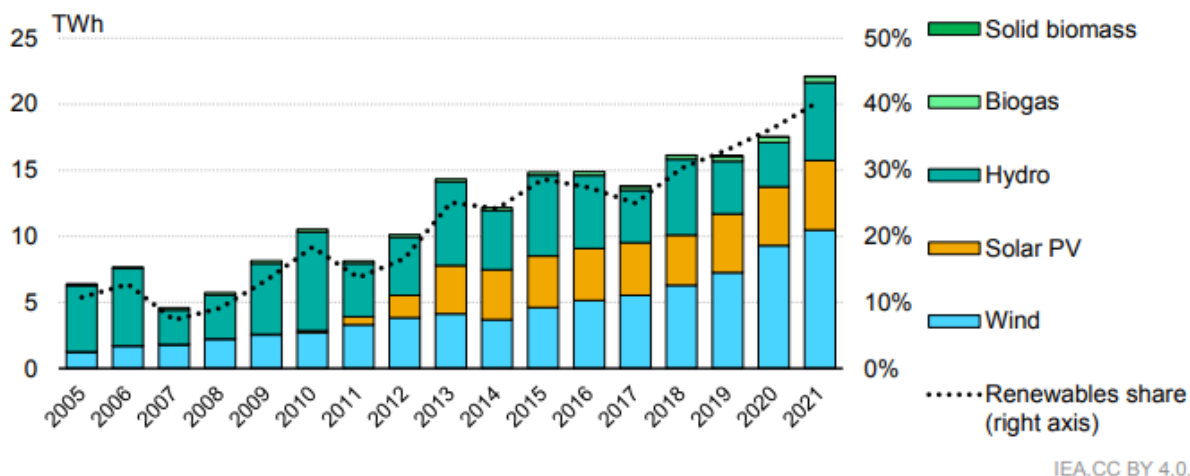
### 2.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Για την επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί και για ένα οικολογικότερο μέλλον στην ηλεκτρική ενέργεια, τα κράτη συμφωνούν ότι οι πιο φιλικές προς το περιβάλλον πηγές ενέργειας θα πρέπει να αντικαταστήσουν τις ρυπογόνες Ως αποτέλεσμα, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) αναπτύσσονται παγκοσμίως. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι ανεξάντλητες πηγές ενέργειας που υπάρχουν στη φύση, όπως ο ήλιος, ο άνεμος, το νερό η βιομάζα, η γεωθερμία και η ενέργεια των κυμάτων.

Τα τελευταία χρόνια το ποσοστό των ΑΠΕ τόσο στην Ελλάδα (Σχήμα 1. 2) όσο και στην Ευρώπη (Σχήμα 1. 1) αυξάνεται, με αποτέλεσμα το 2023 η παραγωγή από αιολικά πάρκα στην Ευρώπη να είναι μεγαλύτερη ακόμα και από το φυσικό αέριο για πρώτη φορά[3], [4].



Σχήμα 1. 1: Μερίδιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ [3]



Σχήμα 1. 2: Παραγωγή ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2005-2021[4]

## 2.2 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

Η Ελλάδα υπέβαλε το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) το 2019 το οποίο βρίσκεται υπό αναθεώρηση το 2023. Το ΕΣΕΚ είναι ένα στρατηγικό σχέδιο για τα θέματα ενέργειας και κλίματος και αναλύει το πλάνο για την επίτευξη Ενεργειακών και Κλιματικών Στόχων έως το 2030.

Οι στόχοι που είχαν τεθεί για το 2030 ήταν [5]:

- Οι συνολικές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (Ατθ) να μειωθούν κατά τουλάχιστον 40% σε σχέση με το 1990.
- Η απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής έως το 2028.
- Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας να ανέλθει τουλάχιστον στο 35%.
- Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να ανέλθει τουλάχιστον στο 60%.
- Η επίτευξη βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης κατά 38%

Οι νέοι στόχοι (στο υπό αναθεώρηση ΕΣΕΚ) που έχουν τεθεί για το 2030 είναι[6]:

- Η μείωση των αερίων θερμοκηπίου (Ατθ) κατά 55% το 2030 (σε σύγκριση με το 1990).
- Η επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας (δηλαδή μηδενικές αθροιστικά εκπομπές Ατθ) μέχρι το 2050.
- Η απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής έως το 2028.
- Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας να είναι στο 45%.
- Το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ ως προς την ηλεκτροπαραγωγή πρέπει να βρίσκεται στο 80% του ενεργειακού μείγματος.

Κατά συνέπεια, το ΕΣΕΚ συνδυάζει τους στόχους του κλιματικού νόμου, τους στόχους στο πλαίσιο της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης (REPowerEU και Fit-for-55 στο πλαίσιο του

Green Deal) και τις υπό τελική διαμόρφωση Ευρωπαϊκές οδηγίες για τις ΑΠΕ, την ενεργειακή αποδοτικότητα και άλλες.

Οι άξονες στρατηγικής του ΕΣΕΚ περιλαμβάνουν μέτρα όπως:

1. **Ανάπτυξη ΑΠΕ:** Ανάπτυξη φωτοβολταϊκών και αιολικών και εκμετάλλευση του εναπομείναντος υδραυλικού δυναμικού της χώρας.
2. **Αποθήκευση ενέργειας:** Δημιουργία μηχανισμών αποθήκευσης ενέργειας για τη σταθεροποίηση του ενεργειακού συστήματος.
3. **Ενεργειακή αποδοτικότητα:** Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων, χρήση έξυπνων συστημάτων διαχείρισης ενέργειας και πρωτοβουλίες για μείωση της κατανάλωσης ενέργειας.
4. **Εξηλεκτρισμός των ελαφρών μεταφορών:** Προώθηση της χρήσης ηλεκτρικών οχημάτων και ανάπτυξη υποδομών φόρτισης.
5. **Κλιματικά ουδέτερα εναλλακτικά καύσιμα:** Υποστήριξη της ανάπτυξης παραγωγής κλιματικά ουδέτερων εναλλακτικών καυσίμων για τους τομείς των μεταφορών που δεν μπορούν ή δεν συμφέρει να εξηλεκτιστούν.
6. **Σύστημα αερίων καυσίμων:** Συντήρηση του συστήματος αερίων καυσίμων και ανάπτυξη της υποδομής για τη χρήση ανανεώσιμων αερίων, έτσι ώστε το διανεμόμενο μείγμα αερίων να γίνει σύντομα χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος.
7. **Βιο-οικονομία:** Υποστήριξη της ανάπτυξης βιομηχανικής και γεωργικής παραγωγής βιοκαυσίμων και βιοαερίου το οποίο θα μετασχηματίζεται σε βιομεθάνιο και θα εγχέεται στο δίκτυο αερίου.
8. **Δημιουργία οικονομίας πράσινου υδρογόνου:** Ανάπτυξη υποδομών παραγωγής πράσινου υδρογόνου από τις ΑΠΕ, για χρήση του ως καθαρό αέριο καύσιμο στην βιομηχανία και την υποκατάσταση ορυκτών καυσίμων στις αεροπορικές, ναυτιλιακές και εμπορευματικές με βαριά οχήματα, αλλά και για μακρόχρονη αποθήκευση στην ηλεκτροπαραγωγή.
9. **Καινοτομία και συστημικές λύσεις στη δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCUS)** για την ενεργειακή μετάβαση της βιομηχανίας της χώρας.
10. **Υποστήριξη νέων βιομηχανιών και επιχειρηματικών δραστηριοτήτων που συνδέονται με την πράσινη ενέργεια.**

### 2.2.1 Νέοι Στόχοι για το υδρογόνο

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ανακοίνωσε τον Ιούλιο του 2020 τη νέα Ευρωπαϊκή Στρατηγική για το υδρογόνο η οποία ορίζει το πλαίσιο για την ανάπτυξη του πράσινου υδρογόνου εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Στο πλαίσιο της πρωτοβουλίας του REPowerEU, το οποίο κοινοποιήθηκε τον Μάιο του 2022, οι στόχοι αυτής της στρατηγικής έχουν ενισχυθεί περαιτέρω [7].

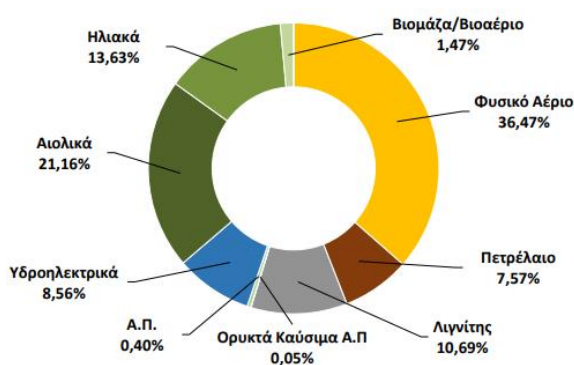
Η ανάπτυξη του υδρογόνου στην Ελλάδα θα βασιστεί στους εξής άξονες:

- Κάλυψη αναγκών σε πράσινο υδρογόνο από εγχώρια παραγωγή, λαμβάνοντας υπόψη το δυναμικό σε ΑΠΕ της Ελλάδας και το κόστος μεταφοράς.
- Προτεραιότητα σε τομείς που δεν μπορούν να εξηλεκτιστούν απευθείας, όπως οι βαρείς οδικοί μεταφορείς, η ναυτιλία και η αεροπλοΐα, καθώς και ορισμένες βιομηχανικές εφαρμογές.

- Έρευνα για τεχνολογίες συνθετικών καυσίμων για τη ναυτιλία και αεροπορία θα πραγματοποιηθεί μετά το 2030, με την ηλεκτροδότηση ελλιμενισμένων πλοίων και αεροσκαφών ήδη σε εξέλιξη.
- Εφαρμογή των κυψελών καυσίμου αερίου υδρογόνου στους βαρείς οδικούς μεταφορείς.
- Έγχυση υδρογόνου στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου.
- Έγκριση ποσοτώσεων υδρογόνου στους προμηθευτές φυσικού αερίου.

## 2.3 Ενεργειακό μείγμα Ελλάδα και Ευρώπη

Το ενεργειακό μείγμα παραγωγής της Ελλάδας για το έτος 2022 φαίνεται στο **Σχήμα 2. 1**. [8]



2022	Φυσικό Αέριο <sup>1</sup>	Πετρέλαιο	Λιγνίτης	Ορυκτά καύσιμα Α.Π. <sup>2</sup>	Σύνολο Ορυκτών Καυσίμων	Α.Π. <sup>2</sup>	Υδροηλεκτρικά	Αιολικά	Ηλιακά	Βιομάζα/Βιοαέριο	ΑΠΕ Α.Π. <sup>2</sup>	Σύνολο ΑΠΕ	Σύνολο	CO <sub>2</sub> Εκπομπές (gCO <sub>2</sub> / kWh)
%	36,47%	7,57%	10,69%	0,05%	<b>54,79%</b>	0,40%	8,56%	21,16%	13,63%	1,47%	0,00%	<b>44,82%</b>	<b>100%</b>	
TWh	19,05	3,95	5,59	0,03	<b>28,62</b>	0,21	4,47	11,05	7,12	0,77	0,00	<b>23,41</b>	<b>52,24</b>	<b>346,4218</b>

<sup>1</sup> Περιλαμβάνεται η παραγωγή από ΣΗΘΥΑ που χρησιμοποιούν ως καύσιμο Φυσικό Αέριο.

<sup>2</sup> Απροσδιόριστης Προέλευσης.

**Σχήμα 2. 1:** Ενεργειακό Μείγμα Ελλάδας (2022)

Όπως μπορεί να διαπιστωθεί κατά το έτος 2022 το ενεργειακό μείγμα παραγωγής της χώρας αποτελούνταν από ορυκτά καύσιμα κατά 54,79% (με το φυσικό αέριο να είναι στο 36,74%), ενώ το ποσοστό από παραγωγή από ΑΠΕ ήταν 44,82%

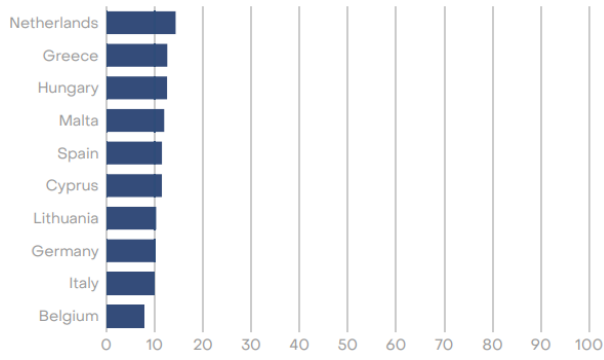
Η ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας ανά τα χρόνια στηριζόταν στα ορυκτά καύσιμα και πιο συγκεκριμένα στον λιγνίτη. Οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενεργειακή μετάβαση και η σημαντική αύξηση των τιμών προστίμου στις εκπομπές CO<sub>2</sub> επέφεραν την μείωση του στο 10% και την αύξηση του ποσοστού του Φυσικού Αερίου και των ΑΠΕ.

Σε σύγκριση με τα υπόλοιπα κράτη-μέλη της Ε.Ε. η Ελλάδα βρίσκεται σε αρκετά υψηλά επίπεδα φτάνοντας δεύτερη σε ποσοστό φωτοβολταϊκής παραγωγής με 13.7%, 8<sup>η</sup> σε αιολική παραγωγή ενώ έχει το μεγαλύτερο ποσοστό μείωσης παραγωγής ενέργειας από άνθρακα με πτώση από το 43% το 2015 σε 10% το 2022 (

Σχήμα 2.2) [9].

### Highest shares of solar power

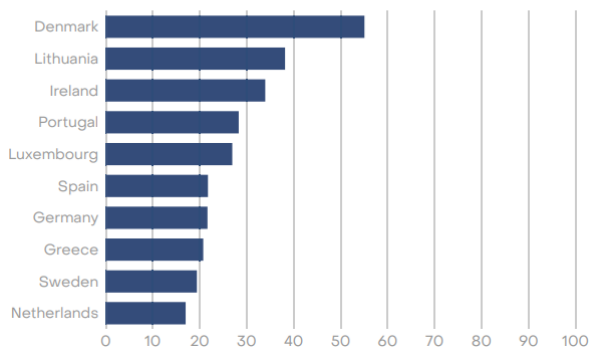
Share of electricity (%)



(α)

### Highest shares of wind power in the EU

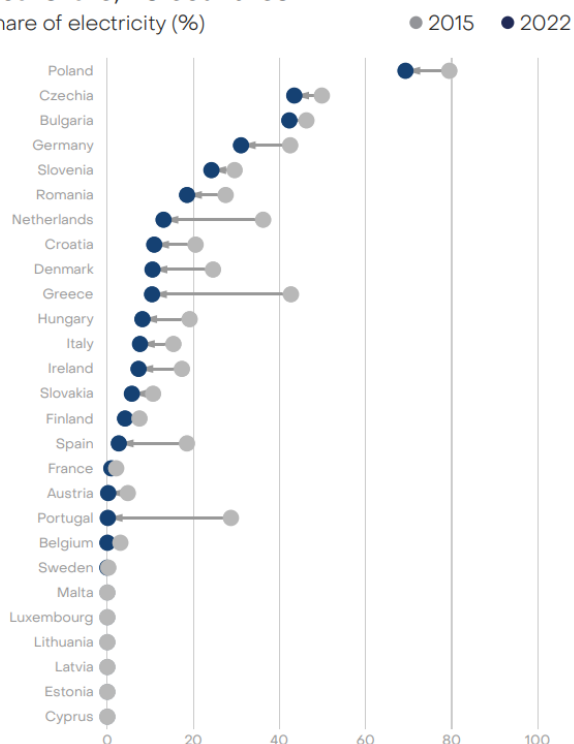
Share of electricity (%)



(β)

## Coal share, EU countries

Share of electricity (%)



**Σχήμα 2. 2:** Ποσοστιαία σύγκριση παραγωγής ενέργειας στα κράτη-μέλη της Ε.Ε (α) Παραγωγή ηλιακής ενέργειας (β) Παραγωγή αιολικής ενέργειας (γ) Μείωση παραγωγής ενέργειας από άνθρακα [9]

(γ)

## 2.4 Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας χωρίζεται σε δυο τμήματα στην πώληση **χονδρικής ενέργειας** που διαχειρίζεται από το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE) και τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) και στην πώληση **λιανικής** που διαχειρίζεται από τις εταιρείες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας σε τελικούς καταναλωτές χαμηλής και μέσης τάσης.

Η Χονδρική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία οργανώνεται στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Μοντέλου Στόχου (Target Model), αποσκοπεί στην ολοκλήρωση των ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και στη διευκόλυνση του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη, δρομολογώντας την επίτευξη τιμών ενέργειας και σχεδιασμού για την αγορά της επόμενης ημέρας και τις ενδοημερήσιες αγορές. Αποτελείται από τέσσερις επιμέρους χονδρικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας [10][11]:

1. Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά,
2. Αγορά Επόμενης Ημέρας,
3. Ενδοημερήσια Αγορά,
4. Αγορά Εξισορρόπησης

Για τις τρεις πρώτες κατηγορίες αρμόδιος λειτουργός είναι το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας ΑΕ, ενώ για την Αγορά εξισορρόπησης ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η **Ενεργειακή Χρηματοπιστωτική Αγορά** (Forward Market) λειτουργεί ως πλαίσιο διαπραγμάτευσης για Συμβόλαια Μελλοντικής Εκπλήρωσης (ΣΜΕ), για την ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα. Αυτά τα συμβόλαια μπορούν να είναι διμερή ή εξωχρηματιστηριακά και να διαπραγματεύονται σε χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας. Μέσω αυτών, οι συμμετέχοντες μπορούν να αντισταθμίσουν κινδύνους τιμών, να περιορίσουν την ενδοημερήσια έκθεσή τους και να υιοθετήσουν μακροπρόθεσμες στρατηγικές για επενδύσεις στην ενέργεια[10].

Η **Αγορά Επόμενης Ημέρας** (Day Ahead Market) λειτουργεί ως ένα σύστημα πραγματικού χρόνου όπου οι συναλλαγές για αγορά και πώληση ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιούνται την επόμενη ημέρα με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, ενισχύοντας έτσι την αξιοπιστία του συστήματος και μειώνοντας την αβεβαιότητα των τιμών. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω διμερών συμβολαίων και ανταλλαγών ενέργειας, εξισορροπώντας την παραγωγή με τη ζήτηση και διευκολύνοντας χρηματοοικονομικές συμβάσεις.[11], [12].

Η **Ενδοημερήσια Αγορά** (Intra-day Market) μια πλατφόρμα συναλλαγών για την αγοραπωλησία ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρεώσεις φυσικής παράδοσης μετά τη λήξη της προθεσμίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας, επιτρέποντας στους συμμετέχοντες να διορθώνουν σε πραγματικό χρόνο τις θέσεις τους σε περίπτωση αλλαγών στη ζήτηση ή διακοπών στις μονάδες παραγωγής ενέργειας και να μετριάζουν τις πραγματικές αποκλίσεις παραγωγής και ζήτησης, παρέχοντας ακριβέστερες βραχυπρόθεσμες προβλέψεις για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας[10], [11].

Η **Αγορά Εξισορρόπησης** (Balancing Market) περιλαμβάνει τις Αγορές Ισχύος Εξισορρόπησης και Ενέργειας Εξισορρόπησης, καθώς και τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων, με στόχο τη διόρθωση της ανισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο. Στην Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης προσφέρεται ισχύς για την κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας του Συστήματος, ενώ στην Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης προσφέρεται ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιείται από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ για διατήρηση της συχνότητας και του ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης[10].

Στην ελληνική Αγορά Εξισορρόπησης χρησιμοποιείται το μοντέλο της κεντρικής κατανομής μονάδων μέσω της εκτέλεσης Διαδικασιών Ενοποιημένου Παραγραμματισμού. Οι συμμετέχοντες χαρακτηρίζονται ως εκπρόσωποι Οντοτήτων με Ευθύνη Εξισορρόπησης (Balancing Responsible Parties) ή/και Οντοτήτων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης (Balancing Service Providers) και μπορούν να υποβάλλουν προσφορές για ανάλογες υπηρεσίες, όπως εφεδρεία διατήρησης συχνότητας και ενέργειας εξισορρόπησης. Τέλος, η διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων αφορά την οικονομική εκκαθάριση για τις αποκλίσεις των συμβαλλόμενων μερών[11].

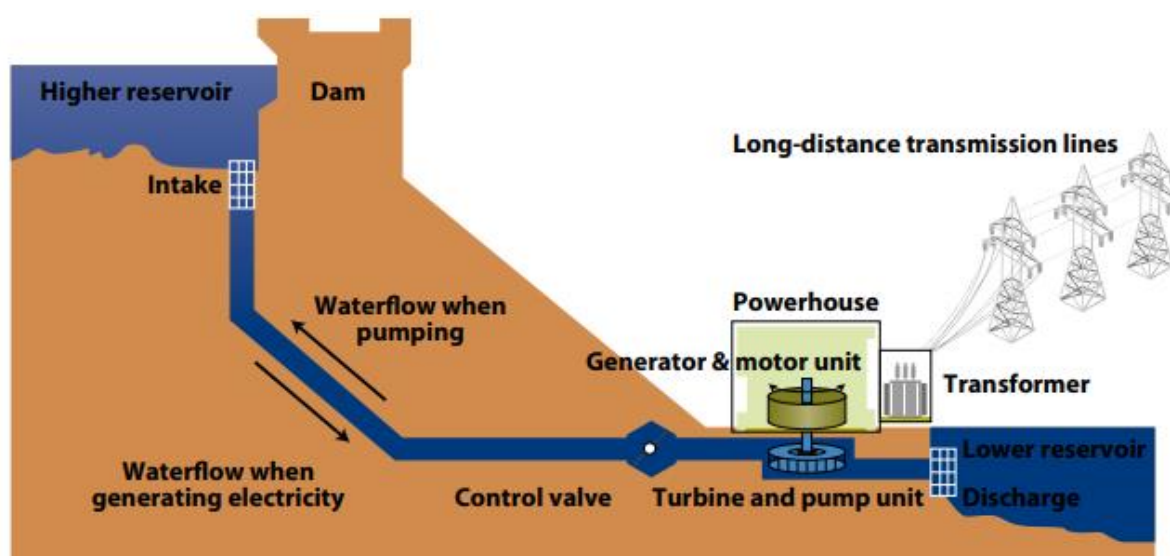
## 2.5 Αποθήκευση Ενέργειας

Η αποθήκευση ενέργειας είναι ένα κρίσιμο στοιχείο στην ενεργειακή μετάβαση, καθώς επιτρέπει τη διαχείριση της παραγωγής και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, ιδιαίτερα των στοχαστικών πηγών όπως ο άνεμος και ο ήλιος, η αποθήκευση παρέχει την απαραίτητη ευελιξία για την εξισορρόπηση της προσφοράς και της ζήτησης. Τεχνολογίες όπως οι μπαταρίες ιόντων-λιθίου, η αντλησιοταμίευση και η αποθήκευση με υδρογόνο είναι μερικές από τις διαθέσιμες μεθόδους, με κάθε μία να έχει τα δικά της

πλεονεκτήματα και περιορισμούς. Η αποθήκευση ενέργειας συμβάλλει επίσης στην αξιοπιστία του δικτύου, τη διαχείριση της συμφόρησης και την αποφυγή ή μετάθεση επενδύσεων για ενισχύσεις δικτύου. Επιπλέον, προσφέρει οικονομικά οφέλη μέσω του arbitrage τιμών και ενισχύει την ευελιξία των ΑΠΕ, βοηθώντας στην κάλυψη σφαλμάτων πρόβλεψης και της μεταβλητότητας της παραγόμενης ισχύος. Τέλος, διευκολύνει την ενσωμάτωση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα και τη συμμετοχή τους στις αγορές ενέργειας. Παρακάτω αναλύονται μερικοί από τους τρόπους αποθήκευσης ενέργειας

### 2.5.1 Αντλησιοταμίευση

Η αντλησιοταμίευση (PHS) είναι μία ώριμη τεχνολογία αποθήκευσης με την οποία ενέργεια αποθηκεύεται χρησιμοποιώντας την δυναμική ενέργεια του νερού. Η διάταξη αποτελείται από δύο ταμιευτήρες με υψομετρική διαφορά, μονάδα άντλησης νερού στον πάνω ταμιευτήρα, αγωγό σύνδεσης τους και έναν υδροηλεκτρικό σταθμό εξοπλισμένο με υδροστροβίλους για την παραγωγή ενέργειας.



Σχήμα 2. 3: Σύστημα αντλησιοταμίευσης

Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και υψηλής διαθεσιμότητας ηλεκτρικής ενέργειας, το νερό αντλείται μέσω αγωγού από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα χρησιμοποιώντας την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίστροφα, σε περιόδους υψηλής ζήτησης ο άνω ταμιευτήρας εκφορτίζεται απελευθερώνοντας το νερό στον κάτω ταμιευτήρα περνώντας από το σύστημα υδροστροβίλων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια διοχετεύεται στη συνέχεια στο δίκτυο [13].

Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης είναι μία από τις επικρατέστερες τεχνολογίες αποθήκευσης που χρησιμοποιούνται για μεσοπρόθεσμη ή μακροπρόθεσμη αποθήκευση, με χρόνους εκφόρτισης που κυμαίνονται από μερικές ώρες έως μερικές ημέρες. Η τυπική ισχύς ενός συστήματος PHS κυμαίνεται μεταξύ 100-3000 MW, οι τυπικές αποδόσεις τους κυμαίνονται μεταξύ 70% και 84%, ενώ οι μονάδες έχουν πολύ μεγάλη αναμενόμενη διάρκεια ζωής μεταξύ 40 και 60 ετών, έως και 100 έτη αν υπάρχει επαρκής συντήρηση.



Στην Ελλάδα λειτουργούν οι ΥΗΣ Σφηκιάς στο ποταμό Αλιάκμονα (1985, 3X105 MW=315 MW) και τον ΥΗΣ Θησαυρού στον ποταμό Νέστο (1998, 3X128 MW=384 MW), συνολικά 699 MW, ενώ υπό κατασκευή βρίσκεται το έργο «Σύστημα Αντλησιοταμίευσης στην Αμφιλοχία» με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 680 MW (παραγωγή) και 730 MW (άντληση) [14].

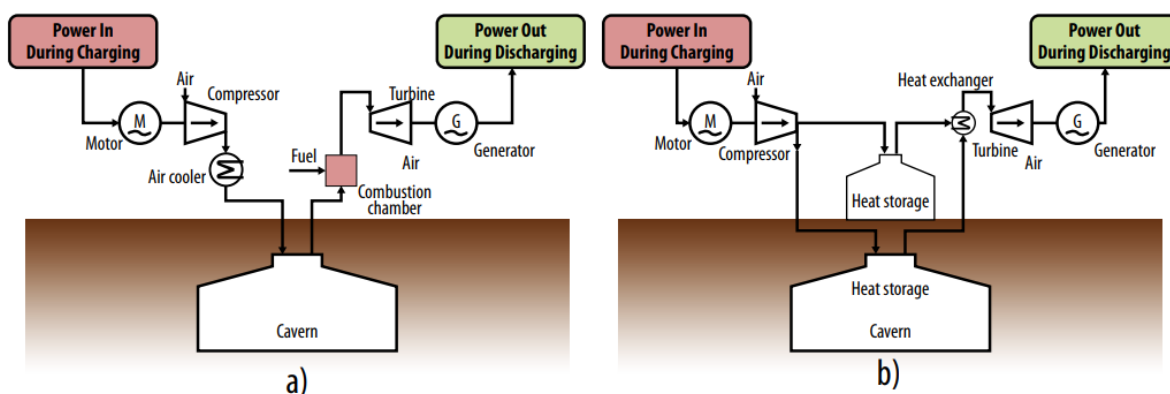
## 2.5.2 Αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα

Ένα σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα (CAES) αποθηκεύει ενέργεια με τη μορφή συμπιεσμένου αέρα σε μια δεξαμενή. Ως δεξαμενές μπορούν να χρησιμοποιηθούν και οι υπόγειες κοιλότητες αποθήκευσης όπως παλιά σπήλαια αλατιού ή εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου. Η κατασκευή ενός ειδικά κατασκευασμένου σπηλαίου για τη αποθήκευση του πεπιεσμένου αέρα αυξάνει το κόστος δραματικά. Τα μεταλλικά δοχεία, ως δεξαμενές, είναι τεχνικά εφικτά, αν και πολύ ακριβά στις περισσότερες περιπτώσεις για να θεωρηθούν οικονομικές λύσεις.

