



Μοντελοποίηση και Ενεργειακή  
Ανάλυση Υβριδικής Μονάδας  
Συνδυασμένου Κύκλου με  
καύσιμο πράσινο υδρογόνο.

Τομέας Θερμότητας, Εργαστήριο Θερμικών Διεργασιών

Επιβλέπων: Δρ. Σωτήριος Καρέλλας, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Φεβρουάριος 2024

MICHAELIDES GEORGE

# Modeling and Energy Analysis of a Hybrid Combined Cycle Unit with Green Hydrogen Fuel

Thermal Engineering Section, Laboratory of Thermal Processes

Supervisor: Dr.-Ing. Sotirios Karellas, NTUA Professor

Athens, February 2024



SCHOOL OF MECHANICAL ENGINEERING

--- κενή σελίδα ---

Υπεύθυνη δήλωση για λογοκλοπή και για κλοπή πνευματικής ιδιοκτησίας:

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

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

Μιχαηλίδης Γεώργιος

## Ευχαριστίες

Σε αυτό το σημείο θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον καθηγητή και διευθυντή του εργαστηρίου Θερμικών Διεργασιών Σωτήριο Καρέλλα που μου πρόσφερε την ευκαιρία να πραγματοποιήσω διπλωματική εργασία σε ένα τόσο σύγχρονο και ενδιαφέρον θέμα πάνω στον τομέα της αποθήκευσης και μετατροπής της ανανεώσιμης ενέργειας σε άλλη μορφή ενέργειας.

Ακόμα θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Δρ. Χημικό Μηχανικό Νικόλαο Σκορδούλια. Η άψογη συνεργασία μας καθώς και η συνεχής υποστήριξη της σε ζητήματα τόσο τεχνικής φύσεως όσο και κατά την διάρκεια της συγγραφής ήταν καθοριστικής σημασίας για την επίτευξη των στόχων που τέθηκαν στο πλαίσιο της εργασίας. Την ευχαριστώ και το σύνολο των γνώσεων που μου μετέδωσε και το ειλικρινές ενδιαφέρον της για την πρόοδο και την βελτίωσή μου στο συγκεκριμένο θέμα.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου που ήταν εκεί για μένα στήριγμα όλα αυτά τα χρόνια και το κοντινό φιλικό περιβάλλον, για την συμπαράστασή τους και την αμέριστη υποστήριξη τους κατά την διάρκεια των πτυχιακών σπουδών μου στο ΕΜΠ.

**Περιεχόμενα**

1.	Εισαγωγή.....	13
1.1	Κλιματική αλλαγή και εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO <sub>2</sub> ).....	13
1.2	Πολιτικές και στρατηγικές μείωσης των εκπομπών.....	15
1.3	Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας σε διάφορες ενεργειακές μορφές ..	19
1.3.1	Τεχνολογία μετατροπής ενέργειας σε Υδρογόνο (Power to H <sub>2</sub> ) .....	21
1.3.2	Διαδικασία αποθήκευσης Υδρογόνου H <sub>2</sub> .....	23
1.3.3	Power to H <sub>2</sub> to Power στην Ευρώπη .....	24
1.4	Σκοπός της Διπλωματικής Εργασίας.....	25
2.	Θεωρητικό Μέρος .....	26
2.1	Το υδρογόνο ως ενεργειακός φορέας .....	26
2.2	Ηλεκτρόλυση .....	28
2.2.1	Τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης.....	28
2.2.2	Χρήση Υδρογόνου για παραγωγή ενέργειας.....	32
2.3	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με αεριοστρόβιλο συνδυασμένου κύκλου (CCGT) .....	33
2.3.1	Συμπαραγωγή.....	33
2.3.2	Αρχή λειτουργίας των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με αεριοστρόβιλο συνδυασμένου κύκλου (CCGT) .....	34
2.3.3	Προκλήσεις καύσης 100% H <sub>2</sub> σε αεριοστρόβιλους .....	37
2.3.4	Αεριοστρόβιλοι που λειτουργούν με υδρογόνο (H <sub>2</sub> ) .....	38
3.	Ανάλυση συστήματος παραγωγής ενέργειας ( H <sub>2</sub> -to-Power) .....	41
3.1	Εισαγωγή .....	41
3.2	Ανάλυση Προσομοίωσης Μονάδας Συμπαραγωγής.....	42
3.2.1	Μοντελοποίηση Αεροστροβίλου (Gas Turbine).....	44
3.2.2	Μοντελοποίηση μονάδας λέβητα ανάκτησης θερμότητας (HRSG) .....	47
3.2.3	Μοντελοποίηση του τμήματος Ατμοστροβίλου.....	49
3.2.4	Μοντελοποίηση των θερμικών καταναλωτών για θερμική χρήση.....	51
3.2.5	Μοντελοποίηση του τμήματος Αντλίες .....	53
3.3	Ορισμός βαθμών απόδοσης για την μονάδα συμπαραγωγής .....	56
4.	Αποτελέσματα και Σχολιασμός .....	58
4.1	Ενεργειακή Ανάλυση.....	58
4.1.1	Αποτελέσματα Βασικού σεναρίου .....	58
4.1.2	Σενάρια λειτουργίας σε Συμπαραγωγή .....	72
4.1.3	Σενάριο Υβριδοποίησης μέσω αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου .....	75
4.1.4	Περιβαλλοντική Ανάλυση.....	81
4.2	Οικονομική Ανάλυση .....	85
4.2.1	Διαστασιολόγηση της μονάδας PtH <sub>2</sub> tP για το Σενάριο-2 .....	85
4.2.2	Οικονομικά μεγέθη .....	87
5.	Συμπεράσματα και Προτάσεις για το Μέλλον .....	99
5.1	Συμπεράσματα .....	99

5.2	Μελλοντικές εργασίες.....	102
6.	Κατάλογος Πινάκων.....	105
7.	Κατάλογος Διαγραμμάτων.....	107
8.	Κατάλογος Εικόνων .....	109
9.	Κατάλογος Αναφορών .....	110

## Περίληψη

Τις τελευταίες δεκαετίες η επιστημονική κοινότητα εκφράζει όλο και περισσότερες ανησυχίες για τις επιπτώσεις της χρήσης ορυκτών καυσίμων στο κλίμα και τον άνθρωπο. Η ανθρωπότητα βρίσκεται αντιμέτωπη με μη αναστρέψιμα φαινόμενα που απειλούν την παγκόσμια οικονομία και κοινωνία, όπως την κλιματική αλλαγή, την απώλεια βιοποικιλότητας, την αλλαγή του pH των ωκεανών. Η αντιμετώπιση της απειλής από την κλιματική αλλαγή οδηγεί στην υιοθέτηση πολιτικών μετασχηματισμού του ενεργειακού συστήματος με σκοπό τον δραστικό περιορισμό των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα από την καύση ορυκτών καυσίμων. Η Ευρωπαϊκή Ένωση πρωτοστατεί θέτοντας φιλόδοξους στόχους για τη μείωση των εκπομπών και έχοντας ως βασικό σκοπό τη μετάβαση σε μία οικονομία κλιματικής ουδετερότητας με μηδενικές εκπομπές άνθρακα μέχρι το 2050. Ο στόχος της επίτευξης της κλιματικής ουδετερότητας συνεπάγεται πολλές προκλήσεις και ερωτήματα σχετικά με τους τρόπους μετάβασης και τις πιθανές στρατηγικές για τη μείωση των εκπομπών.

Παρά την αποφασιστικότητα πολλών διεθνών θεσμών να απανθρακοποιήσουν τα παγκόσμια ενεργειακά συστήματα, η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παρεμποδίζεται επί του παρόντος από την τυχαιότητα της διαθεσιμότητας της ενέργειας, γεγονός που καθιστά το ενεργειακό σύστημα ανασφαλές και μη ευέλικτο λόγω αναπόφευκτων αναντιστοιχιών μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Η επίτευξη φιλόδοξων περιβαλλοντικών στόχων προϋποθέτει την είσοδο νέων τεχνολογιών αλλά και την ενίσχυση των αλληλεπιδράσεων και των συνεργασιών διαφόρων τομέων ενέργειας (ηλεκτρισμού, θερμότητας, υδρογόνου και αερίου). Καθίσταται επομένως ζωτικής σημασίας η δυνατότητα αποθήκευσης της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας (EES) που παράγουν τα συστήματα ΑΠΕ, σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και υψηλής παραγωγής από ΑΠΕ ώστε αυτή να χρησιμοποιείται σε μεταγενέστερο χρόνο. Με αυτόν τον τρόπο δύναται να αντιμετωπιστεί ο απρόβλεπτος χαρακτήρας των ΑΠΕ και να αυξηθούν κατά πολύ τα ποσοστά διείσδυσης τους στο ενεργειακό σύστημα.

Για τον σκοπό στην παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιήθηκε η μοντελοποίηση και η ενεργειακή ανάλυση ενός υφιστάμενου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής αεριοστρόβιλου συνδυασμένου κύκλου της Ελληνικής Βιομηχανίας Αλουμινίου σε ένα υβριδικό ενεργειακό σύστημα με καύσιμο πράσινο υδρογόνο. Συγκεκριμένα, το πράσινο υδρογόνο που παράγεται από την πλεονάζουσα ενέργεια από ΑΠΕ χρησιμοποιείται ως καύσιμο για την παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Θα μελετηθεί συστήματα μεσαίας κλίμακας (medium-scale) έως και 331,58MWe ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, όπου η συμπαραγωγή θα πραγματοποιείται μέσω αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου και ατμοστρόβιλου σε συνδυασμό με λέβητα ανάκτησης θερμότητας και τον κύκλο Νερού-Ατμού.

Στο **πρώτο κεφάλαιο** παρουσιάζεται το ζήτημα της ανάγκης αποθήκευσης ενέργειας στα σύγχρονα ενεργειακά συστήματα και μετάβασης προς ένα ενεργειακό σύστημα με χαμηλές εκπομπές άνθρακα και αρκετά στοιχεία που αφορούν τους μελλοντικούς στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το ενεργειακό της δίκτυο. Στη συνέχεια γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των διάφορων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, ενώ αναλύεται πιο λεπτομερώς η τεχνολογία Power-to-H<sub>2</sub>. Τέλος παρουσιάζονται με βάση τη βιβλιογραφία τα κυριότερα έργα Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power που έχουν υλοποιηθεί στην Ευρώπη από το 2000-2023.



Στο **δεύτερο κεφάλαιο** αναλύεται η σημασία του υδρογόνου ως ενεργειακού φορέα. Συγκεκριμένα, παρουσιάζονται τα βασικά χημικά και ενεργειακά χαρακτηριστικά του υδρογόνου και τα διάφορα «χρώματα» στα οποία κατηγοριοποιείται ανάλογα με τη μέθοδο παραγωγής του. Έπειτα γίνεται μια σύντομη περιγραφή της θερμοδυναμικής της ηλεκτρόλυσης και μετά παρουσιάζονται οι βασικότερες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης: η Αλκαλική Ηλεκτρόλυση (Alkaline Electrolysis), η Ηλεκτρόλυση Πολυμερούς Μεμβράνης (PEM Electrolysis) και η Ηλεκτρόλυση με χρήση Στερεών Οξειδίων (SOEC Electrolysis). Ακόμα, αναφέρεται η χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο για παραγωγή ενέργειας σε διάφορες τεχνολογίες. Επιπλέον, εφόσον στο σύστημα που μελετάται υπάρχει συμβατική μονάδα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου, αναφέρονται κάποια στοιχεία θεωρίας. Αναλύεται η λειτουργία του αεριοστρόβιλου και του συνδυασμένου κύκλου, ορίζεται η συμπαραγωγή και αναλύονται τα συστήματα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου καθώς και με συνδυασμένο κύκλο. Τέλος εξετάζεται με βάση την βιβλιογραφία η προοπτική καύσης 100% H<sub>2</sub> σε αεριοστρόβιλους.

Στο **τρίτο κεφάλαιο** της εργασίας αναλύεται λεπτομερώς η διαδικασία μοντελοποίησης της μονάδας συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο (CCGT). Το λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε είναι το Aspen Plus™ V11 της εταιρίας AspenTech. Η προσομοίωση πραγματοποιήθηκε σε μόνιμες συνθήκες και ως θερμοδυναμικό μοντέλο χρησιμοποιήθηκε η καταστατική εξίσωση Peng-Robinson με τροποποιήσεις Boston Mathias (PR-BM) για το κομμάτι του αεριοστρόβιλου, ενώ για τον κύκλο νερού-ατμού χρησιμοποιήθηκε το θερμοδυναμικό μοντέλο STEAMNBS που βασίζεται σε πίνακες νερού-ατμού. Στο παρόν κεφάλαιο αναλύεται το Βασικό Σενάριο στο οποίο πραγματοποιείται καύση 100% φυσικού αερίου. Το μοντέλο χωρίζεται σε πέντε τμήματα για την καλύτερη εποπτεία: το τμήμα αεριοστρόβιλου, το τμήμα του λέβητα ανάκτησης θερμότητας, το τμήμα του ατμοστρόβιλου, το τμήμα των συμπυκνωτών και το τμήμα των αντλιών. Τέλος, ορίζονται οι βασικές σχέσεις υπολογισμού των μεγεθών της συμπαραγωγής που θα χρησιμοποιηθούν.

Στο **τέταρτο κεφάλαιο** της εργασίας υπολογίζονται τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά της συμπαραγωγής για το **Βασικό Σενάριο** και το **Σενάριο 1** ενώ για το **Βασικό Σενάριο** πραγματοποιείται μια ανάλυση ευαισθησίας σε επιδράσεις των διαφόρων λειτουργικών καταστάσεων της συμπαραγωγής και στη συνολική αποδοτικότητα της μονάδας. Επιπλέον, στο ίδιο κεφάλαιο πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας ως προς την θερμική υποκατάσταση του καυσίμου της μονάδας με υδρογόνο σε ποσοστό 10-100% για τα σενάρια τα οποία έχουμε 100% ηλεκτροπαραγωγή και αποκλειστική παραγωγή θερμότητας (**Σενάριο 2 και 3**). Εξετάζεται η μεταβολή του βαθμού απόδοσης του αεριοστρόβιλου καθώς και του ηλεκτρικού, θερμικού και συνολικού βαθμού απόδοσης συμπαραγωγής της μονάδας για κάθε σενάριο. Τέλος παρουσιάζονται και οι εκπομπές CO<sub>2</sub> και NO<sub>x</sub> όπως υπολογίζονται με αύξηση του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου.

Επίσης στο **τέταρτο κεφάλαιο** γίνεται μια οικονομική ανάλυση μιας υποθετικής μονάδας Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power για το **Σενάριο 2**. Συγκεκριμένα υπολογίζονται ως συνάρτηση του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου, του συντελεστή εκμετάλλευσης της μονάδας ηλεκτρόλυσης και για το 100% φορτίο του GT, το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (Levelized Cost of Hydrogen Production), το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Electricity) για έτη αναφοράς 2023 και 2030 με σκοπό να ελεγχθεί η εμπορική βιωσιμότητα μιας τέτοιας μονάδας.

Τέλος στο **πέμπτο κεφάλαιο** της εργασίας παρουσιάζονται τα συμπεράσματα της διπλωματικής εργασίας και προτείνονται θέματα για μελλοντική έρευνα.

## Abstract

In recent decades, the scientific community has become increasingly concerned about the impacts of fossil fuel use on climate and humans. Humanity is facing irreversible phenomena that threaten the global economy and society, such as climate change, loss of biodiversity, and changing ocean pH. The increasing concern regarding climate change drives the legislation of policy measures to curb carbon emissions growth at a global scale. The European Union leads the way in implementing ambitious policy measures to mitigate carbon emissions, heading towards a net zero carbon neutral economy by 2050. This climate target raises few challenges and questions regarding the future pathways and the possible strategies to deliver emissions reduction.

Despite the determination of many international institutions to decarbonize global energy systems, the penetration of renewable energy sources is currently hampered by the random availability of energy, which makes the energy system insecure and inflexible due to the inevitable mismatch between supply and demand. The achievement of ambitious climate goals requires a penetration of new technologies and an enhancement of interactions and collaborations within the energy sector (i.e. electricity, heat, hydrogen and gas). It therefore becomes vital to be able to store the renewable electricity (EES) produced by RES systems during periods of low demand and high supply so that it can be used later. In this way, the unpredictable nature of RES can be addressed and their penetration rates in the energy system can be greatly increased.

In this context, the current diploma thesis investigate, the modeling and energy analysis of an existing combined cycle gas turbine power plant of the Hellenic Aluminum Industry in a hybrid energy system with green hydrogen fuel. In particular, the green hydrogen produced from the surplus energy from RES is used as a fuel to produce renewable electricity and heat. Medium-scale systems up to 331.58MWe of renewable electricity will be studied, where the co-generation will be carried out through an open-cycle gas turbine and a steam turbine in combination with a heat recovery boiler and the Water-Steam cycle.

In the **first chapter** the issue for energy storage in modern energy systems and the transition to a low carbon energy system is presented and several elements concerning the European Union's future objectives for its energy grid. A literature review of the different energy storage technologies is then presented, and Power-to-H<sub>2</sub> technology is discussed in more detail. Finally, the main Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power projects implemented in Europe from 2000-2023 are presented based on the literature.

The **second chapter** analyzes the importance of hydrogen as an energy carrier. In particular, the basic chemical and energy characteristics of hydrogen and the different 'colours' into which it is classified according to its production are presented. A brief description of the thermodynamics of electrolysis is then given, followed by a presentation of the main electrolysis technologies: Alkaline Electrolysis, PEM Electrolysis and Solid Oxide Electrolysis (SOEC Electrolysis). Moreover, the use of hydrogen as a fuel for energy production in various technologies is mentioned. Furthermore, since in the system under study there will be a coupling of the Power-to-H<sub>2</sub> section with a conventional cogeneration unit with an open cycle gas turbine, it was deemed appropriate to mention some theoretical elements. The operation of the gas turbine and the combined cycle are analyzed, cogeneration is defined and open cycle gas turbine as well as combined cycle cogeneration systems are analyzed. Finally, based on the literature, the prospect of burning 100% H<sub>2</sub> in gas turbines is examined.

The **third chapter** of the work details the process of modeling a combined cycle gas turbine (CCGT). The software used is AspenTech Aspen Plus™ V11. The simulation was performed under permanent conditions and as a thermodynamic model the static equation Peng-Robinson was used with modifications of Boston Mathias (PR-BM) for the turbine part, while for the water-steam cycle the thermodynamic model based on STEAMNBS was used. This chapter analyzes the Basic Scenario in which 100% natural gas combustion takes place. The model is divided into five sections for better supervision: the gas turbine section, the heat recovery boiler section, the air-turbine section, condensers section and pumps section. Finally, the basic calculations for calculating the cogeneration quantities to be used in Chapters 3-4 are also defined.

In the **fourth chapter** of the paper, the basic technical characteristics of the cogeneration are calculated for the **Basic Scenario** and **Scenario 1**, while for the **Basic Scenario** a sensitivity analysis is carried out on the effects of the various operational states of the cogeneration and on the overall efficiency of the unit. In addition, in the same chapter, a sensitivity analysis is carried out regarding the thermal substitution of the unit's fuel with hydrogen at a rate of 10-100% for the scenarios in which we have 100% electricity production and exclusive heat production (**Scenario 2 and 3**). The change in gas turbine efficiency as well as the electrical, thermal and total cogeneration efficiency of the unit is examined for each scenario. Finally, CO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions are presented as calculated with an increase in the hydrogen thermal substitution rate.

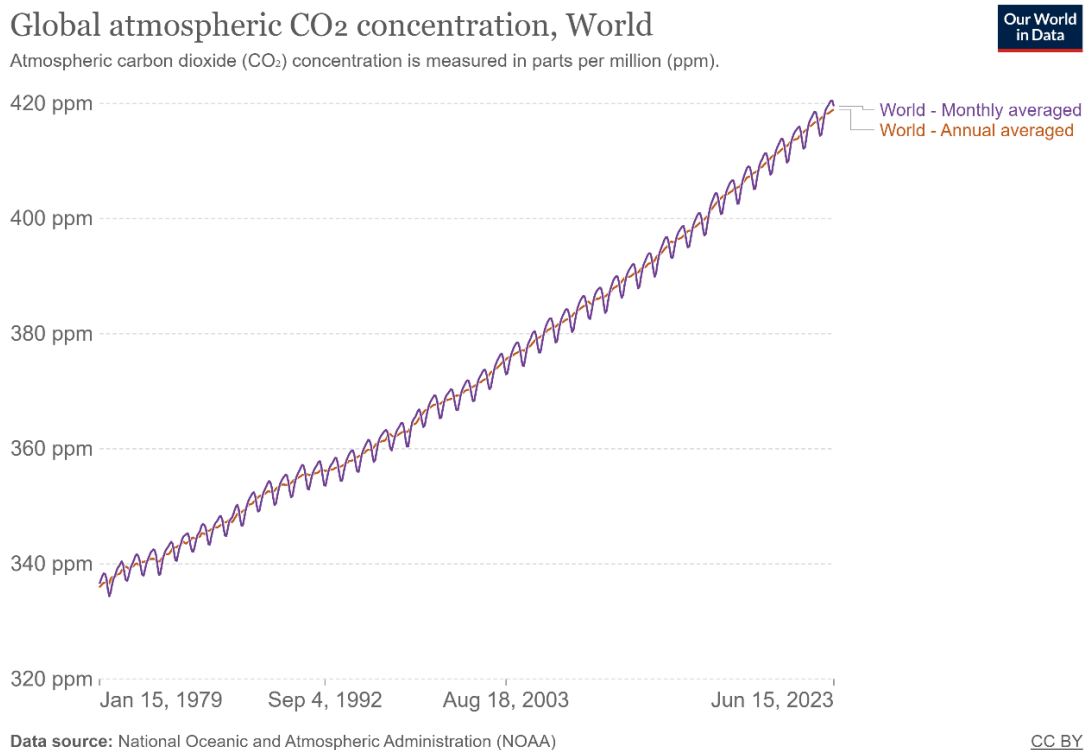
Also, in the **fourth chapter** an economic analysis of a supposed Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power unit for **Scenario 2** is performed. In particular, the Levelized Cost of Hydrogen Production (LCOH), the Levelized Cost of Electricity (LCOE) and the Levelized Cost of Combined Heat are calculated as a function of the hydrogen thermal substitution rate, the electrolysis plant capacity factor and for different GT operating loads for reference years 2023 and 2030 in order to check the commercial viability of such a plant.

Finally, the **fifth chapter** of the thesis presents the conclusions of the thesis and suggests topics for future research.

## 1. Εισαγωγή

### 1.1 Κλιματική αλλαγή και εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>)

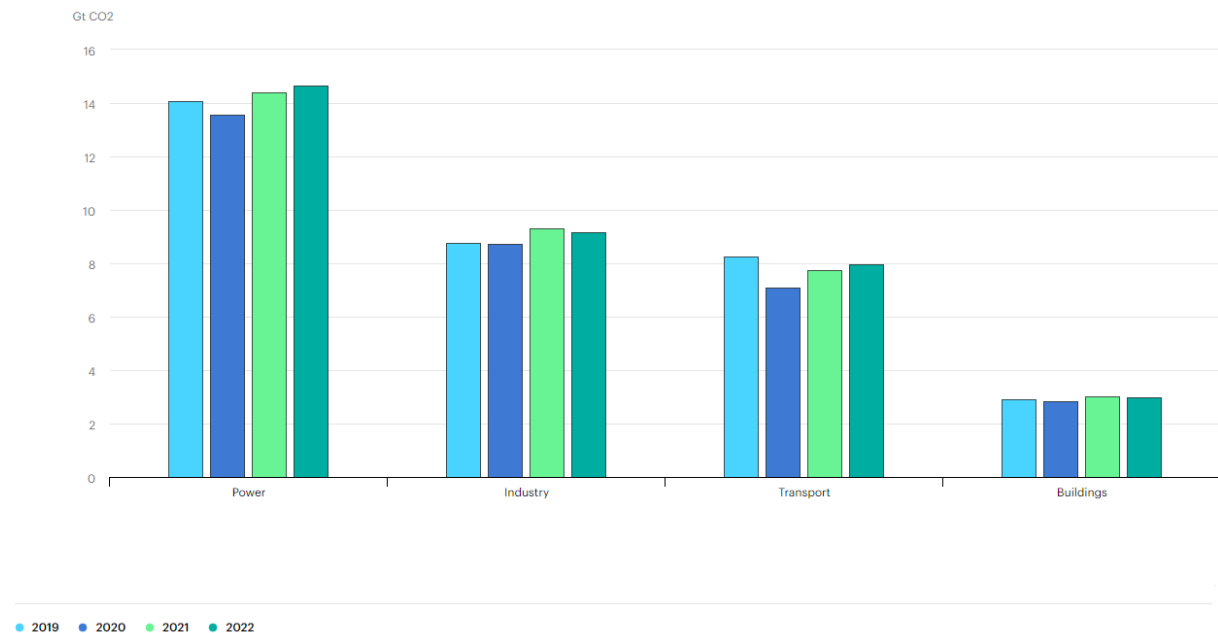
Στον 21<sup>ο</sup> αιώνα, η ανθρωπότητα έχει αντιμετωπίσει πολλές δυσμενείς προκλήσεις, μερικές από τις οποίες αποτελούν απειλή για τη συνεχή βιώσιμη ανάπτυξη του πολιτισμού. Η κλιματική αλλαγή είναι το σημαντικότερο ζήτημα τις τελευταίες δεκαετίες. Η επιστημονική κοινότητα συσχετίζει τις καταστροφικές κλιματικές αλλαγές με το ζήτημα των εκπομπών των λεγόμενων «αερίων του θερμοκηπίου», με το διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) να είναι το κυρίαρχο συστατικό που ευθύνεται για σχεδόν τα δύο τρίτα των συνολικών εκπομπών [1]. Σύμφωνα με μετρήσεις στο Παρατηρητήριο «Mauna Loa» στη Χαβάη, η ποσότητα του διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) στην ατμόσφαιρα το 2022 έχει υπερβεί τα 417 ppm, γεγονός που αντικατοπτρίζει την αύξηση του ατμοσφαιρικού CO<sub>2</sub> από 10,9 δισεκατομμύρια τόνους ετησίως τη δεκαετία του 1960 σε περίπου 36,6 δισεκατομμύρια τόνους ετησίως το 2022. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα το διοξείδιο του άνθρακα της ατμόσφαιρας να ξεπερνάει το 50% των επιπέδων CO<sub>2</sub> από ό,τι πριν από τη Βιομηχανική Επανάσταση [2]. Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται οι μηνιαίες και οι ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) τα τελευταία 40 χρόνια[3].



**Διάγραμμα 1: Μηνιαίες και ετήσιες εκπομπές CO<sub>2</sub> τα τελευταία 40 χρόνια [3]**

Σύμφωνα με την ανάλυση της Διεθνής Οργάνωση Ενέργειας (IEA), οι παγκόσμιες εκπομπές CO<sub>2</sub> αυξήθηκαν κατά 0,9% το 2022, με αποτέλεσμα να μην ταυτίζεται με τον φόβο των επιστημών για

υψηλότερο ποσοστό εν μέσω των διαταραχών που προκλήθηκαν από την παγκόσμια ενεργειακή κρίση. Ειδικότερα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας με καύση άνθρακα αντί φυσικού αερίου αποτελεί το μεγαλύτερο μέρος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) κατά 1,8% σε σχέση με το 2021 λόγω της ανόδου των τιμών του φυσικού αερίου σε Ευρώπη και ΗΠΑ και την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Απόρροια της κατάστασης στην Ουκρανία ήταν η παραμονή των εκπομπών του φυσικού αερίου στον τομέα της ενέργειας κοντά στα επίπεδα του 2021. Η χαμηλή αύξηση του ποσοστού των εκπομπών του άνθρακα προκύπτει από την αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Παράλληλα, οι εκπομπές από το πετρέλαιο αυξήθηκαν κατά 2,5% το 2022 με την αύξηση να οφείλεται στις εναέριες και επίγειες μεταφορές ενώ στις βιομηχανικές διεργασίες μειώθηκαν κατά 1,7% το 2022 [4]. Στο **Διάγραμμα 2** φαίνονται παγκόσμιες εκπομπές CO<sub>2</sub> ανά κλάδο από το 2019-2021 .



**Διάγραμμα 2: Παγκόσμιες εκπομπές CO<sub>2</sub> ανά τομέα [4]**

Αναμφισβήτητα το διοξείδιο του άνθρακα είναι το κύριο αέριο από τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (GHG) που ευθύνεται για την κλιματική αλλαγή και την υπερθέρμανση του πλανήτη. Οι υπερβολικές ποσότητες αερίου που εγκλωβίζουν θερμότητα στην ατμόσφαιρα της Γης, με αποτέλεσμα την αύξηση της θερμοκρασίας κοντά στη επιφάνειά της. Οι αλλαγές στα χερσαία και ωκεάνια οικοσυστήματα, οι πυρκαγιές, οι πλημμύρες, η άνοδος της στάθμης της θάλασσας και η αύξηση της συχνότητας και της έντασης των ακραίων καιρικών συνθηκών είναι βασικοί δείκτες που καταδεικνύουν τις επιπτώσεις της υπερθέρμανσης του πλανήτη από τις ανθρώπινες δραστηριότητες [5]. Οι ανθρώπινες δραστηριότητες εκτιμάται ότι έχουν προκαλέσει περίπου 1,1°C υπερθέρμανση του πλανήτη πάνω από τα προβιομηχανικά επίπεδα και πιθανόν να φτάσει ακόμη και τους 1,2°C από το 2030 ως το 2052, γεγονός που αποτελεί παγκόσμιο κίνδυνο. Η απουσία πολιτικής μείωσης της συγκέντρωσης του διοξειδίου CO<sub>2</sub> θα μπορούσε να επιφέρει παγκόσμια θερμοκρασία πάνω από 2°C από τα προβιομηχανικά επίπεδα [6]

Κρίνεται αναγκαία, η ταχεία και αποτελεσματική δράση για τον μετριασμό των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, ώστε να διασφαλιστεί ένα βιώσιμο μέλλον για όλους [6]. Διεθνείς οργανισμοί, κυβερνητικές και μη οργανώσεις παρακινούμενες από τις ανησυχίες για το περιβάλλον και την ανθρώπινη υγεία, ζητούν προτακτικό στόχο την επίτευξη και διατήρηση μηδενικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG).

## 1.2 Πολιτικές και στρατηγικές μείωσης των εκπομπών

Οι αυξανόμενες ανησυχίες για τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής που είναι αισθητές σε ολόκληρο τον πλανήτη δημιούργησαν την ανάγκη μετάβασης σε ένα κόσμο με περιορισμούς άνθρακα και αυστηρούς στόχους μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>). Η συμφωνία του Παρισιού (Paris Agreement 2015), η σύμβαση πλαίσιο του ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC) και η διεθνής συνθήκη του Πρωτόκολλο του Κιότο (Kyoto Protocol) αφορούν μερικές διεθνείς πολιτικές και στρατηγικές δεσμεύσεις για τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής [7].

Η Σύμβαση πλαίσιο του ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC) ήταν η πρώτη διεθνής συνθήκη που επιδίωξε συζητήσεις με στόχο τη σταθεροποίηση της συγκέντρωσης αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα [7]. Μέχρι το 2020, 198 χώρες έχουν επικυρώσει την σύμβαση η οποία τέθηκε σε ισχύ το 1994 με περιεχόμενο την αναγνώριση του προβλήματος και στόχο την παρακολούθηση και τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής [8].

Το Πρωτόκολλο του Κιότο (Kyoto Protocol) που εγκρίθηκε το 1997 και τέθηκε σε ισχύ το 2005 με 192 χώρες να το υπογράφουν, ήταν η πρώτη νομικά δεσμευτική συνθήκη για το κλιματικό πρόβλημα. Σύμφωνα με αυτό, οι βιομηχανικές χώρες (ανεπτυγμένες) οι οποίες ευθύνονται σε μεγάλο βαθμό για τα υψηλά επίπεδα αερίων του θερμοκηπίου, δεσμεύονται να περιορίσουν στην ατμόσφαιρα τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου κατά μέσο όρο κατά 5% κάτω από τα επίπεδα του 1990 και να δημιουργήσουν ένα σύστημα παρακολούθησης της προόδου των χωρών [9]. Για την επίτευξη του στόχου, το Πρωτόκολλο του Κιότο καθιέρωσε τρεις μηχανισμούς βασισμένους στην αγορά. Συγκεκριμένα, μέσω τους μηχανισμού της εμπορίας εκπομπών (Emission Trading) δηλαδή την πώληση εκπομπών σε βιομηχανικές χώρες από χώρες οι οποίες εκπέμπουν λιγότερο από το επιτρεπτό όριο, καθιστώντας οικονομικά επωφελής την μείωση, ενώ με τον μηχανισμό της Καθαρής Ανάπτυξης (Clean Development Mechanism) και τον Μηχανισμό Κοινής Υλοποίησης (Joint implementation), οι χώρες μπορούν να επενδύσουν σε ένα έργο μείωσης των εκπομπών και να κερδίσουν πιστωτικούς πόντους [10].

Η συμφωνία του Παρισιού 2015, αποτέλεσε την σημαντικότερη μέχρι σήμερα συμφωνία, στην οποία 193 από τα 197 κράτη μέλη έχουν επικυρώσει το σύμφωνο, το οποίο αποσκοπεί στη συγκράτηση της υπερθέρμανσης του πλανήτη κάτω από τους +2°C με στόχο το +1,5°C σε σύγκριση με τα προβιομηχανικά επίπεδα μέσω σημαντικής μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Για να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, οι εκπομπές θα πρέπει να περιοριστούν τουλάχιστον κατά 45% μέχρι το 2030, ακόμη και να μηδενιστούν ως το 2050. Οι χώρες-μέλη της συμφωνίας αυτής υποχρεούνται να εφαρμόζουν εσωτερικά μέτρα μετριασμού των εκπομπών (nationally determined contributions, NDCs) και να αναφέρουν τακτικά τις ενέργειες τους και τη πρόοδο τους όσον αφορά τα μακροπρόθεσμα σχέδια και την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής [11]

Ειδικότερα η Ευρωπαϊκή Ένωση υπέβαλε τη μακροπρόθεσμη στρατηγική της για μείωση των εκπομπών πριν από το τέλος του 2020, αναλαμβάνοντας τη δέσμευση να μειώσει τις εκπομπές της κατά τουλάχιστον 55 % σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 έως το 2030 και να γίνει η πρώτη κλιματικά ουδέτερη οικονομία και κοινωνία έως το 2050 [12].

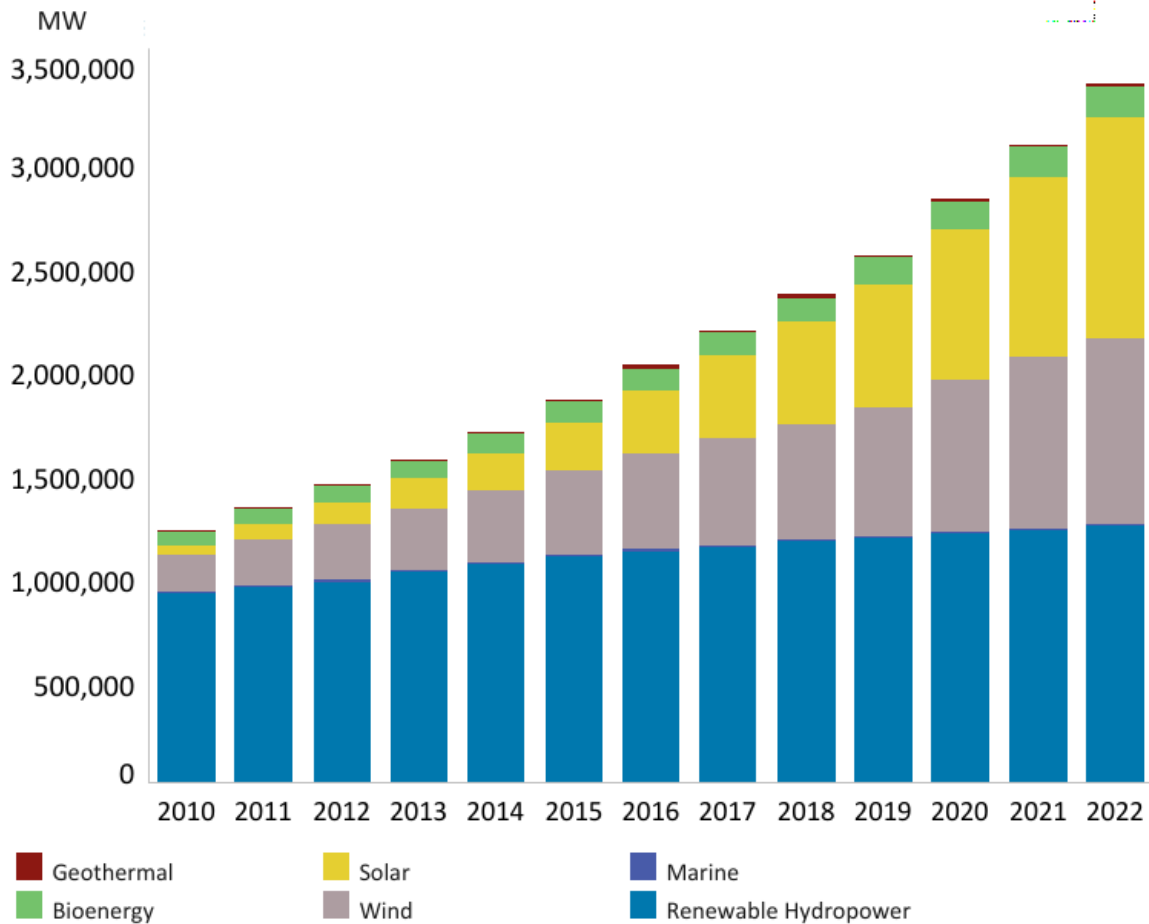
Από την ανάλυση της Διεθνούς Οργάνωση Ενέργειας (IEA) [4], οι εκπομπές του διοξειδίου από τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με χρήση άνθρακα προσδίδουν το υψηλότερο ποσοστό ρύπανσης της ατμόσφαιρας στην παγκόσμια κλίμακα. Νωρίτερα το 2020, η Ευρωπαϊκή Ένωση ανακοίνωσε τη στρατηγική της για το υδρογόνο και ακολούθως προχώρησε στην ίδρυση του “Clean Hydrogen Partnership” μια μοναδική σύμπραξη δημόσιου-ιδιωτικού τομέα που υποστηρίζει δραστηριότητες έρευνας και καινοτομίας στις τεχνολογίες υδρογόνου στην Ευρώπη. Στη προσπάθειά για την απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα τεκμηριώνεται και στο πιο πρόσφατο σχέδιο “REPowerEU” του 2022 όπου επισημαίνεται η ανάγκη επιτάχυνσης των έργων που κάνουν χρήση υδρογόνου και τίθενται στόχοι εγχώριας παραγωγής 10 εκατ. τόνων ανανεώσιμου υδρογόνου και εισαγωγών 10 εκατ. τόνων ανανεώσιμου υδρογόνου έως το 2030 [13]. Οι προτάσεις της Υπηρεσία Προστασίας Περιβάλλοντος (EPA) για την μείωση άνθρακα έως και 90% έως το 2030 ή το 2035 ήταν οι εξής [14]:

- Βελτιωμένος σχεδιασμός για την βέλτιστη απόδοση
- Σύστημα δέσμευσης άνθρακα
- Χρήση της πυρηνικής ενέργειας
- Εναλλαγή καυσίμου (π.χ. εναλλαγή άνθρακα σε φυσικό αέριο ή υδρογόνο)
- Μετάβαση σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως ηλιακή, αιολική, υδροηλεκτρική ή γεωθερμία.
- Χρήση του μηχανισμού αντιστάθμισης άνθρακα (Carbon Offset)

Ο τομέας της ενέργειας και οι βαριές βιομηχανίες καλούνται πλέον να δράσουν για την απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές με σκοπό την εκπλήρωση του στόχου της ΕΕ να καταστεί μια οικονομία ουδέτερη έως το 2050. Η απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και η μετάβαση σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας αποτελεί μία μεγάλη πρόκληση για τα ενεργειακά συστήματα. Αξίζει να σημειωθεί, ότι η χρήση ορυκτών καυσίμων δεν έχει μόνο επιπτώσεις στο φυσικό και αστικό περιβάλλον, αλλά περιορίζεται και από τη διαθεσιμότητα των πόρων. Η μακροχρόνια απαγκίστρωση από τα ορυκτά καύσιμα είναι επομένως αναπόφευκτη, είτε λόγω περιορισμένης προσφοράς είτε λόγω της κλιματικής αλλαγής. Επομένως, η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αντί των ορυκτών καυσίμων και η αύξηση των ουδέτερων από άνθρακα καυσίμων στο μείγμα καυσίμων είναι αναγκαία.

Στο **Διάγραμμα 3** που ακολουθεί φαίνεται πως η εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στον κόσμο να έχει αυξηθεί από 1250 GW το 2010 σε πάνω από 3000 GW το 2021 [15].



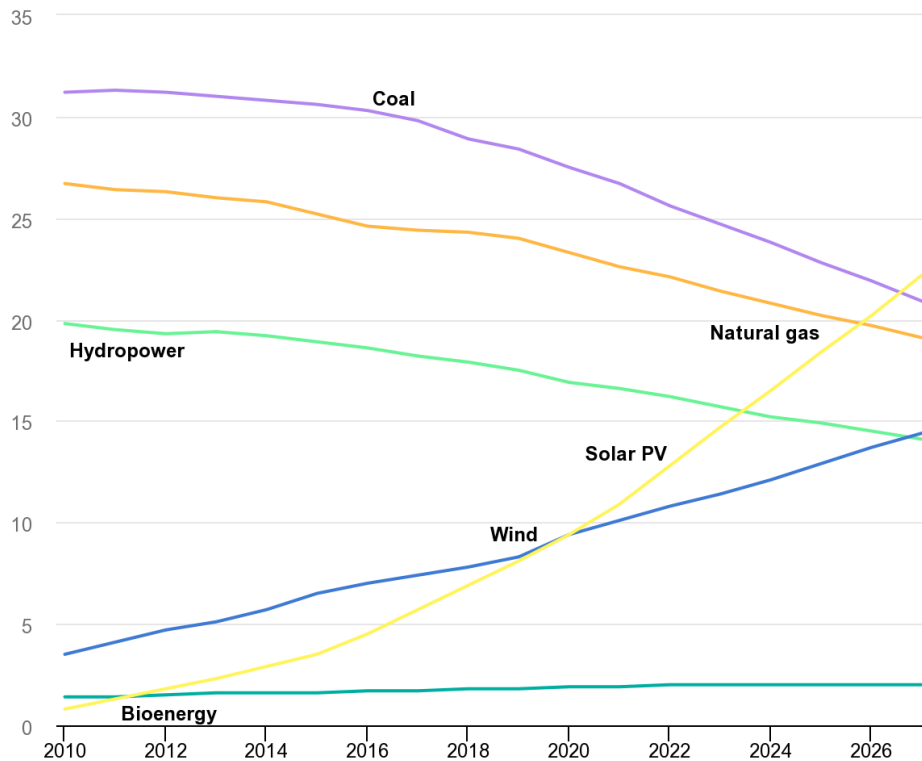


© IRENA

Last update: 18 July, 2023

### Διάγραμμα 3: Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στον κόσμο [15]

Παρατηρείται επίσης ότι το σημαντικότερο μέρος των ΑΠΕ που απαρτίζουν το ενεργειακό μίγμα ΑΠΕ στο παγκόσμιο επίπεδο αφορούν την αιολική, την ηλιακή και την υδροηλεκτρική ενέργεια. Ωστόσο, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς της υδροηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σε κάποιο σταθερό ποσό, η ισχύς που έχει προστεθεί από αιολική και ηλιακή ενέργεια εμφανίζει ραγδαία αύξηση τα τελευταία χρόνια. Σύμφωνα με την Διεθνή Οργάνωση Ενέργειας (IEA) αναμένεται να αυξηθούν το 2022, κυμαινόμενες από 350 GW στο βασικό σενάριο έως 400 GW στο αισιόδοξο σενάριο, με τα ηλιακά φωτοβολταϊκά και τα αιολικά να αντιπροσωπεύουν σχεδόν το 90% όλων των νέων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. δυναμικότητας ανανεώσιμων πηγών φθάνουν σε νέα υψηλά ρεκόρ έως το 2027, με επικεφαλής την ηλιακή φωτοβολταϊκή και την αιολική. Επιπλέον, οι ετήσιες προσθήκες δυναμικότητας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προβλέπεται να αυξάνονται συνεχώς κατά την προβλεπόμενη περίοδο, φτάνοντας το ρεκόρ των 460 GW το 2027. Ειδικότερα, η ηλιακή φωτοβολταϊκή ενέργεια διεκδικεί τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ παγκοσμίως έως το 2027, ξεπερνώντας τον άνθρακα, το φυσικό αέριο και την υδροηλεκτρική ενέργεια [16]. Στο παρακάτω **Διάγραμμα 4** παρουσιάζεται το μερίδιο ισχύος ανά τεχνολογία από το 2010 έως το 2027.



**Διάγραμμα 4: Μερίδιο ισχύος ανά τεχνολογία από το 2010-2027**[16]

Οι ανανεώσιμοι πόροι είναι εξ ορισμού απεριόριστοι, ωστόσο χαρακτηρίζονται από αστάθεια και μεταβλητότητα. Η παραγωγή από ΑΠΕ υπόκειται σε αυξομειώσεις, καθώς εξαρτάται πλήρως από τις καιρικές συνθήκες με αποτέλεσμα η ενσωμάτωσή τους να θέτει μια σειρά από ζητήματα στο συμβατικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η υδροηλεκτρική ενέργεια, η βιομάζα και η γεωθερμική ενέργεια αποτελούν παραδείγματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που μπορούν να λειτουργήσουν παρόμοια με τις συμβατικές μονάδες. Ενώ, η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, είναι περισσότερο μεταβλητές και απρόβλεπτες λόγω του μεταβλητού δυναμικού το οποίο εκμεταλλεύονται για να παράγουν ενέργεια. Η μεταβλητότητα και η άμεση διάχυση της παραγόμενης ενέργειας των ΑΠΕ στο δίκτυο αποτελούν τον βασικό προβληματισμό όσον αφορά τον προγραμματισμό της παραγωγής. Επομένως, το κλειδί για την αφομοίωση και την καλύτερη διαχείριση των ΑΠΕ είναι η ευελιξία. Η ευελιξία ορίζεται ως η ικανότητα του συστήματος να χρησιμοποιεί τους διαθέσιμους πόρους, με σκοπό την ανταπόκριση στις μεταβολές της καθαρής ζήτησης [17], [18].

