



Τεχνοοικονομική ανάλυση
συστημάτων αποθήκευσης
ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ
μέσω παραγωγής πράσινου
υδρογόνου και αξιοποίησης σε
μονάδα συμπαραγωγής με
μεταβλητό φορτίο λειτουργίας

Τομέας Θερμότητας, Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων

Επιβλέπων: Καρέλλας Σωτήριος, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Φεβρουάριος 2023

DIMITRIOS DIMITROPOULOS

SCHOOL OF MECHANICAL ENGINEERING



Techno-economic analysis of electricity storage systems from RES through green hydrogen production and utilization in a cogeneration unit with variable operating load

Section of Thermal Engineering, Laboratory of Steam Boilers & Thermal Plants

Supervisor: Karellas Sotirios, Professor at National Technical University of Athens

Athens, February 2023

Ευχαριστίες

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Καθηγητή ΕΜΠ και Δρ. Μηχανολόγο Μηχανικό Σωτήριο Καρέλλα που με εμπιστεύθηκε και μου έδωσε την ευκαιρία να εκπονήσω ένα τόσο ενδιαφέρον και σύγχρονο θέμα στον τομέα την αποθήκευσης ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συμβουλές και η καθοδήγηση του καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης ήταν καθοριστικές.

Ακόμα θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά την Δρ. Μηχανολόγο Μηχανικό Εφηγιάννα Κουτσούμπα, η οποία με έφερε σε μια πρώτη επαφή με το θέμα της διπλωματικής και μου παρείχε σημαντικές συμβουλές που με βοήθησαν να κατανοήσω το θεωρητικό υπόβαθρο της εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερα τον Δρ. Χημικό Μηχανικό Νικόλαο Σκορδούλια, ο οποίος με καθοδήγησε για το μεγαλύτερο μέρος της διπλωματικής εργασίας. Η άψογη συνεργασία που είχαμε σε συνδυασμό με τη συνεχή υποστήριξη του τόσο στο τεχνικό όσο και στο συγγραφικό κομμάτι της εργασίας αποτέλεσε καταλυτικό παράγοντα για την ολοκλήρωση της διπλωματικής. Θα ήθελα να τον ευχαριστήσω επίσης για τις πολύπλευρες γνώσεις που μου μετέδωσε στο συγκεκριμένο αντικείμενο που με έκαναν να κατανοήσω σε βάθος τα συστήματα Power-to-H₂-to-Power.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου που με στήριξε καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου, καθώς και το στενό φιλικό περιβάλλον που μου συμπαραστάθηκε από την πρώτη κιόλας μέρα των φοιτητικών μου χρόνων.

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.

Δημήτριος Δημητρόπουλος

Περιεχόμενα

1.	Εισαγωγή	14
1.1	Η αποθήκευση ενέργειας και η χρησιμότητα της σήμερα	14
1.1.1	Η αναγκαιότητα απεξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα	14
1.1.2	Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ενέργειας	20
1.2	Τεχνολογία αποθήκευσης Power-to-H ₂	23
1.2.1	Διαδικασία Ηλεκτρόλυσης (Power-to-H ₂)	24
1.2.2	Διαδικασία Αποθήκευσης Υδρογόνου	25
1.2.3	Παραγωγή Ενέργειας από Υδρογόνο	27
1.3	Εφαρμογές Power-to-H ₂ -to-Power στην Ευρώπη	29
1.4	Σκοπός Διπλωματικής Εργασίας	32
2.	Θεωρητικό Μέρος	33
2.1	Το H ₂ ως ενεργειακός και χημικός φορέας	33
2.2	Εισαγωγή στην Ηλεκτρόλυση	36
2.2.1	Θερμοδυναμική της Ηλεκτρόλυσης	36
2.3	Τεχνολογίες Ηλεκτρόλυσης	39
2.3.1	Αλκαλική Ηλεκτρόλυση	40
2.3.2	PEM Ηλεκτρόλυση	42
2.3.3	SOEC Ηλεκτρόλυση	44
2.3.4	Σύγκριση των τεχνολογιών Ηλεκτρόλυσης	46
2.4	Συμβατικές Μονάδες Παραγωγής Ενέργειας	47
2.4.1	Φυσικό Αέριο	47
2.4.2	Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής Ενέργειας	50
2.4.3	Συμπαράγωγή	52
2.4.4	Προοπτική καύσης 100% H ₂ σε Αεριοστρόβιλους και προκλήσεις	55
3.	Ανάλυση Μοντέλου Συστήματος Power-to-H ₂ -to-Power	58
3.1	Εισαγωγή	58
3.2	Ανάλυση Μοντέλου Συστήματος Power-to-H ₂ -to-Power Μικρής Κλίμακας 60	
3.2.1	Τμήμα PEM Ηλεκτρόλυσης	61
3.2.2	Τμήμα αεριοστρόβιλου (GT)	65
3.2.3	Τμήμα Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας και Κύκλος Νερού-Ατμού	83
3.3	Υποκατάσταση Φυσικού Αερίου με H ₂ σε Μονάδα Συμπαράγωγής	92
3.3.1	Εκπομπές CO ₂ , CO και NO _x Μονάδας Συμπαράγωγής με καύσιμο μίγμα Φυσικού Αερίου & H ₂	92
3.3.2	Βαθμοί Απόδοσης Μονάδας Συμπαράγωγής με καύσιμο μίγμα Φυσικού Αερίου & H ₂ 94	
4.	Ανάλυση Αποτελεσμάτων	98
4.1	Ανάλυση συστημάτων Power-to-H ₂ -to-Power για διάφορα σενάρια Θερμικής Υποκατάστασης H ₂ και φορτία λειτουργίας του GT	98

4.1.1	Επίδραση του CF_{elec} στη διαστασιολόγηση της μονάδας PtH ₂ tP στο πλήρες φορτίο GT και PEM	100
4.1.2	Διαστασιολόγηση της μονάδας PtH ₂ tP στο πλήρες φορτίο GT για διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}=\{1, 0,5, 0,2, 0,1, 0,05\}$ για Χερσαία Αιολικά και PV	103
4.1.3	Βαθμός Απόδοσης Συνολικής Διεργασίας Power-to-H ₂ -to-Power και Power-to-H ₂ -to-CHP	109
4.2	Οικονομική ανάλυση	112
4.2.1	Υπολογισμός Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής Υδρογόνου (Levelized Cost Of H ₂ production) σε €/MWh,th	115
4.2.2	Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost Of Electricity) ή αλλιώς LCOE σε €/MWh,e	120
4.2.3	Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας Συμπαγωγής (Levelized Cost Of CHP) ή αλλιώς LCOCHP €/MWh,out.	123
5.	Συμπεράσματα και Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα	128
5.1	Συμπεράσματα	128
5.2	Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα	132
6.	Κατάλογος Διαγραμμάτων	135
7.	Κατάλογος Πινάκων	137
8.	Κατάλογος Εικόνων	142
9.	Κατάλογος Αναφορών	143
10.	Παράρτημα Α – Βιομηχανικά Δεδομένα	151
10.1	Τμήμα PEM Ηλεκτρολύτη	151
10.2	Τμήμα αεριοστρόβιλου GT	152
11.	Παράρτημα Β – Αναλυτικά Τεχνοοικονομικά αποτελέσματα	154
11.1	Τεχνικά και Ενεργειακά Αποτελέσματα μονάδας PtH ₂ tP	154
11.2	Οικονομικά Αποτελέσματα μονάδας PtH ₂ tP	172
11.2.1	Έτος αναφοράς 2022	172
11.2.2	Έτος αναφοράς 2030	183

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. Είναι πλέον επιτακτική ανάγκη να αναμορφωθεί η οικονομία της ενέργειας και να μεταστραφεί σε ένα πιο βιώσιμο ενεργειακό σύστημα το οποίο θα βασίζεται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, στην εξοικονόμηση ενέργειας και την απανθρακοποίηση όλων των τομέων της οικονομίας.

Η στρατηγική της Ευρωπαϊκής Ένωσης έχει στραφεί προς αυτή την κατεύθυνση, φιλοδοξώντας να μετατρέψει το ενεργειακό σύστημα των κρατών μελών της σε ένα ανθεκτικό, αξιόπιστο και βιώσιμο σύστημα. Συγκεκριμένα έχουν τεθεί στόχοι να μειωθούν κατά 40% οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, να αυξηθεί το ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο 32% της συνολικής παραγωγής ενέργειας και να μειωθεί κατά 32,5% η κατανάλωση ενέργειας μέσω εξοικονόμησης.

Παρά την αποφασιστικότητα πολλών διεθνών θεσμών να απανθρακοποιήσουν τα παγκόσμια ενεργειακά συστήματα προκύπτουν προκλήσεις που παρεμποδίζουν την απρόσκοπτη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Συγκεκριμένα συστήματα ΑΠΕ όπως τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά πάρκα, στα οποία μπορεί να βασιστεί η ενεργειακή μετάβαση, έχουν ιδιαίτερα κυμαινόμενο χαρακτήρα που εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες. Το γεγονός αυτό παρεμποδίζει την διείσδυση μεγάλων ποσοστών ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα καθώς λόγω αναντιστοιχιών προσφοράς και ζήτησης, υπάρχει κίνδυνος το σύστημα να μετατραπεί σε αναξιόπιστο και ανασφαλές. Καθίσταται επομένως ζωτικής σημασίας η δυνατότητα αποθήκευσης της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας (EES) που παράγουν τα συστήματα ΑΠΕ, σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και υψηλής προσφοράς 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.

Με γνώμονα τα παραπάνω στην **παρούσα διπλωματική εργασία** θα μελετηθούν χημικά συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, που θα προέρχεται κατά κύριο λόγο από ΑΠΕ κυμαινόμενου χαρακτήρα, μέσω παραγωγής «πράσινου» υδρογόνου με χρήση ηλεκτρολυτών πολυμερούς μεμβράνης (PEM). Το παραγόμενο υδρογόνο θα υποκαθιστά το φυσικό αέριο ως καύσιμο σε μονάδες αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου για συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ωφέλιμης θερμότητας. Συγκεκριμένα, θα μελετηθεί σύστημα μικρής κλίμακας που θα παράγει έως και 12,9 MWe ηλεκτρικής ενέργειας και 35,8 MWth θερμότητας χαμηλού ή μηδενικού αποτυπώματος άνθρακα (ανάλογα το ποσοστό υποκατάστασης του φυσικού αερίου από υδρογόνο). Θα γίνει ανάλυση και προσαρμογή ήδη

υπάρχοντος μοντέλου συμπαραγωγής στο Aspen Plus για διάφορα φορτία λειτουργίας του αεριοστρόβιλου (GT) και θα μελετηθεί η οικονομικότητα παραγωγής και καύσης του υδρογόνου για διάφορα σενάρια παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στον ηλεκτρολύτη, φορτίων λειτουργίας του GT και θερμικής υποκατάστασης του φυσικού αερίου από υδρογόνο. Τα συγκεκριμένα συστήματα ονομάζονται Power-to-H₂-to-Power και αποτελούν μια μέθοδο για μακροπρόθεσμη αποθήκευση ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ αποτελούν εφεδρική μονάδα παροχής ενέργειας, που μπορεί να εξισορροπήσει εποχιακά τις ΑΠΕ.

Στο **πρώτο κεφάλαιο** παρουσιάζεται το ζήτημα της αποθήκευσης ενέργειας 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-H₂. Τέλος παρουσιάζονται με βάση τη βιβλιογραφία τα κυριότερα έργα Power-to-H₂-to-Power που έχουν υλοποιηθεί στην Ευρώπη από το 2000-2022.

Στο **δεύτερο κεφάλαιο** γίνεται η παρουσίαση του θεωρητικού υπόβαθρου της διπλωματικής εργασίας. 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 Μembrάνης (PEM Electrolysis) και η Ηλεκτρόλυση με χρήση Στερεών Οξειδίων (SOEC Electrolysis). Ακόμα, γίνεται η σύγκριση των παραπάνω τεχνολογιών και παρουσιάζεται ένας πίνακας με τα βασικότερα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά τους. Τέλος, αναλύεται και το φυσικό αέριο ως ενεργειακός φορέας και παρουσιάζονται οι βασικότερες συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας, με έμφαση στα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας συμπαραγωγής ανοιχτού κύκλου που θα χρησιμοποιηθεί για την τεχνοοικονομική ανάλυση.

Στο **τρίτο κεφάλαιο** παρουσιάζεται μοντέλο ηλεκτρόλυσης της βιβλιογραφίας και τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του που προκύπτουν από βιομηχανικά δεδομένα. Στη συνέχεια χρησιμοποιείται ήδη υπάρχον μοντέλο μονάδας συμπαραγωγής της βιβλιογραφίας το οποίο είναι προσομοιωμένο στο λογισμικό Aspen PlusTM V11 της εταιρίας AspenTech το οποίο προσαρμόστηκε για φορτία λειτουργίας GT 100%, 80%, 60% και 40%. Αναλυτικότερα για το τμήμα GT, υπολογίστηκαν οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης συμπιεστή και στρόβιλου για τα διάφορα φορτία από μαθηματικές εξισώσεις. Αυτοί χρησιμοποιήθηκαν για το πρώτο «τρέξιμο» του μοντέλου, ωστόσο λόγω αισθητής απόκλισης των βασικών παραμέτρων λειτουργίας που προέκυψαν και των δεδομένων του χάρτη του κατασκευαστή, επαναπροσδιορίστηκαν. Για το τμήμα λέβητα ανάκτησης θερμότητας ορίζονται ορισμένες σχεδιαστικές παράμετροι που είναι κλασικές για τις μονάδες αυτές προκειμένου να υπολογιστεί η παραγόμενη θερμική ισχύς για κάθε φορτίο

λειτουργίας του GT. Στη συνέχεια με βάση τα αποτελέσματα του μοντέλου υπολογίζονται τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά της συμπαραγωγής για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του αεριοστρόβιλου. Η ανάλυση του μοντέλου γίνεται για το βασικό σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου. Για τα σενάρια υποκατάστασης του φυσικού αερίου από υδρογόνο δεν γίνεται προσομοίωση στο μοντέλο καθώς δεν αποτελεί σκοπό της παρούσας διπλωματικής εργασίας η αναλυτική παρουσίαση των ρευμάτων διεργασιών της μονάδας. Επομένως, χρησιμοποιούνται βιβλιογραφικά δεδομένα που παρουσιάζουν πως μεταβάλλονται τα μεγέθη συμπαραγωγής για το κάθε ποσοστό θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου (10-100% με βήμα 10%) στο καύσιμο προκειμένου να προσαρμοστούν οι υπολογισμοί της εργασίας για όλα τα σενάρια υποκατάστασης και φορτίου λειτουργίας GT. Τέλος παρουσιάζονται και οι εκπομπές CO₂ όπως υπολογίζονται από την μείωση του ποσοστού καύσης φυσικού αερίου και οι εκπομπές NO_x με βάση δεδομένα της βιβλιογραφίας.

Στο **τέταρτο κεφάλαιο** της εργασίας υπολογίζονται οι μαζικές παροχές του υδρογόνου για τα διάφορα σενάρια θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου (10-100%) και φορτία λειτουργίας του GT (100%, 80%, 60% και 40%). Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ετήσιες απαιτούμενες ποσότητες υδρογόνου θεωρώντας συντελεστή χρησιμοποίησης της μονάδας συμπαραγωγής $CF_{CHP}=41,37\%$ και γίνεται διαστασιολόγηση του ηλεκτρολυτικού συστήματος PEM. Για την διαστασιολόγηση του συστήματος PEM μελετώνται διάφορα σενάρια συντελεστή χρησιμοποίησης του (CF_{elec}) που εξαρτώνται από την μονάδα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και τον λόγο εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρόλυσης προς συστήματος ΑΠΕ ($P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$). Θεωρείται ότι τα συστήματα ΑΠΕ τροφοδοτούν κατά προτεραιότητα το ηλεκτρολυτικό σύστημα και είναι άμεσα διασυνδεδεμένα με αυτό. Αφού υπολογιστεί η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς για όλα τα σενάρια που αναλύθηκαν, ακολουθεί υπολογισμός των συνολικών βαθμών απόδοσης των διεργασιών PtH₂tCHP και PtH₂tP.

Επίσης στο **τέταρτο κεφάλαιο** γίνεται μια οικονομική ανάλυση της μονάδας Power-to-H₂-to-Power για όλα τα σενάρια που προαναφέρθηκαν. Συγκεκριμένα υπολογίζονται ως συνάρτηση του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου, του συντελεστή εκμετάλλευσης της μονάδας ηλεκτρόλυσης και για διάφορα φορτία λειτουργίας του GT, το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (Levelized Cost of Hydrogen Production), το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Electricity) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost of Combined Heat & Power) για έτη αναφοράς 2022 και 2030 με σκοπό να ελεγχθεί η εμπορική βιωσιμότητα μιας τέτοιας μονάδας και η ανταγωνιστικότητα της με μονάδες καύσης 100% φυσικού αερίου.

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. It is now imperative that the energy economy is reformed and converted to a more sustainable energy system based on renewable energy sources, energy conservation and the decarbonization of all sectors of the economy.

The European Union's strategy is geared in this direction, aiming to transform the energy system of its Member States into a resilient, reliable and sustainable system. In particular, specific targets have been set to reduce greenhouse gas emissions by 40% compared to 1990 levels, to increase the penetration of renewable energy sources to 32% of total energy production and to reduce energy consumption by 32,5% through savings.

Despite the determination of many international institutions to decarbonize global energy systems, challenges arise that hinder the seamless penetration of renewable energy sources (RES). Specific RES systems such as photovoltaic and wind farms, on which the energy transition can be based, are highly variable and weather dependent. This hampers the penetration of large amounts of RES into the energy system as, due to mismatches between supply and demand, there is a risk that the system will become unreliable and insecure. 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 view of the above, in this **undergraduate diploma thesis** chemical electricity storage systems will be studied, mainly derived from RES of a fluctuating nature, through the production of "green" hydrogen using polymer membrane electrolytes (PEM). The hydrogen produced will substitute natural gas as a fuel in open cycle gas turbine plants for co-generation of electricity and useful heat. A small-scale system will be studied that will produce up to 12,9 MWe of electricity and 35,8 MWth of low or zero carbon footprint heat (depending on the percentage of substitution of natural gas by hydrogen). An analysis and adaptation of an existing cogeneration model in Aspen Plus for various gas turbine (GT) operating loads will be performed and the economics of hydrogen production and combustion will be studied for various scenarios of electricity supply to the electrolyzer, GT operating loads and thermal substitution of natural gas by hydrogen. These systems are called Power-to-H₂-to-Power and are a method for long-term storage of renewable electricity that can act as a backup power supply that can seasonally balance renewable energy sources.

The **first chapter** presents the issue of energy storage 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-H₂ technology is discussed in more detail. Finally, the main Power-to-H₂-to-Power projects implemented in Europe from 2000-2022 are presented based on the literature.

In the **second chapter** the theoretical background of the thesis is presented. 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). A comparison of the above technologies is also made, and a table is presented showing their main technical and economic characteristics. Finally, natural gas as an energy carrier is also analyzed and the main conventional power plants are presented, with emphasis on the technical characteristics of the open cycle cogeneration plant that will be used for the techno-economic analysis.

The **third chapter** presents a model of electrolysis from the literature and its basic technical characteristics derived from industrial data. Then an existing cogeneration plant model from the literature is used which is simulated in Aspen Plus™ V11 software from AspenTech and adapted for GT operating loads of 100%, 80%, 60% and 40%. More specifically for the GT section, the isentropic compressor and turbine efficiencies for the different loads were calculated from mathematical equations. These were used for the first "run" of the model, however, due to a noticeable discrepancy between the resulting key operating parameters and the manufacturer's chart data, they were recalculated. For the heat recovery boiler section, certain design parameters that are standard for these units are defined in order to calculate the thermal power generated for each GT operating load. Then, based on the model results, the basic technical characteristics of the cogeneration system are calculated for the different gas turbine operating loads. The model analysis is performed for the baseline scenario of 100% natural gas combustion. For the scenarios of substitution of natural gas by hydrogen no simulation is performed in the model as it is not the purpose of this thesis to present the detailed presentation of the plant process streams. Therefore, literature data showing how the cogeneration quantities change for each percentage of thermal hydrogen substitution (10-100% with a 10% step) in the fuel are used in order to adjust the calculations of the thesis for all substitution and GT operating load scenarios. Finally, the CO₂ emissions as calculated from the reduction of the natural gas combustion rate and the NO_x emissions based on literature data are also presented.

In the **fourth chapter** of the paper, the hydrogen mass flow rates are calculated for different hydrogen thermal substitution scenarios (10-100%) and GT operating loads (100%, 80%, 60% and 40%). Then, the annual hydrogen demand quantities are calculated assuming a capacity factor of the cogeneration unit $CF_{CHP} = 41,37\%$ and the PEM electrolysis system is sized. For the sizing of the PEM system, different capacity factor (CF_{elec}) scenarios are studied, depending on the power supply unit and the ratio of installed capacity of the electrolysis to

RES system ($P_{\text{elec,nom}}/P_{\text{RES,nom}}$). It is assumed that the RES systems feed the electrolysis system as a priority and are directly interconnected with it. Once the required installed power has been calculated for all the scenarios analyzed, the overall efficiencies of the PtH₂tCHP and PtH₂tP processes are calculated.

Also, in the **fourth chapter** an economic analysis of the Power-to-H₂-to-Power unit for all the scenarios mentioned above is performed. In particular, the Levelized Cost of Hydrogen Production (LCOH), the Levelized Cost of Electricity (LCOE) and the Levelized Cost of Combined Heat & Power (LCOCHP) 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 2022 and 2030 in order to check the commercial viability of such a plant and its competitiveness with 100% natural gas fired plants.