Τα συστήματα CAES λειτουργούν με παρόμοιες αρχές όπως οι συμβατικές τουρμπίνες φυσικού αερίου. Για τη **φόρτιση** ενός CAES, η πλεονάζουσα ισχύς κατευθύνεται προς έναν κινητήρα που κινεί μια αλυσίδα συμπιεστών για την αποθήκευσή της στον ταμιευτήρα. Κατά τη διάρκεια αυτής της διαδικασίας, ο αέρας θερμαίνεται. Σε ένα κλασικό (διαβατικό) σύστημα CAES, η θερμότητα αυτή απομακρύνεται με έναν ψύκτη αέρα και απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα. Ο συμπιεσμένος αέρας αποθηκεύεται συνήθως στα υπόγεια σπήλαια συνήθως σε πίεση μεταξύ 4.0 MPa και 8.0 MPa. Για την **εκφόρτιση** του συστήματος CAES όταν η ζήτηση ενέργειας είναι υψηλή, ο αποθηκευμένος αέρας τροφοδοτεί έναν αεριοστρόβιλο. Ο συμπιεσμένος αέρας απελευθερώνεται από τη δεξαμενή και κατά συνέπεια διαστέλλεται και αναμειγνύεται με καύσιμο όπως φυσικό αέριο, σε μια μονάδα καύσης για την κίνηση του συστήματος τουρμπίνας. Συχνά, τα καυσαέρια της καύσης ανακυκλώνονται για τη βελτίωση της απόδοσης. Ο κλασικός σχεδιασμός περιλαμβάνει την καύση ορυκτών καυσίμων στους θαλάμους του στροβίλου για την παροχή θερμότητας κατά τη διάρκεια της φάσης διαστολής, με το μειονέκτημα των εκπομπών CO<sub>2</sub> [13].

Η προηγμένη αδιαβατική αποθήκευση ενέργειας συμπιεσμένου αέρα (AA-CAES) είναι μια πιο πρόσφατα ανεπτυγμένη ιδέα που αντιμετωπίζει το προηγούμενο ζήτημα. Η θερμότητα που κανονικά θα απελευθερωνόταν στην ατμόσφαιρα κατά τη διάρκεια της συμπίεσης αποθηκεύεται σε ένα σύστημα θερμικής αποθήκευσης. Αυτή η θερμότητα προστίθεται πίσω μέσω εναλλακτών θερμότητας στον αέρα που απελευθερώνεται από την δεξαμενή κατά τη λειτουργία σε κατάσταση διαστολής. Αυτό επιτρέπει στα συστήματα AA-CAES να μετατρέπουν την ενέργεια πεπιεσμένου αέρα σε ηλεκτρική ενέργεια χωρίς να απαιτείται καύση και αποφεύγοντας τις σχετικές εκπομπές CO<sub>2</sub> [13].

Η αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα είναι επίσης, μία εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία που μπορεί να παρέχει πολύ μεγάλη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας (πάνω από 100 MW με μία μόνο μονάδα). Η τυπική ισχύς ενός συστήματος CAES κυμαίνεται μεταξύ 50-300 MW. Η περίοδος αποθήκευσης μπορεί να είναι πάνω από ένα έτος και η απόδοση κυμαίνεται μεταξύ 70-89%. Το κόστος κεφαλαίου για τις εγκαταστάσεις CAES εξαρτάται από τις συνθήκες υπόγειας αποθήκευσης και κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 400 και 800 \$/kW.



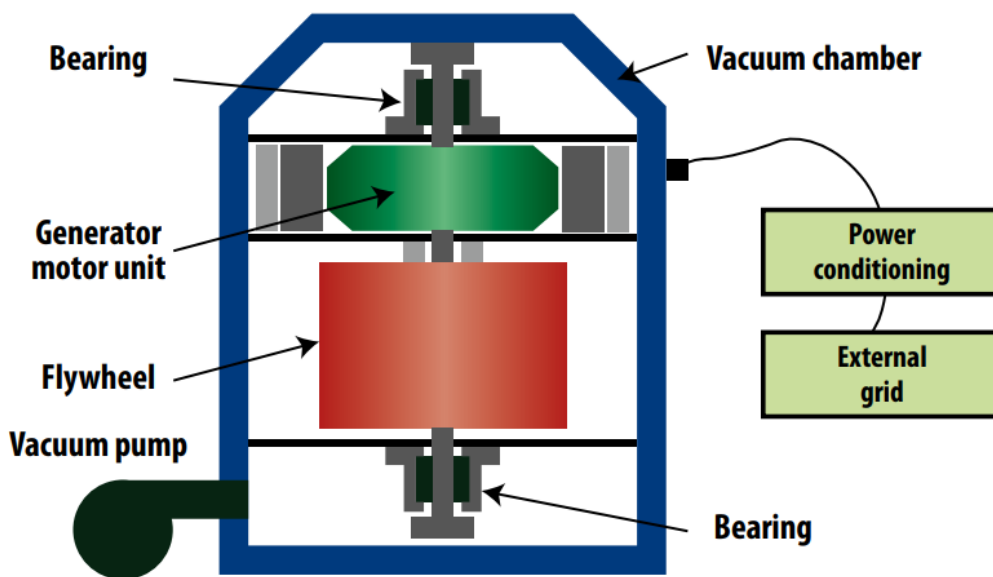
Σχήμα 2. 4: Σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα

### 2.5.3 Αποθήκευση ενέργειας με σφόνδύλους

Οι σφόνδυλοι αποθηκεύουν ενέργεια ως κινητική ενέργεια περιστροφής επιταχύνοντας και φρενάροντας μια περιστρεφόμενη μάζα. Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με σφόνδυλο (FES) αποτελούνται από μια περιστρεφόμενη μάζα γύρω από έναν σταθερό άξονα η οποία συνδέεται με μια ηλεκτρική μηχανή. Κατά τη **φόρτιση** λειτουργεί ως κινητήρας ο οποίος αντλεί ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο για να περιστρέψει τον σφόνδυλο μέχρι την ταχύτητα λειτουργίας. Κατά την **εκφόρτιση** λειτουργεί ως γεννήτρια, και ο περιστρεφόμενος σφόνδυλος παρέχει ροπή στη γεννήτρια και τροφοδοτεί το δίκτυο ή το φορτίο.

Η ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί σε ένα σύστημα FES εξαρτάται κυρίως από τη ροπή αδράνειας του δρομέα και από την ταχύτητα περιστροφής. Έχουν αναπτυχθεί δύο βασικές κατηγορίες σφονδύλων με διαφορετικά υλικά για τους δρομείς: σφόνδυλοι χαμηλής ταχύτητας (που δεν υπερβαίνουν τις 10.000 ΣΑΛ) και σφόνδυλοι υψηλής ταχύτητας (έως 100.000 ΣΑΛ).

Οι σφόνδυλοι διαθέτουν υψηλή πυκνότητα ισχύος, δυνατότητες ταχείας φόρτισης και μεγάλη διάρκεια ζωής έως και ένα εκατομμύριο κύκλους. Οι τυπική απόδοσή τους κυμαίνεται μεταξύ 90-95%. Οι συνήθεις εφαρμογές περιλαμβάνουν τη σταθεροποίηση της συχνότητας στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας [13].



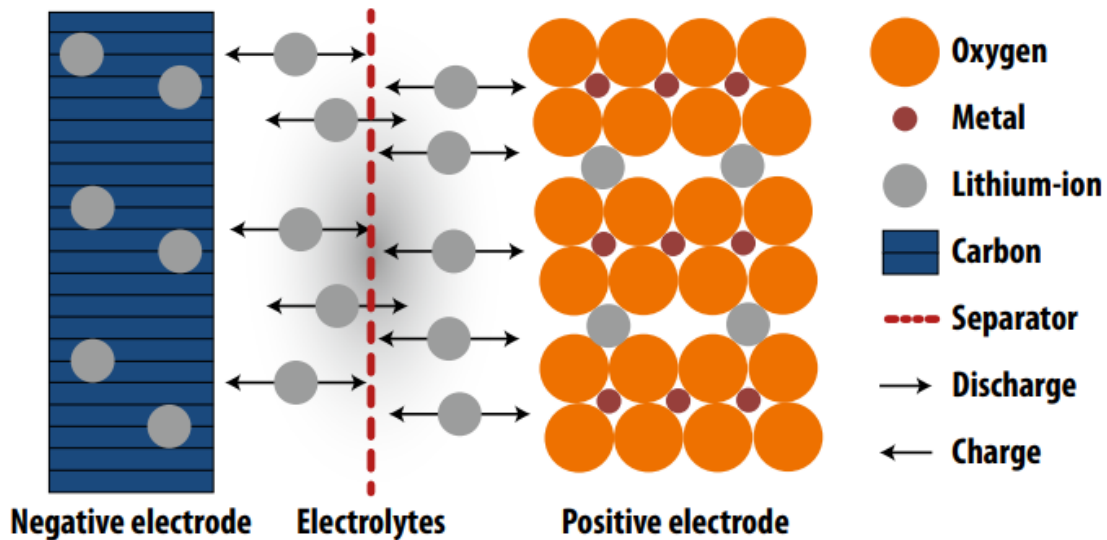
Σχήμα 2. 5: Σύστημα αποθήκευσης με σφονδύλους

## 2.5.4 Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Μπαταρίες

### 2.5.4.1 Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-Ion) αποτελούνται από έναν ηλεκτρολύτη και δύο ηλεκτρόδια. Η κάθοδος είναι συνήθως κατασκευασμένη από ένα μεταλλικό οξειδίο λιθίου ( $\text{LiCoO}_2$ ,  $\text{LiMnO}_2$ ,  $\text{LiNiO}_2$  κ.λπ), ενώ η άνοδος είναι συχνά κατασκευασμένη από γραφίτη άνθρακα. Ο ηλεκτρολύτης αποτελείται από άλατα λιθίου (όπως  $\text{LiPF}_6$ ) διαλυμένα σε οργανικά ανθρακικά άλατα. Όταν η μπαταρία **φορτίζεται**, τα άτομα λιθίου στην κάθοδο μετατρέπονται σε ιόντα και μεταφέρονται μέσω του ηλεκτρολύτη στην άνοδο, ενώ η διαδικασία αυτή αντιστρέφεται κατά τη διαδικασία **εκφόρτισης** [15].

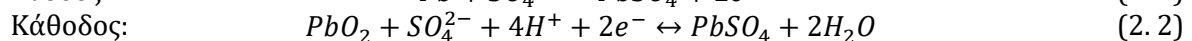
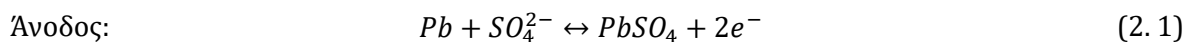
Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου παρουσιάζουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα ( $200 \text{ Wh/kg}$ ), υψηλό ρυθμό και ικανότητα εκφόρτισης υψηλής ισχύος, υψηλή απόδοση (85% - 90%), σχετικά μεγάλη διάρκεια ζωής (10.000 κύκλοι) και χαμηλό ρυθμό αυτοεκφόρτισης [16]. Είναι ελαφρύτερες, μικρότερες και ισχυρότερες από άλλες μπαταρίες, γεγονός που τις καθιστά ελκυστικές για τα ηλεκτρονικά είδη ευρείας κατανάλωσης και την ηλεκτροκίνηση. Καθώς το κόστος των συστημάτων μπαταριών ιόντων λιθίου μειώνεται, καθίστανται όλο και περισσότερο μια οικονομική επιλογή για σταθερές εφαρμογές και η παρουσία τους σε αυτό τον τομέα αυξάνεται [13].



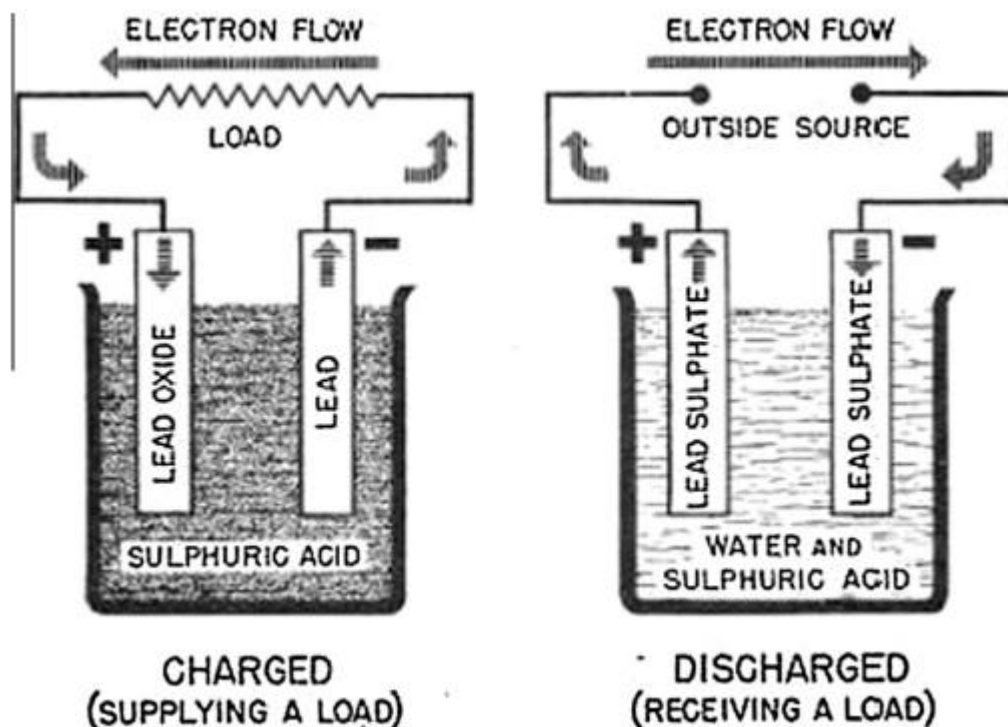
Σχήμα 2. 6: Αρχές λειτουργίας μπαταριών Ιόντων Λιθίου

#### 2.5.4.2 Μπαταρίες μολύβδου-οξέος

Οι μπαταρίες μολύβδου – οξέος (Lead-Acid Batteries), είναι οι παλαιότερες και πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες επαναφορτιζόμενες ηλεκτροχημικές συσκευές. Μια μπαταρία μολύβδου – οξέος αποτελείται (σε φορτισμένη κατάσταση) από ηλεκτρόδια από μέταλλο μολύβδου και οξείδιο μολύβδου σε ηλεκτρολύτη περίπου 37% (5.99 mol) θεικού οξέος. Στην εκφορτισμένη κατάσταση και τα δύο ηλεκτρόδια μετατρέπονται σε θεικό μόλυβδο και ο ηλεκτρολύτης αποβάλλει το διαλυμένο θεικό οξύ και γίνεται κυρίως νερό.



Η μπαταρία μολύβδου οξέος έχει χαμηλό κόστος (300-600 \$/kWh) και υψηλή αξιοπιστία και απόδοση (70-90%). Είναι μια δημοφιλής επιλογή αποθήκευσης για την ποιότητα ισχύος, συστήματα UPS και ορισμένες εφαρμογές περιστρεφόμενης εφεδρείας. Ωστόσο, η εφαρμογή της για τη διαχείριση ενέργειας είναι περιορισμένη λόγω της μικρής διάρκειας ζωής (500-1000 κύκλοι) και της χαμηλής ενεργειακής πυκνότητας (30-50 Wh/kg) λόγω της εγγενούς υψηλής πυκνότητας του μολύβδου. Οι συσσωρευτές μολύβδου έχουν επίσης κακή απόδοση σε χαμηλές θερμοκρασίες και, ως εκ τούτου, απαιτούν σύστημα θερμικής διαχείρισης [15].



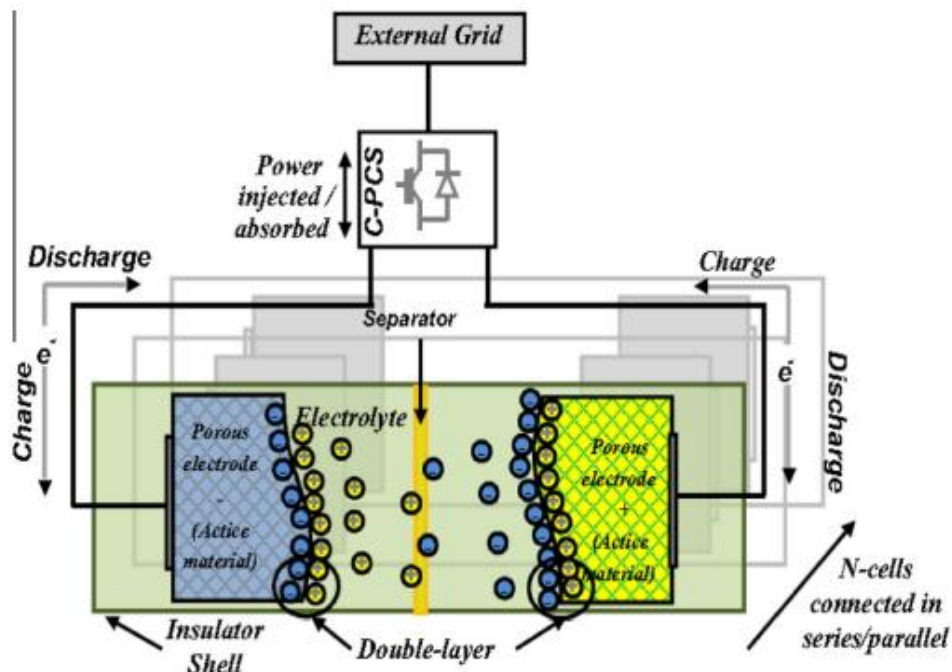
Σχήμα 2. 7: Σύστημα μπαταριών Μολύβδου-Οξέος

### 2.5.5 Υπερπυκνωτές

Ο πιο απλός τρόπος αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μέσω πυκνωτών, οι οποίοι προσφέρουν πολύ υψηλή απόδοση, δεκάδες χιλιάδες κύκλους ζωής και γρήγορη απόκριση. Ωστόσο, η χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα των παραδοσιακών πυκνωτών έχει οδηγήσει στην έρευνα για την αποθήκευση ενέργειας με υπερπυκνωτές.

Οι υπερπυκνωτές μπορούν να αποθηκεύουν μεγάλη πυκνότητα ενέργειας και να ανταποκρίνονται σε οποιαδήποτε αλλαγή στη ζήτηση ισχύος σε δεκάδες έως εκατοντάδες χιλιοστά του δευτερολέπτου. Έχουν απόδοση 95% και αυτοεκφόρτιση 5% ανά ημέρα, πράγμα που σημαίνει ότι η αποθηκευμένη ενέργεια πρέπει να χρησιμοποιείται γρήγορα [17].

Τα κύρια μειονεκτήματά τους είναι η μικρή διάρκεια ζωής αποθήκευσης, η χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα και η υψηλή απώλεια αυτοεκφόρτισης. Χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές ποιότητας ισχύος, όπως η σύνδεση και η αντοχή σε διακυμάνσεις ενώ το κόστος κεφαλαίου τους κυμαίνεται μεταξύ 1.100 και 1.500 €/kW [16].

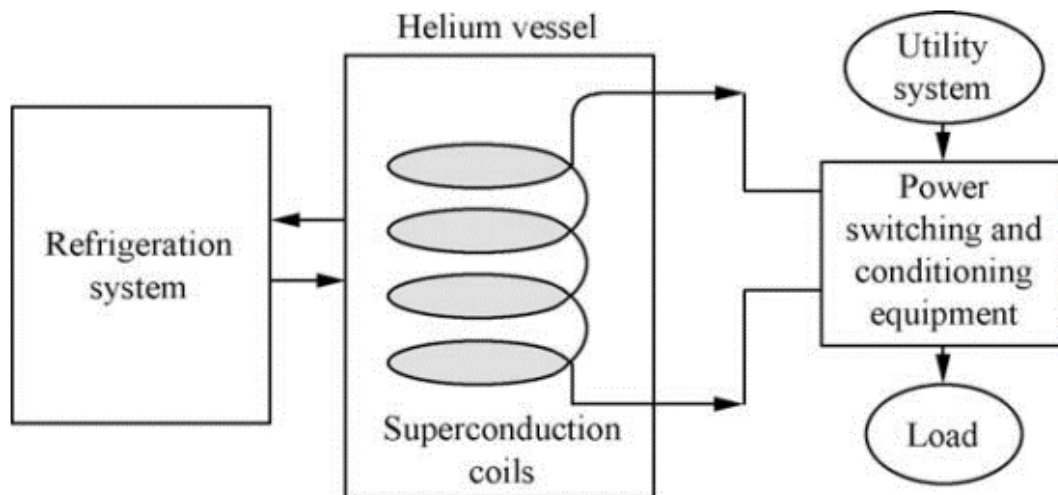


Σχήμα 2. 8: Σύστημα Υπερπυκνωτή

## 2.5.6 Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας

Ένα σύστημα υπεραγώγιμης μαγνητικής αποθήκευσης ενέργειας (SMES) είναι ικανό να αποθηκεύει ενέργεια σε μαγνητικό πεδίο, προσφέροντας αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε καθαρά ηλεκτρική μορφή. Η λειτουργία του πραγματοποιείται με την επαγωγή συνεχούς ρεύματος σε πηνίο από υπεραγώγιμα καλώδια σχεδόν μηδενικής αντίστασης (συνήθως από νήματα NbTi) που λειτουργούν σε πολύ χαμηλή θερμοκρασία περίπου  $-270^{\circ}\text{C}$ . Το SMES αποτελείται από τρία μέρη, το υπεραγώγιμο πηνίο, το σύστημα επεξεργασίας ισχύος και ψύξη με κρυογενικό ψύκτη. Το συνεχές ρεύμα αυξάνεται κατά τη φόρτιση, ενώ το αντίστροφο συμβαίνει κατά τη λειτουργία εκφόρτισης [17].

Τα συστήματα SMES χαρακτηρίζονται για υψηλή απόδοση αποθήκευσης ενέργειας ( $\sim 97\%$ ), γρήγορη απόκριση (λίγα msec) και μεγάλους κύκλους ζωής (100.000). Αυτά τα χαρακτηριστικά καθιστούν το σύστημα SMES ικανό να παρέχει υπηρεσίες ποιότητας ισχύος για βιομηχανικούς καταναλωτές, να μεταφέρει ενέργεια σε περιπτώσεις πτώσης της τάσης και των στιγμιαίων διακοπών ρεύματος και να ρυθμίζει τη συχνότητα. Η τυπική ονομαστική ισχύς είναι από kW έως αρκετά MW. Οι κύριες προκλήσεις για τη χρήση τους είναι το υψηλό κόστος κεφαλαίου και λειτουργίας. Το τυπικό κόστος κεφαλαίου των SMES κυμαίνεται μεταξύ 150-250 €/kW ονομαστικής ισχύος για εφαρμογές ποιότητας ισχύος [15], [16].



Σχήμα 2. 9: Σύστημα υπεραγωγικής μαγνητικής αποθήκευσης ενέργειας [13]

### 2.5.7 Υδρογόνο

Τα συστήματα αποθήκευσης υδρογόνου αντιπροσωπεύουν μια τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας που χρησιμοποιεί την περίσσεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ για την παραγωγή και αποθήκευση υδρογόνου.

Το υδρογόνο παράγεται με ηλεκτρόλυση όπου το νερό διαχωρίζεται σε υδρογόνο και οξυγόνο χρησιμοποιώντας ηλεκτρισμό:



Στη συνέχεια μπορεί να αποθηκευτεί με τη μορφή συμπιεσμένου αερίου σε δεξαμενές, υπόγεια σπήλαια και αγωγούς αερίου, υγροποιημένου υδρογόνου σε κρυογονικές δεξαμενές, υδριδίου μετάλλου ή σε χημικές ενώσεις (αμμωνία, μεθανόλη κ.λπ.). Το αποθηκευμένο υδρογόνο μπορεί να μετατραπεί ξανά σε ηλεκτρική ενέργεια με κυψέλες καυσίμου (για μεταφορές και παραγωγή ενέργειας) ή αεριοστροβίλους. Σήμερα, η σχετικά χαμηλή συνολική απόδοση και το πολύ μεγάλο κόστος κεφαλαίου αποτελούν δύο σημαντικά εμπόδια στην εμπορική εφαρμογή της αποθήκευσης υδρογόνου σε εφαρμογές κλίμακας δικτύου[17]. Περισσότερες λεπτομέρειες αναλύονται στο Κεφάλαιο 3.

## 2.6 Γραμμικός Προγραμματισμός

Ο γραμμικός προγραμματισμός (Linear Programming) είναι η μέθοδος που ακολουθείται για την επίτευξη του βέλτιστου αποτελέσματος σε ένα μαθηματικό μοντέλο με γραμμικές σχέσεις. Περιλαμβάνει τη μεγιστοποίηση ή την ελαχιστοποίηση μιας γραμμικής αντικειμενικής συνάρτησης, τηρώντας παράλληλα ένα σύνολο περιορισμών για την επίλυσή του.

Τα κύρια στοιχεία ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού (LPP) είναι τα εξής:

1. Μεταβλητές απόφασης (Decision variables): Οι μεταβλητές  $X_1, X_2, \dots, X_n$  οι οποίες αποφασίζουν το αποτέλεσμα του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού.
2. Αντικειμενική συνάρτηση (Objective function): Η γραμμική συνάρτηση  $f$  την οποία θέλουμε να βελτιστοποιηθεί. Πρόκειται για μια ποσοτική απεικόνιση του στόχου, όπως η μείωση του κόστους ή η μεγιστοποίηση του κέρδους.
3. Περιορισμοί (Constraints): Οι περιορισμοί που επιβάλλονται στις μεταβλητές απόφασης σε μορφή γραμμικών ανισοτήτων ή ισοτήτων. Μερικά παραδείγματα περιορισμών είναι οι περιορισμένοι πόροι, οι οικονομικοί περιορισμοί, οι παραγωγικές δυνατότητες κ.λπ.
4. Μη-μηδενικοί περιορισμοί (Non-negative restrictions)

Η γενική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι η παρακάτω:

$$f = C_1X_1 + C_2X_2 + \dots + C_nX_n \quad (2.3)$$

Με περιορισμούς:

$$\begin{aligned} a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + \dots + a_{1n}X_n &\leq b_1 \\ a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + \dots + a_{2n}X_n &\leq b_2 \\ &\vdots \\ a_{m1}X_1 + a_{m2}X_2 + \dots + a_{mn}X_n &\leq b_m \\ X_1, X_2, \dots, X_n &\geq 0 \end{aligned} \quad (2.4)$$

Όπου:

$X_1, X_2, \dots, X_n$ : οι μεταβλητές απόφασης,

$C_1, C_2, \dots, C_n$ : οι συντελεστές των μεταβλητών απόφασης της αντικειμενικής συνάρτησης,

$a_{ij}$ : οι συντελεστές των μεταβλητών απόφασης της γραμμικής ανισότητας και

$b_i$ : οι σταθερές στο δεύτερο μέρος της ανισότητας

Στον τομέα της ενέργειας ο γραμμικός προγραμματισμός χρησιμοποιείται για τη βελτιστοποίηση μιας σειράς διαδικασιών και αποφάσεων όπως:

1. Κατανομή ενεργειακών πόρων: Η LP μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη βελτιστοποίηση της κατανομής των ενεργειακών πόρων, όπως για παράδειγμα ο υπολογισμός του καλύτερου συνδυασμού ενεργειακών πηγών (όπως ο άνθρακας, το φυσικό αέριο και οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να ικανοποιηθεί η ζήτηση, λαμβάνοντας παράλληλα υπόψη τους περιορισμούς κόστους.
2. Προγραμματισμός παραγωγής ενέργειας: Η LP χρησιμοποιείται για τη βελτιστοποίηση των χρονοδιαγραμμάτων παραγωγής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη μεταβλητές όπως οι τιμές των καυσίμων και οι περιβαλλοντικές απαιτήσεις.
3. Βελτιστοποίηση του δικτύου μεταφοράς: Λαμβάνοντας υπόψη τη συμφόρηση και τις απώλειες μεταφοράς, η LP συμβάλλει στη μεγιστοποίηση της αποδοτικότητας του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.