Καθώς η ενεργειακή μετάβαση απαιτεί τη σταδιακή κατάργηση θερμικών σταθμών, οι οποίοι μέχρι σήμερα κάλυπταν το σύνολο των αναγκών ευελιξίας, το ενδιαφέρον αναμένεται να στραφεί στις διασυνδέσεις και στις μονάδες αποθήκευσης. Οι μονάδες αποθήκευσης, έχουν τη δυνατότητα να καλύψουν διαφορετικούς τύπους ευελιξίας, για παράδειγμα, οι μπαταρίες είναι κατάλληλες για τη βραχυπρόθεσμη κάλυψη των αναγκών ενώ το υδρογόνο μπορεί να καλύψει μακροπρόθεσμες ανάγκες [19]. Οι ανάγκες αποθήκευσης συνδέονται ξεκάθαρα με τα επίπεδα διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο. Αναγκαίο είναι να αναλυθεί τόσο το μίγμα των διαφόρων τεχνολογιών

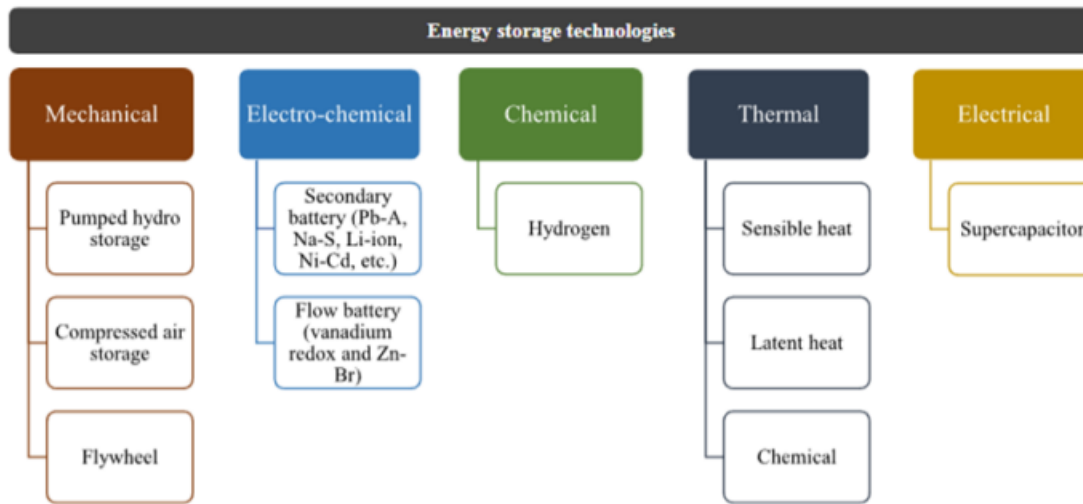
αποθήκευσης, που απαιτούνται (π.χ. μπαταρίες, Power-to-X, υδρογόνο), όσο και η βέλτιστη χωροθέτηση αυτών των μονάδων ώστε να καλύπτουν τις ανάγκες του δικτύου. Ο συνδυασμός των ΑΠΕ με τις μονάδες αποθήκευσης θα περιορίσει και την περικοπή των ΑΠΕ, βελτιώνοντας με αυτό τον τρόπο την απόδοσή τους τόσο σε οικονομικό, όσο και σε τεχνικό επίπεδο [20]

### 1.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας σε διάφορες ενεργειακές μορφές

Σε ένα ενεργειακό περιβάλλον όπου απαρτίζεται από την ραγδαία αύξηση των ΑΠΕ, αυξάνονται σημαντικά οι απαιτήσεις ευελιξίας του συστήματος, προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι προκλήσεις της στοχαστικότητας της παραγωγής των νέων τεχνολογιών. Σε συστήματα με μεγάλο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ απαιτείται μεγαλύτερη συμμετοχή συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ποικίλων μεγεθών και τεχνολογιών. Επομένως, η ταχεία ανάπτυξη των τεχνολογιών αποθήκευσης είναι αναγκαίο να υποστηρίζεται μέσω φιλόδοξων προγραμμάτων έρευνας και ανάπτυξης (R&D), καινοτομίας και ανταγωνιστικότητας σε συνδυασμό με ρυθμιστικές αλλαγές στο σχεδιασμό της αγοράς και της ενεργειακής πολιτικής.

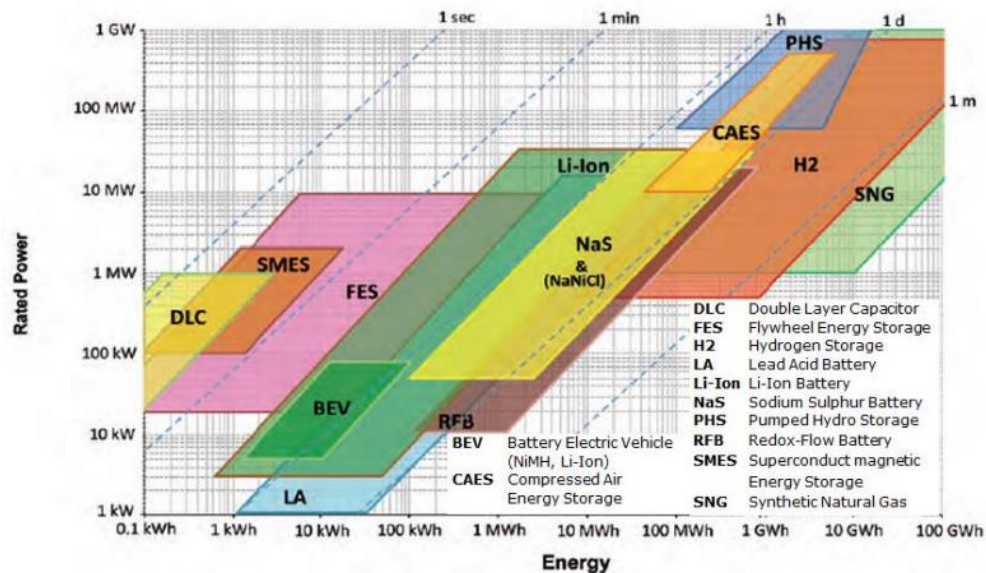
Η τεχνολογία των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας βασίζεται στην διαδικασία μετατροπής μιας μορφής ενέργειας, στις περισσότερες περιπτώσεις ηλεκτρικής, σε ενέργεια άλλης μορφής η οποία μπορεί να αποθηκευτεί βραχυπρόθεσμα (μικρής διάρκειας) ή μακροπρόθεσμα (μεγάλης διάρκειας) και να ξαναμετατραπεί σε ηλεκτρική ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου. Η διάρκεια αποθήκευσης της ενέργειας καθορίζει και τις διαφορετικές υπηρεσίες που προσφέρουν στο ενεργειακό σύστημα, καθώς και τις ποικίλες ανάγκες που καλύπτουν (π.χ. ρύθμιση τάσης, κάλυψη αναγκών ισχύος και ενέργειας κτλ) [21] Η πρωταρχική κατηγοριοποίηση των τεχνολογιών αποθήκευσης γίνεται με βάση τη μορφή της αποθηκευμένης ενέργειας (**Εικόνα 1**). Οι τεχνολογίες μπορούν να χωριστούν σε πέντε βασικές κατηγορίες:

- Μηχανική Ενέργεια (αντλιοσταμείωση, αποθηκευμένη ενέργεια με μορφή πεπιεσμένου αέρα, τεχνολογία Flywheel, μονάδες αποθήκευσης ενέργειας μέσω της βαρύτητας).
- Ηλεκτροχημική Ενέργεια (συμβατικές επαναφορτιζόμενες μπαταρίες και μπαταρίες ροής).
- Ηλεκτρική Ενέργεια (πυκνωτές, υπερπυκνωτές, συστήματα αποθήκευσης μαγνητικής υπεραγωγιμότητας SMES).
- Χημική Ενέργεια (αποθήκευση ενέργειας στην μορφή υδρογόνου ή συνθετικού φυσικού αερίου, ηλιακά καύσιμα).
- Θερμική Ενέργεια (αποθήκευση αισθητής/λανθάνουσας θερμότητας, θερμοχημική αποθήκευση ενέργειας).



**Εικόνα 1: Κατηγοριοποίηση των Energy Storage System(EES) με βάση την αποθηκευμένη ενέργεια [22]**

Κάθε μονάδα αποθήκευσης ενέργειας διαθέτει τα δικά της χαρακτηριστικά τον χρόνο απόκρισης, την αποθηκευτική ικανότητα, την πυκνότητα ενέργειας και ισχύος, τον χρόνο εκφόρτισης και τον διάρκεια ζωής, τα οποία καθιστούν κάθε τεχνολογία κατάλληλη για ορισμένες εφαρμογές [23]. Στο **Διάγραμμα 1.4** παρουσιάζονται οι διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης και συγκρίνονται ανάλογα με την τιμή της ισχύς που μπορούν να αποδώσουν και τον χρόνο που απαιτείται για την εκφόρτιση τους.



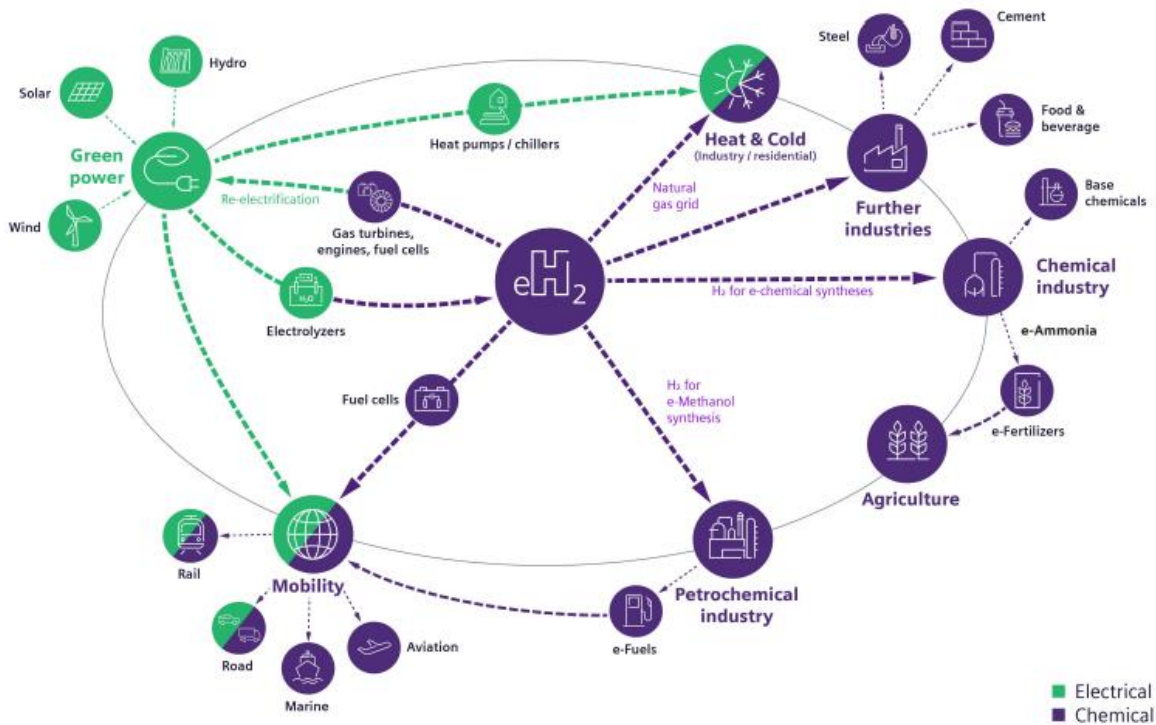
**Διάγραμμα 5: Σύγκριση τεχνολογιών αποθήκευσης συνάρτηση της ονομαστικής ισχύς, του ενεργειακού περιεχομένου και του χρόνου εκφόρτισης διάφορων τεχνολογιών EES [24]**

Προκειμένου να προσφέρεται συνεχής και αξιόπιστη ισχύς, η διαχείριση της ποιότητας ισχύος βασίζεται σε εξαιρετικά γρήγορους χρόνους απόκρισης. Πιο συγκεκριμένα, οι σφόνδυλοι (flywheels) οι υπέρ-πυκνωτές (super capacitors) και τα SMEs ανήκουν σε αυτές τις κατηγορίες τις γρήγορης απόκρισης. Η αντλιοταμίευση (PHS) και η μονάδα αποθήκευσης σε μορφή πεπιεσμένου αέρα (CAES) αντίστοιχα είναι οι βασικές τεχνολογίες που έχουν καταδειχθεί χάρη στην τεράστια χωρητικότητα και το σχετικά χαμηλό χρόνο αυτοεκφόρτισης ενώ ανήκουν σε τεχνολογίες μέσου χρόνου αποθήκευσης λεπτά ως μέρες ανάλογα με την αποθηκευτική ισχύ. Τέλος, η χρήση μπαταριών και η θερμική ενέργεια είναι εφαρμογές κατάλληλες για την συνεχόμενη αλλαγή του φορτίου καθώς μπορούν να ανταποκριθούν στο σύστημα σε σχετικά χαμηλό χρόνο από δευτερόλεπτα ως ώρα [24].

Ενώ η βραχυπρόθεσμες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας βασίζονται σε γνωστές τεχνολογίες, όπως οι μπαταρίες, οι σφόνδυλοι και οι πυκνωτές για συστήματα μικρού μεγέθους και η αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα και η αντλιοταμίευση για μεγάλα συστήματα, τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί τεχνολογίες για μακροπρόθεσμη αποθήκευση. Οι πιο διαδεδομένες τεχνολογίες μακροπρόθεσμης αποθήκευσης είναι οι υδρο-δεξαμενές (hydro reservoir) και οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων Power-to-X. Πιο συγκεκριμένα, η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) αξιοποιείται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων και θερμότητας, μέσω της χρήσης τεχνολογιών μετατροπής ηλεκτρισμού σε αέριο καύσιμο (Power-to-Gas- PtG), σε υγρό καύσιμο (Power-to-Liquid - PtL) και σε θερμότητα (Power-to-Heat - PtH). Όλες οι παραπάνω τεχνολογίες αναφέρονται συχνά με την κοινή ονομασία: εφαρμογές μετατροπής ηλεκτρισμού σε X καύσιμο (Power-to-X - PtX)[25]. Για παράδειγμα, η μετατροπή ηλεκτρικής ενέργειας σε συνθετικό μεθάνιο αναμένεται να είναι από τις πιο ανταγωνιστικές λύσεις το 2050, εάν επιτευχθεί η απαιτούμενη τεχνολογική πρόοδος, σε συνδυασμό με τη χρήση υπαρχόντων υποδομών φυσικού αερίου. Επιπλέον, μια μορφή μακροχρόνιας αποθήκευσης ενέργειας που έχει την δυνατότητα να αποτελέσει εφεδρική μονάδα παροχής ενέργειας, να εξισορροπήσει εποχιακά τις ΑΠΕ και να συνεισφέρει στην μετατόπιση του φορτίου του δικτύου είναι η παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης.

### 1.3.1 Τεχνολογία μετατροπής ενέργειας σε Υδρογόνο (Power to H<sub>2</sub>)

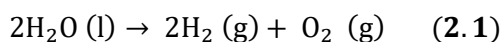
Η τεχνολογία Power-to-H<sub>2</sub> αποτελεί μια μακροχρόνια μέθοδος αποθήκευσης χημικής ενέργειας. Το Power-to-H<sub>2</sub> είναι η διαδικασία κατά την οποία η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε χημική μέσω της παραγωγής αερίου υδρογόνου. Ο κύριος σκοπός είναι η αποθήκευση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από διαλείπουσας φύσης ανανεώσιμες πηγές με παραγωγή υδρογόνου (H<sub>2</sub>) μέσω ηλεκτρόλυσης νερού. Αυτό το «πράσινο υδρογόνο» που παράγεται χωρίς ρύπανση επιτρέπει την αποθήκευση, τη μεταφορά και την επαναχρησιμοποίηση της ενέργειας όταν αυτή χρειάζεται. Επιπλέον, η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδρογόνο προσφέρει δυνατότητες μεταφοράς ανανεώσιμης ενέργειας εκτός του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, επιτρέποντας επίσης μεγάλης κλίμακας μακροπρόθεσμη αποθήκευση. Οι φορείς χημικής ενέργειας, όπως το υδρογόνο, μπορούν να μετατραπούν αντιστρόφως σε ηλεκτρική ενέργεια συνδυάζοντας επιπρόσθετα άλλες διαδρομές [25],[26]. Στην **Εικόνα 2** παρουσιάζεται σχηματικά η διαδικασία παραγωγής υδρογόνου από ηλεκτρική ενέργεια.



Εικόνα 2: Σχηματική απεικόνιση πιθανών διαδρομών Power-to-H<sub>2</sub>[27]

Το πράσινο υδρογόνο (Green hydrogen) παράγεται με τη μέθοδο της ηλεκτρόλυσης του νερού από ηλεκτρικό ρεύμα προερχόμενο από ΑΠΕ. Η διάσπαση νερού μέσω ηλεκτρόλυσης μπορεί να μετατρέψει την ηλεκτρική ενέργεια σε υδρογόνο με απόδοση 70–80% (HHV). Πιο συγκεκριμένα, η ηλεκτρόλυση είναι μια διαδικασία χαμηλής θερμοκρασίας που απαιτεί δύο εισόδους, τον ηλεκτρισμό και το νερό δίδοντας δύο προϊόντα: υδρογόνο και οξυγόνο υψηλής καθαρότητας. Μια τυπική μονάδα ηλεκτρόλυσης (electrolyser) αποτελείται από μια κάθοδο και μια άνοδο. Δύο ηλεκτρόδια τοποθετούνται στο διάλυμα ηλεκτρολύτη και συνδέονται με την παροχή ρεύματος για να μεταφέρουν ρεύμα. Όταν εφαρμόζεται αρκετά υψηλή τάση μεταξύ των ηλεκτροδίων, το νερό αποσυντίθεται για να παραχθεί το υδρογόνο στην κάθοδο και το οξυγόνο στην άνοδο. Ο ηλεκτρολύτης αυξάνει την αγωγιμότητα του νερού, ώστε να διευκολύνει τη συνεχή ροή του ηλεκτρισμού. Μέχρι σήμερα, οι τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης που έχουν αναπτυχθεί και χρησιμοποιούνται είναι αλκαλικές (AEL), μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) και κυψέλες ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου (SOEC). Στην πιο διαδεδομένη μονάδα ηλεκτρόλυσης (PEM), το νερό εισάγεται στην άνοδο όπου διασπάται σε πρωτόνια τα οποία με τη σειρά τους μεταφέρονται μέσω της μεμβράνης στην κάθοδο για να σχηματίσουν υδρογόνο και οξυγόνο [28].

Κατά την ηλεκτροχημική διαδικασία της ηλεκτρόλυσης το συνεχές ρεύμα διασπά τα μόρια του νερού σε οξυγόνο και υδρογόνο σύμφωνα με τη παρακάτω ηλεκτροχημική διεργασία.



Η παραπάνω διεργασία (2.1) πραγματοποιείται σε δύο φάσεις, καθώς δύο διαφορετικά μέταλλα έρχονται σε επαφή με το ίδιο υγρό (ηλεκτρολύτης). Την πρώτη φάση αποτελεί μια αντίδραση στην κάθοδο, όπου ιόντα υδρογόνου (πρωτόνια) ανάγονται σε υδρογόνο και τη δεύτερη μια αντίδραση στην άνοδο όπου το νερό οξειδώνεται σε οξυγόνο και πρωτόνια [29]. Επίσης, η ηλεκτρόλυση πραγματοποιείται σε θερμοκρασίες 60-80°C. Πρόκειται για μία διεργασία με πολύ χαμηλό περιβαλλοντικό αποτύπωμα καθώς δεν σχηματίζονται αέρια του θερμοκηπίου ενώ το οξυγόνο που παράγεται μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε διάφορες βιομηχανικές εφαρμογές. Ωστόσο, η ηλεκτρόλυση είναι μια τεχνολογία η οποία απαιτεί μεγάλα ποσά ενέργειας κάτι που οδηγεί σε αύξηση του κόστους της διεργασίας. Η ενεργειακή απόδοση τάσης (LHV) της ηλεκτρόλυσης κυμαίνεται από 50-70% . [30]

### 1.3.2 Διαδικασία αποθήκευσης Υδρογόνου H<sub>2</sub>

Το υδρογόνο είναι ένα αέριο ιδιαίτερα χαμηλής πυκνότητας (0,0899 kg/Nm<sup>3</sup>) επομένως όταν εξετάζεται η αποθήκευσή του είναι σημαντικό να λαμβάνεται υπόψη η τελική εφαρμογή του. Το υδρογόνο, μπορεί να αποθηκευτεί σε όλες τις μορφές του: ως αέριο, ως υγρό και ως στερεό. Ακόμα μπορεί να αποθηκευτεί επίγεια με διάφορες μεθόδους [28], [31]. Όσον αφορά την αποθήκευση του υδρογόνου ως συμπιεσμένο αέριο ή ως υγρό σε δεξαμενές, τα φυσικά όρια για την πυκνότητα έχουν επιτευχθεί. Αντιθέτως, υπάρχει ακόμη δυνατότητα ανάπτυξης για την αποθήκευση του υδρογόνου σε στερεά μορφή, όπως είναι τα συστήματα που περιλαμβάνουν υδρίδια μετάλλων. Ένας σχεδιασμός μιας δεξαμενής που θα ήταν συμπαγής και ελαφριά εξασφαλίζοντας μικρό κόστος θα ήταν καθοριστικής σημασίας καθώς αυτό θα προσέδιδε νέες δυνατότητες τόσο στον σχεδιασμό εφοδιαστικής αλυσίδας όσο και στην μεμονωμένη αποθήκευση υδρογόνου συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας [28].

- **Αποθήκευση Υδρογόνου ως συμπιεσμένο αέριο:** Η πιο συχνά χρησιμοποιούμενη μέθοδος αποθήκευσης υδρογόνου είναι το συμπιεσμένο υδρογόνο σε δοχεία υψηλής πίεσης (>200 bar). Οι σύγχρονες δεξαμενές αποθήκευσης μπορούν να κατασκευαστούν με σύνθετα υλικά ή χάλυβα που μπορούν να συγκρατήσουν το υδρογόνο στα 350-700 bar. Το υδρογόνο υψηλής πίεσης αποθηκεύεται σε δεξαμενές με παχύ τοίχωμα κατασκευασμένες από υλικά υψηλής αντοχής για εξασφάλιση ανθεκτικότητας. Ο τρόπος αποθήκευσης αυτός προσφέρει τα πλεονεκτήματα της απλότητας και της σταθερής αποθήκευσης (χωρίς απώλειες) αλλά απαιτεί σημαντικά μεγαλύτερο όγκο σε σχέση με το υγρό υδρογόνο. Η αποθήκευση σε αέρια μορφή είναι κατάλληλη για εφαρμογές μικρής κλίμακας, όπως οχήματα με κυψέλες καυσίμου, ενώ το κόστος για την επιτυχή εφαρμογή αυτής της τεχνολογία για τα μέσα μεταφοράς παραμένει σχετικά υψηλό.
- **Υγροποιημένη αποθήκευση Υδρογόνου:** Είναι ελαφρύ και έχει λιγότερους πιθανούς κινδύνους σε σύγκριση με το συμπιεσμένο αέριο σε ό,τι αφορά την πίεση αποθήκευσης. Το υγρό υδρογόνο έχει πολύ μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα από το αέριο υδρογόνο, επιτρέποντας την αποθήκευση μεγαλύτερης ποσότητας σε μικρότερο όγκο. Όταν το υδρογόνο αποθηκεύεται ως υγρό σε 1 atm, πρέπει να διατηρείται κάτω από το σημείο βρασμού του (-253°C ή 20K). Επομένως, οι ενεργειακές απαιτήσεις της υγροποίησης είναι υψηλές, οδηγώντας σε σχετικά υψηλό κόστος αποθήκευσης υγρού υδρογόνου σε σύγκριση με το αέριο υδρογόνο. Η απώλεια υδρογόνου λόγω της εξάτμισης κατά τη διαδικασία αποθήκευσης είναι ένα περαιτέρω μειονέκτημα των συστημάτων αποθήκευσης υγρού υδρογόνου. Μια άλλη επιλογή βασίζεται στην κρυοσυμπιεσμένη αποθήκευση η οποία συνδυάζει συμπίεση και κρυογονική

αποθήκευση. Η κρυοσυμπιεσμένη αποθήκευση περιορίζει τις προκλήσεις καθώς η ογκομετρική χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου αυξάνεται, με τη συμπίεση του υγροποιημένου υδρογόνου στους 20K. Επιπλέον, οι χαμηλότερες πιέσεις που χρησιμοποιούνται στην αποθήκευση υδρογόνου κρυοσυμπιεσμένου (συνήθως <300bar) σε σχέση με την αποθήκευση απλώς συμπιεσμένου υδρογόνου (700 bar) μπορεί να μειώσουν την απαίτηση για πιο δαπανηρά σύνθετα υλικά από ίνες άνθρακα [28], [32]. Το υγρό υδρογόνο καθιστά την αποθήκευση κατάλληλη για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας.

- **Αποθήκευση υδρογόνου σε στερεά κατάσταση:** Το στερεό υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί με δύο τρόπους, είτε με υδρίδια μετάλλων είτε με προσρόφηση άνθρακα. Τα υδρίδια μετάλλων αποθηκεύουν υδρογόνο συνδέοντας χημικά το υδρογόνο με μέταλλα ή μεταλλοειδή στοιχεία και κράματα. Όταν το υδρογόνο απορροφάται από ένα υδρίδιο μετάλλου, σχηματίζει μια στερεή ένωση με το μέταλλο και όταν είναι απαραίτητο το υδρογόνο μπορεί να απελευθερωθεί από την στερεή ένωση με θέρμανση ή εφαρμογή πίεσης. Αυτή η απορρόφηση είναι το αποτέλεσμα του αναστρέψιμου χημικού συνδυασμού του υδρογόνου με τα άτομα που αποτελούν αυτά τα υλικά. Τα υδρίδια μετάλλων προσφέρουν τα πλεονεκτήματα της αποθήκευσης χαμηλότερης πίεσης, των προσαρμοσίμων σχημάτων και της ανταγωνιστικής ογκομετρικής απόδοσης αποθήκευσης. Ωστόσο, μειονεκτούν λόγω του βάρους τους και της θερμικής διαχείρισης που απαιτείται [33]. Η τρέχουσα έρευνα επικεντρώνεται σε υδρίδια μετάλλων που βασίζονται σε αλκαλικά και αλκαλικές γαίες, όπως  $MgH_2$  και σύνθετα υδρίδια όπως το  $NaAlH_2$ , οι βορειοϋδρίτες  $LiBH_4$ ,  $NaBH_4$  και  $LiNH_2$  [28]. Επίσης, υλικά με βάση τον άνθρακα/πορώδεις δομές (νανοσωλήνες μονού τοιχώματος και νανοϊνες γραφίτη) μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν για την αποθήκευση υδρογόνου σε θερμοκρασία δωματίου λόγω της μεγάλης επιφάνειας και του υψηλού όγκου των πόρων τους [33]. Εντούτοις, υπάρχουν προκλήσεις, οι οποίες δεν επιτρέπουν τη χρησιμοποίηση αυτής της μεθόδου ακόμα. Η αποθήκευση υδρογόνου σε στερεά κατάσταση έχει τη δυνατότητα να γίνει ένας ασφαλής και αποτελεσματικός τρόπος αποθήκευσης ενέργειας, τόσο για σταθερές όσο και για κινητές εφαρμογές.

Όλες οι προαναφερθείσες επιλογές αποθήκευσης υδρογόνου διαθέτουν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά τους τα οποία ποικίλουν σε σχέση με το βάρος, τον όγκο, την ενεργειακή απόδοση και το κόστος. Η αποθήκευση υδρογόνου σε αέρια κατάσταση ως συμπιεσμένο αέριο αποτελεί την καταλληλότερη συγκριτικά με τους υπόλοιπους τρόπους αποθήκευσης οι οποίοι αναμένονται να καθιερωθούν ως εφαρμόσιμες λύσεις μετά την τεχνολογική ωρίμανση τους. Ειδικότερα, η αέρια αποθήκευση του υδρογόνου συμφέρει περισσότερο στις περιπτώσεις όπου το υδρογόνο καταναλώνεται κοντά στην περιοχή παραγωγής του. Η υγρή αποθήκευση προσφέρει υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα υδρογόνου, αλλά απαιτεί εξειδικευμένο εξοπλισμό και μόνωση για τη διατήρηση της χαμηλής θερμοκρασίας ή εξειδικευμένες συσκευές χημικών διεργασιών. Ενώ, η στερεή αποθήκευση έχει την υψηλότερη πυκνότητα υδρογόνου από τις τρεις μεθόδους, αλλά είναι μια σχετικά νέα τεχνολογία και βρίσκεται ακόμη υπό ανάπτυξη.

### 1.3.3 Power to H<sub>2</sub> to Power στην Ευρώπη

Ήδη τα τελευταία χρόνια στην Ευρώπη έχουν πραγματοποιηθεί εκατοντάδες έργα που αφορούν το υδρογόνο. Συγκεκριμένα οι υποδομές των έργων που αφορούν το υδρογόνο είναι [34]:



- 98 ολοκληρωμένα έργα υδρογόνου – συμπεριλαμβανομένων έργων που καλύπτουν ολόκληρη την αξιακή αλυσίδα (παραγωγή υδρογόνου, μεταφορά και τελική χρήση).
- 73 έργα υδρογόνου τελικής χρήσης – συμπεριλαμβανομένων έργων όπου το υδρογόνο χρησιμοποιείται σε εφαρμογές τελικής χρήσης (βιομηχανία, κτίρια, κινητικότητα και άλλα).
- 86 μετασκευή/αναπροσαρμογή υφιστάμενων έργων υποδομής – η μετασκευή είναι μια αναβάθμιση της υφιστάμενης υποδομής που επιτρέπει την έγχυση ορισμένων ποσοτήτων υδρογόνου σε ένα ρεύμα φυσικού αερίου (ανάμειξη), ενώ η αναπροσαρμογή της χρήσης μετατρέπει έναν υφιστάμενο αγωγό φυσικού αερίου σε ειδικό αγωγό υδρογόνου.
- 75 έργα παραγωγής υδρογόνου – συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής ανανεώσιμου υδρογόνου και υδρογόνου χαμηλών ανθρακούχων εκπομπών.
- 36 έργα αποθήκευσης υδρογόνου – συμπεριλαμβανομένων των σπηλαίων αλατιού, των υδροφόρων οριζόντων και των εξαντλημένων ταμιευτήρων.
- 12 νεόδμητα έργα υποδομής υδρογόνου – συμπεριλαμβανομένων νεόδμητων υποδομών για τη μεταφορά υδρογόνου.

#### 1.4 Σκοπός της Διπλωματικής Εργασίας

Στην παρούσα διπλωματική εργασία το σύστημα που μελετάται συμβάλλει στην υπάρχουσα βιβλιογραφία μέσω της διερεύνησης του θέματος της τομεακής σύζευξης μεταξύ ηλεκτρικής ενέργειας και υδρογόνου στο πλαίσιο επαναχρησιμοποίησης υφισταμένων υποδομών και της ενσωμάτωσής τους σε ένα σύγχρονο ενεργειακό σύστημα στο οποίο κυριαρχούν οι διαλείπουσες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό, μπορεί να καταστεί μια νέα, υψηλού επιπέδου προοπτική ενός τέτοιου συστήματος. Πραγματοποιείται επομένως, μοντελοποίηση και ενεργειακή ανάλυση για μια συγκεκριμένη μονάδα συμπαραγωγής της Ελληνικής Βιομηχανίας Αλουμινίου με φυσικό αέριο που σκοπεύει στην μείωση των εκπομπών διοξειδίου το άνθρακα μετατρέποντάς την σε μια υβριδική μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο πράσινο υδρογόνο. Ως εκ τούτου, το υδρογόνο συνδέεται με το σύστημα ενός ηλεκτρολύτη νερού και μιας μονάδας αποθήκευσης υδρογόνου ως εναλλακτική λύση στο φυσικό αέριο.

Αναλυτικότερα, χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα Aspen Plus, θα πραγματοποιηθεί προσαρμογή της ήδη υπάρχουσας μονάδας συμπαραγωγής ώστε να γίνει θερμοδυναμική προσομοίωση για διάφορα σενάρια λειτουργίας. Επίσης, θα μελετηθούν οι επιδράσεις των διαφόρων λειτουργικών καταστάσεων στη συμπαραγωγή και στη συνολική αποδοτικότητα της μονάδας. Ακόμα θα μελετηθεί η δυνατότητα καύσης μιγμάτων φυσικού αερίου-υδρογόνου έως και καθαρού υδρογόνου σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας ενώ παράλληλα θα ελεγχθεί οι επίδραση της υποκατάστασης στις εκπομπές CO<sub>2</sub> και NO<sub>x</sub>. Τέλος, για θα υπολογιστούν διάφορα οικονομοτεχνικά μεγέθη μείγματος καυσίμου ώστε να διερευνηθεί κατά πόσο είναι δυνατό να γίνει διείσδυση τέτοιων συστημάτων στο Ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα. Με αυτόν τον τρόπο, η εργασία επισημαίνει τα μειονεκτήματα και τα πλεονεκτήματα χρήσης υδρογόνου ως καύσιμο για νέους τύπους σταθμών παραγωγής ενέργειας ενώ παρέχει και μια άποψη για την προοπτική αυτή.

## 2. Θεωρητικό Μέρος

### 2.1 Το υδρογόνο ως ενεργειακός φορέας

Το υδρογόνο είναι το ελαφρύτερο και πιο άφθονο στοιχείο στο σύμπαν και συνήθως εμφανίζεται ως το διατομικό μόριο  $H_2$ . Επίσης, το υδρογόνο στην αέρια μορφή του είναι πολύ πιο ελαφρύ από τον αέρα. Συγκεκριμένα, στους  $0^\circ C$  το υδρογόνο έχει πυκνότητα  $0.0899 \text{ kg/m}^3$ , περίπου δέκα φορές μικρότερη από αυτήν του αέρα ενώ παράλληλα είναι άχρωμο και άοσμο. Η ανάμιξή του με το οξυγόνο το κάνει εξαιρετικά εύφλεκτο γι' αυτό ορίζεται σε 2%vol η μέγιστη τιμή του οξυγόνου στο υδρογόνο [26], [28]. Διαθέτει ανώτερη θερμογόνο δύναμη ανά μονάδα βάρους  $141,6 \text{ MJ/kg}$  περίπου τρεις φορές μεγαλύτερη από αυτή την βενζίνης και του φυσικού αερίου. Επιπρόσθετα, η αποθήκευσή του αποτελεί μία βασική πρόκληση, μιας και η συμπίεση μεγάλης ποσότητας σε περιορισμένου μεγέθους δεξαμενή είναι δύσκολη, εξαιτίας των υψηλών πιέσεων που απαιτούνται για να επιτευχθεί η υγροποίηση ενώ το βασικότερο αρνητικό του υδρογόνου ως ενεργειακού φορέα είναι η χαμηλή ογκομετρική πυκνότητα ενέργειας [19], [35]. Επίσης, το υδρογόνο είναι ένα ενεργειακό προϊόν, το οποίο μπορεί να αναμειχθεί στα υπάρχοντα δίκτυα φυσικού αερίου ως ένα ποσοστό της τάξεως του 10%-15% κατ' όγκο, με τα ακριβή όρια να ποικίλουν ανά χώρα. Εντούτοις, κάθε περαιτέρω αύξηση του ποσοστού ανάμειξής του στο δίκτυο δημιουργεί την ανάγκη για αναβάθμιση τόσο των υποδομών του δικτύου όσο και την αντικατάσταση των συσκευών των καταναλωτών.

Το υδρογόνο αναμένεται να καταλάβει εξέχουσα θέση στη μετάβαση του ενεργειακού συστήματος σε μία οικονομία χωρίς άνθρακα, καθώς έχει τη δυνατότητα να διεκπεραιώσει αρκετούς ρόλους στο ενεργειακό σύστημα, δεδομένου ότι έχει τη δυνατότητα να παρουσιάζει μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα (net zero climate footprint), καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του. Ο ρόλος του υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα είναι τριπλός. Συγκεκριμένα, υπάρχει η δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί ως τελικό καύσιμο (στη βιομηχανία, στις μεταφορές, στα συστήματα θέρμανσης και για τη συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού), ως χημική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας ή ως πρώτη ύλη στη σύνθεση μεθανίου και υγρών υδρογονανθράκων. Αρκετά μικρής και μεσαίας κλίμακας έργα υδρογόνου στην Ευρώπη επιδεικνύουν νέες εφαρμογές του υδρογόνου στον ενεργειακό τομέα και συγκεκριμένα στη βιομηχανία. Ο βιομηχανικός τομέας κυριαρχεί στη χρήση υδρογόνου με ποσοστό πάνω από 90%, εκ των οποίων το 63% καταναλώνεται για την παραγωγή αμμωνίας και μεθανόλης (χημική βιομηχανία), το 30% στα διυλιστήρια και το υπόλοιπο ποσοστό για την επεξεργασία μετάλλων [36], [37].

Σύμφωνα με τον διεθνή οργανισμό IEA το 2019, η τρέχουσα παγκόσμια παραγωγή υδρογόνου είναι της τάξης των 70 εκατομμύρια τόνων, εκ των οποίων το μερίδιο της EU28 είναι κοντά στο 15% της παγκόσμιας παραγωγής [38]. Η αποκλειστική παραγωγή υδρογόνου σήμερα βασίζεται κυρίως σε τεχνολογίες ορυκτών καυσίμων, με περίπου το ένα έκτο της παγκόσμιας προσφοράς υδρογόνου να προέρχεται από υδρογόνο «υποπροϊόν», κυρίως στην πετροχημική βιομηχανία. Το 2022, το 70% της ενεργειακής απαίτησης για αποκλειστική παραγωγή υδρογόνου καλύφθηκε με φυσικό αέριο και περίπου το 30% με άνθρακα. Ένα ελάχιστο ποσοστό της συνολικής παραγωγής υδρογόνου της τάξης του 1% προήλθε από μεθόδους με χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου [39].

Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί από διαφορετικές πηγές πρωτογενούς ενέργειας. Ανάλογα με τη διαδικασία παραγωγής και το είδος της ενέργειας που χρησιμοποιείται, το κόστος του υδρογόνου και οι σχετικές εκπομπές ενδέχεται να διαφέρουν πολύ. Οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου ταξινομούνται με βάση διαφορετικά χρώματα αναδεικνύοντας έτσι και τον τρόπο παραγωγής του. Συγκεκριμένα, τα διάφορα χρώματα είναι[40]:

- ◆ Το **γκρι υδρογόνο (grey hydrogen)** που παράγεται μέσω της συμβατικής μεθόδου αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό (Steam Methane Reforming -SMR).
- ◆ Το **μπλε υδρογόνο (blue hydrogen)** που παράγεται από το συνδυασμό των τεχνολογιών αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό και της τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (Carbon Capture and Storage-CCS) .
- ◆ Το **μαύρο υδρογόνο (black hydrogen)** που παράγεται από την αεριοποίηση του λιθάνθρακα.
- ◆ Το **κίτρινου υδρογόνο (yellow hydrogen)** που παράγεται από την ηλεκτρόλυση του νερού χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο.
- ◆ Το **άσπρο υδρογόνο (white hydrogen)** που προκύπτει σαν παραπροϊόν από βιομηχανικές διεργασίες.
- ◆ Το **καφέ υδρογόνο (brown hydrogen)** που παράγεται από την αεριοποίηση του λιγνίτη.
- ◆ Το **ροζ υδρογόνο (pink hydrogen)** που παράγεται από την ηλεκτρόλυση του νερού χρησιμοποιώντας πυρηνική ενέργεια.
- ◆ Το **τουρκουάζ (turquoise hydrogen)** υδρογόνο που παράγεται από την θερμική διάσπαση του μεθανίου (πυρόλυση) σε αυτή την περίπτωση το παραπροϊόν της αντίδρασης είναι στερεός άνθρακας αντί για διοξείδιο του άνθρακα
- ◆ Το **πράσινο υδρογόνο (green hydrogen)** που παράγεται μέσω της διαδικασίας ηλεκτρόλυσης, χρησιμοποιώντας το νερό ως πρώτη ύλη και τον ηλεκτρισμό ως καύσιμο. Η διαδικασία αυτή μπορεί να οδηγήσει σε μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα για το υδρογόνο, με την προϋπόθεση ότι ο ηλεκτρισμός έχει προέλθει από πηγές μηδενικών εκπομπών (π.χ. ΑΠΕ, πυρηνικοί σταθμοί, συμβατικοί σταθμοί με τεχνολογίες CCS).

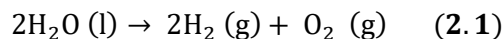
Σήμερα τα πιο πολυσυζητημένο χρώμα υδρογόνου είναι το πράσινο καθώς έχει σχετικά χαμηλό αποτύπωμα αέριων ρύπων. Ανάλογα με τη μέθοδο και το είδος παραγωγής υδρογόνου χρησιμοποιούμενη ενέργεια, το τελικό κόστος υδρογόνου μπορεί να είναι πολύ διαφορετικό. Το γκρι υδρογόνο έχει το χαμηλότερο κόστος σε σχέση με τα άλλα δύο με την τιμή κυμαίνεται ανάμεσα στις τιμές 0.8-2.1 €/kg, ακολουθεί το «μπλε» με τιμή 1-3 €/kg και «πράσινο» με τιμή 2,5-8 €/kg υδρογόνου [40].

Με την ΑΠΕ να αυξάνονται συνεχώς, η παραγωγή πράσινου υδρογόνου ολοένα και αυξάνεται γι' αυτό στην συνέχεια θα γίνει μια εκτενείς ανάλυση της ηλεκτρόλυσης.

## 2.2 Ηλεκτρόλυση

Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι μια διαδικασία που περιλαμβάνει τη χρήση ηλεκτρισμού για τη διάσπαση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο. Βασικό πλεονέκτημα αυτής της χημικής διεργασίας είναι το υψηλής καθαρότητας υδρογόνο που παράγεται. Η ηλεκτρόλυση έχει χρησιμοποιηθεί στη βιομηχανία για την παραγωγή υδρογόνου για περισσότερο από έναν αιώνα. Η παραγωγική ικανότητα ηλεκτρολύτη αυξήθηκε φτάνοντας σχεδόν τα 11 GW ετησίως το 2022 σύμφωνα με τον IEA[41].

Κατά την ηλεκτροχημική διαδικασία της ηλεκτρόλυσης το συνεχές ρεύμα διασπά τα μόρια του νερού σε οξυγόνο και υδρογόνο σύμφωνα με τη παρακάτω ηλεκτροχημική διεργασία.



Η παραπάνω διεργασία (2.1) πραγματοποιείται σε δύο φάσεις, καθώς δύο διαφορετικά μέταλλα έρχονται σε επαφή με το ίδιο υγρό (ηλεκτρολύτης). Την πρώτη φάση αποτελεί μια αντίδραση στην κάθοδο, όπου ιόντα υδρογόνου (πρωτόνια) ανάγονται σε υδρογόνο και τη δεύτερη μια αντίδραση στην άνοδο όπου το νερό οξειδώνεται σε οξυγόνο και πρωτόνια[29]. Πρόκειται για μία διεργασία με πολύ χαμηλό περιβαλλοντικό αποτύπωμα καθώς δεν σχηματίζονται αέρια του θερμοκηπίου ενώ το οξυγόνο που παράγεται μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε διάφορες βιομηχανικές εφαρμογές. Ωστόσο, η ηλεκτρόλυση είναι μια τεχνολογία η οποία απαιτεί μεγάλα ποσά ενέργειας κάτι που οδηγεί σε αύξηση του κόστους της διεργασίας. Η ενεργειακή απόδοση της ηλεκτρόλυσης κυμαίνεται από 50-70% . Η πιο κοινή τεχνολογία ηλεκτρόλυσης είναι η αλκαλική ηλεκτρόλυση, ενώ άλλες τεχνικές είναι η ηλεκτρόλυση με τη χρήση πολυμερικής μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) και η ηλεκτρόλυση στην οποία γίνεται χρήση κυψελών στερεού οξειδίου (SOEC) [30]

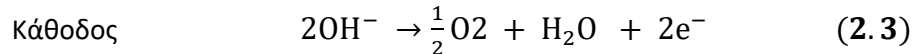
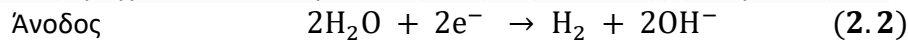
### 2.2.1 Τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης

Στις μέρες μας, υπάρχουν τρεις βασικοί τύποι ηλεκτρόλυσης: α) αλκαλική ηλεκτρόλυση (AEL), β) ηλεκτρόλυση με πολυμερικής μεμβράνης ηλεκτρολύτες (PEM) και γ) ηλεκτρόλυση σε υψηλές θερμοκρασίες με κυψέλη ηλεκτρόλυσης στερεού ηλεκτρολύτη (SOEC).

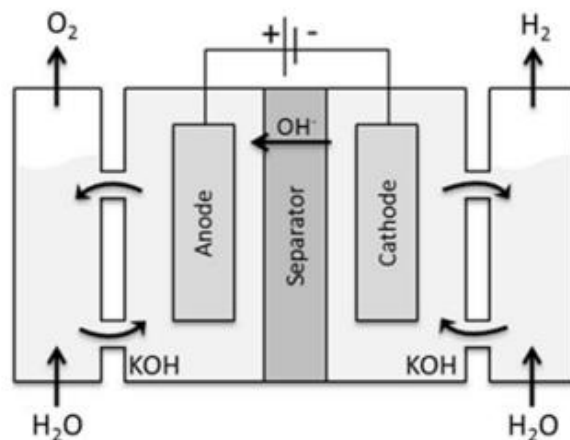
#### 2.2.1.1 Αλκαλική ηλεκτρόλυση

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση (Alkaline electrolysis) αποτελεί την πιο ώριμη τεχνολογία ηλεκτρόλυσης. Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου σε βιομηχανικές εφαρμογές μεγάλης κλίμακας. Η κυψέλη του αλκαλικού ηλεκτρολύτη αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια βυθισμένα στον ηλεκτρολύτη και ένα 20-40% υδατικό διάλυμα υδροξειδίου του καλίου

(KOH) ή υδροξείδιο του νατρίου (NaOH). Τα ηλεκτρόδια είναι, συνήθως, κατασκευασμένα από νικέλιο ή από επινικελωμένο χάλυβα. Τα ηλεκτρόδια είναι συνδεδεμένα εξωτερικά του διαλύματος με μια πηγή τάσης συνεχούς ρεύματος. Η διατήρηση υψηλών συγκεντρώσεων ηλεκτρολύτη στο κελί είναι μια σημαντική παράμετρος διότι καθορίζει την ηλεκτρική αγωγιμότητα, η οποία πρέπει να παραμένει υψηλή ώστε να αποφεύγεται η ανάγκη για επιπλέον τάση. Με τη ροή συνεχούς ρεύματος στην αλκαλική κυψέλη, λαμβάνει χώρα μια αντίδραση μείωσης στην κάθοδο, παράγοντας ιόντα υδρογόνου και υδροξειδίου, όπως φαίνεται στην (2.2). Τα ιόντα υδροξειδίου μπορούν να μεταφερθούν διαμέσου της μεμβράνης διαχωρισμού, όπου πρόκειται να οξειδωθεί στην άνοδο, για την παραγωγή οξυγόνου και νερού όπως δίδεται στην (2.3). Οι ακόλουθες ηλεκτροχημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται μέσα στην κυψέλη αλκαλικής ηλεκτρόλυση[42]:



Η θερμοκρασία λειτουργίας κυμαίνεται από 70 έως 90 °C. Οι περισσότερες αλκαλικές συσκευές ηλεκτρόλυσης λειτουργούν σε ατμοσφαιρική πίεση, ενώ τα συστήματα που λειτουργούν υπό πίεση φτάνουν σε πιέσεις μέχρι 15 bar. Η ποιότητα των αερίων προϊόντων κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 99,5-99,9% για το H<sub>2</sub> και 99-99,8% για το O<sub>2</sub>, η οποία μπορεί να αυξηθεί σε επίπεδα άνω του 99,999% με καταλυτικό καθαρισμό του αερίου (αποοξειδωτής). Η τυπική απόδοση τάσης (LHV) του συστήματος κυμαίνεται μεταξύ 60-80% .

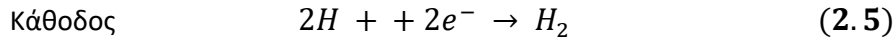
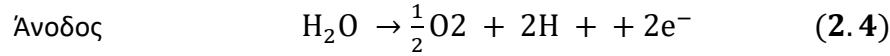


Εικόνα 3: Σχηματική απεικόνιση αλκαλικού ηλεκτρολυτικού κελιού[42]

### 2.2.1.2 Ηλεκτρολύτες πολυμερικής μεμβράνης (PEM)

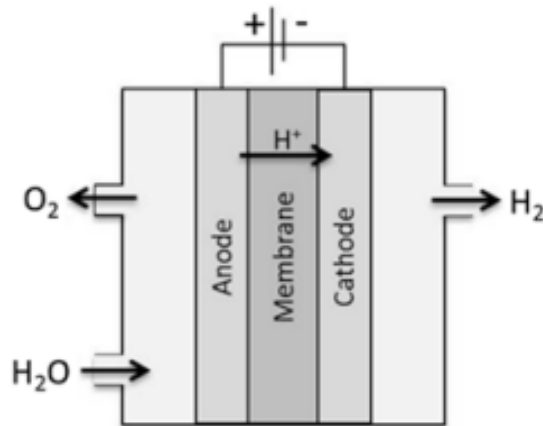
Οι ηλεκτρολύτες τύπου (Polymer Electrolyte Membrane Electrolysers - PEM) αποτελούν τη δεύτερη πιο σημαντική τεχνολογία ηλεκτρόλυσης και την νεότερη τεχνολογία της οποίας η βασική διαφορά είναι η χρήση ηλεκτρολύτη υπό την μορφή πολυμερούς μεμβράνης. Η τεχνολογία αυτή θεωρείται λιγότερο ανεπτυγμένη σε σχέση με την αλκαλική ηλεκτρόλυση για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας. Εντούτοις, έχει αποκτήσει εμπορική ωριμότητα σε βιομηχανικές εφαρμογές μικρής κλίμακας. Η αρχή λειτουργίας της συγκεκριμένης ηλεκτρόλυσης περιγράφεται στις (2.4) και (2.5). Ο ηλεκτρολύτης είναι μια οργανική πολυμερική μεμβράνη, στην οποία τα πρωτόνια που παράγονται στην άνοδο μεταφέρονται στην κάθοδο μέσω της μεμβράνης αυτής. Αποφεύγεται με αυτόν τον τρόπο η ανάκτηση και ανακύκλωση του διαλύματος ηλεκτρολύτη υδροξειδίου του καλίου (KOH),

που είναι απαραίτητη στους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες. Οι ακόλουθες ηλεκτροχημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται μέσα στους ηλεκτρολύτες τύπου PEM[42], [43].