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

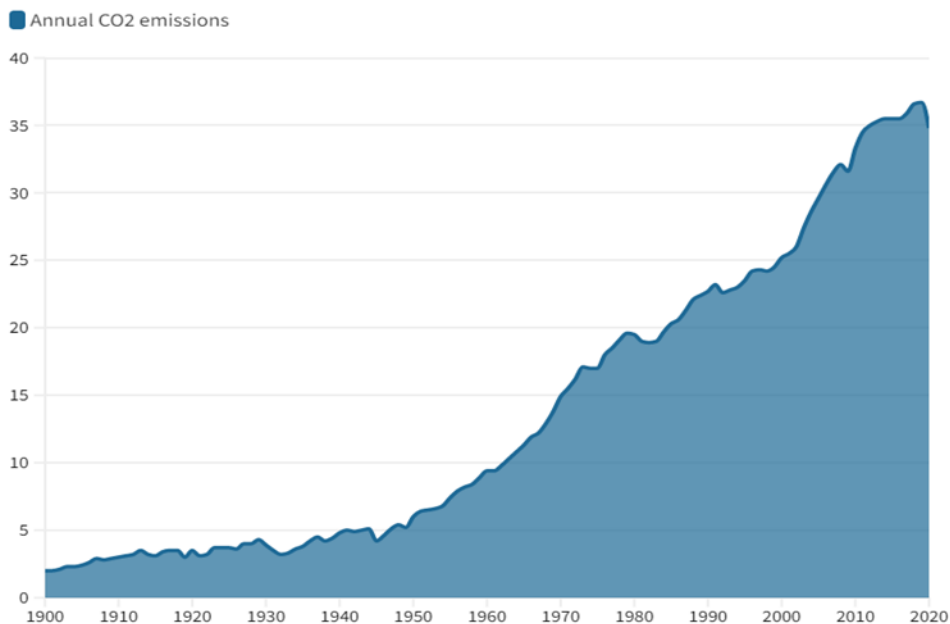
1. Εισαγωγή

1.1 Η αποθήκευση ενέργειας και η χρησιμότητα της σήμερα

1.1.1 Η αναγκαιότητα απεξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα

Τις τελευταίες δεκαετίες η επιστημονική κοινότητα έχει εκφράσει ανησυχίες σχετικά με την κλιματική αλλαγή και τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Σύμφωνα με πρόσφατες στατιστικές, οι εκπομπές αυξήθηκαν σημαντικά και συγκεκριμένα κατά 10 δισεκατομμύρια τόνους CO₂ την δεκαετία (2000-2010), ενώ αυξήθηκαν και κατά την διάρκεια των τελευταίων δέκα χρόνων (2010-2020) αλλά πολύ λιγότερο, κατά 1,5 δισεκατομμύρια τόνους CO₂ [1]. Αυτό είχε σαν αποτέλεσμα την αύξηση των επιπέδων του ατμοσφαιρικού CO₂ κατά 2 ppm/έτος, φθάνοντας τα 417 ppm τον Ιούνιο του 2022 [2]. Στο **Διάγραμμα 1.1** που ακολουθεί φαίνονται οι παγκόσμιες ετήσιες εκπομπές CO₂ στην ατμόσφαιρα. τα τελευταία 120 χρόνια.

Global annual CO₂ emissions
(Billion tons)



Source: Our World in Data

Διάγραμμα 1.1: Ετήσιες εκπομπές CO₂ στην ατμόσφαιρα ανά έτος [1].

Οι υπερβολικές ποσότητες αερίων του θερμοκηπίου, όπως το CO₂ και το μεθάνιο, παγιδεύουν θερμότητα στην ατμόσφαιρα της Γης, με αποτέλεσμα να δημιουργείται ενεργειακή ανισορροπία που οδηγεί στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Τα αέρια του

Θερμοκηπίου μπορεί να έχουν και άλλες αρνητικές συνέπειες, όπως η αλλαγή του pH του ωκεανού, ενώ η κακή ποιότητα του αέρα έχει συνδεθεί ακόμη και με θανάτους.

Σύμφωνα με μελέτες, εάν οι συγκεντρώσεις CO₂ συνεχίσουν να αυξάνονται με τον σημερινό ρυθμό, η μέση παγκόσμια θερμοκρασία θα αυξηθεί κατά 5 έως 6 βαθμούς Κελσίου μέχρι το τέλος του αιώνα. Ωστόσο η διατήρηση των συγκεντρώσεων CO₂ έως και 450 μέρη ανά εκατομμύριο θα εμποδίσει τη μέση παγκόσμια θερμοκρασία να αυξηθεί πάνω από 2 βαθμούς Κελσίου [3].

Τα τελευταία χρόνια, το ενδιαφέρον των ερευνητών έχει μετατοπιστεί στην κλιματική αλλαγή, τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και τη βιωσιμότητα. Οι διεθνείς οργανισμοί, παρακινούμενοι από τις ανησυχίες για το περιβάλλον και την ανθρώπινη υγεία, ζητούν σημαντικές μεταρρυθμίσεις από όλους τους φορείς, συμπεριλαμβανομένης της επιστήμης, της κυβέρνησης και της βιομηχανίας, καθώς και από τους πολίτες.

Η κατευθυντήρια γραμμή των εθνικών ενεργειακών πολιτικών είναι να μετατραπεί το ενεργειακό σύστημα σε ένα πιο βιώσιμο σύστημα με μεγάλες μειώσεις των εκπομπών CO₂ και των υπόλοιπων αερίων του θερμοκηπίου. Η γραμμή αυτή επισημοποιήθηκε σε διεθνές επίπεδο με τη Συμφωνία του Παρισιού (COP21) [4] 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.

Ειδικότερα η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει συγκεκριμένους στόχους για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής [4] :

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20% έως το 2020, 55% έως το 2030 και 80% έως το 2050 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.
- Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας πρέπει να αντιπροσωπεύουν τουλάχιστον το 20% της συνολικής παραγωγής ενέργειας έως το 2020 και το 32% έως το 2030.
- 20% μείωση της κατανάλωσης ενέργειας μέσω εξοικονόμησης (2020) και 32,5% μείωση της κατανάλωσης ενέργειας μέσω εξοικονόμησης (2030).

Σε συνέχεια της Συμφωνίας του Παρισιού η συμφωνία "Joint political declaration of the Pentilateral Energy Forum on the role of hydrogen to decarbonise the energy system in Europe " υπογράφηκε στις 11 Μαΐου 2020 στη Χάγη με την Αυστρία, το Βέλγιο, τη Γαλλία, τη Γερμανία, το Λουξεμβούργο, την Ολλανδία και την Ελβετία [5]. Στόχος της είναι η βελτίωση της συνεργασίας τους για την δημιουργία ενός δικτύου παραγωγής «πράσινου» υδρογόνου και η εδραίωση του στην αγορά της ενέργειας. Αντίστοιχα η Ευρωπαϊκή Ένωση το 2020 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. Η στρατηγική της Ευρωπαϊκής Ένωσης 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 [6].

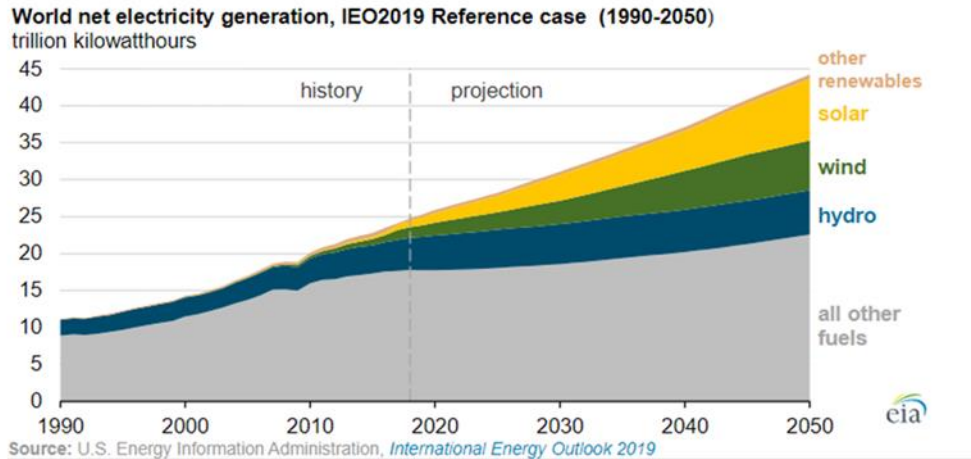
Όλες οι βιομηχανίες που εμπλέκονται στον ενεργειακό τομέα καλούνται πλέον να στραφούν σε μακροπρόθεσμες λύσεις χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, οι οποίες είναι φιλικές προς το περιβάλλον. Η απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και η μετάβαση σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας θα αποτελέσουν κρίσιμες συνιστώσες αυτής της προσπάθειας. 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. Ταυτόχρονα, αποτελούν μέσα πολιτικής, γεωπολιτικής και οικονομικής αποσταθεροποίησης δημιουργώντας σχέσεις ενεργειακής εξάρτησης μεταξύ εθνών. Η μακροχρόνια απαγκίστρωση από τα ορυκτά καύσιμα είναι επομένως αναπόφευκτη, είτε λόγω περιορισμένης προσφοράς είτε λόγω της κλιματικής αλλαγής. Από την άλλη πλευρά, οι ανανεώσιμοι πόροι είναι εξ ορισμού απεριόριστοι, ωστόσο χαρακτηρίζονται από αστάθεια και μεταβλητότητα.

Λόγω του κυμαινόμενου χαρακτήρα τους, καθώς παρέχουν ενέργεια με ανεξέλεγκτη διαθεσιμότητα, η ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας 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. Ωστόσο, οι σημαντικότερες ΑΠΕ, όπως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, είναι περισσότερο μεταβλητές και απρόβλεπτες λόγω του μεταβλητού δυναμικού το οποίο εκμεταλλεύονται για να παράγουν ενέργεια. Επομένως, η συνεχώς αυξανόμενη εγκατάσταση τους καθιστά όλο και πιο απαραίτητο αφενός ο υπόλοιπος στόλος παραγωγής να είναι ιδιαίτερα ευέλικτος και αφετέρου να υπάρχουν αξιόπιστοι τρόποι αποθήκευσης της ενέργειας ώστε η διείσδυση των ΑΠΕ να μεγιστοποιείται χωρίς να δημιουργείται πρόβλημα στο δίκτυο [7].

Η μη απορρόφηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όταν αυτές είναι διαθέσιμες οδηγεί σε περικοπές ενέργειας, οι οποίες είναι εξαιρετικά πιθανό να συμβούν σήμερα, όχι μόνο σε μεμονωμένους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, αλλά και σε τεράστιους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Λόγω των ορίων των σύγχρονων δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, η ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται από ΑΠΕ λαμβάνει άμεση προτεραιότητα, σε όσο το δυνατόν μεγαλύτερο βαθμό είναι εφικτό. Εξαιτίας της εξαιρετικά μεταβλητής φύσης της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, οι φορείς εκμετάλλευσης εφαρμόζουν τεχνολογικούς περιορισμούς για τη διατήρηση της ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που συχνά περιορίζει την ποσότητα της ενέργειας που απορροφάται από συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Μεγάλες

περικοπές ενέργειας μπορούν να οδηγήσουν σε οικονομικά πλήγματα της ενεργειακής αγοράς και της οικονομικής βιωσιμότητας επενδύσεων ΑΠΕ.

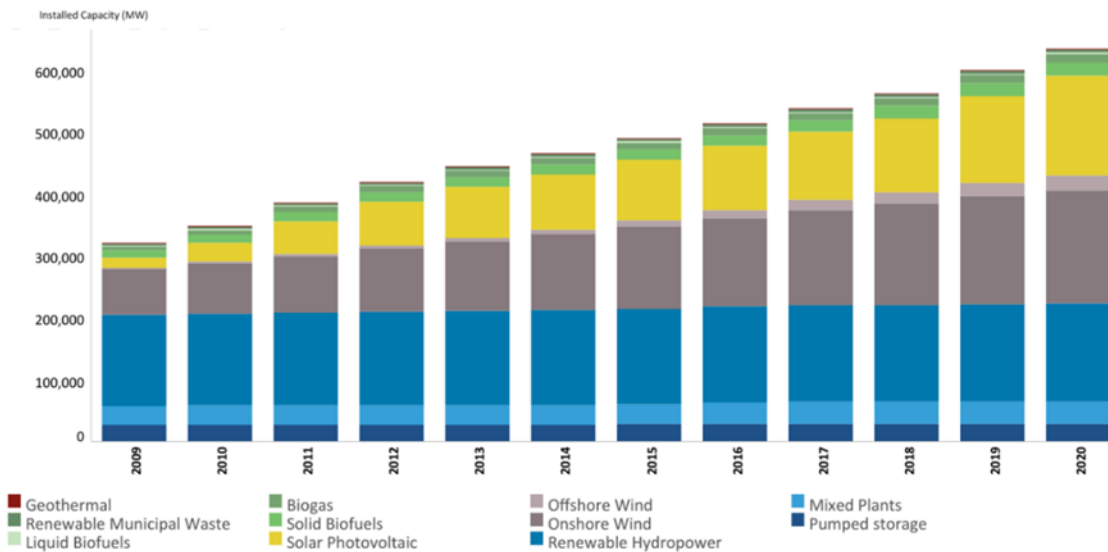
Στο κοντινό μέλλον προβλέπονται υψηλότερα ποσοστά περικοπών, δεδομένης της ταχείας αύξησης της διείσδυσης της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα σύμφωνα με τις παγκόσμιες και ευρωπαϊκές πολιτικές. Στο **Διάγραμμα 1.2** παρουσιάζεται το μίγμα της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το 1990-2018 καθώς και η εκτίμηση του έως το έτος 2050.



Διάγραμμα 1.2: Παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το 1990-2018 και πρόβλεψη έως το 2050 [8].

Όπως φαίνεται το 2018 περίπου το 16% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως προήλθε από μεταβλητές ΑΠΕ όπως είναι η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, δηλαδή περισσότερες από 3 τρισεκατομμύρια kWh. Ακόμα η εκτίμηση για το 2050 είναι ότι το ποσοστό των μεταβλητών ΑΠΕ θα ξεπερνάει το 35%, με την ετήσια παραγωγή να αγγίζει τις 17 τρισεκατομμύρια kWh.

Στο **Διάγραμμα 1.3** που ακολουθεί φαίνεται πως η εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στην Ευρώπη έχει αυξηθεί από 350 GW το 2010 σε πάνω από 600 GW το 2020.

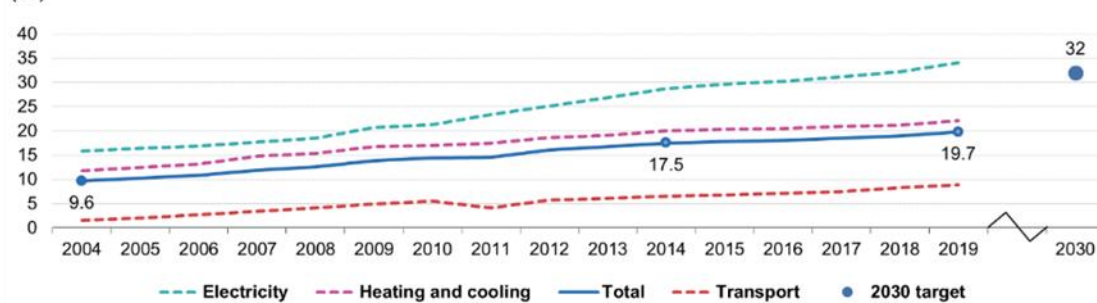


Διάγραμμα 1.3: Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στην Ευρώπη [9].

Παρατηρείται επίσης ότι το σημαντικότερο μέρος των ΑΠΕ που απαρτίζουν το ενεργειακό μίγμα ΑΠΕ της Ευρώπης 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. Συγκεκριμένα, η ισχύς της ηλιακής ενέργειας έχει υπερπενταπλασιαστεί ενώ της αιολικής έχει υπερδιπλασιαστεί σε διάστημα μια δεκαετίας.

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση ειδικά, η διείσδυση των ΑΠΕ παρουσιάζει μια ιδιαίτερα θετική πορεία. Στο **Διάγραμμα 1.4** παρουσιάζεται η διείσδυση των ΑΠΕ τόσο στην συνολική ενεργειακή κατανάλωση της ΕΕ όσο και σε στους επιμέρους τομείς ενέργειας.

Share of renewable energy in gross final energy consumption, by sector, EU, 2004-2019 (%)



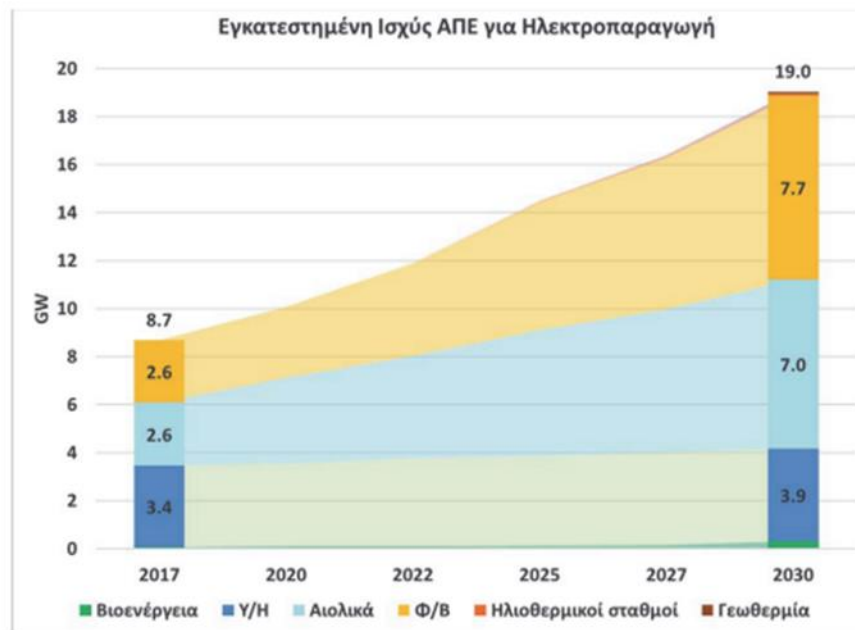
Source: Eurostat (online data code: sdg_07_40)

eurostat

Διάγραμμα 1.4: Μερίδιο ΑΠΕ στην ενεργειακή παραγωγή της Ευρωπαϊκής Ένωσης [10].

Όπως παρατηρείται το μερίδιο των ΑΠΕ στην συνολική ενεργειακή παραγωγή έχει αυξηθεί από 9,6% το 2004 σε 19,7% το 2019 με στόχο αυτό το ποσοστό να φτάσει το 32% το 2030.

Αντίστοιχα και η Ελλάδα σαν κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης έχει χαράξει εθνική ενεργειακή πολιτική η οποία έχει ως στόχο την κλιματική ουδετερότητα της χώρας έως το 2050. Συγκεκριμένα σύμφωνα με το Νόμο 4936/2022 - ΦΕΚ 105/Α/27-5-2022 «Εθνικός Κλιματικός Νόμος - Μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή, επείγουσες διατάξεις για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και την προστασία του περιβάλλοντος.» έχει τεθεί στόχος μείωσης των ανθρωπογενών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 55% έως το 2030 και 80% έως το 2040 σε σύγκριση με τα επίπεδα του έτους 1990. Επιπλέον, έχει τεθεί στόχος σταδιακής εξάλειψης όλων των ορυκτών καυσίμων και σταδιακής υποκατάστασης τους από ΑΠΕ και ειδικότερα υποκατάσταση του φυσικού αερίου από πράσινο υδρογόνο και βιομεθάνιο. Αναλυτικότερα δεδομένα όσον αφορά τους εθνικούς στόχους για τις ΑΠΕ παρουσιάζονται στην υπ' αριθμ. 4/23.12.2019 Απόφαση του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής (ΦΕΚ Β' 4893) με την οποία κυρώθηκε το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ). Συγκεκριμένα, το μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας θα πρέπει να ξεπερνάει το 35% ενώ το μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας θα πρέπει είναι τουλάχιστον 61% έως το 2030. Επιπλέον στο προαναφερθέν ΦΕΚ παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή όπως αυτή θα εξελιχθεί για την περίοδο 2017-2030 (**Διάγραμμα 1.5**).



Διάγραμμα 1.5: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στην Ελλάδα για την περίοδο 2017-2030 [ΦΕΚ Β' 4893].

Από το διάγραμμα παρατηρείται πως υπάρχει στόχος σχεδόν τριπλασιασμού της εγκατεστημένης ισχύος τόσο των αιολικών όσο και των φ/β συστημάτων της χώρας. Λαμβάνοντας υπόψη τα τεράστια ποσοστά διείσδυσης των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ διαφαίνεται η συνεχώς αυξανόμενη ανάγκη για έργα αποθήκευσης ενέργειας. Σύμφωνα με το ΦΕΚ Β'4893 το έτος 2030 η αντλησιοταμίευση και η αποθήκευση ενέργειας σε συσσωρευτές θα αποτελέσουν τις βασικές μεθόδους αποθήκευσης ενέργειας της χώρας με εγκατεστημένη ισχύ να αγγίζει περίπου τα 2,75 GW. Ωστόσο, αξίζει να επισημανθεί ότι μέχρι το έτος 2030 αναμένεται να λειτουργήσουν οι πρώτες μονάδες ηλεκτρόλυσης για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου με σκοπό την αποθήκευση ενέργειας.

Είναι πλέον δεδομένο ότι οδεύουμε σε ένα μέλλον όπου το ενεργειακό σύστημα θα εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από μη σταθερά συστήματα ΑΠΕ, γεγονός που θα δημιουργήσει προκλήσεις στη διαχείριση της ζήτησης και στη σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου. Η αυξανόμενη διασύνδεση μεταξύ περιφερειών ή ακόμα και κρατών, η δημιουργία έξυπνων δικτύων και η αποθήκευση ενέργειας θα αποτελέσουν κλειδιά για την αντιμετώπιση των προκλήσεων που προκύπτουν από την ενεργειακή μετάβαση των κρατών.