4. Λειτουργία της αγοράς ενέργειας: Στις απελευθερωμένες αγορές ενέργειας, οι διαδικασίες εκκαθάρισης της αγοράς και οι μέθοδοι υποβολής προσφορών από τους παραγωγούς ενέργειας βελτιστοποιούνται με τη χρήση της LP. Βοηθά να ακολουθούνται οι κανονισμοί της αγοράς μεγιστοποιώντας τα κέρδη ή ελαχιστοποιώντας τα έξοδα.
5. Διαχείριση της αλυσίδας εφοδιασμού ενέργειας: Η LP χρησιμοποιείται για τη βελτιστοποίηση της παραγωγής, της μεταφοράς και της αποθήκευσης των ενεργειακών πόρων στην αλυσίδα εφοδιασμού. Αυτό είναι απαραίτητο για την εσοπτεία της εφοδιαστικής μεταφοράς καυσίμων (όπως το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο) από τις τοποθεσίες εξόρυξης στους τελικούς καταναλωτές.
6. Ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας: Για να εξασφαλιστεί η σταθερή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, τα μοντέλα LP μεγιστοποιούν την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο.
7. Μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα: Στρατηγικές για τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην ενεργειακή βιομηχανία μπορούν να αναπτυχθούν με τη χρήση μοντέλων LP. Αυτό περιλαμβάνει τη μεγιστοποίηση των τεχνικών παραγωγής ενέργειας για τη μείωση των αρνητικών επιπτώσεών τους στο περιβάλλον και την τήρηση των νομικών προτύπων.

Η εφαρμογή του γραμμικού προγραμματισμού σε αυτούς τους τομείς επιτρέπει στην ενεργειακή βιομηχανία να κάνει καλά ενημερωμένες και βέλτιστες αποφάσεις, με αποτέλεσμα την ενίσχυση της αποτελεσματικότητας, τη μείωση των δαπανών και τις βιώσιμες ενεργειακές μεθοδολογίες.

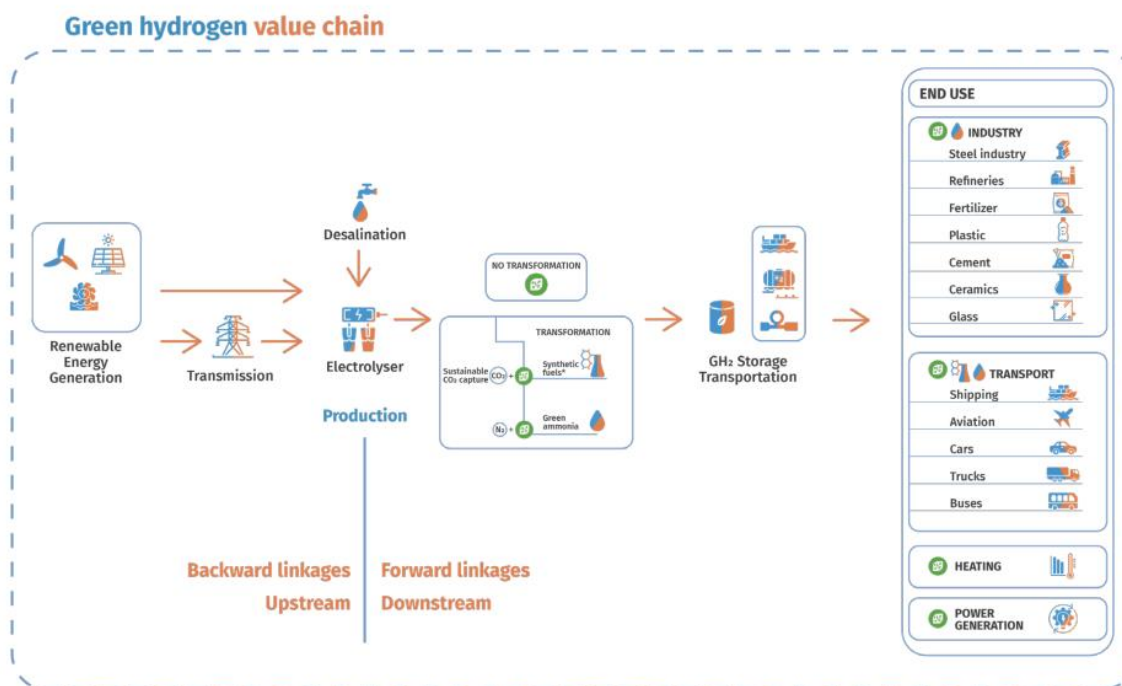
## 3 Αποθήκευση ενέργειας με υδρογόνο

### 3.1 Πράσινο Υδρογόνο

Για να επιτευχθούν οι στόχοι της συμφωνίας του Παρισιού, το ενεργειακό σύστημα θα πρέπει να μετασχηματιστεί σε βάθος και οι χώρες να αρχίσουν να χρησιμοποιούν εναλλακτικές λύσεις βιώσιμης και καθαρής ενέργειας[18]. Σύμφωνα με το σενάριο που προτείνεται από τον Διεθνή Οργανισμό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA) [19], η αύξηση της προσφοράς ανανεώσιμης ενέργειας, ο εξηλεκτρισμός των ενεργειακών υπηρεσιών που σήμερα παρέχονται από ορυκτά καύσιμα και η αύξηση της ενεργειακής απόδοσης μπορούν να εξασφαλίσουν περισσότερα από τα δύο τρίτα της μείωσης των εκπομπών CO<sub>2</sub>. Η ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να μετατραπεί σε πράσινο υδρογόνο μέσω ηλεκτρόλυσης, διευρύνοντας το πεδίο χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας[20][21].

Το πράσινο υδρογόνο προωθείται ως το καύσιμο του μέλλοντος λόγω της καθαρής, αποθηκεύσιμης και φορητής φύσης του[22]. Μπορεί να διακινηθεί σε πολλαπλές μορφές, όπως αέριο, υγρό, ή να ενσωματωθεί σε υφιστάμενα δίκτυα φυσικού αερίου και να αποθηκευτεί για μεγάλα χρονικά διαστήματα με ελάχιστες απώλειες[18]. Είναι ιδανικό για ενεργοβόρες βιομηχανικές διεργασίες που είναι δύσκολο να ηλεκτροδοτηθούν και μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως πρώτη ύλη για βιομηχανικές εφαρμογές. Μπορεί να συμπληρώσει την ηλεκτροδότηση από ανανεώσιμες πηγές με τη χρήση κυψελών καυσίμου υδρογόνου και προσφέρει λύσεις για την απαλλαγή από τον άνθρακα σε εφαρμογές, όπως η βαριά βιομηχανία, η διύλιση πετρελαίου, η αμμωνία, η μεθανόλη, ο χάλυβας, η ναυτιλία, η αεροπορία και η εποχιακή αποθήκευση ενέργειας. Η περαιτέρω μετατροπή σε άλλη μορφή, όπως η αμμωνία ή η μεθανόλη, οδηγεί ωστόσο σε σημαντικές απώλειες ενέργειας και αυξάνει το κόστος ανά μονάδα παραδιδόμενης ενέργειας[21].

Καθώς το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) αυξάνεται παγκοσμίως, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί μεγαλύτερη ευελιξία. Οι ηλεκτρολύτες που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου μπορούν να σχεδιαστούν ως ευέλικτοι πόροι που μπορούν να αυξάνουν ή να μειώνουν γρήγορα την ισχύ τους για να αντισταθμίζουν τις διακυμάνσεις, εξασφαλίζοντας αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και αντιδρώντας στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί για παρατεταμένες περιόδους και να χρησιμοποιηθεί κατά τη διάρκεια περιόδων κατά τις οποίες η παραγωγή από ΑΠΕ δεν είναι διαθέσιμη[23].

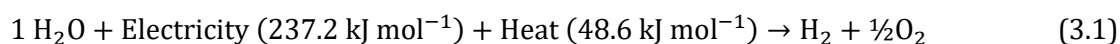


Σχήμα 3. 1: Αλυσίδα αξίας πράσινου υδρογόνου [18]

## 3.2 Ηλεκτρόλυση

Η ηλεκτρόλυση είναι μια ηλεκτροχημική διαδικασία κατά την οποία το νερό διαχωρίζεται σε υδρογόνο και οξυγόνο χρησιμοποιώντας ηλεκτρισμό.

Η εξίσωση αυτής της αντίδρασης είναι:

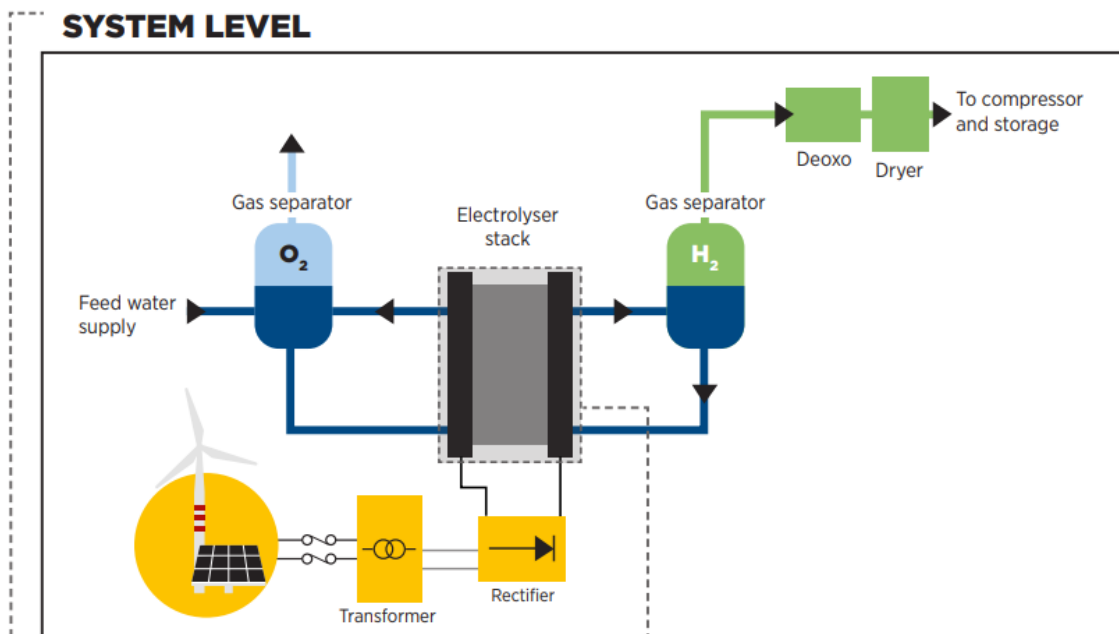


Η διάταξη αναλύεται σε τρία επίπεδα [22]:

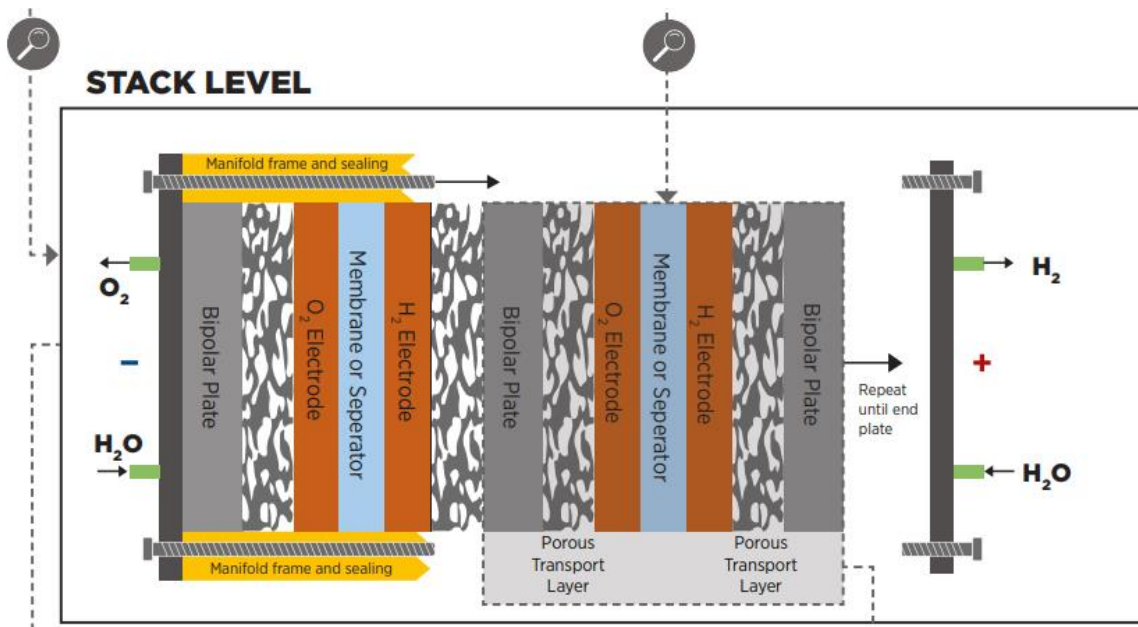
- Την κυψέλη, η οποία αποτελεί τον πυρήνα του ηλεκτρολύτη και το μέρος που λαμβάνει χώρα η ηλεκτροχημική διαδικασία. Αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια, πορώδη στρώματα μεταφοράς τα οποία διευκολύνουν τη μεταφορά των αντιδρώντων και την απομάκρυνση των προϊόντων και διπολικές πλάκες που παρέχουν μηχανική στήριξη και κατανέμουν τη ροή.
- Την στοίβα, η οποία περιλαμβάνει πολλαπλές κυψέλες συνδεδεμένες σε σειρά, αποστάτες, στεγανοποιητές, πλαίσια για μηχανική στήριξη και ακραίες πλάκες για αποφυγή διαρροών και συλλογή υγρών.
- Το επίπεδο του συστήματος περιλαμβάνει εξοπλισμό για την ψύξη, την επεξεργασία του υδρογόνου, τη μετατροπή της εισερχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, την επεξεργασία της παροχής νερού και την παραγωγή αερίου.

Το σύστημα τροφοδοτείται με καθαρό νερό μέσω αντλιών κυκλοφορίας ή της βαρύτητας και στη συνέχεια φτάνει στα ηλεκτρόδια μέσω διπολικών πλακών και πορώδων στρωμάτων μεταφοράς.

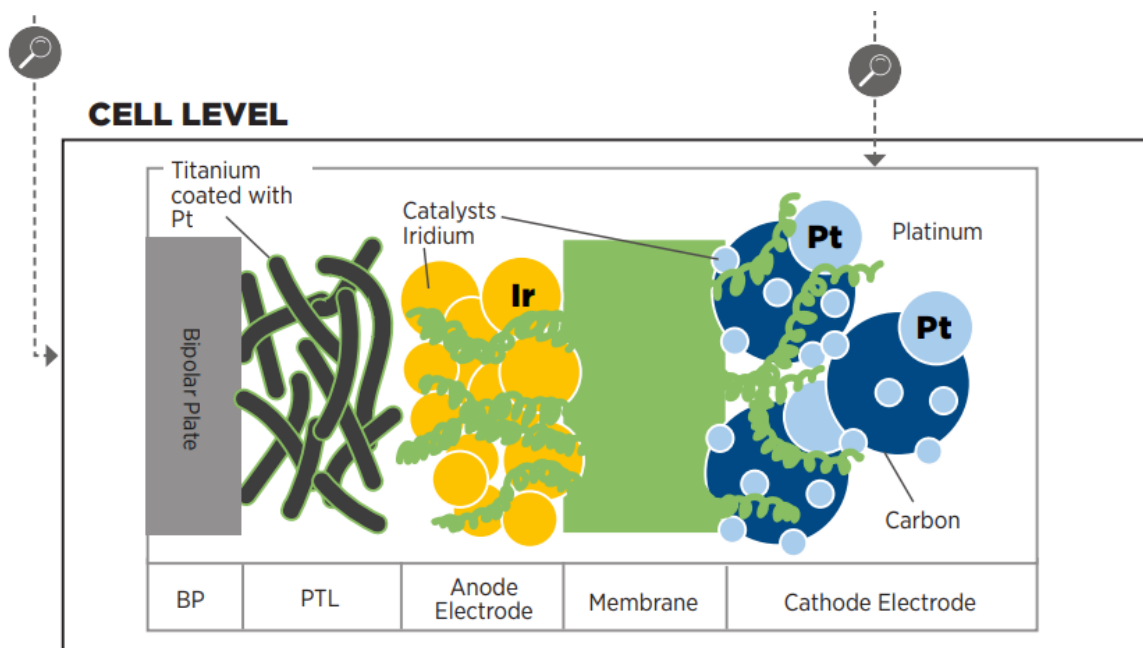
Στο ηλεκτρόδιο, το νερό διασπάται σε οξυγόνο και υδρογόνο, με τα ιόντα ( $H^+$  ή  $OH^-$ ) να διέρχονται μέσω ενός υγρού ή στερεού ηλεκτρολύτη μεμβράνης. Η μεμβράνη μεταξύ των ηλεκτροδίων διατηρεί τα αέρια που παράγονται χωριστά και αποφεύγει την ανάμιξή τους.



(α)



(β)



(γ)

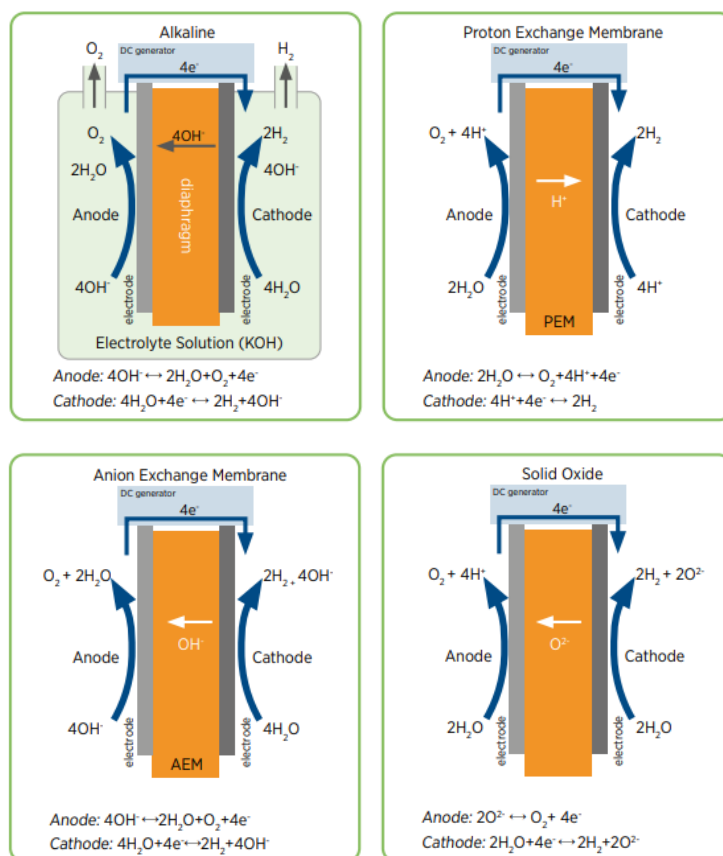
**Σχήμα 3. 2:** Διάταξη ηλεκτρόλυσης (α) σε επίπεδο συστήματος, (β) σε επίπεδο στοίβας, (γ) σε επίπεδο κυψέλης[22]

Υπάρχουν τέσσερις τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης νερού με βάση τον ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιούν, την κατάσταση λειτουργίας και τα ιοντικά παράγωγα  $\text{OH}^-$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{O}^{2-}$  :

1. Αλκαλική ηλεκτρόλυση (Alkaline water electrolysis)
2. Ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM water electrolysis)
3. Ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής ανιόντων (AEM water electrolysis)
4. Ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου (Solid oxide water electrolysis)

Οι πρώτες δύο τεχνολογίες (Alkaline, PEM) είναι ήδη ώριμες και εμπορικές ενώ οι υπόλοιπες (AEM, Solid Oxide) έχουν μεγάλες δυνατότητες, αλλά βρίσκονται ακόμα σε εργαστηριακό επίπεδο.

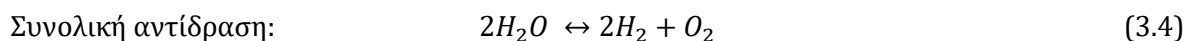
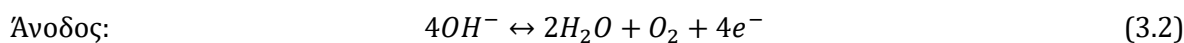
Οι αρχές λειτουργίας τους φαίνονται στο **Σχήμα 3. 3** και στη συνέχεια αναλύονται.



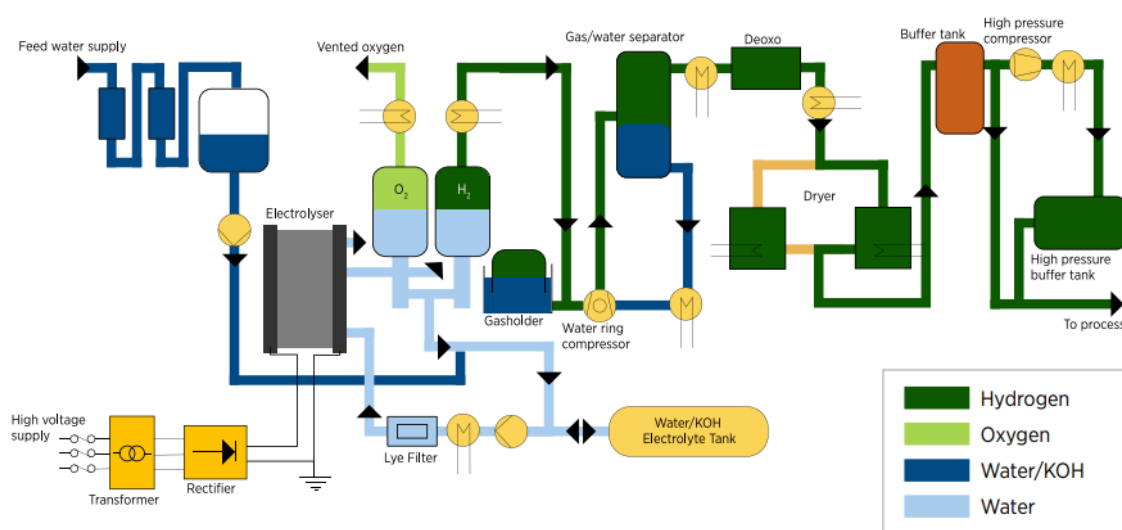
Σχήμα 3. 3: Αρχές λειτουργίας τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης [22]

### 3.2.1 Αλκαλική Ηλεκτρόλυση

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση είναι μια ώριμη τεχνολογία για τη παραγωγή υδρογόνου μέχρι την κλίμακα των πολλών MW. Η διεργασία λειτουργεί σε χαμηλές θερμοκρασίες (70 – 90 °C) με υψηλής συγκέντρωσης ηλεκτρολύτη KOH, ανθεκτικά διαφράγματα με βάση το  $ZrO_2$  και ηλεκτροδία από ανοξείδωτο χάλυβα με επικάλυψη νικελίου. Έχουν επιφάνεια ηλεκτροδίων έως και 3 τετραγωνικά μέτρα ( $m^2$ ) και ως ιοντικός φορέας φορτίου χρησιμοποιείται το ιόν υδροξυλίου  $OH^-$ , το οποίο επιτρέπει την ανάμειξη των παραγόμενων αερίων (υδρογόνο και οξυγόνο) στον ηλεκτρολύτη. Το γεγονός αυτό περιορίζει το εύρος ισχύος λειτουργίας και τη δυνατότητα λειτουργίας σε υψηλότερα επίπεδα πίεσης. Για την αντιμετώπισή του, χρησιμοποιούνται παχύτερα διαφράγματα, τα οποία δημιουργούν υψηλότερη αντίσταση και χαμηλότερες αποδόσεις. Μερικές φορές περιλαμβάνονται αποστάτες μεταξύ των ηλεκτροδίων και των διαφραγμάτων για την περαιτέρω αποφυγή ανάμειξης αερίων [22], [24]. Οι αντιδράσεις στην άνοδο την κάθοδο και συνολικά περιγράφονται από τις εξισώσεις (3.2), (3.3) και (3.4) αντίστοιχα:



Το κόστος επένδυσης της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης είναι 500 – 1000 USD/kW, με διάρκεια ζωής 60.000 ώρες και ηλεκτρική απόδοση συστήματος 50 – 78 kWh/kg H<sub>2</sub>. Ωστόσο, η κύρια πρόκληση που συνδέεται με την αλκαλική ηλεκτρόλυση είναι οι περιορισμένες πυκνότητες ρεύματος λόγω της μέτριας κινητικότητας του OH<sup>-</sup> και της χρήσης διαβρωτικών ηλεκτρολυτών KOH μέσα και έξω από τα εξαρτήματα της στοίβας, γεγονός που δημιουργεί πτώση πίεσης που απαιτεί ειδικά χαρακτηριστικά άντλησης και επηρεάζει αρνητικά την απόδοση. Μετά την έξοδο από τη στοίβα, το αλκαλικό διάλυμα πρέπει να διαχωριστεί από τα αέρια που παράγονται σε διαχωριστές αερίου-νερού. Ένας σωλήνας ανάμιξης εγκαθίσταται μεταξύ του διαχωριστή νερού-αερίου ανόδου και καθόδου για την εξισορρόπηση των φορτίων OH<sup>-</sup> που καταναλώνονται - παράγονται μαζί με την ηλεκτροχημική αντίδραση.



Note: This configuration is for a generic system and might not be representative of all existing manufacturers.

Based on IRENA analysis.

**Σχήμα 3. 4:** Τυπικό σύστημα για έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη. [22]

### 3.2.2 Ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων

Η ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) είναι επίσης μια ώριμη και εμπορική τεχνολογία. Λειτουργεί σε χαμηλές θερμοκρασίες (50 – 80 °C) με υψηλότερες πυκνότητες ρευμάτων και παράγει υψηλής καθαρότητας (99,999%) υδρογόνο. Είναι πιο ασφαλής από την αλκαλική ηλεκτρόλυση λόγω της απουσίας καυστικών ηλεκτρολυτών και του μικρότερου αποτυπώματος CO<sub>2</sub>.

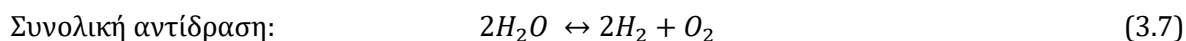
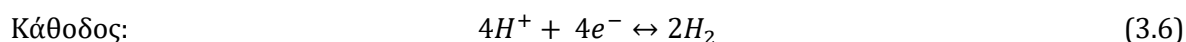
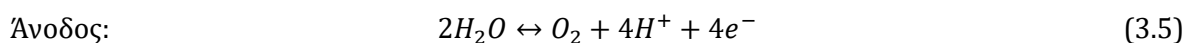
Οι ηλεκτρολύτες PEM χρησιμοποιούν μια λεπτή μεμβράνη PFSA (Perfluorosulfonated acid) 0,2 mm και προηγμένα ηλεκτρόδια για την επίτευξη υψηλότερων αποδόσεων και μικρότερης αντίστασης. Η μεμβράνη PFSA είναι χημικά και μηχανικά ανθεκτική, επιτρέποντας υψηλές διαφορές πίεσης, επιτρέποντας στις κυψέλες PEM να λειτουργούν σε πίεση έως και 70 bar με την πλευρά του οξυγόνου σε ατμοσφαιρική πίεση. Ωστόσο, το όξινο περιβάλλον, οι υψηλές

τάσεις και η πορεία του οξυγόνου στην άνοδο δημιουργούν ένα σκληρό οξειδωτικό περιβάλλον, απαιτώντας υλικά που μπορούν να αντέξουν αυτές τις συνθήκες. Λόγω αυτών των απαιτήσεων οι στοιβές PEM είναι ακριβότερες από τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες.

Τα συστήματα PEM είναι απλούστερα από τα αλκαλικά συστήματα και απαιτούν αντλίες κυκλοφορίας, εναλλάκτες θερμότητας, έλεγχο της πίεσης και παρακολούθηση μόνο στην πλευρά της ανόδου. Στην πλευρά της καθόδου απαιτείται διαχωριστής αερίου, στοιχείο αποξυγόνωσης, ξηραντήρας αερίου και τελικό στάδιο συμπίεστη. Έχουν περισσότερες επιλογές σχεδιασμού, συμπεριλαμβανομένων της ατμοσφαιρικής, διαφορικής και ισορροπημένης πίεσης, μειώνοντας το κόστος, την πολυπλοκότητα του συστήματος και τη συντήρηση.