Οι συνθήκες λειτουργίας μέσα στο ηλεκτρολυτικό κελί PEM είναι παρόμοιες με του αλκαλικού με τη θερμοκρασία λειτουργίας να κυμαίνεται μεταξύ 60-80°C , ενώ η πίεση λειτουργίας είναι υψηλότερη από αυτή του αλκαλικού και κυμαίνεται μεταξύ 30-80 bar. Επίσης οι PEM ηλεκτρολύτες μπορούν να λειτουργούν σε υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος άρα να παράγουν υδρογόνο με υψηλότερους ρυθμούς, ενώ εξασφαλίζουν καθαρότητα υδρογόνου 99,95%. Τέλος ο βαθμός απόδοσης τους είναι υψηλότερος συγκριτικά με την συμβατική αλκαλική ηλεκτρόλυση [44].

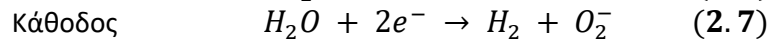
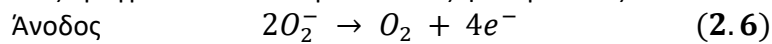
Οι PEM ηλεκτρολύτες προσφέρουν ευέλικτη λειτουργία, η οποία προκύπτει από τους σύντομους χρόνους απόκρισης (έναρξης και σβέσης). Τα συγκεκριμένα πλεονεκτήματα ταιριάζουν πάρα πολύ με τις βασικές απαιτήσεις των τεχνολογιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων (Power-to- X), οι οποίες είναι άμεσα συνδεδεμένες με τη μεταβαλλόμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μέσω ΑΠΕ και με της υψηλής πίεσης μονάδες αποθήκευσης υδρογόνου. Το κύριο μειονέκτημα της PEM τεχνολογίας είναι οι δυσκολίες που προκύπτουν από την ανάπτυξη συστημάτων μεγάλης κλίμακας, εξαιτίας της μεγάλης πολυπλοκότητας των συστημάτων και των ακριβών καταλυτών των ηλεκτροδίων (πλατίνα, ιρίδιο) και υλικών μεμβράνης. Παρόλα αυτά, το μέγεθος των συστημάτων των PEM μονάδων ηλεκτρόλυσης έχει μεγαλώσει σημαντικά τα τελευταία χρόνια, λόγω της εξέλιξης της τεχνολογίας, έχουν φτάσει στα 10 MW, ενώ κάποιοι κατασκευαστές αναμένεται να αναπτύξουν συσκευές των μερικών MW. Τέλος, το συνολικό τους κόστος είναι, επί του παρόντος, υψηλότερο από εκείνο των αλκαλικών μονάδων ηλεκτρόλυσης, ωστόσο, μελλοντικά αναμένεται σημαντική μείωση του κόστους τους λόγω των οικονομικών κλίμακας και της τεχνολογικής εξέλιξης (π.χ. νέα υλικά, βελτιστοποίηση διαδικασιών). Συνεπώς, οι μονάδες ηλεκτρόλυσης τύπου PEM προβλέπεται να αποτελέσουν σημαντικό ανταγωνιστή της αλκαλικής τεχνολογίας [25], [26], [42].



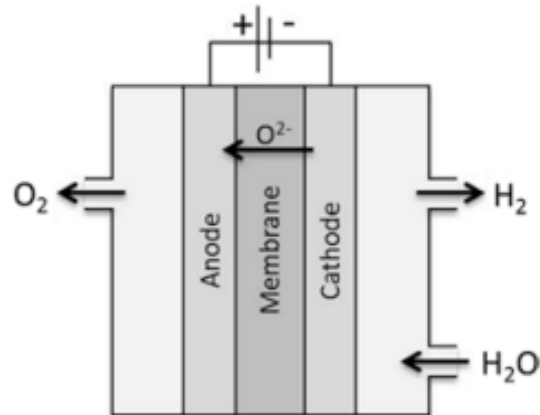
Εικόνα 4: Σχηματική απεικόνιση PEM ηλεκτρολυτικού κελιού [42]

### 2.2.1.3 Ηλεκτρόλυση σε υψηλές θερμοκρασίες με κυψέλη ηλεκτρόλυσης στερεού ηλεκτρολύτη (SOEC)

Οι ηλεκτρολύτες υψηλής θερμοκρασίας (SOEC - Solid Oxide Electrolyzer Cell) αποτελούν τις λιγότερο ώριμες τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης και εμφανίζουν μικρότερη εμπορικότητα. Στην τεχνολογία ηλεκτρόλυσης στερεών οξειδίων (SOEC) χρησιμοποιείται ένα λεπτό στρώμα στερεού οξειδίου ως ηλεκτρολύτης. Το νερό σε μορφή υδρατμών τροφοδοτείται στην κάθοδο και ανάγεται σε υδρογόνο και ιόντα οξυγόνου, όπως φαίνεται στην (2.6). Σε υψηλές θερμοκρασίες, το λεπτό στρώμα στερεού οξειδίου καθίσταται αγώγιμο και τα ιόντα οξυγόνου μεταφέρονται στην άνοδο για την οξείδωσή τους σε μόρια οξυγόνου (2.7). Τα αέρια του προϊόντος διαχέονται μέσω των πορωδών ηλεκτροδίων, ενώ το SOE χρησιμοποιεί στερεό ηλεκτρολύτη για το διαχωρισμό της ανόδου και της καθόδου, παρέχοντας ιοντική αγωγιμότητα παρόμοια με τα συστήματα PEM. Οι ακόλουθες ηλεκτροχημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται μέσα στους ηλεκτρολύτες τύπου SOEC [42], [43]:



Οι ηλεκτρολύτες τύπου SOEC λειτουργούν σε θερμοκρασίες μεταξύ 700-1000 °C και παρουσιάζουν μεγάλο βαθμό απόδοσης σε σύγκριση με τις παραπάνω τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης. Λειτουργούν κυρίως σε ατμοσφαιρική πίεση, ενώ έχουν αναπτυχθεί συστήματα με πίεση μέχρι 25 bar [44]. Καθώς χρησιμοποιούν ατμό για τη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης, απαιτείται η ύπαρξη μιας εξωτερικής πηγής θερμότητας, δεδομένου ότι οι διεργασίες ηλεκτρόλυσης είναι ενδόθερμες. Για αυτό το λόγο, προκύπτει ότι οι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου μπορούν να συνδεθούν με τεχνολογίες παραγωγής θερμότητας για υψηλότερη ηλεκτρική απόδοση του συστήματος. Όταν το ηλεκτροχημικό κελί λειτουργεί ενδόθερμα, θερμότητα για εξάτμιση νερού μπορεί να παρέχεται από άλλες πηγές, όπως η απορριπτόμενη θερμότητα από τη βιομηχανία ή συγκεντρωμένους σταθμούς ηλιακής ενέργειας. Μία σημαντική και πλήρως ανανεώσιμη επιλογή είναι η σύζευξη των SOEC με συγκεντρωμένη ηλιακή ενέργεια, η οποία θα μπορούσε να παρέχει και ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα στον ηλεκτρολύτη SOEC [43]. Σε αντίθεση με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες και τους ηλεκτρολύτες PEM, οι SOEC ηλεκτρολύτες είναι δυνατό να λειτουργήσουν αντίστροφα, ως κυψέλη καυσίμου μετατρέποντας το υδρογόνο σε ηλεκτρισμό. Αυτό σημαίνει ότι η συγκεκριμένη τεχνολογία θα μπορούσε να προσφέρει υπηρεσίες εξισορρόπησης στο δίκτυο, σε συνδυασμό με εγκαταστάσεις αποθήκευσης υδρογόνου. Ένας ηλεκτρολύτης τύπου SOEC δύναται, επίσης, να χρησιμοποιηθεί και για την συν-ηλεκτρόλυση (co-electrolysis) ατμού (H<sub>2</sub>O) και διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>), παράγοντας μίγμα αερίων μονοξειδίου του άνθρακα (CO) και υδρογόνου (H<sub>2</sub>), που ονομάζεται συνθετικό αέριο (syngas). Το προϊόν αυτό αποτελεί τη βάση για τη μεταγενέστερη μετατροπή του σε αρκετά προϊόντα, όπως συνθετικά καύσιμα, λιπάσματα, διαλύτες και συνθετικά υλικά [38], [42].



Εικόνα 5: Σχηματική απεικόνιση SOEC ηλεκτρολυτικού κελιού [42]

### 2.2.2 Χρήση Υδρογόνου για παραγωγή ενέργειας.

Το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως πρώτη ύλη, ως καύσιμο ή ως φορέας ενέργειας και ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας έχει πολλές δυναμικές εφαρμογές στους τομείς της βιομηχανίας, των μεταφορών, της ενέργειας και των κτιρίων. Η παραγωγή ενέργειας από υδρογόνο μπορεί να επιτευχθεί με τη χρήση τεχνολογιών κυψελών καυσίμου, μηχανών εσωτερικής καύσης και αεριοστρόβιλων.

**Κυψέλες καυσίμου:** Οι κυψέλες καυσίμου είναι γεννήτριες ηλεκτρικής ενέργειας που μετατρέπουν την αποθηκευμένη χημική ενέργεια στο υδρογόνο απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια συνεχούς ρεύματος (DC). Αντιθέτως με άλλες τεχνολογίες οι κυψέλες δεν παράγουν θερμότητα σε κάποιο ενδιάμεσο στάδιο, αλλά μετατρέπουν απευθείας τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό «άμεσα» σημαίνει ότι η μετατροπή ενέργειας δεν πραγματοποιείται μέσω θερμικής μηχανής και επομένως η απόδοση των κυψελών δεν υπόκειται στο όριο της απόδοσης Carnot. Οι δύο συνηθέστερες τεχνολογίες είναι οι κυψέλες καυσίμου στερεών οξειδίων (SOFC) και οι κυψέλες καυσίμου με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEM). Οι πρώτες εμφανίζουν θεωρητική μέγιστη απόδοση πάνω από 80% και λειτουργούν σε υψηλές θερμοκρασίες, συνήθως μεταξύ 800-1000°C, ενώ των PEM που λειτουργούν σε χαμηλότερες θερμοκρασίες, μεταξύ 40-80°C με μια θεωρητική απόδοση έως και 68%. Επιπλέον οι SOFC κυψέλες είναι πιο αποδοτικές για παραγωγή ηλεκτρικής συνδυασμένης θερμότητας και ισχύος (CHP) με αποδοτικότητα που υπερβαίνει το 80%, σε αντίθεση με τις PEM είναι πιο ελκυστικές για οχήματα, οικιακές κατανεμημένες ηλεκτροπαραγωγές και φορητές ηλεκτρικές εφαρμογές.[38] Κορυφαίοι κατασκευαστές οχημάτων κυψελών υδρογόνου σήμερα είναι η Toyota, η Hyundai και η Honda ενώ και άλλες εταιρίες εισέρχονται στην αγορά σταδιακά όπως BMW και Mercedes

**Εμβολοφόρες μηχανές εσωτερικής καύσης:** Ο κινητήρας εσωτερικής καύσης είναι ένας τύπος θερμικής μηχανής που μετατρέπει τη χημική ενέργεια ενός καυσίμου σε μηχανική ενέργεια. Οι θεωρητικές μέγιστες αποδόσεις κυμαίνονται από 40% - 50% χωρίς να ληφθούν υπόψη οι διατάξεις συνδυασμένου κύκλου με την πραγματική απόδοση να φτάνει 30-40%. Αν και είναι αρκετά φθηνότερες μηχανές και το επίπεδο τεχνολογικής ωριμότητας είναι πολύ υψηλότερο από αυτό που συμβαίνει σήμερα με τις κυψέλες καυσίμου εμφανίζουν σημαντικές προκλήσεις όπως στην



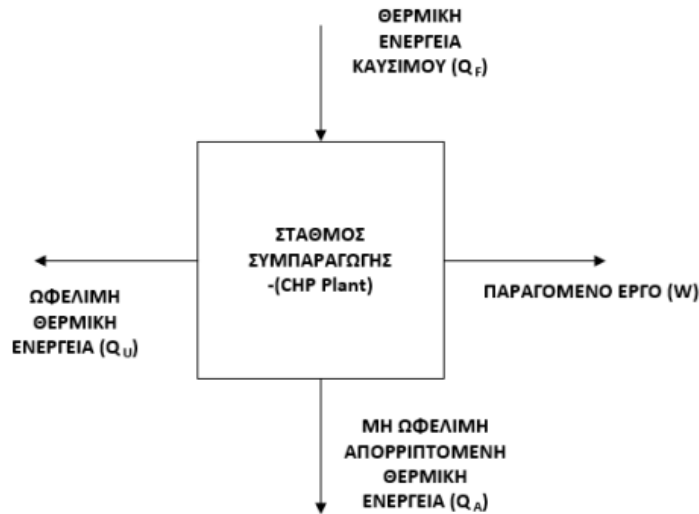
αρχιτεκτονική τους για την αποφυγή ανώμαλων προβλημάτων καύσης και ανάφλεξης που σχετίζονται με την πολύ χαμηλή ενέργεια ανάφλεξης του υδρογόνου. [38], [45]

**Αεριοστρόβιλοι:** Ο αεριοστρόβιλος είναι ένας τύπος θερμικής μηχανής που μετατρέπει τη χημική ενέργεια ενός καυσίμου που τα τελευταία χρόνια είναι συνήθως φυσικό αέριο σε μηχανική ενέργεια. Μαζί με τους κινητήρες ντίζελ αποτελούν τις κύριες επιλογές για την παραγωγή ενέργειας. Η τεχνολογία των αεριοστρόβιλων επιτρέπει να λειτουργούν σε υψηλότερες θερμοκρασίες και πιέσεις από τις μηχανές εσωτερικής καύσης, γεγονός που αυξάνει την απόδοση τους. Οι απλοί κύκλοι αεριοστρόβιλων έχουν μέγιστες θεωρητικές αποδόσεις που πλησιάζουν το 60% με τις πραγματικές τιμές να κυμαίνονται στις τιμές 20-45%. Στις περιπτώσεις κύκλου για συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, όπου γίνεται και ενεργειακή εκμετάλλευση των καυσαερίων ο συνολικός βαθμός απόδοσης φτάνει το 70-90%. Επιπλέον, οι αεριοστρόβιλοι έχουν αποδειχθεί πολύ αποτελεσματικοί στην εξισορρόπηση της διακοπτόμενης παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας λόγω της ευελιξίας τους και των σύντομων χρόνων ανύψωσης. [45] Ειδικότερα, με τη μετάβαση σε περισσότερη χρήση ανανεώσιμων μορφών ενέργειας στην Ευρώπη, η αστάθεια του δικτύου που συνδέεται με τη διαλείπουσα τάση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ανησυχία και, ως εκ τούτου, η ταχεία απόκριση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας καθιστούν τους αεριοστρόβιλους σημαντικούς. Το προηγούμενο αποτέλεσμα προέρχεται από την ικανότητα των στρόβιλων να μεταβάλλουν το ρυθμό εκκίνησης τους δηλαδή το πόσο γρήγορα μπορεί να αλλάξει η λειτουργική τους ικανότητα. Ο ρυθμός αυτός εξαρτάται άμεσα από το ποσοστό έγχυσης τους πεπιεσμένου αέρα και αναμένεται να αυξηθεί τα επόμενα χρόνια προκειμένου να ικανοποιούνται καλύτερα οι απαιτήσεις του συστήματος[46]. Συγκεκριμένα, οι χρόνοι εκκίνησης των αεριοστρόβιλων κυμαίνονται μεταξύ 4–45 λεπτών σε θερμές εκκινήσεις και 4–250 λεπτών σε κρύες εκκινήσεις, ενώ οι χρόνοι εκκίνησης στους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με άνθρακα κυμαίνονται μεταξύ 100–300 λεπτά στις ζεστές εκκινήσεις και 450–900 λεπτά στις κρύες εκκινήσεις.[47]

## 2.3 Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με αεριοστρόβιλο συνδυασμένου κύκλου (CCGT)

### 2.3.1 Συμπαραγωγή

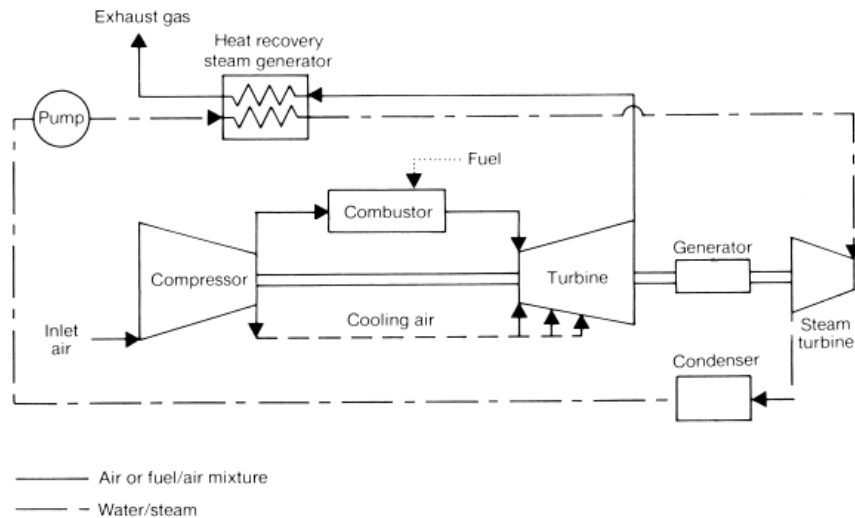
Η συμπαραγωγή εξ' ορισμού, είναι η παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από την ίδια πρωτογενή πηγή καυσίμου. Οι μονάδες συμπαραγωγής (Combined Heat and Power CHP) οδηγούν σε υψηλούς βαθμούς απόδοσης που πολλές φορές ξεπερνούν το 80% σε αντίθεση με το 30-60% που φτάνουν συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με αεριοστρόβιλους ανοιχτού κύκλου χωρίς αξιοποίηση των θερμών καυσαερίων, ή μονάδες συνδυασμένου χωρίς πρόσθετη παροχή θερμικής ενέργειας. Μια τυπική θερμική μονάδα συμπαραγωγής ενέργειας λαμβάνει από το καύσιμο θερμική ενέργεια ( $Q_F$ ) η οποία μετατρέπεται εν μέρει σε ηλεκτρικό έργο ( $W$ ) και εν μέρει σε ωφέλιμη θερμότητα ( $Q_U$ ) ενώ απορρίπτει θερμική ενέργεια  $Q_{NU}$  σε ένα δοχείο χαμηλής θερμοκρασίας όπως φαίνεται στην **Εικόνα 7** [48], [49].



Εικόνα 6: Μονάδα Συμπαγωγής [49]

### 2.3.2 Αρχή λειτουργίας των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με αεριοστρόβιλο συνδυασμένου κύκλου (CCGT)

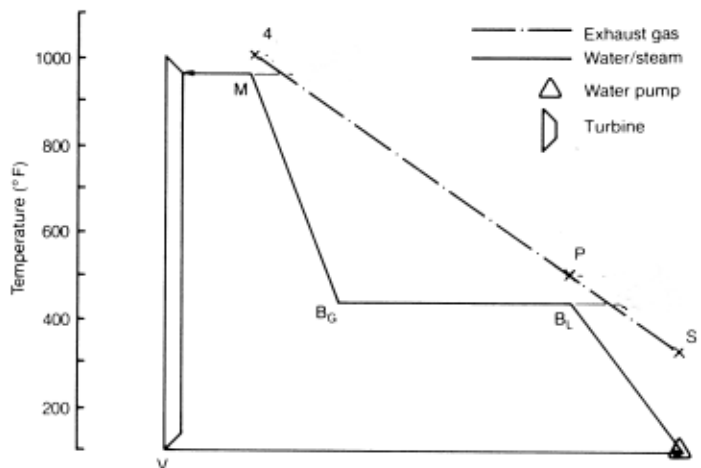
Ένας αεριοστρόβιλος συνδυασμένου κύκλου (CCGT) συνδυάζει την λειτουργία ενός ανοικτού κύκλου αεριοστρόβιλου (Brayton) και ενός κλειστού κύκλου ατμοστρόβιλου (Rankine). Αυτοί οι δύο κύκλοι συνθέτουν τον συνδυασμένο κύκλο (Combined Cycle Gas Turbine-CCGT) του οποίου η βασική αρχή λειτουργίας είναι η εκμετάλλευση των υψηλών θερμοκρασιών των καυσαερίων του κύκλου αεριοστρόβιλου για την μετατροπή δηλαδή της θερμικής ενέργειας σε ηλεκτρική μέσω στροβίλων και γεννητριών. Στην **Εικόνα 8** απεικονίζεται ένα απλό διάγραμμα ροής ενός συνδυασμένου κύκλου μία πίεσης [49], [50].



Εικόνα 7: Διάγραμμα ροής ενός συνδυασμένου κύκλους μιας πίεσης [50]

Η διαδικασία μιας μονάδας συνδυασμένου κύκλου συμπαραγωγής ξεκινά με τη αναρρόφηση αέρα του περιβάλλοντος στον συμπιεστή, με τον αέρα να υψώνεται στο ανώτερο επίπεδο. Στην συνέχεια το καύσιμο εισόδου, με το φυσικό αέριο να χρησιμοποιείται περισσότερο από τα άλλα ορυκτά καύσιμα λόγω χαμηλότερων εκπομπών, αναμιγνύεται με τον συμπιεσμένο αέρα και καίγεται σε ένα θάλαμο καύσης για την παραγωγή θερμότητας. Το θερμό ρεύμα που παράγεται εκτονώνεται στην συνέχεια περιστρέφοντας τον άξονα του στροβίλου και παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια στη γεννήτρια. Το ρεύμα καυσαερίων με υψηλή θερμοκρασία δεν αποβάλλεται στο περιβάλλον λόγω περιβαλλοντικών περιορισμών επομένως χρησιμοποιείται για τον κύκλο ατμού. Συγκεκριμένα, η ενθαλπία που παραμένει στην έξοδο του αεριοστρόβιλου εισέρχεται στην γεννήτρια ανάκτησης θερμότητας (HRSG), μέσω του οποίου πραγματοποιείται η ανταλλαγή θερμότητας μεταξύ των ρευμάτων των καυσαερίων και του κύκλου ατμού. Ο υπέρθερμος ατμός υψηλής πίεσης που έχει δημιουργηθεί, εκτονώνεται σε ένα ατμοστρόβιλο για την παραγωγή πρόσθετης ισχύς. Ο ατμός έπειτα συμπυκνώνεται σε υγρό νερό στο συμπυκνωτή, αντλείται ξανά στην υψηλή πίεση μέσω μια αντλίας και επιστρέφει στην συνέχεια στον κύκλο για να θερμανθεί ξανά από τα καυσαέρια του αεριοστρόβιλου [50], [51].

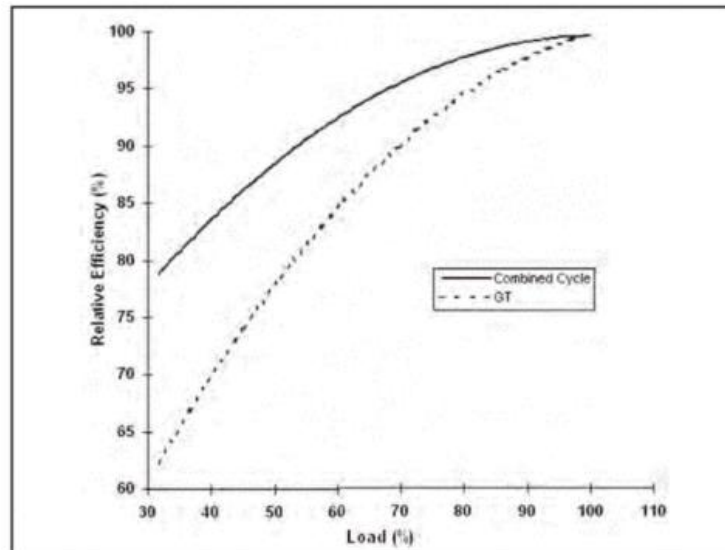
Η γεννήτρια ανάκτησης θερμότητας (HRSG) όπως προαναφέρθηκε είναι υπεύθυνη για την μεταφορά της ενθαλπίας από τα καυσαέρια του αεριοστρόβιλου στον ατμό. Η μεταφορά αυτή βελτιώνεται με την επιλογή των συνθηκών ατμού και με πολλαπλές πιέσεις και ροές ατμού. Η προηγούμενη ανάλυση αναφερόταν σε μία μόνο πίεση ατμού. Η διαδικασία της ανταλλαγής θερμότητας στην γεννήτρια ανάκτησης θερμότητας φαίνεται στο **Διάγραμμα 6**. Συγκεκριμένα, η διαδικασία για το κύκλο ατμού στο HRSG ξεκινά με το νερό στο σημείο (L) να εισέρχεται στο εξοικονομητή και να θερμαίνεται μέχρι να βράσει στο σημείο J(BL), όπου βράζει στον εξατμιστή σε σταθερή θερμοκρασία μέχρι να εξατμιστεί και τέλος εισέρχεται στον υπερθερμαντήρα που υπερθερμαίνεται μέχρι το σημείο (L) [50], [51].



**Διάγραμμα 6: Διάγραμμα ενέργειας /θερμοκρασίας για τον ατμοπαραγωγό μονής πίεσης με ανάκτηση θερμότητας [50]**

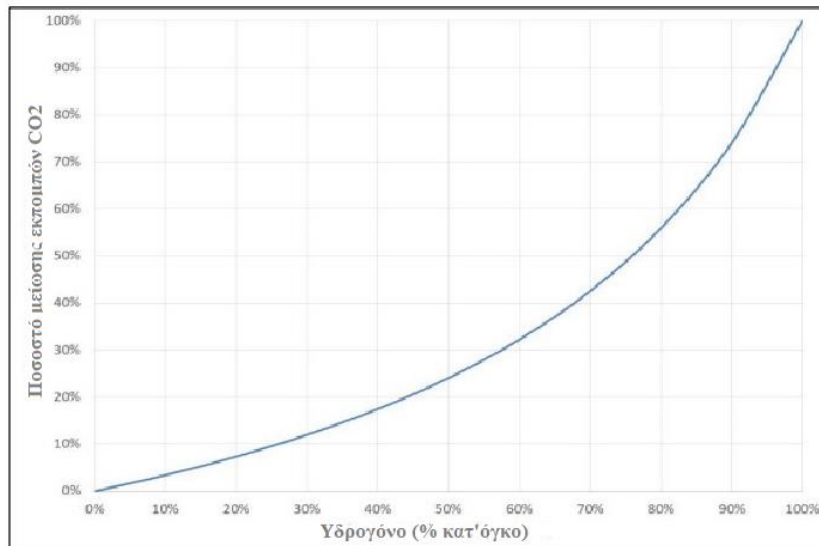
Οι μονάδες συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο έχουν βρεθεί ότι είναι πιο αποδοτικοί από τους σταθμούς παραγωγής ενέργειας με άνθρακα σε πλήρες φορτίο και μερικό φορτίο.[47] Επιπλέον, οι

αποδόσεις τόσο των μεμονωμένων αεριοστρόβιλων όσο και των μονάδων συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο (CCGT) αλλάζουν όταν αυτές λειτουργούν σε μερικό φορτίο με την δεύτερη περίπτωση (δηλαδή των CCGT) να είναι οι καταλληλότεροι σε μερικό φορτίο[51]. Αυτό φαίνεται και στο **Διάγραμμα 7** που δείχνει τον βαθμό απόδοσης σε σχέση με τον ονομαστικό βέλτιστο βαθμό απόδοσης σε λειτουργία πλήρους φορτίου.



**Διάγραμμα 7:** Απόδοση μερικού φορτίου μεμονωμένου αεριοστρόβιλου (GT) και μονάδες συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο (CCGT) [51]

Οι εκπομπές που προέρχονται από τους σταθμούς συνδυασμένου κύκλου με αεριοστρόβιλο (CCGT) εξαρτώνται από τα περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά όπως είναι η θερμοκρασία περιβάλλοντος και η σχετική υγρασία περιβάλλοντος, τα λειτουργικά χαρακτηριστικά όπως η αναλογία πίεσης του συμπιεστή, η θερμοκρασία εισόδου του στροβίλου και η παροχή μάζας των καυσαερίων. Επιπλέον, ο θερμοκός βαθμός απόδοσης του σταθμού αλλά και ο τύπος τους καυσίμου έχουν άμεσο αντίκτυπο στις εκπομπές.[52] Οι συνολικές εκπομπές σε σταθμό συμπαραγωγής φυσικού αερίου (NGGT) ένα είναι λιγότερες από τις μισές εκπομπές παραγωγής ενέργειας με βάση τον άνθρακα για την ίδια παραγωγή ενέργειας[53]. Διάφορες τεχνολογίες που μπορούν να είναι επωφελής για την μείωση του διοξειδίου του άνθρακα είναι οι μέθοδοι της δέσμησης, αξιοποίησης και αποθήκευσης άνθρακα (CCUS) αλλά και η μέθοδος πρό-καύσης με ανάμιξη υδρογόνου ή καθαρής καύση υδρογόνου θα μπορούσε να μειώσει τις εκπομπές. [54] Καθώς τα επίπεδα εκπομπών για νέες κατασκευασμένες μονάδες CCGT χωρίς δέσμηση άνθρακα είναι σήμερα περίπου 350 gCO<sub>2</sub>/kWh, αναμένεται ότι μέχρι το 2030 κάθε μονάδα που λειτουργεί θα πρέπει πιθανώς να μπορεί να επιτύχει μέσα ετήσια επίπεδα εκπομπών 100 gCO<sub>2</sub>/kWh με την δέσμηση άνθρακα(CCS). [55] Η χρήση 100% υδρογόνου ή ανάμειξη υδρογόνου με φυσικό αέριο ως καύσιμο για έναν αεριοστρόβιλο θα οδηγήσει σε σημαντική μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) σε σχέση με τη λειτουργία σε 100% φυσικό αέριο ή άλλα καύσιμα υδρογονανθράκων. Στα **Διαγράμματα 8** παρουσιάζεται πως μεταβάλλεται η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) συναρτήσει του ποσοστού ογκομετρικής υποκατάστασης του υδρογόνου στο μίγμα καυσίμου φυσικό αερίου-υδρογόνου.



**Διάγραμμα 8: Μείωση Εκπομπών CO<sub>2</sub> συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H<sub>2</sub> [56]**

Σύμφωνα με την βιβλιογραφική ανασκόπηση που κυκλοφόρησε από το Εθνικό Εργαστήριο Ενεργειακής Τεχνολογίας (NETL) του Υπουργείου Ενέργειας (DOE) τον Αύγουστο του 2022, το πραγματικό ποσοστό κατ' όγκο του υδρογόνου που χρησιμοποιείται ως καύσιμο και οι σχετικές εκπομπές εξαρτώνται από το μοντέλο της τουρμπίνας καύσης, τον καυστήρα, το σύστημα καύσης και την κατανάλωση του καυσίμου.[57]

### 2.3.3 Προκλήσεις καύσης 100% H<sub>2</sub> σε αεριοστρόβιλους

Τα τελευταία χρόνια η καύση καθαρού H<sub>2</sub> ή μίγματος φυσικού αερίου-υδρογόνου σε αεριοστρόβιλους υψηλών βαθμών απόδοσης απασχολεί όλο και περισσότερο την επιστημονική έρευνα και τις βιομηχανίες. Καθώς οι αεριοστρόβιλοι είναι εγγενώς ευέλικτοι ως προς τα καύσιμα, μπορούν να διαμορφωθούν ώστε να λειτουργούν με πράσινο υδρογόνο ή παρόμοια καύσιμα ως νέα μονάδα ή να αναβαθμιστούν ακόμη και μετά από εκτεταμένη χρήση σε παραδοσιακά καύσιμα όπως το φυσικό αέριο. Το εύρος των απαιτούμενων τροποποιήσεων για τη διαμόρφωση ενός αεριοστρόβιλου ώστε να λειτουργεί με υδρογόνο εξαρτάται από την αρχική διαμόρφωση του αεριοστρόβιλου και τη συνολική ισορροπία της εγκατάστασης, καθώς και από την επιθυμητή συγκέντρωση υδρογόνου στο καύσιμο. Σε μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής με έναν ή περισσότερους στρόβιλους με καύσιμα υδρογόνου, ενδέχεται να χρειαστούν αλλαγές στα συστήματα καύσης και στα συστήματα ασφαλείας της εγκατάστασης από τα μέχρι τα σημερινά δεδομένα.

Το ειδικό σύστημα καύσης είναι απαιτητικό ώστε ένας αεριοστρόβιλος να μπορεί να λειτουργήσει με καύσιμο πλούσιο σε υδρογόνο. Πρώτον, απαιτείται προσεκτικός σχεδιασμός για να γίνει σταθερή η καύση του υδρογόνου, καθώς η ταχύτητα διάδοσης της φλόγας υδρογόνου είναι πολύ υψηλή με αποτέλεσμα να δημιουργούνται αστάθειες φλόγας και ανεπιθύμητες διακυμάνσεις πίεσης και μηχανικής καταπόνησης στα μέρη του καυστήρα. Επιπλέον, λόγω της υψηλής θερμοκρασίας καύσης του υδρογόνου η παραγωγή των εκπομπών οξειδίων του αζώτου (NO<sub>x</sub>) τριπλασιάζονται σε σχέση από την καύση φυσικού αερίου.[58] Οι δυο στρατηγικές για την

αντιμετώπιση αυτών των ζητημάτων βασίζεται στους καυστήρες οι οποίοι συνήθως διαχωρίζονται σε δύο κατηγορίες: καυστήρες διάχυσης φλόγας (Diffusion Flame Combustors) και καυστήρες προ-ανάμιξης. Στην πρώτη περίπτωση, το  $H_2$  και ο αέρας ψεκάζεται στον καυστήρα. Αυτό προσφέρει ευελιξία στη χρήση μικτών καυσίμων και μπορεί να χρησιμοποιηθεί με 100% υδρογόνο, 100% φυσικό αέριο ή οποιοδήποτε μείγμα από τα δύο. Ωστόσο, αυτή η τεχνολογία έχει ως αποτέλεσμα υψηλή τιμή  $NO_x$  απαιτώντας μετατροπές μεγάλου κόστους για την ρύθμιση των εκπομπών οξειδίων του αζώτου ( $NO_x$ ). Από την άλλη πλευρά στους καυστήρες προ-ανάμιξης, το καύσιμο και ο αέρας αναμιγνύονται πριν τοποθετηθούν στον καυστήρα. Οι λειτουργίες τους είναι με αεροδυναμικά σταθεροποιημένες φλόγες χαμηλότερης θερμοκρασίας από τους καυστήρες διάχυσης και παρουσιάζουν πολύ χαμηλότερες εκπομπές  $NO_x$ . Ωστόσο, το καύσιμο που περιέχει υδρογόνο είναι επιρρεπής σε αναδρομή. Η αναδρομή είναι ένα φαινόμενο όπου οι φλόγες στο εσωτερικό του καυστήρα λόγω της υψηλής ταχύτητας φλόγας που παρουσιάζει το υδρογόνο ως καύσιμο βγαίνουν από το θάλαμο καύσης. Για την επίλυση του φαινομένου αυτού γίνονται βελτιώσεις στο ακροφύσιο στροβιλισμού και αρκετά θερμοστοιχεία ώστε σε περίπτωση που παρατηρηθούν αρκετά υψηλές θερμοκρασίες να σταματήσει η λειτουργία και να αποφευχθεί το flashback. [58], [59]

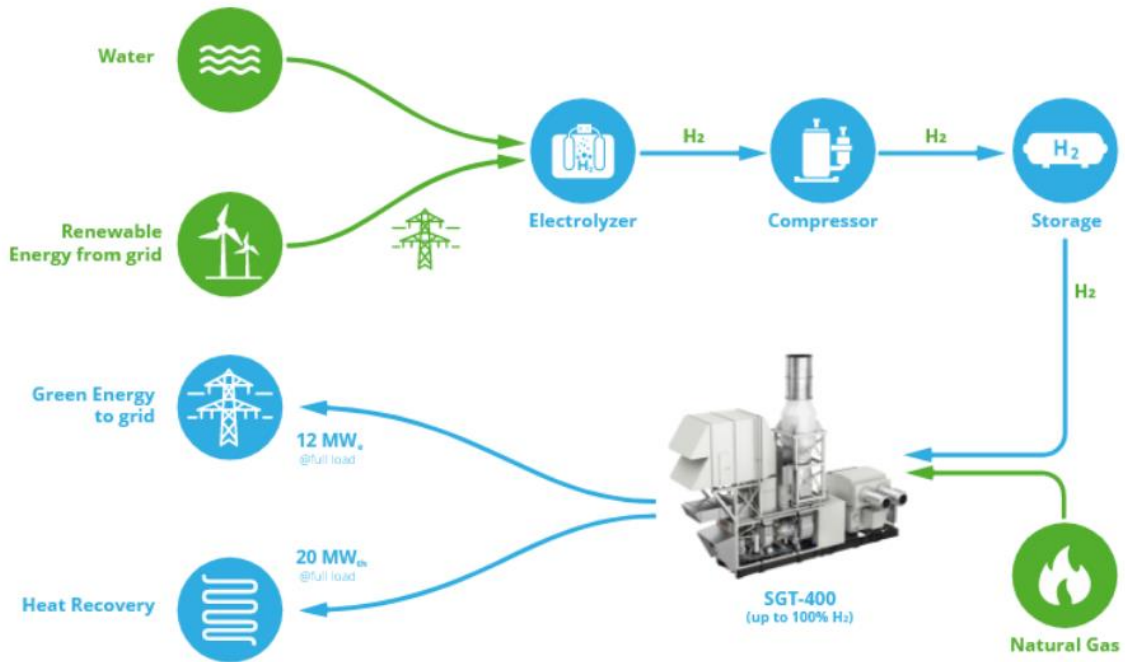
Εκτός από τους καυστήρες, σημαντικές υπάρχουν πρόσθετες λειτουργικές προκλήσεις με το υδρογόνο που σχετίζονται με τη συνολική ασφάλεια της εγκατάστασης. Η χρήση ειδικών συστημάτων ανίχνευσης φλόγας για φλόγες υδρογόνου καθίστανται σημαντικά καθώς μια φλόγα υδρογόνου έχει χαμηλή φωτεινότητα και είναι σχεδόν αδύνατο να παρατηρηθεί οπτικά. Επιπλέον, λόγω του πολύ μικρού μορίου του υδρογόνου, το οποίο μπορεί να διαχέεται από σημεία που θεωρούνται αεροστεγή για άλλα αέρια με αποτέλεσμα οι παραδοσιακές στεγανοποιήσεις που χρησιμοποιούνται για το φυσικό αέριο θα πρέπει να αντικατασταθούν με συγκολλητικές συνδέσεις ή αναβαθμισμένες σφραγίσεις. Τέλος, το υδρογόνο είναι πιο εύφλεκτο από το μεθάνιο με το κατώτερο όριο καύσης για το μεθάνιο (στον αέρα) να είναι ~5%, ενώ για το υδρογόνο να είναι ~4%. Ως εκ τούτου, οι διαρροές υδρογόνου θα μπορούσαν να δημιουργήσουν αυξημένους κινδύνους ασφάλειας που απαιτούν αλλαγές στις διαδικασίες των εγκαταστάσεων, στις ζώνες ασφαλείας / αποκλεισμού. [60]

### 2.3.4 Αεριοστρόβιλοι που λειτουργούν με υδρογόνο ( $H_2$ )

Το 2020 το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Στροβίλων (ETN) εξέδωσε την έκθεση ETN Hydrogen Gas Turbine Report η οποία αναφέρει ότι οι κατασκευαστές στροβίλων καύσης δεσμεύτηκαν να κατασκευάσουν ή να αναβαθμίσουν τους ήδη εγκατεστημένους αεριοστρόβιλους στο εγγύς μέλλον ώστε να επιτρέπουν έως και 100% καύση υδρογόνου με στόχο ασφαλών και ευέλικτων λύσεων για την επίτευξη χαμηλών ανθρακούχων εκπομπών. [61] Συγκεκριμένα βιομηχανίες όπως η General Electric, η Mitsubishi Heavy Industries και η Siemens Energy έχουν προσαρμόσει διάφορα μοντέλα αεριοστρόβιλων ώστε να λειτουργούν ακόμα και με 100% καθαρό υδρογόνο περιορίζοντας παράλληλα τα οξείδια του αζώτου ( $NO_x$ ). Προκειμένου να διευκολυνθεί η μετάβαση από το φυσικό αέριο αναπτύσσονται τουρμπίνες οι οποίες τροφοδοτούνται με μείγμα φυσικού αερίου και υδρογόνου σε διαφορετικές συγκεντρώσεις. [56]

Αρκετά διεθνή ερευνητικά προγράμματα έχουν τεθεί σε εφαρμογή για τη προώθηση της τεχνολογίας για καύση έως 100% υδρογόνου σε αεριοστρόβιλους. Μερικά από αυτά είναι [56]:

- ◆ Ο σταθμός παραγωγής ενέργειας Fujiyoshida Hydrogen Power Station είναι μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργεί με 100% υδρογόνο στην Ιαπωνία, από τον Απρίλιο του 2022.
- ◆ Στο Lingen της Γερμανίας, η RWE Generation και η Kawasaki χρησιμοποιούν πιλοτικά αεριοστρόβιλους ικανούς για καύση 100% H<sub>2</sub>.
- ◆ Η SSE Thermal και η Equinor σχεδιάζουν να κατασκευάσουν το Keadby Hydrogen Power Station, έναν 100% σταθμό παραγωγής ενέργειας με καύση υδρογόνου στην Αγγλία.
- ◆ Ο σταθμός ηλεκτροπαραγωγής Ribatejo πρόκειται να χρησιμοποιηθεί για την εγκατάσταση και την επίδειξη τεχνολογιών Power-to-Gas-to-Power, συμπεριλαμβανομένου και ενός συστήματος συμπαραγωγής ενέργειας με αεριοστρόβιλο.
- ◆ Στο Groningen της Ολλανδίας, η Mitsubishi εφαρμόζει πιλοτικά ένα έργο για τη μετατροπή μιας από τις τρεις μονάδες στο εργοστάσιο συνδυασμένου κύκλου προς καύση 100% H<sub>2</sub>.
- ◆ Στη Νέα Νότια Ουαλία, στην Αυστραλία, η EnergyAustralia και η GE πρόκειται να κατασκευάσουν μια μονάδα αιχμής συνδυασμένου κύκλου, η οποία θα καίει ταυτόχρονα υδρογόνο και φυσικό αέριο.
- ◆ Το χρηματοδοτούμενο από την ΕΕ έργο HyFlexPower, στο Saillat-sur-Vienne της Γαλλίας, αποσκοπεί στη πρώτη επίδειξη ενός στροβίλου βιομηχανικού μεγέθους που θα τροφοδοτείται από 100% υδρογόνο. Ειδικότερα, στις 12 Οκτωβρίου 2023 η Siemens Energy ανακοίνωσε την πραγματοποίηση της επιτυχημένης λειτουργία του αεριοστρόβιλου με 100% πράσινο H<sub>2</sub>. Η βασική διάταξη του έργου Hyflexpower περιγράφεται στην **Εικόνα 8**. Η θερμότητα των καυσαερίων του αεροστροβίλου ανακτάται και χρησιμοποιείται ως θερμότητα επεξεργασίας στη χαρτοποιία στην οποία βρίσκεται το ενεργειακό σύστημα.[62][63]



Εικόνα 8: Απλοποιημένη διάταξη του πρότζεκτ HYFLEXPOWER [63]

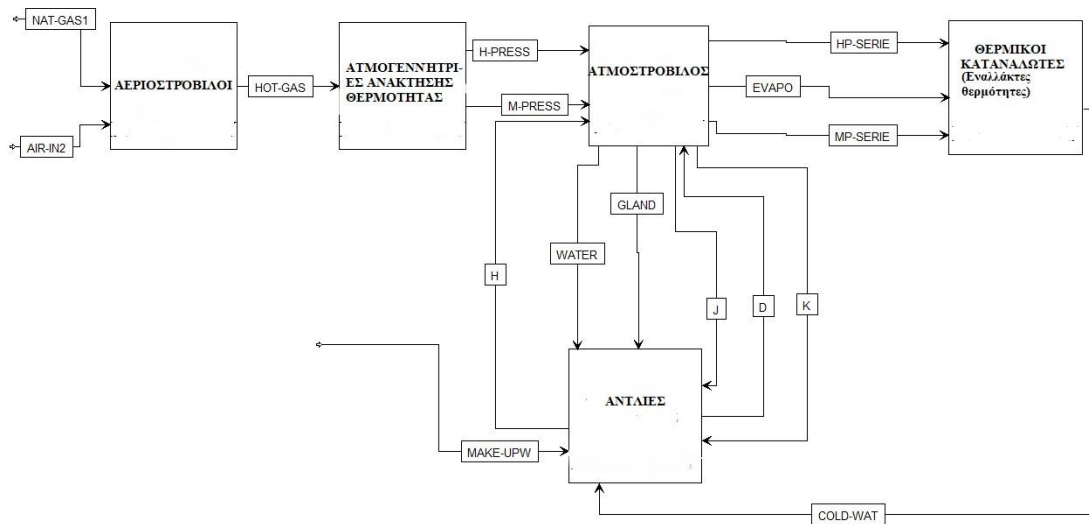


### 3. Ανάλυση συστήματος παραγωγής ενέργειας ( H<sub>2</sub>-to-Power)

#### 3.1 Εισαγωγή

Η ανάλυση του μοντέλου πραγματοποιήθηκε με το εμπορικό λογισμικό Aspen Plus™ V11 της εταιρίας AspenTech. Αυτό το πακέτο λογισμικού μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη μαθηματική μοντελοποίηση χημικών διεργασιών, από μεμονωμένες διεργασίες έως πλήρη χημικά εργοστάσια και διυλιστήρια. Το Aspen είναι επίσης σχεδιασμένο να εκτελεί πολλούς από τους βασικούς υπολογισμούς της χημικής μηχανικής, συμπεριλαμβανομένων εκείνων που αφορούν το ισοζύγιο μάζας, το ισοζύγιο ενέργειας, την ισορροπία ατμών-υγρών, τη μεταφορά θερμότητας, τη μεταφορά μάζας, τη χημική κινητική και την πτώση πίεσης. Επιτρέπει στον χρήστη να δημιουργεί τα δικά του μοντέλα, προσδιορίζοντας τα χημικά συστατικά και τις συνθήκες λειτουργίας και να λαμβάνει αξιόπιστα και αναλυτικά αποτελέσματα όλων των θερμοδυναμικών χαρακτηριστικών των διάφορων διεργασιών.