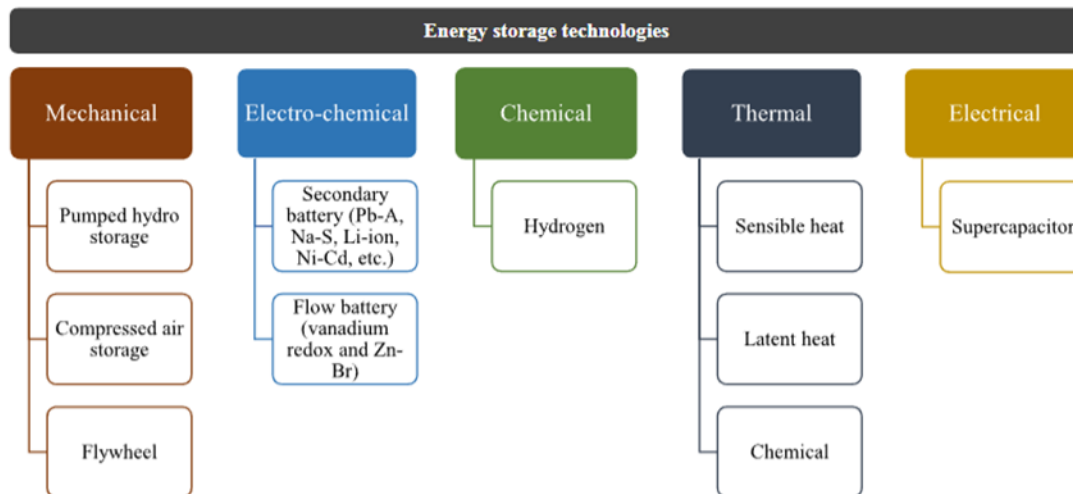
1.1.2 Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ενέργειας

Σε ένα ενεργειακό περιβάλλον όπου απαρτίζεται από μεγάλα ποσοστά απρόβλεπτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας η αποθήκευση ενέργειας είναι μείζονος σημασίας. Οι αναντιστοιχίες στην προσφορά και στην ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να καλυφθούν μέσω τεχνολογιών αποθήκευσης οι οποίες προσφέρουν την δυνατότητα ετεροχρονισμένης διανομής ενέργειας. Επιπλέον, η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας μειώνει σημαντικά τις περιεκτικές ανανεώσιμης ενέργειας η οποία θα έμενε αναξιοποίητη επιτρέποντας κατά αυτόν τον τρόπο υψηλότερα ποσοστά διείσδυσης των ΑΠΕ σε τοπικό και παγκόσμιο επίπεδο που σημαίνει ευνοϊκότερες συνθήκες για τους παραγωγούς ΑΠΕ. Παράλληλα, μπορεί να ενισχύσει την διεσπαρμένη παραγωγή και να διασφαλίσει ενεργειακή αυτονομία και ασφάλεια σε απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Ηλεκτρικά δίκτυα χωρίς μονάδες αποθήκευσης ενέργειας παραδοσιακά αποτελούνταν από υπερδιαστασιοποιημένες και ακριβές μονάδες παραγωγής ενέργειας που κατασκευάζονταν για να λειτουργούν σε σταθερή κατάσταση παραγωγής πολύ μεγαλύτερη από τη συνήθη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας βασικού φορτίου [11]. Μερικά ακόμα πλεονεκτήματα είναι η σταθεροποίηση του δικτύου μέσω μετατόπισης των φορτίων αιχμής, η εξομάλυνση διακυμάνσεων συχνότητας και τάσης και γενικότερα η πιο αξιόπιστη και ασφαλής λειτουργία του δικτύου [12], [13].

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 ή μακροπρόθεσμα και να ξαναμετατραπεί σε ηλεκτρική ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου. Οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας ή αλλιώς Energy Storage Systems (ESS) κατηγοριοποιούνται

ανάλογα με την μορφή της ενέργειας στην οποία αποθηκεύονται. Όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 1.1** υπάρχουν οι ακόλουθες μορφές αποθηκευμένης ενέργειας:

- Μηχανική Ενέργεια (αντλησιοταμίευση, 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, τεχνολογία superconducting magnetic energy storage-SMEs).
- Χημική Ενέργεια (αποθήκευση ενέργειας στην μορφή υδρογόνου ή συνθετικού φυσικού αερίου, ηλιακά καύσιμα).
- Θερμική Ενέργεια (αποθήκευση αισθητής/λανθάνουσας θερμότητας, θερμοχημική αποθήκευση ενέργειας) [14], [15].



Εικόνα 1.1: Κατηγοριοποίηση των ESS με βάση την μορφή της αποθηκευμένης ενέργειας [14].

Κάθε μονάδα αποθήκευσης ενέργειας διαθέτει τα δικά της χαρακτηριστικά και οι πιο σημαντικές διαφοροποιήσεις αφορούν το ενεργειακό περιεχόμενο, το χρόνο αποθήκευσης, το χρόνο εκφόρτισης και την ονομαστική ισχύς του συστήματος. Για να μεγιστοποιηθεί η αξιοπιστία και η αποδοτικότητα του συστήματος απαιτείται συνδυασμός ποικίλων τεχνικών διαχείρισης της ενέργειας. Συγκεκριμένα είναι απαραίτητο οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας συνδυαστικά να μπορούν να εξασφαλίσουν:

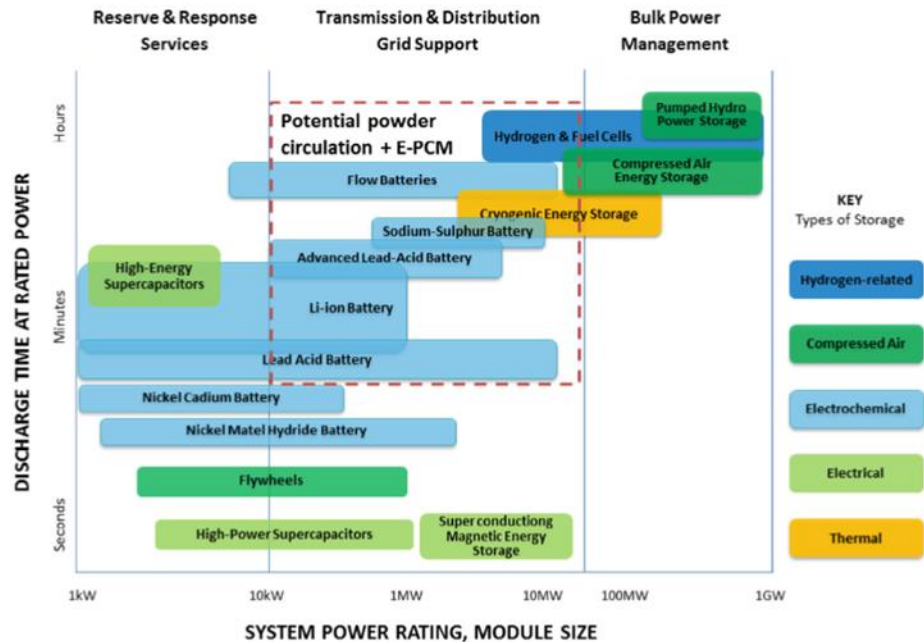
- Αδιάλειπτη και ποιοτική ισχύ: απαιτεί μονάδες με μικρούς χρόνους εκφόρτισης της τάξης των λίγων δευτερολέπτων με μερικών λεπτών.
- Μετατόπιση του φορτίου: αφορά μονάδες με χρόνους εκφόρτισης από μερικά λεπτά έως μερικές ώρες.
- Εφεδρική μονάδα μεγάλης ισχύος: αφορά μονάδες που μπορούν να διατηρήσουν την φόρτιση τους για μεγάλες χρονικές περιόδους και να προσφέρουν την ισχύ τους σε διάστημα μερικών ωρών [16], [17].

Προκειμένου να προσφέρεται συνεχής και αξιόπιστη ισχύς, η διαχείριση της ποιότητας ισχύος βασίζεται σε εξαιρετικά γρήγορους χρόνους απόκρισης. Οι μονάδες με τεχνολογία flywheel, οι πυκνωτές και τα SMEs είναι οι καλύτεροι υποψήφιοι για την εφαρμογή αυτή, λόγω των γρήγορων χρόνων απόκρισης και της ικανότητας τους για επαναλαμβανόμενη φόρτιση και εκφόρτιση, ενώ παράλληλα χαρακτηρίζονται από μεγάλη διάρκεια ζωής.

Για την μετατόπιση φορτίου, είναι απαραίτητο η ενέργεια που είναι διαθέσιμη όταν υπάρχει μικρότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (συνήθως ΑΠΕ) να αποθηκεύεται για περιόδους που η ζήτηση είναι υψηλότερη. Λόγω του χαμηλού κόστους και της υψηλής χωρητικότητάς της, η θερμική αποθήκευση ενέργειας είναι κατάλληλη για την αλλαγή φορτίου, ενώ συχνή είναι και η χρήση μπαταριών σε αυτή την εφαρμογή. Παρόλο που η ηλεκτρική απόδοση των μπαταριών είναι περίπου 90%, όταν αυτές συνδέονται σε μεταβαλλόμενες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας όπως αιολικά ή φωτοβολταϊκά, κινδυνεύουν να υποβαθμιστούν.

Μια εφεδρική μονάδα παροχής ενέργειας οφείλει να είναι έτοιμη να λειτουργήσει και να μπορεί να ενεργοποιηθεί σε περίπτωση που η κύρια πηγή ενέργειας αποτύχει ή καταστεί αναξιόπιστη. Τέτοια συστήματα αποθήκευσης ενέργειας πρέπει να είναι σε θέση να λειτουργούν συνεχώς επί ημέρες και να διατηρούν τη φόρτιση τους για παρατεταμένες χρονικές περιόδους. Η αντλησιοταμίευση (PHS) και η μονάδα αποθήκευσης σε μορφή πεπιεσμένου αέρα (CAES) είναι οι βασικές τεχνολογίες που έχουν καταδειχθεί σήμερα για την χρήση που προαναφέρθηκε, χάρη στην τεράστια χωρητικότητα και το σχετικά χαμηλό χρόνο αυτοεκφόρτισης τους. Η πρώτη χρησιμοποιείται αρκετά συχνά ωστόσο η χωρητικότητα της και το κόστος κατασκευής εξαρτάται σημαντικά από γεωγραφικούς και περιβαλλοντικούς παράγοντες. Η δεύτερη επίσης εξαρτάται από γεωγραφικούς και γεωλογικούς παράγοντες, ωστόσο απαιτεί και την χρήση ορυκτών καυσίμων για την λειτουργία του. Οι μελλοντικές τεχνολογίες που πιθανώς θα είναι αποδεκτές για παρόμοια εφαρμογή είναι οι κυψέλες καυσίμου και οι μπαταρίες υψηλής θερμοκρασίας όπως οι Na-S [18]–[20].

Στο **Διάγραμμα 1.6** 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.



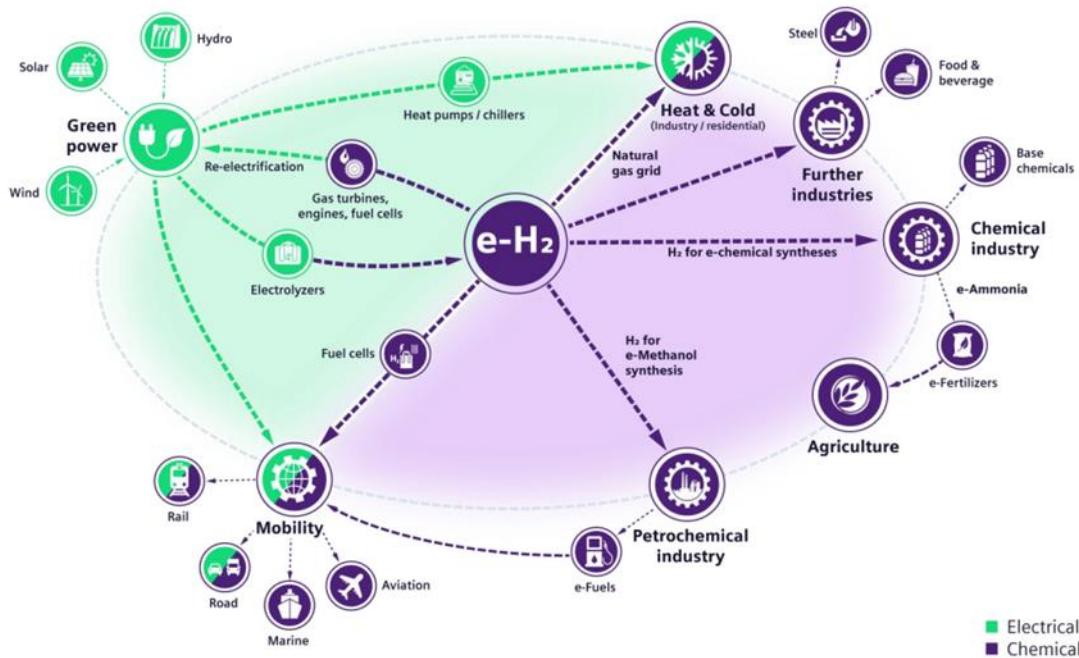
Διάγραμμα 1.6: Σύγκριση τεχνολογιών αποθήκευσης συναρτήσει της ονομαστικής ισχύς των μονάδων και του χρόνου εκφόρτισης τους [21].

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. Το αποθηκευμένο υδρογόνο έχει την δυνατότητα να διατηρεί το ενεργειακό του περιεχόμενο για αρκετούς μήνες, διαθέτει μεγάλο εύρος ισχύος έως και 50 MW και χρόνους εκφόρτισης που κυμαίνονται από μερικά λεπτά έως μερικές ώρες ανάλογα με το σύστημα που χρησιμοποιείται για να αποδώσει ξανά την αποθηκευμένη του ενέργεια (π.χ. αεριοστρόβιλοι, κυψέλες καυσίμου) [16], [20], [22], [23].

1.2 Τεχνολογία αποθήκευσης Power-to-H₂

Η τεχνολογία Power-to-H₂ αποτελεί μια μέθοδο αποθήκευσης χημικής ενέργειας. Συγκεκριμένα η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε έναν φορέα ενέργειας ο οποίος μπορεί να αποθηκευτεί με ευέλικτο χρονικό τρόπο και να αξιοποιηθεί ξανά ως καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, για θέρμανση, για τις μεταφορές και σαν πρώτη ύλη για την χημική βιομηχανία. Βασική διεργασία της συγκεκριμένης τεχνολογίας αποτελεί η παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης το οποίο είτε χρησιμοποιείται άμεσα, είτε αποθηκεύεται για μετέπειτα χρήση είτε μπορεί να μετατραπεί σε κάποιον άλλο ενεργειακό φορέα όπως είναι το μεθάνιο ή η αμμωνία. [24], [25]. Στην **Εικόνα 1.2** φαίνεται σχηματικά η διαδικασία παραγωγής υδρογόνου από ηλεκτρική ενέργεια. Παρακάτω αναλύεται

εκτενέστερα η διαδικασία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας υπό την μορφή υδρογόνου με στόχο την επαναχρησιμοποίηση της μεταγενέστερα.



Εικόνα 1.2: Σχηματική απεικόνιση της διεργασίας Power-to-H₂ [Siemens Energy]

1.2.1 Διαδικασία Ηλεκτρόλυσης (Power-to-H₂)

Οι ηλεκτρολύτες είναι απαραίτητοι ώστε η ηλεκτρική ενέργεια να μετατραπεί σε υδρογόνο. Η αλκαλική ηλεκτρόλυση (Alkaline Electrolysis-AEL), η ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (Proton Exchange Membrane-PEM), η ηλεκτρόλυση μεμβράνης ανταλλαγής ανιόντων (Anion Exchange Membrane- AEM), και η κυψέλη ηλεκτρόλυσης στερεού οξειδίου (Solid Oxide Electrolysis Cell-SOEC) είναι όλοι οι τύποι τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή αέριου υδρογόνου. Κάθε μία από αυτές τις τεχνολογίες έχει τα δικά της μοναδικά χαρακτηριστικά και πλεονεκτήματα. Μερικά από αυτά τα χαρακτηριστικά παρουσιάζονται παρακάτω [26]–[30].

- **Η αλκαλική ηλεκτρόλυση**, επίσης γνωστή ως υδατική αλκαλική ηλεκτρόλυση, χρησιμοποιεί ένα αλκαλικό διάλυμα ως ηλεκτρολύτη. Αυτός ο τύπος ηλεκτρόλυσης είναι σχετικά φθηνός και απλός, καθιστώντας τον κατάλληλο για την παραγωγή υδρογόνου μεγάλης κλίμακας. Παρόλο που, η αλκαλική ηλεκτρόλυση είναι λιγότερο αποδοτική και έχει χαμηλότερο ρυθμό παραγωγής υδρογόνου από άλλες τεχνολογίες είναι πιο ώριμη εμπορικά τεχνολογία ηλεκτρόλυσης.

- **Η ηλεκτρόλυση PEM** χρησιμοποιεί μια μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων ως ηλεκτρολύτη, η οποία επιτρέπει τη διέλευση πρωτονίων, ενώ εμποδίζει άλλα ιόντα. Αυτή η τεχνολογία είναι πιο αποδοτική και έχει υψηλότερο ρυθμό παραγωγής υδρογόνου από την αλκαλική ηλεκτρόλυση. Είναι επίσης λιγότερο ευαίσθητη στους ρύπους, καθιστώντας την κατάλληλη για χρήση με μη απιονισμένο νερό. Ανταποκρίνεται πολύ καλά στις μεταβολές φορτίου ενώ αποδίδει αέριο υδρογόνο υψηλής καθαρότητας. Ωστόσο, είναι πιο ακριβή και απαιτεί ακριβέστερο έλεγχο των συνθηκών λειτουργίας σε σχέση με την αλκαλική ηλεκτρόλυση. Η τεχνολογία βρίσκεται σε πρώιμη εμπορική φάση και εξελίσσεται συνεχώς.
- **Η ηλεκτρόλυση AEM** είναι μια αναπτυσσόμενη τεχνολογία παρόμοια με την αλκαλική ηλεκτρόλυση με κύριες διαφορές στα υλικά της μεμβράνης διαχωρισμού και του ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιείται. Αυτή η τεχνολογία παρουσιάζει μέτριους βαθμούς απόδοσης, υψηλή καθαρότητα υδρογόνου ωστόσο δεν διαθέτει σταθερότητα και αντοχή στην χρήση της.
- **Η ηλεκτρόλυση SOEC** χρησιμοποιεί έναν ηλεκτρολύτη στερεού οξειδίου, ο οποίος επιτρέπει τη διέλευση τόσο πρωτονίων όσο και ηλεκτρονίων. Αυτή η τεχνολογία έχει την υψηλότερη απόδοση και ρυθμό παραγωγής υδρογόνου από τις τρεις τεχνολογίες, είναι ανθεκτική στους ρύπους και έχει την δυνατότητα της συν-ηλεκτρόλυσης νερού και διοξειδίου του άνθρακα. Ωστόσο, είναι η πιο ακριβή και πολύπλοκη από τις τρεις τεχνολογίες και απαιτεί υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας, γεγονός που καθιστά πιο δύσκολο τον έλεγχο και τη συντήρησή της. Η τεχνολογία δεν έχει ακόμη εμπορευματοποιηθεί, αλλά συστήματα έχουν αναπτυχθεί και επιδειχθεί σε εργαστηριακή κλίμακα.

Η θεωρία της ηλεκτρόλυσης και οι διάφορες τεχνολογίες ηλεκτρολυτών παρουσιάζονται αναλυτικότερα σε επόμενο κεφάλαιο.

1.2.2 Διαδικασία Αποθήκευσης Υδρογόνου

Το υδρογόνο αφού παραχθεί μπορεί να αποθηκευτεί σε υπόγεια φυσικά ή ανθρωπογενή σπήλαια, να εγχυθεί άμεσα στο δίκτυο φυσικού αερίου σε συγκεκριμένες συγκεντρώσεις (π.χ. 0,2-10% vol) ή να αποθηκευτεί επίγεια με διάφορες μεθόδους. Το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί σε όλες τις μορφές του: ως αέριο, ως υγρό και ως στερεό [31].