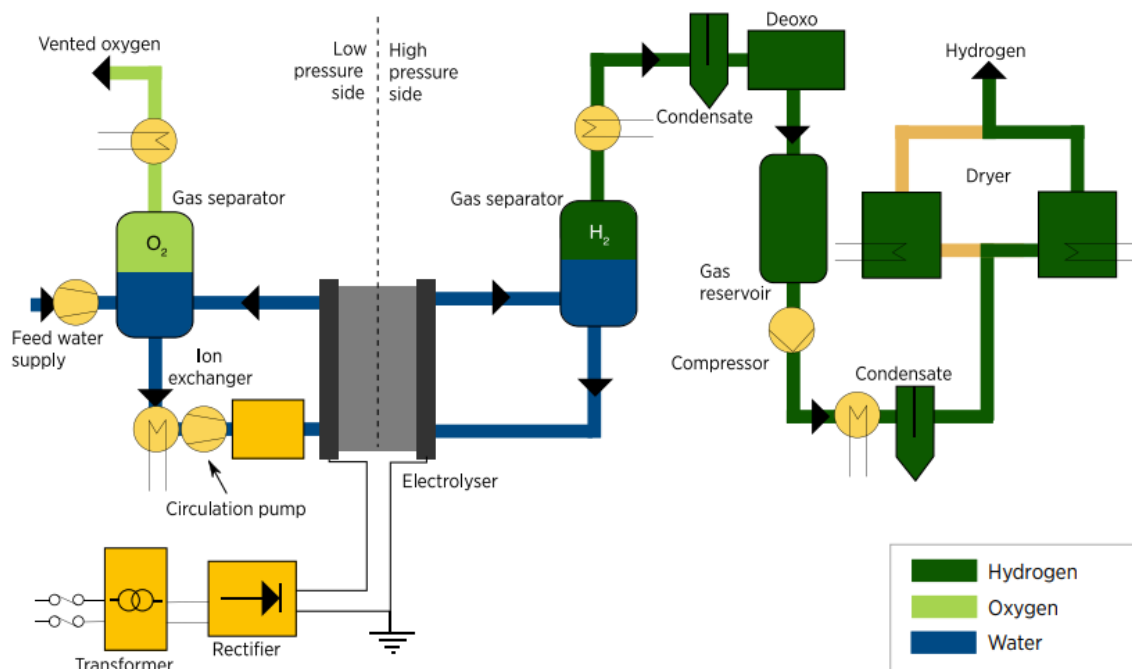
Κατά τη λειτουργία με ισορροπημένη πίεση, η άνοδος και η κάθοδος λειτουργούν κάτω από το ίδιο επίπεδο πίεσης. Η λειτουργία υπό ατμοσφαιρική πίεση αντιπροσωπεύει έναν τρόπο λειτουργίας υπό σταθερή πίεση. Ο ηλεκτρολύτης της μεμβράνης PEM επιτρέπει τη λειτουργία υπό διαφορική πίεση, συνήθως 30 bar έως 70 bar, αλλά απαιτεί μια παχύτερη μεμβράνη για τη βελτίωση της μηχανικής σταθερότητας και τη μείωση της διαπερατότητας των αερίων, μειώνοντας την απόδοση. Επιπλέον, μπορεί να απαιτείται πρόσθετος καταλύτης για την επαναμετατροπή του υδρογόνου λόγω των υψηλότερων πιέσεων σε νερό [22].

Οι αντιδράσεις στην άνοδο την κάθοδο και συνολικά περιγράφονται από τις εξισώσεις (3.5), (3.6) και (3.7) αντίστοιχα:



Η τεχνολογία ηλεκτρόλυσης PEM χρησιμοποιείται ευρέως σε βιομηχανικές και μεταφορικές εφαρμογές, με κατασκευαστές μεγάλης κλίμακας που διαθέτουν έως και MW. Ωστόσο, απαιτούνται βελτιώσεις για τη μείωση του κόστους παραγωγής υδρογόνου, το οποίο επί του παρόντος κυμαίνεται από 700 – 1400 USD kW/H<sub>2</sub>. Μπορούν να φτάσουν σε ψυχρή εκκίνηση σε λιγότερο από 5 λεπτά και να σταματήσουν πλήρως μέσα σε λίγα δευτερόλεπτα. Περισσότερα χαρακτηριστικά παρουσιάζονται στον **Πίνακας 1**.





Note: This configuration is for a generic system and might not be representative of all existing manufacturers.

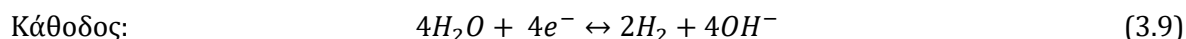
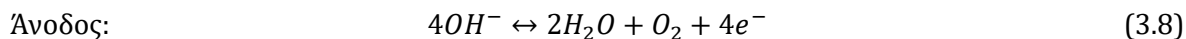
Based on IRENA analysis.

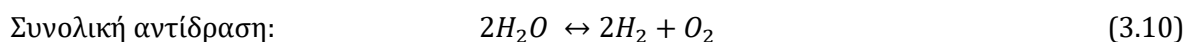
**Σχήμα 3. 5:** Τυπικό σύστημα για έναν ηλεκτρολύτη PEM. [22]

### 3.2.3 Ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής ανιόντων

Η ηλεκτρόλυση νερού με μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων (AEM) είναι μια αναπτυσσόμενη τεχνολογία για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου. Η τεχνολογία είναι παρόμοια με τη συμβατική αλκαλική ηλεκτρόλυση, αλλά χρησιμοποιεί μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων. Η ηλεκτρόλυση AEM προσφέρει αρκετά πλεονεκτήματα, όπως οι οικονομικά αποδοτικοί καταλύτες μετάπτωσης και η χρήση αποσταγμένου νερού χαμηλής συγκέντρωσης αλκαλικού διαλύματος ως ηλεκτρολύτη. Ωστόσο, η AEM ηλεκτρόλυση απαιτεί ακόμη περαιτέρω έρευνες και βελτιώσεις όσον αφορά τη σταθερότητα και την απόδοση των κυψελών, οι οποίες είναι απαραίτητες για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας ή εμπορικές εφαρμογές [22].

Η αρχή λειτουργίας της ηλεκτρόλυσης νερού AEM περιλαμβάνει δύο αντιδράσεις ημικυψέλης: την αντίδραση εξέλιξης υδρογόνου και την αντίδραση εξέλιξης οξυγόνου. Στην πλευρά της καθόδου, τα μόρια του νερού ανάγονται για την παραγωγή υδρογόνου και ιόντων υδροξυλίου ( $OH^-$ ), τα οποία διαχέονται μέσω της μεμβράνης ανταλλαγής ιόντων στην πλευρά της ανόδου λόγω της θετικής έλξης της ανόδου. Τα ηλεκτρόνια μεταφέρονται μέσω του εξωτερικού κυκλώματος στην άνοδο και τα ιόντα υδροξυλίου ανασυνδυάζονται ως μόρια νερού και οξυγόνου, απελευθερώνοντας οξυγόνο από την άνοδο [24]. Οι αντιδράσεις στην άνοδο την κάθοδο και συνολικά περιγράφονται από τις εξισώσεις (3.8), (3.9) και (3.10) αντίστοιχα:

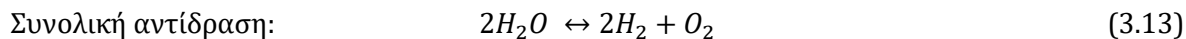
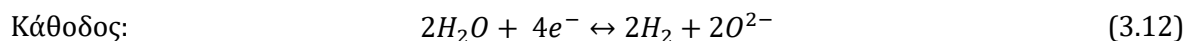
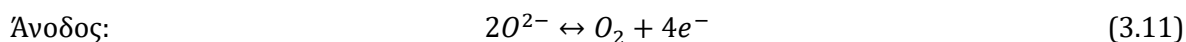




Τα στοιχεία της κυψέλης AEM περιλαμβάνουν τη μεμβράνη, τα ηλεκτρόδια, τις πλάκες διαχωρισμού και τις τελικές πλάκες. Τα κοινά υλικά ηλεκτροδίων ανόδου και καθόδου είναι ηλεκτροκαταλύτες με βάση τα μέταλλα μετάπτωσης, όπως το νικέλιο και τα υλικά κράματος *NiFeCo*.

### 3.2.4 Ηλεκτρόλυση στερεού οξειδίου

Οι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου (SOEC) λειτουργούν σε υψηλές θερμοκρασίες (700 – 850 °C), μειώνοντας την κατανάλωση ενέργειας και αυξάνοντας την ενεργειακή απόδοση με τη διάσπαση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο. Η SOEC προσφέρει δύο σημαντικά πλεονεκτήματα σε σχέση με τις υπάρχουσες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης: υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας, ευνοϊκή θερμοδυναμική και θερμική ενσωμάτωση με τη μεταγενέστερη χημική σύνθεση. Δεν απαιτεί επίσης ηλεκτροκαταλύτες ευγενών μετάλλων και παρέχει υψηλή απόδοση μετατροπής. Οι αντιδράσεις στην άνοδο την κάθοδο και συνολικά περιγράφονται από τις εξισώσεις (3.11), (3.12) και (3.13) αντίστοιχα:



Τα τρία κύρια μέρη μιας κυψέλης ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου είναι ένας παχύς κεραμικός ηλεκτρολύτης που μπορεί να μεταφέρει ιόντα οξειδίου ( $O^{2-}$ ) και δύο πορώδη ηλεκτρόδια (άνοδος και κάθοδος). Ο πιο δημοφιλής ηλεκτρολύτης είναι η YSZ (Yttria stabilized Zirconia) η οποία είναι συγκεκριμένα 8 mol% ντοπαρισμένη σε ένα πυκνό κεραμικό υλικό με βάση το οξείδιο του. Αυτός ο ηλεκτρολύτης αποδίδει άριστα και σταθερά σε θερμοκρασίες μεταξύ 700 και 850 °C. Το πιο προηγμένο υλικό ηλεκτροδίου υδρογόνου (κάθοδος) που διατίθεται σήμερα είναι ένα κεραμικό μέταλλο (Ni-YSZ), το οποίο είναι ένας καταλύτης μη ευγενών μετάλλων με εξαιρετική ηλεκτρονική αγωγιμότητα που αποτελείται από YSZ και νικέλιο.

**Πίνακας 1:** Σύγκριση τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης

Χαρακτηριστικά	Τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης νερού			
	Alkaline	PEM	AEM	Solid Oxide
Πίεση λειτουργίας	1-30 bar	<70 bar	< 35 bar	1 bar
Ηλεκτρολύτης	KOH	μεμβράνες PFSA	Πολυμερές DVB με KOH ή NaHCO <sub>3</sub>	YSZ
Πυκνότητες ρευμάτων	0.2-0.8 A/cm <sup>2</sup>	1-2 A/cm <sup>2</sup>	0.2-2 A/cm <sup>2</sup>	0.3-1 A/cm <sup>2</sup>
Εύρος τάσης	1.4-3 V	1.4-2.5 V	1.4-2.0 V	1.0-1.5 V
Θερμοκρασία λειτουργίας	70-90 °C	50-80 °C	40-60 °C	700-850 °C
Πίεση κυψέλης	< 30 bar	< 30 bar	< 35 bar	1 bar
Εύρος φορτίου	15%-100%	5%-120%	5%-100%	30%-125%
Καθαρότητα υδρογόνου	99.9-99.9998%	99.9-99.9999%	99.9-99.999%	99.90%
Ηλεκτρική απόδοση συστήματος	50-78 kWh/kg H <sub>2</sub>	50-83 kWh/kg H <sub>2</sub>	57-69 kWh/kg H <sub>2</sub>	40-50 kWh/kg H <sub>2</sub>
Διάρκεια ζωής	60.000 h	50.000-80.000 h	> 5.000 h	< 20.000 h
Ψυχρή εκκίνηση έως ονομαστικό φορτίο	<50 min	<20 min	< 20 min	> 600 min
Κόστος κεφαλαίου συστήματος	500-1000 USD/kW	700-1400 USD/kW	-	-

**Πίνακας 2:** Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης

<b>Τεχνολογία ηλεκτρόλυσης</b>	<b>Πλεονεκτήματα</b>	<b>Μειονεκτήματα</b>
Alkaline	Κατοχυρωμένη τεχνολογία	Περιορισμένες πυκνότητες ρεύματος
	Εμπορευματοποιημένη για βιομηχανικές εφαρμογές	Διασταύρωση των αερίων
	Ηλεκτροκαταλύτες χωρίς ευγενή μέταλλα	Υγρός ηλεκτρολύτης υψηλής συγκέντρωσης (5M KOH)
	Σχετικά χαμηλό κόστος	
	Μακροχρόνια σταθερότητα	
PEM	Εμπορευματοποιημένη τεχνολογία	Κόστος των στοιχείων της κυψέλης
	Λειτουργεί με υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος	Ηλεκτροκαταλύτες ευγενών μετάλλων
	Υψηλή καθαρότητα των αερίων	Όξινος ηλεκτρολύτης
	Συμπαγής σχεδιασμός του συστήματος	
	Γρήγορη απόκριση	
AEM	Ηλεκτροκαταλύτες χωρίς ευγενή μέταλλα	Περιορισμένη σταθερότητα
	Υγρός ηλεκτρολύτης χαμηλής συγκέντρωσης (1M KOH).	Υπό ανάπτυξη
Solid Oxide	Υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας	Περιορισμένη σταθερότητα
	Υψηλή απόδοση	Υπό ανάπτυξη

### 3.3 Αποθήκευση Υδρογόνου

Η αποθήκευση υδρογόνου είναι μια κρίσιμη τεχνολογία για την προώθηση των εφαρμογών υδρογόνου και κυψελών καυσίμου. Το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί με τη μορφή συμπιεσμένου αερίου, η οποία απαιτεί δεξαμενές υψηλής πίεσης, με αποθήκευση υγροποιημένου υδρογόνου, όπου το υδρογόνο διατηρείται σε εξαιρετικά χαμηλές θερμοκρασίες και σε στερεή κατάσταση προσρόφηση/απορρόφηση. Η κάθε τεχνολογία έχει τα πλεονεκτήματα και τους περιορισμούς της όσον αφορά την αποτελεσματικότητα, την ασφάλεια και την πρακτικότητα.

#### 3.3.1 Συμπιεσμένο αέριο υδρογόνο

Η αποθήκευση υδρογόνου σε μορφή συμπιεσμένου αερίου είναι η πιο καθιερωμένη φυσική μέθοδος. Επειδή το υδρογόνο έχει χαμηλή πυκνότητα  $0.089 \text{ kg/m}^3$ , η αποθήκευσή του απαιτεί υψηλή πίεση ή πολύ χαμηλές θερμοκρασίες. Για τις εφαρμογές στην κινητικότητα απαιτείται υψηλή πίεση 700 – 1000 *bar*. Για την συμπίεση του υδρογόνου στα 700 *bar* η καταναλισκόμενη ισχύς είναι περίπου το 10% του ενεργειακού περιεχομένου του αερίου [25], [26].

Για να ικανοποιηθούν οι βιομηχανικές απαιτήσεις, όπως η ογκομετρική χωρητικότητα, η εσωτερική πίεση πρέπει να αυξηθεί έως και 700 *bar*. Καθώς η πίεση αυξάνεται από 1 *bar* σε 700 *bar*, η πυκνότητα του υδρογόνου αυξάνεται από 0.1 *g/L* σε 40 *g/L* και κατά συνέπεια η ενεργειακή ογκομετρική πυκνότητα αυξάνεται από 0.0033 *kWh/L* σε 1.32 *kWh/L* αντίστοιχα. Τόσο η βαρυμετρική όσο και η ογκομετρική πυκνότητα αποθήκευσης υδρογόνου αυξάνονται με την αύξηση της πίεσης του υδρογόνου [26].

Λόγω της μεγάλης ελαφρότητας, υπάρχει πιθανότητα να προκληθεί διαρροή υδρογόνου από τα δοχεία που το περιέχουν υπό υψηλή πίεση. Για τον παραδοσιακό τύπο δοχείων αποθήκευσης χρησιμοποιούνται υλικά από χάλυβα και αλουμίνιο. Ωστόσο, το σύνθετο δοχείο από πλαστικό ενισχυμένο με ίνες άνθρακα με επαρκή αντοχή για ασφάλεια κατά τη διάρκεια συγκρούσεων, είναι μια ελαφρύτερη λύση αλλά πολύ ακριβή και δημιουργεί πρόβλημα για μελλοντική μείωση του κόστους σε αντίθεση με τα δοχεία από χάλυβα ή αλουμίνιο. [25]

Τα δοχεία πίεσης διακρίνονται σε τέσσερις κατηγορίες αναλόγως τα εξαρτήματα και τα χαρακτηριστικά τους.

**Τύπος I:** Η πιο συμβατική και οικονομική επιλογή. Πρόκειται για μεταλλικά δοχεία πίεσης συνήθως από αλουμίνιο ή χάλυβα τα οποία αντέχουν σε πίεση έως 50 *MPa*. Για υψηλές πιέσεις ή πυκνότητες υδρογόνου, το μεταλλικό τοίχωμα πρέπει να είναι σχετικά παχύ. Αυτό αυξάνει το βάρος του δοχείου αποθήκευσης και μειώνει σημαντικά την καθαρή βαρυμετρική ενεργειακή πυκνότητα του υδρογόνου. [27], [28], [29]

**Τύπος II:** Πρόκειται για μεταλλικά δοχεία πίεσης που περιβάλλονται από συνθετικό υλικό με ίνες ρητίνης. Το κόστος κατασκευής είναι περίπου 50% παραπάνω από τα δοχεία τύπου I, αλλά έχουν 30 – 40% λιγότερο βάρος. Αυτός ο τύπος δοχείου έχει και την υψηλότερη ανοχή στην πίεση. [28]

**Τύπος III:** Πρόκειται για δοχεία πίεσης κατασκευασμένα από σύνθετα υλικά από ίνες άνθρακα επενδυμένα με μέταλλο όπως αλουμίνιο για σκοπούς στεγανοποίησης. Η μεταλλική επένδυση μοιράζεται περίπου το 5% του μηχανικού φορτίου. Είναι ισχυρά και ελαφριά ενώ αντέχουν σε πίεση έως και 45 *MPa*. [27], [28]

**Τύπος IV:** Είναι παρόμοια με τα δοχεία πίεσης τύπου III, με την διαφορά ότι είναι κατασκευασμένα από πλήρως σύνθετα υλικά. Συνήθως χρησιμοποιείται ένα πολυμερές όπως το πολυαιθυλένιο υψηλής πυκνότητας (HDPE) ως επένδυση και χρησιμοποιούνται σύνθετα υλικά από ίνες άνθρακα ή σύνθετα υλικά άνθρακα-γυαλιού για τη μεταφορά του δομικού φορτίου. Αυτός ο τύπος δοχείου πίεσης είναι ο ελαφρύτερος, αλλά και πάλι η τιμή εξακολουθεί να είναι σχετικά πολύ υψηλή. Τα δοχεία πίεσης τύπου IV μπορούν να αντέξουν πιέσεις έως και 100 MPa [27], [28].

### 3.3.2 Υπόγεια αποθήκευση υδρογόνου

Εάν η ποσότητα του υδρογόνου που πρέπει να αποθηκευτεί είναι μεγάλη ή ο χρόνος αποθήκευσης είναι μεγάλος, το συμπιεσμένο υδρογόνο θα μπορούσε να αποθηκευτεί σε μεγάλες υπόγειες αποθήκες σε κατάλληλους γεωλογικούς σχηματισμούς, όπως σπήλαια ή εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου. Η αποθήκευση υδρογόνου σε σπήλαια άλατος είναι μια επιθυμητή προοπτική για την εποχιακή αποθήκευση υδρογόνου σε υψηλές πιέσεις και το υδρογόνο μπορεί να απελευθερωθεί εντός κατάλληλου χρονικού διαστήματος. Τα σπήλαια άλατος είναι εξαιρετικά αδιαπέραστα από το υδρογόνο, ακόμη και υπό υψηλές πιέσεις και αποτρέπουν αποτελεσματικά τη διαρροή [25], [28].

Για την υπόγεια αποθήκευση υδρογόνου χρησιμοποιούνται κατάλληλοι γεωλογικοί σχηματισμοί όπως σπήλαια άλατος, υδροφορείς και εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου ή πετρελαίου.

#### i. Σπήλαια άλατος

Τα σπήλαια άλατος έχουν θεωρηθεί ως μία πιθανή τεχνολογία αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων υδρογόνου. Για να είναι εφικτή θα πρέπει να έχει παχιά στρώματα άλατος χωρίς προσμίξεις, χαμηλή περιεκτικότητα σε νερό και να βρίσκεται κοντά στην παραγωγή υδρογόνου, ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος μεταφοράς και να διασφαλίζεται η αποτελεσματική παράδοση. Η τυπική πίεση έχει εύρος μεταξύ 700 και 900 bar και επηρεάζεται από το βάθος και τη γεωλογία του σπηλαίου [30].

#### ii. Υδροφορείς

Οι υδροφορείς έχουν παρατηρηθεί να έχουν δυνατότητα αποθήκευσης υδρογόνου, ειδικά στις περιπτώσεις που γεωλογικοί σχηματισμοί όπως σπήλαια άλατος δεν είναι διαθέσιμα. Η διαδικασία χρήσης τους είναι παρόμοια με τη μέθοδο που χρησιμοποιείται για την αποθήκευση φυσικού αερίου, η οποία περιλαμβάνει την έγχυση υδρογόνου σε υπόγειους υδροφόρους σχηματισμούς και την εξαγωγή του υδρογόνου όταν χρειάζεται. Ωστόσο, οι προκλήσεις περιλαμβάνουν την περιορισμένη χωρητικότητα του υδροφορέα και τον ρυθμό ροής, οι οποίες μπορούν να επηρεάσουν τους ρυθμούς αποθήκευσης και εξαγωγής. [30]

#### iii. Εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου

Ένας άλλος τρόπος αποθήκευσης υδρογόνου είναι η χρήση εξαντλημένων κοιτασμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου. Η έγχυση ενός μίγματος αερίου σχηματισμού με 30% υδρογόνο έχει ως αποτέλεσμα την εμφάνιση διαφορετικών κλασμάτων υδρογόνου στο αποσυρόμενο αέριο. Ωστόσο, η μέθοδος αυτή μπορεί να μην είναι κατάλληλη για μακροχρόνια αποθήκευση λόγω του κινδύνου διαρροής υδρογόνου από τους βραχώδεις σχηματισμούς. Η υπόγεια αποθήκευση προσφέρει μεγαλύτερη αποθηκευτική ικανότητα και αυξημένη ασφάλεια, καθιστώντας την μια πολλά υποσχόμενη επιλογή για την κάλυψη της αυξανόμενης ζήτησης

υδρογόνου. Ωστόσο, το κόστος ανάπτυξης και λειτουργίας υπόγειων εγκαταστάσεων αποθήκευσης μπορεί να είναι υψηλότερο. [30]

#### iv. Ανάμειξη υδρογόνου στους αγωγούς φυσικού αερίου

Η έγχυση υδρογόνου σε αγωγούς φυσικού αερίου προσφέρει έναν οικονομικά αποδοτικό και ασφαλή τρόπο μεταφοράς υδρογόνου σε μεγάλες αποστάσεις με ελάχιστες απώλειες ενέργειας, καθώς οι υποδομές φυσικού αερίου είναι ήδη καθιερωμένες και ευρέως διαδεδομένη. Η έγχυση πράσινου υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου έχει πολλά οφέλη, όπως η παροχή ενός οικονομικά αποδοτικού και ασφαλούς τρόπου μεταφοράς υδρογόνου σε μεγάλες αποστάσεις με ελάχιστες απώλειες ενέργειας, η απαλλαγή της αλυσίδας εφοδιασμού με φυσικό αέριο από τις εκπομπές CO<sub>2</sub> και η βελτίωση της επεκτασιμότητας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Ωστόσο, οι υπάρχουσες υποδομές έχουν σχεδιαστεί για να λειτουργούν με φυσικό αέριο, καθιστώντας τη χρήση του μείγματος ως καυσίμου πρόκληση λόγω των σημαντικά διαφορετικών φυσικών και χημικών ιδιοτήτων μεταξύ φυσικού αερίου και υδρογόνου. Οι σταθερές και μεταβατικές ροές του μείγματος υδρογόνου-φυσικού αερίου στον αγωγό επηρεάζουν σημαντικά την απόδοση και την ασφάλεια του εξοπλισμού του τελικού χρήστη.

Επιπλέον, η προσθήκη υδρογόνου στο φυσικό αέριο μπορεί να επηρεάσει τις συσκευές τελικής χρήσης για αλλαγές στη σύνθεση του καυσίμου. Ωστόσο, η ανάμειξη υδρογόνου στους αγωγούς φυσικού αερίου είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία που μπορεί να μειώσει το κόστος και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που συνδέονται με την κατασκευή νέων αγωγών υδρογόνου. Ορισμένα ευαίσθητα εξαρτήματα σε συσκευές και εξοπλισμό θα μπορούσαν να επηρεαστούν από υψηλότερα επίπεδα έγχυσης υδρογόνου και σε αυτές τις περιπτώσεις μπορεί να χρειαστεί αντικατάσταση ή μετασκευή του εξοπλισμού.

### 3.3.3 Υγροποιημένο υδρογόνο

Μία άλλη μέθοδος φυσικής αποθήκευσης είναι σε μορφή κρυογονικού υγρού υδρογόνου, όπου η πυκνότητα αποθήκευσης είναι υψηλότερη. Στο τυπικό σημείο βρασμού του στους 20 K, το υγρό υδρογόνο έχει πυκνότητα περίπου 71 g/L, δηλαδή περίπου 1,8 φορές μεγαλύτερη από εκείνη του υδρογόνου που έχει πιεστεί σε πίεση 70 MPa στους 288 K. Επειδή το υγρό υδρογόνο έχει χαμηλό σημείο βρασμού, η τεχνική ψύξης του απαιτεί πολύ χαμηλές θερμοκρασίες, οι οποίες αντιστοιχούν σχεδόν στο 30% του ενεργειακού του περιεχομένου. Επομένως, για να μειωθεί η διαρροή θερμότητας, είναι απαραίτητα ειδικά δοχεία διπλού τοιχώματος εξοπλισμένα με συστήματα μόνωσης. Ως εκ τούτου, τα κρυογονικά δοχεία πίεσης που είναι ελαφρύτερα και πιο συμπαγή προσφέρουν περισσότερα πλεονεκτήματα ασφάλειας σε σχέση με τα δοχεία συμπιεσμένου υδρογόνου.

Ωστόσο, η δυναμική χρήση των συστημάτων αποθήκευσης υγρού υδρογόνου περιορίζεται σε εφαρμογές που απαιτούν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα και όπου το κόστος του υδρογόνου είναι ασήμαντο και η κατανάλωσή του γίνεται γρήγορα, όπως οι εφαρμογές στην αυτοκινητοβιομηχανία και την αεροδιαστημική [25], [26], [27].

### 3.3.4 Κρυο-συμπιεσμένο υδρογόνο

Η αποθήκευση κρυσυμπιεσμένου υδρογόνου συνδυάζει τις ιδιότητες τόσο του συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου όσο και των συστημάτων αποθήκευσης υγροποιημένου υδρογόνου. Έχει σχεδιαστεί για να διατηρεί υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα του συστήματος, μειώνοντας παράλληλα την απώλεια βρασμού από την αποθήκευση υγρού υδρογόνου. Για την αποθήκευση του υδρογόνου χρησιμοποιείται μια μονωμένη δεξαμενή που μπορεί να αντέξει κρυογονικές θερμοκρασίες (20 K) και υψηλή πίεση (τουλάχιστον 30 MPa) σε θερμοκρασία δωματίου. Η δεξαμενή μπορεί να αντέξει υψηλότερες πιέσεις προτού το υδρογόνο χρειαστεί να βράσει λόγω αυτής της ικανότητας. Αυτού του είδους τα κρυογονικά δοχεία πίεσης βελτιώνουν την αυτονομία αποθήκευσης παρατείνοντας το χρονικό διάστημα λειτουργίας τους πριν αρχίσουν οι απώλειες εξάτμισης. Το κρυογονικό αέριο είναι πυκνότερο από το υγρό υδρογόνο. Ο σκοπός του δευτερεύοντος μονωμένου περιβλήματος, ο οποίος περιβάλλει το σύνθετο δοχείο πίεσης τύπου III στο εσωτερικό της δεξαμενής, είναι να αποτρέψει τη μεταφορά θερμότητας από το υδρογόνο στον περιβάλλοντα αέρα. Το υδρογόνο μπορεί να προστεθεί σε κρυσυμπιεσμένες δεξαμενές αποθήκευσης σε οποιαδήποτε κατάσταση, από αέριο  $H_2$  σε θερμοκρασία περιβάλλοντος έως υγρό  $H_2$  στους 20 K. Οι δεξαμενές αυτές παρέχουν ευελιξία ανεφοδιασμού όσον αφορά την υποδομή, επειδή μπορούν να χειριστούν τόσο αέρια όσο και υγρά καύσιμα[27].