Η ελληνική βιομηχανία αλουμινίου διαθέτει σήμερα σε Ελληνικό έδαφος αρκετές βιομηχανικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας προς βιομηχανική χρήση, χρησιμοποιείται ένας συμπαραγωγικός σταθμός ο οποίος αποτελείται από δύο αεριοστρόβιλους ανοικτού κύκλου (CCGT) που τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο των οποίων τα καυσαέρια αξιοποιούνται σε δύο ατμογεννήτριες ανάκτησης θερμότητας (HRSG) μέσω των οποίων πραγματοποιείται η ανταλλαγή θερμότητας μεταξύ των ρευμάτων των καυσαερίων και του κύκλου ατμού. Ένα μέρος του υπέρθερμου ατμού υψηλής πίεσης που παράγεται, εκτονώνεται σε ένα ατμοστρόβιλο για την παραγωγή πρόσθετης ισχύος ενώ το άλλο μέρος μαζί με τον ατμό μέσης πίεσης τροφοδοτούν εναλλάκτες θερμότητας οι οποίοι χρησιμοποιούν την ενθαλπία των ατμών για την παραγωγή θερμότητας προς βιομηχανική χρήση. Τέλος το υπόψυκτο υγρό του κύκλου ατμού αντλείται ξανά στην υψηλή και μέση πίεση μέσω των αντλιών και επιστρέφει στην συνέχεια στον κύκλο για να θερμανθεί ξανά από τα καυσαέρια των αεριοστρόβιλων. Στο **Εικόνα 9** φαίνεται το συνολικό διάγραμμα ροής της μονάδας συμπαραγωγής.



Εικόνα 9: Σχηματική απεικόνιση της μονάδας συμπαραγωγής

Στο παρόν κεφάλαιο θα αναλυθεί το παραπάνω μοντέλο και θα προσαρμοστεί για διάφορα σενάρια λειτουργίας της μονάδας συμπαραγωγής. Προκειμένου, επιπλέον να χρησιμοποιηθεί ο σταθμός συμπαραγωγής μετά το 2030, θα πρέπει να αλλάξει ο τύπος καυσίμου. Γι' αυτό το υδρογόνο θα χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο σε μονάδα αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου, υποκαθιστώντας το φυσικό αέριο, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ωφέλιμης θερμότητας χαμηλότερου ή και μηδενικού αποτυπώματος άνθρακα.

Για το τμήμα του αεριοστρόβιλου, έχει χρησιμοποιηθεί ως θερμοδυναμικό μοντέλο η καταστατική εξίσωση Peng-Robinson με τροποποιήσεις Boston Mathias (PR-BM), καθώς είναι κατάλληλη για υπολογισμούς που αφορούν την ισορροπία αερίου-υγρού, ιδίως για πολικά μόρια. Επιπλέον, αποδίδει εξαιρετικά αποτελέσματα τόσο για τα γενικά χαρακτηριστικά της καύσης όσο και για τα χαρακτηριστικά του φυσικού αερίου. Αντίστοιχα, το θερμοδυναμικό μοντέλο STEAMNBS, το οποίο βασίζεται σε πίνακες υδρατμών, χρησιμοποιήθηκε για τη μοντελοποίηση του κύκλου νερού-ατμού.[64]

### 3.2 Ανάλυση Προσομοίωσης Μονάδας Συμπαραγωγής

Το σύστημα που φαίνεται στο **Διάγραμμα 9** παρουσιάζει το διάγραμμα ροής για την μονάδα συμπαραγωγής. Το προτεινόμενο σύστημα αποτελείται από τα εξής βασικά υποσυστήματα: (α) ένα αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου, (β) τον λέβητα ανάκτησης θερμότητας και (γ) τον κύκλο του νερού-ατμού. Το μοντέλο έχει βασιστεί σε πραγματικό σενάριο λειτουργίας, όπου η εγκατεστημένη ισχύς του αεριοστρόβιλου είναι 248,8 MWe και η ισχύς του ατμοστρόβιλου είναι 82,78 MWe στο πλήρες φορτίο 100% ηλεκτροπαραγωγής (reference case). Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι περιπτώσεις σεναρίων που εξετάστηκαν στην παρούσα διπλωματική.

Πίνακας 3.1 Επισκόπηση των σεναρίων

Περιπτώσεις	Καύσιμο	Συμπαραγωγή Εγκατάστασης
<b>Βασικό σενάριο</b>	100% Φυσικό Αέριο	100% ηλεκτροπαραγωγή
<b>Σενάριο 1</b>	100% Φυσικό Αέριο	0-100% Συμπαραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας
<b>Σενάριο 2</b>	0-100% Μίγμα Υδρογόνου-Φυσικού Αερίου	100% ηλεκτροπαραγωγή
<b>Σενάριο 3</b>	0-100% Μίγμα Υδρογόνου-Φυσικού Αερίου	Αποκλειστική Παραγωγή Θερμότητας

Τα δύο βασικά ρεύματα εισόδου στο μοντέλο της προσομοίωσης είναι το φυσικό αέριο και ο αέρας περιβάλλοντος. Η σύσταση του φυσικού αερίου παρουσιάζεται παρακάτω, όπως αυτή δίνεται από την Siemens [64]. Στον Πίνακα 3.2 και 3.3 φαίνεται η γραμμομοριακή σύσταση του φυσικού αερίου και οι συνθήκες τροφοδοσίας του αντίστοιχα. Αντίστοιχα η γραμμομοριακή σύσταση του αέρα περιβάλλοντος [65] φαίνεται στον Πίνακα 3.4 και οι συνθήκες τροφοδοσίας του στον Πίνακα 3.5.

Πίνακας 3.2 Γραμμομοριακή σύσταση Φυσικού Αερίου.

Στοιχείο	Χημικός Τύπος	Γραμμομοριακή Σύσταση (% mol)
<b>Μεθάνιο</b>	CH <sub>4</sub>	92,301
<b>Αιθάνιο</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,707
<b>Προπάνιο</b>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	7,27
<b>Κανονικό Βουτάνιο</b>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,128
<b>Ισοβουτάνιο</b>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,202
<b>Κανονικό Πεντάνιο</b>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,02
<b>Ισοπεντάνιο</b>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,035
<b>Διοξείδιο του Άνθρακα</b>	CO <sub>2</sub>	0,976
<b>Άζωτο</b>	N <sub>2</sub>	0,845
<b>Εξάνιο</b>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,059

**Πίνακας 3.3 Συνθήκες ρεύματος εισόδου Φυσικού Αερίου.**

Θερμοκρασία Τροφοδοσίας ( °C)	72
Πίεση Τροφοδοσίας (bar)	30
Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη (MJ/kg)	47,7845

**Πίνακας 3.4 Γραμμομοριακή σύσταση αέρα περιβάλλοντος.**

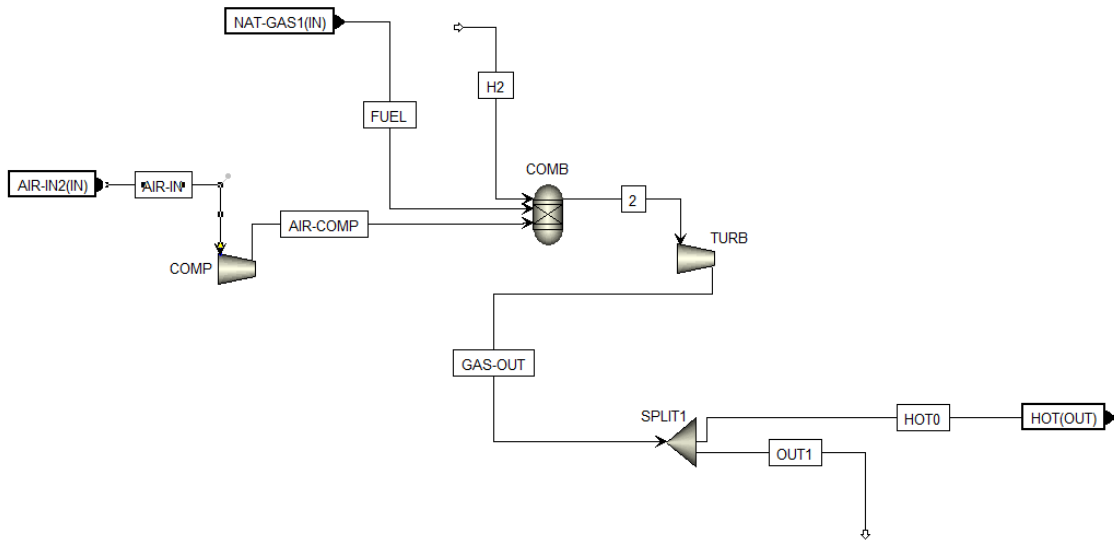
Στοιχείο	Χημικός Τύπος	Γραμμομοριακή Σύσταση (%mol)
Οξυγόνο	O <sub>2</sub>	20,947%
Άζωτο	N <sub>2</sub>	78,084
Αργό	Ar	0,934%
Διοξείδιο του Άνθρακα	CO <sub>2</sub>	0,035%

**Πίνακας 3.5 Συνθήκες τροφοδοσίας αέρα περιβάλλοντος.**

Θερμοκρασία Τροφοδοσίας ( °C)	15
Πίεση Τροφοδοσίας (bar)	1,013

### 3.2.1 Μοντελοποίηση Αεροστροβίλου (Gas Turbine)

Για τη μοντελοποίηση της μονάδας αεροστροβίλου, το μοντέλο που δημιουργήθηκε βασίστηκε σε εμπορικά διαθέσιμους αεροστρόβιλους και βιβλιογραφικά δεδομένα[49], [66], [67], [68]. Το μοντέλο διαμορφώθηκε θεωρώντας δεδομένα: την θερμοκρασία αέρα εισόδου, την παροχή μάζας φυσικού αερίου, την θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου και τον λόγο πίεσης του συμπιεστή. Προκειμένου να διασφαλιστεί ότι για τα διάφορα σενάρια που θα εξεταστούν, τα υλικά του αεροστροβίλου δεν θα καταπονούνται λόγω αύξησης της θερμοκρασίας καύσης, ορίζεται παροχή μάζας του αέρα που αναρροφάται κάθε φορά μέσω της λειτουργίας «design specification». Ουσιαστικά η μάζα του αέρα προσομοιώθηκε να μεταβάλλεται με τέτοιον τρόπο ώστε η θερμοκρασία των καυσαερίων να είναι πάντα ίση 545°C. Έπειτα δοκιμάστηκαν διάφορες τιμές ισεντροπικών βαθμών απόδοσης μεταξύ 80-90% που είναι οι τυπικές τιμές τους, προσπαθώντας κάθε φορά την διαμόρφωση με την αναφερόμενη καθαρή ηλεκτρική ισχύ του αεροστροβίλου  $P_{el,netGT}$  (248,8 MWe). Στην **Εικόνα 10** υποδεικνύεται μια λεπτομερή περιγραφή του του διαγράμματος ροής του αεροστροβίλου που λαμβάνεται υπόψη για τις προσομοιώσεις.



**Εικόνα 10: Διάγραμμα ροής διεργασίας για τον αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου**

Για τη μονάδα αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου, η ηλεκτρική απόδοση ορίζεται ως:

$$\eta_{el,netGT} = \frac{P_{el,netGT}}{\dot{m}_{fuel} \cdot LHV_{fuel}}, \quad (3.1)$$

όπου  $P_{el,netGT}$  είναι η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς (MW) που ορίζεται ως το άθροισμα της ισχύος που παράγεται από τον αεριοστρόβιλο μείον το έργο που απαιτείται για τον συμπιεστή.  $\dot{m}_{fuel}$  είναι η ροή μάζας καυσίμου σε αεριοστρόβιλο (kg/h) και  $LHV_{fuel}$  η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του καυσίμου (MJ/kg).

Στον Πίνακα 3.6 παρουσιάζονται οι βασικές σχεδιαστικές παράμετροι και δεδομένα του μοντέλου αεριοστρόβιλου.

**Πίνακας 3.6 Βασικές παράμετροι σχεδιασμού συμπιεστή και στρόβιλου.**

Συμπιεστής (Compressor)		Στρόβιλος (Turbine)	
Πίεση εξόδου (bar)	30	Πίεση εξόδου (bar)	1,2
Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης (%)	85,45	Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης (%)	86,1
Μηχανικός βαθμός απόδοσης (%)	99,15	Μηχανικός βαθμός απόδοσης (%)	99,104

Αρχικά ορίζονται τα ρεύματα εισόδου στον αεριοστρόβιλο, δηλαδή ο αέρας περιβάλλοντος (AIR-IN) και το φυσικό αέριο (NAT-GAS) (στο βασικό σενάριο reference case σαν καύσιμο χρησιμοποιείται

100% φυσικό αέριο), με γραμμομοριακή σύσταση και συνθήκες τροφοδοσίας όπως αναφέρθηκε στους Πίνακες 3.2-3.5. Ο ατμοσφαιρικός αέρας εισέρχεται στον συμπιεστή του αεριοστροβίλου (COMP), όπου συμπιέζεται αυξάνοντας την πίεση του στα 30bar. Στην συνέχεια αναμιγνύεται με το φυσικό αέριο και οδηγούνται στον θάλαμο καύσης. Ο θάλαμος καύσης (COMB) έχει μοντελοποιηθεί σαν αντιδραστήρας RGibbs, ο οποίος υπολογίζει την σύσταση των προϊόντων της καύσης, την θερμοκρασία καύσης καθώς και την θερμοκρασία με την οποία εξέρχονται τα καυσαέρια ελαχιστοποιώντας την ελεύθερη ενέργεια Gibbs. Ο αντιδραστήρας είναι μοντελοποιημένος αδιαβατικός (Q=0 kW) και με 0,85bar πτώση πίεσης. Μετά τον αντιδραστήρα παράγονται θερμά καυσαέρια (2) τα οποία οδηγούνται στον στρόβιλο (TURB) όπου εκτονώνονται σε ατμοσφαιρική πίεση 1,2bar παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια. Τέλος, τα καυσαέρια από τον στρόβιλο διαχωρίζονται στον διαχωριστή (SPLIT1) ο οποίος λειτουργεί ως βαλβίδα παράκαμψης θερμού καυσαερίου. Στον Πίνακα 3.7 παρουσιάζονται οι βασικές σχεδιαστικές και λειτουργικές παράμετροι του αεριοστροβίλου για το βασικό σενάριο.

**Πίνακας 3.7 Βασικές παράμετροι σχεδίασης και λειτουργίας του Αεριοστροβίλου με 100% καύση Φ.Α-Βασικό Σενάριο**

Σχεδιαστική Παράμετρος	Τιμή
Παροχή μάζας Φυσικού Αερίου (ton/h)	55,96
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	742,78
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	248,800
Παροχή μάζας αέρα περιβάλλοντος(ton/hr)	2960,36
Παροχή μάζας καυσαερίων (ton/hr)	3016,3
Παροχή μάζας καυσαερίων στον Λ.Α.Θ (ton/hr)	2220,2
Θερμοκρασία καυσαερίων στην είσοδο του στροβίλου (°C)	1238,5
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	545,0
Βαθμός Απόδοσης (%)	33,5
<b>Γραμμομοριακή σύσταση καυσαερίων (%)</b>	
H <sub>2</sub> O	6,19
CH <sub>4</sub>	0,00
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,00

<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	0,00
<b>C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,00
<b>CO<sub>2</sub></b>	3,27
<b>N<sub>2</sub></b>	75,60
<b>O<sub>2</sub></b>	13,93
<b>NO</b>	0,11
<b>NO<sub>2</sub></b>	0,00
<b>CO</b>	0,00
<b>ISO-B-01</b>	0,00
<b>C<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	0,00
<b>2-MET-01</b>	0,00
<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>	0,00
<b>AR</b>	0,90
<b>H<sub>2</sub></b>	0,00

### 3.2.2 Μοντελοποίηση μονάδας λέβητα ανάκτησης θερμότητας (HRSG)

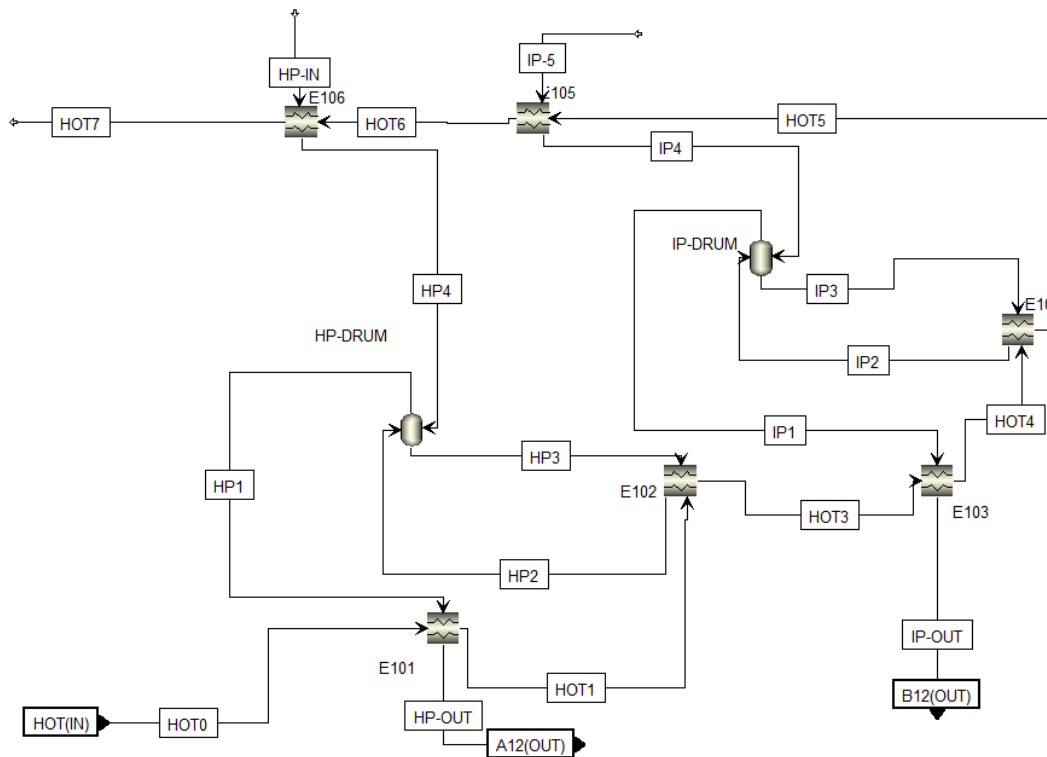
Ο λέβητας ανάκτησης θερμότητας (HRSG) εκμεταλλεύεται το ρεύμα καυσαερίων υψηλής θερμοκρασίας που εξέρχεται από τον αεριοστρόβιλο για την παραγωγή ατμού μέσης και υψηλής πίεσης για την κάλυψη θερμικών φορτίων. Το μοντέλο αναπτύχθηκε λαμβάνοντας υπόψη μια θερμοκρασιακή ζήτηση της βιομηχανίας σε χαμηλή πίεση 15,2bar και σε υψηλή πίεση 68,05bar ίση με 226 °C και 496,8 °C αντίστοιχα. Στο τμήμα των καυσαερίων, έχει θεωρηθεί μια μικρή πτώση πίεσης στους εναλλάκτες θερμότητας που αντιπροσωπεύουν τις απώλειες θερμότητας στον αγωγό καυσαερίων, ενώ στο τμήμα ατμού-νερού δεν σημειώθηκε πτώση πίεσης στους εναλλάκτες θερμότητας. Για την ανάλυση του μοντέλου χρησιμοποιήθηκαν διάφορα βιβλιογραφικά δεδομένα. [64], [68], [69]

Στον Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας (Λ.Α.Θ) εισέρχονται ένα ρεύμα χαμηλής και ένα ρεύμα υψηλής πίεσης. Τα βασικά χαρακτηριστικά τους παρουσιάζονται στο **Πίνακα 3.8**. Το ρεύμα υψηλής πίεσης (**HP**) εισέρχεται στον οικονομητήρα (**E106**) όπου προθερμαίνεται εμφανίζοντας στην έξοδό του γραμμομοριακό κλάσμα ατμών ίσο με 0,2. Στη συνέχεια, εισέρχεται στο τροφοδοτικό δοχείο υψηλής πίεσης (**HP-DRUM**) το οποίο μοντελοποιήθηκε αδιαβατικά ( $Q=0$  kW) επικρατώντας συνθήκες αέριας και υγρής φάσης. Ο ατμός διπλής φάσης ακολουθεί την ροή προς τον ατμοποιητή υψηλής πίεσης (**E102**) και επιστρέφει στο τροφοδοτικό δοχείο πλήρως ατμοποιημένος, ενώ ο ξηρός ατμός οδηγείται στον υπερθερμαντήρα υψηλής πίεσης (**E101**) στον οποίο ορίστηκε θερμοκρασία εξόδου 496,8 °C (**A12**). Παρόμοια διαδρομή ακολουθεί και το ρεύμα νερού χαμηλής πίεσης (**IP**).

Συγκεκριμένα, εισέρχεται στον οικονομητήρα (**E105**) όπου προθερμαίνεται εμφανίζοντας στην έξοδό του γραμμομοριακό κλάσμα ατμών ίσο με μηδέν. Στη συνέχεια, εισέρχεται στο τροφοδοτικό δοχείο υψηλής πίεσης (**IP-DRUM**) το οποίο μοντελοποιήθηκε αδιαβατικά ( $Q=0 \text{ kW}$ ) επικρατώντας συνθήκες αέριας και υγρής φάσης. Ο ατμός διπλής φάσης ακολουθεί την ροή προς τον ατμοποιητή χαμηλής πίεσης (**E104**) και επιστρέφει στο τροφοδοτικό δοχείο πλήρως ατμοποιημένος ενώ ο ξηρός ατμός οδηγείται στον υπερθερμαντήρα χαμηλής πίεσης (**E102**) στον οποίο ορίστηκε θερμοκρασία εξόδου  $226 \text{ }^\circ\text{C}$  (**B12**). Κατά την εναλλαγή θερμότητας στους εναλλάκτες σημειώνεται πτώση πίεσης στο ρεύμα των καυσαερίων, το οποίο τελικά εξέρχεται από τον προθερμαντήρα (**E106**) με πίεση  $1.013 \text{ bar}$  και θερμοκρασία  $141.9 \text{ }^\circ\text{C}$ . Στην **Εικόνα 11** απεικονίζεται ο λέβητας ανάκτησης θερμότητας.

**Πίνακας 3.8 Βασικές σχεδιαστικές παράμετροι Λ.Α.Θ**

Υψηλή πίεση (HP)		Χαμηλή πίεση (IP)	
Πίεση (bar)	68,05	Πίεσης (bar)	15,2
Θερμοκρασία εισόδου( $^\circ\text{C}$ )	79,9	Θερμοκρασία εισόδου( $^\circ\text{C}$ )	81,66
Θερμοκρασία εξόδου( $^\circ\text{C}$ )	496,8	Θερμοκρασία εξόδου( $^\circ\text{C}$ )	226
Παροχή μάζας (ton/hr)	145,00	Παροχή μάζας (ton/hr)	19,20



**Εικόνα 11: Διάγραμμα Ροής Τμήματος Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας**



### 3.2.3 Μοντελοποίηση του τμήματος Ατμοστρόβιλου

Τα υπέρθερμα ρεύματα (A12) και (B12) οδηγούνται στον ατμοστρόβιλο. Αρχικά, ο υπέρθερμος ατμός υψηλής πίεσης (A12) κατευθύνεται στον διαχωριστή (SPLIT-HP), ο οποίος διαχωρίζει την ροή στο μέρος που θα καλύψει τις θερμικές ανάγκες της βιομηχανίας (HP-SERIE) και στο μέρος που θα εκμεταλλευθεί για επιπλέον ηλεκτροπαραγωγή (SS1). Στο βασικό σενάριο ολόκληρο το ρεύμα χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, το ρεύμα (SS1) αφού διέλθει από την βαλβίδα (VALTURB1) και μειώσει την πίεση του υπέρθερμου ατμού σε 65bar, διαχωρίζεται στο διαχωριστή (SPLTURB1), στο ρεύμα του ατμού (S0) κατά ποσοστό 99,93% για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στο υπόλοιπο μέρος (H) που οδηγείται για προθέρμανση του υπόψυκτου νερού. Το υπέρθερμο ρεύμα (S0) κατευθύνεται στον στρόβιλο (TURB1) όπου εκτονώνεται μέχρι την πίεση 15,3bar και διαχωρίζεται στο διαχωριστή (SPLTURB2) στο ρεύμα ατμού (S2) κατά ποσοστό 88,75% το οποίο εκτονώνεται στον στρόβιλο (TURB2) ως 0,0657bar και το ρεύμα (S3) που αποτονώνεται στην βαλβίδα (VALTURB2) σε 15bar. Έπειτα, το ρεύμα (S3) διαχωρίζεται στο διαχωριστή (SPLIT-2) στο ρεύμα (B3) κατά ποσοστό 98,65% το οποίο οδηγείται στον μίκτη (MIX-MP) και στο ρεύμα (STEAM-EJ), ενώ το ρεύμα (S2) μετά τον στρόβιλο εισέρχεται στο συμπυκνωτή (COND) ο οποίος χρησιμοποιεί θαλασσινό νερό θερμοκρασίας 22°C και παροχής μάζας 17062,00 ton/hr.

Για τον στρόβιλο (TURB1) χρησιμοποιήθηκε η λειτουργία «design specification», κατά την οποία ορίζεται η θερμοκρασία του ρεύματος μετά τον διαχωριστή (SPLTURB2) που διαχωρίζει τον ατμό κατά ποσοστό 88,75% και την βαλβίδα (VALTURB2) στους 306,9°C ώστε να προσδιοριστεί η πίεση εξόδου από τον στρόβιλο (TURB1). Ενώ, για τον δεύτερο στρόβιλο (TURB2) ορίστηκε η πίεση εξόδου στα 0,0657bar. Έπειτα δοκιμάστηκαν διάφορες τιμές ισεντροπικών βαθμών απόδοσης μεταξύ 80-90% που είναι οι τυπικές τιμές τους, προσπαθώντας κάθε φορά την επίτευξη παραγωγής καθαρής ισχύος ίσης με  $P_{el,net}$  (82,78 MWe). Στον Πίνακα 3.9 παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των στρόβιλων.

Πίνακας 3.9 Βασικά χαρακτηριστικά σχεδιασμού στρόβιλων

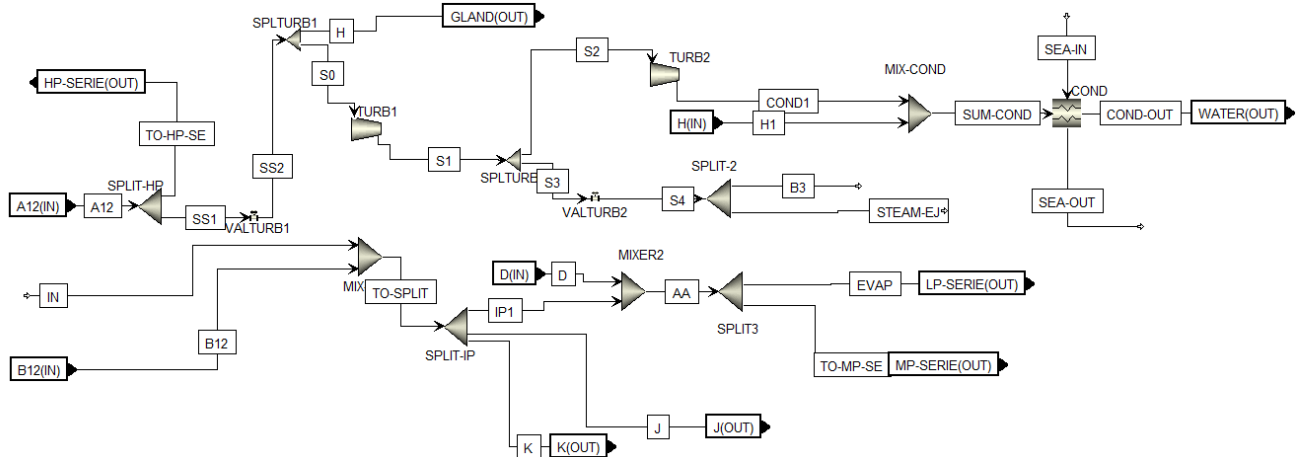
1 <sup>ος</sup> Στρόβιλος (TURB1)		2 <sup>ος</sup> Στρόβιλος (TURB2)	
Πίεση εξόδου (bar)	15,3	Πίεση εξόδου (bar)	0,0657
Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης (%)	84,5	Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης (%)	84,4
Μηχανικός βαθμός απόδοσης (%)	99,8	Μηχανικός βαθμός απόδοσης (%)	99,79

Ο υπέρθερμος ατμός χαμηλής πίεσης (B12) και το ρεύμα (B3) εισέρχονται στον μίκτη (MIX-MP) σε και εξέρχονται από αυτόν σε θερμοκρασία 261,2 °C και πίεση 15bar. Έπειτα, το ρεύμα διαχωρίζεται στο διαχωριστή (SPLIT-IP) κατά ποσοστό 10,062% για το ρεύμα (J) και 79,8752% για το ρεύμα (IP1). Τα ρεύματα (J) και (K) χρησιμοποιούνται για την απαερίωση του νερού στα τροφοδοτικά δοχεία ενώ το ρεύμα (IP1) αναμειγνύεται με υπόψυκτο νερό θερμοκρασίας 79,93 °C και πίεσης 15,2bar στον μίκτη (MIXER2) και εξέρχονται από αυτόν σε θερμοκρασία 198,3 °C και πίεση 15bar, όπου

διαχωρίζονται κατά ποσοστό 16,85% στο ρεύμα (LP-SERIE) και στο ρεύμα (MP-SERIE) για θερμική εκμετάλλευση. Στον **Πίνακα 3.10** παρουσιάζονται βασικές σχεδιαστικές παράμετροι του τμήματος ατμοστροβίλου στο βασικό σενάριο και στην **Εικόνα 12** παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του ατμοστροβίλου.

**Πίνακας 3.10 Βασικές σχεδιαστικές παράμετροι του τμήματος ατμοστροβίλου-Βασικό σενάριο**

Θερμοκρασία ρεύματος Β3 (°C)	306,9
Πίεση εισόδου TURB1 (bar)	65,0
Παροχή μάζας εισόδου TURB1 (ton/hr)	289,8
Παροχή μάζας εισόδου TURB2 (ton/hr)	257,2
Παροχή μάζας θαλασσινού νερού (ton/hr)	17062,00
Θερμοκρασία εισόδου θαλασσινού νερού (°C)	22
Θερμοκρασία εξόδου θαλασσινού νερού (°C)	38,24
Παροχή μάζας για θερμική εκμετάλλευση υψηλής πίεσης (HP-SERIE) (ton/hr)	0,0
Παροχή μάζας για θερμική εκμετάλλευσης χαμηλής πίεσης(MP-SERIE) (ton/hr)	50,0
Παροχή μάζας για χρήση του απαεριωτή του υπόψυκτου νερού (J) και (K) (ton/hr)	7,1
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς TURB1 (MWe)	28,227
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς TURB2 (MWe)	54,552
Συνολική Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	82,780



Εικόνα 12: Διάγραμμα ροής του τμήματος Ατμοστρόβιλου

### 3.2.4 Μοντελοποίηση των θερμικών καταναλωτών για θερμική χρήση

Στο τμήμα των θερμικών καταναλωτών εισέρχονται τα εξής 3 ρεύματα:

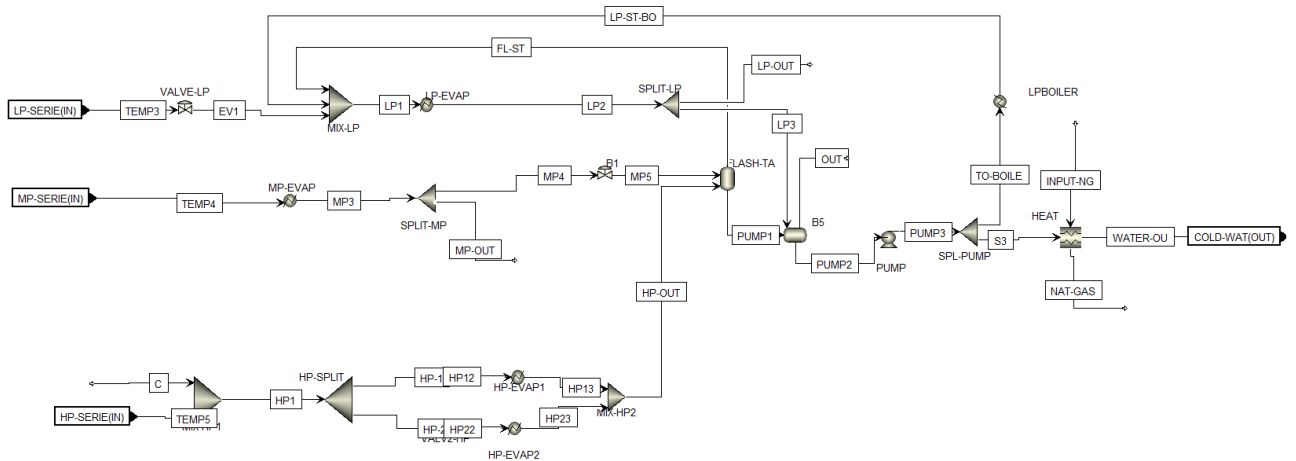
1. Το υπέρθερμο ρεύμα της υψηλής πίεσης (**HP-SERIE**) το οποίο καταλήγει στο μίκτη (**MIX-HP**) μαζί με το ρεύμα (**C**) που προέρχεται μετά την αντλία ανύψωσης του νερού στην υψηλή πίεση. Στην συνέχεια η συνολική παροχή διαχωρίζεται στον διαχωριστή (**HP-SPLIT**) κατά το ήμισυ. Η παροχή του ρεύματος (**C**) υπολογίζεται με την χρήση της λειτουργίας «design specification», κατά την οποία ορίζονται οι θερμοκρασίες των ρευμάτων πριν τους εναλλάκτες θερμότητας (**HP-EVAP1**) και (**HP-EVAP2**) στους 290°C ώστε να προσδιοριστεί η παροχή μάζας του ρεύματος (**C**). Μετά τους εναλλάκτες θερμότητας τα δύο ρεύματα ενώνονται στο μίκτη (**MIX-HP2**) στον οποίο οι θερμοκρασίες εισόδου των ρευμάτων παραμένουν αμετάβλητες για όλες τις περιπτώσεις, στους 270 °C και 0 °C αντίστοιχα. Το μοναδικό ρεύμα που προκύπτει καταλήγει στο δοχείο (**FLASH-TA**). Στο βασικό σενάριο η αρχική παροχή του ρεύματος (**HP-SERIES**) και η παροχή (**C**) είναι ίσες με το μηδέν.
2. Το υπέρθερμο ρεύμα της χαμηλής πίεσης (**MP-SERIE**) οδηγείται στον εναλλάκτη θερμότητας (**MP-EVAP**) από τον οποίο εξέρχεται σε θερμοκρασία 187 °C και πίεση 13.1bar ιδιότητες οι οποίες αποτελούν βασικές παράμετροι σχεδιασμού. Στο βασικό σενάριο διαχωρίζεται η ροή στον διαχωριστή (**SPLIT-MP**) κατά ποσοστό 14,85% στο ρεύμα άλλη θερμική χρήση και στο ρεύμα που οδηγείται στο δοχείο (**FLASH-TA**) αφού διέλθει από την βαλβίδα (**B1**) που ορίζει την πίεση στην τιμή εισόδου στο δοχείο στα 8,5bar. Για τα υπόλοιπα σενάρια, ο διαχωριστής (**SPLIT-MP**) διαχωρίζει σε ποσοστό 100% το ρεύμα προς το δοχείο.
3. Το υπέρθερμο ρεύμα της χαμηλής πίεσης (**LP-SERIE**) διέρχεται από την βαλβίδα (**VALVE-LP**) η οποία ρίχνει την πίεσή του στα 8.5bar, και αναμειγνύεται στο μίκτη (**MIX-LP**) με τα υπέρθερμα ρεύματα που διέρχονται από τον εναλλάκτη θερμότητας (**LPBOILER**) και το δοχείο (**FLASH-TA**). Το θερμό ρεύμα (**LP1**) που προκύπτει διαχωρίζεται στο διαχωριστή (**SPLIT-LP**) με ποσοστό 33,5% για το ρεύμα (**LP-OUT**) και στο ρεύμα (**LP3**) που καταλήγει στο αποθηκευτικό δοχείο (**STORAG-T**).

Τα δοχεία (**FLASH-TA**) και (**STORAG-T**) θεωρήθηκαν αδιαβατικά ( $Q=0kW$ ) και χωρίς πτώση πίεσης. Το ρεύμα (**PUMP2**) οδηγείται σε αντλία (**PUMP**) όπου η πίεσή του αυξάνεται από  $P=8,2bar$  σε  $P=14,4bar$ . Η αντλία έχει ισεντροπικό και μηχανικό βαθμό απόδοσης ίσο με 100%. Το νερό υψηλής

πίεσης (**PUMP3**) εισέρχεται στον διαχωριστή (**SPL-PUMP**) όπου όπου χωρίζει το ρεύμα του νερού κατά ποσοστό 93,2% για την θέρμανση του φυσικού αερίου ενώ το υπόλοιπο μέρος οδηγείται στο εναλλάκτη θερμότητας (**LPBOILER**). Ο εναλλάκτης θερμότητας (**HEAT**) εκμεταλλεύεται την υψηλή θερμοκρασία του νερού για την θέρμανση του φυσικού αερίου στους 70 °C. Στον **Πίνακα 3.11** παρουσιάζονται οι βασικές σχεδιαστικές παράμετροι του βασικού σεναρίου και στην **Εικόνα 13** το διάγραμμα ροής των θερμικών καταναλωτών (εναλλάκτες θερμότητας).

**Πίνακας 3.11 Βασικές σχεδιαστικές παράμετροι των θερμικών καταναλωτών (εναλλάκτες θερμότητας)-Βασικό σενάριο**

Θερμοκρασία εισόδου στους εναλλάκτες HP-EVAP1 και HP-EVAP2	290,0
Θερμοκρασία εξόδου στον εναλλάκτη HP-EVAP1 (°C)	270,0
Θερμοκρασία εξόδου στους εναλλάκτες HP-EVAP2 (°C)	0,0
Παροχή μάζας στους εναλλάκτες (HP-SERIE1 και (HP-SERIE2) (ton/hr)	0,0
Θερμοκρασία εξόδου στον εναλλάκτη MP-SERIE (°C)	187,0
Θερμοκρασία εξόδου στον εναλλάκτη LP-SERIE (°C)	165,0
Παροχή μάζας του ρεύματος LP-OUT (ton/hr)	5,0
Παροχή μάζας του ρεύματος χαμηλής πίεση με κατεύθυνση το δοχείο (MP4) (ton/hr)	42,6
Θερμοκρασία εξόδου στον εναλλάκτη LPBOILER (°C)	188,00
Παροχή μάζας νερού για την θέρμανση του φυσικού αερίου (COLD-WAT) (ton/hr)	47,8
Πιέσεις στην είσοδο του δοχείου FLASH-TA (bar)	8,5
Πιέσεις στην είσοδο του αποθηκευτικού δοχείου STORAG-T (bar)	8,2



Εικόνα 13 Διάγραμμα ροής των θερμικών καταναλωτών (εναλλάκτες θερμότητας)

### 3.2.5 Μοντελοποίηση του τμήματος Αντλίες

Στην **Εικόνα 14** παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του τμήματος Αντλίες οι οποίες ανυψώνουν την πίεση του νερού ώστε αυτό να εισέλθει στο Λ.Α.Θ. Όπως φαίνεται και στο παραπάνω διάγραμμα το ρεύμα (**WATER**) το οποίο έρχεται από το μπλοκ του Ατμοστροβίλου οδηγείται σε αντλία (**COND-PUMP**) όπου η πίεσή του αυξάνεται από  $P=0,0657\text{bar}$  σε  $P=16,6\text{bar}$ . Η αντλία έχει ισεντροπικό και μηχανικό βαθμό απόδοσης ίσο με 100%. Το νερό υψηλής πίεσης (**S0**) εισέρχεται στον πρώτο οικονομητήρα (**GLST**) όπου προθερμαίνεται σε  $T=38,9^\circ\text{C}$ , χωρίς να μεταβάλλεται η πίεσή του και θεωρώντας στην έξοδο γραμμομοριακό κλάσμα ατμών ίσο με μηδέν. Στον αναμικτήρα (**MIX**) αναμειγνύεται με θαλασσινό νερό παροχής μάζας  $12,9\text{ton/hr}$  και θερμοκρασίας  $19,9^\circ\text{C}$ . Το ρεύμα θερμοκρασίας  $38^\circ\text{C}$  (**S3**) που δημιουργείται διαχωρίζεται στον διαχωριστή (**SPLIT-BHE**) κατά το ήμισυ, με τα δύο ρεύματα να εισέρχονται στους προθερμαντήρες (**PHE1**) και (**PHE2**) από τους οποίους εξέρχονται με μηδενική πτώση πίεσης και θερμοκρασία  $72,14^\circ\text{C}$ . Στην συνέχεια τα δύο ρεύματα πίεσης  $16,6\text{bar}$  αναμειγνύονται στον μίκτη (**MIX-AFHE**) και οδηγούνται κατά το ήμισυ στους απαερωτές (**DEAR1**) και (**DEAR2**) οι οποίοι θεωρούνται αδιαβατικοί ( $Q=0\text{kW}$ ) και χωρίς πτώση πίεσης. Στους απαερωτές εισέρχονται επιπλέον τα ρεύματα υπέρθερμα ρεύματα θερμοκρασίας  $261,2^\circ\text{C}$  (**J**) και (**K**) αντίστοιχα στον καθένα με σκοπό την απαερίωση. Επιπλέον, οι απαερωτές τροφοδοτούνται από τα αντίστοιχα τροφοδοτικά δοχεία (**FLASH1**) και (**FLASH2**), τα οποία θεωρούνται αδιαβατικά ( $Q=0\text{kW}$ ) και χωρίς πτώση πίεσης. Το ρεύμα νερού (**COLD-WAT**) πίεσης  $14,4\text{bar}$  που προέρχεται από το μπλοκ του Συμπυκνωτή διαχωρίζεται κατά το ήμισυ στον διαχωριστή (**SPLIT-WA**) ώστε να τροφοδοτήσει τα τροφοδοτικά δοχεία. Τα ρεύματα που παράγονται στους απαερωτές (**VAP1**), (**VAP2**), (**DW1**) και (**DW2**) εισέρχονται στον μίκτη (**MIXAF-DE**) με θερμοκρασία  $107,1^\circ\text{C}$  και συνθήκες υπόψυκτου νερού και διαχωρίζονται στον διαχωριστή (**B2**) κατά το ήμισυ ώστε να επιστρέψουν στους προθερμαντήρες (**PHE1**) και (**PHE2**) για την θερμική εκμετάλλευση της υψηλής θερμοκρασίας τους. Μετά την ανταλλαγή θερμότητας στους προθερμαντήρες τα δύο ρεύματα υπόψυκτου νερού (**S16**) και (**S15**) εισέρχονται στον μίκτη (**MIX-PUMP**) και οδηγούνται στον εναλλάκτη θερμότητας (**COOL**) από τον οποίο εξέρχονται στην θερμοκρασία  $79,6^\circ\text{C}$ . Το υπόψυκτο νερό διαχωρίζεται στον διαχωριστή κατά ποσοστό 87,23% στο ρεύμα της υψηλής πίεσης (**HP**) και το υπόλοιπο της χαμηλής πίεσης (**MP**). Μετά της αντλίες ανύψωσης (**HP-PUMP**) και (**MP-PUMP**) υπάρχουν οι αντίστοιχοι διαχωριστές (**SPLIT-HP**) και (**SPLIT-**

MP) οι οποίοι χρησιμοποιούν την λειτουργία «design specification», κατά την οποία ορίζονται οι παροχές μάζας (HP1) και (MP-2) που εισέρχονται στο Λ.Α.Θ ώστε να προσδιοριστούν τα ποσοστά των διαχωριστών αντίστοιχα. Για τους ισεντροπικούς βαθμούς απόδοσης των αντλιών ανύψωσης χρησιμοποιήθηκε ξανά η λειτουργία «design specification», κατά την οποία ορίζονται οι θερμοκρασίες των ρευμάτων (HP1) και (MP-2) που εισέρχονται στο Λ.Α.Θ ώστε να προσδιοριστούν οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης οι οποίοι παραμένουν αμετάβλητοι σε όλα τα σενάρια. Στον Πίνακα 3.12 παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των αντλιών υψηλής και χαμηλής πίεσης και στον Πίνακα 3.13 οι βασικές παράμετροι σχεδίασης του τμήματος Αντλιών του βασικού Σεναρίου.

**Πίνακας 3.12 Βασικά χαρακτηριστικά των αντλιών υψηλής και χαμηλής πίεσης**

Αντλία Υψηλής πίεσης (HP-PUMP)		Αντλία Χαμηλής πίεσης (MP-PUMP)	
Πίεση εξόδου (bar)	68,05	Πίεση εξόδου (bar)	15,2
Θερμοκρασία εξόδου (°C)	81,66	Θερμοκρασία εξόδου (°C)	79,93
Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης (%)	49,23	Ισεντροπικός βαθμός απόδοσης (%)	56,57
Μηχανικός βαθμός απόδοσης (%)	99,00	Μηχανικός βαθμός απόδοσης (%)	99,00

**Πίνακας 3.13 Βασικές παράμετροι σχεδίασης του τμήματος Αντλιών-Βασικό Σενάριο**

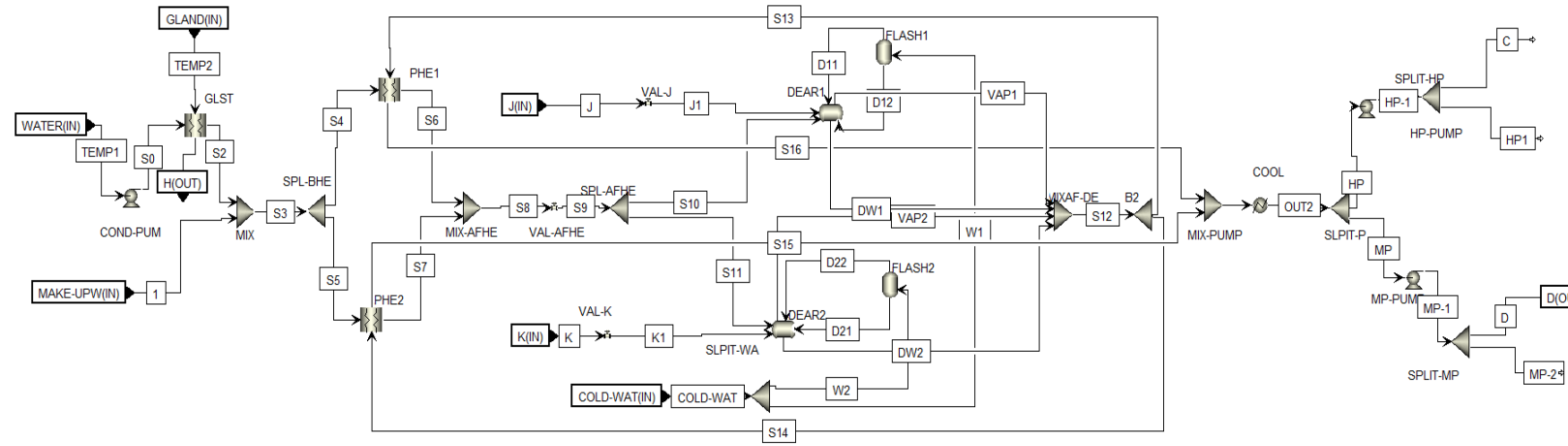
Πίεση εξόδου αντλίας μετά τον συμπυκνωτή (COND-PUM) (bar)	16,6
Θερμοκρασία εξόδου εναλλάκτη (GLST) για το ρεύμα (H) (°C)	80
Παροχή μάζας θαλασσινού νερού (ton/hr)	12,9
Θερμοκρασία θαλασσινού νερού (°C)	19,9
Θερμοκρασίες εξόδου προθερμαντήρων (PHE1) και (PHE2) (°C)	72,14
Πιέσεις εισόδου απαερωτών (DEAR1) και (DEAR2) (bar)	1,3
Πιέσεις εισόδου τροφοδοτικών δοχείων FLASH1) και (FLASH2)	1,3

Θερμοκρασία εξόδου εναλλάκτη θερμότητας (COOL) (°C)	79,59
---	-------

Αφού το βασικό σενάριο «έτρεξε» με τα παραπάνω δεδομένα, ελέγχθηκαν οι βασικότερες σχεδιαστικές παράμετροι εξόδου, δηλαδή η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς, η παροχή μάζας καυσαερίων, η θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον Λ.Α.Θ, οι παροχές μάζας υπόψυκτου νερού (C) και (D) και η παροχή μάζας εισόδου αέρα περιβάλλοντος. Λόγω αισθητής απόκλισης των αποτελεσμάτων από τις σχεδιαστικές παραμέτρους του κατασκευαστή έγινε προσπάθεια επαναπροσδιορισμού των ισεντροπικών βαθμών απόδοσης. Συγκεκριμένα, δοκιμάστηκαν πολλά ζευγάρια ισεντροπικών βαθμών απόδοσης συμπιεστή και στροβίλων, με βασικό στόχο να συγκλίνει η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς και συμπληρωματικό στόχο να συγκλίνουν οι υπόλοιπες σχεδιαστικές παράμετροι εξόδου με τις παραμέτρους τις βιομηχανίας. Στον Πίνακα 3.14 παρουσιάζονται οι βασικές σχεδιαστικές παράμετροι εξόδου που υπολογίστηκαν από το λογισμικό σε σύγκριση με τις αντίστοιχες τιμές της βιομηχανίας.