- **Αποθήκευση σε αέρια μορφή:** Στη μέθοδο αυτή, το υδρογόνο αποθηκεύεται ως αέριο σε δεξαμενές υψηλής πίεσης. Αυτές οι δεξαμενές είναι συνήθως κατασκευασμένες από χάλυβα ή σύνθετα υλικά και μπορούν να συγκρατήσουν υδρογόνο σε πιέσεις 200-700 bar. Η αποθήκευση σε αέρια μορφή είναι κατάλληλη για εφαρμογές μικρής κλίμακας, όπως οχήματα με κυψέλες καυσίμου, αλλά δεν είναι τόσο αποτελεσματική όσο η αποθήκευση σε υγρή ή στερεή μορφή όσον

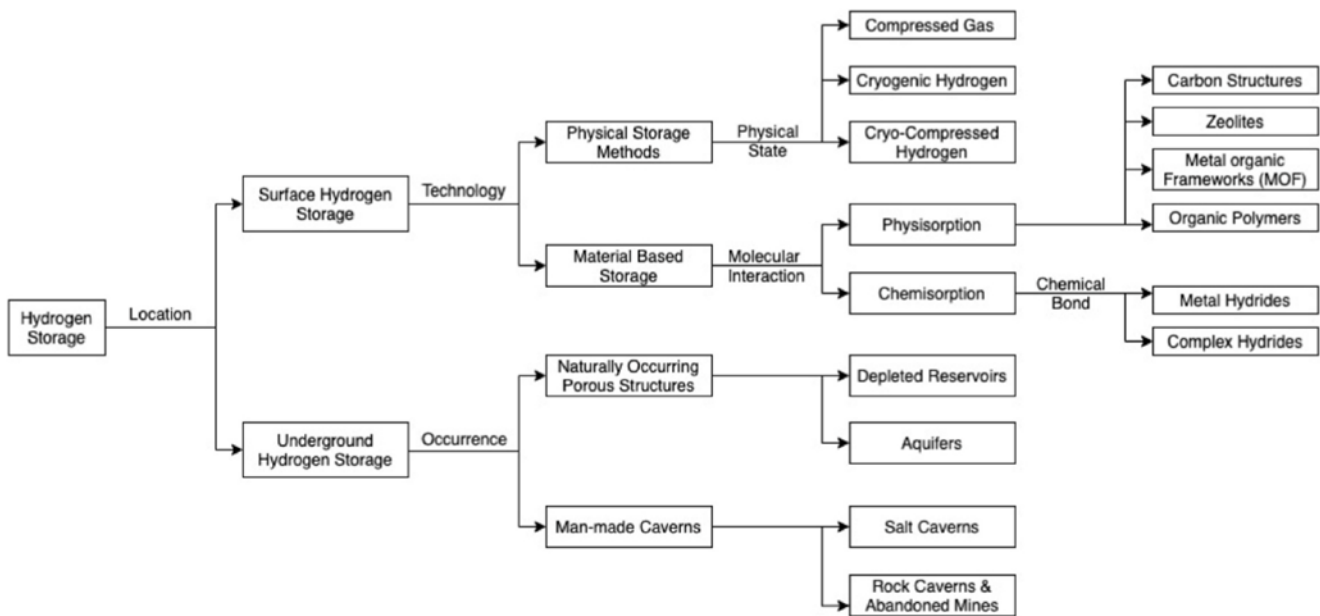
αφορά την ποσότητα υδρογόνου που μπορεί να αποθηκευτεί σε δεδομένο όγκο [32], [33].

- **Αποθήκευση σε υγρή μορφή:** Στη συγκεκριμένη μέθοδο, το υδρογόνο αποθηκεύεται είτε ως υγρό υδρογόνο σε κρυογονικές δεξαμενές, είτε ως υγρό υπό την μορφή κάποιας ουσίας. Για την πρώτη περίπτωση αποθήκευσης οι κρυογονικές δεξαμενές είναι συνήθως κατασκευασμένες από ανοξείδωτο χάλυβα και μονωμένες για να διατηρούν το υδρογόνο κρύο (-253°C). Σε υγρή μορφή το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί και μέσω των υγρών οργανικών φορέων υδρογόνου (Liquid Organic Hydrogen Carrier). Σε αυτή την περίπτωση το υδρογόνο αποθηκεύεται υπό τη μορφή μεθανόλης ή κ.α. οργανικών φορέων και είναι πιο εύκολη και αποδοτική η μεταφορά του. Αντίστοιχα μπορεί να αποθηκευτεί υπό τη μορφή αμμωνίας. Οι ουσίες αυτές μπορούν να επαναπροσδώσουν το υδρογόνο με σχετικά χαμηλές ενεργειακές καταναλώσεις. Το υγρό υδρογόνο έχει πολύ μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα από το αέριο υδρογόνο, επιτρέποντας την αποθήκευση μεγαλύτερης ποσότητας σε μικρότερο όγκο. Αυτό καθιστά την αποθήκευση σε υγρή μορφή κατάλληλη για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας [32], [33].
- **Στερεά αποθήκευση:** Στη στερεά αποθήκευση, το υδρογόνο αποθηκεύεται ως στερεό σε υδρίδια μετάλλων. Τα υδρίδια μετάλλων είναι υλικά που μπορούν να απορροφήσουν και να απελευθερώσουν υδρογόνο υπό ορισμένες συνθήκες. 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. Η στερεή αποθήκευση σε υδρίδια μετάλλων επιτρέπει υψηλή πυκνότητα αποθήκευσης υδρογόνου, καθιστώντας την ενδεχομένως χρήσιμη για εφαρμογές όπου ο χώρος είναι περιορισμένος, όπως σε φορητές κυψέλες καυσίμου. Αντίστοιχα στην στερεή αποθήκευση εμπίπτει και η χημειοαπορρόφηση όπου το υδρογόνο αποθηκεύεται στην επιφάνεια ενός στερεού υλικού, όπως ο άνθρακας, μέσω ενός χημικού δεσμού και η προσρόφηση όπου το υδρογόνο αποθηκεύεται στην επιφάνεια ενός πορώδους υλικού, όπως ένα σφουγγάρι. Όλες οι μέθοδοι στερεής αποθήκευσης απαιτούν ειδικές συνθήκες για την αποθήκευση και την απελευθέρωση του υδρογόνου [32], [34], [35].

Κάθε μία από αυτές τις μεθόδους αποθήκευσης έχει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Η αέρια αποθήκευση είναι σχετικά φθηνή και εύκολη στην εφαρμογή, αλλά δεν είναι τόσο αποτελεσματική όσο η υγρή ή η στερεή αποθήκευση. 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. Η υγρή αποθήκευση σε κρυογονικές δεξαμενές χαρακτηρίζεται από χαμηλή απόδοση αποθήκευσης καθώς κατά την διαδικασία της υγροποίησης καταναλώνεται περίπου το 30% του ενεργειακού περιεχομένου που

αποθηκεύεται. Η στερεή αποθήκευση έχει την υψηλότερη πυκνότητα υδρογόνου από τις τρεις μεθόδους, αλλά είναι μια σχετικά νέα τεχνολογία και βρίσκεται ακόμη υπό ανάπτυξη [32], [36], [37]. Πολλά υποσχόμενη είναι η αποθήκευση του υδρογόνου μέσω LOHC η οποία είναι από τις πιο αποδοτικές επιλογές στην περίπτωση αποθήκευσης και μεταφοράς του υδρογόνου. Η αέρια αποθήκευση του υδρογόνου συμφέρει περισσότερο στις περιπτώσεις όπου το υδρογόνο καταναλώνεται κοντά στην περιοχή παραγωγής του.

Στην **Εικόνα 1.3** που ακολουθεί παρουσιάζονται σχηματικά όλες οι δυνατές μέθοδοι αποθήκευσης υδρογόνου.



Εικόνα 1.3: Σχηματική απεικόνιση των διάφορων μεθόδων αποθήκευσης Υδρογόνου [31].

1.2.3 Παραγωγή Ενέργειας από Υδρογόνο

Η παραγωγή ενέργειας από υδρογόνο μπορεί να επιτευχθεί με τη χρήση τεχνολογιών κυψελών καυσίμου, μηχανών εσωτερικής καύσης και αεριοστρόβιλων. Κάθε μία από αυτές τις τεχνολογίες έχει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα.

- **Οι κινητήρες εσωτερικής καύσης** είναι ένας τύπος θερμικής μηχανής που μετατρέπει τη χημική ενέργεια ενός καυσίμου σε μηχανική ενέργεια. Αυτή η μηχανική ενέργεια χρησιμοποιείται για την κίνηση οχημάτων, γεννητριών και άλλων μηχανών. Τα τελευταία χρόνια έχουν γίνει τεράστια άλματα στην κατασκευή ασφαλών κινητήρων εσωτερικής καύσης υδρογόνου με την Ιαπωνία να πρωτοστατεί. Ένα πλεονέκτημα των συγκεκριμένων μηχανών είναι ότι η κατασκευή

τους είναι γενικά απλή και φθηνή ενώ η ευρεία χρήση τους τις καθιστά μια οικεία και αξιόπιστη τεχνολογία. Ωστόσο, δεν είναι πολύ αποδοτικοί, με τη μέγιστη θεωρητική απόδοση τους να προκύπτει περίπου 40-50% λόγω των περιορισμών του κύκλου Carnot και την πραγματική απόδοση να φτάνει 30-40% [38]–[40].

- **Οι αεριοστρόβιλοι** είναι ένας άλλος τύπος θερμικής μηχανής που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ενέργειας. Όπως και οι μηχανές εσωτερικής καύσης, οι αεριοστρόβιλοι μετατρέπουν τη θερμική ενέργεια ενός καυσίμου, συνήθως φυσικού αερίου, σε μηχανική ενέργεια και από εκεί αποκλειστικά σε ηλεκτρική ή συνδυασμό ηλεκτρικής και θερμικής. Υπάρχουν τεράστιες εξελίξεις στο τομέα καύσης υδρογόνου σε αεριοστρόβιλους. Εταιρείες όπως η Siemens, η General Electric και η Mitsubishi έχουν ήδη διαθέσει στην αγορά αεριοστρόβιλους έτοιμους να χρησιμοποιήσουν μίγμα φυσικού αερίου υδρογόνου έως και 60% vol H₂, ενώ στοχεύουν μέχρι το 2030 να έχουν έτοιμους αεριοστρόβιλους που θα λειτουργούν με 100% υδρογόνο ως καύσιμο. Η τεχνολογία των αεριοστρόβιλων επιτρέπει να λειτουργούν σε υψηλότερες θερμοκρασίες και πιέσεις από τις μηχανές εσωτερικής καύσης, γεγονός που αυξάνει την απόδοσή τους. Οι απλοί κύκλοι αεριοστρόβιλων έχουν μέγιστες θεωρητικές αποδόσεις περίπου 60-65% με τις πραγματικές τιμές να κυμαίνονται στις τιμές 20-40%. Στις περιπτώσεις κύκλου για συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, όπου γίνεται και ενεργειακή εκμετάλλευση των καυσαερίων ο συνολικός βαθμός απόδοσης φτάνει το 70-90%. Οι αεριοστρόβιλοι μπορεί να είναι πιο πολύπλοκοι και ακριβοί στην κατασκευή από τους κινητήρες εσωτερικής καύσης, αλλά είναι μια ευρέως διαδεδομένη τεχνολογία που παρουσιάζει υψηλούς βαθμούς απόδοσης [40].
- **Οι κυψέλες καυσίμου:** είναι ένας τύπος γεννήτριας ηλεκτρικής ενέργειας που μετατρέπει τη χημική ενέργεια ενός καυσίμου, όπως το υδρογόνο, σε ηλεκτρική ενέργεια. Σε αντίθεση με τις προηγούμενες τεχνολογίες, οι κυψέλες καυσίμου δεν παράγουν θερμότητα ως ενδιάμεσο στάδιο στη διαδικασία μετατροπής της ενέργειας. Αντιθέτως, μετατρέπουν απευθείας τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό επιτρέπει στις κυψέλες καυσίμου να έχουν θεωρητικές μέγιστες αποδόσεις άνω του 80%, οι οποίες υπερβαίνουν κατά πολύ τις μέγιστες αποδόσεις των μηχανών εσωτερικής καύσης και των αεριοστρόβιλων. Οι δύο πιο συνηθισμένοι τύποι κυψελών καυσίμου είναι οι κυψέλες καυσίμου στερεών οξειδίων (SOFC) και οι κυψέλες καυσίμου με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEM). Οι SOFC έχουν την υψηλότερη θεωρητική μέγιστη απόδοση άνω του 80%, αλλά είναι ιδιαίτερα κοστοβόρες και λειτουργούν σε υψηλές θερμοκρασίες, συνήθως μεταξύ 800-1000°C. Οι κυψέλες καυσίμου PEM λειτουργούν σε χαμηλότερες θερμοκρασίες, μεταξύ 40-80°C με βαθμούς απόδοσης 60-70%,

γεγονός που τις καθιστά καταλληλότερες για χρήση σε οχήματα και άλλες φορητές εφαρμογές[40].

Οι κυψέλες καυσίμου σε σύγκριση με τις άλλες τεχνολογίες έχουν υψηλότερες αποδόσεις, παράγουν χαμηλότερες εκπομπές και μπορούν να λειτουργούν αθόρυβα και καθαρά. Ωστόσο, είναι πιο πολύπλοκες και ακριβείς στην κατασκευή τους ενώ η τεχνολογία τους είναι ακόμη σχετικά νέα. Οι αεριοστρόβιλοι συνδυάζοντας την υψηλή απόδοση τους και την αξιοπιστία της τεχνολογίας τους αποτελούν ένα από τους πιο διαδεδομένους τρόπους εκμετάλλευσης της ενέργειας του υδρογόνου.

1.3 Εφαρμογές Power-to-H₂-to-Power στην Ευρώπη

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει μεγάλους στόχους για την παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Συγκεκριμένα έως το 2024 στόχος είναι να εγκατασταθούν 6 GW ηλεκτρολυτών που θα τροφοδοτούνται από συστήματα ΑΠΕ και θα παράγουν έως και 1 εκατομμύριο τόνους πράσινο υδρογόνο, ενώ έως το 2030 η εγκατεστημένη ισχύς των ηλεκτρολυτών να αυξηθεί σε 40 GW με παραγωγή 10 εκατομμύρια τόνους ανανεώσιμου υδρογόνου [41].

Ήδη τα τελευταία χρόνια στην Ευρώπη έχουν πραγματοποιηθεί εκατοντάδες έργα που αφορούν το υδρογόνο. Συγκεκριμένα ο χάρτης υποδομών υδρογόνου περιλαμβάνει [42]:

- 220 έργα υδρογόνου
- 120 έργα μεταφοράς και διανομής υδρογόνου
- 40 έργα αποθήκευσης υδρογόνου
- 10 έργα τερματικών σταθμών και λιμένων υδρογόνου
- 40 έργα ζήτησης και παραγωγής υδρογόνου

Στον Πίνακα 1.1 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα έργα που έχουν υλοποιηθεί ή είναι υπό κατασκευή στην Ευρωπαϊκή Ένωση από το 2000 και μετά, τα οποία αφορούν την παραγωγή υδρογόνου αποκλειστικά από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Πίνακας 1.1: Έργα Power-to-Green H₂ στην Ευρωπαϊκή Ένωση από το 2000 έως το 2022 [43].

Όνομασία Έργου	Χώρα	Έτος Λειτουργίας	Κατάσταση Έργου	Τύπος Ηλεκτρόλυσης	Είδος Ανανεώσιμης Ενέργειας	Όνομαστική Ισχύς-Παραγωγή Υδρογόνου		
						MWel	nm ³ H ₂ /h	kt H ₂ /y
Power to Green H2 Mallorca - Phase 1	Ισπανία	2021	Σε Λειτουργία	PEM	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	2,5	423,27	0,33
Power to Green H2 Mallorca (GREEN HYSLAND) - Phase 2	Ισπανία	2022	Υπό κατασκευή	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	7,5	1666,67	1,30
Leuchtturmprojekt Power-to-Gas	Γερμανία	2020	Σε Λειτουργία	PEM	Υδροηλεκτρική Ενέργεια	1,3	250,00	0,19

Baden-Württemberg								
eFarm (5 production sites in Norβηγίαth Frisia)	Γερμανία	2020	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	1,125	216,35	0,17
Wyhlen hydroelectric power plant	Γερμανία	2020	Σε Λειτουργία	ALK	Υδροηλεκτρική Ενέργεια	1	217,39	0,17
Windgas Haurup, 2nd phase	Γερμανία	2021	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	1	192,31	0,15
Vårgårda Bostäder housing complex	Σουηδία	2019	Σε Λειτουργία	ALK	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	0,276	60,00	0,05
Wind to gas Brunsbüttel	Γερμανία	2018	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	2,4	450,00	0,35
HyBALANCE	Δανία	2018	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	1,2	230,77	0,18
Windgas Haurup, 1st phase	Γερμανία	2018	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	0,225	43,27	0,03
WindGas Hamburg-Reitbrook	Γερμανία	2015	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	1,5	288,46	0,22
RH2 Grapzow, Mecklenburg Vorpommern	Γερμανία	2015	Σε Λειτουργία	ALK	Αιολικά Πάρκα (onshore)	1	200,00	0,16
Don Quichote	Βέλγιο	2015	Σε Λειτουργία	ALK	Αιολικά Πάρκα (onshore)	0,3	60,00	0,05
H2BER (Berlin airport)	Γερμανία	2014	Σε Λειτουργία	ALK	Αιολικά Πάρκα (onshore)	0,5	100,00	0,08
Uniper/E-ON WindGas Falkenhagen Hydrogen Pilot Project	Γερμανία	2013	Σε Λειτουργία	ALK	Αιολικά Πάρκα (onshore)	1	180,00	0,14
H2Move, Fraunhofer ISE	Γερμανία	2013	Σε Λειτουργία	PEM	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	0,04	7,69	0,01
Energiepark Mainz	Γερμανία	2014	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	6	1153,85	0,90
REMOTE - Agkistro (Greece)	Ελλάδα	2021	Σε Λειτουργία	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Υδροηλεκτρική Ενέργεια	0,025	5,56	0,00
Hyoffwind Zeebrugge, 1st phase	Βέλγιο	2022	Υπό κατασκευή	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Αιολικά Πάρκα (offshore)	1	222,22	0,17
Hystock (EnergyStock)	Ολλανδία	2019	Σε Λειτουργία	PEM	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	1	220,00	0,17
HAEOLUS	Νορβηγία	2022	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	2,5	500,00	0,39
H2RES - Orsted Αιολικά Πάρκα (offshore)	Δανία	2022	Υπό κατασκευή	ALK	Αιολικά Πάρκα (offshore)	2	434,78	0,34
SALCOS - WindH2	Γερμανία	2021	Σε Λειτουργία	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	2,5	450,00	0,35

PtG-Fehndorf	Γερμανία	2021	Υπό κατασκευή	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Αιολικά Πάρκα (onshore)	2	444,44	0,35
Alliander Oosterwolde - solar park of GroenLeven	Ολλανδία	2022	Σε λειτουργία	ALK	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	1,4	304,35	0,24
HRS CNH2 Puertollano	Ισπανία	2015	Σε λειτουργία	ALK	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	0,06	13,04	0,01
Duwaal	Ολλανδία	2021	Υπό κατασκευή	PEM	Αιολικά Πάρκα (onshore)	2	384,62	0,30
Hysolar Green on Road - Nieuwegein	Ολλανδία	2022	Υπό κατασκευή	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	2	444,44	0,35
H2 Green Steel (H2GS)	Σουηδία	2030	Υπό κατασκευή	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Υδροηλεκτρική Ενέργεια	800	177777,78	138,60
Steklarna Hrastnik glass manufacturing plant	Σλοβενία	2019	Σε λειτουργία	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	0,15	33,33	0,03
Hydrogen Mill	Ολλανδία	2022	Υπό κατασκευή	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Αιολικά Πάρκα (onshore)	2	444,44	0,35
SoHyCal	Ισπανία	2022	Υπό κατασκευή	PEM	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	7,5	1442,31	1,12
Sirea - Castres site	Γαλλία	2021	Σε λειτουργία	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Ηλιακή Ενέργεια (Φ/Β)	0,43	95,56	0,07
Lhyfe offshore electrolyser	Γαλλία	2022	Υπό κατασκευή	Άλλος τύπος ηλεκτρόλυσης	Αιολικά Πάρκα (offshore)	2	444,44	0,35
Lighthouse Project PtG Baden-Wuerttemberg	Γερμανία	2020	Σε λειτουργία	ALK	Υδροηλεκτρική Ενέργεια	1	217,39	0,17

Από το παραπάνω πίνακα παρατηρείται ότι:

- Η εγκατεστημένη ισχύς των ηλεκτρολυτών έχει αυξηθεί ραγδαία την τελευταία πενταετία.
- Τα περισσότερα έργα χρησιμοποιούν ενέργεια η οποία προέρχεται από αιολικά ή φωτοβολταϊκά πάρκα λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα τους
- Παρατηρείται ότι στα πιο πρόσφατα έργα χρησιμοποιούνται ολοένα και περισσότερο PEM ηλεκτρολύτες καθώς παρουσιάζουν καλύτερη συμπεριφορά στις μεταβολές φορτίου που προκαλείται από τις διακυμάνσεις της παραγωγής από ΑΠΕ και μεγαλύτερη καθαρότητα παραγόμενου H₂. Η αλκαλική ηλεκτρόλυση όμως εξακολουθεί να παραμένει μια αξιόπιστη και φθηνή τεχνολογία με ικανοποιητική διάρκεια ζωής που συνεχίζει να παρουσιάζει ευρεία χρήση έως και σήμερα.

1.4 Σκοπός Διπλωματικής Εργασίας

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετάται το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας Power-to-H₂-to-Power, το οποίο εμπίπτει στην κατηγορία της αποθήκευσης χημικής ενέργειας (Chemical Energy Storage). Λόγω της μεγάλης αποθηκευτικής ικανότητας, της υψηλής ογκομετρικής πυκνότητας αποθήκευσης, της εκτεταμένης διάρκειας αποθήκευσης, της ευελιξίας στην επιλογή του τόπου εγκατάστασης και της αποκεντρωμένης εφαρμογής, η τεχνολογία αυτή είναι κατάλληλη για μακροχρόνια αποθήκευση ενέργειας.

Λόγω της μεταβλητής φύσης τους, θα μελετηθούν τα σενάρια όπου αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα παράγουν την ενέργεια που θα χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή H₂, ενώ θα εξεταστεί και το ενδεχόμενο παραγωγής H₂ από ηλεκτρική ενέργεια του δικτύου. Για την παραγωγή H₂ θα χρησιμοποιηθεί μονάδα ηλεκτρόλυσης τύπου PEM, η οποία θεωρείται συμβατή με τις ΑΠΕ λόγω της γρήγορης εκκίνησης, της δυνατότητας λειτουργίας σε μεγάλο εύρος φορτίων, της υψηλής απόδοσης και της καθαρότητας του παραγόμενου υδρογόνου. Επιπλέον, θα χρησιμοποιηθούν δεξαμενές μεγέθους 70 m³ για την αποθήκευση του παραγόμενου υδρογόνου με τη μορφή συμπιεσμένου αερίου. Η καινοτομία της παρούσας εργασίας έγκειται στο συνδυασμό τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης υψηλών αποδόσεων με αναβαθμισμένες συμβατικές μονάδες ανοιχτού κύκλου αεριοστρόβιλου που έχουν την δυνατότητα καύσης υδρογόνου, για συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμικής ενέργειας στην μορφή ατμού. Δεν θα χρησιμοποιηθεί κυψέλη καυσίμου διότι μειώνει την απόδοση της μονάδας και αυξάνει το συνολικό κόστος της. Τέλος, αποφεύγοντας το κόστος μεταφοράς του υδρογόνου λόγω άμεσης χρήσης του στο χώρο παραγωγής ενέργειας καθίσταται ολόκληρη η μονάδα οικονομικά ελκυστική.