### 3.3.5 Αποθήκευση σε στερεή μορφή

Η αποθήκευση υδρογόνου με υδρίδια περιλαμβάνει τη χημική σύνδεση υδρογόνου με υδρίδια μετάλλων, προσφέροντας μια πολλά υποσχόμενη μέθοδο για συμπαγή και ασφαλή αποθήκευση υδρογόνου. Κατά τη διαδικασία αυτή, τα άτομα υδρογόνου απορροφώνται στο κρυσταλλικό πλέγμα του μετάλλου για να σχηματίσουν σταθερές ενώσεις, επιτρέποντας την αποτελεσματική αποθήκευση. Όταν χρειάζεται, το υδρογόνο μπορεί να απελευθερωθεί από αυτές τις ενώσεις με την εφαρμογή θερμότητας ή τη μείωση της πίεσης, επιτρέποντας την αντιστρεπτή αποθήκευση. Η μέθοδος διαθέτει πλεονεκτήματα όπως η υψηλή ασφάλεια, η πυκνότητα αποθήκευσης, η σταθερότητα και η αντιστρεψιμότητα, καθιστώντας την κατάλληλη για ποικίλες εφαρμογές. Ωστόσο, οι προκλήσεις περιλαμβάνουν τις απαιτήσεις θερμοκρασίας και πίεσης για την απελευθέρωση υδρογόνου, την αργή κινητική και το κόστος, ιδίως για τα υδρίδια που βασίζονται σε σπάνια μέταλλα. Παρά τις προκλήσεις αυτές, η συνεχιζόμενη έρευνα αποσκοπεί στη βελτίωση της απόδοσης και της σχέσης κόστους-αποτελεσματικότητας της αποθήκευσης υδρογόνου με υδρίδια, προωθώντας τις πιθανές εφαρμογές της σε οχήματα με κυψέλες καυσίμου, σε σταθερή αποθήκευση ενέργειας και σε φορητά συστήματα ενέργειας[31].

## 3.4 Κυψέλη Καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου παράγουν ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα μέσω μιας ηλεκτροχημικής αντίδρασης μεταξύ οξυγόνου και υδρογόνου, σχηματίζοντας νερό Εξίσωση (3.14). Η τεχνολογία αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε εφαρμογές όπως οι αδιάλειπτες παροχές ενέργειας (UPS), σταθμοί παραγωγής ενέργειας και διεσπαρμένα συστήματα.



Μία κυψέλη καυσίμου αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια, ένα θετικό (κάθοδος) και ένα αρνητικό (άνοδος), τα οποία είναι τοποθετημένα γύρω από έναν ηλεκτρολύτη. Στην άνοδο εισέρχεται



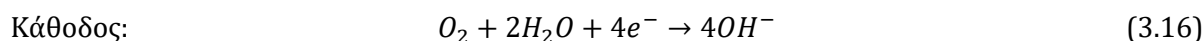
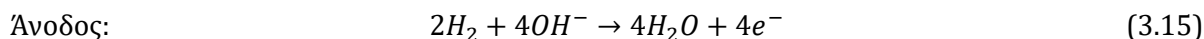
καύσιμο, όπως υδρογόνο, ενώ στην κάθοδο αέρας. Ένας καταλύτης διαιρεί τα άτομα υδρογόνου σε πρωτόνια και ηλεκτρόνια, τα οποία ταξιδεύουν διαφορετικές διαδρομές προς την κάθοδο. Τα ηλεκτρόνια μεταφέρονται σε ένα εξωτερικό κύκλωμα και παράγεται ενέργεια ενώ τα πρωτόνια περνούν μέσω του ηλεκτρολύτη στην κάθοδο, όπου ενώνονται με ηλεκτρόνια και οξυγόνο και σχηματίζουν θερμότητα και νερό[32].

Με βάση την επιλογή του καυσίμου και του ηλεκτρολύτη ταξινομούνται στις παρακάτω κατηγορίες:

- Αλκαλική κυψέλη καυσίμου (AFC)
- Κυψέλη καυσίμου φωσφορικού οξέος (PAFC)
- Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFC)
- Κυψέλη καυσίμου λιωμένου ανθρακικού άλατος (MCFC)
- Κυψέλη καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC)
- Κυψέλη καυσίμου άμεσης μεθανόλης (DMFC)

### 3.4.1 Αλκαλική κυψέλη καυσίμου

Η αλκαλική κυψέλη καυσίμου (AFC) παράγει ενέργεια χρησιμοποιώντας αλκαλικό ηλεκτρολύτη υδροξειδίου του καλίου ( $KOH$ ) σε διάλυμα με βάση το νερό. Η παρουσία των ιόντων υδροξυλίου που μεταφέρονται στον ηλεκτρολύτη επιτρέπει τη δημιουργία κυκλώματος και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι αντιδράσεις στην άνοδο και την κάθοδο φαίνονται στις εξισώσεις (3.15) και (3.16) αντίστοιχα:

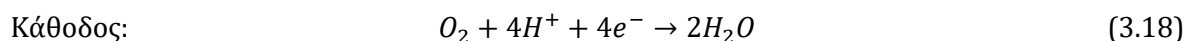


Οι AFC είναι κυψέλες καυσίμου χαμηλής θερμοκρασίας λειτουργίας με φθηνούς καταλύτες, που συνήθως λειτουργούν μεταξύ 60 και 90 °C. Μπορούν να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια έως 20 kW και έχουν ηλεκτρική απόδοση περίπου 60% και απόδοση ΣΗΘ πάνω από 80%. Ο ηλεκτρολύτης που χρησιμοποιείται είναι το υδροξείδιο του καλίου ( $KOH$ ) με νικέλιο ως ηλεκτρόδιο. Έχουν απλές δομές και καταναλώνουν υδρογόνο και καθαρό οξυγόνο για να παράγουν νερό, θερμότητα και ηλεκτρική ενέργεια. Ωστόσο, μπορούν εύκολα να μολυνθούν με διοξείδιο του άνθρακα λόγω της μετατροπής του  $KOH$  σε ανθρακικό κάλιο ( $K_2CO_3$ ). Συνήθως χρησιμοποιούν καθαρισμένο αέρα ή καθαρό οξυγόνο, αυξάνοντας το κόστος λειτουργίας.

### 3.4.2 Κυψέλη καυσίμου φωσφορικού οξέος

Οι κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος (PAFC) είναι ένας τύπος κυψέλης καυσίμου που χρησιμοποιεί ηλεκτρόδια από άνθρακα και ηλεκτρολύτη υγρού φωσφορικού οξέος ( $H_3PO_4$ ). Λειτουργεί σε θερμοκρασίες μεταξύ 150 – 220 °C λόγω της χαμηλής ιοντικής αγωγιμότητας, ενώ ο φορέας φορτίου είναι το ιόν υδρογόνου ( $H^+$ ), το οποίο περνά από την άνοδο στην κάθοδο μέσω του ηλεκτρολύτη. Τα ηλεκτρόνια επιστρέφουν στην κάθοδο μέσω ενός εξωτερικού κυκλώματος, δημιουργώντας ηλεκτρικό ρεύμα. Στην πλευρά της καθόδου σχηματίζεται νερό

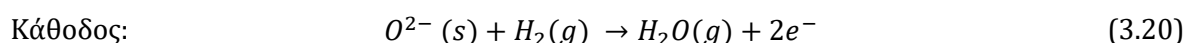
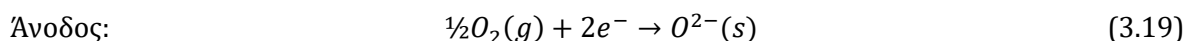
λόγω αντίδρασης μεταξύ ηλεκτρονίων, πρωτονίων και οξυγόνου με την παρουσία καταλύτη λευκόχρυσου. Οι αντιδράσεις στην άνοδο και την κάθοδο φαίνονται στις εξισώσεις (3.17) και (3.18) αντίστοιχα:



Τα συστήματα PAFC λειτουργούν με αέρα και μπορούν εύκολα να λειτουργήσουν με αναμορφωμένα ορυκτά καύσιμα. Το  $H_3PO_4$  έχει χαμηλότερη πτητικότητα και μακροχρόνια σταθερότητα. Ωστόσο, το αρχικό κόστος είναι υψηλό λόγω της χρήσης αέρα με περίπου 21% οξυγόνο αντί για καθαρό οξυγόνο, με αποτέλεσμα να μειώνεται κατά τρεις φορές η πυκνότητα ρεύματος. Η κατασκευή των PAFC είναι δαπανηρή λόγω της ανάγκης για λεπτότατα διασκορπισμένο καταλύτη λευκόχρυσου που επικαλύπτει τα ηλεκτρόδια. Συνήθως χρησιμοποιούνται για στάσιμες εφαρμογές.

### 3.4.3 Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου

Οι κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (SOFC) είναι κυψέλες καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας με στερεό κεραμικό ηλεκτρολύτη μεταλλικού οξειδίου. Χρησιμοποιούν ένα μείγμα υδρογόνου και μονοξειδίου του άνθρακα, που σχηματίζεται από την αναμόρφωση καυσίμου υδρογονανθράκων και αέρα ως οξειδωτικό. Το σταθεροποιημένο YSZ είναι ο πιο συχνά χρησιμοποιούμενος ηλεκτρολύτης λόγω της υψηλής χημικής και θερμικής σταθερότητάς του και της καθαρής ιοντικής αγωγιμότητάς του. Το οξυγόνο οξειδώνεται στην κάθοδο στους  $1000^\circ C$ , ενώ η οξείδωση του καυσίμου λαμβάνει χώρα στην άνοδο. Οι αντιδράσεις στην άνοδο και την κάθοδο φαίνονται στις εξισώσεις (3.19) και (3.20) αντίστοιχα:

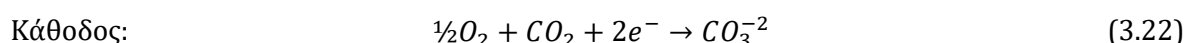
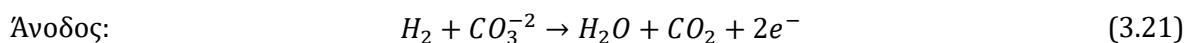


Τα SOFC είναι κατάλληλα για μεγάλης κλίμακας κατανεμημένα συστήματα παραγωγής ενέργειας με δυναμικότητα εκατοντάδων MW. Η θερμότητα του υποπροϊόντος χρησιμοποιείται για την παραγωγή περισσότερης ηλεκτρικής ενέργειας με την περιστροφή αεριοστροβίλων, αυξάνοντας την απόδοση της ΣΗΘ μεταξύ 70 και 80%. Οι SOFC είναι αξιόπιστοι, αρθρωτοί και προσαρμόσιμοι στα καύσιμα, με χαμηλές εκπομπές επιβλαβών αερίων. Ωστόσο, οι μεγάλοι χρόνοι εκκίνησης και ψύξης και τα προβλήματα μηχανικής και χημικής συμβατότητας περιορίζουν τη χρήση τους.

### 3.4.4 Κυψέλη καυσίμου λιωμένου ανθρακικού άλατος

Οι κυψέλες καυσίμου με λιωμένο ανθρακικό άλας (MCFC) είναι μια τεχνολογία υψηλής θερμοκρασίας που χρησιμοποιεί λιωμένο ανθρακικό άλας ως ηλεκτρολύτη. Με θερμοκρασία λειτουργίας  $650^\circ C$ , οι MCFC χρησιμοποιούν υγρά ανθρακικά άλατα όπως ανθρακικό λίθιο, κάλιο και νάτριο. Έχουν ηλεκτρική απόδοση περίπου 0,6, αλλά μπορούν να επιτύχουν απόδοση

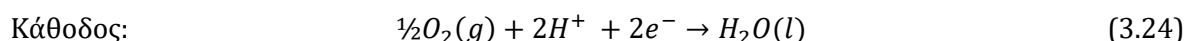
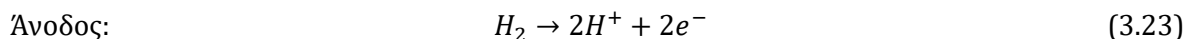
περίπου 0,8 εάν αξιοποιηθεί η απορριπτόμενη θερμική ενέργεια για σκοπούς συμπαραγωγής. Όταν θερμαίνονται στους 650°C, τα άλατα στα MCFC λιώνουν και σχηματίζουν ανθρακικά ιόντα ( $CO_3^{2-}$ ), τα οποία μεταφέρονται από την κάθοδο στην άνοδο και συνδυάζονται με το υδρογόνο για να σχηματίσουν νερό,  $CO_2$  και ηλεκτρόνια. Αυτά τα ηλεκτρόνια συλλέγονται στην άνοδο και αποστέλλονται στην κάθοδο μέσω εξωτερικού κυκλώματος, παράγοντας συνεχές ρεύμα και θερμότητα. Για την αναπλήρωση του ηλεκτρολύτη, το οξυγόνο και το  $CO_2$  συνδυάζονται με ηλεκτρόνια για να παράγουν ανθρακικά ιόντα. Οι αντιδράσεις στην άνοδο και την κάθοδο φαίνονται στις εξισώσεις (3.21) και (3.22) αντίστοιχα:



Τα MCFC μπορούν να βελτιώσουν την κινητική των αντιδράσεων, επιτρέποντας υψηλό ρυθμό αντιδράσεων ηλεκτροδίων χωρίς την ανάγκη καταλυτών λευκόχρυσου. Έχουν επίσης τη δυνατότητα να μετατρέπουν αέριο μεθάνιο και ελαφρούς υδρογονάνθρακες ή προϊόντα πετρελαίου σε υδρογόνο μέσω εσωτερικής αναμόρφωσης, οδηγώντας σε μείωση του κόστους σε σύγκριση με τεχνολογίες χαμηλής θερμοκρασίας. Χρησιμοποιούνται για συμπαραγωγή σε αποκεντρωμένα ενεργειακά συστήματα και μπορούν να επιτύχουν ηλεκτρική ισχύ από 0.1 έως 2 MW[33].

### 3.4.5 Κυψέλη καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων

Οι PEMFC είναι κυψέλες καυσίμου χαμηλής θερμοκρασίας που χρησιμοποιούν υδρογόνο για να σχηματίσουν ιόντα πρωτονίων και να στείλουν ηλεκτρόνια στην άνοδο. Το πρωτόνιο διέρχεται από τη μεμβράνη, ενώ το ηλεκτρόνιο ρέει στο εξωτερικό κύκλωμα, παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια. Στη συνέχεια, το ηλεκτρόνιο ρέει πίσω στην κάθοδο, αλληλοεπιδρώντας με το οξυγόνο και τα ιόντα πρωτονίων για να σχηματίσει νερό. Η PEMFC αποτελείται από διπολικές πλάκες και συγκρότημα ηλεκτροδίων μεμβράνης (MEA), το οποίο αποτελείται από ένα διασκορπισμένο στρώμα καταλύτη, ύφασμα άνθρακα ή στρώμα διάχυσης αερίων και τη μεμβράνη. Η μεμβράνη μεταφέρει πρωτόνια και εμποδίζει τη διέλευση ηλεκτρονίων και αντιδρώντων, ενώ το στρώμα διάχυσης αερίου έχει ομοιόμορφη πρόσβαση στο καύσιμο. Οι αντιδράσεις στην άνοδο και την κάθοδο φαίνονται στις εξισώσεις (3.23) και (3.24) αντίστοιχα:



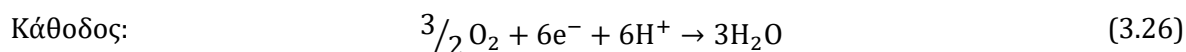
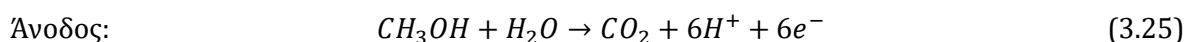
Οι PEMFC είναι ελαφριές, συμπαγείς, έχουν μεγαλύτερη διάρκεια ζωής και χαμηλότερο κόστος κατασκευής σε σύγκριση με τις μηχανές εσωτερικής καύσης. Το συνολικό κόστος ενός αυτοκινήτου με σύστημα PEMFC είναι 500 – 600 \$/kW[32].

Οι PEMFC είναι κατάλληλες για τις μεταφορές λόγω της συνεχούς παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, της υψηλής απόδοσης και της πυκνότητας ισχύος τους. Απαιτούν ελάχιστη συντήρηση λόγω της απουσίας κινούμενων μερών στις συστοιχίες παραγωγής ενέργειας. Τα οχήματα με κυψέλες καυσίμου (FCV) είναι η πιο υποσχόμενη εφαρμογή των συστημάτων PEMFC. Ωστόσο, το αρχικό

κόστος των οχημάτων με κυψέλες καυσίμου είναι υψηλότερο από εκείνο των οχημάτων εσωτερικής καύσης. [32]

### 3.4.6 Κυψέλη καυσίμου άμεσης μεθανόλης (DMFC)

Οι κυψέλες καυσίμου άμεσης μεθανόλης (DMFC) είναι συστήματα χαμηλής θερμοκρασίας που χρησιμοποιούν καύσιμο εκτός από υδρογόνο, σε αντίθεση με τις περισσότερες άλλες τεχνολογίες. Ταξινομούνται ως υποκατηγορία των PEMFCs λόγω του παρόμοιου σχεδιασμού και της εσωτερικής διαμόρφωσής τους, με θερμοκρασίες λειτουργίας μεταξύ 60 και 130 °C. Οι DMFC χρησιμοποιούν μια πολυμερή μεμβράνη ως ηλεκτρολύτη και εξάγουν υδρογόνο από την υγρή μεθανόλη, χωρίς να χρειάζονται αναμορφωτή καυσίμου. Η καθαρή μεθανόλη διοχετεύεται στην κυψέλη καυσίμου στην άνοδο, μετατρέποντάς την σε CO<sub>2</sub> και ιόντα υδρογόνου. Τα ηλεκτρόνια ρέουν μέσω του εξωτερικού κυκλώματος για την παραγωγή ρεύματος, ενώ τα πρωτόνια μεταφέρονται στην κάθοδο μέσω του ηλεκτρολύτη. Το νερό σχηματίζεται στην κάθοδο από την αντίδραση των πρωτονίων και των ηλεκτρονίων με το οξυγόνο. Με τυπική θερμοκρασία λειτουργίας 120 °C, οι άμεσες μεθανόλες FC μπορούν να επιτύχουν απόδοση περίπου 0.4. Οι αντιδράσεις στην άνοδο και την κάθοδο φαίνονται στις εξισώσεις (3.25) και (3.26) αντίστοιχα:



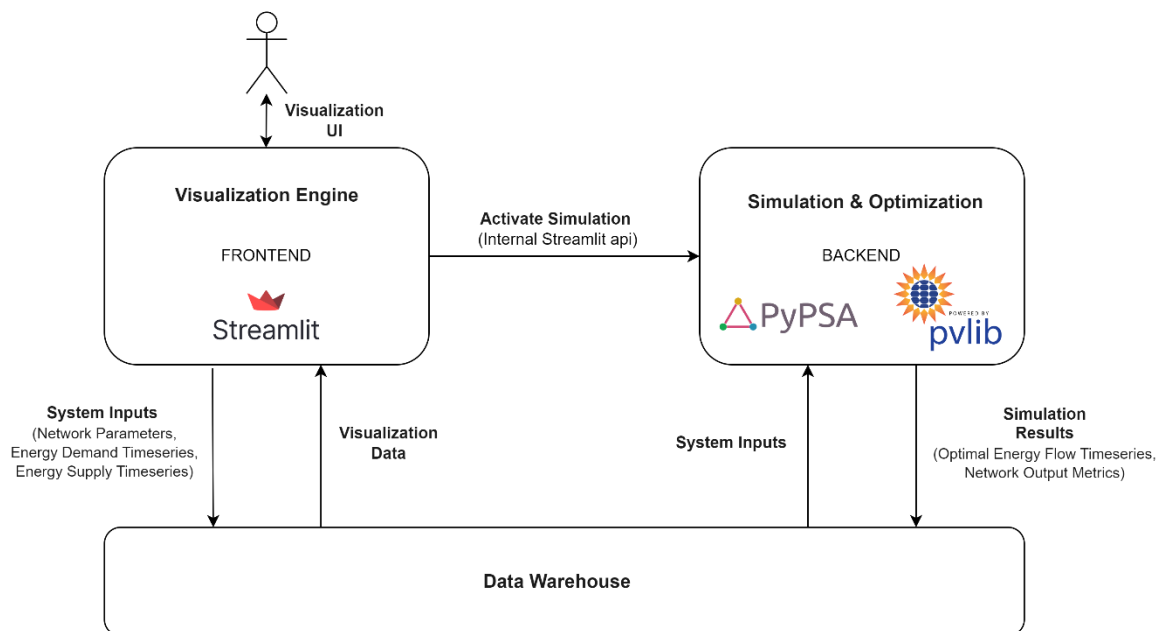
Τα πλεονεκτήματα των DMFC είναι η οικονομική αποδοτικότητα, η ευκολία παραγωγής και η δυνατότητά τους να χρησιμοποιούνται απευθείας στη λειτουργία των κυψελών. Αυτό την καθιστά ιδανική εναλλακτική λύση χαμηλού βάρους σε σχέση με τις τεχνολογίες μπαταριών για στρατιωτικές και άλλες εφαρμογές. Επιπλέον, η μεθανόλη μπορεί να αποθηκευτεί χωρίς κινδύνους έκρηξης, καθιστώντας την κατάλληλη για φορητή ενέργεια για φορητούς υπολογιστές και κινητές συσκευές. Ωστόσο, οι DMFC έχουν απόδοση μικρότερη από 0.4, γεγονός που τις καθιστά λιγότερο ελκυστικές από τις υπόλοιπες τεχνολογίες. [33]

## 4 Αρχιτεκτονική Συστήματος

Στο παρόν κεφάλαιο αναλύονται οι τεχνολογίες και ο τρόπος ανάπτυξης ενός εργαλείου προσομοίωσης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με δυνατότητα αποθήκευσης με πραγματικά δεδομένα και χρονοσειρές παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας.

### 4.1 Αρχιτεκτονική υψηλού επιπέδου

Το εργαλείο έχει αναπτυχθεί χρησιμοποιώντας προγραμματιστικά εργαλεία σε Python και η αρχιτεκτονική του συστήματος παρουσιάζεται στο **Σχήμα 4. 1**. Το σύστημα αποτελείται από τρία επίπεδα: το frontend, το backend και την αποθήκευση των δεδομένων.



**Σχήμα 4. 1:** Αρχιτεκτονική Συστήματος

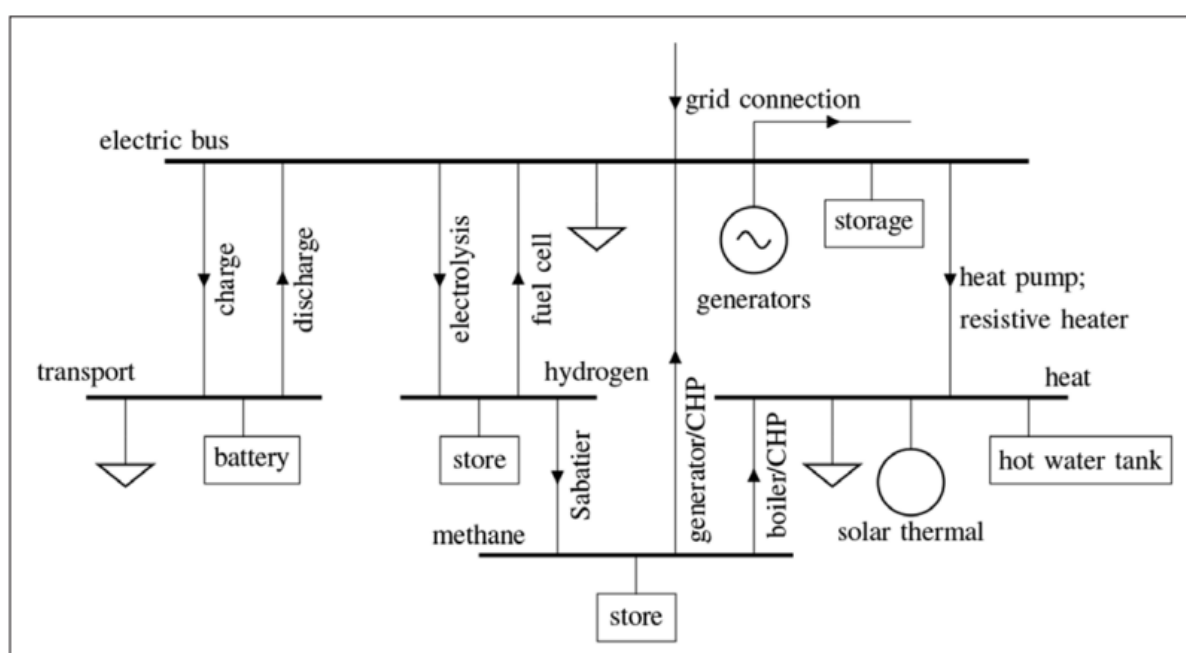
#### Frontend

Το frontend αναπτύχθηκε με το Streamlit[34], μία βιβλιοθήκη ανοιχτού κώδικα της Python που χρησιμοποιείται για τη δημιουργία διαδικτυακών εφαρμογών και είναι υπεύθυνο για την αλληλεπίδραση του χρήστη με το πρόγραμμα. Χρησιμοποιείται για την εισαγωγή δεδομένων από τον χρήστη όπως: το μοναδικό όνομα για κάθε σενάριο, τις παραμέτρους του δικτύου και τις χρονοσειρές παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας. Τα αρχεία που ανεβαίνουν από τον χρήστη περνούν από ελέγχους για την μορφή και την περιεκτικότητά τους.

Τα δεδομένα εισόδου αποθηκεύονται τοπικά μαζί και με το χρονικό στιγμιότυπο που ξεκίνησε η προσομοίωση, ενώ παράλληλα καλείται με API να τρέξει το backend. Τέλος, το frontend είναι υπεύθυνο για την ανάκτηση και την οπτικοποίηση των αποτελεσμάτων του κάθε σεναρίου.

#### Backend

Το backend είναι υπεύθυνο για την ανάκτηση των δεδομένων εισόδου την επεξεργασία τους και στη συνέχεια το στήσιμο του δικτύου, την εισαγωγή των παραμέτρων κάθε στοιχείου του δικτύου, τη βελτιστοποίησή του και τέλος την αποθήκευση των αποτελεσμάτων. Η ανάπτυξη του πραγματοποιήθηκε με την PyPSA (Python for Power System Analysis), μια εργαλειοθήκη ανοιχτού κώδικα της Python για προσομοίωση και βελτιστοποίηση συστημάτων ενέργειας [35], [36]. Μπορεί να υπολογίσει τη στατική ροή ισχύος χρησιμοποιώντας τόσο τις μη γραμμικές εξισώσεις δικτύου όσο και τις γραμμικοποιημένες εξισώσεις δικτύου, τη βέλτιστη γραμμική ροή ισχύος και τη βελτιστοποίηση επένδυσης χαμηλού συνολικού κόστους συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας τις γραμμικές εξισώσεις δικτύου, σε πολλά στιγμιότυπα και επενδυτικές περιόδους για την αξιολόγηση της επένδυσης της παραγωγής, αποθήκευσης και μεταφοράς ενέργειας. Μπορεί επίσης να προσομοιώσει και να βελτιστοποιήσει μοντέλα σύζευξης ενεργειακών τομέων, ένα παράδειγμα φαίνεται στο **Σχήμα 4. 2**.



**Σχήμα 4. 2:** Παράδειγμα σύζευξης ενεργειακών τομέων [36]

Στον **Πίνακα 3** παρουσιάζονται οι μεταβλητές των εξισώσεων του δικτύου.