**Πίνακας 3.14** Επικύρωση Σχεδιαστικών Παραμέτρων Μοντέλου με Βιομηχανικά δεδομένα

	Βιομηχανικά Δεδομένα	Μοντελοποίηση στο Aspen	Σχετικό Σφάλμα(%)
Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς Αεριοστροβίλου (MW <sub>el</sub> )	248,800	248,800	0
Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς Ατμοστροβίλου (MW <sub>el</sub> )	82,780	82,780	0
Παροχή μάζας καυσαερίων (ton/hr)	3016,4	3016,4	0
Παροχή μάζας εισόδου αέρα περιβάλλοντος (ton/hr)	2960,4	2960,4	0
Θερμοκρασία εξόδου καυσαερίων (°C)	139,6	141,9	$1,6 \cdot 10^{-2}\%$
Παροχή μάζας υπόψυκτου νερού (C) (ton/hr)	0	0	0
Παροχή μάζας υπόψυκτου νερού (D) (ton/hr)	3,8	3,8	0



Εικόνα 14: Διάγραμμα ροής του τμήματος Αντλίες

### 3.3 Ορισμός βαθμών απόδοσης για την μονάδα συμπαραγωγής

Για την μονάδα συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας, η ηλεκτρική απόδοση ορίζεται ως :

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_B \cdot H_u}, \quad (3.2)$$

Ο θερμικός βαθμός απόδοσης ορίζεται:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{\dot{m}_B \cdot H_u}, \quad (3.3)$$

Ο βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής ορίζεται:

$$\eta_{CHP} = \frac{Q_{th} + P_{el}}{\dot{m}_B \cdot H_u}, \quad (3.4)$$

Επίσης ορίζεται και ο λόγος ηλεκτρικής ενέργειας από συμπαραγωγή προς την χρήσιμη θερμική ενέργεια :

$$\sigma = \frac{P_{el}}{Q_{th}}, \quad (3.5)$$

Όπου:  $P_{el}$  : η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς ( $MW_{el}$ ) που ορίζεται ως το άθροισμα της καθαρής ισχύος του αεριοστρόβιλου ( $P_{TURB} - P_{COMP}$ ) και των δύο πρόσθετων στρόβιλων ( $P_{TURB1} + P_{TURB2}$ ) μείον την ισχύ των ιδιοκαταναλώσεων (Αντλιών:  $P_{COND-PU} + P_{HP-PUMP} + P_{MP-PUMP} + P_{PUMP}$ ).



$Q_{th}$ : η συνολική παραγόμενη θερμική ισχύς που παράγεται από τους εναλλάκτες θερμότητας υψηλής και χαμηλής πίεσης ( $Q_{HP-SERIE1} + Q_{HP-SERIE2} + Q_{MP-SERIE}$ ).

$\dot{m}_B$ : η μαζική παροχή του καυσίμου συμπαραγωγής .

$H_u$ : η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του καυσίμου.

Ένα ακόμα σημαντικό μέγεθος είναι ο λόγος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας. Όταν ο λόγος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας  $PESR > 10\%$  τότε η μονάδα συμπαραγωγής χαρακτηρίζεται ως συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης και λαμβάνει προνόμια ΑΠΕ :

$$PESR = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{el}}{\eta_{elr}} + \frac{\eta_{th}}{\eta_{thr}}}, \quad (3.6)$$

$\eta_{elr}$ : είναι η τιμή αναφοράς του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης για χωριστή παραγωγή (=0,38 για συνήθεις μονάδες, = 0,5 για εξελιγμένες μονάδες).

$\eta_{thr}$ : είναι η τιμή αναφοράς του θερμικού βαθμού απόδοσης για χωριστή παραγωγή (=0,9).

## 4. Αποτελέσματα και Σχολιασμός

### 4.1 Ενεργειακή Ανάλυση

Στο παρόν κεφάλαιο θα παρουσιαστούν τα ενεργειακά αποτελέσματα του **Βασικού Σεναρίου** πραγματοποιώντας στην συνέχεια ανάλυση ευαισθησίας ως προς τον λόγο πίεσης του συμπιεστή, την θερμοκρασία εισόδου του αέρα και την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων στον αεριοστρόβιλο (GT), τέλος την πίεση εξόδου και εισόδου στον ατμοστρόβιλο καθώς και στην θερμοκρασία εισόδου σε αυτόν. Εξετάζεται η μεταβολή του βαθμού απόδοσης του αεριοστροβίλου καθώς και του ηλεκτρικού, θερμικού και συνολικού βαθμού απόδοσης συμπαραγωγής της μονάδας. Επιπλέον, θα ελεγχθούν διάφορα σενάρια λειτουργίας σε Συμπαραγωγή με ποσοστό 20%-100% με βήμα 20% και πως αυτά επιδρούν στον συνολικό βαθμό απόδοσης της συμπαραγωγής. Τέλος, εξετάζεται η προοπτική καύσης 100% υδρογόνου καθώς και μιγμάτων Υδρογόνου-Φυσικού Αερίου με ποσοστό θερμικής υποκατάστασης H<sub>2</sub> από 10%-90% στο μίγμα καυσίμου που τροφοδοτείται στην μονάδα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου για τα σενάρια 0% και 100% (**Βασικό Σενάριο**) ηλεκτροπαραγωγής.

#### 4.1.1 Αποτελέσματα Βασικού σεναρίου

Αρχικά στον **Πίνακα 4.1** παρουσιάζονται η θερμικής ισχύς του καυσίμου, η παραγόμενη θερμική ισχύς και η καθαρή ηλεκτρική ενέργεια ολόκληρης της μονάδας συμπαραγωγής για το **Βασικό Σενάριο**, ενώ στην συνέχεια με βάση τις σχέσεις (3.2)-(3.6) υπολογίζονται ο θερμικός βαθμός απόδοσης του συστήματος, ο συνολικός βαθμός συμπαραγωγής, ο λόγος ηλεκτρικής προς θερμική ενέργεια και ο λόγος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας. Τα παραπάνω μεγέθη παρουσιάζονται στον **Πίνακα 4.2**.

**Πίνακας 4.1 Αποτελέσματα θερμικής ισχύς καυσίμου, θερμικής ενέργειας για κατανάλωση και καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας-Βασικό Σενάριο 100% Φ.Α**

Θερμική ισχύς καυσίμου GT(MWth)	742,78
Θερμική ισχύς GT-Φυσικού Αερίου (MW)	742,78
Θερμική ισχύς GT-Υδρογόνου (MW)	0
Καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς αεριοστροβίλου (MWe)	248,800
Συνολική παραγόμενη θερμική ενέργεια από ατμό υψηλής πίεσης (HP-SERIE1 & HP-SERIE2) (MWth)	0
Συνολική παραγόμενη θερμική ενέργεια από ατμό χαμηλής πίεσης (MP-SERIE) (MWth)	27,657
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 1ης τουρμπίνας TURB1 (MWe)	28,227

Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 2ης τουρμπίνας TURB2 (MWe)	54,552
Συνολική καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ατμοστροβίλου (MWe)	82,780
Αντλία μετά τον συμπυκνωτή (COND-PUM) (MWe)	0,119
Αντλία για την ανύψωση της υψηλής πίεσης (HP-PUMP) (MWe)	1,135
Αντλία για την ανύψωση της χαμηλής πίεσης (MP-PUMP) (MWe)	0,030
Αντλία μετά τις θερμικές καταναλώσεις (PUMP) (MWe)	0,010
Συνολική ισχύς των ιδιοκαταναλώσεων (MWe)	1,294
Συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια (MWe)	330,285

**Πίνακας 4.2 Βασικά Μεγέθη Συμπαραγωγής-Βασικό Σενάριο 100% Φ.Α**

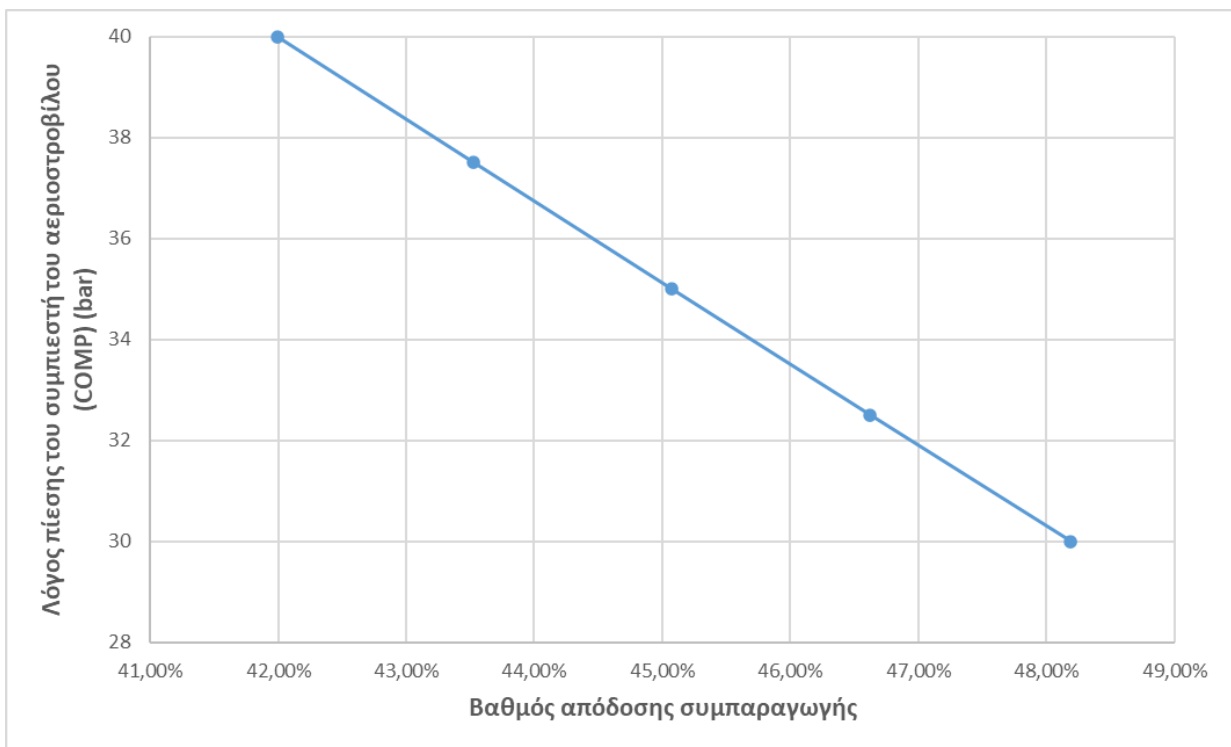
Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστροβίλου	33,50%
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	44,47%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	3,72%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	48,19%
Λόγος Ηλεκτρικής προς Θερμική Ενέργεια ( $\sigma$ )	11,94
Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας (Απλή Μονάδα) (PESR)	17,46%
Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας (Εξελιγμένη Μονάδα) (PESR)	-7,45%

Από τον Πίνακα 4.2 αξίζει να σημειωθεί ότι Λόγος Ηλεκτρικής προς Θερμική Ενέργεια ( $\sigma$ ) μεγαλύτερος του 1 που σημαίνει ότι η μονάδα είναι διαστασιολογημένη-λειτουργεί ως επι το πλείστον για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και όχι θερμότητας. Επιπλέον, Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας για Απλή Μονάδα (PESR) της μονάδας είναι μεγαλύτερος του 10% με

αποτέλεσμα να θεωρείται μονάδα Συμπαραγωγής Υψηλής Απόδοσης (ΣΥΘΗΑ) και μπορεί να πάρει προνόμια μονάδας ΑΠΕ αναφορικά με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο ενώ ο Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας Εξελιγμένη Μονάδα (PESR) προκύπτει μικρότερος του μηδενός (αρνητικός) υποδηλώνοντας ότι η μονάδα σε λειτουργία συμπαραγωγής δεν είναι ιδιαίτερα αποδοτική σε σχέση με το να γινόταν η παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας ξεχωριστά λόγω του υψηλού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης για χωριστή παραγωγή 0.5. Για τον λόγο αυτό σε όλους τους υπόλοιπους υπολογισμούς των βασικών μεγεθών συμπαραγωγής παραλείπεται ο Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας Εξελιγμένη Μονάδα (PESR).

#### 4.1.1.1 Ανάλυση Ευαισθησίας-Λόγου Πίεσης Συμπιεστή του αεριοστροβίλου

Αρχικά, για το **Βασικό Σενάριο** της μονάδας συμπαραγωγής ελέγχθηκε μεταβολή του βαθμού απόδοσης της συμπαραγωγής ως προς τον λόγο πίεσης του συμπιεστή αεριοστροβίλου. Συγκεκριμένα, με τις συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας εισόδου του αέρα περιβάλλοντος του βασικού σεναρίου πραγματοποιήθηκαν τρεξίματα στο λογισμικό του ASPEN μεταβάλλοντας την πίεση εξόδου του συμπιεστή (**COMP**) του αεριοστροβίλου από 30bar-40bar με βήμα 2,5bar. Η μεταβολή του βαθμού απόδοσης της συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εξόδου του συμπιεστή παρουσιάζεται στο **Διάγραμμα 10**.



**Διάγραμμα 9: Βαθμός απόδοσης της Συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εξόδου του συμπιεστή.**

Παρατηρείται ότι με την αύξηση της πίεσης εξόδου δηλαδή του λόγου πίεσης του συμπιεστή μειώνεται ο βαθμός απόδοσης της μονάδας συμπαραγωγής, λόγο της μείωσης του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης του αεριοστροβίλου. Η μείωση αυτή οφείλεται στη μεγαλύτερη αύξηση της

καταναλισκόμενη ενέργεια του συμπιεστή συγκριτικά με την παραγόμενη ενέργεια του αεριοστροβίλου. Στον **Πίνακα 4.3** απεικονίζονται αποτελέσματα ισχύος του τμήματος του αεριοστροβίλου σε σχέση με τον λόγο πίεσης του συμπιεστή. Επιπλέον, έχουμε μείωση του συνολικού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης της μονάδας ενώ ο θερμικός βαθμός παραμένει σταθερός αφού η συνολική θερμική ενέργεια δεν μεταβάλλεται. Στον **Πίνακα 4.3** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των βαθμών απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της συμπαραγωγής σε σχέση με τον λόγο πίεσης του συμπιεστή.

**Πίνακας 4.3 Αποτελέσματα ισχύος του τμήματος αεριοστροβίλου σε σχέση με τον λόγο πίεσης του συμπιεστή (COMP)**

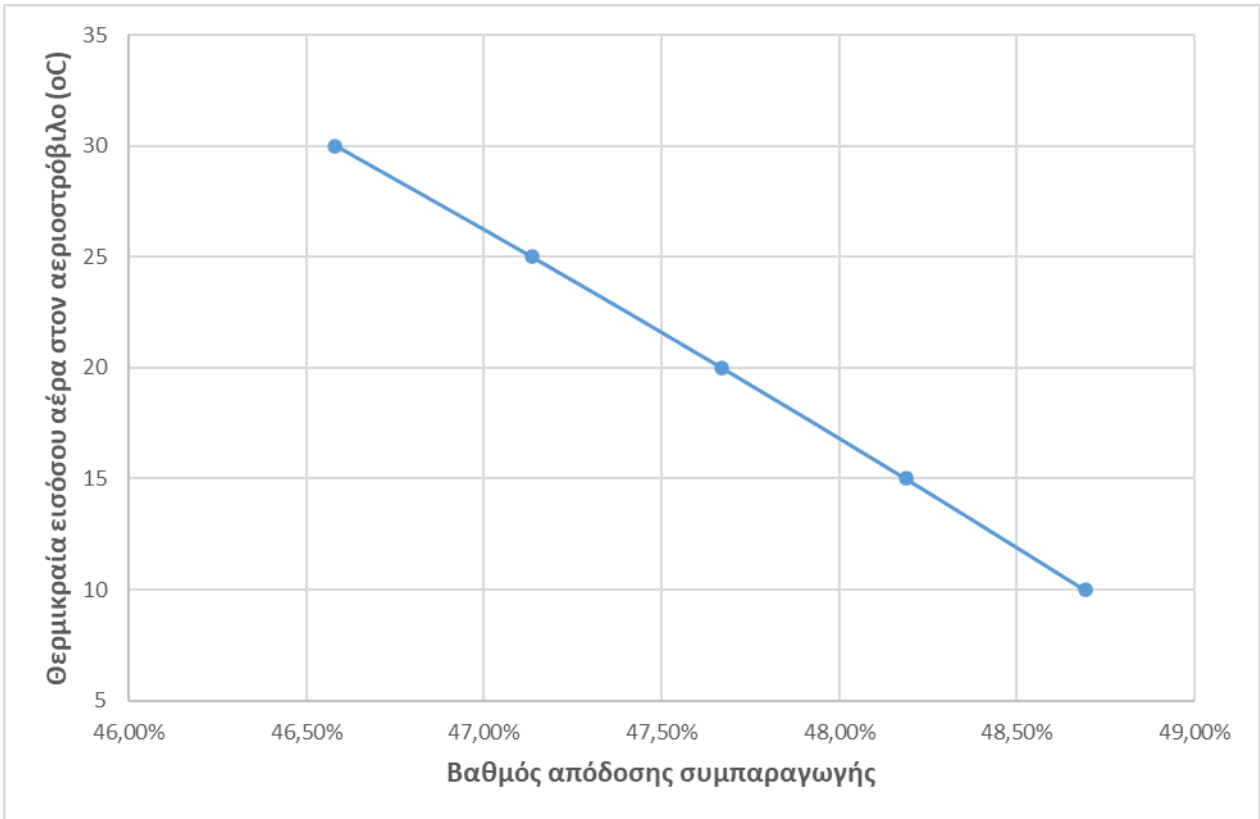
Λόγος πίεσης (πίεση εξόδου) Συμπιεστή (COMP) (bar)	30	32,5	35	37,5	40
Καθαρό έργο Συμπιεστή αεριοστροβίλου (COMP) (MWe)	457,028	485,488	513,707	541,758	569,704
Καθαρό έργο Στροβίλου αεριοστροβίλου (TURB) (MWe)	705,828	722,658	739,346	755,934	772,461
Καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς αεριοστροβίλου (MWe)	248,800	237,170	225,639	214,176	202,757

**Πίνακας 4.4 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής σε σχέση με τον λόγο πίεσης του συμπιεστή (COMP)**

Λόγος πίεσης (πίεση εξόδου) Συμπιεστή (COMP) (bar)	30	32,5	35	37,5	40
Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστροβίλου	33,50%	31,93%	30,38%	28,83%	27,30%
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	44,47%	42,90%	41,35%	39,80%	38,27%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγή	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	48,19%	46,62%	45,07%	43,53%	41,99%

4.1.1.2 Ανάλυση Ευαισθησίας- Θερμοκρασίας εισόδου του αέρα

Επιπλέον, για το **Βασικό Σενάριο** της μονάδας συμπαραγωγής ελέγχθηκε μεταβολή του βαθμού απόδοσης της συμπαραγωγής ως προς θερμοκρασία εισόδου του αέρα. Μεταβάλλοντας την θερμοκρασία εισόδου του αέρα στον αεριοστρόβιλο από 10°C-30°C με βήμα 5°C παρατηρήθηκε μείωση του βαθμού απόδοσης της συμπαραγωγής φαινόμενο που φαίνεται και στο **Διάγραμμα 11**.



**Διάγραμμα 10: Βαθμός απόδοσης Συμπαραγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εισόδου του αέρα στον αεριοστρόβιλο**

Η μείωση του βαθμού απόδοσης της συμπαραγωγής οφείλεται στην μείωση του βαθμού απόδοσης του αεριοστρόβιλου καθώς η αύξηση της καταναλισκόμενης ενέργεια από το συμπιεστή είναι υψηλότερη από την συνολική παραγόμενη ενέργεια του αεριοστρόβιλου. Επομένως μειώνεται και βαθμός απόδοσης του αεριοστρόβιλου. Στον **Πίνακα 4.5** απεικονίζονται αποτελέσματα ισχύος του τμήματος του αεριοστρόβιλου σε σχέση με την είσοδο της θερμοκρασίας αέρα του αεριοστρόβιλου. Επιπλέον, έχουμε μείωση του συνολικού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης της μονάδας ενώ ο θερμικός βαθμός παραμένει σταθερός αφού η συνολική θερμική ενέργεια δεν μεταβάλλεται. Στον **Πίνακα 4.6** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των βαθμών απόδοσης αεριοστρόβιλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της συμπαραγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εισόδου του αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστρόβιλο.

**Πίνακας 4.5 Αποτελέσματα ισχύος ανάλογα με την θερμοκρασία εισόδου του αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστρόβιλο**

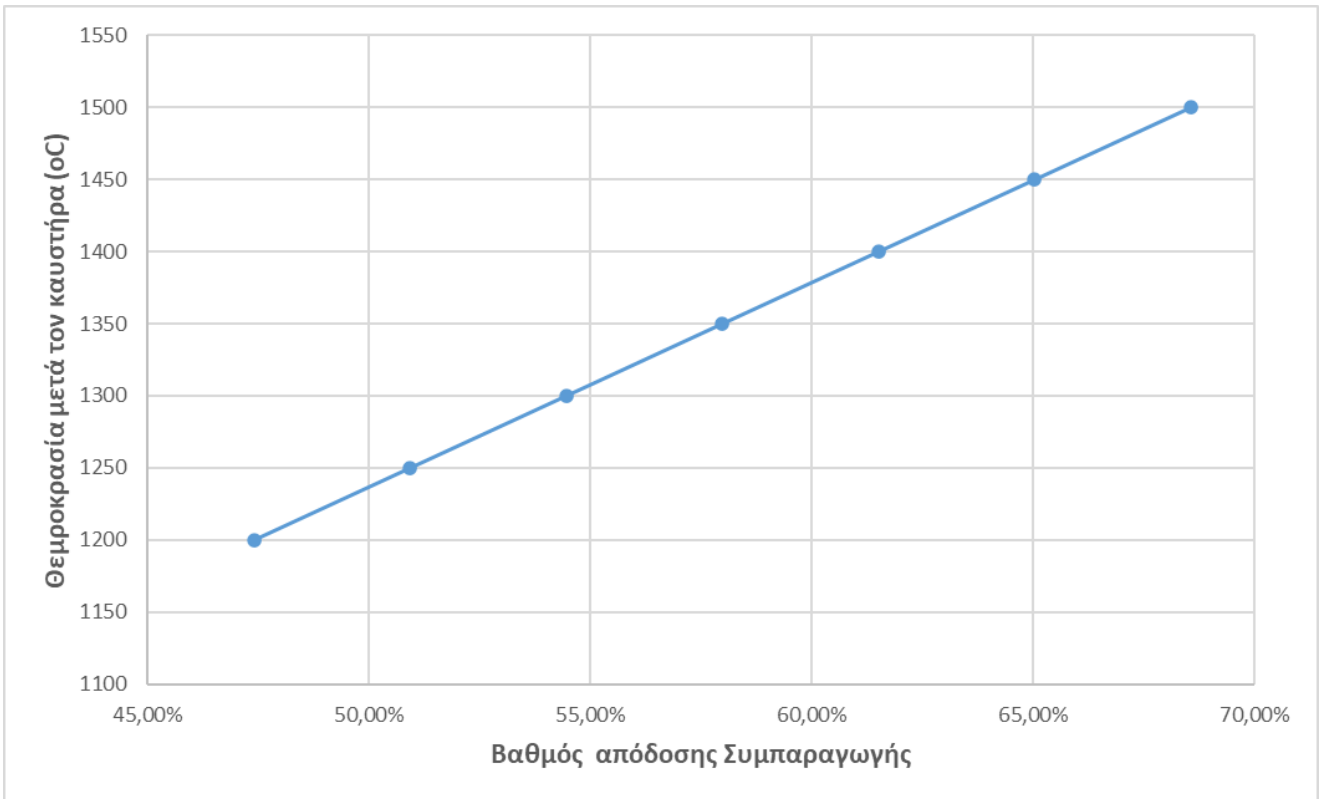
Θερμοκρασία εισόδου αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστρόβιλο (°C)	10	15	20	25	30
Καθαρό έργο Συμπιεστή αεριοστρόβιλου (COMP) (MWe)	441,940	457,028	472,604	488,693	505,319
Καθαρό έργο Στροβίλου αεριοστρόβιλου (TURB) (MWe)	694,478	705,828	717,549	729,660	742,182
Καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς αεριοστρόβιλου (MWe)	252,538	248,800	244,945	240,968	236,862

**Πίνακας 4.6 Βαθμοί απόδοσης αεριοστρόβιλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εισόδου του αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστρόβιλο**

Θερμοκρασία εισόδου αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστρόβιλο (°C)	10	15	20	25	30
Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστρόβιλου	34,00%	33,50%	32,98%	32,44%	31,89%
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαγωγής	44,97%	44,47%	43,95%	43,41%	42,86%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαγωγή	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαγωγής	48,69%	48,19%	47,67%	47,13%	46,58%

#### 4.1.1.3 Ανάλυση Ευαισθησίας- Θερμοκρασίας εξόδου μετά τον θάλαμο καύσης (COMB) του αεριοστρόβιλου

Στην συνέχεια εξετάζεται η ανάλυση της ευαισθησίας του βαθμού απόδοσης της συμπαγωγής ως προς την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου από 1200 °C-1500 °C με βήμα 50 °C. Στο **Διάγραμμα 12** απεικονίζεται η μεταβολή του βαθμού απόδοσης συμπαγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου.



**Διάγραμμα 11: Βαθμός απόδοσης Συμπαραγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου (COMB)**

Σύμφωνα με το **Διάγραμμα 12** είναι φανερό ότι με την αύξηση της θερμοκρασίας εξόδου των καυσαερίων, αυξάνεται ο βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής λόγω της αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από τον αεριοστροβίλο επιφέροντας ταυτόχρονα και αύξηση του βαθμού απόδοσής του. Στον **Πίνακα 4.7** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ισχύος του αεριοστροβίλου. Επιπλέον, έχουμε αύξηση του συνολικού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης της μονάδας ενώ ο θερμικός βαθμός παραμένει σταθερός αφού η συνολική θερμική ενέργεια δεν μεταβάλλεται. Στον **Πίνακα 4.8** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των βαθμών απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της συμπαραγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου.



**Πίνακας 4.7 Αποτελέσματα ισχύος ανάλογα με την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου**

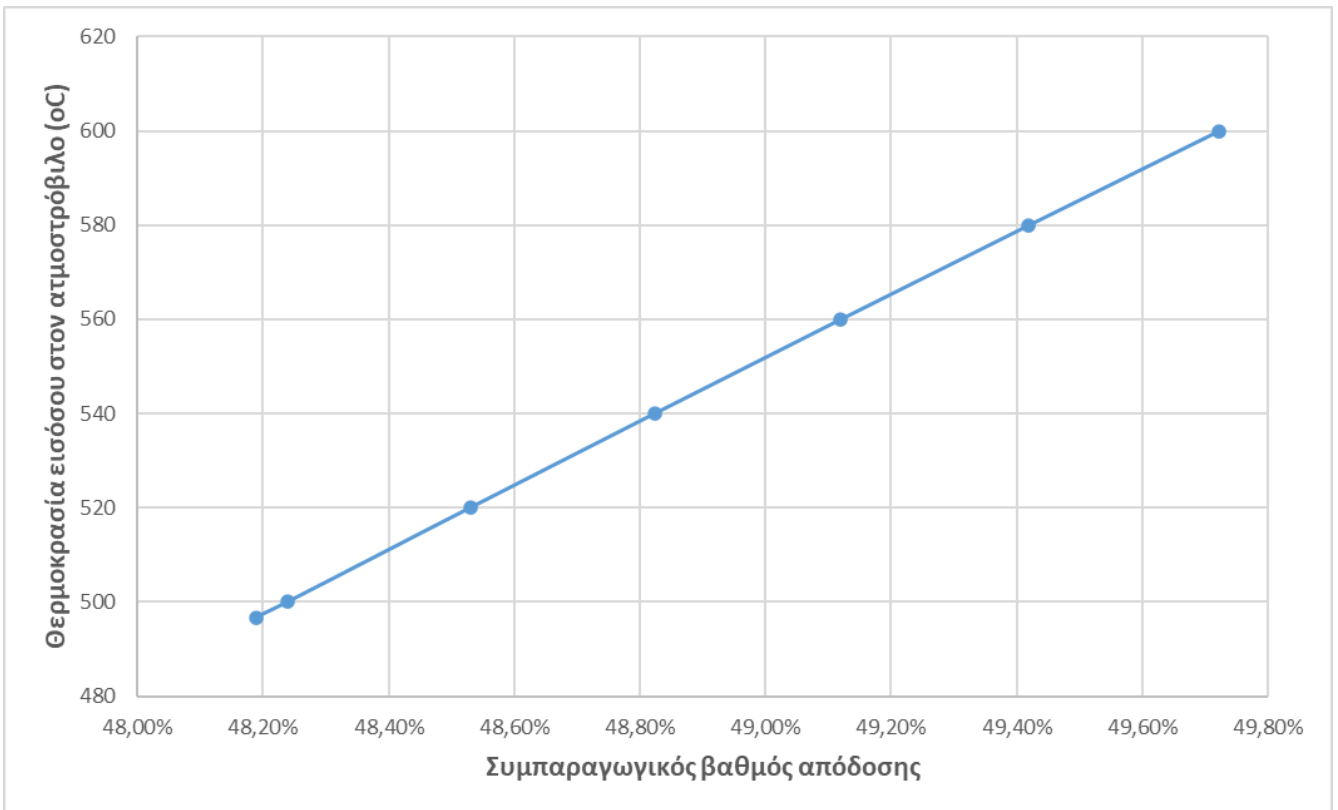
Θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου (°C)	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
Καθαρό έργο Συμπιεστή αεριοστροβίλου (COMP) (MWe)	487,072	487,072	487,072	487,072	487,072	487,072	487,072
Καθαρό έργο Στροβίλου αεριοστροβίλου (TURB) (MWe)	730,103	756,256	782,421	808,596	834,777	860,962	887,148
Καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς αεριοστροβίλου (MWe)	243,031	269,184	295,349	321,523	347,705	373,890	400,076

**Πίνακας 4.8 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου**

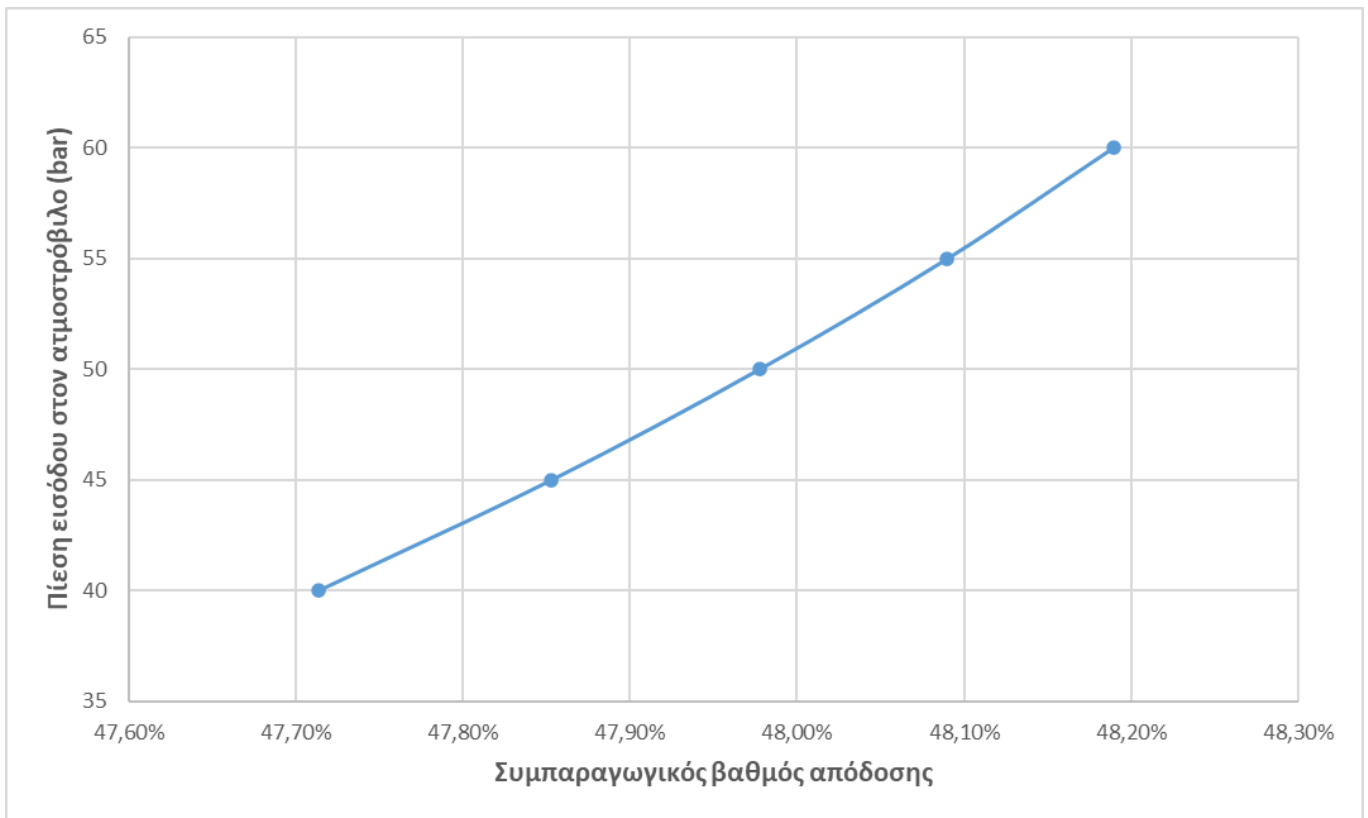
Θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου (°C)	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστροβίλου	32,72%	36,24%	39,76%	43,29%	46,81%	50,34%	53,86%
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	43,69%	47,21%	50,73%	54,26%	57,78%	61,31%	64,83%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγή	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	47,41%	50,93%	54,46%	57,98%	61,50%	65,03%	68,56%

4.1.1.4 Ανάλυση Ευαισθησίας- Θερμοκρασία εισόδου (Ατμός Υψηλής πίεσης) και πίεση εισόδου στον ατμοστρόβιλο

Παρακάτω μελετάται η επίδραση στον βαθμό απόδοσης της συμπαραγωγής ως προς τις συνθήκες εισόδου θερμοκρασίας και πίεσης στον ατμοστρόβιλο. Αρχικά, έγινε η ανάλυση ευαισθησίας ως προς την θερμοκρασία εισόδου στον πρώτο στρόβιλο του ατμοστροβίλου (**TURB1**) η οποία συμπίπτει με αυτή της υψηλής πίεσης ατμού που εξέρχεται από τον Λ.Α.Θ. , μεταβάλλοντας την από τους 500°C-600°C με βήμα 20°C. Έπειτα, μελετάται η ανάλυση ευαισθησίας ως προς την πίεση εισόδου στον πρώτο στρόβιλο του ατμοστροβίλου (**TURB1**) η οποία ρυθμίζεται από την βαλβίδα (**VALTURB1**) μεταβάλλοντας από 40bar-65bar με βήμα 5bar. Στα **Διαγράμματα 13** και **14** απεικονίζεται η μεταβολή του βαθμού απόδοσης του συνδυασμένου κύκλου συνάρτηση της θερμοκρασίας και της πίεσης εισόδου στον ατμοστρόβιλο αντίστοιχα.



**Διάγραμμα 12: Βαθμός απόδοσης Συμπαραγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εισόδου στον ατμοστρόβιλο**



**Διάγραμμα 13: Βαθμός απόδοσης Συμπαγωγής συνάρτηση της πίεσης εισόδου στον ατμοστρόβιλο**

Όπως παρατηρείτε και στα δύο διαγράμματα ο συνολικός βαθμός απόδοσης της συμπαγωγής αυξάνεται. Και στις δύο περιπτώσεις αυτή η αύξηση οφείλεται αύξηση της παραγόμενης ισχύος των στροβίλων του ατμοστρόβιλο (**TURB1** και **TURB2**) που φέρνει ως αποτέλεσμα την αύξηση της συνολικής καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας επόμενος και του συνολικού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης της μονάδας. Στους **Πίνακες 4.9 και 4.10** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ισχύος των στροβίλων του ατμοστρόβιλο (**TURB1 και TURB2**) καθώς και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας και πίεσης εισόδου στον ατμοστρόβιλο αντίστοιχα.

**Πίνακας 4.9 Αποτελέσματα ισχύος των στροβίλων του ατμοστροβίλου και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαραγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εισόδου στον ατμοστρόβιλο**

Θερμοκρασία εισόδου στον ατμοστρόβιλο (°C)	496,8	500	520	540	560	580	600
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 1ης τουρμπίνας TURB1 (MWe)	28,227	28,677	29,597	30,509	31,415	32,316	33,213
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 2ης τουρμπίνας TURB2 (MWe)	54,552	54,457	55,485	56,540	57,623	58,735	59,874
Συνολική παραγόμενη καθαρή ηλεκτρική ενέργεια από τον ατμοστρόβιλο (MWe)	82,780	83,134	85,082	87,049	89,038	91,051	93,088
Συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια της Συμπαραγωγής (MWe)	330,285	330,640	332,587	334,555	336,544	338,557	340,593

**Πίνακας 4.10 Αποτελέσματα ισχύος των στροβίλων του ατμοστροβίλου και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εισόδου στον ατμοστρόβιλο**

Πίεση εισόδου στον ατμοστρόβιλο (°C)	40	45	50	55	60	65
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 1ης τουρμπίνας TURB1 (MW)	20,145	22,269	24,119	25,753	27,213	28,227
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 2ης τουρμπίνας TURB2 (MW)	57,329	56,537	55,859	55,271	54,754	54,552
Συνολική παραγόμενη καθαρή ηλεκτρική ενέργεια από τον ατμοστρόβιλο (MW)	77,474	78,805	79,978	81,024	81,967	82,780

<b>Συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια της συμπαραγωγής (MW)</b>	324,980	326,311	327,484	328,530	329,473	330,285

Επιπρόσθετα, στους **Πίνακα 4.11 και 4.12** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των βαθμών απόδοσης αεριοστρόβιλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της συμπαραγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία και την πίεση εισόδου στον ατμοστρόβιλο.

**Πίνακας 4.11 Βαθμοί απόδοσης αεριοστρόβιλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εισόδου στον ατμοστρόβιλο**

Θερμοκρασία εισόδου στον ατμοστρόβιλο (°C)	496,8	500	520	540	560	580	600
<b>Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστρόβιλου</b>	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%
<b>Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής</b>	44,47%	44,51%	44,78%	45,04%	45,31%	45,58%	45,85%
<b>Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγή</b>	3,72%	3,73%	3,75%	3,78%	3,81%	3,84%	3,87%
<b>Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής</b>	48,19%	48,24%	48,53%	48,82%	49,12%	49,42%	49,72%

**Πίνακας 4.12 Βαθμοί απόδοσης αεριοστρόβιλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής ανάλογα με την πίεση εισόδου στον ατμοστρόβιλο**

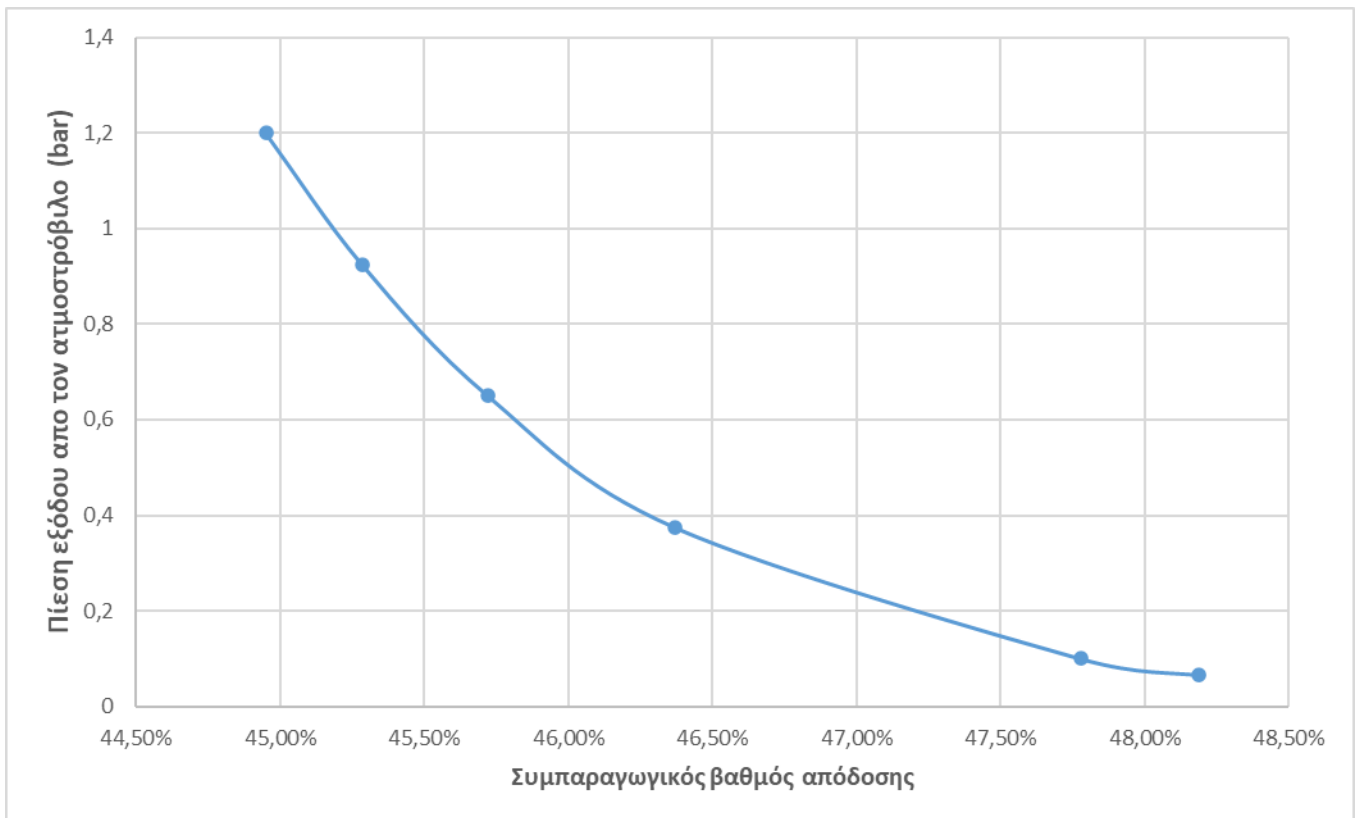
Πίεση εισόδου στον ατμοστρόβιλο (°C)	40	45	50	55	60	65
<b>Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστρόβιλου</b>	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%
<b>Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής</b>	43,75%	43,93%	44,09%	44,23%	44,36%	44,47%
<b>Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγή</b>	3,80%	3,78%	3,76%	3,75%	3,73%	3,72%

<b>Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής</b>	47,56%	47,71%	47,85%	47,98%	48,09%	48,19%
---	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Και στις δύο περιπτώσεις όπως ήταν αναμενόμενο έχουμε αύξηση του συνολικού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης της συμπαραγωγής που έχει ως αποτέλεσμα και του βαθμού της συμπαραγωγής. Τέλος, για την περίπτωση της θερμοκρασίας εισόδου παρατηρείται αύξηση του θερμικού βαθμού απόδοσης ενώ στη περίπτωση της πίεση μείωσή του. Οι μεταβολές αυτές είναι μικρές και στις δύο περιπτώσεις ενώ είναι ανάλογες του βαθμού απόδοσης της συμπαραγωγής, δηλαδή με αύξηση του θερμικού βαθμού έχουμε αντίστοιχα αύξηση του βαθμούς απόδοσης της συμπαραγωγής. Επομένως, η επίδραση στην περίπτωση της αύξησης της θερμοκρασίας εισόδου, ενώ για την περίπτωση της αύξηση της πίεσης είναι αρνητική.

#### 4.1.1.5 Ανάλυση Ευαισθησίας-Πίεση εξόδου του ατμοστρόβιλου

Με την πίεση εξόδου του ατμού από τον ατμοστρόβιλο που ταυτίζεται με την πίεση εξόδου από τον 2ο στρόβιλο (**TURB2**), να ορίζεται στο **Βασικό Σενάριο** στους 0,0657bar, μελετάται η επίδραση της στην μεταβολή της από 0.1bar-1.2bar με βήμα 0,275bar στον βαθμό απόδοσης της συμπαραγωγής. Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η επίδραση αυτή.



**Διάγραμμα 14: Βαθμός απόδοσης της Συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεση εξόδου από τον ατμοστρόβιλο**

Είναι φανερό στο **Διάγραμμα 15** ότι με την αύξηση της πίεσης εξόδου από τον ατμοστρόβιλο και συγκεκριμένα από τον 2<sup>ο</sup> στρόβιλο του μπλοκ Ατμοστροβίλου (**TURB2**), ο βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής μειώνεται. Το προηγούμενο συμπέρασμα προκύπτει λόγω της μείωσης του έργου του 2<sup>ο</sup> στρόβιλου (**TURB2**) με την αύξηση της πίεσης εξόδου. Τα αποτελέσματα των στρόβιλων του ατμοστροβίλου (**TURB1 και TURB2**) καθώς και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εξόδου του ατμοστροβίλου παρουσιάζονται στον **Πίνακα 4.13**.

**Πίνακας 4.13 Αποτελέσματα ισχύος των στρόβιλων του ατμοστροβίλου και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εξόδου στον ατμοστρόβιλο**

Πίεση εξόδου στον ατμοστρόβιλο (°C)	0,0657	0,1	0,375	0,65	0,925	1,2
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 1ης τουρμπίνας TURB1 (MW)	28,227	28,227	28,227	28,227	28,227	28,227
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 2ης τουρμπίνας TURB2 (MW)	54,552	51,507	41,033	36,218	32,969	30,486
Συνολική παραγόμενη καθαρή ηλεκτρική ενέργεια από τον ατμοστρόβιλο (MW)	82,780	79,734	69,260	64,446	61,197	58,714
Συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια της συμπαραγωγής (MW)	330,285	327,240	316,768	311,956	308,709	306,228

Επιπρόσθετα, παρατηρείται μείωση της συνολικής καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας που αναμένεται και η ανάλογη μείωση στον συνολικό ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης της. Στον **Πίνακα 4.14** επιβεβαιώνεται η προηγούμενη παρατήρηση. Όσον αφορά τον θερμικό βαθμό απόδοσης αυτός δεν μεταβάλλεται με την αλλαγή της πίεσης εξόδου του ατμοστροβίλου στην συγκεκριμένη μονάδα.