Αναλυτικότερα, χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα Aspen Plus, θα πραγματοποιηθεί προσαρμογή ήδη υπάρχοντος μοντέλου αεριοστρόβιλου της βιβλιογραφίας [44], [45] ώστε να γίνει θερμοδυναμική προσομοίωση για διάφορα σενάρια φορτίων λειτουργίας της μονάδας. Επίσης, θα μελετηθούν οι επιδράσεις των διαφόρων λειτουργικών καταστάσεων στη συμπαραγωγή και στη συνολική αποδοτικότητα της μονάδας. Προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι ανισοροπίες ζήτησης-προσφοράς που προκαλούνται από τη στοχαστική φύση των ΑΠΕ, θα εξεταστεί πως επηρεάζεται η διαστασιολόγηση του συστήματος ηλεκτρόλυσης για διάφορα ενδεχόμενα παροχής ενέργειας στον ηλεκτρολύτη και για διάφορα σενάρια καύσης μειγμάτων φυσικού αερίου-υδρογόνου έως και καθαρού υδρογόνου. Θα εξεταστεί επίσης η επίδραση της υποκατάστασης υδρογόνου στις εκπομπές CO₂ της μονάδας. Τέλος, για όλα τα σενάρια φορτίων λειτουργίας της μονάδας, μείγματος καυσίμου και παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στο ηλεκτρολυτικό σύστημα θα υπολογιστούν διάφορα οικονομοτεχνικά μεγέθη ώστε να διερευνηθεί κατά πόσο είναι δυνατό να γίνει διεύθυνση τέτοιων συστημάτων στο Ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα.

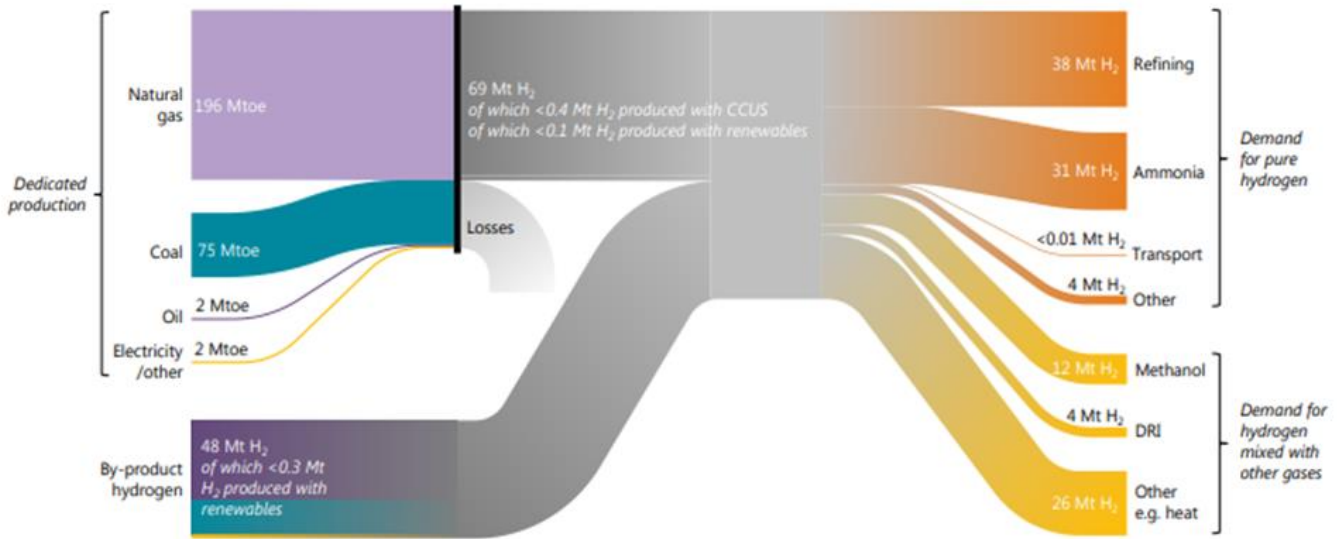
2. Θεωρητικό Μέρος

2.1 Το H₂ ως ενεργειακός και χημικός φορέας

Το υδρογόνο είναι το ελαφρύτερο και πιο άφθονο στοιχείο στο σύμπαν και συνήθως εμφανίζεται ως το διατομικό μόριο H₂. Είναι αέριο σε κανονική θερμοκρασία και πίεση κατά το πρότυπο του IUPAC και έχει πυκνότητα 0,08988 kg/Nm³ ενώ παράλληλα είναι άχρωμο και άοσμο. Είναι εξαιρετικά εύφλεκτο και παρουσιάζει ευρύ φάσμα ευφλεκτότητας όταν αναμιγνύεται με τον αέρα ή το οξυγόνο (4-75% vol και 4-95% vol αντίστοιχα). Είναι επίσης το απλούστερο στοιχείο του περιοδικού πίνακα, αποτελούμενο από ένα μόνο πρωτόνιο και ένα ηλεκτρόνιο, αλλά δεν εμφανίζεται στη Γη στην φυσική του μορφή και για να σχηματισθεί πρέπει να αποσπαστεί από άλλα μόρια.

Το υδρογόνο περιγράφεται συχνά ως "καθαρή" πηγή ενέργειας, επειδή, όταν καίγεται, παράγει μόνο νερό ως παραπροϊόν. Αυτό το καθιστά ελκυστική εναλλακτική λύση έναντι των ορυκτών καυσίμων (φυσικό αέριο, πετρέλαιο, κάρβουνο) τα οποία παράγουν επιβλαβή αέρια του θερμοκηπίου όταν καίγονται. Επιπλέον, το υδρογόνο έχει υψηλό ενεργειακό περιεχόμενο (κατά μάζα) και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε ποικίλες εφαρμογές, όπως ως καύσιμο για οχήματα, ως πρώτη ύλη χημικών προϊόντων και ως μέσο αποθήκευσης και μεταφοράς ενέργειας. Αυτή η ευελιξία το καθιστά μια πολλά υποσχόμενη επιλογή για μια ποικιλία βιομηχανιών. Τα τελευταία χρόνια τόσο σε ερευνητικό όσο και σε εμπορικό επίπεδο έχει αυξηθεί ραγδαία το ενδιαφέρον για τη χρήση του υδρογόνου ως μέσο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα με τον διεθνή οργανισμό IEA το 2019 το 84,5% του υδρογόνου που παράχθηκε παγκοσμίως προήλθε από ορυκτά καύσιμα, ενώ το 15% προήλθε σαν υποπροϊόν από την πετροχημική βιομηχανία. Ένα ελάχιστο ποσοστό της συνολικής παραγωγής υδρογόνου της τάξης του 1% προήλθε από μεθόδους με χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Από την άλλη η χρήση του υδρογόνου σήμερα για την παραγωγή ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας είναι σχετικά χαμηλή με την κύρια χρήση του να απαντάται στην πετροχημική βιομηχανία. Στην **Εικόνα 2.1** φαίνεται αναλυτικότερα σχηματικά πως είναι διανεμημένη η παραγωγή και η χρήση του υδρογόνου τα τελευταία χρόνια [46].



Εικόνα 2.1: Οι σημερινές αλυσίδες αξίας υδρογόνου σε παγκόσμιο επίπεδο [Πηγή: IEA 2019].

Το υδρογόνο ανάλογα με τον τρόπο που παράγεται κατηγοριοποιείται σε διάφορα χρώματα:

- «Πράσινο» Υδρογόνο: Υδρογόνο που παράγεται από την ηλεκτρόλυση νερού χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (μέθοδος σχεδόν μηδενικού αποτυπώματος αέριων ρύπων).
- «Μωβ» ή «Ροζ» Υδρογόνο: Υδρογόνο που παράγεται από την ηλεκτρόλυση του νερού χρησιμοποιώντας πυρηνική ενέργεια (μέθοδος σχεδόν μηδενικού αποτυπώματος αέριων ρύπων)
- «Κίτρινο» Υδρογόνο: Υδρογόνο που παράγεται από την ηλεκτρόλυση του νερού χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο (μέθοδος μέτριου αποτυπώματος αέριων ρύπων)
- «Μπλε» Υδρογόνο: Υδρογόνο που παράγεται από την αναμόρφωση φυσικού αερίου (Natural gas reforming) ή την αεριοποίηση του γαιάνθρακα (Coal gasification) συνδυασμένη με δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα (μέθοδος με σχετικά χαμηλό αποτύπωμα αέριων ρύπων)
- «Τουρκουάζ» Υδρογόνο: 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 αποτύπωμα αέριων ρύπων εξαρτάται από την μετέπειτα χρήση του άνθρακα).
- «Γκρι» Υδρογόνο: Υδρογόνο που παράγεται από την αναμόρφωση του φυσικού αερίου (μέθοδος με μέτριο αποτύπωμα αέριων ρύπων)
- «Καφέ» Υδρογόνο: Υδρογόνο που παράγεται από την αεριοποίηση του λιγνίτη (μέθοδος με υψηλό αποτύπωμα αέριων ρύπων)

- «Μαύρο» Υδρογόνο: Υδρογόνο που παράγεται από την αεριοποίηση του λιθάνθρακα (μέθοδος με υψηλό αποτύπωμα αέριων ρύπων).
- «Άσπρο» Υδρογόνο: Υδρογόνο που προκύπτει σαν παραπροϊόν από βιομηχανικές διεργασίες [47].

Υπάρχουν και άλλες μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου μέσω θερμοχημικής διάσπασης νερού, θερμοχημικής μετατροπής της βιομάζας, αεριοποίησης και αναμόρφωσης βιοκαυσίμων, φωτοηλεκτροχημικών και βιολογικών μεθόδων. Οι συγκεκριμένες μέθοδοι δεν χρησιμοποιούνται ευρέως καθώς παρουσιάζουν χαμηλές αποδόσεις, είναι κατά κύριο λόγο ακριβότερες και ορισμένες βρίσκονται ακόμα σε πειραματικό στάδιο [48]. Τα πιο ευρέως διαδεδομένα «είδη» υδρογόνου σήμερα είναι το «γκρι» και το «μαύρο» υδρογόνο με τιμές 1-2 €/kg , ακολουθεί το «μπλε» με τιμή 1-3 €/kg και «πράσινο» με τιμή 2,5-8 €/kg [47].

Το υδρογόνο παρουσιάζει τεράστιο ενδιαφέρον ως ενεργειακός φορέας διότι μπορεί να καεί με παρόμοιο τρόπο με το φυσικό αέριο σε μονάδες υψηλών αποδόσεων (αεριοστρόβιλους) και να αναμιχθεί μαζί του σε όλες τις αναλογίες. Διαθέτει ανώτερη θερμογόνο δύναμη ανά μονάδα βάρους 141,6 MJ/kg περίπου τρεις φορές μεγαλύτερη από αυτή την βενζίνης και του φυσικού αερίου. Επίσης για την παραγωγή υδρογόνου χρησιμοποιείται νερό, το οποίο είναι άφθονο στη φύση, ενώ το βασικό υποπροϊόν της καύσης του με το οξυγόνο είναι το νερό το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί εκ νέου ως πρώτη ύλη για την παραγωγή του. Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο μπορεί να αποθηκευτεί και να μεταφερθεί με πάρα πολλούς τρόπους και με τις κατάλληλες υποδομές μπορεί να μετατραπεί σε ανταγωνιστικό καύσιμο. Το βασικότερο αρνητικό του υδρογόνου ως ενεργειακού φορέα είναι η χαμηλή ογκομετρική πυκνότητα ενέργειας. Το υδρογόνο έχει πολύ χαμηλή πυκνότητα όταν βρίσκεται στην αέρια μορφή του γεγονός που καθιστά πιο ακριβή τη μεταφορά του, καθώς απαιτεί υψηλότερη πίεση αποθήκευσης και περισσότερο χώρο για να συγκρατήσει μια δεδομένη ποσότητα ενέργειας [49].

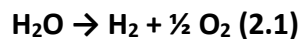
Στον **Πίνακα 2.1** που ακολουθεί παρουσιάζονται βασικές ιδιότητες του υδρογόνου που θα χρησιμοποιηθούν για την ανάλυση του μοντέλου της παρούσας διπλωματικής.

Πίνακας 2.1: Ιδιότητες Υδρογόνου [50].

Σημείο Τήξεως (°C)	-259,16
Σημείο Βρασμού (°C)	-252,88
Πυκνότητα σε STP (kg/m ³)	0,0899
Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη (HHV) (MJ/kg)	141,6
Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη (LHV) (MJ/kg)	120
Βαρυμετρική (ειδική) ενεργειακή πυκνότητα (MJ/kg)	141,6
Ογκομετρική πυκνότητα ενέργειας σε STP (LHV) (MJ/L)	0,0107

2.2 Εισαγωγή στην Ηλεκτρόλυση

Η ηλεκτρόλυση του νερού είναι μια διαδικασία που περιλαμβάνει τη χρήση ηλεκτρισμού για τη διάσπαση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο. Για την εκτέλεση αυτής της διαδικασίας χρησιμοποιείται ένα ηλεκτρολυτικό στοιχείο, το οποίο κατά κύριο λόγο αποτελείται από τέσσερα βασικά επιμέρους τμήματα: μια εξωτερική πηγή ενέργειας, έναν ηλεκτρολύτη με ηλεκτρόδια ανόδου και καθόδου, μια μεμβράνη διαχωρισμού και έναν τύπο ηλεκτρολύτη που εξαρτάται από την τεχνολογία που χρησιμοποιείται. Η γενική χημική εξίσωση που περιγράφει την αντίδραση δίνεται παρακάτω:



Κατά τη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης, στα ηλεκτρόδια λαμβάνουν χώρα αντιδράσεις οξειδοαναγωγής, κατά τις οποίες τα μόρια κερδίζουν ή χάνουν ηλεκτρόνια και μετατρέπονται σε φορτισμένα ιόντα που διέρχονται από τον ηλεκτρολύτη ή αντίστροφα τα ιόντα κερδίζουν ή χάνουν ηλεκτρόνια μετατρέπονται σε ουδέτερα μόρια και απομακρύνονται από τον ηλεκτρολύτη. Η ενέργεια για αυτές τις αντιδράσεις παρέχεται από την εξωτερική πηγή ενέργειας με τη μορφή συνεχούς ρεύματος.

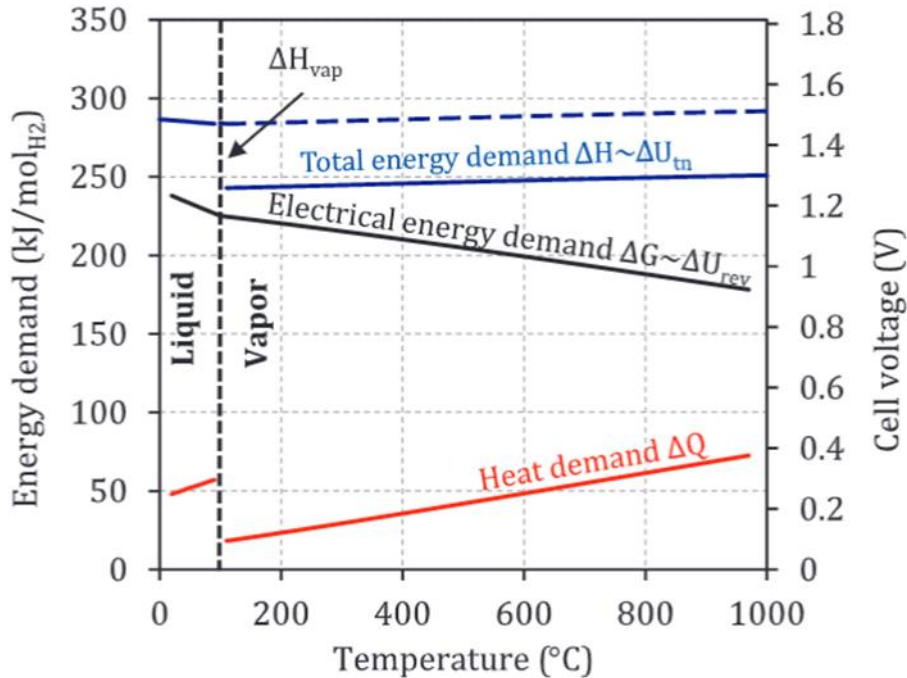
2.2.1 Θερμοδυναμική της Ηλεκτρόλυσης

Η ενθαλπία αντίδρασης για να πραγματοποιηθεί η διάσπαση του νερού σε ένα ηλεκτρολυτικό κελί είναι η συνολική ενέργεια που απαιτείται για να πραγματοποιηθεί η αντίδραση και μπορεί να γραφεί από την παρακάτω εξίσωση:

$$\Delta H = \Delta G + \Delta Q \quad (2.2)$$

Η ενθαλπία αντίδρασης μπορεί να επιτευχθεί με προσφορά θερμότητας ΔQ και με μεταβολή στην ελεύθερη ενέργεια Gibbs μέσω ηλεκτρισμού. Όπως φαίνεται στο **Διάγραμμα 2.1** η συνολική ενθαλπία αντίδρασης (ΔH) μεταβάλλεται ελάχιστα με την θερμοκρασία, ωστόσο το ποσό της πιθανής θερμότητας ($\Delta Q = T \cdot \Delta S$) αυξάνεται με τη

θερμοκρασία, μειώνοντας την ελάχιστη ηλεκτρική απαίτηση ΔG . Εκτός από τη βελτιωμένη κινητική, η πιθανή αξιοποίηση της θερμότητας των εσωτερικών απωλειών είναι ένα σημαντικό πλεονέκτημα της ηλεκτρόλυσης υψηλών θερμοκρασιών που λειτουργεί στους 700-900 °C. Επίσης το γεγονός ότι το κόστος της θερμότητας είναι σημαντικά χαμηλότερο από αυτό του ηλεκτρισμού, σημαίνει ότι η ηλεκτρόλυση σε υψηλές θερμοκρασίες είναι πιο επιθυμητή, ιδιαίτερα όταν υπάρχει διαθέσιμη μια πηγή θερμότητας (όπως από πυρηνική ενέργεια, θερμά καυσαέρια από βιομηχανία κ.α.) [51].



Διάγραμμα 2.1 : Μεταβολή του απαιτούμενου ηλεκτρισμού και θερμότητας για ηλεκτρόλυσής ως συνάρτηση της θερμοκρασίας λειτουργίας του ηλεκτρολυτικού κελιού [51].

Η θεωρητικά ελάχιστη ηλεκτρική ενέργεια που πρέπει να προσδοθεί προκειμένου να λάβει χώρα η αντίδραση αντιστοιχεί σε ηλεκτρικό δυναμικό κελιού προσδιοριζόμενο από την εξίσωση :

$$U_{rev} = -\frac{\Delta G_{cell}}{zF} \quad (2.3)$$

όπου $z=2$ το πλήθος των ηλεκτρονίων που συναλλάσσονται και $F=96485$ C/mol η σταθερά του Faraday. Αυτή είναι η ελάχιστη τάση τροφοδοσίας που οριακά απαιτείται ώστε να αρχίσει να γίνεται η ηλεκτρόλυση (με μηδενικό ρυθμό) και το δυναμικό αυτό ονομάζεται αντιστρεπτό, θερμοδυναμικό ή δυναμικό ισορροπίας (το πρόσημο είναι αρνητικό καθώς αντιστοιχεί σε καταναλισκόμενη ενέργεια). Το U_{rev} μειώνεται με την αύξηση της

θερμοκρασίας και κυμαίνεται σε ένα εύρος 1,25-0,91 V στο θερμοκρασιακό εύρος 0-1000 °C όπως φαίνεται στο **Διάγραμμα 2.1**.

Αντίστοιχα ορίζεται η θερμικά ουδέτερη τάση της κυψέλης που δίνει την ελάχιστη τάση που απαιτείται για τη διεξαγωγή ηλεκτρόλυσης σε μια ιδανική κυψέλη που δεν συναλλάσει θερμότητα με το περιβάλλον.

$$U_{tn} = -\frac{\Delta H_{cell}}{zF} \quad (2.4)$$

Όμως στην περίπτωση ηλεκτρόλυσης σε υψηλές θερμοκρασίες, το νερό παρέχεται ως ατμός, πράγμα που σημαίνει ότι έπρεπε να εξατμιστεί εξωτερικά. Αυτό σημαίνει ότι η συνολική ενεργειακή ζήτηση της ηλεκτρόλυσης (συμπεριλαμβανομένης της θερμότητας) παρέχεται ηλεκτρικά. Η θερμοουδέτερη τάση του κελιού είναι περίπου 1,47-1,48 V (284-286 kJ/mol H₂) τροφοδοτώντας υγρό νερού κάτω από 100 °C, ενώ μειώνεται σε 1,26-1,29 V (243-249 kJ/mol H₂) στην περιοχή θερμοκρασιών 100-1000 °C εάν τροφοδοτείται ατμός. Αυτό σημαίνει ότι η ελάχιστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της ηλεκτρόλυσης με ατμό σε σύγκριση με την ηλεκτρόλυση υγρού νερού είναι μειωμένη κατά τη θερμότητα εξάτμισης του νερού 41 kJ/mol σε πίεση περιβάλλοντος. Η συνολική κατανάλωση ενέργειας συμπεριλαμβανομένης της εξάτμισης του νερού είναι σχεδόν σταθερή από τους 0 έως τους 1000 °C. Ωστόσο, η ηλεκτρόλυση με ατμό προσφέρει τη δυνατότητα αντικατάστασης υψηλής αξίας ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης των 0,5 kWh/Nm³ (41 kJ/mol) υδρογόνου με θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας για εξάτμιση του νερού. Επίσης, σε έναν πραγματικό ηλεκτρολύτη η τάση της κυψέλης για τη θερμο-ουδέτερη λειτουργία είναι ελαφρώς υψηλότερη από την U_{tn} λόγω απωλειών θερμότητας (μη αδιαβατική λειτουργία) και θερμοδυναμικές μη αντιστρεπτότητες [51].