**Πίνακας 3:** Μεταβλητές εξισώσεων δικτύου

Μεταβλητή	Μονάδα Μέτρησης	Περιγραφή
$n, m$		Ζυγοί
$r$		Γεννήτρια
$s$		Τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας
$k, l$		Κλάδοι
$t$		Χρονική στιγμή
$w_t$	$h$	Ο συντελεστής βαρύτητας στην αντικειμενική συνάρτηση
$g_{n,r,t}$	$MW$	Η ισχύς της γεννήτριας $r$ στο ζυγό $n$ τη χρονική στιγμή $t$
$\bar{g}_{n,r}$	$MW$	Η ονομαστική ισχύς της γεννήτριας $r$ στο ζυγό $n$

$c_{n,r}$	€/MW	Το κόστος κεφαλαίου για την επέκταση της ονομαστικής ισχύος της γεννήτριας $r$ στο ζυγό $n$ κατά ένα MW
$h_{n,s,t}$	MW	Η ισχύς για τεχνολογία αποθήκευσης $s$ στο ζυγό $n$ τη χρονική στιγμή $t$
$\bar{h}_{n,s}$	MW	Η ονομαστική ισχύς τεχνολογίας αποθήκευσης $s$ στον ζυγό $n$
$c_{n,s}$	€/MW	Το κόστος κεφαλαίου για την επέκταση της ονομαστικής ισχύος της τεχνολογίας αποθήκευσης $s$ στο ζυγό $n$ κατά ένα MW
$\hat{c}_{n,s}$	€/MWh	Το κόστος κεφαλαίου για την επέκταση της ονομαστικής ενέργειας της τεχνολογίας αποθήκευσης $s$ στο ζυγό $n$ κατά μία MWh
$\bar{e}_{n,s}$	MWh	Η ονομαστική ενέργεια αποθήκευσης για τεχνολογία αποθήκευσης $s$ στον ζυγό $n$
$E_{n,s}$	MWh	Η χωρητικότητα ενέργειας
$e_{n,s,t}$	MWh	Η κατανομή αποθήκευσης ενέργειας της τεχνολογίας αποθήκευσης $s$ στο ζυγό $n$ τη χρονική στιγμή $t$
$c_l$	€/MW	Το κόστος κεφαλαίου για την επέκταση της ονομαστικής ισχύος του κλάδου $l$
$F_l$	MW	Η χωρητικότητα του κλάδου $l$
$f_{l,t}$	MW	Η ροή ισχύος στον κλάδο $l$ τη χρονική στιγμή $t$
$o_{n,r,t}$	€/MWh	Το κόστος λειτουργίας της γεννήτριας $r$ στο ζυγό $n$ τη χρονική στιγμή $t$
$o_{n,s,t}$	€/MWh	Το κόστος λειτουργίας της τεχνολογίας αποθήκευσης $s$ στο ζυγό $n$ τη χρονική στιγμή $t$
$d_{n,t}$	MW	Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στον ζυγό $n$ τη χρονική στιγμή $t$
$\eta_{l,t}$	%	Οι απώλειες απόδοσης για ένα κλάδο $l$ τη χρονική στιγμή $t$
$\lambda_{n,t}$	€/MWh	Η οριακή τιμή στον ζυγό $n$ τη χρονική στιγμή $t$

### Επιτρεπόμενες Μορφές Αρχείων Εισόδου

Η επιτρεπόμενη μορφή για τα αρχεία εισαγωγής που αφορούν την παραγωγή και ζήτηση ενέργειας φαίνεται στον Πίνακας 4.

Η ημερομηνία πρέπει να είναι της μορφής 'YYYY-MM-DD hh:mm:ss' και οι τιμές που αντιπροσωπεύουν παραγωγή ή ζήτηση σε MW.

Το όνομα κάθε στήλης πρέπει να είναι:

- Datetime για τις ημερομηνίες,
- GR\_solar\_generation για τη φωτοβολταϊκή παραγωγή,
- GR\_wind\_onshore\_generation\_actual για την αιολική παραγωγή και
- GR\_load για την κατανάλωση ενέργειας.

**Πίνακας 4:** Επιτρεπόμενη μορφή αρχείων παραγωγής και κατανάλωσης

Datetime	Value
2020-01-01 13:00:00	4.535
2020-01-01 14:00:00	4.175

2020-01-01 15:00:00	3.55
2020-01-01 16:00:00	2.675
⋮	⋮

Όλα τα ανεβασμένα αρχεία θα πρέπει να έχουν τις ίδιες ημερομηνίες και μορφή.

Ένα παράδειγμα μορφής αρχείου παρουσιάζεται στον **Πίνακας 5**.

**Πίνακας 5:** Παράδειγμα μορφής αρχείου με παραγωγή ΦΒ και κατανάλωσης ενέργειας

Datetime	GR_solar_generation	GR_load
2020-01-01 13:00:00	4.535	2.861
2020-01-01 14:00:00	4.175	2.906
2020-01-01 15:00:00	3.55	2.992
2020-01-01 16:00:00	2.675	3.212

## 4.2 Εισαγωγή Στοιχείων Δικτύου

Με βάση τα δεδομένα εισόδου που προέρχονται από το frontend δημιουργείται το **δίκτυο** το οποίο περιέχει όλα τα στοιχεία και τις λειτουργίες του συστήματος και ορίζονται τα στιγμιότυπα της βελτιστοποίησης. Στη συνέχεια, προστίθενται τα στοιχεία του δικτύου και οι παράμετροι τους οι οποίοι είναι οι:

- **Ζυγοί ενέργειας**

Οι ζυγοί είναι οι θεμελιώδεις κόμβοι στους οποίους συνδέονται τα υπόλοιπα στοιχεία του δικτύου και καθορίζουν το ισοζύγιο ισχύος. Μπορεί να είναι ηλεκτρικοί (AC, DC), υδρογόνο, θέρμανση, αέριο.

- **Γεννήτριες**

Οι γεννήτριες συνδέονται σε ένα μόνο ζυγό και μπορούν να παρέχουν ενέργεια η οποία μετατρέπεται από τον τύπο ενέργειας της γεννήτριας (Diesel, Natural Gas, Coal, Hydro, Solar, Wind) στον τύπο ενέργειας του ζυγού που συνδέονται. Η κάθε γεννήτρια συνδέεται με έναν μόνο ζυγό.

Οι παράμετροι της κάθε γεννήτριας είναι:

- Ο ζυγός στον οποίο συνδέεται (bus),
- Ο τύπος παραγωγής ενέργειας (carrier),
- Η ονομαστική ισχύς (p\_nom),
- Η μέγιστη ανά μονάδα ονομαστική ισχύς (p\_max\_pu),
- Το κόστος κεφαλαίου σε περίπτωση δημιουργίας νέας εγκατάστασης παραγωγής ενέργειας (capital\_cost). Το κόστος κεφαλαίου είναι μηδενικό για υπάρχουσες υποδομές.



- Το οριακό κόστος της κάθε γεννήτριας στο οποίο συνυπολογίζονται και τα κόστη από τις εκπομπές  $CO_2$  που παράγει η κάθε γεννήτρια ( $margin\_cost$ ).

### Περιορισμοί

Τα όρια που μπορεί να παράγει μια γεννήτρια καθορίζονται από τα άνω και κάτω όρια που μπορούν να παράγουν ανά μονάδα ονομαστικής ισχύος:

$$p_{min\_pu} * \bar{g}_{n,r} \leq g_{n,r,t} \leq p_{max\_pu} * \bar{g}_{n,r} \quad (4.1)$$

Οι γεννήτριες μπορεί να έχουν είτε στατικά είτε χρονικά μεταβαλλόμενα όρια  $p_{min\_pu}$  και  $p_{max\_pu}$ .

Οι συμβατικές γεννήτριες έχουν στατικά όρια και είναι ευέλικτες, δηλαδή μπορούν να έχουν  $p_{min\_pu} = 0$  και  $p_{max\_pu} = 1$ .

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι μεταβλητές γεννήτριες που έχουν χρονικά μεταβαλλόμενα όρια  $p_{min\_pu}$  και  $p_{max\_pu}$  τα οποία εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες.

Εάν η παραγωγή προκύπτει από φωτοβολταϊκό πάρκο και ο χρήστης έχει ανεβάσει το αρχείο του η μέγιστη ισχύς ανά μονάδα ορίζεται από την παραγωγή του πάρκου ( $p_{max\_pu} = 'GR\_solar\_generation'$ ).

Αν ο χρήστης έχει επιλέξει η παραγωγή του ΦΒ να προκύπτει από μοντέλο πρόβλεψης (pnlb), η ονομαστική ισχύς (p\_nom) επιλέγεται με βάση τα δεδομένα του χρήστη και η μέγιστη ισχύς ανά μονάδα είναι η παραγωγή του ΦΒ πάρκου ( $p_{max\_pu}$ ) προκύπτει από το μοντέλο πρόβλεψης. Περισσότερες λεπτομέρειες για την υλοποίηση του μοντέλου αναφέρονται στην ενότητα **4.4 Προσομοίωση ΦΒ συστημάτων**.

Εάν η παραγωγή προκύπτει από αιολικό πάρκο και ο χρήστης έχει ανεβάσει το αρχείο του η μέγιστη ισχύς ανά μονάδα ορίζεται από την παραγωγή του αιολικού πάρκου ( $p_{max\_pu} = 'GR\_wind\_generation'$ ).

Σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση παραγωγής ενέργειας από συμβατικές γεννήτριες η ονομαστική ισχύς (p\_nom) ορίζεται από τα δεδομένα εισόδου.

### • **Γραμμές**

Οι γραμμές αντιπροσωπεύουν μεταφορά και διανομή ενέργειας. Συνδέουν έναν ζυγό *bus0* με έναν άλλο ζυγό *bus1*. Μπορούν να συνδέουν είτε AC ζυγούς είτε DC ζυγούς. Η ροή ισχύος μέσω των γραμμών δεν είναι άμεσα ελέγξιμη, αλλά καθορίζεται από την σύνθετη αντίστασή τους. Για εγκατάσταση νέων γραμμών υπάρχει κόστος κεφαλαίου, ενώ δεν υπάρχει λειτουργικό κόστος.

Οι παράμετροι της κάθε γραμμής είναι:

- ο ζυγός που ξεκινάει η γραμμή (bus0) και
- ο ζυγός στον οποίο καταλήγει (bus1).

### Περιορισμοί

Η ροή ισχύος  $f_{l,t}$  στα AC δίκτυα δίνεται από τη διαφορά των γωνιών τάσης  $\theta_{n,t}$  στον ζυγό *bus0* και  $\theta_{m,t}$  στον ζυγό *bus1* διαιρούμενη με την αντίδραση σειράς  $x_l$

$$f_{l,t} = \frac{\theta_{n,t} - \theta_{m,t}}{x_l} \quad (4.2)$$

Η ροή αυτή περιορίζεται από τη χωρητικότητα  $F_l$  της γραμμής:  $|f_{l,t}| \leq F_l$

- **Φορτία**

Τα φορτία αντιπροσωπεύουν την ζήτηση ενέργειας. Συνδέονται σε ένα μόνο ζυγό και καταναλώνουν ισχύ ως φορτίο PQ. Για τα φορτία, εάν  $p > 0$  το φορτίο καταναλώνει ενεργό ισχύ από τον ζυγό και εάν  $q > 0$  καταναλώνει άεργο ισχύ. Μπορεί να είναι AC ή DC για ηλεκτρικά δίκτυα, αέριο, θέρμανση ή μεταφοράς.

Οι παράμετροι του κάθε φορτίου είναι:

- ο ζυγός στον οποίο συνδέονται (bus),
- τα δεδομένα ζήτησης ενέργειας για τον κάθε ζυγό που υπάρχει φορτίο (p\_set).
- Η ισχύς που καταναλώνεται σε κάθε ζυγό ορίζεται από το αρχείο που έχει ανέβει από τον χρήστη (p\_set='GR\_load').

- **Links**

Το Link είναι ένα στοιχείο για ελέγξιμη κατευθυνόμενη ροή μεταξύ δύο ζυγών *bus0* και *bus1* και χρησιμοποιείται στην PyPSA για τη σύζευξη ενεργειακών τομέων. Μπορεί να προσομοιώσει ένα σύστημα ηλεκτρόλυσης, όπου ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε χημική (υδρογόνο) ή ένα σύστημα μίας κυψέλης καυσίμου όπου συμβαίνει το αντίθετο.

Οι παράμετροι του κάθε link είναι:

- Ο τρόπος ανταλλαγής ενέργειας (carrier=Electrolysis ή carrier=Fuel Cell)
- Η ονομαστική ισχύς του (p\_nom),
- Η απόδοσή του (efficiency),
- Ο ζυγός στον οποίο συνδέεται το ένα άκρο (bus0),
- Ο ζυγός στο οποίο καταλήγει το άλλο άκρο (bus1),
- Το κόστος κεφαλαίου για την εγκατάστασή του (capital\_cost),
- Το οριακό κόστος λειτουργίας του (marginal\_cost).

### Περιορισμοί

Τα links παρέχουν ελεγχόμενη ροή φορτίου και ικανοποιούν την παρακάτω σχέση:

$$|f_{l,t}| \leq F_l \quad (4.3)$$

Αν η ροή του link είναι θετική ( $f_{l,t} > 0$ ) τότε η ροή  $f_{l,t}$  αποσύρεται από τον ζυγό bus0 και τροφοδοτεί με  $\eta_l * f_{l,t}$  τον ζυγό bus1 όπου  $\eta_l$  η απόδοση του link.

- **Αποθήκευση Ενέργειας**

Το στοιχείο αποθήκευσης ενέργειας (store) είναι το πιο βασικό στοιχείο για την αποθήκευση ενέργειας και κληρονομεί τον φορέα ενέργειας από το ζυγό στον οποίο είναι συνδεδεμένος.

Οι παράμετροι του είναι:

- Ο ζυγός στον οποίο συνδέεται (bus),

- Ο τύπος αποθήκευσης ενέργειας (carrier=Hydrogen Store)
- Η ονομαστική χωρητικότητα ενέργειας (e\_nom),
- Το κόστος κεφαλαίου για την δημιουργία του (capital\_cost),
- Το οριακό κόστος λειτουργίας του (marginal\_cost).

#### Περιορισμοί

Για τις τεχνολογίες αποθήκευσης τα επίπεδα ενέργειας  $e_{n,s,t}$  περιορίζονται από τις χρονοσειρές  $\tilde{e}_{n,s,t}$  και  $\bar{e}_{n,s,t}$  ανά μονάδα της χωρητικότητας ενέργειας  $E_{n,s}$ .

$$\tilde{e}_{n,s,t} * E_{n,s} \leq e_{n,s,t} \leq \bar{e}_{n,s,t} * E_{n,s} \quad (4.4)$$

### 4.3 Βελτιστοποίηση Δικτύου

Η βελτιστοποίηση του δικτύου που έχει δημιουργηθεί για κάθε στιγμιότυπο πραγματοποιείται μέσω του Linopy, ένα πακέτο ανοικτού κώδικα γραμμένο σε Python για τη δημιουργία και επεξεργασία γραμμικής και μικτής ακέρατης βελτιστοποίησης με n-διάστατα δεδομένα εισόδου, το οποίο χρησιμοποιείται στην βιβλιοθήκη της PyPSA[37].

Τα στοιχεία του δικτύου που μπορεί να βελτιστοποιηθεί η κατανομή τους είναι αυτά της παραγωγής, της αποθήκευσης και της μεταφοράς.

Ως επιλυτής χρησιμοποιείται ο glpk (GNU Linear Programming Kit), ο οποίος είναι σχεδιασμένος για να επιλύει προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού (LP) και μικτού ακεραίου προγραμματισμού (MILP) μεγάλης κλίμακας[38].

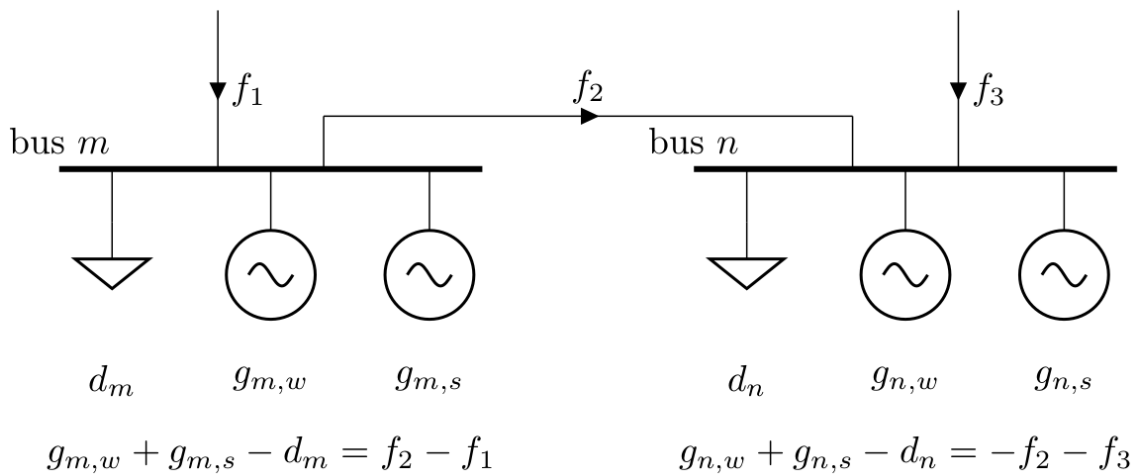
#### **Εξίσωση Ροής Ισχύος**

Ο ρόλος του ζυγού είναι να επιβάλλει τη διατήρηση της ενέργειας για όλα τα στοιχεία που εισέρχονται και εξέρχονται από αυτόν, όπως ο νόμος ρεύματος του Kirchhoff.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας  $d_{n,t}$  σε κάθε ζυγό  $n$  πρέπει να καλύπτεται κάθε χρονική στιγμή  $t$  είτε από τις γεννήτριες και την αποθήκευση ή από τις ροές  $f_{l,t}$  από τους κλάδους  $l$ .

$$\sum_r g_{n,r,t} + \sum_s h_{n,s,t} + \sum_l a_{l,n,t} f_{l,t} = \sum_s d_{n,t} \leftrightarrow w_t \lambda_{n,t} \quad (4.5)$$

όπου  $a_{l,n,t} = -1$  εάν ο κλάδος  $l$  αρχίζει από τον ζυγό  $n$ ,  $a_{l,n,t} = 1$  εάν ο κλάδος  $l$  είναι γραμμή ή μετασχηματιστής και καταλήγει στο  $n$ , και  $a_{l,n,t} = \eta_{l,t}$  εάν το  $l$  είναι link και καταλήγει στο  $n$ . Το  $\eta_{l,t}$  αντιπροσωπεύει τις απώλειες απόδοσης για ένα link και  $\lambda_{n,t}$  είναι η οριακή τιμή στον ζυγό.



**Σχήμα 4. 3:** Σχήμα και εξισώσεις ροής ισχύος [35]

### Αντικειμενική Συνάρτηση

Η PyPSA ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος του συστήματος, το οποίο περιλαμβάνει το μεταβλητό και το σταθερό κόστος της παραγωγής, της αποθήκευσης και της μεταφοράς, δεδομένων των περιορισμών του κάθε στοιχείου. Η αντικειμενική συνάρτηση μέσω της οποίας πραγματοποιείται η βελτιστοποίηση για κάθε στιγμιότυπο είναι:

$$\min \left[ \sum_{n,r} c_{n,r} \bar{g}_{n,r} + \sum_{n,s} c_{n,s} \bar{h}_{n,s} + \sum_{n,s} \hat{c}_{n,s} \bar{e}_{n,s} + \sum_l c_l F_l + \sum_t w_t \left[ \sum_{n,r} o_{n,r,t} g_{n,r,t} + \sum_{n,s} o_{n,s,t} h_{n,s,t} \right] \right] \quad (4.6)$$

## 4.4 Προσομοίωση ΦΒ συστημάτων

Το εργαλείο προσομοίωσης φωτοβολταϊκών συστημάτων αναπτύχθηκε με την PVLib, μια βιβλιοθήκη της Python για προσομοίωση ηλιακής ενέργειας φωτοβολταϊκών συστημάτων[39]. Συγκεκριμένα, παρέχει εργαλεία για τη μοντελοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας, της απόδοσης των φωτοβολταϊκών στοιχείων και των συστημάτων παρακολούθησης της θέσης του ήλιου. Βασίζεται σε πληροφορίες από το Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών για Φωτοβολταϊκά (PVGIS), ένα διαδικτυακό εργαλείο που αναπτύχθηκε από το Κέντρο Ερευνών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και βοηθά στην εκτίμηση του δυναμικού ηλιακής ενέργειας σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία[40].

Το PVGIS παρέχει δεδομένα για τις κλιματικές μεταβλητές ενός 'τυπικού' έτους. Ένα τυπικό μετεωρολογικό έτος (TMY) είναι ένα σύνολο μετεωρολογικών δεδομένων με τιμές για κάθε ώρα σε ένα έτος για μια δεδομένη τοποθεσία[41].

Τα δεδομένα του τυπικού μετεωρολογικού έτους λαμβάνονται με την PVLib μέσω API από το PVGIS με δεδομένα εισόδου το γεωγραφικό πλάτος, το γεωγραφικό μήκος και η κλίση του εδάφους. Τα δεδομένα αυτά είναι ωριαία για ένα έτος και περιλαμβάνουν τις παρακάτω μεταβλητές:

- time (*UTC*): Ημερομηνία και ώρα.
- temp\_air ( $^{\circ}C$ ): Θερμοκρασία αέρα.
- relative\_humidity (%): Σχετική υγρασία.
- ghi ( $W/m^2$ ): Παγκόσμια οριζόντια ακτινοβολία.
- dni ( $W/m^2$ ): Άμεση ακτινοβολία.
- dhi ( $W/m^2$ ): Διάχυτη οριζόντια ακτινοβολία.
- IR(h) ( $W/m^2$ ): Υπέρυθρη ακτινοβολία.
- wind\_speed (*m/s*): Ταχύτητα ανέμου.
- wind\_direction ( $^{\circ}$ ): Κατεύθυνση ανέμου.
- pressure (*Pa*): Επιφανειακή πίεση αέρα.

Η έκδοση που χρησιμοποιήθηκε είναι η PVGIS 5.2 και η βάση δεδομένων για την Ευρώπη είναι η SARRAH2.

Στη συνέχεια μοντελοποιείται το σύστημα ενός ΦΒ πάρκου μέγιστης ισχύος ενός MW στο οποίο χρησιμοποιήθηκαν φωτοβολταϊκά πλαίσια και αντιστροφέας και παράγεται η χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ως δεδομένα εισόδου χρησιμοποιούνται:

- Γεωγραφικό μήκος ( $^{\circ}$ )
- Γεωγραφικό πλάτος ( $^{\circ}$ )
- Υψόμετρο (*m*)
- Κλίση εδάφους ( $^{\circ}$ )
- Αζιμούθιο ( $^{\circ}$ )
- Μοντέλο πλασιών ('Canadian\_Solar\_CS5P\_220M\_\_2009\_')
- Μοντέλο αντιστροφέα ('ABB\_ULTRA\_1100\_TL\_OUTD\_2\_US\_690\_x\_y\_z\_690V\_')

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα εισόδου δημιουργείται το PVSystem που αντιπροσωπεύει τη διάταξη του συστήματος, δηλαδή έναν αντιστροφέα και τα πλαίσια που τροφοδοτούν με συνεχές ρεύμα τον αντιστροφέα.

Στη συνέχεια, δημιουργείται το ModelChain το οποίο περιέχει το PVSystem, την τοποθεσία του πάρκου και τα υπόλοιπα χαρακτηριστικά εισόδου που καθορίζουν το μοντέλο.

Τέλος, τρέχει το μοντέλο με τα δεδομένα τυπικού μετεωρολογικού έτους και εξάγονται τα αποτελέσματα για την AC ισχύ του πάρκου σε *W*, τα οποία για να ταιριάζουν με τις τιμές που λειτουργεί η PyPSA πολλαπλασιάζονται με  $10^6$  και μετατρέπονται σε MW.

## 4.5 Αποτελέσματα

Για τα στιγμιότυπα που έτρεξε η προσομοίωση προκύπτουν οι βέλτιστες χρονοσειρές για την παραγωγή, την μεταφορά και αποθήκευση ενέργειας.

Δημιουργείται επίσης το στοιχείο network.statistics(), το οποίο παρέχει πληροφορίες για το δίκτυο που έχει επιλυθεί μέσω μετρικών όπως:

- Capital expenditure: Το κόστος κεφαλαίου για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε €.

- Operational expenditure: Το κόστος λειτουργίας για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε €.
- Installed capacities: Η εγκατεστημένη ισχύς για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε MW.
- Optimal capacities: Η βέλτιστη χωρητικότητα για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε MW.
- Supply: Η παροχή ισχύος/ενέργειας για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε MWh.
- Withdrawal: Η απόσυρση ισχύος/ενέργειας για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε MWh.
- Curtailement: Οι περικοπές ενέργειας για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε MWh.
- Capacity Factor: Ο συντελεστής χωρητικότητας για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου.
- Revenue: Τα έσοδα για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε €.
- Market value: Η αγοραία αξία των στοιχείων του δικτύου σε €/MWh.
- Energy balance: Το ενεργειακό ισοζύγιο των στοιχείων του δικτύου σε MWh. Οι θετικές τιμές αντιπροσωπεύουν παροχή και οι αρνητικές απόσυρση.
- Dispatch: Η κατανομή ενέργειας για κάθε ένα από τα στοιχεία του δικτύου σε MWh.

Η PyPSA δίνει τη δυνατότητα διαδραστικού σχεδίου του δικτύου για τις γραμμές και τους ζυγούς χρησιμοποιώντας το plotly, μια διαδραστική, ανοιχτού κώδικα και βασισμένη σε πρόγραμμα περιήγησης βιβλιοθήκη γραφικών παραστάσεων για την Python[42].

Τα αποτελέσματα αποθηκεύονται τοπικά στον φάκελο με το όνομα του κάθε σεναρίου του χρήστη και υποφάκελο που δηλώνει την χρονική στιγμή που έτρεξε η προσομοίωση.

## 5 Λειτουργικότητες Συστήματος

Ο χρήστης αρχικά, εισάγει ένα μοναδικό όνομα για το σενάριο που θέλει να τρέξει. Στη συνέχεια, δημιουργεί το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που επιθυμεί.

### Twin P2G

Select your use case

Your use case

Name your use case

Name ie use case 1234

Provide a name!

**Σχήμα 5. 1:** Επιλογή δημιουργίας νέου Σεναρίου

Τα πεδία που μπορεί να διαμορφώνει ο χρήστης με τη σειρά είναι:

**Buses**

Select your electrical network buses

1

**Bus 0**

Select energy carrier for bus 0

AC

DC

hydrogen

gas

heat

**Σχήμα 5. 2:** Εισαγωγή των παραμέτρων των ζυγών

## Generators

Select your generators

2 - +

### Generator 0

Select bus for generator 0

Bus 0 ▾

Select generator type 0

Diesel ▾

Generator 0 nominal power (MW)

0.00 - +

Generator 0 capital cost (€/MW)

0 - +

Generator 0 marginal cost (€/MWh)

0.00 - +

### Generator 1

Select bus for generator 1

Bus 0 ▾

Select generator type 1

Solar ▾

Generator 1 nominal power (MW)

0.00 - +

Generator 1 capital cost (€/MW)

0 - +

Generator 1 marginal cost (€/MWh)

0.00 - +

Select your pv production data

pvl**ib**  
*PVLib is a python library that generates pv production data*

csv file  
*Path to your pv production data*

TimescaleDB

**Σχήμα 5. 3:** Εισαγωγή των παραμέτρων των γεννητριών



## Lines

Select your lines

1 - +

### Line 0

From bus:

Bus 0 v

To bus:

Bus 0 v

Σχήμα 5. 4: Εισαγωγή των παραμέτρων των γραμμών

## Loads

Select your load buses

1 - +

### Load 0

Load in bus:

Bus 0 v

Select your load data

csv file  
*Path to your load data*

TimescaleDB

**i** Upload a file in format: Datetime, GR\_load.  
Datetime format: %Y-%m-%d %H:%M:%S+00:00 (e.g. 2018-01-01 09:00:00+00:00)  
GR\_load must be in MW.

Datetime	GR_load
2018-01-01 09:00:00+00:00	2.9494
2018-01-01 10:00:00+00:00	2.9724
2018-01-01 11:00:00+00:00	2.835
2018-01-01 12:00:00+00:00	2.5617
2018-01-01 13:00:00+00:00	2.5607

Choose a file for load

Drag and drop file here  
Limit 200MB per file • CSV

Browse files

Σχήμα 5. 5: Εισαγωγή των παραμέτρων των φορτίων

## Links

**i** The link is a component for controllable directed flows between two buses, bus0 and bus1 with arbitrary energy carriers.