**Πίνακας 4.14 Βαθμοί απόδοσης αεριοστρόβιλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής ανάλογα με την πίεση εξόδου στον ατμοστρόβιλο**

Πίεση εξόδου στον ατμοστρόβιλο (°C)	40	45	50	55	60	65
Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστρόβιλου	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%

<b>Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής</b>	44,47%	44,06%	42,65%	42,00%	41,56%	41,23%
<b>Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής</b>	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%
<b>Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής</b>	48,19%	47,78%	46,37%	45,72%	45,28%	44,95%

Οι σημαντικότερες παράμετροι που επιδρούν στον βαθμό απόδοσης συμπαραγωγής, είναι α) η θερμοκρασία εξόδου μετά το θάλαμο καύσης και β) ο λόγος πίεσης του συμπιεστή στον αεριοστρόβιλο. Ειδικότερα, στην πρώτη περίπτωση με υψηλότερες θερμοκρασίες στην έξοδο του θαλάμου καύσης παρατηρείται αύξηση της απόδοσης της μονάδας κατά 21,14%, ενώ στην περίπτωση αύξησης του λόγου πίεσης του αεριοστρόβιλου παρατηρείται μείωση του βαθμού απόδοσης συμπαραγωγής κατά 6,20%. Συγκεντρωτικά, υψηλοί βαθμοί απόδοσης της μονάδας μπορούν να επιτευχθούν με υψηλή θερμοκρασία εξόδου από τον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου, χαμηλή θερμοκρασία εισόδου και χαμηλό λόγο πίεσης του συμπιεστή στον αεριοστρόβιλο, υψηλή πίεση και θερμοκρασία εισόδου στον ατμοστρόβιλο και χαμηλή πίεση εξόδου στον ατμοστρόβιλο. Όσον αφορά την θερμοκρασία στον θάλαμο καύσης αυτή περιορίζεται σε θερμοκρασίες κάτω των 1300°C για την αποφυγή αστοχίας της κατασκευής, ωστόσο γίνεται εκτεταμένη έρευνα για την κατασκευή υλικών με αντοχή σε υψηλότερες θερμοκρασίες προκειμένου να επιτυγχάνεται αύξηση του βαθμού απόδοσης των θερμικών σταθμών. Παράλληλα, οι πιέσεις υψηλής θερμοκρασίας περιορίζονται και αυτές κάτω από τα 65 bar για την αποφυγή αστοχίας των σωλήνων της μονάδας συμπαραγωγής

#### 4.1.2 Σενάρια λειτουργίας σε Συμπαραγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο θα παρουσιαστούν τα βασικά αποτελέσματα της συμπαραγωγής για τα σενάρια λειτουργίας στα οποία οι μονάδες συμπαραγωγής λειτουργεί με 100% καύσιμο το φυσικό αέριο ενώ το ποσοστό της θερμικής συμπαραγωγής (αντίστοιχα της ηλεκτρικής παραγωγής) αλλάζει από 0%-100% (αντίστοιχα 100%-0% για τη ηλεκτρική παραγωγή) με βήμα 20% (**Σενάριο 1** του **Πίνακα 3.1**). Μέσω του διαχωριστή (**SPLIT-HP**) στο μπλοκ του Ατμοστρόβιλου, το ποσοστό της θερμικής ενέργειας προς εκμετάλλευση αλλάζει καθώς υπάρχει επιπλέον ατμός υψηλής πίεσης για θερμική εκμετάλλευση εκτός από αυτόν της χαμηλής. Στον **Πίνακα 4.15** παρουσιάζονται οι παροχές μάζας των ατμών χαμηλής και υψηλής πίεσης και οι ισχύς αυτών για την θερμική χρήση.

**Πίνακας 4.15 Παροχές μάζας και ισχύς υψηλής και χαμηλής πίεσης για θερμική χρήση- Σενάριο 1**

Ποσοστό Συμπαραγωγής για θερμική χρήση (%)	0	20	40	60	80	100
--	---	----	----	----	----	-----

Παροχή μάζας για θερμική εκμετάλλευση (ton/hr) MP	50,0	48,11	45,25	42,38	39,52	36,66
---	------	-------	-------	-------	-------	-------



Παροχή μάζας για θερμική εκμετάλλευση (ton/hr) HP	0	70,98	141,95	212,93	283,91	354,88
Συνολική παραγόμενη θερμική ενέργεια Χαμηλής πίεσης (MWth) MP-Series	27,657	24,679	21,818	18,957	16,096	13,235
Συνολική παραγόμενη θερμική ενέργεια Υψηλής πίεσης (MWth) HP-Series	0	44,366	88,732	133,098	177,464	221,830
Συνολική παραγόμενη θερμική ενέργεια (MWth)	27,657	69,045	110,550	152,055	193,560	235,065

Παράλληλα, από την προσομοίωση στο ASPEN εξάγονται τα αποτελέσματα ισχύος των ιδιοκαταναλώσεων από τις αντλίες και τον συμπιεστή αλλά και αυτά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Στον Πίνακα 4.16 παρουσιάζονται τα παραπάνω αποτελέσματα.

**Πίνακας 4.16 Αποτελέσματα ισχύος καταναλώσιμης και παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας-Σενάριο 1**

Ποσοστό Συμπαγωγής για θερμική χρήση (%)	0	20	40	60	80	100
Καθαρό έργο Συμπιεστή αεριοστροβίλου (COMP) (MWe)	457,028	457,028	457,028	457,028	457,028	457,028
Καθαρό έργο Στροβίλου αεριοστροβίλου (TURB) (MWe)	705,828	705,828	705,828	705,828	705,828	705,828
Καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς αεριοστροβίλου (MWe)	248,800	248,800	248,800	248,800	248,800	248,800
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 1ης τουρμπίνας TURB1 (MWe)	28,227	22,582	16,936	11,291	5,645	0,000
Καθαρή Ηλεκτρική ενέργεια 2ης τουρμπίνας TURB2 (MWe)	54,552	43,642	32,731	21,821	10,910	0,000
Συνολική καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική	82,780	66,224	49,668	33,112	16,556	0,00

ενέργεια ατμοστρόβιλου (MWe)						
Αντλία μετά τον συμπυκνωτή (COND-PUM) (MWe)	0,119	0,095	0,071	0,048	0,024	0,024
Αντλία για την ανύψωση της υψηλής πίεσης (HP-PUMP) (MWe)	1,135	1,210	1,256	1,302	1,347	1,393
Αντλία για την ανύψωση της χαμηλής πίεσης (MP-PUMP) (MWe)	0,030	0,032	0,033	0,034	0,036	0,037
Αντλία μετά τις θερμικές καταναλώσεις (PUMP) (MWe)	0,010	0,025	0,038	0,051	0,065	0,078
Συνολική ισχύς των ιδιοκαταναλώσεων (MWe)	1,294	1,363	1,399	1,435	1,471	1,531
Συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια (MWe)	330,285	313,661	297,069	280,477	263,885	247,269

Τέλος με βάση τις σχέσεις (3.2)-(3.6) υπολογίζονται τα βασικά μεγέθη της συμπαραγωγής για το Σενάριο 1.

Πίνακας 4.17 Βασικά μεγέθη Συμπαραγωγής- Σενάριο 1

Ποσοστό Συμπαραγωγής για θερμική χρήση (%)	0	20	40	60	80	100
Καθαρός βαθμός απόδοσης αεριοστρόβιλου	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%	33,50%
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	44,47%	42,23%	39,99%	37,76%	35,53%	33,29%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγή	3,72%	9,30%	14,88%	20,47%	26,06%	31,65%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	48,19%	51,52%	54,88%	58,23%	61,59%	64,94%
Λόγος Ηλεκτρικής προς Θερμική Ενέργεια (σ)	11,94	4,54	2,69	1,84	1,36	1,05

<b>Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας (Απλή Μονάδα) (PESR)</b>	17,46%	17,66%	17,89%	18,11%	18,33%	18,54%
---	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Επομένως η εκμετάλλευση ενός μέρους του ατμού προς παραγωγή ωφέλιμης θερμότητας στους εναλλάκτες (**HP-SERIE1**) και (**HP-SERIE2**) μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση του βαθμού απόδοσης συμπαραγωγής στο 100% φορτίο λειτουργίας (και αύξηση PESR).

#### 4.1.3 Σενάριο Υβριδοποίησης μέσω αξιοποίησης πράσινου Υδρογόνου

Στο παρόν κεφάλαιο θα εξεταστεί η προοπτική καύσης 100% υδρογόνου καθώς και μιγμάτων Υδρογόνου-Φυσικού Αερίου με ποσοστό θερμικής Υποκατάστασης H<sub>2</sub> από 10%- 90% στο μίγμα καυσίμου που τροφοδοτείται στην μονάδα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου. Τα σενάρια που αναλύονται στο κεφάλαιο αυτό με βάση τον **Πίνακα 3.1**, είναι το σενάριο 100% ηλεκτροπαραγωγή (**Σενάριο2**) και Αποκλειστική Παραγωγή Θερμότητας (**Σενάριο 3**). Σε κάθε σενάριο η ποσότητα του απαιτούμενου υδρογόνου για την λειτουργία της μονάδας σε 100% φορτίο λειτουργίας υπολογίστηκε μέσω της θερμικής υποκατάστασης του H<sub>2</sub>, έτσι ώστε η απαιτούμενη ενέργεια καυσίμου τόσο στον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου να είναι ίση με αυτή του Βασικού Σεναρίου για 100% φυσικό αέριο.

Σε όλα τα σενάρια που αναπτύχθηκαν στο Aspen προκειμένου να έχουμε τις ίδιες συνθήκες με το σενάριο για 100% φυσικό αέριο, όλα τα μεγέθη της μονάδας όπως ισεντροπικοί και μηχανικοί βαθμοί απόδοσης συμπιεστή και στροβίλου, λόγος πίεσης συμπιεστή, πίεση εξόδου στροβίλου, πτώσεις πίεσης, τα design specifications που χρησιμοποιήθηκαν, κ.α. παραμένουν σταθερά και ίσα με το σενάριο με το Βασικό Σενάριο για 100% φυσικό αέριο. Επιπλέον, όλοι οι υπολογισμοί γίνονται με βάση την κατώτερη θερμογόνου δύναμη των καυσίμων, με του υδρογόνου να είναι 119,91MJ/kg. Το ρεύμα πράσινου υδρογόνου που έχει παραχθεί από ένα ηλεκτρολύτη εισέρχεται με το ρεύμα φυσικού αερίου στον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου σε θερμοκρασία T=50°C και πίεση 30 bar.

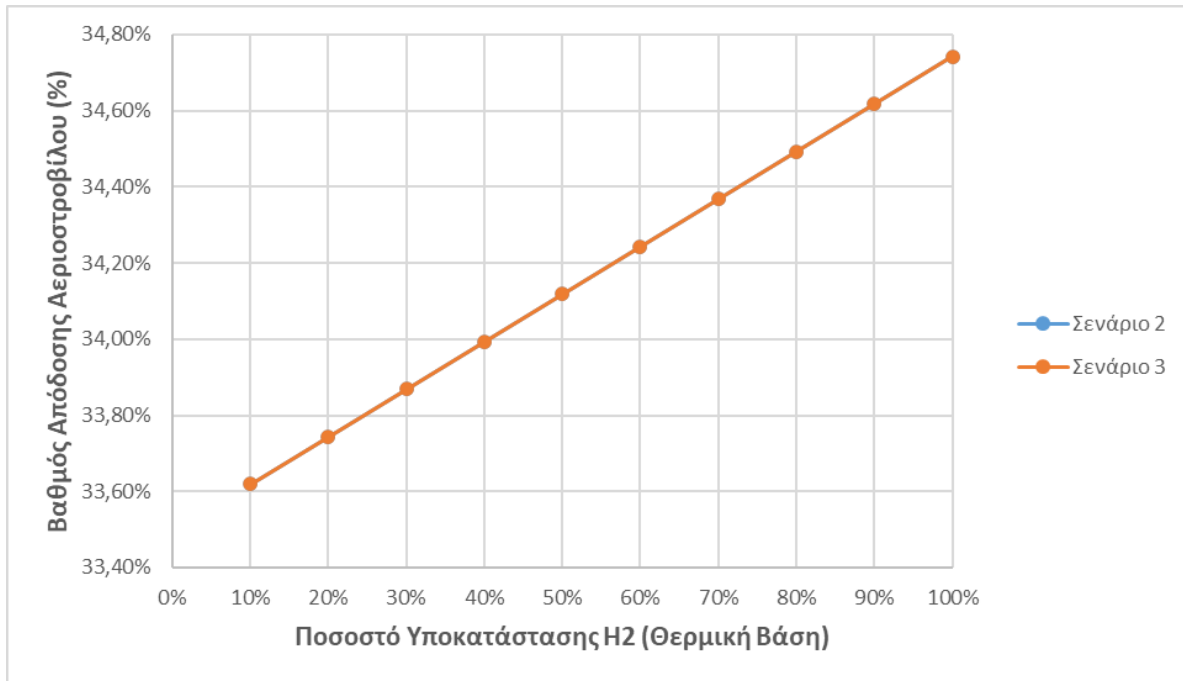
Στον παρακάτω **Πίνακα 4.18** παρουσιάζεται η θερμική υποκατάσταση του υδρογόνου για όλα τα σενάρια ούτως ώστε η συνολική θερμική ενέργεια που απαιτείται τόσο στον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου να παραμένει σταθερή και ίση με το σενάριο καύσης 100% Φυσικού Αερίου. Επίσης η παροχή μάζας υδρογόνου και φυσικού αερίου τόσο στον αεριοστρόβιλο για τα διάφορα σενάρια υποκατάστασης υδρογόνου που αναπτύχθηκαν.

**Πίνακας 4.18 Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου και Παροχή μάζας H<sub>2</sub>-Φ.Α στον αεριοστρόβιλο -Σενάριο 2 και 3**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
<b>Συνολική Θερμική Ισχύς</b>	742,78	742,78	742,78	742,78	742,78	742,78	742,78	742,78	742,78	742,78

Αεριοστρόβιλος (MWth)										
Φυσικό Αέριο (MWth)	668,50	594,23	519,95	445,67	371,39	297,11	222,83	148,56	74,28	0,00
Υδρογόνο H <sub>2</sub> (MWth)	74,28	148,56	222,83	297,11	371,39	445,67	519,95	594,23	668,50	742,78
Παροχή Μάζας Φ.Α Αεριοστρόβιλος (ton/h)	50,36	44,77	39,17	33,58	27,98	22,38	16,79	11,19	5,60	0,00
Παροχή μάζας H <sub>2</sub> Αεριοστρόβιλος (ton/h)	2,23	4,46	6,69	8,92	11,15	13,38	15,61	17,84	20,07	22,30

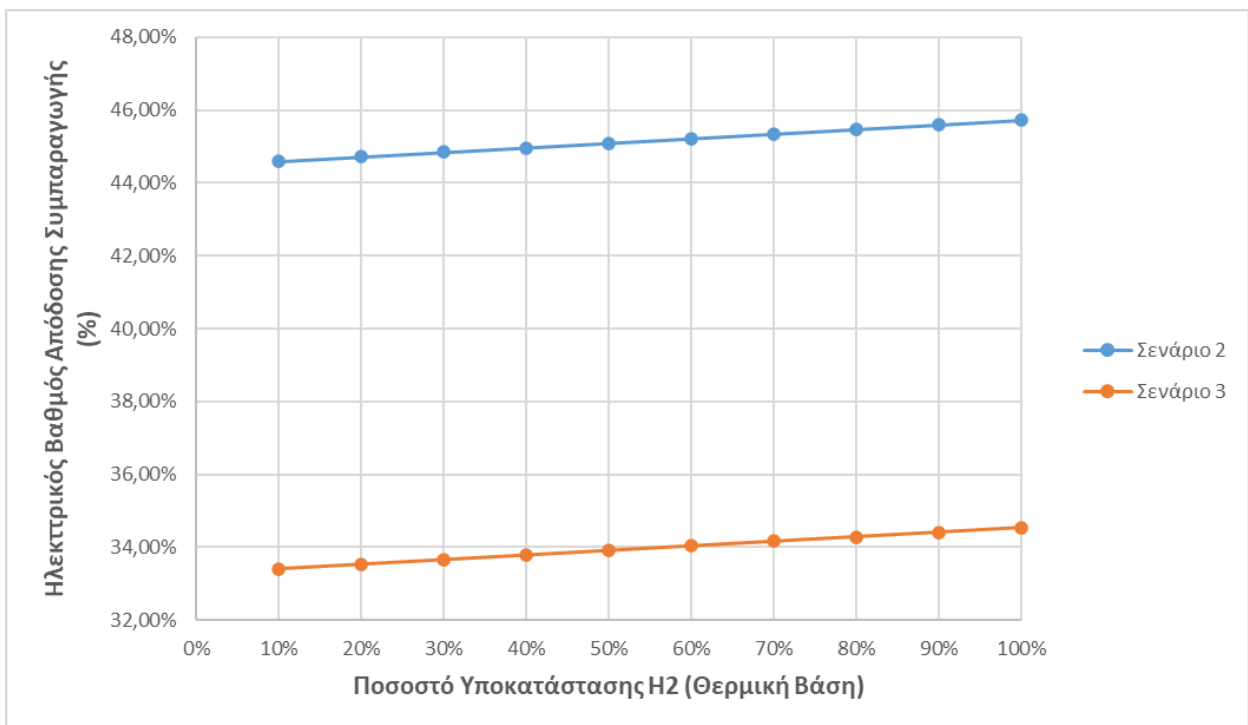
Αρχικά για τα διάφορα σενάρια θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου που αναπτυχθήκαν ελέγχθηκε η μεταβολή του βαθμού απόδοσης του αεριοστρόβιλου με βάση το καύσιμο που εισέρχεται στον αεριοστρόβιλο. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 16**.



**Διάγραμμα 15: Βαθμός Απόδοσης Αεριοστρόβιλου συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης Υδρογόνου- Σενάριο 2 και 3**

Παρατηρείται ότι ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του αεριοστροβίλου είναι ίδιος και στα δύο σενάρια, ενώ παρουσιάζει μια αύξηση με την αύξηση ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου της τάξεως του 0,1% ανά 10% παραπάνω υδρογόνο. Η αύξηση του βαθμού απόδοσης του αεριοστροβίλου οφείλεται στο γεγονός ότι όσο αυξάνεται το ποσοστό υποκατάστασης τόσο μειώνεται η παροχή μάζας αέρα στον αεριοστροβίλο, με αποτέλεσμα ο συμπιεστής να καταναλώνει λιγότερη ενέργεια ενώ παράλληλα ο στροβίλος να παράγει περισσότερη ενέργεια οδηγώντας έτσι στην αύξηση του βαθμού απόδοσης.

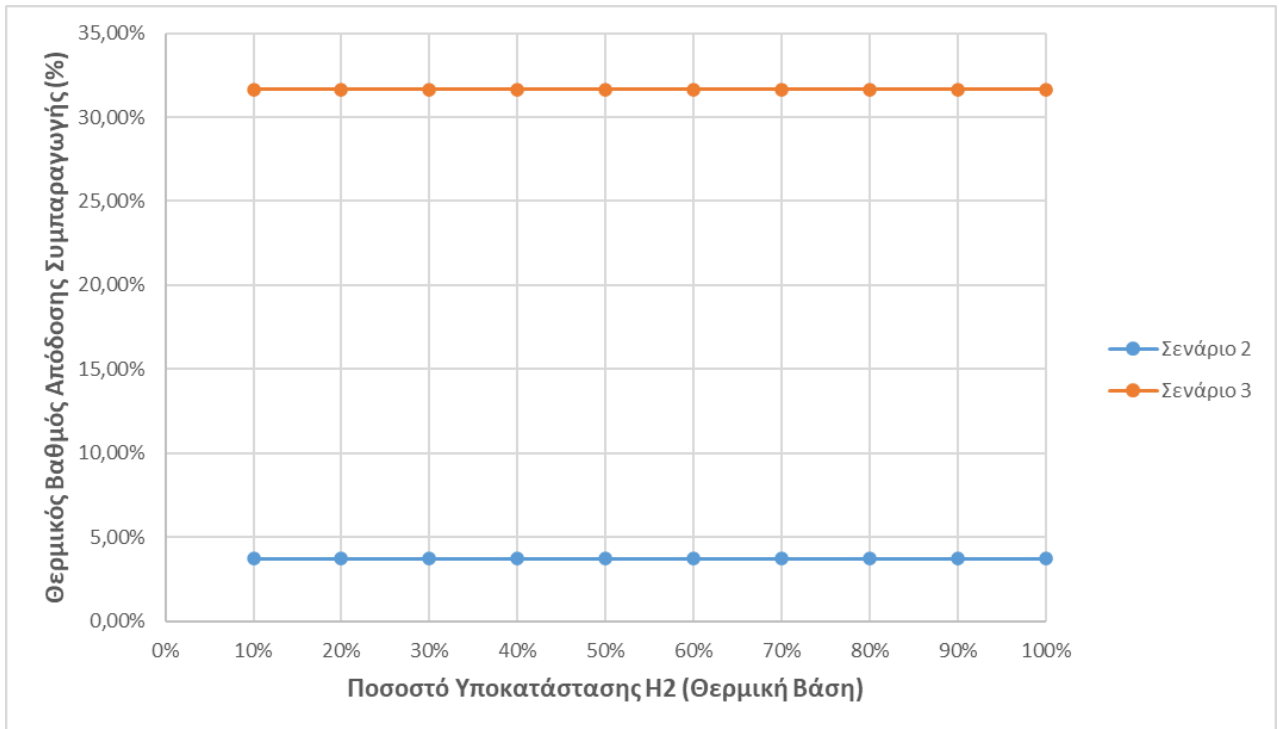
Στην συνέχεια παρουσιάζεται ο καθαρός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής, που υπολογίζεται με βάση το καύσιμο που εισέρχεται στον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου, λαμβάνοντας υπόψη και τις ηλεκτρικές καταναλώσεις της αντλίας στον κύκλο νερού ατμού και του συμπιεστή.



**Διάγραμμα 16: Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης Υδρογόνου-Σενάριο 2 και 3**

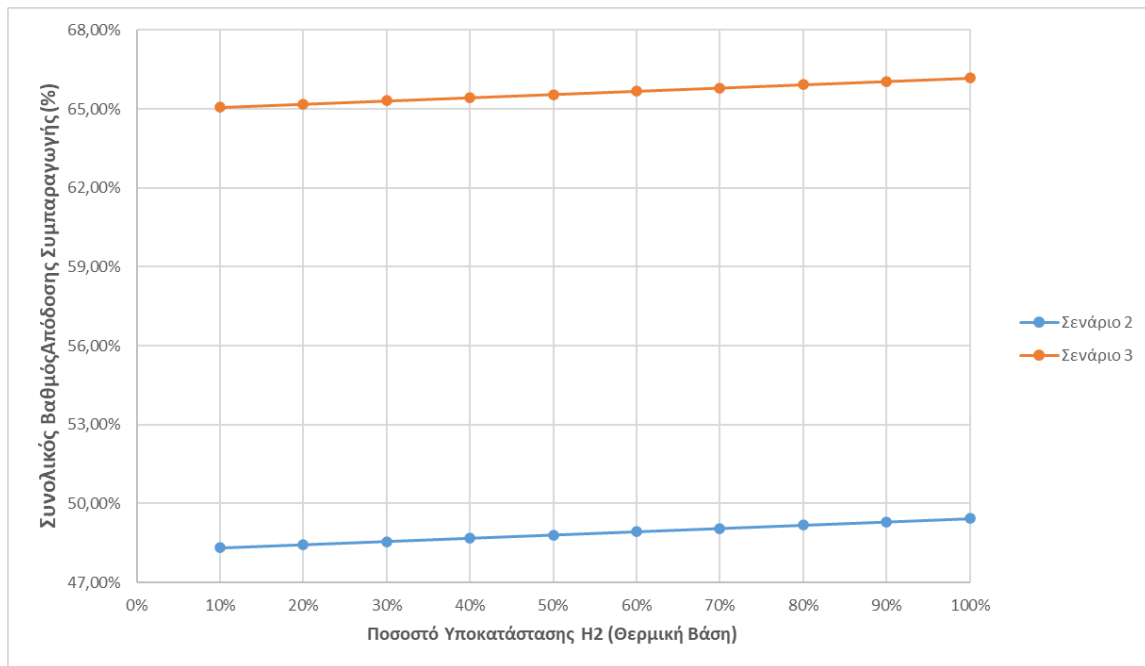
Αντίστοιχη αύξηση παρατηρείται και για τον ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης συμπαραγωγής σε όλα τα σενάρια. Όπως αναφέρθηκε πριν ο συμπιεστής καταναλώνει λιγότερη ενέργεια άρα η παραγόμενη ισχύς της μονάδας είναι ελαφρώς μεγαλύτερη όσο αυξάνεται το ποσοστό του Η<sub>2</sub>. Για το **Σενάριο 2** (100% ηλεκτροπαραγωγή) με 100% υποκατάσταση υδρογόνου παρατηρείται ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής ίσος με 45,71% σε σχέση με τον ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης συμπαραγωγής του **Σεναρίου 3** που υπολογίστηκε ίσος με 34,54% λόγω ολόκληρης της χρήσης μάζας ατμού υψηλής πίεσης για θερμική χρήση.

Στην συνέχεια ελέγχθηκε ο θερμικός βαθμός απόδοσης της μονάδας τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 18**.



**Διάγραμμα 17: Θερμικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού Υδρογόνου- Σενάριο 2 και 3**

Από το παραπάνω διάγραμμα φαίνεται ότι ο θερμικός βαθμός απόδοσης μένει σταθερός για όλα τα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου στη μονάδα. Ακόμα ελέγχθηκε ο συμπαραγωγικός βαθμός απόδοσης της μονάδας με βάση την μεταβολή του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 19**.



**Διάγραμμα 18: Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαράγωγής συναρτήσει του ποσοστού Υδρογόνου-Σενάριο 2 και 3**

Με βάση τα προηγούμενα διαγράμματα είναι αναμενόμενο ο συνολικός βαθμός απόδοσης συμπαράγωγής να αυξάνεται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης. Η μέγιστη αύξηση παρατηρείται για H<sub>2</sub> 100%. Ο μεγαλύτερος συμπαράγωγικός βαθμός απόδοσης επιτυγχάνεται για 100% H<sub>2</sub> και είναι ίσος με 66,18% μεγαλύτερος κατά 16,75% από τον συμπαράγωγικό βαθμό απόδοσης του **Σεναρίου 2** για καύση 100% H<sub>2</sub> αντίστοιχα, που υπολογίστηκε ίσος με 49,44%. Επιπλέον, επιτυγχάνεται μικρή αύξηση για κάθε σενάριο λειτουργίας που οφείλεται κυρίως στην αύξηση του βαθμού απόδοσης του αεριοστρόβιλου, εφόσον ο θερμικός βαθμός απόδοσης παραμένει σταθερός.

Στους **Πίνακες 4.19 και 4.20** παρουσιάζονται τα τεχνικά αποτελέσματα και τα βασικά μεγέθη συμπαράγωγής κάθε σεναρίου.

**Πίνακας 4.19 Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαράγωγής για τα Σενάρια 2 και 3**

**Σενάριο 2**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς αεριοστρόβιλου (MW)	249,725	250,650	251,575	252,501	253,426	254,352	255,278	256,204	257,130	258,056

Συνολική καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ατμοστρόβιλου (MW)	82,780	82,780	82,780	82,780	82,780	82,780	82,780	82,780	82,780	82,780
Συνολική ισχύς των ιδιοκαταναλώσεων (MW)	1,294	1,294	1,294	1,294	1,294	1,294	1,294	1,294	1,294	1,294
Συνολική παραγόμενη θερμική ενέργεια (MW)	27,657	27,657	27,657	27,657	27,657	27,657	27,657	27,657	27,657	27,657
Συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια (MW)	331,211	332,136	333,061	333,987	334,912	335,838	336,764	337,690	338,616	339,542

**Σενάριο 3**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς αεριοστρόβιλου (MW)	249,725	250,650	251,575	252,501	253,426	254,352	255,278	256,204	257,130	258,056
Συνολική καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ατμοστρόβιλου (MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Συνολική ισχύς των ιδιοκαταναλώσεων (MW)	1,531	1,531	1,531	1,531	1,531	1,531	1,531	1,531	1,531	1,531
Συνολική παραγόμενη θερμική ενέργεια (MW)	235,065	235,065	235,065	235,065	235,065	235,065	235,065	235,065	235,065	235,065
Συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια (MW)	248,194	249,119	250,044	250,970	251,895	252,821	253,747	254,673	255,599	256,525



**Πίνακας 4.20 Βασικά μεγέθη Συμπαραγωγής για τα Σενάρια 2 και 3**

**Σενάριο 2**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	44,59%	44,72%	44,84%	44,96%	45,09%	45,21%	45,34%	45,46%	45,59%	45,71%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγή	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%	3,72%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	48,31%	48,44%	48,56%	48,69%	48,81%	48,94%	49,06%	49,19%	49,31%	49,44%

**Σενάριο 3**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	33,41%	33,54%	33,66%	33,79%	33,91%	34,04%	34,16%	34,29%	34,41%	34,54%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγή	31,65%	31,65%	31,65%	31,65%	31,65%	31,65%	31,65%	31,65%	31,65%	31,65%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	65,06%	65,19%	65,31%	65,43%	65,56%	65,68%	65,81%	65,93%	66,06%	66,18%

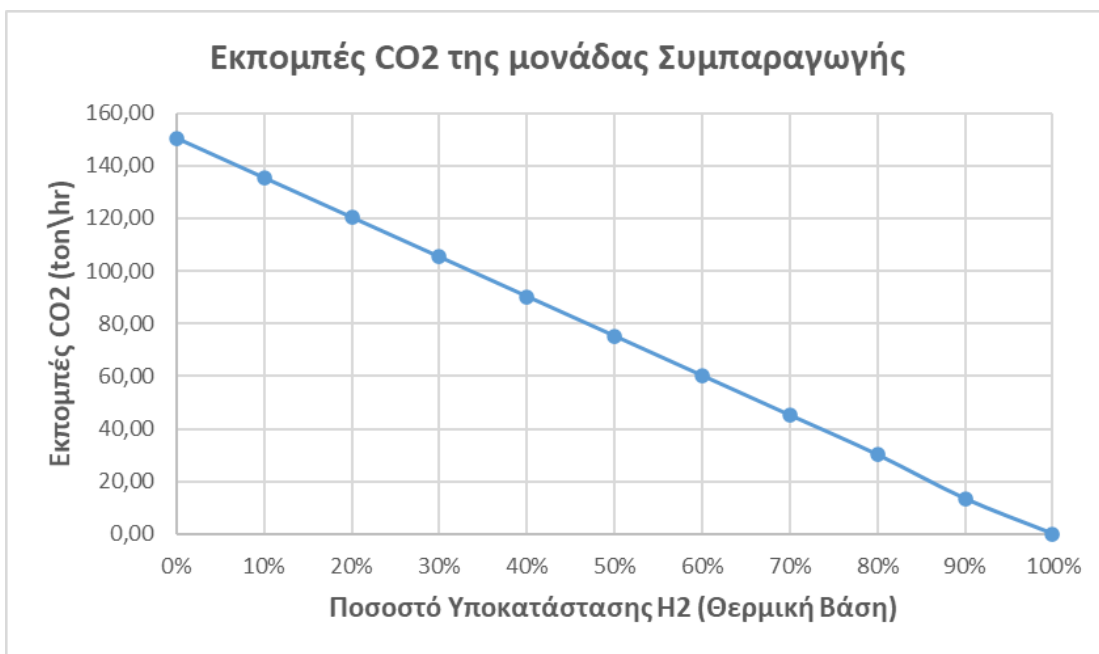
**4.1.4 Περιβαλλοντική Ανάλυση**

Πέρα από την επίδραση της υποκατάστασης του καυσίμου με υδρογόνο στους διάφορους βαθμούς απόδοσης της μονάδας και στα διάφορα θερμοδυναμικά μεγέθη κρίθηκε σκόπιμο να μελετηθεί και η επίδραση της υποκατάστασης στις εκπομπές CO<sub>2</sub>, και NO<sub>x</sub> της μονάδας προς το περιβάλλον αν το φυσικό αέριο αντικατασταθεί από υδρογόνο. Οι παρακάτω υπολογισμοί έγιναν σύμφωνα με το

**Σενάριο 2** το οποίο αποτελεί το σενάριο υποκατάστασης του H<sub>2</sub> για 100% ηλεκτροπαραγωγή εφόσον οι εκπομπές τόσο των CO<sub>2</sub> όσο και των NO<sub>x</sub> είναι οι ίδιες. Οι εκπομπές CO είναι αμελητέες γι' αυτό και δεν μελετήθηκαν.

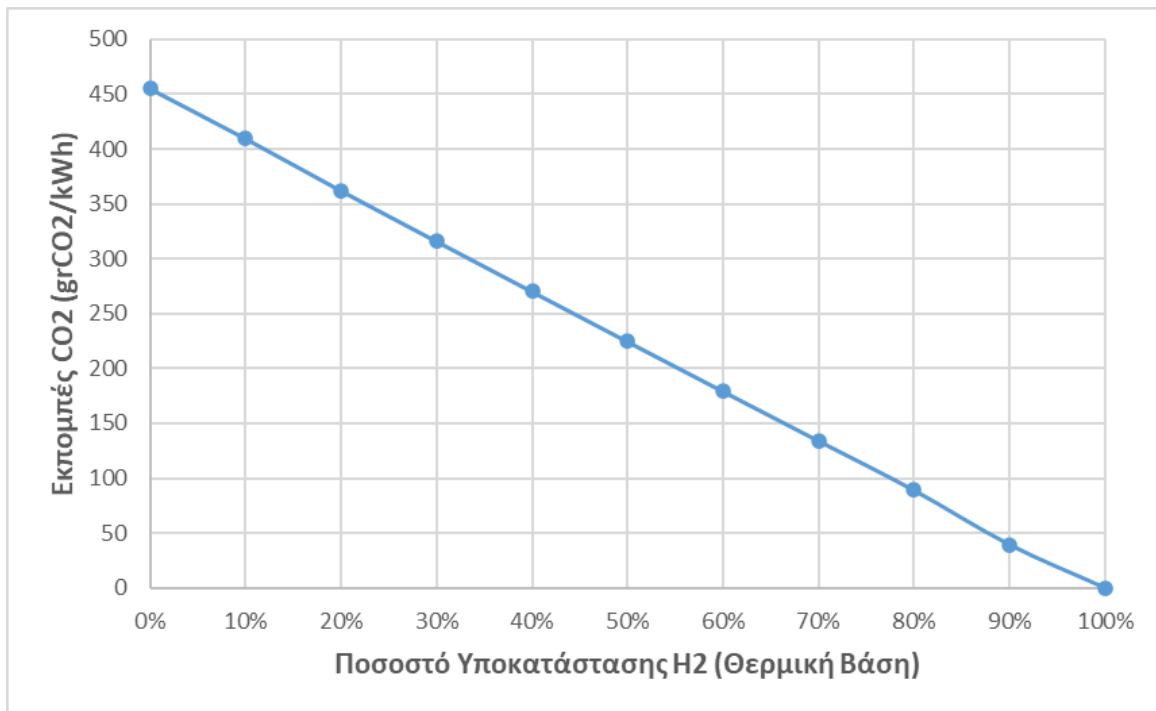
#### 4.1.4.1 Εκπομπές CO<sub>2</sub>

Αρχικά, η ποσότητα του φυσικού αερίου συνδέεται με τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα στην μονάδα με μια αναλογία η οποία ήταν γνωστή για το βασικό σενάριο. Επομένως, οι εκπομπές υπολογίστηκαν μέσα από κατάλληλα ισοζύγια όλων των ρευμάτων της διεργασίας για κάθε σενάριο μέσω του λογισμικού Aspen Plus™ V11. Στο **Διάγραμμα 20** παρουσιάζονται οι εκπομπές CO<sub>2</sub> της μονάδας Συμπααραγωγής οι οποίες υπολογίζονται από τα καυσαέρια του αεριοστροβίλου για όλα τα σενάρια θερμικής υποκατάστασης H<sub>2</sub>.



**Διάγραμμα 19** Εκπομπές CO<sub>2</sub> συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου

Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι οι εκπομπές CO<sub>2</sub> μειώνονται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου και πως για 100% υποκατάσταση οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι μηδενικές, καθώς το υδρογόνο είναι ένα καθαρό καύσιμο ως προς τον άνθρακα και δεν παράγει διοξείδιο του άνθρακα κατά την καύση του. Στην συνέχεια, παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 21** τα επίπεδα των εκπομπών CO<sub>2</sub> της μονάδας που απελευθερώνονται αν παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε gr/kWh.



**Διάγραμμα 20 Εκπομπές CO<sub>2</sub> που απελευθερώνονται ανά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου**

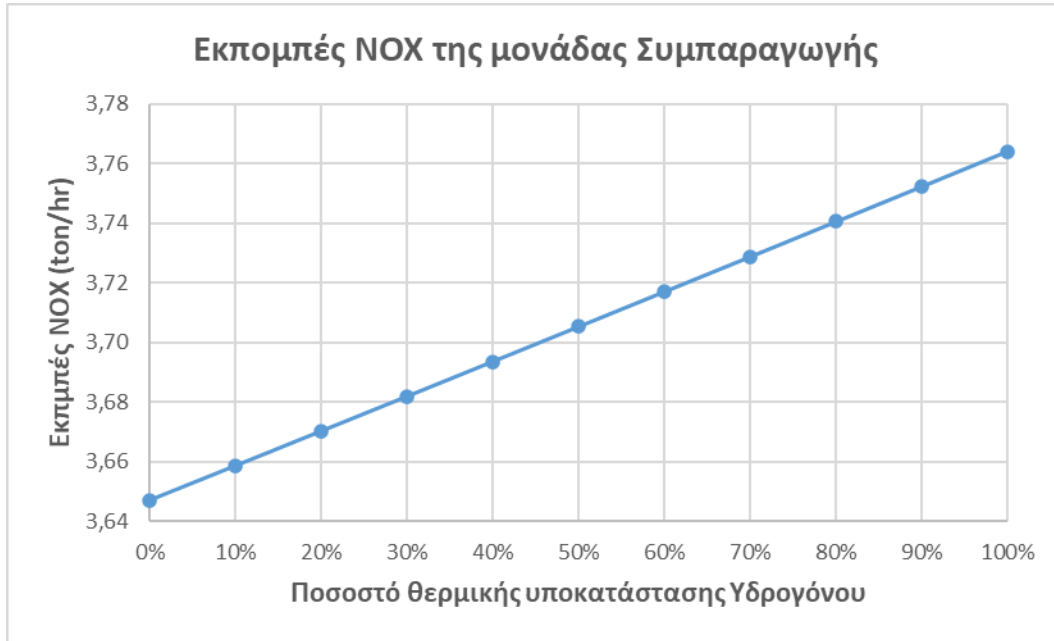
Σύμφωνα με το **Διάγραμμα 21**, η αύξηση του H<sub>2</sub> ως καύσιμο στον αεριοστρόβιλο μειώνουν τα επίπεδα των εκπομπών που απελευθερώνονται ανά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Είναι αξιοσημείωτο να αναφερθεί ότι για 100% φυσικό αέριο οι εκπομπές ισούνται με 455,35 grCO<sub>2</sub>/kWh ποσότητα οι οποία είναι μικρότερη από το όριο των ειδικών εκπομπών 550 grCO<sub>2</sub>/kWh που έχει οριστεί [70], καθιστώντας την μονάδα ικανή στις αγορές της ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον για ποσοστό υποκατάστασης H<sub>2</sub> 80% επιτυγχάνεται η αναμενόμενη λειτουργία των μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2030 η οποία έχει ορίσει την μέγιστη τιμή στα 100grCO<sub>2</sub>/kWh. [55] Στον **Πίνακα 4.21** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των εκπομπών CO<sub>2</sub> για το **Σενάριο 2**.

**Πίνακας 4.21 Αποτελέσματα των εκπομπών CO<sub>2</sub> -Σενάριο 2**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Εκπομπές CO <sub>2</sub> (ton/hr)	150,40	135,36	120,32	105,28	90,24	75,20	60,16	45,12	30,08	13,37	0,00
Ειδικές εκπομπές CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /kWh)	455,35	409,82	362,25	316,09	270,18	224,53	179,13	133,98	89,07	39,49	0

4.1.4.2 Εκπομπές NO<sub>x</sub>

Τα αποτελέσματα για τις εκπομπές NO<sub>x</sub> παρουσιάζονται στον **Διάγραμμα 4.22**.



**Διάγραμμα 21** Εκπομπές NO<sub>x</sub> συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου

Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι οι εκπομπές NO<sub>x</sub> της μονάδας αυξάνονται με αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου κατά 3,21%. Η αύξηση των εκπομπών NO<sub>x</sub> για ίδια θερμοκρασία εισόδου καυσαερίων στον στρόβιλο οφείλεται στο γεγονός ότι η σταθεροποίηση της φλόγας γίνεται πιο κοντά στον καυστήρα και επομένως μειώνεται ο απαιτούμενος χρόνος ανάμιξης οδηγώντας σε τοπική αύξηση της θερμοκρασίας και δυσκολίες στην ανάμιξη. Στον **Πίνακα 4.22** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των εκπομπών NO<sub>x</sub> για το **Σενάριο 2**.

**Πίνακας 4.22** Αποτελέσματα των εκπομπών NO<sub>x</sub>

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Εκπομπές NO <sub>x</sub> (ton/hr)	3,647	3,659	3,670	3,682	3,694	3,705	3,717	3,729	3,741	3,752	3,764

## 4.2 Οικονομική Ανάλυση

Στον παρόν κεφάλαιο θα γίνει οικονομική ανάλυση της μονάδας που αφορά την κεφαλαιουχική επένδυση συστήματος ηλεκτρόλυσης για παραγωγή και αποθήκευση υδρογόνου, το οποίο θα τροφοδοτεί τον ήδη υπάρχον αεριοστρόβιλο για παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας. Η τεχνολογία ηλεκτρόλυσης για την διάσπαση του νερού σε  $H_2$  και  $O_2$  με τη χρήση ηλεκτρικού ρεύματος εφαρμόστηκε με χρήση ηλεκτρόλυσης μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM). Επιπλέον, ο ηλεκτρολύτης συνδέεται με μια μονάδα καθαρισμού υδρογόνου με καθαρότητα μεγαλύτερη από 99,995 %, και εύρος θερμοκρασίας μεταξύ 2,5-75°C. . Για την αποθήκευση υδρογόνου, επιλέγονται δοχεία πίεσης τύπου I που αποθηκεύουν παραγόμενο υδρογόνο στα 200 bar, καθώς έχουν χαμηλή κεφαλαιακή δαπάνη και ζήτηση ενέργειας, αλλά και πάλι γρήγορο χρόνο απόκρισης. Θα εξετασθεί επομένως, η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης και θα υπολογιστούν το Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Υδρογόνου (Levelized Cost of  $H_2$  production) καθώς και του Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost of Electricity). Τα παραπάνω μεγέθη θα υπολογιστούν για τα σενάρια διαστασιολόγησης μιας υποτιθέμενης μονάδας PEM και για όλες τις περιπτώσεις θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου στο πλήρες φορτίο του GT (**Σενάριο-2**).

### 4.2.1 Διαστασιολόγηση της μονάδας $PtH_2tP$ για το Σενάριο-2

Αρχικά, με βάση την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας Συμπαγωγής και με αυτή να λειτουργεί 8000 ώρες/έτος με συντελεστή χρησιμοποίησης  $CF_{CHP}=91,32\%$ , υπολογίστηκε η ωριαία ζήτηση υδρογόνου για ένα πλήρες έτος, λαμβάνοντας επίσης υπόψη διάφορα σενάρια υποκατάστασης θερμικής ενέργειας  $H_2$  (0-100%  $H_2$ ). Ο συντελεστής χρησιμοποίησης της μονάδας PEM ηλεκτρόλυσης μπορεί να αλλάζει ανάλογα με τον τρόπο με τον οποίο τροφοδοτείται η ηλεκτρική ενέργεια στον ηλεκτρολύτη. Ένα σύστημα ηλεκτρόλυσης που είναι απευθείας συνδεδεμένο με ένα σύστημα ΑΠΕ μπορεί να τροφοδοτείται με διάφορους τρόπους:

- Η πρώτη περίπτωση είναι αυτή που έχει προτεραιότητα ο ηλεκτρολύτης δηλαδή κάθε φορά που υπάρχει επαρκής ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτείται και λειτουργεί ο ηλεκτρολύτης. Σε περίπτωση υπερδιαστασιολόγησης του συστήματος ΑΠΕ, τότε περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το ηλεκτρολυτικό σύστημα οδηγείται στο δίκτυο.
- Η δεύτερη περίπτωση είναι αυτή που έχει προτεραιότητα το δίκτυο δηλαδή το σύστημα ΑΠΕ τροφοδοτεί κατά προτεραιότητα το δίκτυο. Όταν το δίκτυο δεν μπορεί να απορροφήσει παραπάνω από την συμφωνημένη ισχύ μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών τότε η περίσσεια ενέργεια που θα περικοπτόταν τροφοδοτείται στον ηλεκτρολύτη.

Στην παρούσα διπλωματική θα αναλυθεί η πρώτη περίπτωση στην οποία προτεραιότητα έχει ο ηλεκτρολύτης. Καθώς ο συντελεστής χρησιμοποίησης των ΑΠΕ εξαρτάται σημαντικά από την περιοχή εγκατάστασης και τις περιβαλλοντικές συνθήκες (ηλιακή ακτινοβολία, ταχύτητα ανέμου) στην παρούσα διπλωματική εργασία θα εξεταστούν συγκεκριμένα σενάρια παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα εξετάζονται τα παρακάτω σενάρια:

- **Φωτοβολταϊκό πάρκο:** Ένα φ/β πάρκο έχει συντελεστή χρησιμοποίησης (CF) 14%-18%. Στους υπολογισμούς θα χρησιμοποιηθεί  $CF_{Solar} = 18\%$  [71],[72].

- **Χερσαίο Αιολικό Πάρκο:** Τα χερσαία αιολικά πάρκα έχουν συντελεστή χρησιμοποίησης  $CF_{wind}=25-35\%$ . Στην εργασία θεωρείται ότι  $CF_{wind}=30\%$  [71], [72].
- **Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας:** Σε αυτό το σενάριο ο συντελεστής χρησιμοποίησης θεωρήθηκε ίσως με  $CF_{Grid}=60\%$ , θεωρώντας διαθεσιμότητα του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας για τροφοδότηση του συστήματος ηλεκτρόλυσης το μεγαλύτερο μέρος των ωρών του έτους.