Η θερμικά ουδέτερη τάση αντιπροσωπεύει τον τυπικό τρόπο λειτουργίας του ηλεκτρολύτη υψηλής θερμοκρασίας (SOEC). Η κυψέλη σε αυτή την περίπτωση λειτουργεί σε σταθερή θερμοκρασία, καθώς η εσωτερική παραγωγή θερμότητας από τις μη αντιστρεπτότητες εξισορροπείται με την κατανάλωση θερμότητας από την αντίδραση της ηλεκτρόλυσης. Ωστόσο, οι ηλεκτρολύτες χαμηλής θερμοκρασίας (AEL, PEMEL) λειτουργούν πάνω από τη θερμική ουδέτερη τάση λόγω υψηλών εσωτερικών απωλειών ή υπερτάσεων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τα συγκεκριμένα ηλεκτρολυτικά κελιά να θερμαίνονται και να απαιτούν εξωτερική ψύξη. Η τάση των συγκεκριμένων κελιών τελικά μπορεί να εκφραστεί ως το άθροισμα της αντιστρεπτής τάσης κυψέλης U_{rev}, των υπερτάσεων που προκαλούνται από την ωμική αντίσταση U_{ohm}, των υπερτάσεων ενεργοποίησης U_{act} (λόγω περιορισμών στην κινητική των ηλεκτροδίων) και των υπερτάσεων συγκέντρωσης U_{con} (λόγω περιορισμών στη μεταφορά μάζας).

$$U = U_{rev} + U_{ohm} + U_{act} + U_{con} \quad (2.5)$$

Η τάση που θα επιλεγεί για τη λειτουργία των κελιών καθορίζεται από τεχνοοικονομικούς παράγοντες και ανά περίπτωση. Σε περίπτωση που είναι διαθέσιμη πηγή θερμότητας, συνίσταται η λειτουργία σε χαμηλότερες της θερμοουδέτερης τάσεις. Αντίθετα, σε περιπτώσεις εκτεταμένης διαθέσιμης ηλεκτρικής ενέργειας για ένα χρονικό διάστημα (όπως από ανεμογεννήτριες σε περιόδους υψηλών ταχυτήτων ανέμου και χαμηλής ζήτησης) συμφέρει η λειτουργία σε υψηλότερες τάσεις. Ουσιαστικά, υψηλότερες τάσεις αντιστοιχούν σε υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος, άρα και ρυθμούς παραγωγής όμως αυτό συνεπάγεται υψηλότερες απώλειες. Γενικά πάντως, ο σχεδιασμός των κελιών θα πρέπει να στοχεύει σε λειτουργία επί θερμοουδέτερης τάσης, ώστε να μην τίθενται θέματα διαχείρισης της θερμότητας [50], [51].

Ένα βασικό μέγεθος που χαρακτηρίζει έναν ηλεκτρολύτη και το οποίο θα χρησιμοποιηθεί για τους υπολογισμούς στα επόμενα κεφάλαια είναι ο βαθμός απόδοσης του ηλεκτρολυτικού κελιού και κατ' επέκταση του ηλεκτρολύτη. Αυτός ορίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\eta_{electrolyzer} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot LHV_{H_2}}{E_{stack}} \quad (2.6)$$

Όπου \dot{m}_{H_2} : η ποσότητα του υδρογόνου που παράγεται κατά την ηλεκτρόλυση σε kg/s

LHV_{H_2} : η κατώτερα θερμογόνος δύναμη του υδρογόνου που ισούται με 120MJ/kg

E_{stack} : η απαιτούμενη ενέργεια από τον ηλεκτρολύτη σε MW

Αντίστοιχα ορίζεται ο βαθμός απόδοσης του ηλεκτρολυτικού κελιού με βάση την ανωτέρα θερμογόνο δύναμη (HHV):

$$\eta_{electrolyzer} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot HHV_{H_2}}{E_{stack}} \quad (2.7)$$

Όπου HHV_{H_2} : η ανωτέρα θερμογόνος δύναμη του υδρογόνου που ισούται με 141,6 MJ/kg

Ο βαθμός απόδοσης της ηλεκτρόλυσης για το συνολικό σύστημα συμπεριλαμβανομένων των ενεργειακών καταναλώσεων από βοηθητικά μηχανήματα όπως αντλίες, εναλλάκτες μπορεί να ορισθεί προσθέτοντας στον παρονομαστή όλες τις ενεργειακές καταναλώσεις. Σε αυτή την περίπτωση ο παρονομαστής του βαθμού απόδοσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος αντικαθίσταται με P_{el} του συστήματος.

2.3 Τεχνολογίες Ηλεκτρόλυσης

Οι τεχνολογίες ηλεκτρόλυσης μπορούν να χωριστούν σε δύο βασικές κατηγορίες ανάλογα με τη θερμοκρασία λειτουργίας, σε χαμηλών και υψηλών θερμοκρασιών. Η πρώτη αποτελείται από δυο επιμέρους κατηγορίες την αλκαλική ηλεκτρόλυση (Alkaline) και την

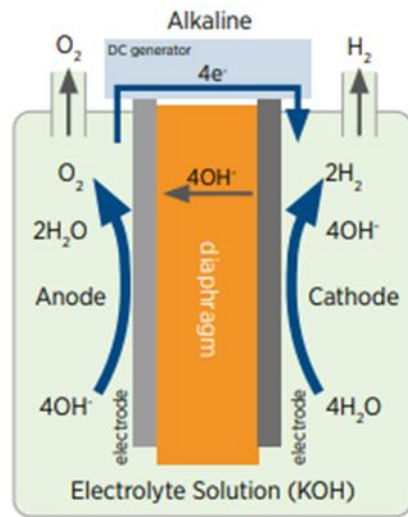
ηλεκτρόλυση πολυμερούς μεμβράνης (Proton Exchange Membrane). Παρόλο που η ηλεκτρόλυση χαμηλών θερμοκρασιών είναι ώριμη τεχνολογία με την αλκαλική ηλεκτρόλυση να είναι η πιο ώριμη και διαδεδομένη χαρακτηρίζεται από υψηλή ενεργειακή κατανάλωση που υποβαθμίζει την ανταγωνιστικότητα της. Η ηλεκτρόλυση των υψηλών θερμοκρασιών (Solid Oxide Electrolysis) αντίθετα παρουσιάζει καλύτερες προοπτικές, κυρίως λόγω των χαμηλών υπερτάσεων ενεργοποίησης και των μειωμένων αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτούνται, ωστόσο δεν έχει εμπορευματοποιηθεί ακόμα και είναι σε στάδιο εξέλιξης. Υπάρχει ακόμα μία μέθοδος ηλεκτρόλυσης χαμηλών θερμοκρασιών η ηλεκτρόλυση μεταφοράς ανιόντων (Anion Exchange Membrane) η οποία είναι ακόμα σε πολύ πειραματικό στάδιο και η οποία δεν θα αναλυθεί στην παρούσα διπλωματική [52].

2.3.1 Αλκαλική Ηλεκτρόλυση

Ένα αλκαλικό ηλεκτρολυτικό κελί αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια την κάθοδο και την άνοδο, τα οποία είναι βυθισμένα σε υγρό ηλεκτρολύτη (βασικό διάλυμα) και διαχωρίζονται από ένα διάφραγμα. Ο ηλεκτρολύτης είναι μια ισχυρή βάση προερχόμενη από αλκάλια, όπως το υδροξείδιο του νατρίου ή το υδροξείδιο του καλίου συγκέντρωσης 25-30%. 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. Τα ηλεκτρόδια είναι συνδεδεμένα εξωτερικά του διαλύματος με μια πηγή τάσης συνεχούς ρεύματος.

Το πορώδες διάφραγμα που διαχωρίζει τα ηλεκτρόδια επιτρέπει μόνο την διέλευση των ιόντων (ανιόντα υδροξειδίου) ενώ παράλληλα διαχωρίζει το υδρογόνο και το οξυγόνο που παράγονται σαν φυσαλίδες την κάθοδο και την άνοδο αντίστοιχα. Οφείλει να διαθέτει χαμηλή διαπερατότητα από αέρια, χαμηλή ιονική αντίσταση και υψηλή ηλεκτρονιακή αντίσταση. Για αυτό τον λόγο είναι κατασκευασμένο από πολυμερή υλικά, τα οποία συνήθως βασίζονται στο υπερφθοροσουλφονικό οξύ, σε αρυλ-αιθέρες και στο πολυτετραφθοροαιθυλένιο.

Η θερμοκρασία λειτουργίας του αλκαλικού κελιού κυμαίνεται μεταξύ 70 °C με 90 °C ενώ η πίεση λειτουργίας είναι μεταξύ 1 bar και 30 bar. Η ποιότητα των αερίων προϊόντων κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 99,5-99,9% για το H₂ και 99-99,8% για το O₂, η οποία μπορεί να αυξηθεί σε επίπεδα άνω του 99,999% με καταλυτικό καθαρισμό του αερίου (αποοξειδωτής). Επίσης, οι πυκνότητες ρεύματος κυμαίνονται μεταξύ 0,2-0,4 A/cm² [50], [51].



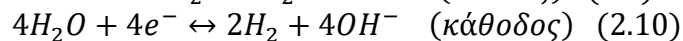
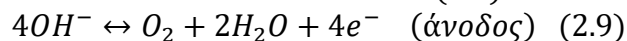
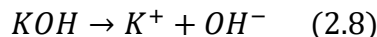
Εικόνα 2.2: Σχηματική Αναπαράσταση Αλκαλικού Ηλεκτρολυτικού Κελιού [52].

Τα ηλεκτρόδια θα πρέπει να διαθέτουν καλή αντοχή στη διάβρωση, υψηλή ηλεκτρική αγωγιμότητα και ικανότητα κατάλυσης άλλα να είναι παράλληλα και φθηνά. Το ανοξειδωτο ασάλι και ο μόλυβδος αποτελούν τέτοιου είδους υλικά ωστόσο δεν μπορούν να ανταποκριθούν σε έντονα αλκαλικό περιβάλλον. Υλικά όπως το ρουθίνιο και το ιρίδιο (και τα οξειδία τους) ανταποκρίνονται στις παραπάνω απαιτήσεις ωστόσο έχουν υψηλό κόστος. Το συνηθέστερο υλικό που χρησιμοποιείται για την κάθοδο είναι το νικέλιο ή ασάλι επιστρωμένο με νικέλιο, ενώ μπορεί να χρησιμοποιηθεί και πλατίνα ως πρόσμιξη. Αντίστοιχα για την άνοδο χρησιμοποιούνται οξειδία του νικελίου, ή οξειδία νικελίου-κοβαλτίου, υποστηριζόμενα συνήθως σε τιτάνιο [50], [53].

Αναλυτικότερα οι αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα στο αλκαλικό ηλεκτρολυτικό κελί είναι οι εξής:

- διάσπαση ηλεκτρολύτη, σε κατιόντα καλίου και ανιόντα υδροξειδίου
- οξείδωση των ανιόντων υδροξειδίου στην άνοδο
- αναγωγή του νερού στη κάθοδο

Οι αντίστοιχες εξισώσεις είναι οι εξής (χρησιμοποιήθηκε KOH ως ο πιο χαρακτηριστικός βασικός ηλεκτρολύτης):



Αρχικά το υδροξείδιο του καλίου δίστανται πλήρως σε ανιόντα υδροξειδίου και κατιόντα καλίου. Στη συνέχεια τα υδροξείδια που προκύπτουν τα οποία είναι πολύ περισσότερα από

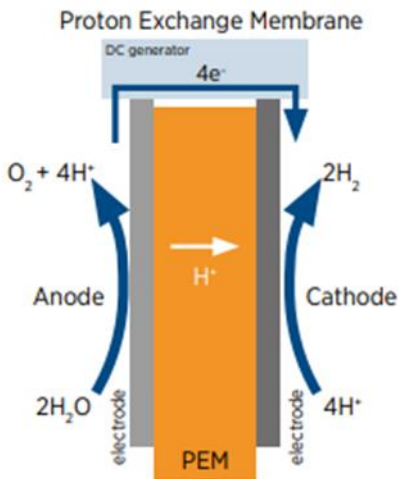
αυτά που προκύπτουν από τον αυτοϊονισμό του νερού, λόγω της ισχυρής βάσης και της μεγάλης συγκέντρωσης, έλκονται από την θετικά φορτισμένη άνοδο. Φτάνοντας στην άνοδο μέσω του περατού διαφράγματος οξειδώνονται προς αέριο οξυγόνο, νερό και ηλεκτρόνια, τα οποία περνούν μέσω του εξωτερικού κυκλώματος στην κάθοδο όπου ανάγουν το νερό προς αέριο υδρογόνο και νέα ανιόντα υδροξειδίου [50], [52].

2.3.2 PEM Ηλεκτρόλυση

Η ηλεκτρόλυση τύπου PEM αποτελεί μια διαφορετική και νεότερη τεχνολογία της οποίας η βασική διαφορά είναι η χρήση ηλεκτρολύτη υπό την μορφή πολυμερούς μεμβράνης. Επίσης δεν χρησιμοποιείται υδατικό διάλυμα, ούτε ισχυρή βάση ως ηλεκτρολύτης, αντίθετα η τεχνολογία βασίζεται στην χρήση μιας στερεής πολυμερούς μεμβράνης ως ηλεκτρολύτη η οποία είναι περατή μόνο από πρωτόνια. Η βασική αρχή λειτουργίας της είναι η εξής: επιβάλλοντας διαφορά δυναμικού σε ένα κελί το οποίο τροφοδοτείται με νερό, συνεχές ρεύμα διαπερνά την πολυμερή μεμβράνη με αποτέλεσμα να απελευθερώνεται αέριο υδρογόνο στην κάθοδο και αέριο οξυγόνο στην άνοδο. Η συγκεκριμένη τεχνολογία απλοποιεί σε μεγάλο βαθμό το σχεδιασμό του κελιού και βελτιώνει την ασφάλεια του ηλεκτρολύτη. Είναι ωστόσο απαραίτητο το νερό που τροφοδοτείται να είναι καθαρό καθώς τυχόν προσμίξεις δύναται να δημιουργήσουν ζημίες στη μεμβράνη [52], [53].

Η πολυμερής μεμβράνη είναι αυτή που οδηγεί τα πρωτόνια από την άνοδο στη κάθοδο ενώ παράλληλα λειτουργεί ως μόνωση μεταξύ των ηλεκτροδίων. Επιπλέον δρα ως ένα είδος διάφραγμα εμποδίζοντας τη διέλευση του εκάστοτε αερίου και την ανάμιξη τους. Επίσης καθώς η μεμβράνη είναι περατή μόνο από πρωτόνια δημιουργείται επί αυτής τοπικά όξινο περιβάλλον γεγονός που περιορίζει τις πιθανές επιλογές υλικών κατασκευής των ηλεκτροδίων σε ευγενή μέταλλα (πχ Pt, Pd), σε οξείδια ευγενών μετάλλων (πχ RuO₂ και IrO₂) και σε οξείδια τιτανίου ή τιτάνιο. Το τιτάνιο αποτελεί και το κυριότερο υλικό κατασκευής του σκελετού του κελιού [52].

Οι συνθήκες λειτουργίας μέσα στο ηλεκτρολυτικό κελί PEM είναι παρόμοιες με του αλκαλικού με τη θερμοκρασία λειτουργίας να κυμαίνεται μεταξύ 50-80 °C, ενώ η πίεση λειτουργίας είναι υψηλότερη από αυτή του αλκαλικού και κυμαίνεται μεταξύ 30-80 bar. Η υψηλή πίεση επιτρέπει την παραγωγή πεπιεσμένου υδρογόνου και την μείωση του κόστους για την μετέπειτα συμπίεση του. Επίσης οι PEM ηλεκτρολύτες μπορούν να λειτουργούν σε υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος άρα να παράγουν υδρογόνο με υψηλότερους ρυθμούς, ενώ εξασφαλίζουν καθαρότητα υδρογόνου 99,999%. Τέλος ο βαθμός απόδοσης τους είναι υψηλότερος συγκριτικά με την συμβατική αλκαλική ηλεκτρόλυση [51], [52].



Εικόνα 2.3: Σχηματική Αναπαράσταση PEM Ηλεκτρολυτικού Κελιού [52].

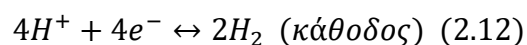
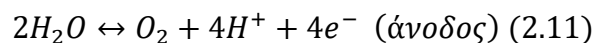
Η ηλεκτρόλυση με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) είναι μια τεχνολογία που έχει κερδίσει δημοτικότητα τα τελευταία χρόνια, διότι σε σύγκριση με την αλκαλική ηλεκτρόλυση, μπορεί να λειτουργήσει σε μεγαλύτερο εύρος θερμοκρασιών και πιέσεων και μπορεί να χειριστεί μεταβλητά φορτία ακόμα και περιπτώσεις υπερφόρτωσης. Ωστόσο, μία από τις κύριες προκλήσεις της ηλεκτρόλυσης PEM είναι ότι οι κυψέλες έχουν περιορισμένη διάρκεια ζωής και είναι σχετικά ακριβές [52], [53].

Όταν πρόκειται όμως για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως η ηλιακή και η αιολική ενέργεια, για την παραγωγή καυσίμου υδρογόνου, η ηλεκτρόλυση PEM είναι η καταλληλότερη. Η μεταβλητή φύση αυτών των πηγών ενέργειας σημαίνει ότι η ενέργεια που παράγουν πρέπει να αποθηκευτεί άμεσα και η ηλεκτρόλυση PEM είναι κατάλληλη για το έργο αυτό, καθώς μπορεί να χειριστεί ευέλικτα φορτία με γρήγορους χρόνους απόκρισης [52].

Αναλυτικά οι ημιαντιδράσεις που πραγματοποιούνται στα ηλεκτρόδια του PEM ηλεκτρολυτικού κελιού είναι οι εξής:

- οξείδωση του νερού στην άνοδο
- αναγωγή των κατιόντων υδρογόνου στη κάθοδο.

Οι αντίστοιχες εξισώσεις τους είναι οι εξής:



Ουσιαστικά, το νερό στην άνοδο οξειδώνεται προς οξυγόνο, κατιόντα υδρογόνου και ηλεκτρόνια. Ενώ το οξυγόνο απομακρύνεται από το κελί, τα κατιόντα υδρογόνου διασχίζουν τη μεμβράνη και τα ηλεκτρόνια διασχίζουν το εξωτερικό κύκλωμα και οδηγούνται στην κάθοδο. Εκεί αυτά ανάγονται προς υδρογόνο το οποίο επίσης απομακρύνεται [50], [52].

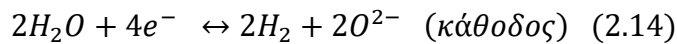
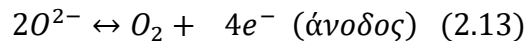
2.3.3 SOEC Ηλεκτρόλυση

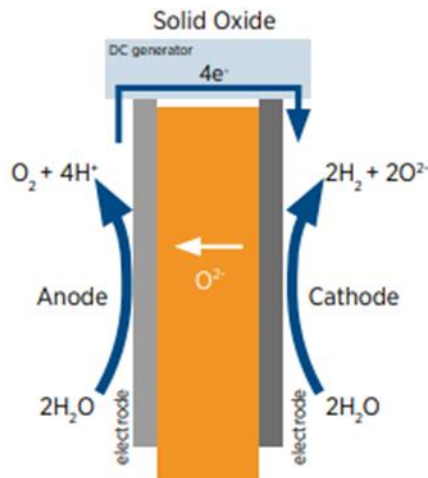
Ένας ηλεκτρολύτης στερεού οξειδίου (SOE) λειτουργεί σε πολύ υψηλότερες θερμοκρασίες και πετυχαίνει υψηλότερους ηλεκτρικούς βαθμούς απόδοσης σε σύγκριση με τους άλλους τύπους συστημάτων ηλεκτρόλυσης που αναλύθηκαν. Οι θερμοκρασίες αυτές κυμαίνονται μεταξύ 700-900°C, καθιστώντας τον ατμό υψηλής πίεσης κατάλληλο για τροφοδοσία και όχι το νερό. Στη διεργασία SOE, ο ατμός ανάγεται στην κάθοδο για την παραγωγή αερίου υδρογόνου και ανιόντων οξυγόνου. Αυτά τα ανιόντα μεταναστεύουν μέσω ενός ηλεκτρολύτη στερεού οξειδίου και οξειδώνονται στην άνοδο για την παραγωγή αερίου οξυγόνου. Τα ηλεκτρόνια από τη διαδικασία οξείδωσης ταξιδεύουν σε ένα εξωτερικό κύκλωμα και χρησιμοποιούνται για τη αναγωγή του νερού. 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 [52], [54].

Αναλυτικά οι ημιαντιδράσεις που πραγματοποιούνται στα ηλεκτρόδια έχουν ως εξής:

- αναγωγή του νερού στη κάθοδο.
- οξείδωση των ανιόντων οξυγόνου στην άνοδο.

Οι αντίστοιχες εξισώσεις είναι οι εξής :





Εικόνα 2.4: Σχηματική Αναπαράσταση SOEC Ηλεκτρολυτικού Κελιού [52].