The Link component can be used for any element with a controllable power flow: Energy conversion from AC to hydrogen network via **Electrolysis** and vice versa via **Fuel Cell**

Select your links

2

- +

Select link 0 type

Electrolysis

Fuel Cell

## Electrolysis

Electrolysis link from bus:

Bus 0

▼

Electrolysis link to bus:

Bus 0

▼

Electrolysis nominal power (MW)

0.00

⊙

- +

Electrolysis capital cost (€/MW)

0

⊙

- +

Electrolysis marginal cost (€/MWh)

0.00

⊙

- +

Electrolysis efficiency

0.60

⊙

- +

**Σχήμα 5. 6:** Εισαγωγή των παραμέτρων των links (για ηλεκτρόλυση)

Select link 1 type

Electrolysis

Fuel Cell

## Fuel Cell

Fuel Cell link from bus:

Bus 0

▼

Fuel Cell link to bus:

Bus 0

▼

Fuel Cell nominal power (MW)

0.00

⊙

- +

Fuel Cell capital cost (€/MW)

0

⊙

- +

Fuel Cell marginal cost (€/MWh)

0.00

⊙

- +

Fuel Cell efficiency

0.60

⊙

- +

**Σχήμα 5. 7:** Εισαγωγή των παραμέτρων των links (για κυψέλη καυσίμου)

## Storage

Select your stores

1 - +

Select store 0 type

Hydrogen Store

Hydrogen Store 0 bus:

Bus 0 v

Hydrogen Store 0 nominal energy capacity (MWh)

0.00 - +

Hydrogen Store 0 capital cost (€/MWh)

0 - +

Hydrogen Store 0 marginal cost (€/MWh)

0.00 - +

**Σχήμα 5. 8:** Εισαγωγή των παραμέτρων των τεχνολογιών αποθήκευσης

**Σχήμα 5. 9:** Υποβολή δεδομένων εισόδου

Μόλις ολοκληρωθεί η εισαγωγή των παραμέτρων του κάθε στοιχείου και των αρχείων παραγωγής και κατανάλωσης ο χρήστης πατάει το κουμπί **Submit** και η προσομοίωση ξεκινάει. Ταυτόχρονα αποτυπώνεται η χρονική στιγμή κατά την οποία ξεκίνησε η προσομοίωση αλλά και το συνολικό χρονικό διάστημα που διήρκησε. Μόλις ολοκληρωθεί η βελτιστοποίηση εμφανίζονται τα αποτελέσματα, όπως οι βέλτιστες χρονοσειρές παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ενέργειας και οι μετρικές του συστήματος που βοηθούν στην αξιολόγησή του.

Υπάρχει επίσης, η δυνατότητα να δει παλιές προσομοιώσεις που έτρεξε στο παρελθόν. Παράδειγμα του οποίου φαίνεται στις παρακάτω εικόνες.

Select a subfolder

- Baseline
- Use Case P2G 2023
- Use Case P2G 2030

## Twin P2G

Select your use case

See use cases

Selected Subfolder: Use Case P2G 2023

CSV Files in Selected Subfolder:

- results\Use Case P2G 2023\2024.03.01 15.13.34\inputs\inputs.csv
- results\Use Case P2G 2023\2024.03.01 15.13.34\outputs\output\_series.csv
- results\Use Case P2G 2023\2024.03.01 15.13.34\outputs\statistics.csv

Process Selected  
CSV Files

Stop

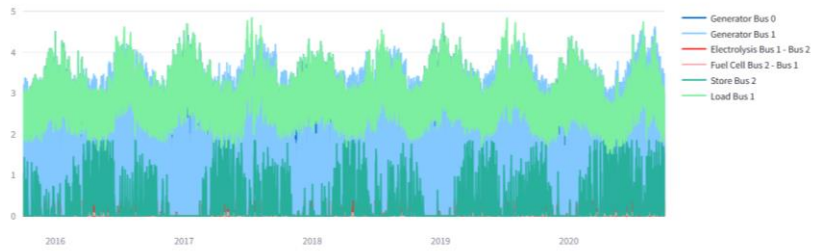
Σχήμα 5. 10: Επιλογή παλαιότερου Σεναρίου

Select a subfolder

- Baseline
- Use Case P2G 2023
- Use Case P2G 2030

Chart Data

### Components Chart



Σχήμα 5. 11: Διάγραμμα ροών ενέργειας στοιχείων

Select a subfolder

- Baseline
- Use Case P2G 2023
- Use Case P2G 2030

	Unnamed: 1	Optimal Capacity	Installed Capacity	Capacity Factor	Dispatch	Transmission	Withdrawal	Supply	Curtailment	Cap
Generator	Diesel	5	5	0.39	86,574.23	0	0	86,574.23	0	
Generator	Solar	1	1	0.95	41,624.45	0	0	41,624.45	1,527.12	
Line	AC	4.72	0	0.42	0	86,574.23	86,574.23	86,574.23	0	
Link	Electrolysis	0.38	1.5	0.09	-536.37	0	1,489.92	953.55	0	
Link	Fuel Cell	0.08	1	0.26	-381.42	0	953.55	572.13	0	
Load	-	0	0	None	-127,280.89	0	127,280.89	0	0	
Store	Hydrogen Store	1.86	15	0.16	0	0	953.55	953.55	0	

Σχήμα 5. 12: Μετρικές Στοιχείων Δικτύου



**Σχήμα 5. 13:** Διάγραμμα Στοιχείων Δικτύου για επιλεγμένο χρονικό διάστημα

## 6 Περιπτώσεις Χρήσης και Αποτελέσματα

Για τη λειτουργικότητα του εργαλείου δημιουργήθηκαν τρεις περιπτώσεις χρήσης: το βασικό σενάριο, το σενάριο Power-to-Gas 2023 και το σενάριο Power-to-Gas 2030.

Η προσομοίωση πραγματοποιείται για ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελείται από μία γεννήτρια diesel, ένα φωτοβολταϊκό πάρκο, μία γραμμή που ενώνει τους δύο αυτούς ζυγούς και ένα φορτίο στον ζυγό που υπάρχει ΦΒ παραγωγή (Σχήμα 6. 1).

Στο βασικό σενάριο προσομοιώνεται το δίκτυο των δύο ζυγών και σχολιάζονται οι μετρικές του.

Στα σενάρια Power-to-Gas 2023 και Power-to-Gas 2030 προσομοιώνεται το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας προσθέτοντας ένα ζυγό για το υδρογόνο, το σύστημα της ηλεκτρολύσης, της αποθήκευσης καθώς και της παραγωγή ενέργειας μέσω κυψέλης καυσίμου (Σχήμα 6. 3). Η διαφορά των δύο αυτών σεναρίων προκύπτει από την προβλεπόμενη μείωση των τιμών του ηλεκτρολύτη, της κυψέλης καυσίμου και της δεξαμενής υδρογόνου καθώς και της αύξησης των τιμών για τις εκπομπές CO<sub>2</sub> έως το έτος 2030.

Τα δεδομένα παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας και για τα τις τρεις περιπτώσεις χρήσης είναι ωριαία και προέρχονται από τον ENTSO-E για το διάστημα 2015-10-01 00:00:00 έως 2020-09-30 23:00:00[43]. Το αρχείο περιλαμβάνει την συνολική παραγωγή φωτοβολταϊκών της χώρας καθώς και την συνολική ζήτηση ενέργειας.

Για τις περιπτώσεις χρήσης τα δεδομένα τροποποιήθηκαν ώστε να αντικατοπτρίζουν μία μικρή περιοχή της Ελλάδας με περίπου 5.000 κατοίκους και ως εκ τούτου διαιρέθηκαν η συνολική κατανάλωση ενέργειας με και η συνολική παραγωγή ΦΒ κατάλληλα ώστε το πάρκο να παράγει μέγιστη ενέργεια 5MW, όση και η εγκατεστημένη ισχύς της ντιζελογεννήτριας.

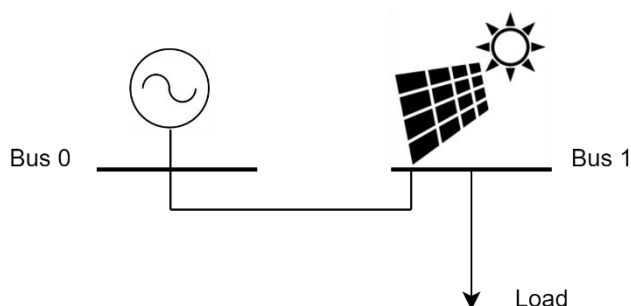
Επίσης, επειδή μία τέτοια επένδυση είναι διάρκειας 20-30 ετών και τα δεδομένα που έχουμε διαθέσιμα είναι 5 ετών σχολιάζονται τα αποτελέσματα της επένδυσης ως προς τα 5 χρόνια της εγκατάστασης.

Θεωρούμε ότι το ΦΒ πάρκο και η ντιζελογεννήτρια υπάρχουν ήδη στο δίκτυο και δεν έχουν κόστη κεφαλαίου, ενώ όλο το δίκτυο διαχειρίζεται από τον ίδιο φορέα.

Η γεννήτρια Diesel λειτουργεί με τεχνικό ελάχιστο 30% για λόγους σταθερότητας του δικτύου. Αυτό το ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας εξασφαλίζει ότι η γεννήτρια μπορεί να ανταποκριθεί σε απρόβλεπτες μεταβολές στη ζήτηση ή την παραγωγή, καθώς και να παρέχει απαραίτητες υπηρεσίες όπως η ρύθμιση συχνότητας και η αδράνεια. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό σε συστήματα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, όπου η παραγωγή μπορεί να είναι μεταβλητή και λιγότερο προβλέψιμη[44].

## 6.1 Βασικό Σενάριο

Στο σενάριο βάσης πρόκειται για ένα δίκτυο αποτελούμενο από τον ζυγό αναφοράς (Bus 0) όπου παράγεται ενέργεια μέσω γεννήτριας Diesel ονομαστικής ισχύος **5MW** και τον ζυγό παραγωγής (Bus 1) όπου υπάρχει το ΦΒ πάρκο και το φορτίο Load. Οι ζυγοί ενώνονται μέσω μίας γραμμής μεταφοράς (Σχήμα 6. 1).



Σχήμα 6. 1: Μονογραμμικό σχέδιο δικτύου σεναρίου βάσης

Για το κόστος κεφαλαίου η τιμή που τέθηκε είναι μηδενική, καθώς θεωρούμε ότι αυτό το σύστημα υπάρχει ήδη ενώ για τα οριακά κόστη έχουν υπολογιστεί για το ΦΒ πάρκο τα λειτουργικά του έξοδα σε €/MWh και για την γεννήτρια Diesel τα λειτουργικά έξοδα και ο φόρος από τις εκπομπές CO<sub>2</sub>.

Πίνακας 6: Παράμετροι Σεναρίου Βάσης

Παράμετρος	Τιμή	Πηγή
Κόστος από τις εκπομπές CO <sub>2</sub> (2023)	86€/tCO <sub>2</sub>	[45]
Συντελεστής εκπομπών CO <sub>2</sub> γεννήτριας diesel	0.85tCO <sub>2</sub> /MWh	[46]
Λειτουργικό κόστος γεννήτριας diesel	300€/MWh	[47]
Συνολικό λειτουργικό κόστος γεννήτριας diesel	373,1€/MWh	
Λειτουργικό κόστος ΦΒ πάρκου	10€/MWh	[48]

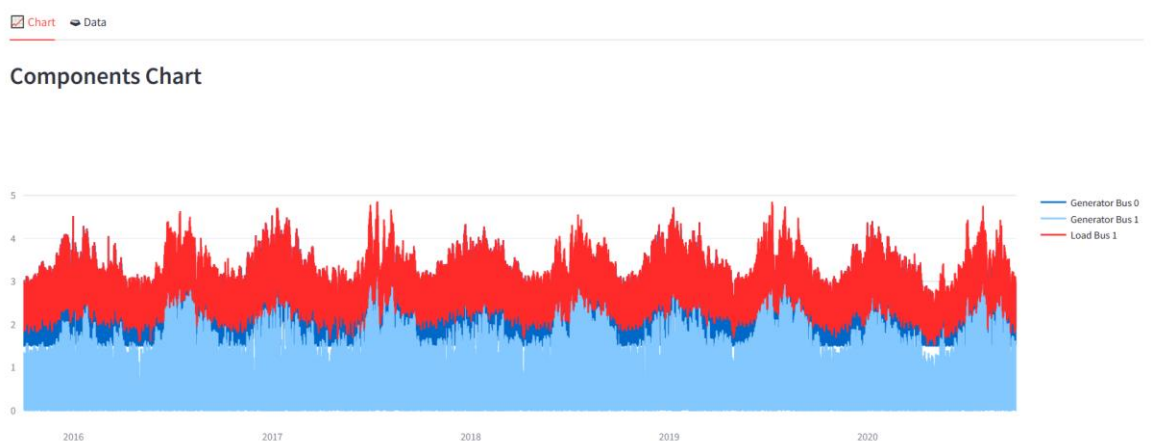
Με βάση τα παραπάνω λειτουργικά και οικονομικά χαρακτηριστικά το σύστημα τρέχει και σχολιάζονται τα αποτελέσματά του.

## Αποτελέσματα

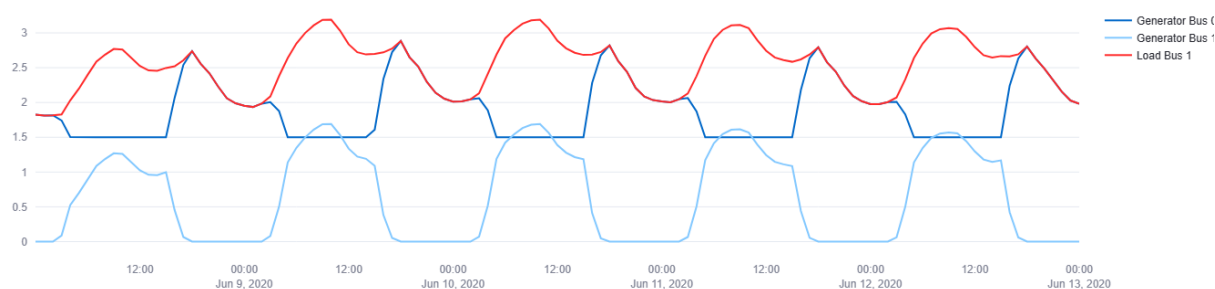
Η συνολική διάρκεια της ανάλυσης, επεξεργασίας και βελτιστοποίησης του δικτύου διήρκησε 19” και στο **Σχήμα 6. 2** διακρίνονται οι χρονοσειρές της βέλτιστης παραγωγής ενέργειας.

Είναι εμφανές στο **Σχήμα 6. 2** ότι το ΦΒ πάρκο (γαλάζια γραμμή) που παράγει ενέργεια τις ώρες που υπάρχει ηλιοφάνεια, καλύπτει το φορτίο (κόκκινη γραμμή) κατά τις μεσημβρινές ώρες, σε συνδυασμό με τη γεννήτρια (μπλε γραμμή) η οποία τα μεσημέρια λειτουργεί στο ελάχιστό της και τα βράδια που δεν υπάρχει φωτοβολταϊκή παραγωγή στο μέγιστο.

Παρατηρείται επίσης, ότι υπάρχουν περικοπές ενέργειας ΑΠΕ, σε χρονικές περιόδους κατά τις οποίες η παραγωγή είναι περισσότερη από αυτή που καταναλώνεται. Οι περικοπές αυτές υπολογίστηκαν από το μοντέλο και είναι ίσες με **16.317,11MWh**.



(α)



(β)

**Σχήμα 6. 2:** Χρονοσειρές για παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας (α) για το συνολικό διάστημα της προσομοίωσης και (β) για συγκεκριμένες ημερομηνίες.

Τα συνολικά λειτουργικά κόστη για την γεννήτρια για το χρονικό διάστημα που έτρεξε η προσομοίωση υπολογίστηκαν από το μοντέλο **37.476.566,63€**, ενώ για το ΦΒ πάρκο **268.344,49€**.

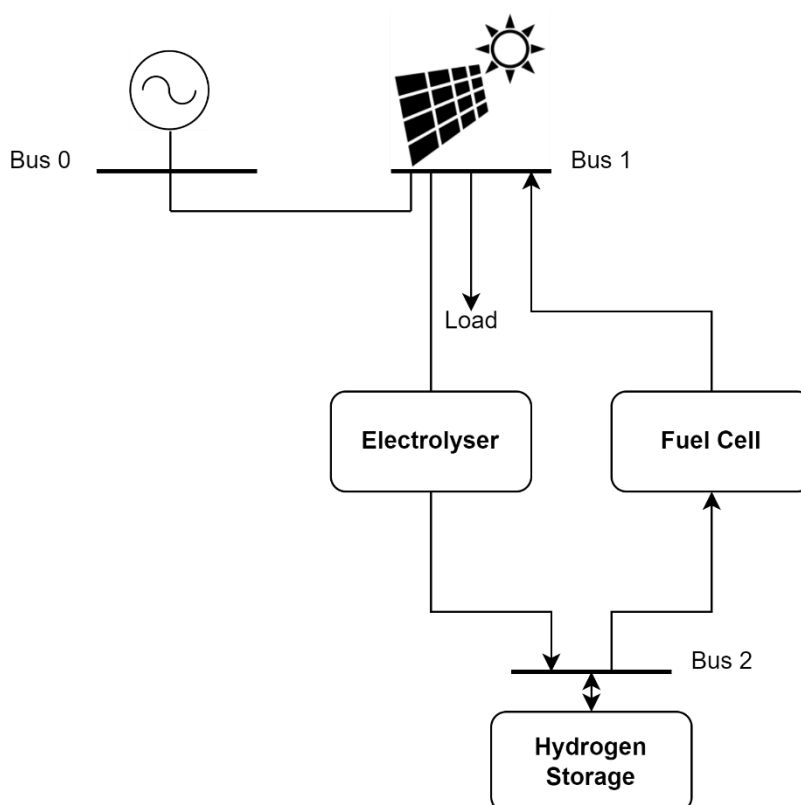


**Πίνακας 7:** Αποτελέσματα Προσομοίωσης Βασικού Σεναρίου

Γεννήτρια	Παραγωγή ενέργειας (MWh)	Περικοπές Ενέργειας (MWh)	Κόστη Κεφαλαίου (€)	Λειτουργικά Κόστη (€)
Diesel	100.446,44	0	0	37.476.566,63
ΦΒ πάρκο	26.834,45	16.317,11	0	268.344,49

## 6.2 Περίπτωση Χρήσης 2023

Στην Περίπτωση Χρήσης 2023 μελετήθηκε η εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με μορφή υδρογόνου. Η διαδικασία που ακολουθείται είναι η εξής: η περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ μετατρέπεται σε υδρογόνο μέσω ηλεκτρόλυσης και στη συνέχεια το υδρογόνο συμπιέζεται και αποθηκεύεται σε μία δεξαμενή. Η δεξαμενή μπορεί να αποθηκεύσει αυτή την ενέργεια για μεγάλα διαστήματα και να την επαναφέρει στο δίκτυο όταν η ζήτηση ενέργειας είναι υψηλή μέσω κυψέλης καυσίμου (Σχήμα 6. 3).



**Σχήμα 6. 3:** Μονογραμμικό σχέδιο δικτύου Περίπτωσης Χρήσης 2023

Όπως έχει αναφερθεί και σε προηγούμενο κεφάλαιο, η PyPSA δεν έχει στοιχείο ηλεκτρόλυσης ή κυψέλης καυσίμου. Για να αναπαραστήσουμε αυτά τα συστήματα χρησιμοποιήσαμε *Links* τα οποία επιτρέπουν την προσομοίωση συστημάτων μετατροπής ενέργειας με απώλειες απόδοσης από ηλεκτρική στον Bus 1 σε υδρογόνο Bus 2 μέσω ηλεκτρόλυσης και αντίστροφα μέσω κυψελών καυσίμου.

Πιο αναλυτικά, προσθέσαμε στο προηγούμενο σενάριο (Βασικό Σενάριο) τα παρακάτω στοιχεία:

1. Το **σύστημα ηλεκτρόλυσης** που περιλαμβάνει μονάδες **ηλεκτρολύτη PEM**, μονάδες χειρισμού νερού, ελεγκτές ροής μάζας, σύστημα διαχείρισης ηλεκτρολύτη, συμπιεστή και ανορθωτή.

Το σύστημα συνδέεται στον Bus 1 (ΦΒ πάρκο) και τροφοδοτεί τον Bus 2 (ζυγός υδρογόνου), έχει ονομαστική ισχύ  **$P=2,5\text{MW}$**  και απόδοση  **$\eta=0,64$** [22], [49].

Το **κόστος κεφαλαίου** του συστήματος ηλεκτρόλυσης βρέθηκε  **$1180\text{€/kWh}$** [22], [48], [49], [50].

Το **σταθερό λειτουργικό κόστος** περιλαμβάνει έξοδα όπως: συντήρησης για τη βέλτιστη λειτουργία του ηλεκτρολύτη, τις αμοιβές του προσωπικού και της ασφάλισης των εγκαταστάσεων παραγωγής. Το ποσό αυτό εκφράζεται σε ποσοστό του κόστους κεφαλαίου και βρέθηκε ίσο με  **$4\%$**  [22], [49].

Το **μεταβλητό λειτουργικό κόστος** περιλαμβάνει τα έξοδα για την αγορά ενέργειας για την ισορροπία της εγκατάστασης, δηλαδή την ηλεκτρική ενέργεια για τη λειτουργία των αντλιών, των συμπιεστών και τον έλεγχο της θερμοκρασίας. Το ποσό αυτό τέθηκε **μηδενικό** αφού θεωρήσαμε ότι η επένδυση γίνεται από επενδυτή που διαχειρίζεται το συνολικό σύστημα ενέργειας και χρησιμοποιεί την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από το ΦΒ πάρκο για να τροφοδοτηθεί ο ηλεκτρολύτης.

Η διάρκεια ζωής του συστήματος είναι περίπου 20 χρόνια, ενώ στα 10 χρόνια απαιτείται αντικατάσταση του ηλεκτρολύτη.

Οι παράμετροι του στοιχείου (Electrolysis) φαίνονται συγκεντρωτικά στον **Πίνακας 8**.

2. Η αποθήκευση ενέργειας έγινε με **δεξαμενή υδρογόνου** στον Bus 2 και έχει χωρητικότητα  **$15\text{MWh}$** .

Το **κόστος κεφαλαίου** της βρέθηκε ίσο με  **$28,25\text{€/kWh}$**  [49], [51].

Το **σταθερό λειτουργικό κόστος** περιλαμβάνει τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης και βρέθηκε ίσο με  **$1,5\%$  του κόστους κεφαλαίου** [49], ενώ μεταβλητό λειτουργικό κόστος δεν υπάρχει.

Οι παράμετροι του στοιχείου (Store) φαίνονται συγκεντρωτικά στον **Πίνακας 8**.

3. Το **σύστημα κυψέλης καυσίμου** περιλαμβάνει μονάδες κυψελών καυσίμου, μονάδες χειρισμού αερίου, ελεγκτές ροής μάζας, σύστημα διαχείρισης και αντιστροφέα.

Το σύστημα συνδέεται στον Bus 2 (ζυγός υδρογόνου) και τροφοδοτεί τον Bus 1 (ΦΒ πάρκο), έχει ονομαστική ισχύ  **$P=1,2\text{MW}$**  και απόδοση  **$\eta=0,6$** [33].

Το **κόστος κεφαλαίου** του συστήματος περιλαμβάνει την κυψέλη καυσίμου και τον αντιστροφέα και βρέθηκε ίσο με  **$1387\text{€/kWh}$**  [33], [50], ενώ το λειτουργικό κόστος  **$3\%$  του κόστους κεφαλαίου**.

Οι παράμετροι του στοιχείου (Fuel Cell) φαίνονται συγκεντρωτικά στον **Πίνακας 8**.

Τα στοιχεία της γεννήτριας diesel και του ΦΒ πάρκου παραμένουν τα ίδια με την Ενότητα 6.1.

**Πίνακας 8:** Παράμετροι Περίπτωσης Χρήσης 2023

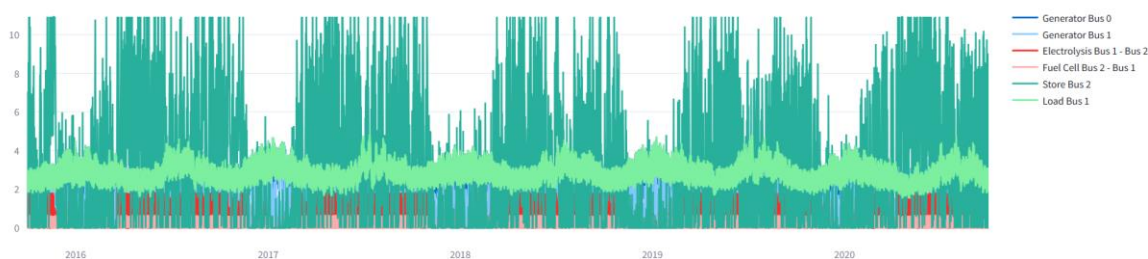
Component	Carrier	Bus	From Bus	To Bus	Pnom (MW)	Capital Cost (€/MW)	Marginal Cost (€/MWh)	Efficiency
Bus	AC	Bus 0						
Bus	AC	Bus 1						
Bus	hydrogen	Bus 2						
Generator	Diesel	Bus 0			5.0	0	373.1	
Generator	Solar	Bus 1			1.0	0	10	
Line	AC		Bus 0	Bus 1				
Load	AC	Bus 1						
Link	Electrolysis		Bus 1	Bus 2	2.5	1227200	0	0.64
Link	Fuel Cell		Bus 2	Bus 1	1.2	1414740	0	0.6
Store	Hydrogen Store	Bus 2			15.0	28674	0	

## Αποτελέσματα

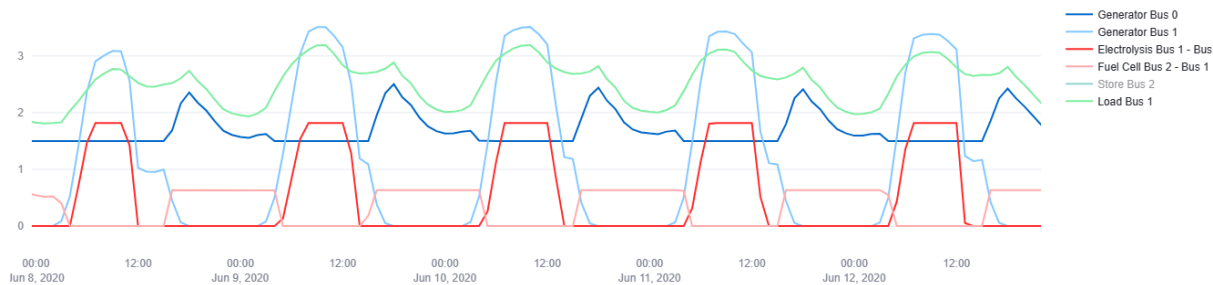
Η συνολική διάρκεια της ανάλυσης, επεξεργασίας και βελτιστοποίησης του δικτύου διήρκησε 65'16" και στο **Σχήμα 6. 4** διακρίνονται οι χρονοσειρές της βέλτιστης παραγωγής, αποθήκευσης και ζήτησης ενέργειας.