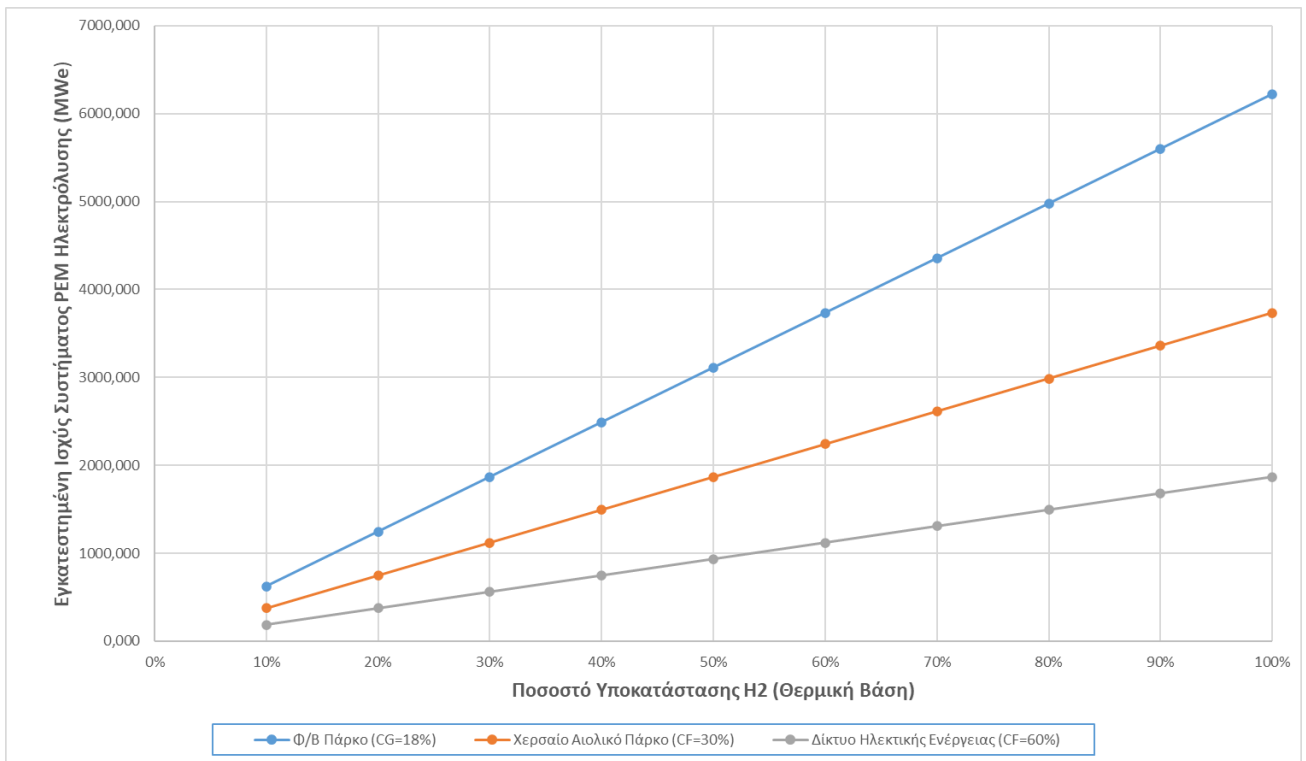
Χρησιμοποιώντας τους παραπάνω συντελεστές χρησιμοποίησης για την μονάδα PEM ηλεκτρόλυσης, υπολογίζεται η αναμενόμενη εγκατεστημένη ισχύ του συνολικού συστήματος ηλεκτρόλυσης που χρειάζεται να διαθέτει το σύστημα ώστε να μπορεί να καλύψει τις ετήσιες ανάγκες της μονάδας συμπαραγωγής για τα διάφορα σενάρια Υποκατάστασης Υδρογόνου. Για τον υπολογισμό της εγκατεστημένης ισχύς εφαρμόζεται παρακάτω τύπος:

$$P_{ELEC} = \frac{\text{Hydrogen Demand}}{8760 \cdot CF_{ELEC} \cdot \text{Electrolyser System Efficiency}} [MW] \quad (4.1)$$

όπου  $P_{ELC}$  είναι η εγκατεστημένη ισχύς Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης,  $CF_{ELEC}$  ο συντελεστής χρησιμοποίησης για κάθε σενάριο (Φ/Β πάρκο, Χερσαίο Αιολικό πάρκο, Δίκτυο), Hydrogen Demand η ζήτηση υδρογόνου σε (MWh) και Electrolyser System Efficiency που είναι βαθμός απόδοσης PEM ηλεκτρολυτικού συστήματος ίσος με 55kWh/kg ή 60,54% (LHV) καθώς η κατώτερα θερμογόνος δύναμη του υδρογόνου ισούται με 33,33kWh/kg. Τα αποτελέσματα για την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος για τα διάφορα σενάρια θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου και συντελεστή χρησιμοποίησης  $CF_{elec}$  για πλήρες φορτίο λειτουργίας GT του **Σεναρίου-2** και συστήματος PEM παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 23** και **Πίνακα 4.23**.

**Πίνακας 4.23 Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtHCHP-Σενάριο 2**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
<b>CF PEM</b>	<b>Εγκατεστημένη Ισχύς PEM Ηλεκτρόλυσης (MWe)</b>									
<b>18%</b>	622,491	1244,981	1867,472	2489,963	3112,454	3734,944	4357,435	4979,926	5602,417	6224,907
<b>30%</b>	373,494	746,989	1120,483	1493,978	1867,472	2240,967	2614,461	2987,956	3361,450	3734,944
<b>60%</b>	186,747	373,494	560,242	746,989	933,736	1120,483	1307,231	1493,978	1680,725	1867,472



**Διάγραμμα 22: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης συναρτήσει του CF και του ποσοστού**

Από το διάγραμμα φαίνεται ότι όσο μεγαλύτερο είναι το ποσοστό υποκατάστασης του υδρογόνου για δεδομένο CF αυξάνεται η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς διότι αυξάνονται οι ποσότητες του H<sub>2</sub> που απαιτούνται για την αντικατάσταση του φυσικού αερίου μέσα στο χρόνο. Για ένα δεδομένο ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου υπάρχει αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρόλυσης PEM με τη μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης CF της μονάδας PEM ηλεκτρόλυσης. Αυτό συμβαίνει διότι για δεδομένη θερμική υποκατάσταση υδρογόνου απαιτούνται συγκεκριμένες ποσότητες υδρογόνου ανά ώρα ή ανά έτος από τη μονάδα GT ώστε να παράγει την ενέργεια που απαιτείται κάθε φορά. Εάν οι μονάδες του ηλεκτρολύτη δεν μπορούν να παράγουν την αντίστοιχη ποσότητα τόσο σε ωριαία όσο και σε ετήσια βάση, απαιτείται η υπερδιαστασιολόγηση τους ανάλογα με τη διαθεσιμότητα της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας.

#### 4.2.2 Οικονομικά μεγέθη

Μετά τον προσδιορισμό του μεγέθους του ηλεκτρόλυσης και των εξαρτημάτων αποθήκευσης, το Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Υδρογόνου (Levelized Cost Of H<sub>2</sub> production) καθώς και το Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost Of Electricity) του ολοκληρωμένου σταθμού Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power, προκειμένου να υπολογιστεί η πιθανή οικονομική κερδοφορία του συνολικού συστήματος συγκρίνοντάς το με τη συμβατική λειτουργία με 100% φυσικό αέριο. Ο υπολογισμός βασίζεται σε μια αρχική κατανομή του κόστους για κάθε πτυχή της αλυσίδας εφοδιασμού και των στοιχείων της σε Κεφαλαιουχικές Δαπάνες (CAPEX) και ετήσιες Επιχειρησιακές Δαπάνες (OPEX), συμπεριλαμβανομένων των δαπανών συντήρησης, νερού και ηλεκτρικής

ενέργειας καθώς και τιμών εκπομπών άνθρακα και φυσικού αερίου. Τα βασικά οικονομικά μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν για την τεχνοοικονομική ανάλυση της επένδυσης παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.24 και αφορούν ενδεικτικά κόστη των τεχνολογιών για το έτος 2023, ενώ παρουσιάζονται στο ίδιο και τα αντίστοιχα μεγέθη για μια μελλοντική περίπτωση (Έτος 2030).

**Πίνακας 4.24 Υποθέσεις για την οικονομική ανάλυση των συνολικών στοιχείων του συστήματος.**

Παράμετροι	Υπόθεση αναφοράς (2023)	Μελλοντική περίπτωση (2030)	Βιβλιογραφία
Δαπάνες Κεφαλαίου Συστήματος Ηλεκτρόλυσης (€/Kw <sub>ELEC</sub> )	1000	500	[73], [74], [75], [76], [77]
Κόστος αντικατάστασης ηλεκτρολυτικού κελιού	26,7% (Ετήσιων Δαπανών Κεφαλαίου Συστήματος Ηλεκτρόλυσης)	25% (Ετήσιων Δαπανών Κεφαλαίου Συστήματος Ηλεκτρόλυσης)	[78]
Κόστος Κεφαλαίου Συστήματος Συμπιεστή H <sub>2</sub> (€/Kw <sub>ELEC</sub> )	4948	4948	[79], [80], [81]
Κόστος Κεφαλαίου Συστήματος Αποθήκευσης H <sub>2</sub> (€/kgH <sub>2</sub> )	420	420	[79], [80], [81]
Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας Δικτύου (€/MWh <sub>e,in</sub> )	90	60	[82],[83]
Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας Φ/Β (€/MWh <sub>e,in</sub> )	50	35	[71],[83]
Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας Χερσαίου Αιολικού πάρκου (€/MWh <sub>e,in</sub> )	45	35	[71],[83]
Κόστος νερού (€/m <sup>3</sup> )	1,56	1,56	[84]
Απαιτήσεις σε νερό (lH <sub>2</sub> O/kgH <sub>2</sub> )	14	14	[84]
Electrolyser Scaling factor	0,9	0,9	[85], [86]
Compressor Scaling factor	0,66	0,66	[85], [86]



<b>Ισχύς αναφοράς PEM Ηλεκτρολύτη (<math>MW_{e,in}</math>)</b>	100	100	[73], [74], [75]
<b>Λειτουργικό Κόστος Συστήματος Ηλεκτρόλυσης (<math>\text{€}/MWh_{e,in}</math>) <math>OPEX_{VAR}</math></b>	3	3	[73], [74], [76]
<b>Κόστος Συντήρησης Συστήματος Ηλεκτρόλυσης και Συστήματος Αποθήκευσης (<math>OPEX_{FIXED}</math>)</b>	2% $CAPEX_{TOTAL}$	2% $CAPEX_{TOTAL}$	[51], [74], [76]
<b>Συντελεστής Επικαιροποίησης (annuity)</b>	8%	8%	[85], [86]
<b>Λειτουργικά Κόστη Αεριοστροβίλου Ανοιχτού Κύκλου (<math>\text{€}/MWe</math>)</b>	2,54	2,54	[51]
<b>Κόστος Φυσικού Αερίου (<math>\text{€}/MWh_{th}</math>)</b>	40	30	[87]
<b>Κόστος Εκπομπών <math>CO_2</math> (<math>\text{€}/ton</math>)</b>	90	150	[83], [88], [89]

Στα παραπάνω μεγέθη έγινε η υπόθεση ότι οι περισσότερες από τις παραμέτρους εισόδου είναι σταθερές στο σενάριο αναφοράς και στο μελλοντικό σενάριο. Ο λόγος για αυτήν την απλούστευση είναι ότι είναι εξαιρετικά δύσκολο να προβλεφθούν οι μελλοντικές εξελίξεις λόγω των τρεχουσών συνεχιζόμενων διαταραχών της αγοράς που επηρεάζουν τις τιμές της ενέργειας. Η διάρκεια ζωής της μονάδας συμπαραγωγής, συμπεριλαμβανομένου του συστήματος παραγωγής, αποθήκευσης και διανομής  $H_2$  θεωρήθηκε 20 χρόνια. Η μονάδα συμπαραγωγής καλύπτει τις θερμικές και ηλεκτρικές απαιτήσεις μιας Ελληνικής Βιομηχανίας Αλουμινίου, με το Κόστος άνθρακα (CC) των εκπομπών  $CO_2$  αποδίδεται μόνο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για τον υπολογισμό του LCOE. Επιπλέον, το τεχνοοικονομικό μοντέλο δεν λαμβάνει υπόψη κανένα προηγούμενο επενδυτικό κόστος της μονάδας συμπαραγωγής, καθώς υποστηρίζεται ότι έχει υπολογιστεί στο παρελθόν και είναι ανεξάρτητες από μελλοντικές (μη προγραμματισμένες) τροποποιήσεις της εγκατάστασης. Έτσι, στην τρέχουσα ανάλυση υπολογίζονται μόνο οι λειτουργικές δαπάνες της μονάδας.

Το κόστος των ηλεκτρολυτών PEM έχει μειωθεί σημαντικά την τελευταία δεκαετία και αυτή η εξέλιξη αναμένεται να συνεχιστεί. Σύμφωνα με την βιβλιογραφία οι κεφαλαιουχικές δαπάνες για συστήματα ηλεκτρόλυσης PEM κυμαίνονται μεταξύ 700-1500  $\text{€}/kW_{ELE}$  επομένως επιλέχθηκε μια μέση τιμή 1000  $\text{€}/kW_{EL}$  και ισχύς αναφοράς 100MWe ώστε να ληφθούν υπόψη τα αποτελέσματα κλιμάκωσης και η συνεχής μείωση του κόστους της ηλεκτρολύτη. Ένα επιπλέον κόστος που σχετίζεται με τον ηλεκτρολύτη είναι το κόστος του νερού υψηλής καθαρότητας που απαιτείται για την ηλεκτρόλυση νερού και θεωρείται ίσο με 1,56  $\text{€}/m^3$  [84]. Ακόμα υποτέθηκε ότι ανά δέκα χρόνια

απαιτείται αντικατάσταση του ηλεκτρολύτη, οδηγώντας σε επιπλέον κεφαλαιουχικό Κόστος περίπου 26,7% του αρχικού συστήματος ηλεκτρολύτη PEM CAPEX [78]. Με βάση τη βιβλιογραφία και τις εισροές των βιομηχανικών συνεργατών, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας θεωρείται 1-3% του ετήσιου CAPEX της μονάδας ηλεκτρόλυσης PEM, επομένως στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε μια μέση τιμή (2%) για το κόστος συντήρησης της μονάδας ηλεκτρόλυσης. Οι μεταβλητές λειτουργικές δαπάνες του συστήματος ηλεκτρόλυσης, όπως τέλη δικτύου, θεωρήθηκαν ίσες με 3 €/MWh. Για τη μελλοντική περίπτωση οι κεφαλαιουχικές δαπάνες για συστήματα ηλεκτρόλυσης PEM αντιστοιχούν σε 500€/kW<sub>ELEC</sub> ενώ το επιπλέον κεφαλαιουχικό Κόστος περίπου 25% του αρχικού συστήματος ηλεκτρολύτη PEM CAPEX.

Για τις περιπτώσεις όπου η ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτείται στον ηλεκτρολύτη αποκλειστικά από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχει θεωρηθεί πως η μονάδα ηλεκτρόλυσης είναι απευθείας συνδεδεμένη με τις γεννήτριες αυτών επομένως αμελούνται κόστη μεταφοράς και διανομής της ενέργειας ή τυχόν απώλειες. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία οι τιμές των ΑΠΕ στην Ευρώπη διαφέρουν από χώρα σε χώρα, επομένως επιλέχθηκαν μέσες τιμές που αφορούν όλη την Ευρώπη οι οποίες ανταποκρίνονται αρκετά καλά και στα δεδομένα της Ελλάδας. Συγκεκριμένα επιλέχθηκε για το έτος 2023 η τιμή ηλεκτρικού ρεύματος 50 €/MWh για Φ/Β και 45 €/MWh για χερσαία αιολικά πάρκα. Τα αντίστοιχα μεγέθη για το έτος 2030 επιλέχθηκαν στα 35 €/MWh για Φ/Β και 35 €/MWh για χερσαία αιολικά. Επιπλέον, οι χονδρικές τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος του δικτύου παρουσιάζουν μεγάλες διακυμάνσεις ανάλογα με τη χώρα. Επιλέχθηκε μια μέση ετήσια τιμή στα 90 €/MWh για το έτος 2022 που ανταποκρίνεται περισσότερο στα δεδομένα της Ελλάδας, ενώ η αντίστοιχη τιμή για το έτος 2030 λήφθηκε 60 €/MWh βάση προβλέψεων της βιβλιογραφίας.

Μια υπόθεση που συνοδεύεται από ουσιαστική αβεβαιότητα είναι η επιλογή της τιμής του φυσικού αερίου. Οι τιμές του φυσικού αερίου υπέστησαν πρόσφατα ακραία αστάθεια, η οποία προκλήθηκε από, πρώτον, τη μείωση της ζήτησης κατά την έναρξη της πανδημίας, δεύτερον από διαταραχές της εφοδιαστικής αλυσίδας και τρίτον από την έναρξη της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, φτάνοντας το ακραίο μέγιστο των 345 €/MWh το 2022. Επί του παρόντος η τιμή κυμαίνεται περίπου στα 28 €/MWh αλλά εξακολουθεί να είναι πολύ ευαίσθητη στα γεωπολιτικά γεγονότα, ωστόσο η μέση τιμή για το έτος 2023 διαμορφώθηκε στα 40 €/MWh και προβλέπεται να πέσει στα 30 €/MWh το 2030. Ένα ακόμα μέγεθος το οποίο παρουσιάζει διακυμάνσεις και το οποίο αυξάνεται κάθε χρόνο είναι το κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub>. Για το έτος 2023 λήφθηκε μια μέση τιμή των 90 €/tn, ενώ οι προβλέψεις για το έτος 2030 το διαμορφώνουν σε τιμή 150 €/tn.

#### 4.2.2.1 Υπολογισμός Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής Υδρογόνου (Levelized Cost Of H<sub>2</sub> production) σε €/MWh<sub>th</sub>

Προκειμένου να εκτιμηθούν οι κατάλληλες δαπάνες κεφαλαίου για το σύστημα PEM ηλεκτρόλυσης και Συμπιεστή, για τα διάφορα ποσοστά υποκατάστασης H<sub>2</sub> και τους διάφορους συντελεστές χρησιμοποίησης όπως αναπτύχθηκαν προηγουμένως χρησιμοποιούνται οι παρακάτω σχέσεις ώστε να ληφθούν υπόψιν οικονομίες κλίμακος :

$$CAPEX_{ELEC} = (CAPEX_{ELEC,REF}) \cdot \left( \frac{P_{ELEC}}{P_{ELEC,REF}} \right)^{0.9}, \quad (4.1)$$

$$CAPEX_{COMP} = (4948) \cdot (P_{ELEC})^{0.66}, \quad (4.2)$$

Όπου:

$CAPEX_{ELEC}$ : Κεφαλαιουχικό Κόστος για εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτρολυτικού συστήματος (€).

$CAPEX_{ELEC,REF}$ : Κεφαλαιουχικό Κόστος για εγκατεστημένη ισχύ αναφοράς (€/kW<sub>ELEC</sub>).

$P_{ELEC}$ : Εγκατεστημένη Ισχύς ηλεκτρολυτικού συστήματος (MW).

$P_{ELEC,REF}$ : Εγκατεστημένη Ισχύς αναφοράς (100 MW<sub>e</sub>).

$CAPEX_{COMP}$ : Κεφαλαιουχικό Κόστος για τον συμπιεστή (€).

Scaling Factor: Ίσο με 0.9 για τον ηλεκτρολύτη και 0.66 για τον συμπιεστή.

Αφού υπολογιστούν οι κεφαλαιουχικές δαπάνες της μονάδας ηλεκτρόλυσης για όλα τα σενάρια που προαναφέρθηκαν με τους παραπάνω τύπους, προστίθενται σε αυτούς οι δαπάνες για την αποθήκευση του υδρογόνου σε δεξαμενές υπό πίεση. Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες για την αποθήκευση δίνονται από τον παρακάτω τύπο και είναι σταθερές για όλους του υπολογισμούς:

$$CAPEX_{STORAGE} = CAPEX_{STORAGE,REF} \cdot Hour \cdot \dot{m}_{H_2}, \quad (4.3)$$

Όπου:  $CAPEX_{STORAGE,REF}$ : Κεφαλαιουχικό Κόστος για την αποθήκευση (€/kg<sub>H2</sub>).

$CAPEX_{STORAGE}$ : Κεφαλαιουχικό Κόστος για την αποθήκευση (€).

$\dot{m}_{H_2}$ : Παροχή μάζας του Υδρογόνου για 100% υποκατάσταση του φυσικού αερίου (kg/h)

Hour: Ισούται με 24 ώρες γιατί υπολογίζεται η αποθηκευτική ικανότητα μιας ημέρας.

Ο συντελεστής επικαιροποίησης (annuity) δίνεται από την παρακάτω **εξίσωση 4.4** ωστόσο με βάση την βιβλιογραφία θεωρήθηκε ίσος με 8%.

$$Annuity = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}, \quad (4.4)$$

Όπου,  $i$ : επιτόκιο και  $n$ : χρόνος ζωής μονάδας.

Η ετήσια αποπληρωμή κεφαλαίου σε (€/έτος) υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$Annualized\ CAPEX = CAPEX_{TOTAL} \cdot Annuity, \quad (4.5)$$

Με το  $CAPEX_{TOTAL}$  (€) να ισούται με το άθροισμα των κεφαλαιουχικών δαπανών τους ηλεκτρολύτη, του συμπιεστή και της αποθήκης υδρογόνου.

Τελικά το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (LCOH) υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο σε €/kg<sub>H2</sub>:

$$LCOH = \frac{Annualized\ CAPEX + OPEN_{FIXED}}{\dot{m}_{H_2} \cdot operation - hours} + \frac{OPEX_{VAR}}{1000} \cdot PEM_{EFF} + \frac{Cost\ of\ Electricity}{1000} \cdot PEM_{EFF}$$

Όπου:

Annualized CAPEX: ετήσια πληρωμή κεφαλαίου (€/kg<sub>H2</sub>)

OPEN<sub>FIXED</sub>: Το κόστος συντήρησης συστήματος αποθήκευσης και συστήματος ηλεκτρόλυσης ίσο με 2% του συνολικού κεφαλαιουχικών δαπανών (€)

OPEX<sub>VAR</sub>: Το Λειτουργικό Κόστος Συστήματος Ηλεκτρόλυσης, Συμπίεσης και αποθήκευσης συμπεριλαμβανόμενο και το κόστος νερού (€/MWh<sub>e,in</sub>)

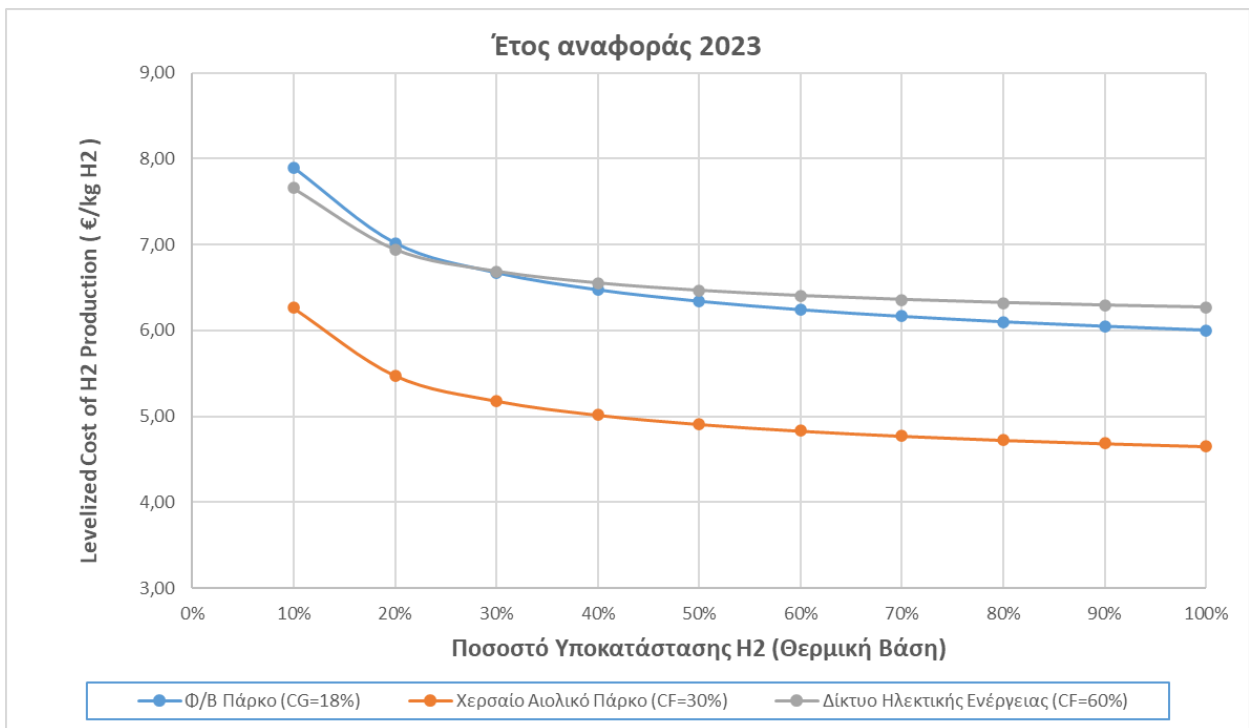
Cost of Electricity: Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)

PEM<sub>EFF</sub>: ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του συστήματος ηλεκτρόλυσης (kWh/kg<sub>H2</sub>)

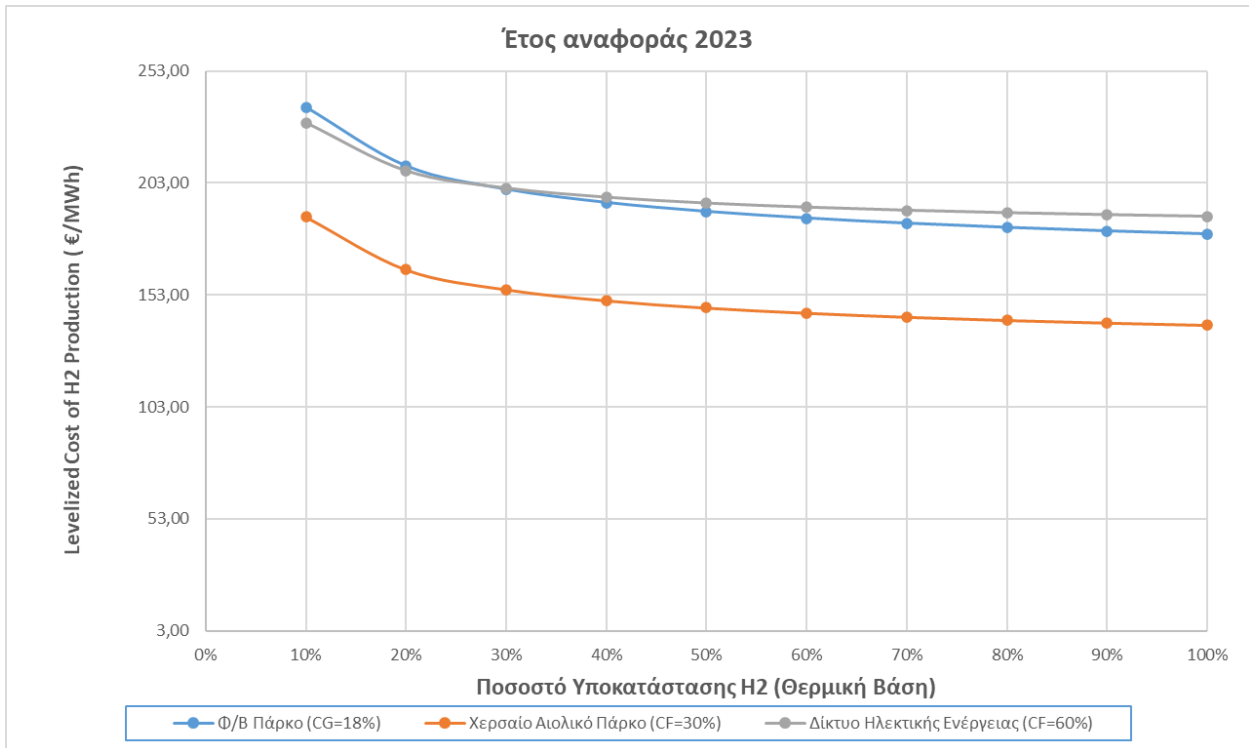
$\dot{m}_{H2}$ : Παροχή μάζας του Υδρογόνου για 100% υποκατάσταση του φυσικού αερίου (kg/h)

operation – hours: Ώρες λειτουργίας της μονάδας 8000 ώρες

Τα αποτελέσματα για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου στο έτος αναφοράς 2023 τόσο σε (€/MWh<sub>th,out</sub>) όσο και σε (€/kg) παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα και με την μορφή αναλυτικών πινάκων.



**Διάγραμμα 23: Levelized Cost of H<sub>2</sub> Production (€/kg<sub>H2</sub>) συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης H<sub>2</sub> (2023).**



Διάγραμμα 24: Levelized Cost of H<sub>2</sub> Production (€/MWh<sub>th</sub>) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H<sub>2</sub> (2023)

Πίνακας 4.25 LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάσταση H<sub>2</sub> και του CF (2023).

Θερμική  
Υποκατάσταση  
Υδρογόνου (%)

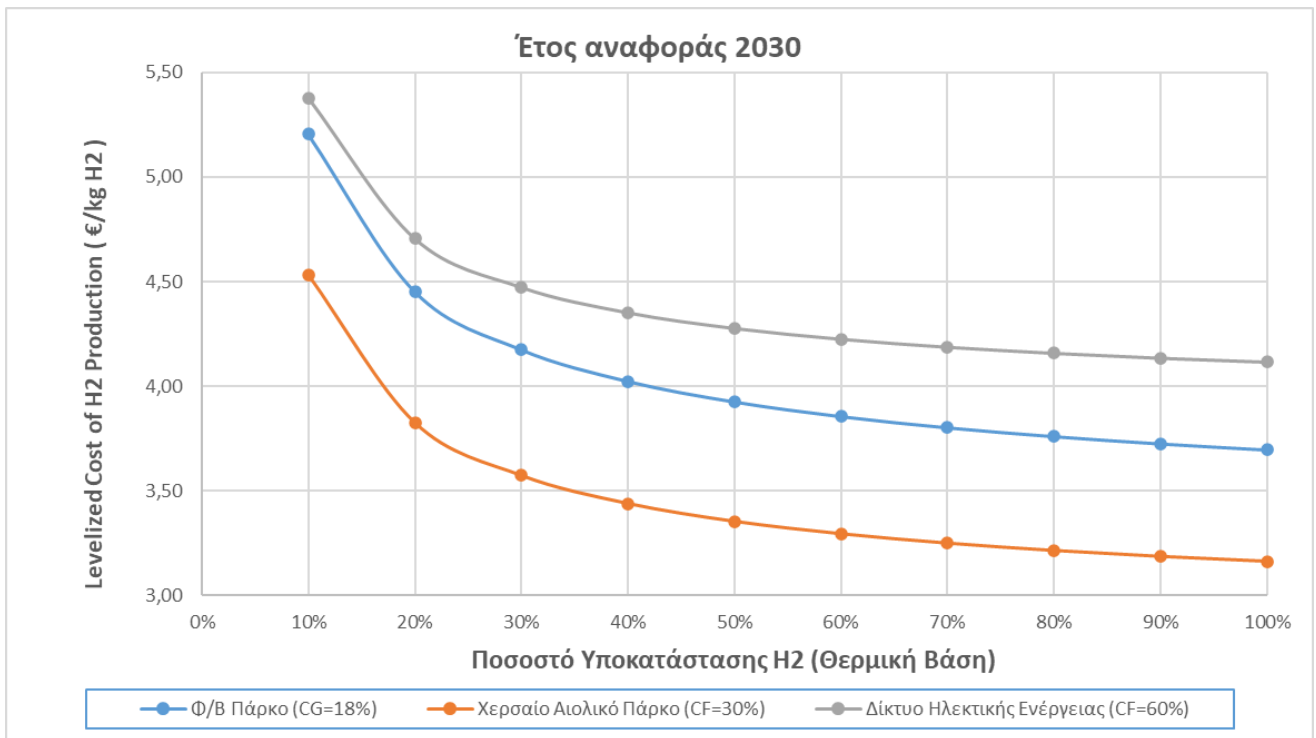
10 20 30 40 50 60 70 80 90 100

CF PEM	Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής H <sub>2</sub> (€/kgH <sub>2</sub> )									
18%	7,90	7,02	6,67	6,47	6,34	6,24	6,16	6,10	6,05	6,00
30%	6,26	5,48	5,18	5,02	4,91	4,83	4,77	4,72	4,68	4,65
60%	7,66	6,94	6,69	6,55	6,46	6,40	6,36	6,32	6,29	6,27
CF PEM	Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής H <sub>2</sub> (€/MWh <sub>th,out</sub> )									
18%	236,88	210,56	200,16	194,20	190,19	187,22	184,91	183,03	181,45	180,10
30%	187,89	164,31	155,42	150,49	147,26	144,93	143,13	141,70	140,51	139,50
60%	229,76	208,35	200,66	196,56	193,95	192,11	190,73	189,65	188,77	188,03

Με βάση τα παραπάνω παρατηρείται για τους συντελεστές χρησιμοποίησης του ηλεκτρολύτη και τα σενάρια ζήτησης υδρογόνου, το LCOH συμπεριλαμβανομένης της συμπίεσης και αποθήκευσης υδρογόνου κυμαίνεται μεταξύ 7,90-4,65 €/ kg<sub>H2</sub> με μέση τιμή περίπου 6,05 €/kg<sub>H2</sub>. Συγκεκριμένα, για μεγαλύτερα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου και για δεδομένο CF<sub>elec</sub> μειώνεται το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου, το οποίο είναι αναμενόμενο αφού λόγω οικονομικών κλίμακας όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας ηλεκτρόλυσης, που απαιτείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, μειώνεται το συνολικό ειδικό κεφαλαιουχικό κόστος. Ωστόσο για ποσοστά υποκατάστασης άνω του 50% και για δεδομένο CF<sub>elec</sub> το κόστος παραγωγής υδρογόνου μεταβάλλεται ελάχιστα καθώς δεν επωφελείται πλέον η μονάδα από οικονομίες κλίμακας.

Κρίσιμος παράγοντας για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου είναι ο συντελεστής χρησιμοποίησης της μονάδας ηλεκτρόλυσης. Παρατηρείται ότι το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου μειώνεται με την αύξηση του συντελεστή χρησιμοποίησης της ηλεκτρολυτικής μονάδας, εφόσον παρουσιάζουν κοντινές τιμές ηλεκτρικού ρεύματος, το οποίο είναι λογικό καθώς απαιτείται μικρότερη εγκατεστημένη ισχύς για να παραχθεί η ίδια ποσότητα υδρογόνου. Για συντελεστή χρησιμοποίησης CF=30% παρατηρείται για 100% υποκατάσταση η μικρότερη τιμή κόστους παραγωγής υδρογόνου που είναι ίση με 4,65 €/kg, η οποία δεν θεωρείται ανταγωνιστική σε σχέση με την τιμή παραγωγής υδρογόνου από συμβατικά συστήματα μέσω αναμόρφωσης φυσικού αερίου το οποίο ανάλογα την τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται 0,84-2,52 €/kg . Επομένως, τα σενάρια διασύνδεσης αιολικών πάρκων με το ηλεκτρολυτικό σύστημα παρουσιάζουν τις μικρότερες τιμές LCOH, επειδή συνδυάζουν υψηλό συντελεστή χρησιμοποίησης με μικρότερη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας. Ενδιαφέρον παρουσιάζει η καμπύλη που αφορά το σενάριο παραγωγής υδρογόνου με ενέργεια του δικτύου, το οποίο είναι το χειρότερο οικονομικά παρά το μεγάλο CF<sub>elec</sub> που το χαρακτηρίζει. Φαίνεται έτσι πόσο σημαντικό ρόλο διαδραματίζει η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος στην διαμόρφωση της τιμής του υδρογόνου, με αυτή του δικτύου να είναι η ακριβότερη (90€/MWh).

Για το μελλοντικό σενάριο έχει εξεταστεί τα ενδεχόμενα μείωσης του κεφαλαιουχικού κόστους του ηλεκτρολύτη PEM και της μείωσης των τιμών ενέργειας για κάθε τα σενάριο παροχής ενέργειας. Τα αποτελέσματα του LCOH για την μελλοντική περίπτωση παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 25**.



**Διάγραμμα 25: Levelized Cost of H2 Production (€/kg<sub>H2</sub>) συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H2 (2030).**

Για τους διαφορετικούς συντελεστές χρησιμοποίησης ηλεκτρολύτη και τα σενάρια ζήτησης υδρογόνου, το LCOH συμπεριλαμβανομένης της συμπίεσης και αποθήκευσης υδρογόνου κυμαίνεται μεταξύ 5,38-3,16 €/kg<sub>H2</sub> με μέση τιμή περίπου 3,98 €/kg<sub>H2</sub>. Όπως είναι αναμενόμενο το LCOH μειώνεται σε σύγκριση με την περίπτωση του έτους 2023, λόγω του μειωμένου CAPEX του συστήματος ηλεκτρόλυσης PEM και της χαμηλότερης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που προβλέπεται ότι θα έχουν τα συστήματα ΑΠΕ στο μέλλον. Με αυτόν τον τρόπο το υδρογόνο γίνεται ανταγωνιστικό κόστους με το «γκρίζο» υδρογόνο, για το οποίο το μέσο κόστος παραγωγής για το 2021 υπολογίστηκε σε 2,65 €/kg<sub>H2</sub>, με αύξηση έως και 10 €/kg<sub>H2</sub> τον Αύγουστο του 2022 λόγω των υψηλών τιμών φυσικού αερίου.[90]

#### 4.2.2.2 Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost Of Electricity) ή αλλιώς LCOE σε €/MWh<sub>e</sub>

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται θεωρώντας το κεφαλαιουχικό κόστος αεριοστρόβιλου μηδενικό, καθώς η μελέτη αφορά την σύζευξη του ηλεκτρολυτικού συστήματος σε ήδη υπάρχον αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου. Στο κόστος που υπολογίστηκε έχει συμπεριληφθεί και ο φόρος εκπομπών CO<sub>2</sub> της μονάδας για τα διάφορα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου. Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης του αεριοστρόβιλου, το κόστος φυσικού αερίου και ο φόρος εκπομπών λήφθηκαν όπως παρουσιάστηκαν στους Πίνακες 4.24 ανάλογα το έτος αναφοράς. Αναλυτικά ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε €/MWh<sub>e</sub> φαίνεται παρακάτω:

$$LCOE = OPEX_{GT} + CC \cdot CO2_{EMISSIONS} + \frac{NG_{PRICE} \cdot (1 - \% \text{ of H}_2) + LCOH \cdot (\% \text{ H}_2)}{GT_{EFF}}$$

Όπου:

$OPEX_{GT}$ : Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης του αεριοστρόβιλου σε (€/MWh<sub>e</sub>).

CC: Κόστος άνθρακα εκπομπών CO<sub>2</sub> (€/tCO<sub>2</sub>).

$CO2_{EMISSIONS}$ : Ειδικές εκπομπές CO<sub>2</sub> με βάση τη λειτουργία της μονάδας συμπαραγωγής με φυσικό αέριο (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$GT_{EFF}$ : Ο συνολικός καθαρός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής όπως υπολογίζεται για τα διάφορα σενάρια υποκατάστασης H<sub>2</sub> (%).

$NG_{PRICE}$ : Το κόστος του φυσικού αερίου σε (€/MWh<sub>th</sub>).

% of H<sub>2</sub>: Ποσοστό θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου στο μίγμα φυσικού αερίου-υδρογόνου

LCOH: Όπως υπολογίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο σε (€/MWh<sub>th</sub>).

Για την ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου, υπάρχει ένα επιπλέον αποτύπωμα στις εκπομπές CO<sub>2</sub>, καθώς η ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται για την παραγωγή του H<sub>2</sub> βασίζεται στο ενεργειακό μίγμα της εκάστοτε χώρας που δεν αποτελείται 100% από ΑΠΕ. Στην Ελλάδα το αποτύπωμα ήταν 295 g<sub>CO2</sub>/kWh<sub>e,in</sub> [91]. Επομένως, για κάθε σενάριο υποκατάστασης H<sub>2</sub> για το δίκτυο εκτός από τις εκπομπές που προκύπτουν από τον αεριοστρόβιλο της μονάδας θα πρέπει να προστεθούν και οι εκπομπές που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου, οι οποίες παραμένουν σταθερές ανά σενάριο υποκατάστασης αλλά όχι για όλα τα σενάρια επειδή αλλάζει η ζήτηση σε υδρογόνο. Το πρόσθετο αποτύπωμα υπολογίζεται ως εξής:

$$\text{Πρόσθετο Αποτύπωμα } CO_2 = \frac{0,295 \left[ \frac{t_{CO_2}}{MWh_{in}} \right]}{PEM_{EFF} [\%] \cdot GT_{EFF} [\%]} = \frac{0,487 \left[ \frac{t_{CO_2}}{MWh_{H_2}} \right]}{GT_{EFF} [\%]} \text{ σε } \left[ \frac{t_{CO_2}}{MWh_{el,out}} \right]$$

Με  $PEM_{EFF}$ : ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του συστήματος ηλεκτρολύσης ίσος με 60,54% (kWh/kg<sub>H2</sub>)

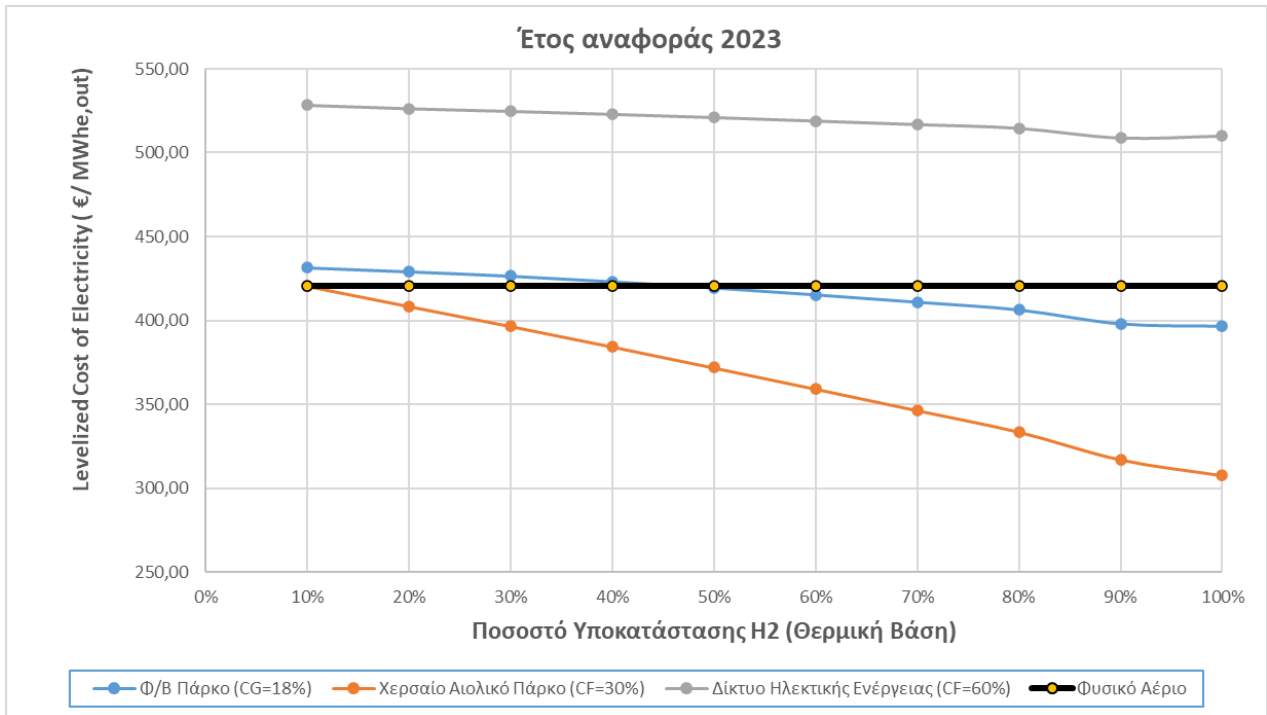
$GT_{EFF}$  ο συνολικός καθαρός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής όπως υπολογίζεται για τα διάφορα σενάρια υποκατάστασης H<sub>2</sub> (%).

Στο **Διάγραμμα 4.25** παρουσιάζεται το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ως συνάρτηση του ποσοστού υποκατάστασης και στον **Πίνακα 4.26**.

**Πίνακας 4.26 LCOE συναρτήσεσι του ποσοστού υποκατάστασης H2 και του CF (2023)**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
<b>CF PEM</b>	<b>Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh<sub>e,out</sub>)</b>									
<b>18%</b>	431,47	429,11	426,49	423,21	419,46	415,36	410,97	406,34	397,97	396,53
<b>30%</b>	420,48	408,42	396,55	384,33	371,86	359,23	346,47	333,61	317,14	307,71
<b>60%</b>	528,22	526,19	524,63	522,84	520,90	518,84	516,69	514,46	508,62	509,82





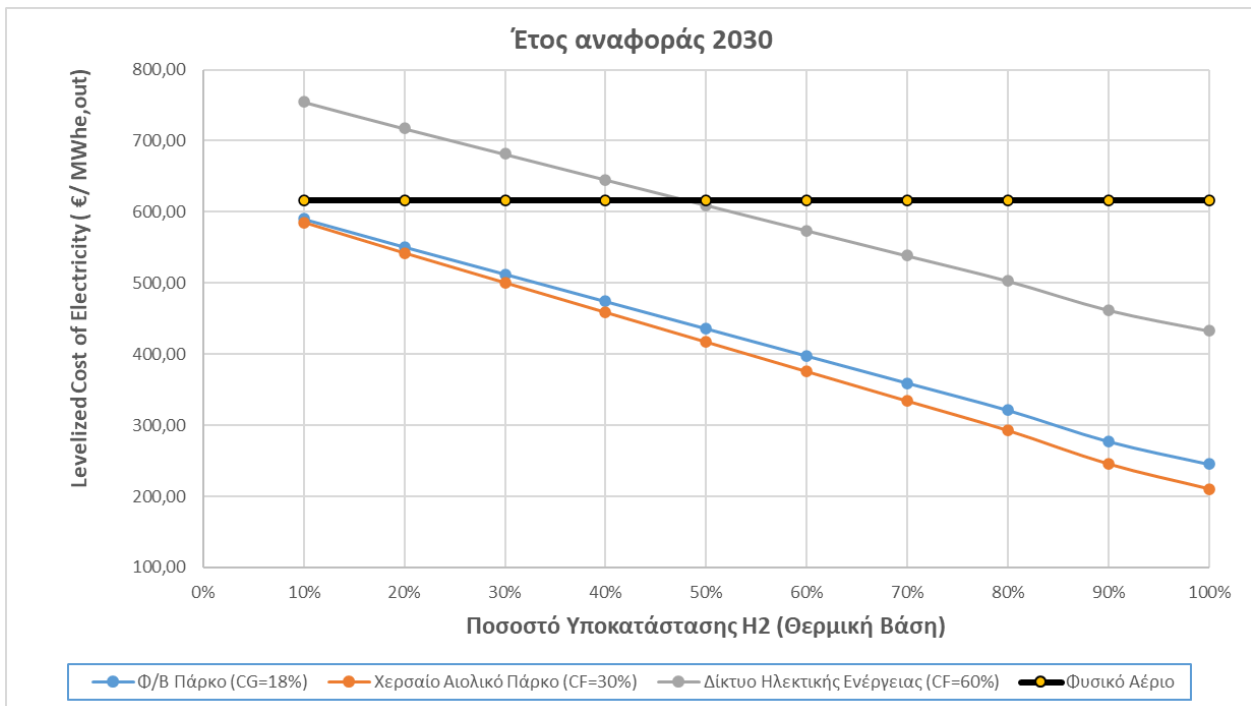
**Διάγραμμα 26: Levelized Cost of Electricity (€/MWh<sub>e,out</sub>) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H<sub>2</sub> (2023)**

Είναι προφανές ότι για αύξηση του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου και για δεδομένο  $CF_{elec}$ , το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται. Για 100% καύση φυσικού αερίου το LCOE παραμένει σταθερό για όλα τα σενάρια και ίσο με 420,35 (€/MWh<sub>e,out</sub>). Ενώ, για τις διαφορετικές αναλογίες υποκατάστασης H<sub>2</sub> (10-100%) και CFs το LCOE κυμαίνεται μεταξύ 307,71-528,22€/ MWh<sub>e,out</sub>. Παρόλο, που εκπομπές άνθρακα αυξάνουν το κόστος παραγωγής ενέργειας, για χαμηλούς ρυθμούς υποκατάστασης H<sub>2</sub>, δεν αντισταθμίζουν τα πρόσθετα έξοδα που απαιτούνται για την επέκταση της υποδομής για αποθήκευση, διανομή και χρήση πράσινης παραγωγής H<sub>2</sub> στη μονάδα συμπαραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, για βαθμούς υποκατάστασης H<sub>2</sub> 10%, 10%-40% και 10%-100% για τα σενάρια Χερσαίου Αιολικού πάρκου, Φ/Β πάρκου και Δικτύου αντίστοιχα παρατηρείται ότι το σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου είναι οικονομικότερη με τις τρέχουσες τιμές της αγοράς από τις άλλες επιλογές. Ωστόσο, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της λειτουργίας φυσικού αερίου καθώς και η έκθεση ενός τέτοιου συστήματος σε νομοθετικές αλλαγές πρέπει να εξεταστεί προσεκτικά. Για το σενάριο στο οποίο ο ηλεκτρολύτης δέχεται ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο παρατηρείται μια απρόσμενη αύξηση από το 90% στο 100% υποκατάστασης υδρογόνου, ενώ για όλα τα σενάρια υποκατάστασης H<sub>2</sub>, το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει το ακριβότερο επειδή πρακτικά αξιοποιείται ηλεκτρική ενέργεια που δεν προέρχεται από ΑΠΕ για να παραχθεί πρόσθετη ηλεκτρική ενέργεια με ακόμα μεγαλύτερες εκπομπές λόγω των ενδιάμεσων σταδίων.