Οι σημερινοί SOE ηλεκτρολύτες αποτελούνται από μια πυκνή στρώση κεραμικού υλικού με δημοφιλέστερο το YSZ, δηλαδή διοξείδιο του ζirkονίου (Zirconia, ZrO_2) σταθεροποιημένο με 8% κατά mole οξειδίο του υττρίου (Yttria, Y_2O_3). Το υλικό αυτό απαιτεί υψηλές θερμοκρασίες για να έχει επαρκή ιοντική αγωγιμότητα, γεγονός που προκαλεί ζητήματα όπως η χαμηλή μακροπρόθεσμη σταθερότητα των κελιών. Επιπλέον οι αλλαγές φορτίου στη συγκεκριμένη τεχνολογία προκαλούν θερμικές απώλειες και αλλαγές στη θερμοκρασία των κυψελών γεγονός που οδηγεί σε μικρορωγμές στη μεμβράνη. Αυτές οι ρωγμές μειώνουν σημαντικά τη διάρκεια ζωής του ηλεκτρολύτη. Ως εκ τούτου, οι ηλεκτρολύτες υψηλής θερμοκρασίας δεν είναι κατάλληλοι για να συνδυαστούν με κυμαινόμενη ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από στοχαστικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [51], [53].

Οι ηλεκτρολύτες στερεού οξειδίου μπορούν να συνδεθούν με τεχνολογίες παραγωγής θερμότητας για υψηλότερη ηλεκτρική απόδοση του συστήματος, καθώς η ηλεκτρόλυση του νερού είναι όλο και πιο ενδόθερμη με την αύξηση της θερμοκρασίας. Ως εκ τούτου, η ζήτηση ενέργειας μειώνεται ραγδαία λόγω της θέρμανσης Joule της κυψέλης, η οποία θερμότητα στη συνέχεια αξιοποιείται στην αντίδραση διάσπασης του νερού σε υψηλές θερμοκρασίες. Όταν το κελί λειτουργεί ενδόθερμα, η θερμότητα για την εξάτμιση του νερού μπορεί να παρέχεται από άλλες πηγές, όπως την απορριπτόμενη θερμότητα από τη βιομηχανία, από συγκεντρωτικούς σταθμούς ηλιακής ενέργειας (CSP), μονάδες πυρηνικής ενέργειας και γεωθερμικές πηγές υψηλών θερμοκρασιών. Η σύζευξη των SOEC με συγκεντρωτική ηλιακή ενέργεια (CSP), η οποία θα μπορούσε να τροφοδοτεί με ηλεκτρισμό και θερμότητα τον ηλεκτρολύτη αποτελεί μια υποσχόμενη μέθοδο παραγωγής «πράσινου» υδρογόνου με την συγκεκριμένη μέθοδο ηλεκτρόλυσης [52], [54], [55].

Σε αντίθεση με τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες και τους ηλεκτρολύτες PEM, είναι δυνατή η λειτουργία ενός ηλεκτρολύτη SOEC σε αντίστροφη πορεία, δηλαδή ως κυψέλη καυσίμου.

Κατά τη λειτουργία αυτή μετατρέπεται το υδρογόνο πίσω σε ηλεκτρική ενέργεια, πράγμα που σημαίνει ότι ένας SOEC ηλεκτρολύτης θα μπορούσε να βοηθάει στην εξισορρόπηση του δικτύου χωρίς να εμπλέκονται άλλες μονάδες μετατροπής του υδρογόνου σε ενέργεια. Είναι επίσης δυνατό να χρησιμοποιηθεί για τη συν-ηλεκτρόλυση ατμού και διοξειδίου του άνθρακα, παράγοντας ένα μίγμα αερίων (άνθρακας, μονοξείδιο του άνθρακα και υδρογόνο) για μεταγενέστερη μετατροπή σε συνθετικό καύσιμο [54].

2.3.4 Σύγκριση των τεχνολογιών Ηλεκτρόλυσης

Στον Πίνακα 2.2 που ακολουθεί παρουσιάζονται συγκεντρωτικά όλα τα βασικά τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των διάφορων τεχνολογιών που παρουσιάστηκαν παραπάνω. Στην παρούσα διπλωματική εργασία επιλέγεται η τεχνολογία ηλεκτρόλυσης PEM για την ανάλυση που θα ακολουθήσει, καθώς παρουσιάζει την καταλληλότερη συμπεριφορά σε γρήγορες διακυμάνσεις του φορτίου. Επίσης η τεχνολογία αυτή παρουσιάζει μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης και ταχύτερο χρόνο εκκίνησης σε σύγκριση με την αλκαλικού τύπου ηλεκτρόλυση, ενώ είναι πλέον τεχνολογία ώριμη και σε εμπορικό επίπεδο.

Πίνακας 2.2: Βασικά χαρακτηριστικά των κυριότερων τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης [52].

	2020	Target 2050	R&D focus
PEM electrolyzers			
Nominal current density	1-2 A/cm ²	4-6 A/cm ²	Design, membrane
Voltage range (limits)	1.4-2.5 V	< 1.7 V	Catalyst, membrane
Operating temperature	50-80°C	80°C	Effect on durability
Cell pressure	< 30 bar	> 70 bar	Membrane, reversion catalysts
Load range	5%-120%	5%-300%	Membrane
H ₂ purity	99.9%-99.9999%	Same	Membrane
Voltage efficiency (LHV)	50%-68%	>80%	Catalysts
Electrical efficiency (stack)	47-66 kWh/Kg H ₂	< 42 kWh/Kg H ₂	Catalysts/membrane
Electrical efficiency (system)	50-83 kWh/Kg H ₂	< 45 kWh/Kg H ₂	Balance of plant
Lifetime (stack)	50 000-80 000 hours	100 000-120 000 hours	Membrane, catalysts, PTLs
Stack unit size	1 MW	10 MW	MEA, PTL
Electrode area	1 500 cm ²	> 10 000 cm ²	MEA, PTL
Cold start (to nominal load)	< 20 minutes	< 5 minutes	Insulation (design)
Capital costs (stack) minimum 1 MW	USD 400/kW	< USD 100/kW	MEA, PTLs, BPs
Capital Costs (system) minimum 10 MW	700-1400 USD/kW	< 200 USD/kW	Rectifier, water purification
Alkaline electrolyzers			
Nominal current density	0.2-0.8 A/cm ²	> 2 A/cm ²	Diaphragm
Voltage range (limits)	1.4-3 V	< 1.7 V	Catalysts
Operating temperature	70-90°C	> 90°C	Diaphragm, frames, balance of plant components
Cell pressure	< 30 bar	> 70 bar	Diaphragm, cell, frames
Load range	15%-100%	5%-300%	Diaphragm
H ₂ purity	99.9%-99.9998%	> 99.9999%	Diaphragm
Voltage efficiency (LHV)	50%-68%	> 70%	Catalysts, temperature
Electrical efficiency (stack)	47-66 kWh/Kg H ₂	< 42 kWh/Kg H ₂	Diaphragm, catalysts
Electrical efficiency (system)	50-78 kWh/Kg H ₂	< 45 kWh/Kg H ₂	Balance of plant

Lifetime (stack)	60 000 hours	100 000 hours	Electrodes
Stack unit size	1 MW	10 MW	Electrodes
Electrode area	10 000-30 000 cm ²	30 000 cm ²	Electrodes
Cold start (to nominal load)	< 50 minutes	< 30 minutes	Insulation (design)
Capital costs (stack) minimum 1 MW	USD 270/kW	< USD 100/kW	Electrodes
Capital costs (system) minimum 10 MW	USD 500-1 000/kW	< USD 200/kW	Balance of plant
Solid oxide electrolysers			
Nominal current density	0.3-1 A/cm ²	> 2 A/cm ²	Electrolyte, electrodes
Voltage range (limits)	1.0-1.5 V	< 1.48 V	Catalysts
Operating temperature	700-850°C	< 600°C	Electrolyte
Cell pressure	1 bar	> 20 bar	Electrolyte, electrodes
Load range	30%-125%	0%-200%	Electrolyte, electrodes
H ₂ purity	99.9%	> 99.9999%	Electrolyte, electrodes
Voltage efficiency (LHV)	75%-85 %	> 85%	Catalysts
Electrical efficiency (stack)	35-50 kWh/Kg H ₂	< 35 kWh/Kg H ₂	Electrolyte, electrodes
Electrical efficiency (system)	40-50 kWh/Kg H ₂	< 40 kWh/Kg H ₂	Balance of plant
Lifetime (stack)	< 20 000 hours	80 000 hours	All
Stack unit size	5 kW	200 kW	All
Electrode area	200 cm ²	500 cm ²	All
Cold start (to nominal load)	> 600 minutes	< 300 minutes	Insulation (design)
Capital costs (stack) minimum 1 MW	> USD 2 000/kW	< USD 200/kW	Electrolyte, electrodes
Capital costs (system) minimum 1 MW	Unknown	< USD 300/kW	All

2.4 Συμβατικές Μονάδες Παραγωγής Ενέργειας

2.4.1 Φυσικό Αέριο

Το φυσικό αέριο αποτελεί ζωτικό συστατικό του παγκόσμιου ενεργειακού εφοδιασμού. Είναι άχρωμο, άμορφο και άοσμο στην καθαρή του μορφή και όταν καίγεται παρουσία αέρα εκλύει μεγάλη ποσότητα ενέργειας. Επίσης, σε αντίθεση με άλλα ορυκτά καύσιμα, το φυσικό αέριο καίγεται καθαρά και εκπέμπει χαμηλότερα επίπεδα δυνητικά βλαβερών παραπροϊόντων στον αέρα. Βρίσκεται σε ταμιευτήρες κάτω από τη γη και συνήθως συνδέεται με κοιτάσματα πετρελαίου. Μόλις ανασυρθεί από το υπέδαφος, περνάει από επιπλέον επεξεργασίες για να απομακρυνθούν προσμίξεις όπως το νερό, άλλα αέρια, άμμος, υδρόθειο και άλλες ενώσεις. Μετά τη διύλιση του, το φυσικό αέριο μεταδίδεται συνήθως μέσω δικτύων αγωγών στους διάφορους καταναλωτές [56].

Η καύση φυσικού αερίου θεωρείται γενικά καθαρότερη από την καύση βενζίνης ή ντίζελ όσον αφορά τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), οξειδίων του αζώτου (NO_x) και σωματιδίων (PM).

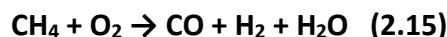
- Όσον αφορά τις εκπομπές CO₂, η καύση φυσικού αερίου παράγει συνήθως περίπου το μισό CO₂ ανά μονάδα ενέργειας σε σχέση με τη βενζίνη και περίπου 30% λιγότερο CO₂ από το ντίζελ.
- Οι εκπομπές NO_x, οι οποίες συμβάλλουν στην ατμοσφαιρική ρύπανση και την όξινη βροχή, είναι συνήθως χαμηλότερες για τους κινητήρες φυσικού αερίου από ό,τι για τους κινητήρες βενζίνης ή ντίζελ, κατά 70% και 90% αντίστοιχα.
- Οι εκπομπές σωματιδίων PM, τα οποία είναι μικροσκοπικά σωματίδια που μπορούν να εισπνευστούν και συμβάλλουν σε αναπνευστικά προβλήματα, είναι επίσης χαμηλότερες για τους κινητήρες φυσικού αερίου από ό,τι για τους κινητήρες βενζίνης ή ντίζελ. Οι κινητήρες φυσικού αερίου έχουν σχεδόν μηδενικές εκπομπές μικροσωματιδίων.

Το φυσικό αέριο είναι ένα καύσιμο μείγμα αερίων υδρογονανθράκων και περιλαμβάνει κυρίως μεθάνιο (CH₄) ενώ μπορεί επίσης να περιέχει αιθάνιο (C₂H₆), προπάνιο (C₃H₈), βουτάνιο (C₄H₁₀) και πεντάνιο (C₅H₁₂). Στον **Πίνακα 2.3** παρουσιάζεται η τυπική χημική σύσταση του φυσικού αερίου, η οποία μπορεί να ποικίλει ευρέως ανάλογα το κοίτασμα.

Πίνακας 2.3: Τυπική Σύσταση Φυσικού Αερίου [56].

Component	Formula	Composition %
Methane	CH ₄	70 – 90
Ethane	C ₂ H ₆	
Propane	C ₃ H ₈	0 – 20
Butane	C ₄ H ₁₀	
Carbon Dioxide	CO ₂	0 – 8
Oxygen	O ₂	0 – 0.2
Nitrogen	N ₂	0 – 5
Hydrogen sulphide	H ₂ S	0 – 5
Rare gases	A, He, Ne, Xe	trace

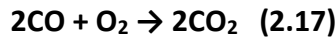
Στη διαδικασία καύσης φυσικού αερίου, η κύρια αντίδραση που λαμβάνει χώρα είναι η καύση του μεθανίου, η οποία πραγματοποιείται σε διάφορα στάδια. Αρχικά το μεθάνιο αντιδρά με το οξυγόνο και σχηματίζει φορμαλδεΰδη (HCHO ή H₂CO). Η φορμαλδεΰδη δίνει μια ρίζα φορμυλίου (HCO), η οποία στη συνέχεια σχηματίζει μονοξείδιο του άνθρακα (CO). Η αντίδραση αυτή ονομάζεται οξειδωτική πυρόλυση και φαίνεται παρακάτω [56]:



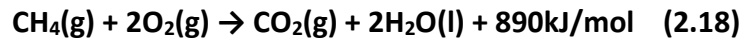
Μετά την οξειδωτική πυρόλυση, το H₂ οξειδώνεται και σχηματίζει νερό ενώ παράλληλα απελευθερώνει θερμότητα. Η αντίδραση αυτή συμβαίνει σχεδόν ακαριαία:



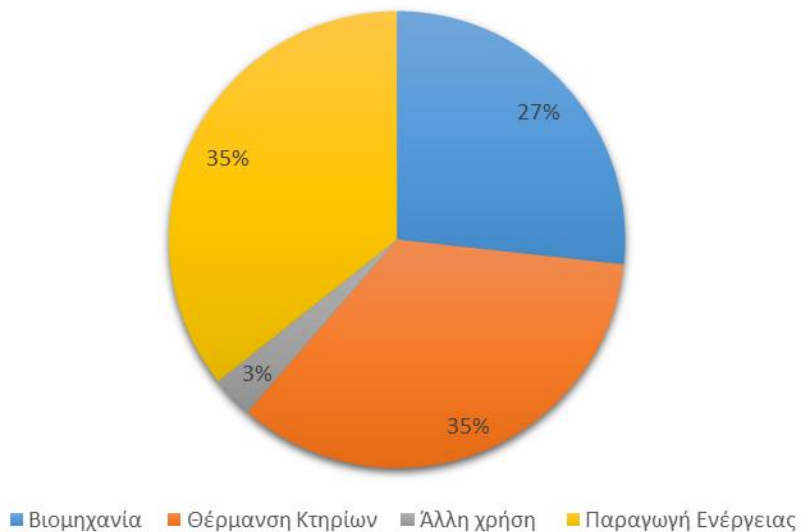
Τέλος, το CO οξειδώνεται, σχηματίζει CO₂ απελευθερώνοντας μεγαλύτερα ποσά θερμότητα. Αυτή η διαδικασία είναι γενικά πιο αργή από τα άλλα χημικά στάδια, και συνήθως απαιτεί μερικά έως αρκετά χιλιοστά του δευτερολέπτου για να συμβεί.



Το αποτέλεσμα των παραπάνω είναι η ακόλουθη συνολική εξίσωση:



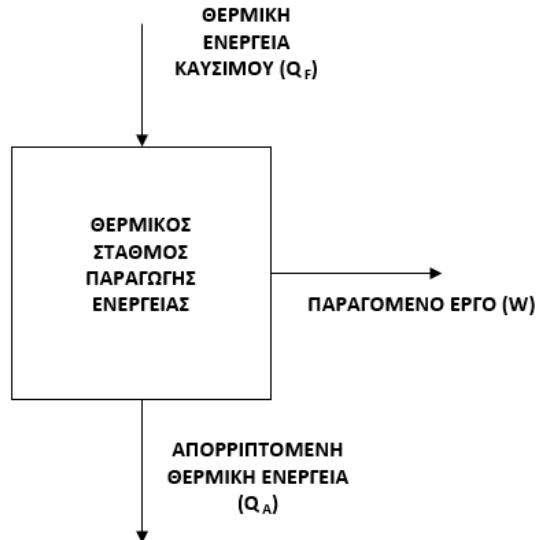
Το φυσικό αέριο αποτελεί ένα από τα βασικότερα καύσιμα για παραγωγή ασφαλούς και αξιόπιστης ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, ενώ χρησιμοποιείται ευρέως και για την θέρμανση κτηρίων. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι μονάδες αεριοστρόβιλων που θα αναλυθούν στο επόμενο υποκεφάλαιο χρησιμοποιούν ως επί το πλείστον καύσιμο το φυσικό αέριο και αποτελούν από τους πιο αποδοτικούς τρόπους παραγωγής ενέργειας. Επίσης, ένα τεράστιο ποσοστό χρήσης του φυσικού αερίου απαντάται στη βιομηχανία, όπου και χρησιμεύει για διάφορες πετροχημικές διεργασίες. Στην **Εικόνα 2.5** φαίνονται τα ποσοστά χρήσης του φυσικού αερίου ανά τομέα στην Ευρωπαϊκή Ένωση.



Εικόνα 2.5: Ποσοστό χρήσης φυσικού αερίου ανά τομέα στην EU27 [% TWh] [Πηγή: Eurostat, Energy balances].

2.4.2 Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής Ενέργειας

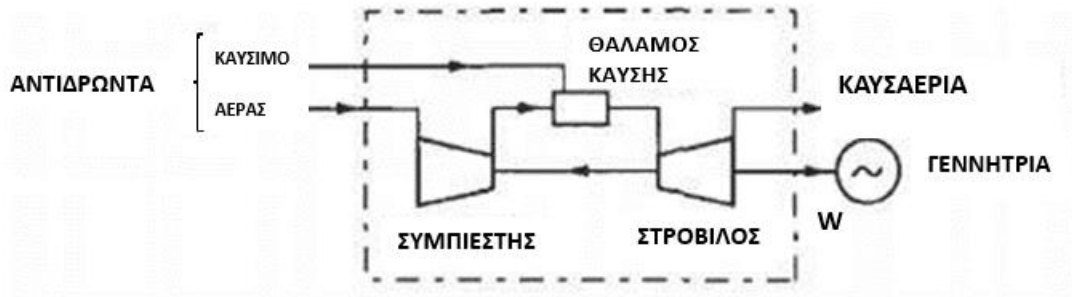
Μια τυπική θερμική μονάδα παραγωγής ενέργειας λαμβάνει καύσιμο θερμικής ενέργειας Q_F , παράγει έργο W και απορρίπτει θερμική ενέργεια Q_A σε ένα δοχείο χαμηλής θερμοκρασίας όπως φαίνεται στην **Εικόνα 2.6**. Σκοπός μιας θερμικής μονάδας είναι η παραγωγή έργου στη μορφή ηλεκτρικής ενέργειας ή θερμικής ενέργειας με την χαμηλότερη δυνατή κατανάλωση καυσίμου [56].



Εικόνα 2.6: Σχεδιάγραμμα Θερμικού Σταθμού Παραγωγής Ενέργειας.

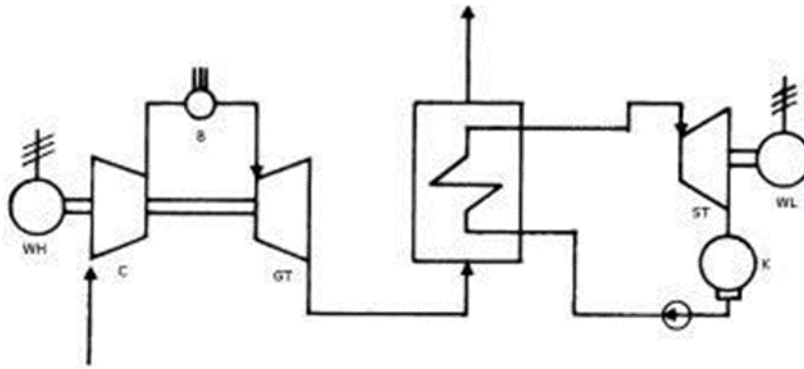
Οι μονάδες αυτές διαχωρίζονται σε δύο βασικές υποκατηγορίες: τις μονάδες κλειστού κύκλου (θερμικές μηχανές) ή μονάδες ανοιχτού κύκλου. Στις μονάδες κλειστού κύκλου ένα ρευστό διέρχεται συνεχόμενα από ένα κλειστό θερμοδυναμικό κύκλο όπου λαμβάνει θερμότητα Q_B από ένα θερμοδοχείο υψηλής θερμοκρασίας και απορρίπτει θερμότητα Q_A σε ένα δοχείο χαμηλής θερμοκρασίας παράγοντας έργο W . Οι θερμικές μηχανές κλειστού κύκλου που χρησιμοποιούνται για ηλεκτροπαραγωγή λειτουργούν κοντά στο θερμοδυναμικό κύκλο Rankine και παράγουν ηλεκτρική ενέργεια συνήθως μέσω ατμοστρόβιλων (Steam Turbines). Σε αυτή την περίπτωση ως μέσο χρησιμοποιείται το νερό το οποίο λαμβάνει θερμική ενέργεια, μετατρέπεται σε ατμό εκτονώνεται στον ατμοστρόβιλο και τέλος συμπυκνώνεται ώστε να πραγματοποιήσει ξανά την κυκλική διεργασία. Αντίθετα ένας αεριοστρόβιλος λειτουργεί συνήθως σε ανοιχτό «κύκλο» όπου αέρας συμπιέζεται και αφού αναμιχθεί με καύσιμο καίγεται σε καυστήρα παράγοντας καυσαέρια υψηλών πιέσεων και θερμοκρασιών, τα οποία τελικά εκτονώνονται στο στρόβιλο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τα καυσαέρια στη συνέχεια είτε περνάνε από κάποια άλλη διάταξη όπου γίνεται εκμετάλλευση της θερμικής τους ενέργειας είτε

απορρίπτονται στο περιβάλλον. Είναι επομένως κατανοητό πως ο ανοιχτός κύκλος δεν είναι πραγματικά κάποια κυκλική θερμοδυναμική διαδικασία καθώς συνέχεια προστίθεται φρέσκο μίγμα αέρα και καυσίμου. Ωστόσο οι ανοιχτοί κύκλοι αεριοστρόβιλων προσομοιώνονται πολύ καλά με το θερμοδυναμικό κύκλο Brayton [56], [57]. Μια τυπική σχηματική αναπαράσταση ενός αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου παρουσιάζεται στην **Εικόνα 2.7**.