Chart Data

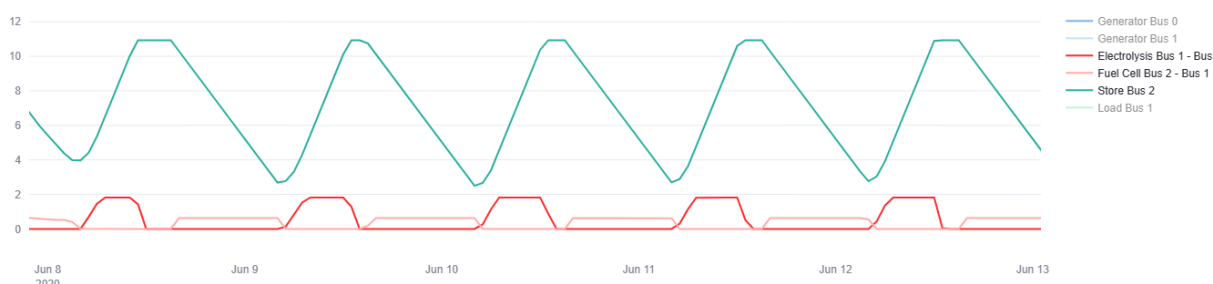
### Components Chart



(α)



(β)



(γ)

**Σχήμα 6. 4:** Χρονοσειρές βέλτιστης παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ενέργειας (2023).

Όπως φαίνεται και από το **Σχήμα 6. 4β** το σύστημα λειτουργεί κανονικά με την ηλεκτρόλυση (κόκκινη γραμμή) να λαμβάνει χώρα τα μεσημέρια όπου υπάρχει μέγιστη παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά (γαλάζια γραμμή), με αποτέλεσμα να αυξάνεται η ενέργεια που περιέχει η δεξαμενή υδρογόνου **Σχήμα 6. 4γ** (πράσινη γραμμή). Στη συνέχεια, το υδρογόνο μετατρέπεται με την κυψέλη καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια και τροφοδοτεί το δίκτυο όταν δεν υπάρχει φωτοβολταϊκή παραγωγή. Με αυτόν τον τρόπο μειώνονται οι περιεκτές ενέργειας και η πλεονάζουσα ενέργεια που υπάρχει χρησιμοποιείται για αποθήκευση και μελλοντική χρήση.

Τα συνολικά κόστη για το σύστημα ηλεκτρόλυσης υπολογίστηκαν **557.998,64€** για εγκατάσταση ηλεκτρολύτη ονομαστικής ισχύος **1,82MW**, εκ των οποίων τα **536.537,15€** είναι το κόστος κεφαλαίου για τα 5 χρόνια της προσομοίωσης και τα **21.461,49€** τα λειτουργικά.

Τα συνολικά κόστη για το σύστημα της κυψέλης καυσίμου υπολογίστηκαν **224.413,84€** για εγκατάσταση συστήματος κυψέλης καυσίμου ονομαστικής ισχύος **0.63MW**, εκ των οποίων τα **217.877,51€** είναι το κόστος κεφαλαίου για τα 5 χρόνια της προσομοίωσης και τα **6.536,34€** τα λειτουργικά.

Τα συνολικά κόστη για την δεξαμενή υδρογόνου υπολογίστηκαν **62.671,47€** για εγκατάσταση δεξαμενής υδρογόνου χωρητικότητας **10,93MWh** ενέργειας υδρογόνου, εκ των οποίων τα **61.745,29€** είναι το κόστος κεφαλαίου για τα 5 χρόνια της προσομοίωσης και τα **926,18€** τα λειτουργικά.

Το κάθε στοιχείο παρείχε ενέργεια στο δίκτυο:

- Diesel 94.984,73MWh

- ΦΒ πάρκο 41.057,66MWh
- Ηλεκτρόλυση από Bus 1: 14.223,22MWh στον Bus 2: 14.223,22\*0,64= 9.102,86MWh
- Δεξαμενή υδρογόνου 9.102,86MWh
- Κυψέλη καυσίμου από Bus 2: 9.102,86MWh στον Bus 2: 9.102,86\*0,6=5.461,71MWh

**Πίνακας 9:** Αποτελέσματα Προσομοίωσης Περίπτωσης Χρήσης 2023

Στοιχείο Δικτύου	Βέλτιστη Εγκατεστημένη Ισχύς	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh)	Κόστη Κεφαλαίου (€)	Λειτουργικά Κόστη (€)
Diesel	5MW	94.984,73	0	35.438.802,45
ΦΒ πάρκο	1	41.624,45	0	410.576,59
Ηλεκτρόλυση	1,82MW	-14.223,22	536.537,15	21.461,49
Κυψέλη Καυσίμου	0,63MW	5.461,71	217.877,51	6.536,34
Δεξαμενή Υδρογόνου	10,93MWh	0	61.745,29	926,18

### 6.3 Περίπτωση Χρήσης 2030

Στην Περίπτωση Χρήσης 2030 μελετήθηκε η εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με μορφή υδρογόνου παρόμοιο με την Περίπτωση Χρήσης 2023 (Σχήμα 6. 3).

Οι διαφορές στο συγκεκριμένο σενάριο αφορούν οικονομικές παραμέτρους όπως η αναμενόμενη αύξηση των φόρων για τις εκπομπές CO<sub>2</sub> και η μείωση των τιμών των στοιχείων της ηλεκτρόλυσης, της αποθήκευσης υδρογόνου καθώς και της κυψέλης καυσίμου.

**Πίνακας 10:** Παράμετροι γεννητριών Περίπτωσης Χρήσης 2030

Παράμετρος	Τιμή	Πηγή
Κόστος από τις εκπομπές CO <sub>2</sub> (2030)	120€/tCO <sub>2</sub>	[45]
Συντελεστής εκπομπών CO <sub>2</sub> γεννήτριας diesel	0.85tCO <sub>2</sub> /MWh	[46]
Λειτουργικό κόστος γεννήτριας diesel	300€/MWh	[47]
Συνολικό λειτουργικό κόστος γεννήτριας diesel	402€/MWh	
Λειτουργικό κόστος ΦΒ πάρκου	10€/MWh	[48]

Για το συγκεκριμένο σενάριο ισχύει η ίδια διάταξη με την Περίπτωση Χρήσης 2023 με τις εξής διαφορές για κάθε στοιχείο:

1. Το σύστημα **ηλεκτρόλυσης** είναι ονομαστικής ισχύος **P=2,5MW**, απόδοσης  **$\eta=0,75$** [22], [49]. Το **κόστος κεφαλαίου** του συστήματος ηλεκτρόλυσης βρέθηκε **665€/kWh**[48], [49], [50].

Το **σταθερό λειτουργικό κόστος** βρέθηκε ίσο με **3% του κόστους κεφαλαίου**[49].

Το **μεταβλητό λειτουργικό κόστος** θεωρήθηκε όπως και στην προηγούμενη περίπτωση μηδενικό.

Οι παράμετροι του στοιχείου (Electrolysis) φαίνονται συγκεντρωτικά στον **Πίνακας 11**.

2. Η αποθήκευση ενέργειας έγινε με **δεξαμενή υδρογόνου** χωρητικότητας **15MWh**, Το **κόστος κεφαλαίου** της βρέθηκε ίσο με **21,19€/kWh** [49], Το **σταθερό λειτουργικό κόστος** βρέθηκε ίσο με **1,5% του κόστους κεφαλαίου** [49], ενώ **μεταβλητό λειτουργικό κόστος** δεν υπάρχει.

Οι παράμετροι του στοιχείου (Store) φαίνονται συγκεντρωτικά στον **Πίνακας 11**.

3. Την **κυψέλη καυσίμου** ονομαστικής ισχύος **P=1,2MW**, απόδοσης  **$\eta=0,65$**  [33], Το **κόστος κεφαλαίου** του βρέθηκε ίσο με **464€/kWh** [50], ενώ το λειτουργικό κόστος **3% του κόστους κεφαλαίου**.

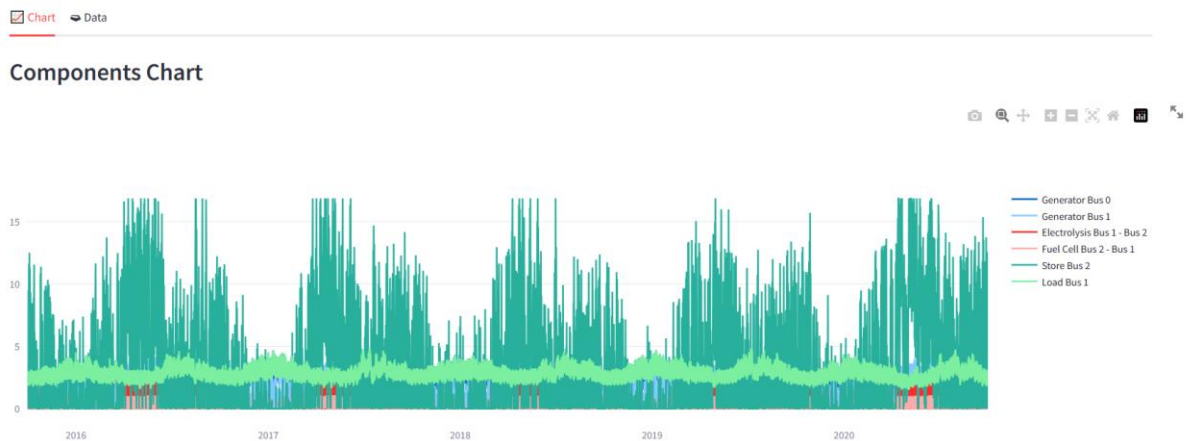
Οι παράμετροι του στοιχείου (Fuel Cell) φαίνονται συγκεντρωτικά στον **Πίνακας 11**.

**Πίνακας 11:** Παράμετροι Περίπτωσης Χρήσης 2030

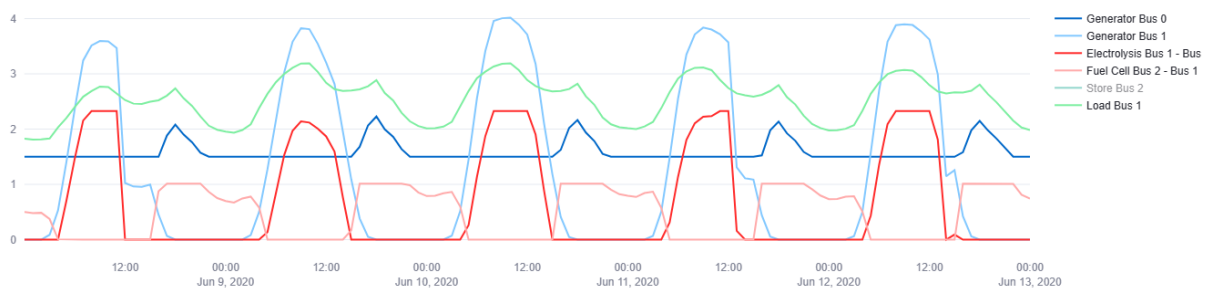
Component	Carrier	Bus	From Bus	To Bus	Pnom (MW)	Capital Cost (€/MW)	Marginal Cost (€/MWh)	Efficiency
Bus	AC	Bus 0						
Bus	AC	Bus 1						
Bus	hydrogen	Bus 2						
Generator	Diesel	Bus 0			5	0	402	
Generator	Solar	Bus 1			1	0	10	
Line	AC		Bus 0	Bus 1				
Load	AC	Bus 1						
Link	Electrolysis		Bus 1	Bus 2	2.5	684950	0	0.75
Link	Fuel Cell		Bus 2	Bus 1	1.2	477920	0	0.65
Store	Hydrogen Store	Bus 2			15	21508	0	

## Αποτελέσματα

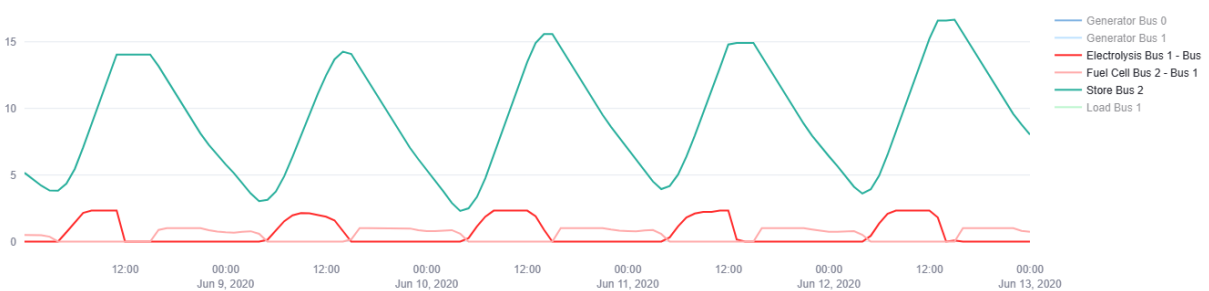
Η συνολική διάρκεια της ανάλυσης, επεξεργασίας και βελτιστοποίησης του δικτύου διήρκησε 70'45" και στο **Σχήμα 6. 5** διακρίνονται οι χρονοσειρές της βέλτιστης παραγωγής, αποθήκευσης και ζήτησης ενέργειας.



(α)



(β)



(γ)

**Σχήμα 6. 5:** Χρονοσειρές βέλτιστης παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ενέργειας (2030).

Όπως φαίνεται και από το **Σχήμα 6. 5β** το σύστημα λειτουργεί κανονικά με την ηλεκτρόλυση (κόκκινη γραμμή) να λαμβάνει χώρα τα μεσημέρια όπου υπάρχει μέγιστη παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά (γαλάζια γραμμή), με αποτέλεσμα να αυξάνεται η ενέργεια που περιέχει η δεξαμενή υδρογόνου **Σχήμα 6. 5γ** (πράσινη γραμμή). Στη συνέχεια, το υδρογόνο μετατρέπεται με την κυψέλη καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια και τροφοδοτεί το δίκτυο όταν φωτοβολταϊκή

παραγωγή δεν επαρκεί. Με αυτόν τον τρόπο μειώνονται οι περικοπές ενέργειας και η πλεονάζουσα ενέργεια που υπάρχει χρησιμοποιείται για αποθήκευση και μελλοντική χρήση.

Τα συνολικά κόστη για το σύστημα ηλεκτρόλυσης υπολογίστηκαν **398.293,84€** για εγκατάσταση ηλεκτρολύτη ονομαστικής ισχύος **2,33MW**, εκ των οποίων τα **386.693,05€** είναι το κόστος κεφαλαίου για τα 5 χρόνια της προσομοίωσης και τα **11.600,79€** τα λειτουργικά.

Τα συνολικά κόστη για το σύστημα της κυψέλης καυσίμου υπολογίστηκαν **120.732,15€** για εγκατάσταση FC ονομαστικής ισχύος **1,01MW**, εκ των οποίων τα **117.215,68€** είναι το κόστος κεφαλαίου για τα 5 χρόνια της προσομοίωσης και τα **3.516,47€** τα λειτουργικά.

Τα συνολικά κόστη για την δεξαμενή υδρογόνου υπολογίστηκαν **72.558,3€** για εγκατάσταση ηλεκτρολύτη ονομαστικής χωρητικότητας **16,87MWh** ενέργειας υδρογόνου, εκ των οποίων τα **71.486,00€** είναι το κόστος κεφαλαίου για τα 5 χρόνια της προσομοίωσης και τα **1.072,30€** τα λειτουργικά.

Το κάθε στοιχείο παρείχε ενέργεια στο δίκτυο:

- Diesel 92.951,09MWh
- ΦΒ πάρκο 42.209,52MWh
- Ηλεκτρόλυση από Bus 1: 15.375,07MWh στον Bus 2: 15.375,07\*0,75= 11.531,3MWh
- Δεξαμενή υδρογόνου 11.531,3MWh
- Κυψέλη καυσίμου από Bus 2: 11.531,3MWh στον Bus 1: 11.531,3\*0,65=7.495,36MWh

**Πίνακας 12:** Αποτελέσματα Προσομοίωσης Περίπτωσης Χρήσης 2030

Στοιχείο Δικτύου	Βέλτιστη Εγκατεστημένη Ισχύς	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh)	Κόστη Κεφαλαίου (€)	Λειτουργικά Κόστη (€)
Diesel	5MW	92.951,09	0	37.366.339,16
ΦΒ πάρκο	1	42.209,52	0	422.095,15
Ηλεκτρόλυση	2,33MW	-15.375,07	386.693,05	11.600,79
Κυψέλη Καυσίμου	1,01MW	7.495,36	117.215,68	3.516,47
Δεξαμενή Υδρογόνου	16,87MWh	0	71.486,00	1.072,3

## 6.4 Συγκρίσεις

Ο Πίνακας 13 παρουσιάζει συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα και για τα τρία σενάρια που έτρεξαν. Διαπιστώνουμε ότι με την επένδυση αποθήκευσης υδρογόνου τόσο στην Περίπτωση Χρήσης 2023 όσο και στην Περίπτωση Χρήσης 2030, η παραγωγή από γεννήτρια Diesel μειώνεται, η παραγωγή από το ΦΒ πάρκο αυξάνεται, μειώνοντας έτσι τις περικοπές .



Συνολικά, το πρώτο σενάριο έδειξε ότι στο δίκτυο υπάρχουν πολύ μεγάλα ποσά περικοπών ενέργειας από το ΦΒ πάρκο αλλά και τα μεγάλα λειτουργικά κόστη της γεννήτριας και τις υψηλές εκπομπές CO<sub>2</sub>. Στο δεύτερο σενάριο παρατηρήθηκε ότι η εγκατάσταση ενός συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου μειώνει τις περικοπές αυτές αλλά αυξάνει το συνολικό κόστος και τέλος στο τρίτο σενάριο παρατηρούμε ότι τα λειτουργικά κόστη του ηλεκτρολύτη και της κυψέλης καυσίμου έχουν μειωθεί, ενώ αυξάνεται και η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς των στοιχείων αυτών.

Η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς για την ηλεκτρόλυση, την κυψέλη καυσίμου και την αποθήκευση αυξάνονται από 1,82MW, 0,63MW, 10,93MWh στο P2G 2023 σε 2,33MW, 1,01MW και 16,87MWh στο P2G 2030 αντίστοιχα.

Τα κόστη κεφαλαίου και λειτουργίας για το συνολικό σύστημα μειώνονται στο τρίτο σενάριο ενώ αντίθετα τα κόστη της γεννήτριας, αν και μειώνεται η παραγωγή ενέργειας σε κάθε σενάριο, αυξάνονται λόγω της αύξησης του οριακού της κόστους.

**Πίνακας 13:** Σύγκριση αποτελεσμάτων για τα τρία σενάρια

Στοιχείο Δικτύου	Βέλτιστη Εγκατεστημένη Ισχύς			Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh)		
	Βασικό Σενάριο 2023	P2G 2023	P2G 2030	Βασικό Σενάριο 2023	P2G 2023	P2G 2030
Diesel	5MW	5MW	5MW	100.446,44	94.984,73	92.951,09
ΦΒ πάρκο	1	1	1	26.834,45	41.624,45	42.209,52
Ηλεκτρόλυση	-	1,82MW	2,33MW	-	-14.223,22	-15.375,07
Κυψέλη Καυσίμου	-	0,63MW	1,01MW	-	5.461,71	7.495,36
Δεξαμενή Υδρογόνου	-	10,93MWh	16,87MWh	-	0	0

Στοιχείο Δικτύου	Κόστη Κεφαλαίου (€)			Λειτουργικά Κόστη (€)		
	Βασικό Σενάριο 2023	P2G 2023	P2G 2030	Βασικό Σενάριο 2023	P2G 2023	P2G 2030
Diesel	0	0	0	37.476.566,63	35.438.802,45	37.366.339,16
ΦΒ πάρκο	0	0	0	268.344,49	410.576,59	422.095,15
Ηλεκτρόλυση	-	536.537,15	148.648,00	-	21.461,49	11.600,79
Κυψέλη Καυσίμου	-	217.877,51	28.736,56	-	6.536,34	3.516,47
Δεξαμενή Υδρογόνου	-	61.745,29	18.912,75	-	926,18	1.072,3

## 7 Συμπεράσματα και Μελλοντική Εργασία

Συμπεραίνουμε λοιπόν, ότι οι επενδύσεις σε τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας είναι επιτακτική ανάγκη και πρόκειται να βοηθήσουν στην καλύτερη λειτουργία του δικτύου. Το πράσινο υδρογόνο συγκεκριμένα που παράγεται από την ηλεκτρόλυση του νερού αποτελεί μία πολλά υποσχόμενη λύση για αποθήκευση για μεγάλα διαστήματα και την χρήση του σε τομείς όπως η ηλεκτροπαραγωγή. Οι κύριες προκλήσεις που αντιμετωπίζει μία τέτοια επένδυση είναι το πολύ υψηλό κόστος κεφαλαίου της ηλεκτρόλυσης και των κυψελών καυσίμου. Τα κόστη αυτά προβλέπεται ότι θα έχουν μειωθεί έως το 2030, γεγονός που κάνει την αποθήκευση υδρογόνου πιο επικερδή λύση.

Το εργαλείο που δημιουργήθηκε προσφέρει τεχνοοικονομικά αποτελέσματα για επενδύσεις ενέργειας μέσω της προσομοίωσης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Στο μέλλον, θα μπορούσε να προσομοιώσει πραγματικά σενάρια και τοπολογίες συστημάτων ενέργειας σε σύγκριση με τα ενδεικτικά σενάρια που αξιολογήσαμε στο πλαίσιο της διπλωματικής και θα μπορούσε να επεκταθεί σε νέες λειτουργικότητες, όπως η σύνδεση σε μία βάση δεδομένων από όπου ο χρήστης θα μπορεί να τρέχει σενάρια χωρίς την εισαγωγή δικών του δεδομένων παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας. Θα μπορούσαν επίσης να προστεθούν περιορισμοί για την καλύτερη λειτουργία του εργαλείου και να χρησιμοποιηθεί και σε τομείς χρήσης του υδρογόνου εκτός της ηλεκτροπαραγωγής, όπως οι μεταφορές, η βιομηχανία ή η μετατροπή του σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας (πχ αμμωνία, συνθετικό μεθάνιο).

Τέλος, μπορούμε να καταλήξουμε ότι μία επένδυση αποθήκευσης υδρογόνου προσφέρει μια βιώσιμη, καθαρή και αποτελεσματική λύση για την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και την ενεργειακή αυτονομία.

## 8 Βιβλιογραφία

- [1] UNFCCC, 'The Paris Agreement'. Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- [2] European Commission, 'REPowerEU'. Accessed: Mar. 09, 2024. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131)
- [3] S. Brown *et al.*, 'European Electricity Review', 2024.
- [4] IEA, 'Energy Policy Review Greece 2023', 2023. Accessed: Mar. 09, 2024. [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [5] ΥΠΕΝ, 'Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα', Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <https://ypen.gov.gr/energeia/esek/>
- [6] Ε. Έκθεση, 'Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας', Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: [www.iene.gr](http://www.iene.gr),
- [7] European Commission, 'ΕΘΝΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΟΣ-ΠΡΟΣΧΕΔΙΟ ΑΝΑΘΕΩΡΗΜΕΝΗΣ ΕΚΔΟΣΗΣ ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2023', 2023.
- [8] ΔΑΠΕΕΠ, 'Ενεργειακό μείγμα 2022', Διεύθυνση Εγγυήσεων Προέλευσης και Ενεργειακού Μείγματος. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.dapeep.gr/wp-content/uploads/2023/07/%CE%95%CE%9D%CE%95%CE%A1%CE%93%CE%95%CE%99%CE%91%CE%9A%CE%9F-%CE%9C%CE%95%CE%99%CE%93%CE%9C%CE%91-2022.pdf>
- [9] D. Jones *et al.*, 'European Electricity Review 2023', Jan. 2023. [Online]. Available: <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/>
- [10] ΥΠΕΝ, 'Χονδρική Αγορά', Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://ypen.gov.gr/energeia/ilektriki-energeia/chondriki-agora/>
- [11] ΡΑΕ, 'Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας', Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.rae.gr/ilektrismos/xondremporiki-agora-diasynd-systima/>
- [12] EnExGroup, 'Αγορές Ενέργειας', Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.enexgroup.gr/el/web/guest/energy-markets>
- [13] IRENA, 'Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030', Abu Dhabi, 2017. Accessed: Feb. 12, 2024. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)
- [14] ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ, 'Έργα Αντλησοταμίευσης'. Accessed: Feb. 12, 2024. [Online]. Available: <https://www.terna-energy.com/drastiriotites/erga-antlisotamieysis/>
- [15] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, 'Progress in electrical energy storage system: A critical review', *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

- [16] B. Zakeri and S. Syri, 'Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569–596, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [17] M. Aneke and M. Wang, 'Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review', *Appl Energy*, vol. 179, pp. 350–377, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- [18] UNIDO, IRENA, and IDOS, 'Green hydrogen for sustainable industrial development: A policy toolkit for developing countries', Dec. 2023.
- [19] IRENA, 'World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway', Abu Dhabi, 2023.
- [20] IRENA, 'Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal. Part I: Trade Outlook for 2050 and Way Forward', International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.
- [21] IRENA and WTO, 'International trade and green hydrogen: Supporting the global transition to a low-carbon economy', 2023.
- [22] IRENA, 'Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency', Abu Dhabi, 2020.
- [23] IRENA, 'Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs', Abu Dhabi, 2021.
- [24] S. Shiva Kumar and H. Lim, 'An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production', *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793–13813, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.127.
- [25] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, and O. M. Popoola, 'Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation', *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29, pp. 15072–15086, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068.
- [26] I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh, and D. Hissel, 'Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111311, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111311.
- [27] H. Barthelemy, M. Weber, and F. Barbier, 'Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives', *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 11, pp. 7254–7262, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178.
- [28] R. Moradi and K. M. Groth, 'Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis', *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23, pp. 12254–12269, May 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.
- [29] M. R. Usman, 'Hydrogen storage methods: Review and current status', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 167, p. 112743, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112743.
- [30] N. Ma, W. Zhao, W. Wang, X. Li, and H. Zhou, 'Large scale of green hydrogen storage: Opportunities and challenges', *Int J Hydrogen Energy*, vol. 50, pp. 379–396, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.09.021.

- [31] S. Niaz, T. Manzoor, and A. H. Pandith, 'Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 457–469, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.05.011.
- [32] S. Mekhilef, R. Saidur, and A. Safari, 'Comparative study of different fuel cell technologies', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 981–989, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.09.020.
- [33] D. Akinyele, E. Olabode, and A. Amole, 'Review of Fuel Cell Technologies and Applications for Sustainable Microgrid Systems', *Inventions 2020, Vol. 5, Page 42*, vol. 5, no. 3, p. 42, Aug. 2020, doi: 10.3390/INVENTIONS5030042.
- [34] Streamlit, 'Streamlit • A faster way to build and share data apps'. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://streamlit.io/>
- [35] PyPSA, 'PyPSA: Python for Power System Analysis'. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://pypsa.readthedocs.io/>
- [36] T. Brown, J. Hörsch, and D. Schlachtberger, 'PyPSA: Python for Power System Analysis', *J Open Res Softw*, vol. 6, p. 4, 2018, doi: 10.5334/jors.188.
- [37] F. Hofmann, 'Linopy: Linear optimization with n-dimensional labeled variables', *J Open Source Softw*, vol. 8, no. 84, p. 4823, Apr. 2023, doi: 10.21105/joss.04823.
- [38] GLPK, 'GLPK - GNU Project - Free Software Foundation (FSF)'. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.gnu.org/software/glpk/>
- [39] pvlb, 'pvlb python'. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://pvlb-python.readthedocs.io/en/stable/index.html>
- [40] PVGIS, 'Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission'. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)
- [41] PVGIS, 'JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission'. Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#TMY](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#TMY)
- [42] Plotly, 'Plotly: Low-Code Data App Development'. Accessed: Feb. 24, 2024. [Online]. Available: <https://plotly.com/>
- [43] Data Platform, 'Data Platform – Open Power System Data'. Accessed: Mar. 05, 2024. [Online]. Available: [https://data.open-power-system-data.org/time\\_series/latest/](https://data.open-power-system-data.org/time_series/latest/)
- [44] S. A. Papathanassiou and N. G. Boulaxis, 'Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems', *Renew Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457–479, Apr. 2006, doi: 10.1016/J.RENENE.2005.04.002.
- [45] European Commission, 'Quarterly report On European electricity markets Market Observatory for Energy DG Energy', 2023.
- [46] P. Singh Solanki, V. Sarma Mallela, M. Allan, and C. Zhou, 'Distributed Generation to Reduce Carbon Dioxide Emissions: A Case Study for Residential Sector in Oman', *The Open Renewable Energy Journal*, vol. 3, pp. 26–32, 2010.

- [47] European Commission, 'HYBRID MODEL-ISLAND OF CRETE'. Accessed: Feb. 27, 2024. [Online]. Available: [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-07/2021\\_derogation\\_crete\\_notification\\_en\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-07/2021_derogation_crete_notification_en_0.pdf)
- [48] IEA, 'World Energy Outlook 2023', 2023.
- [49] J. Gorre, F. Ortloff, and C. van Leeuwen, 'Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage', *Appl Energy*, vol. 253, p. 113594, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.
- [50] V. Viswanathan, K. Mongird, R. Franks, X. Li, V. Sprenkle, and R. Baxter, '2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment', Aug. 2022.
- [51] C. Moran, P. Deane, S. Yousefian, and R. F. D. Monaghan, 'The hydrogen storage challenge: Does storage method and size affect the cost and operational flexibility of hydrogen supply chains?', *Int J Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 1090–1100, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.269.