Συνολικά, με βάση τις τρέχουσες οικονομικές, τεχνολογικές εξελίξεις και εξελίξεις της αγοράς, είναι οικονομικά βιώσιμη η χρήση H<sub>2</sub> σε υψηλές αναλογίες υποκατάστασης για τα σενάρια Χερσαίου Αιολικού πάρκου και Φ/Β πάρκου. Παράλληλα, οι μεγαλύτεροι συντελεστές χρησιμοποίησης οδηγούν σε χαμηλότερο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με αντίστοιχα

δεδομένα αναφοράς (κόστος αγοράς ενέργειας). Το προηγούμενο συμπέρασμα προκύπτει από το σχεδόν ίδιο LCOE για το σενάριο του δικτύου σε σχέση με αυτό των φωτοβολταϊκών καθώς το πρώτο αν και εμφανίζει υψηλό κόστος αγοράς ενέργειας 90(€/MWh<sub>e</sub>) λόγω του υψηλού συντελεστή χρησιμοποίησης μειώνει το τελικό κόστος ενέργειας του δικτύου. Υψηλοί συντελεστές χρησιμοποίησης μπορούν να επιτευχθούν μόνο για συστήματα συνδεδεμένα με το δίκτυο, όπου ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί συνεχώς απορροφώντας ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο με βάση τις χονδρομπορικές τιμές της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες είναι σχετικά υψηλότερες από το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με διαλείπουσες ΑΠΕ. Επομένως, μια σημαντική πρόκληση είναι η προμήθεια ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για την εξασφάλιση ενός συνδυασμού υψηλών CF και χαμηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα αποτελέσματα του LCOE για το έτος 2030 παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 27**. Με βάση τα δεδομένα εισόδου του μοντέλου, το LCOE για την καύση 100% φυσικού αερίου συμπεριλαμβανομένου του κόστους εκπομπής άνθρακα υπολογίστηκε ίσο με 616,43 €/ MWh<sub>e,out</sub>. Για διαφορετικές αναλογίες υποκατάστασης H<sub>2</sub> (10-100%) και συντελεστές χρησιμοποίησης (CFs) το LCOE κυμαίνεται μεταξύ 210,19-754,97 €/MWh<sub>e,out</sub> . Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η ενσωμάτωση της παραγωγής, αποθήκευσης και χρήσης υδρογόνου σε υφιστάμενες μονάδες συμπαραγωγής είναι πιο βιώσιμη από οικονομική άποψη σε σύγκριση με τη λειτουργία με 100% φυσικό αέριο για τις περιπτώσεις ενός Φ/Β και Χερσαίο Αιολικό Πάρκου. Για την περίπτωση της χρήσης ενέργειας από το δίκτυο παρατηρείται, για το 2030 οικονομικότερο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power σε σχέση με την καύση 100% φυσικού αερίου, για υποκατάσταση H<sub>2</sub> μεγαλύτερη από 50%.



**Διάγραμμα 27: Levelized Cost of Electricity (€/MWh<sub>e,out</sub>) συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H<sub>2</sub> (2030)**

## 5. Συμπεράσματα και Προτάσεις για το Μέλλον

### 5.1 Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία παρουσιάστηκε και αναλύθηκε μια καινοτόμος μονάδα παραγωγής ενέργειας που αποτελείται από μια υπάρχουσα μονάδα ηλεκτροπαραγωγής CCGT η οποία χρησιμοποιεί ως καύσιμο πράσινο υδρογόνο. Η τεχνολογία αυτή είναι μια λύση για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την Ενέργεια και το Κλίμα αυξάνοντας το μερίδιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς βασίζεται στην αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας από ΑΠΕ μέσω ηλεκτρόλυσης και την χρησιμοποίηση του παραγόμενου πράσινου υδρογόνου για την συμπαραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας και ωφέλιμης θερμότητας σε μια αναβαθμισμένη θερμική μονάδα. Το αποθηκευμένο υδρογόνο θα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την σταθεροποίηση και την αντιστάθμιση διακυμάνσεων του δικτύου ενέργειας. Τα παραπάνω συστήματα χαρακτηρίζονται ως Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power. Η καινοτομία της εργασίας έγκειται στο γεγονός ότι η καύση πράσινου υδρογόνου σε ένα αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου είναι κάτι καινούριο και δεν έχει μελετηθεί εκτενώς. Ο κύριος στόχος είναι η μοντελοποίηση και η ενεργειακή ανάλυση ενός υφιστάμενου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής αεριοστρόβιλου συνδυασμένου κύκλου της Ελληνικής Βιομηχανίας Αλουμινίου σε ένα υβριδικό ενεργειακό σύστημα με καύσιμο πράσινο υδρογόνο.

Η μοντελοποίηση και η ανάλυση της μονάδας συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου (CCGT) έγινε στο εμπορικό λογισμικό Aspen Plus της εταιρίας AspenTech σε μόνιμες συνθήκες βασισμένο στο σενάριο όπου η ισχύς του αεριοστρόβιλου είναι 248,8 MWe και η ισχύς του ατμοστρόβιλου είναι 82,78 MWe στο πλήρες φορτίο 100% ηλεκτροπαραγωγής (**Βασικό Σενάριο**). Αρχικά, μοντελοποιήθηκε και αναλύθηκε το **Βασικό Σενάριο** όπου θεωρείται καύση 100% φυσικού αερίου το τμήμα του αεριοστρόβιλου καθώς και τα τμήματα του λέβητα ανάκτησης θερμότητας και του κύκλου νερού-ατμού. Όλα τα τμήματα επικυρώθηκαν ως προς την αξιοπιστία τους με βάση βιομηχανικά δεδομένα από την μονάδα συμπαραγωγής στην Ελληνική Βιομηχανία Αλουμινίου. Αφού ορίστηκαν οι βαθμοί απόδοσης για την μονάδα συμπαραγωγής, υπολογίστηκε ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του αεριοστρόβιλου ίσος με 33,5%, συνολικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής ίσος με 48,19%, με τον ηλεκτρικό και τον θερμικό βαθμό να ισούται με 44,47% ίσο 3,72% αντίστοιχα.

Στην συνέχεια, καθώς παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα για το **Βασικό Σενάριο** καύσης 100% φυσικού αερίου, για το ίδιο σενάριο πραγματοποιήθηκαν και μελετήθηκαν οι επιδράσεις των διαφόρων λειτουργικών καταστάσεων στη συμπαραγωγή και στη συνολική αποδοτικότητα της μονάδας. Πρώτα, ελέγχθηκε ο βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής ως προς τον λόγο πίεσης του συμπιεστή του αεριοστρόβιλου, ο οποίος παρουσιάζει μείωση με την αύξηση του λόγου πίεσης. Έπειτα, η αύξηση της θερμοκρασίας εισόδου του αέρα στον αεριοστρόβιλο δημιούργησε κι αυτή μείωση του βαθμού συμπαραγωγής ως αποτέλεσμα της αντίστοιχης μείωσης της απόδοσης του αεριοστρόβιλου. Αντίθετα, με την αύξηση της θερμοκρασίας εισόδου του αέρα στον αεριοστρόβιλο, η αύξηση της θερμοκρασίας εξόδου των καυσαερίων από τον καυστήρα του αεριοστρόβιλου δημιούργησε αύξηση του βαθμούς απόδοσης του και αντίστοιχα της μονάδας συμπαραγωγής. Επιπλέον, μεγαλύτεροι βαθμοί απόδοσης συμπαραγωγής επιτυγχάνονται με την αύξηση της θερμοκρασίας και πίεσης εισόδου στον ατμοστρόβιλο λόγω αύξησης του συνολικού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης της μονάδας. Τέλος, ελέγχθηκε η επίδραση της πίεσης εξόδου από τον

ατμοστρόβιλο βαθμό απόδοσης της μονάδας, όπου επιτυγχάνεται μείωση του βαθμού απόδοσης της μονάδας συμπαραγωγής με την αύξηση τη πίεσης. Ακόμα, υπολογίστηκαν τα βασικά μεγέθη για 0-100% Συμπαραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας με καύσιμο 100% φυσικό αέριο (**Σενάριο 1**). Για 100% ηλεκτροπαραγωγή ο συνολικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής ισούται με 48,19% ενώ για Αποκλειστική Παραγωγή Θερμότητας είναι ίσος 64,94%, γιατί έχουμε αύξηση του θερμικού βαθμούς απόδοσης από 3,72% σε 31,65%. Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της μονάδας παρουσιάζει μείωση με την αύξηση της συμπαραγωγής αλλά η αύξηση αυτή δεν είναι τόσο μεγάλη ώστε να μειώσει εν τέλει τον βαθμό της συμπαραγωγής σε συνθήκες 100% θερμότητας.

Ακόμα μοντελοποιήθηκαν και αναλύθηκαν σενάρια θερμικής υποκατάστασης του καυσίμου με υδρογόνο σε ποσοστά από 10%-100% για την λειτουργία της μονάδας σε 100% Ηλεκτροπαραγωγή (**Σενάριο 2**) και 100% παραγωγή Θερμότητας (**Σενάριο 3**). Προέκυψε ότι με αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου αυξάνεται ο βαθμός απόδοσης του αεριοστροβίλου, ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής καθώς και ο συνολικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής, ενώ ο θερμικός παραμένει για κάθε σενάριο σταθερός. Η αύξηση αυτή οφείλεται στην μείωση της απαιτούμενης παροχής αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστρόβιλο με αποτέλεσμα την μείωση της ενέργειας που καταναλώνεται από τον συμπιεστή και την αύξηση της ενέργειας που παράγεται στον στρόβιλο. Για τα σενάρια 100% υποκατάστασης H<sub>2</sub> αρχικά της ηλεκτροπαραγωγής ο βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής ισούται με 49,44% ενώ για το σενάριο της αποκλειστικής θερμότητας ισούται με 66,18% λόγω της υψηλότερης θερμικής παραγωγής. Στη συνέχεια αφού υπολογίστηκαν προηγουμένους οι μαζικές παροχές υδρογόνου που απαιτούνται για τα διάφορα σενάρια υποκατάστασης προέκυψε ότι και για τα δύο σενάρια οι παροχές υδρογόνου σε όλα τις αναλογίες υποκαταστάσεις υδρογόνου είναι το ίδιο. Επομένως επιλέχτηκε για το **Σενάριο 2** να γίνει μια περιβαλλοντική ανάλυση ως προς την επίδραση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στις εκπομπές CO<sub>2</sub> και NO<sub>x</sub>. Για καύση 100% H<sub>2</sub> υπολογίστηκαν μηδενικές εκπομπές CO<sub>2</sub>, αποτέλεσμα λογικό καθώς το υδρογόνο θεωρείται καθαρό καύσιμο ως προς τον άνθρακα. Ενώ για καύση 100% H<sub>2</sub> παρατηρείται μια μικρή αύξηση στις εκπομπές NO<sub>x</sub> σε σχέση με το σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου, οι εκπομπές αυτές ωστόσο θεωρούνται μικρές ενώ μπορούν να ρυθμιστούν με αεριοστρόβιλους χαμηλών εκπομπών NO<sub>x</sub>. Η αύξηση των εκπομπών NO<sub>x</sub> για ίδια θερμοκρασία εισόδου καυσαερίων στον στρόβιλο οφείλεται στο γεγονός ότι η σταθεροποίηση της φλόγας γίνεται πιο κοντά στον καυστήρα και επομένως μειώνεται ο απαιτούμενος χρόνος ανάμιξης οδηγώντας σε τοπική αύξηση της θερμοκρασίας και δυσκολίες στην ανάμιξη.

Τέλος, πραγματοποιήθηκε μια σύντομη οικονομική ανάλυση για ένα υποθετικό σύστημα Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power με την ηλεκτρική ενέργεια να αντιστοιχεί σε αυτή που αναλύθηκε στην εργασία στο **Σενάριο 2** της μονάδας συμπαραγωγής. Για τον ηλεκτρολύτη θεωρήθηκε μια μονάδα ηλεκτρόλυσης PEM, η οποία παρουσιάζει βαθμός απόδοσης ηλεκτρολυτικού συστήματος ίσο με 55kWh/kg ή 60,54% (LHV). Συγκεκριμένα εξετάσθηκαν τρία σενάρια διασύνδεσης με φωτοβολταϊκό πάρκο, με χερσαίο αιολικό πάρκο και ένα με το δίκτυο. Για όλα τα σενάρια διασύνδεσης του συστήματος με ΑΠΕ έχει θεωρηθεί ότι η παραγόμενη ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτεί κατά προτεραιότητα τον ηλεκτρολύτη. Σε κάθε σενάριο διασύνδεσης αντιστοιχήθηκε σύμφωνα με την βιβλιογραφία ο κατάλληλος συντελεστής χρησιμοποίησης. Στη συνέχεια έχοντας υπολογίσει τις μαζικές παροχές υδρογόνου που απαιτούνται ετησίως έγινε διαστασιολόγηση του ηλεκτρολυτικού συστήματος PEM που χρειάζεται να εγκατασταθεί για 8000 ώρες λειτουργίας της μονάδας συμπαραγωγής.

Μετά την διαστασιολόγηση του συστήματος υπολογίστηκαν το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (LCOH) και το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) για το έτος 2023 και το έτος 2030. Για το 2023 προέκυψε με βάση τα οικονομικά δεδομένα του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και των κεφαλαιουχικών δαπανών του συστήματος ηλεκτρόλυσης ότι για δεδομένους συντελεστές χρησιμοποίησης και αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης μειώνεται το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (LCOH), το οποίο είναι αναμενόμενο αφού λόγω οικονομικών κλίμακας όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας ηλεκτρόλυσης, που απαιτείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, μειώνεται το συνολικό ειδικό κεφαλαιουχικό κόστος. Η μικρότερη τιμή κόστους παραγωγής υδρογόνου επιτυγχάνεται για  $CF=30\%$  (Χερσαίο Αιολικό πάρκο) και είναι ίση με 4,65€/kg ενώ για παραγωγή υδρογόνου με ενέργεια του δικτύου, αποτελεί το χειρότερο οικονομικά σενάριο παρά το μεγάλο  $CF_{elec}$  που το χαρακτηρίζει λόγω της υψηλής τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος (90€/MWh). Ωστόσο το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (LCOH) αναμένεται να μειωθεί σε τιμές κάτω των 3,5 €/kg, καθώς μελέτες για το 2030 και το 2050 υποδεικνύουν πτώση τόσο του κεφαλαιουχικού κόστους ηλεκτρόλυσης όσο και μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελούν κρίσιμους παράγοντες για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου. Ειδικότερα, για έτος αναφοράς 2030, τα κεφαλαιουχικά κόστη συστήματος εμφανίζουν μικρότερη μέση τιμή του σταθμισμένου κόστους παραγωγής  $H_2$  εξαιτίας της μείωσης των κεφαλαιουχικών δαπανών του συστήματος ηλεκτρόλυσης και του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας.

Όσον αφορά το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας για έτος αναφοράς το 2023 οι μικρότερες τιμές LCOE προκύπτουν για υψηλή υποκατάσταση υδρογόνου με ταυτόχρονα υψηλό συντελεστή χρησιμοποίησης. Η μικρότερη τιμή σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρείται για 100% υποκατάσταση και συντελεστή χρησιμοποίησης  $CF=30\%$  και ισούται με 307,71 €/MWh<sub>e</sub>. Αντίθετα, για μικρότερα ποσοστά υποκατάστασης  $H_2$  τα σενάρια Χερσαίου Αιολικού πάρκου, Φ/Β πάρκου και Δικτύου έχουν υψηλότερες τιμές LCOE από το σενάριο 100% φυσικού αερίου πράγμα που το καθιστά οικονομικότερο για χαμηλές υποκαταστάσεις υδρογόνου. Ωστόσο, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της λειτουργίας φυσικού αερίου καθώς και η έκθεση ενός τέτοιου συστήματος σε νομοθετικές αλλαγές πρέπει να εξεταστεί προσεκτικά.

Είναι προφανές ότι για αύξηση του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου και για δεδομένο  $CF_{elec}$ , το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται. Για 100% καύση φυσικού αερίου το LCOE παραμένει σταθερό για όλα τα σενάρια και ίσο με 420,35 (€/MWh<sub>e,out</sub>). Ενώ, για τις διαφορετικές αναλογίες υποκατάστασης  $H_2$  (10-100%) και  $CF$ s το LCOE κυμαίνεται μεταξύ 307,71-528,22 €/MWh<sub>e,out</sub>. Παρόλο, που εκπομπές άνθρακα αυξάνουν το κόστος παραγωγής ενέργειας, για χαμηλούς ρυθμούς υποκατάστασης  $H_2$ , δεν αντισταθμίζουν τα πρόσθετα έξοδα που απαιτούνται για την επέκταση της υποδομής για αποθήκευση, διανομή και χρήση πράσινης παραγωγής  $H_2$  στη μονάδα συμπαραγωγής. Συνολικά, με βάση τις τρέχουσες οικονομικές, τεχνολογικές εξελίξεις και εξελίξεις της αγοράς, είναι οικονομικά βιώσιμη η χρήση  $H_2$  σε υψηλές αναλογίες υποκατάστασης για τα σενάρια Χερσαίου Αιολικού πάρκου και Φ/Β πάρκου. Ωστόσο, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της λειτουργίας φυσικού αερίου καθώς και η έκθεση ενός τέτοιου συστήματος σε νομοθετικές αλλαγές πρέπει να εξεταστεί προσεκτικά. Παράλληλα, για έτος αναφοράς 2030 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω υποκατάστασης υδρογόνου είναι πιο συμφέρουσα από το σενάριο 100% καύσης φυσικού αερίου για όλα τα ποσοστά υποκατάστασης  $H_2$ , εφόσον ο ηλεκτρολύτης δεν τροφοδοτείται από το δίκτυο. Στην περίπτωση τροφοδοσίας του ηλεκτρολύτη από το δίκτυο συμφέρουσες περιπτώσεις είναι αυτές για υποκατάσταση υδρογόνου μεγαλύτερες από το 50%. Επομένως μελλοντικά, με την αύξηση του φόρου εκπομπών  $CO_2$  και την μείωση του

κεφαλαιουχικού κόστους ηλεκτρόλυσης συμπεραίνεται ότι το LCOE της μονάδας θα είναι μικρότερο για καύση 100% H<sub>2</sub> σε σχέση με την καύση 100% Φ.Α.

Συμπεραίνεται, λοιπόν, ότι οι μονάδες Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power δύναται να συμβάλουν στην αντιμετώπιση διακυμάνσεων της ενέργειας και των ενεργειακών ελλείψεων που προκαλούνται από τη διεύδυση των ΑΠΕ οδηγώντας σε πιο σταθερά και αξιόπιστα ηλεκτρικά δίκτυα. Το παραγόμενο υδρογόνο βοηθάει στην υποκατάσταση του φυσικού αερίου σε εξελιγμένες μονάδες παραγωγής ενέργειας μειώνοντας τις εκπομπές CO<sub>2</sub> και συμβάλει στην ενεργειακή ανεξάρτηση των κρατών από ορυκτά καύσιμα τα οποία εκτός από περιβαλλοντικά επικίνδυνα, αποτελούν μέσο οικονομικής και πολιτικής αποσταθεροποίησης.

## 5.2 Μελλοντικές εργασίες

Στην παρούσα εργασία έγινε μοντελοποίηση και ενεργειακή ανάλυση υβριδικής μονάδας συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο πράσινο υδρογόνο. Συνεπώς, δεν ερευνηθήκαν περαιτέρω στρατηγικές βελτιστοποίηση του μοντέλου και χρησιμοποιήθηκαν αρκετές παραδοχές και απλοποιήσεις σχετικά με ορισμένα τεχνικά και οικονομικά μεγέθη. Παρακάτω παρουσιάζονται ορισμένες προτάσεις και τομείς που θα μπορούσαν να μελετηθούν εκτενέστερα ώστε να προκύψουν ακριβέστερα αποτελέσματα .

- Τα μοντέλα που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία πέρα από την επικύρωσή τους με βάση βιομηχανικά δεδομένα θα μπορούσαν να επισημανθούν με την ανάπτυξη ενός πραγματικού πιλοτικού έργου για τη δοκιμή και αξιολόγηση των προτεινόμενων θεωρητικών εννοιών. Λειτουργίες που δεν αντικατοπτρίζονται σε αυτή την εργασία και είναι γενικά δύσκολο να αξιολογηθούν μόνο από θεωρητική ερευνητική πλευρά, θα πρέπει να διερευνηθούν ειδικά με ένα τέτοιο πιλοτικό έργο. Θα πρέπει να επιλεγεί ένας σημαντικά μικρότερος σταθμός ηλεκτροπαραγωγής CCGT με υψηλότερη αναλογία ισχύος από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας προς CCGT, καθώς η ανάλυση ευαισθησίας δείχνει ότι η λειτουργία πρόσθετων εγκαταστάσεων υδρογόνου είναι πιο επωφελής για ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα σε μια τέτοια εγκατάσταση.
- Επιπλέον θα μπορούσε γίνει μια περαιτέρω ανάλυση για άλλα φορτία λειτουργίας του ατμοστρόβιλου και του αεριοστρόβιλου της μονάδας συμπαραγωγής παρακολουθώντας την επίδραση στον βαθμό απόδοσης αλλά και στους παραγόμενους ρύπους όταν η μονάδα δεν λειτουργεί στο 100%.
- Ιδιαίτερο ενδιαφέρον αποτελεί η μελέτη ενός συστήματος που θα περιλαμβάνει ακόμη τις μονάδες της ηλεκτρόλυσης και της δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα. Η προσομοίωση

των εν λόγω μονάδων στο περιβάλλον του AspenPlus αποτελεί και αυτή μια αξιολογη πρόταση για μελλοντική εργασία.

- Η διαστασιολόγηση της μονάδας PEM έγινε χρησιμοποιώντας τεχνικά χαρακτηριστικά των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και τεχνικά χαρακτηριστικά του PEM ηλεκτρολύτη που βασίζονται στη βιβλιογραφία. Θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί μια ανάλυση όλης της μονάδας ηλεκτρόλυσης σε διάφορα φορτία του ηλεκτρολύτη με τα αντίστοιχα σενάρια διασύνδεσης του συστήματος PEM, τα οποία να βασίζονται σε πραγματικά δεδομένα λειτουργίας μονάδων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και σύζευξης τους με συστήματα PEM.
- Στην παρούσα εργασία η οικονομική ανάλυση της μονάδας Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power βασίστηκε σε ορισμένες υποθέσεις οικονομικών μεγεθών που επηρεάζονται σημαντικά από τις αγορές και από την εκάστοτε περιοχή όπου λαμβάνει χώρα η μονάδα. Μεγέθη όπως το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου, το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δικτύου, το κόστος φυσικού αερίου, το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και το κόστος κεφαλαιουχικών δαπανών της μονάδας ηλεκτρόλυσης μπορεί να αλλάζουν με δυναμικό τρόπο. Επίσης ενδέχεται να αγνοούνται ορισμένα κόστη που επηρεάζουν τις υπολογιζόμενες τιμές του σταθμισμένου κόστους παραγωγής υδρογόνου (Levelized Cost Of Hydrogen Production), του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Electricity) οδηγώντας σε λιγότερο ρεαλιστικές εκτιμήσεις.
- Η οικονομική ανάλυση έγινε χρησιμοποιώντας τεχνικά δεδομένα για συστήματα ΑΠΕ και οικονομικά μεγέθη που απαντώνται στην Ευρώπη. Ενδιαφέρον θα παρουσίαζε η μελέτη παραγωγής πράσινου υδρογόνου σε χώρες με μεγάλα δυναμικά αιολικής ή ηλιακής ενέργειας, που παρουσιάζουν πολύ ευμενέστερα CF και φθηνότερα σταθμισμένα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και μεταφοράς του με την μορφή υγρών οργανικών φορέων υδρογόνου (Liquid Organic Hydrogen Carriers) στην Ευρώπη.





## 6. Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 3.1 Επισκόπηση των σεναρίων.....	43
Πίνακας 3.2 Γραμμομοριακή σύσταση Φυσικού Αερίου.....	43
Πίνακας 3.3 Συνθήκες ρεύματος εισόδου Φυσικού Αερίου.....	44
Πίνακας 3.4 Γραμμομοριακή σύσταση αέρα περιβάλλοντος.....	44
Πίνακας 3.5 Συνθήκες τροφοδοσίας αέρα περιβάλλοντος.....	44
Πίνακας 3.6 Βασικές παράμετροι σχεδιασμού συμπιεστή και στροβίλου.....	45
Πίνακας 3.7 Βασικές παράμετροι σχεδίασης και λειτουργίας του Αεριοστροβίλου με 100% καύση Φ.Α-Βασικό Σενάριο.....	46
Πίνακας 3.8 Βασικές σχεδιαστικές παράμετροι Λ.Α.Θ.....	48
Πίνακας 3.9 Βασικά χαρακτηριστικά σχεδιασμού στροβίλων.....	49
Πίνακας 3.10 Βασικές σχεδιαστικές παράμετροι του τμήματος ατμοστροβίλου-Βασικό σενάριο.....	50
Πίνακας 3.11 Βασικές σχεδιαστικές παράμετροι των θερμικών καταναλωτών (εναλλάκτες θερμότητας)-Βασικό σενάριο.....	52
Πίνακας 3.12 Βασικά χαρακτηριστικά των αντλιών υψηλής και χαμηλής πίεσης.....	54
Πίνακας 3.13 Βασικές παράμετροι σχεδίασης του τμήματος Αντλιών-Βασικό Σενάριο.....	54
Πίνακας 3.14 Επικύρωση Σχεδιαστικών Παραμέτρων Μοντέλου με Βιομηχανικά δεδομένα.....	55
Πίνακας 4.1 Αποτελέσματα θερμικής ισχύς καυσίμου, θερμικής ενέργειας για κατανάλωση και καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας-Βασικό Σενάριο 100% Φ.Α.....	58
Πίνακας 4.2 Βασικά Μεγέθη Συμπαγωγής-Βασικό Σενάριο 100% Φ.Α.....	59
Πίνακας 4.3 Αποτελέσματα ισχύος του τμήματος αεριοστροβίλου σε σχέση με τον λόγο πίεσης του συμπιεστή (COMP).....	61
Πίνακας 4.4 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαγωγής σε σχέση με τον λόγο πίεσης του συμπιεστή (COMP).....	61
Πίνακας 4.5 Αποτελέσματα ισχύος ανάλογα με την θερμοκρασία εισόδου του αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστροβίλο.....	63
Πίνακας 4.6 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εισόδου του αέρα περιβάλλοντος στον αεριοστροβίλο.....	63
Πίνακας 4.7 Αποτελέσματα ισχύος ανάλογα με την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου.....	65
Πίνακας 4.8 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου.....	65
Πίνακας 4.9 Αποτελέσματα ισχύος των στροβίλων του ατμοστροβίλου και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εισόδου στον ατμοστροβίλο.....	68

Πίνακας 4.10 Αποτελέσματα ισχύος των στροβίλων του ατμοστροβίλου και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εισόδου στον ατμοστρόβιλο .....	68
Πίνακας 4.11 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής ανάλογα με την θερμοκρασία εισόδου στον ατμοστρόβιλο .....	69
Πίνακας 4.12 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής ανάλογα με την πίεση εισόδου στον ατμοστρόβιλο .....	69
Πίνακας 4.13 Αποτελέσματα ισχύος των στροβίλων του ατμοστροβίλου και η συνολική καθαρή ηλεκτρική ισχύς της συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εξόδου στον ατμοστρόβιλο .....	71
Πίνακας 4.14 Βαθμοί απόδοσης αεριοστροβίλου, ηλεκτρικού, θερμικού και της Συμπαραγωγής ανάλογα με την πίεση εξόδου στον ατμοστρόβιλο .....	71
Πίνακας 4.15 Παροχές μάζας και ισχύς υψηλής και χαμηλής πίεσης για θερμική χρήση- Σενάριο 1 .....	72
Πίνακας 4.16 Αποτελέσματα ισχύος καταναλώσιμης και παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας-Σενάριο 1 .....	73
Πίνακας 4.17 Βασικά μεγέθη Συμπαραγωγής- Σενάριο 1 .....	74
Πίνακας 4.18 Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου και Παροχή μάζας H <sub>2</sub> -Φ.Α στον αεριοστρόβιλο -Σενάριο 2 και 3 .....	75
Πίνακας 4.19 Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για τα Σενάρια 2 και 3 ....	79
Πίνακας 4.20 Βασικά μεγέθη Συμπαραγωγής για τα Σενάρια 2 και 3 .....	81
Πίνακας 4.21 Αποτελέσματα των εκπομπών CO <sub>2</sub> -Σενάριο 2 .....	83
Πίνακας 4.22 Αποτελέσματα των εκπομπών NO <sub>x</sub> .....	84
Πίνακας 4.23 Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtHCHP- Σενάριο 2 .....	86
Πίνακας 4.24 Υποθέσεις για την οικονομική ανάλυση των συνολικών στοιχείων του συστήματος .....	88
Πίνακας 4.25 LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάσταση H <sub>2</sub> και του CF (2023).....	93
Πίνακας 4.26 LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H <sub>2</sub> και του CF (2023).....	96

## 7. Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1: Μηνιαίες και ετήσιες εκπομπές CO <sub>2</sub> τα τελευταία 40 χρόνια [3].....	13
Διάγραμμα 2: Παγκόσμιες εκπομπές CO <sub>2</sub> ανά τομέα [4].....	14
Διάγραμμά 3: Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στον κόσμο [15] .....	17
Διάγραμμα 4: Μερίδιο ισχύος ανά τεχνολογία από το 2010-2027[16].....	18
Διάγραμμα 5: Σύγκριση τεχνολογιών αποθήκευσης συνάρτηση της ονομαστικής ισχύς, του ενεργειακού περιεχομένου και του χρόνου εκφόρτισης διάφορων τεχνολογιών EES [24].	20
Διάγραμμα 6: Διάγραμμα ενέργειας /θερμοκρασίας για τον ατμοπαραγωγό μονής πίεσης με ανάκτηση θερμότητας [50] .....	35
Διάγραμμα 7: Απόδοση μερικού φορτίου μεμονωμένου αεροστρόβιλου (GT) και μονάδες συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο (CCGT) [51].....	36
Διάγραμμα 8: Μείωση Εκπομπών CO <sub>2</sub> συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H <sub>2</sub> [56] .....	37
Διάγραμμα 9: Βαθμός απόδοσης της Συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εξόδου του συμπιεστή. ....	60
Διάγραμμα 10: Βαθμός απόδοσης Συμπαραγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εισόδου του αέρα στον αεριοστρόβιλο .....	62
Διάγραμμα 11: Βαθμός απόδοσης Συμπαραγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εξόδου των καυσαερίων από τον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου (COMB) .....	64
Διάγραμμα 12: Βαθμός απόδοσης Συμπαραγωγής συνάρτηση της θερμοκρασίας εισόδου στον ατμοστρόβιλο.....	66
Διάγραμμα 13: Βαθμός απόδοσης Συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεσης εισόδου στον ατμοστρόβιλο.....	67
Διάγραμμα 14: Βαθμός απόδοσης της Συμπαραγωγής συνάρτηση της πίεση εξόδου από τον ατμοστρόβιλο.....	70
Διάγραμμα 15: Βαθμός Απόδοσης Αεριοστρόβιλου συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης Υδρογόνου- Σενάριο 2 και 3.....	76
Διάγραμμα 16: Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης Υδρογόνου-Σενάριο 2 και 3 .....	77
Διάγραμμα 17: Θερμικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού Υδρογόνου- Σενάριο 2 και 3.....	78
Διάγραμμα 18: Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού Υδρογόνου-Σενάριο 2 και 3.....	79
Διάγραμμα 19 Εκπομπές CO <sub>2</sub> συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου.....	82
Διάγραμμα 20 Εκπομπές CO <sub>2</sub> που απελευθερώνονται ανά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου .....	83
Διάγραμμα 21 Εκπομπές NO <sub>x</sub> συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου .....	84
Διάγραμμα 22: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης συναρτήσει του CF και του ποσοστού .....	87

Διάγραμμα 23: Levelized Cost of H <sub>2</sub> Production (€/kg <sub>H2</sub> ) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H <sub>2</sub> (2023) .....	92
Διάγραμμα 24: Levelized Cost of H <sub>2</sub> Production (€/MWh <sub>th</sub> ) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H <sub>2</sub> (2023) .....	93
Διάγραμμα 25: Levelized Cost of H <sub>2</sub> Production (€/kg <sub>H2</sub> ) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H <sub>2</sub> (2030).....	95
Διάγραμμα 26: Levelized Cost of Electricity (€/MWh <sub>e,out</sub> ) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H <sub>2</sub> (2023) .....	97
Διάγραμμα 27: Levelized Cost of Electricity (€/MWh <sub>e,out</sub> ) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H <sub>2</sub> (2030) .....	98

## 8. Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Κατηγοριοποίηση των Energy Storage System(EES) με βάση την αποθηκευμένη ενέργεια [22] .....	20
Εικόνα 2: Σχηματική απεικόνιση πιθανών διαδρομών Power-to-H <sub>2</sub> [27].....	22
Εικόνα 3: Σχηματική απεικόνιση αλκαλικού ηλεκτρολυτικού κελιού[42] .....	29
Εικόνα 4: Σχηματική απεικόνιση PEM ηλεκτρολυτικού κελιού [42].....	30
Εικόνα 5: Σχηματική απεικόνιση SOEC ηλεκτρολυτικού κελιού [42].....	32
Εικόνα 6: Μονάδα Συμπαραγωγής [49] .....	34
Εικόνα 7: Διάγραμμα ροής ενός συνδυασμένου κύκλους μιας πίεσης [50].....	34
Εικόνα 8: Απλοποιημένη διάταξη του πρότζεκτ HYFLEXPOWER [63].....	40
Εικόνα 9: Σχηματική απεικόνιση της μονάδας συμπαραγωγής .....	42
Εικόνα 10: Διάγραμμα ροής διεργασίας για τον αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου .....	45
Εικόνα 11: Διάγραμμα Ροής Τμήματος Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας.....	48
Εικόνα 12: Διάγραμμα ροής του τμήματος Ατμοστρόβιλου .....	51
Εικόνα 13 Διάγραμμα ροής των θερμικών καταναλωτών (εναλλάκτες θερμότητας).....	53
Εικόνα 14: Διάγραμμα ροής του τμήματος Αντλίες.....	56

## 9. Κατάλογος Αναφορών

- [1] R. Li, Q. Wang, Y. Liu, and R. Jiang, “Per-capita carbon emissions in 147 countries: The effect of economic, energy, social, and trade structural changes,” *Sustain Prod Consum*, vol. 27, pp. 1149–1164, Jul. 2021, doi: 10.1016/J.SPC.2021.02.031.
- [2] Theo Stein, “Greenhouse gases continued to increase rapidly in 2022 \_ National Oceanic and Atmospheric Administration,” 2023.
- [3] Hanna Ritchie and Max Roser and Pablo Rosado, “CO2 and Greenhouse Gas Emissions,” 2020. Accessed: Oct. 19, 2023. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>
- [4] international energy agency, “CO2 Emissions in 2022,” 2022. [Online]. Available: [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [5] “Impacts of Climate Change,” 2022. Accessed: Oct. 20, 2023. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/climatechange-science/impacts-climate-change>
- [6] K. Calvin *et al.*, “IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.,” Jul. 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [7] Lindsay Maizland, “Global Climate Agreements\_ Successes and Failures \_ Council on Foreign Relations”.
- [8] “What is the United Nations Framework Convention on Climate Change\_ \_ UNFCCC”.
- [9] “KYOTO PROTOCOL TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE UNITED NATIONS,” 1998.
- [10] “Marking the Kyoto Protocol’s 25th anniversary”, Accessed: Oct. 20, 2023. [Online]. Available: [un.org/en/climatechange/marking-kyoto-protocol’s-25th-anniversary](http://un.org/en/climatechange/marking-kyoto-protocol’s-25th-anniversary)
- [11] United Nations, “THE PARIS AGREEMENT,” 2016.
- [12] “ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟ, ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ, ΤΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ, ΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΙ ΚΟΙΝΩΝΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΩΝ Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία.” [Online]. Available: <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld>
- [13] “European Commission REPowerEu Plan. 2022”.

- [14] “INSIDE BATTELLE OUR BLOG: A LOOK INSIDE SOLVING WHAT MATTERS MOST 6 Pathways to Decarbonization for the Power Sector The Path to Sustainable Power Production.”
- [15] IRENA, “Explore Dashboard”.
- [16] I. - International Energy Agency, “Renewables 2022,” 2022. [Online]. Available: [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [17] E. Lannoye, D. Flynn, and M. O’Malley, “Evaluation of power system flexibility,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 922–931, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2177280.
- [18] A. B. Τσάβαλος, “Μοντελοποίηση λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Νοτιοανατολικής Ευρώπης υπό συνθήκες αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ.”
- [19] H. Blanco and A. Faaij, “A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81. Elsevier Ltd, pp. 1049–1086, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.07.062.
- [20] B. Lyseng *et al.*, “System-level power-to-gas energy storage for high penetrations of variable renewables,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 4, pp. 1966–1979, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2017.11.162.
- [21] A. M. Elshurafa, “The value of storage in electricity generation: A qualitative and quantitative review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 32. Elsevier Ltd, Dec. 01, 2020. doi: 10.1016/j.est.2020.101872.
- [22] M. M. Rahman, A. O. Oni, E. Gemechu, and A. Kumar, “Assessment of energy storage technologies: A review,” *Energy Convers Manag*, vol. 223, p. 113295, Nov. 2020, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2020.113295.
- [23] J. Mitali, S. Dhinakaran, and A. A. Mohamad, “Energy storage systems: a review,” *Energy Storage and Saving*, vol. 1, no. 3, pp. 166–216, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.enss.2022.07.002.
- [24] S. Ugarte, N. Friedrichsen, J. Michaelis, and A. Thielmann, “Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?,” 903. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/298217301>
- [25] G. Buffo, P. Marocco, D. Ferrero, A. Lanzini, and M. Santarelli, “Power-to-X and power-to-power routes,” in *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*, Elsevier, 2019, pp. 529–557. doi: 10.1016/B978-0-12-814853-2.00015-1.

- [26] C. Wulf, J. Linssen, and P. Zapp, “Power-to-gas-concepts, demonstration, and prospects,” in *Hydrogen Supply Chain: Design, Deployment and Operation*, Elsevier, 2018, pp. 309–345. doi: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00009-9.
- [27] “Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world siemens-energy.com/electrolyzer White paper | Power-to-X,” 2021.
- [28] G. Chisholm and L. Cronin, “Hydrogen From Water Electrolysis,” in *Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources*, Elsevier Inc., 2016, pp. 315–343. doi: 10.1016/B978-0-12-803440-8.00016-6.
- [29] R. Phillips and C. Dunnill, “Zero Gap Cell Design for Alkaline Electrolysis,” 208AD, doi: 10.13140/RG.2.2.26663.29606.
- [30] C. M. Kalamaras and A. M. Efstathiou, “Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments,” *Conference Papers in Energy*, vol. 2013, pp. 1–9, Jun. 2013, doi: 10.1155/2013/690627.
- [31] T. Amirthan and M. S. A. Perera, “The role of storage systems in hydrogen economy: A review,” *J Nat Gas Sci Eng*, vol. 108, p. 104843, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.JNGSE.2022.104843.
- [32] M. Aziz, “Liquid hydrogen: A review on liquefaction, storage, transportation, and safety,” *Energies*, vol. 14, no. 18. MDPI, Sep. 01, 2021. doi: 10.3390/en14185917.
- [33] M. Fukumoto, K. Nakajima, and H. Takahashi, “Formation of LaNi<sub>5</sub> Hydrogen Storage Alloy by Electrodeposition of La Using Molten Salt,” *Coatings*, vol. 12, no. 9, Sep. 2022, doi: 10.3390/coatings12091268.
- [34] “Hydrogen project visualisation platform – ENTSOG”, Accessed: Nov. 02, 2023. [Online]. Available: <https://h2-project-visualisation-platform.entsog.eu/>
- [35] “Hydrogen Storage Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office » Hydrogen Storage.” Accessed: Nov. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- [36] D. FRAILE Jean-Christophe LANOIX Patrick, ““Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas’ Authors.”
- [37] H. Blanco, W. Nijs, J. Ruf, and A. Faaij, “Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization,” *Appl Energy*, vol. 232, pp. 617–639, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.216.
- [38] pidjoe, “The Future of Hydrogen.”



- [39] I. - International Energy Agency, “Global Hydrogen Review 2021.” [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [40] A. Ajanovic, M. Sayer, and R. Haas, “The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 57, pp. 24136–24154, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.02.094.
- [41] “Tracking Clean Energy Progress 2023 Assessing critical energy technologies for global clean energy transitions Press release Share Cite Overview Methodology,” 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>
- [42] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller, and M. Koppe, “Water Electrolysis,” 2014, pp. 19–39. doi: 10.1007/978-3-319-03995-4\_3.
- [43] T. International Renewable Energy Agency, *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. 2020. [Online]. Available: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)
- [44] “Technology review and economic potential assessment.” [Online]. Available: [www.enea-consulting.com](http://www.enea-consulting.com)
- [45] B. C. Tashie-Lewis and S. G. Nnabuife, “Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review,” *Chemical Engineering Journal Advances*, vol. 8. Elsevier B.V., Nov. 15, 2021. doi: 10.1016/j.ceja.2021.100172.
- [46] K. Abudu, U. Igie, O. Minervino, and R. Hamilton, “Gas turbine efficiency and ramp rate improvement through compressed air injection,” *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 235, no. 4, pp. 866–884, Jun. 2021, doi: 10.1177/0957650920932083.
- [47] M. A. Gonzalez-Salazar, T. Kirsten, and L. Prchlik, “Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82. Elsevier Ltd, pp. 1497–1513, Feb. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.278.
- [48] E. Κακαράς and Σ.Καρέλλας, *ΑΠΟΚΕΝΤΡΩΜΕΝΑ ΘΕΡΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ*. ΑΘΗΝΑ: ΤΣΟΤΡΑΣ, 2015.
- [49] Nicola Paoli, “Simulation Models for Analysis and Optimization of Gas Turbine Cycles,” 2009.
- [50] A. C. Dolbec and A. Cohn, “Gas-Turbine Power Plants,” 2001.

- [51] N. Pöcklhofer, “Techno-economic analysis of innovative storage power plants utilizing existing CCGT systems An Austrian case study.” [Online]. Available: [www.kth.se](http://www.kth.se)
- [52] H. O. Egware and C. C. Kwasi-Effah, “A novel empirical model for predicting the carbon dioxide emission of a gas turbine power plant,” *Heliyon*, vol. 9, no. 3, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e14645.
- [53] M. Karimi, M. Hillestad, and H. F. Svendsen, “Natural gas combined cycle power plant integrated to capture plant,” *Energy and Fuels*, vol. 26, no. 3, pp. 1805–1813, Mar. 2012, doi: 10.1021/ef201921s.
- [54] I Wayan Sudiasa, “Modification of combined cycle power plant to reduce CO2 footprint.”
- [55] A. Popa, R. Edwards, and I. Aandi, “Carbon capture considerations for combined cycle gas turbine,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2011, pp. 2315–2323. doi: 10.1016/j.egypro.2011.02.122.
- [56] “Hydrogen in Combustion Turbine Electric Generating Units Technical Support Document New Source Performance Standards for Greenhouse Gas Emissions from New, Modified, and Reconstructed Fossil Fuel-Fired Electric Generating Units; Emission Guidelines for Greenhouse Gas Emissions from Existing Fossil Fuel-Fired Electric Generating Units; and Repeal of the Affordable Clean,” 2023. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24612>.
- [57] “A LITERATURE REVIEW OF HYDROGEN AND NATURAL GAS TURBINES: CURRENT STATE OF THE ART WITH REGARD TO PERFORMANCE AND NO X CONTROL A LITERATURE REVIEW OF HYDROGEN AND NATURAL GAS TURBINES: CURRENT STATE OF THE ART WITH REGARD TO PERFORMANCE AND NOX CONTROL 1,” 2022.
- [58] “Hydrogen gas turbine offers promise of clean electricity.” [Online]. Available: <https://www.nature.com/articles/d42473-022-00211-0>
- [59] “HYDROGEN POWER GENERATION HANDBOOK.” [Online]. Available: <https://stw.mext.go.jp>
- [60] J. Goldmeier, “POWER TO GAS: HYDROGEN FOR POWER GENERATION Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem,” 2019.
- [61] “HYDROGEN GAS TURBINES.”
- [62] “CORDIS\_article\_447634-gas-turbine-runs-with-100-green-hydrogen-a-world-first\_en”.
- [63] “Home - Hyflexpower”, Accessed: Nov. 20, 2023. [Online]. Available: <https://www.hyflexpower.eu/>

- [64] N. Skordoulias, E. I. Koytsoumpa, and S. Karellas, “Techno-economic evaluation of medium scale power to hydrogen to combined heat and power generation systems,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 63, pp. 26871–26890, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.057.
- [65] “The Atmosphere \_ National Oceanic and Atmospheric Administration”, Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://www.noaa.gov/jetstream/atmosphere>
- [66] “Open-cycle gas turbines Energy efficiency compendium.”
- [67] Z. Liu and I. A. Karimi, “Simulating combined cycle gas turbine power plants in Aspen HYSYS,” *Energy Convers Manag*, vol. 171, pp. 1213–1225, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.049.
- [68] A. Technology, “Aspen Plus Cogeneration Model Aspen Plus,” 2008. [Online]. Available: <http://www.aspentech.com>
- [69] F. Zabihian and A. Fung, “Advanced Power Generation Technologies: Fuel Cells,” in *Paths to Sustainable Energy*, InTech, 2010. doi: 10.5772/13373.
- [70] “ACER Examples of Calculation CO 2 emission limits in Capacity Mechanisms.”
- [71] I. Renewable Energy Agency, *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022 2 R E N E W A B L E P O W E R G E N E R A T I O N C O S T S I N 2 0 2 2*. 2023. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [72] IRENA, “Weighted Averages by Technology,” *Global Trends*, Accessed: Jan. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>
- [73] “Clean Hydrogen JU SRIA - approved by GB - clean for publication (ID 13246486)”.
- [74] G. Glenk and S. Reichelstein, “Economics of converting renewable power to hydrogen,” *Nat Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 216–222, Mar. 2019, doi: 10.1038/s41560-019-0326-1.
- [75] A. H. Reksten, M. S. Thomassen, S. Møller-Holst, and K. Sundseth, “Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 90, pp. 38106–38113, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.306.
- [76] A. Christensen and A. Co, “Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe.”

- [77] International Renewable Energy Agency, “Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs”, Accessed: Jan. 27, 2024. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [78] P. Marocco, D. Ferrero, A. Lanzini, and M. Santarelli, “The role of hydrogen in the optimal design of off-grid hybrid renewable energy systems,” *J Energy Storage*, vol. 46, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103893.
- [79] C. Moran *et al.*, “A flexible techno-economic analysis tool for regional hydrogen hubs – A case study for Ireland,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 74, pp. 28649–28667, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.100.
- [80] G. Matute, J. M. Yusta, and N. Naval, “Techno-economic model and feasibility assessment of green hydrogen projects based on electrolysis supplied by photovoltaic PPAs,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 13, pp. 5053–5068, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.035.
- [81] Z. Feng, “Economically Viable Intermediate to Long Duration Hydrogen Energy Storage Solutions for Fossil Fueled Assets FY23 FECM Spring R&D Project Review Meeting,” 2023.
- [82] “Electricity prices Greece.” [Online]. Available: <https://euenergy.live/country.php?a2=GR>
- [83] “World Energy Outlook 2022.” [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [84] S. G. Simoes *et al.*, “Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production,” *J Clean Prod*, vol. 315, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128124.
- [85] J. Proost, “State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings,” *Int J Hydrogen Energy*, pp. 4406–4413, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.07.164.
- [86] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few, “Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 52, pp. 30470–30492, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
- [87] “TRADING ECONOMICS-EU Natural Gas”, Accessed: Jan. 27, 2024. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>
- [88] “TRADING ECONOMICS-EU Carbon Permits”, Accessed: Jan. 27, 2024. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

- [89] “ European Commission, “Emissions cap and allowances.””, Accessed: Jan. 27, 2024. [Online]. Available: [https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020\\_en](https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en)
- [90] G. Pawelec, S. Jackson, I.-P. Yovchev, A. Allsop, and M. Bortolotti, “Reviewers: Matus Muron Design: Think Things Studio Barcelona.”
- [91] “Ranking Map Blog More English.” [Online]. Available: <https://lowcarbonpower.org/region/Greece>

--- Τέλος εγγράφου ---