Εικόνα 2.7 : Αεριοστρόβιλος ανοιχτού κύκλου [56].

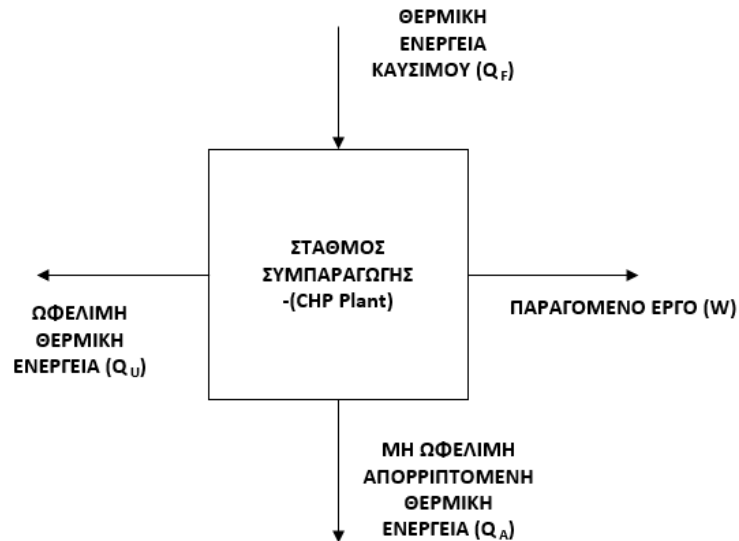
Μεγάλο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι θερμικοί σταθμοί που συνδυάζουν την λειτουργία ενός ανοικτού κύκλου αεριοστρόβιλου (Brayton) και ενός κλειστού κύκλου ατμοστρόβιλου (Rankine). Αυτοί οι δύο κύκλοι συνθέτουν τον συνδυασμένο κύκλο (Combined Cycle Gas Turbine-CCGT) του οποίου η βασική αρχή λειτουργίας είναι η εκμετάλλευση των υψηλών θερμοκρασιών των καυσαερίων του κύκλου αεριοστρόβιλου, ως πηγή θερμότητας για τον κύκλο ατμού. Οι συνδυασμένοι κύκλοι λειτουργούν σε υψηλότερες αποδόσεις χωρίς να αυξάνουν σημαντικά το αρχικό κόστος επένδυσης. Στην **Εικόνα 2.8** παρουσιάζεται η σχηματική απεικόνιση ενός συνδυασμένου κύκλου αεριοστρόβιλου [56], [58].



Εικόνα 2.8: Σχηματική απεικόνιση συνδυασμένου κύκλου [56].

2.4.3 Συμπαγωγή

Η συμπαγωγή εξ ορισμού, είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και χρήσιμης θερμότητας από την ίδια πρωτογενή πηγή καυσίμου. Οι μονάδες συμπαγωγής (Combined Heat and Power CHP) μπορούν να φτάσουν βαθμούς απόδοσης έως και 90% 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.



Εικόνα 2.9: Λειτουργία Μονάδας Συμπαγωγής.

Οι αρκετά υψηλές αποδόσεις των μονάδων συμπαγωγής οδηγούν σε μικρότερες εκπομπές προς το περιβάλλον ανά MWh που παράγεται, σε χαμηλότερες καταναλώσεις καυσίμου για παραγωγή του ίδιου ποσού ενέργειας και γενικότερα στην παροχή ενέργειας σε ανταγωνιστική τιμή [56].

Μερικά από τα βασικά μεγέθη που εκφράζουν την λειτουργία μονάδων συμπαγωγής και που θα χρησιμοποιηθούν στο επόμενο κεφάλαιο παρουσιάζονται παρακάτω.

Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης ορίζεται:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{m_B \cdot H_u} \quad (2.19)$$

Ο θερμικός βαθμός απόδοσης ορίζεται:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{m_B \cdot H_u} \quad (2.20)$$

Ο βαθμός απόδοσης συμπαγωγής ορίζεται:

$$\eta_{tot} = \frac{Q_{th} + P_{el}}{m_B \cdot H_u} \quad (2.21)$$

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

$$\sigma = \frac{P_{el}}{Q_{th}} \quad (2.22)$$

Ένα ακόμα σημαντικό μέγεθος που εκφράζει την λειτουργία μιας μονάδας συμπαραγωγής είναι ο λόγος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας (Primary Energy Saving Ration). Όταν ο λόγος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας είναι PESR>10% τότε η μονάδα συμπαραγωγής χαρακτηρίζεται ως συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης και λαμβάνει προνόμια ΑΠΕ [56], [58]–[60]:

$$PESR = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{el}}{\eta_{elr}} + \frac{\eta_{th}}{\eta_{thr}}} \quad (2.23)$$

Όπου :

P_{el} : η ηλεκτρική ισχύς που παράγεται (gross output)

Q_{th} : η θερμική ισχύς που παράγεται

m_B : η μαζική παροχή του καυσίμου συμπαραγωγής

H_u : η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του καυσίμου

η_{elr} : είναι η τιμή αναφοράς του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης μιας μονάδας παραγωγής ενέργειας (=0,38 για συνήθεις μονάδες,= 0,5 για εξελιγμένες μονάδες)

η_{thr} : είναι η τιμή αναφοράς του θερμικού βαθμού απόδοσης μιας μονάδας παραγωγής θερμικής ενέργειας (=0,9)

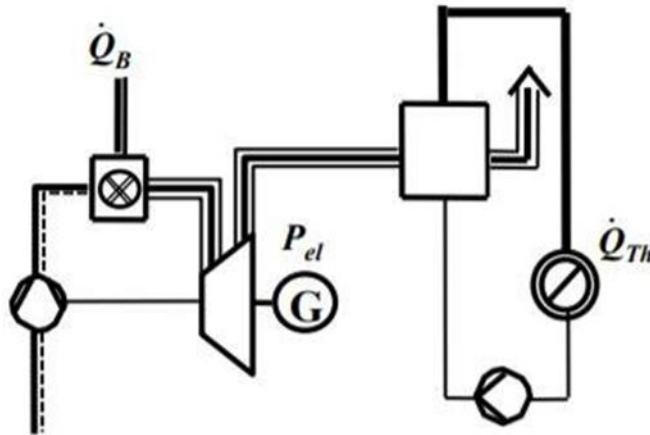
Οι μονάδες συμπαραγωγής ανάλογα με τον τρόπο που εκμεταλλεύονται τη θερμική ενέργεια των καυσαερίων διαχωρίζονται σε μονάδες ανοιχτού ή συνδυασμένου κύκλου.

- Μια βασική **μονάδα συνδυασμένου κύκλου συμπαραγωγής** αποτελείται από έναν ή περισσότερους αεριοστρόβιλους σε συνδυασμό με ένα ειδικό λέβητα ανάκτησης θερμότητας (Λ.Α.Θ.) που συνδέεται στη διαδρομή των καυσαερίων τους. Στον λέβητα ανάκτησης θερμότητας συνήθως προστίθεται θερμική ενέργεια έπειτα από καύση επιπλέον καυσίμου, ώστε να ανέβουν τα θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά των καυσαερίων. Έπειτα ανακτάται η θερμική ενέργεια τους μέσω δικτύου εναλλακτών και παράγεται υψηλής πίεσης ατμός. Αυτός, τελικά τροφοδοτείται σε έναν ατμοστρόβιλο που κινεί μια ηλεκτρική γεννήτρια. Τέλος ο ατμός που εξάγεται από τον ατμοστρόβιλο μπορεί να χρησιμοποιηθεί από την βιομηχανία για

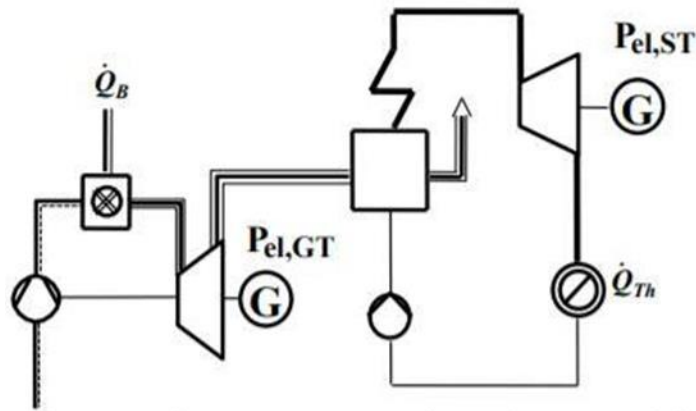
πραιτέρω διεργασίες. Με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η παραγωγή υψηλών ποσών ωφέλιμης θερμικής ενέργειας και άρα η αποδοτικότερη εκμετάλλευση της θερμικής ενέργειας του καυσίμου.

- Οι **μονάδες συμπαραγωγής ανοιχτού κύκλου** αποτελούνται από τις κλασικές διαμορφώσεις ενός ανοιχτού κύκλου αεριοστρόβιλου σε συνδυασμό με λέβητα ανάκτησης θερμότητας όπως περιεγράφηκε παραπάνω. Αντίστοιχα γίνεται αύξηση της θερμοκρασίας των καυσαερίων και ανακτάται θερμική ενέργεια με την οποία παράγεται ατμός μέσης ή υψηλής πίεσης. Σε αυτή την περίπτωση ο ατμός οδηγείται απευθείας στον καταναλωτή, όπου συνήθως είναι βιομηχανίες [56], [58].

Στην παρούσα διπλωματική εργασία θα αναλυθεί σύστημα συμπαραγωγής ανοιχτού κύκλου, το οποίο θα διοχετεύει όλη τη θερμική ενέργεια σε βιομηχανία χαρτιού. Τα συστήματα αυτά επιτυγχάνουν υψηλούς βαθμούς απόδοσης, είναι εμπορικά ώριμα και έχουν σχετικά χαμηλό κόστος επένδυσης και λειτουργίας. Στις **Εικόνες 2.10** και **2.11** που ακολουθούν φαίνονται οι σχηματικές απεικονίσεις των μονάδων συμπαραγωγής που περιεγράφηκαν.



Εικόνα 2.10: Σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου και Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας [56].



Εικόνα 2.11: Σύστημα συμπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου με αεριοστρόβιλο, Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας και ατμοστρόβιλο [56].

2.4.4 Προοπτική καύσης 100% H₂ σε Αεριοστρόβιλους και προκλήσεις

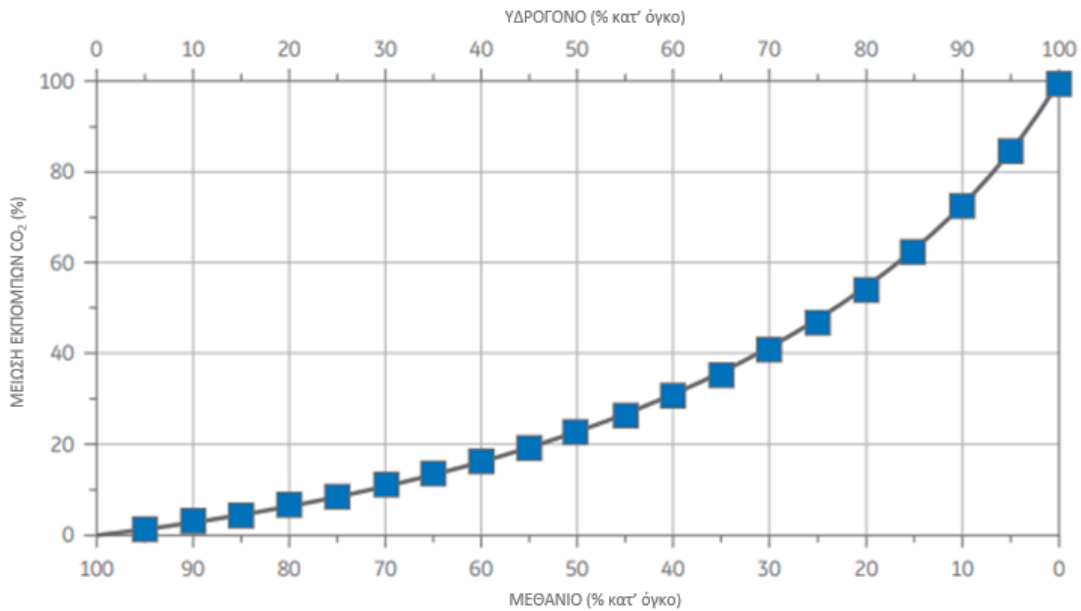
Τα τελευταία χρόνια η καύση καθαρού H₂ ή μίγμα φυσικού αερίου-υδρογόνου σε αεριοστρόβιλους υψηλών βαθμών απόδοσης απασχολεί όλο και περισσότερο την επιστημονική έρευνα και τις βιομηχανίες. Συγκεκριμένα βιομηχανίες όπως η General Electric, η Mitsubishi Heavy Industries και η Siemens Energy έχουν προσαρμόσει διάφορα μοντέλα αεριοστρόβιλων ώστε να λειτουργούν ακόμα και με 100% καθαρό υδρογόνο. Υπάρχει επίσης η δυνατότητα υφιστάμενες μονάδες αεριοστρόβιλων να μετασκευαστούν ώστε να μπορούν να διαχειριστούν καύσιμο με υψηλή περιεκτικότητα σε υδρογόνο γεγονός που οδηγεί σε αποφυγή μεγάλων κεφαλαιουχικών δαπανών. Στόχος των παραπάνω βιομηχανιών είναι να εξελίξουν όλο και περισσότερο την τεχνογνωσία τους, ώστε να μπορούν να διαθέσουν ένα μεγάλο εύρος αεριοστρόβιλων που θα λειτουργούν με 100% H₂ έως το 2030. Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι η τεχνολογία καύσης υδρογόνου σε αεριοστρόβιλους θεωρείται πλέον αρκετά ώριμη καθώς οι εταιρείες έχουν λειτουργήσει διάφορα μοντέλα αεριοστρόβιλων για εκατομμύρια ώρες με καύσιμο μίγμα φυσικού αερίου-υδρογόνου [61], [62].

Ένας αεριοστρόβιλος προκειμένου να μπορεί να λειτουργήσει με καύσιμο πλούσιο σε υδρογόνο απαιτεί ένα σύστημα καύσης ειδικά σχεδιασμένο. Οι καυστήρες συνήθως διαχωρίζονται σε δύο κατηγορίες: καυστήρες διάχυσης φλόγας (Diffusion Flame Combustors) και καυστήρες προανάμιξης. Οι πρώτοι μπορούν κάψουν έως και 100% υδρογόνο, ωστόσο απαιτούν μετατροπές μεγάλου κόστους για την ρύθμιση των εκπομπών οξειδίων του αζώτου (NO_x). Οι καυστήρες προανάμιξης λειτουργούν με αεροδυναμικά σταθεροποιημένες φλόγες χαμηλότερης θερμοκρασίας από τους καυστήρες διάχυσης και παρουσιάζουν πολύ χαμηλότερες εκπομπές NO_x. Ωστόσο, οι συγκεκριμένοι καυστήρες μπορούν να κάψουν μίγμα με έως και 35% κατ' όγκο υδρογόνο και είναι ευαίσθητοι σε θερμοακουστικές αστάθειες και αστάθειες καύσης. Συγκεκριμένα, υπάρχουν κίνδυνοι

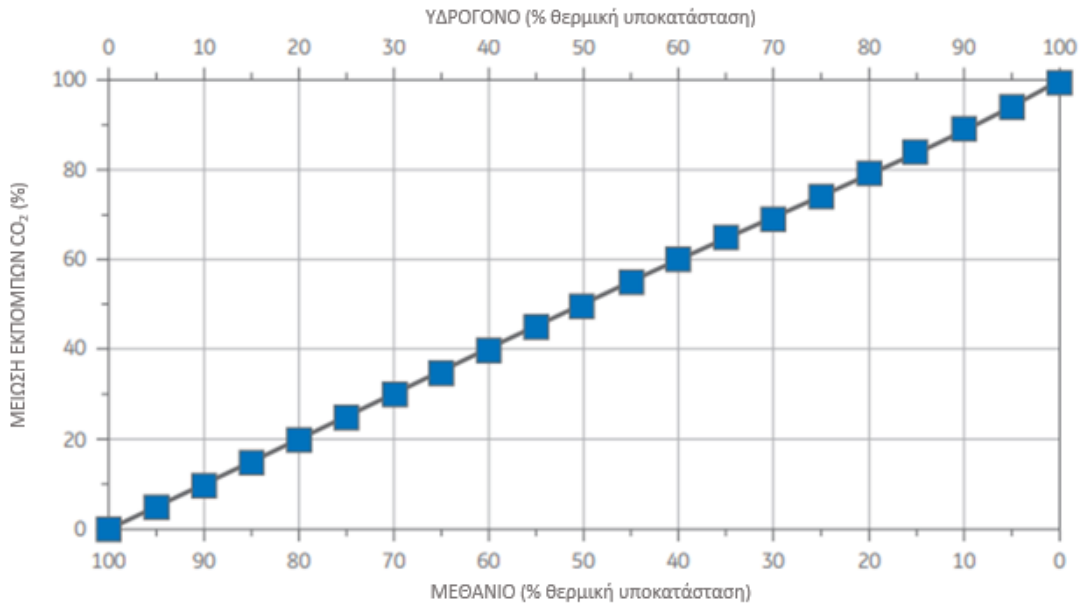
επιστροφής της φλόγας στον προαναμικτή, λόγω της υψηλής ταχύτητας φλόγας που παρουσιάζει το υδρογόνο ως καύσιμο. Οι αστάθειες αυτές μπορούν προκαλέσουν ζημιές στα εξαρτήματα των καυστήρων και στην γενικότερη λειτουργία της μονάδας. Σημαντικές προσπάθειες έχουν γίνει ώστε να εξελιχθούν οι καυστήρες προανάμιξης με κάποιες εταιρείες να εγγυώνται καυστήρες χαμηλών εκπομπών NO_x και δυνατότητα καύσης μίγματος με έως και 50% κατ' όγκο περιεκτικότητα υδρογόνου [62], [63].

Πέρα από τους καυστήρες υπάρχουν πρόσθετες λειτουργικές προκλήσεις με το υδρογόνο που σχετίζονται με τη συνολική ασφάλεια της εγκατάστασης. 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%. Επιπλέον, το ανώτερο όριο αναφλεξιμότητας του υδρογόνου είναι 75% σε σύγκριση με του μεθανίου που είναι 15%. Επομένως, οι διαρροές υδρογόνου θα μπορούσαν να δημιουργήσουν αυξημένους κινδύνους για την ασφάλεια που απαιτούν αλλαγές στις λειτουργίες της εγκατάστασης, των ζωνών ασφαλείας/αποκλεισμού κ.λπ. Επίσης, τυπικά συστήματα ανίχνευσης επικίνδυνων αερίων σε σταθμούς παραγωγής ενέργειας είναι σχεδιασμένα για καύσιμα υδρογονανθράκων. Τα αυξημένα επίπεδα υδρογόνου μπορεί να μειώσουν την ευαισθησία αυτών των οργάνων απαιτώντας νέα συστήματα ικανά να ανιχνεύουν την παρουσία υδρογόνου. Επιπλέον, η φλόγα υδρογόνου παρουσιάζει μικρότερη φωτεινότητα από ό,τι η φλόγα υδρογονανθράκων και συνεπώς είναι δύσκολο να ανιχνεύεται οπτικά. Αυτό απαιτεί συστήματα ανίχνευσης φλόγας ειδικά διαμορφωμένα για τη φλόγα υδρογόνου. Μια ακόμα πρόκληση παρουσιάζεται λόγω του πολύ μικρού μορίου του υδρογόνου, το οποίο μπορεί να διαχέεται από σημεία που θεωρούνται αεροστεγή για άλλα αέρια. Ως εκ τούτου οι παραδοσιακές στεγανοποιήσεις που χρησιμοποιούνται για το φυσικό αέριο θα πρέπει να αντικατασταθούν με συγκολλητικές συνδέσεις ή αναβαθμισμένες σφραγίσεις [61]–[64].

Τέλος η κατανόηση του μεγέθους της μείωσης των εκπομπών CO₂ σε σχέση με την περιεκτικότητα του καυσίμου σε H₂ είναι ένα βασικό βήμα για την αξιολόγηση της αξίας ενός πιθανού συστήματος μετατροπής ενέργειας σε υδρογόνο. Στα **Διαγράμματα 2.2** και **2.3** παρουσιάζεται πως μεταβάλλεται η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα συναρτήσει του ποσοστού ογκομετρικής και θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου στο μίγμα καυσίμου φυσικό αέριου-υδρογόνου.



Διάγραμμα 2.2: Μείωση Εκπομπών CO₂ συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ στο μίγμα Φ.Α-H₂ (% κατ' όγκο) [63].



Διάγραμμα 2.3: Μείωση Εκπομπών CO₂ συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ στο μίγμα Φ.Α-H₂ (% θερμική υποκατάσταση) [63].

3. Ανάλυση Μοντέλου Συστήματος Power-to-H₂-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 διαδικασίες 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, την κλασματοποίηση 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.

Στο παρόν κεφάλαιο θα αναλυθεί το έτοιμο μοντέλο Power-to-H₂-to-Power μικρής κλίμακας από τη βιβλιογραφία [45] και θα προσαρμοστεί για διάφορα σενάρια φορτίου λειτουργίας του GT. Ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (κυρίως αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα) θα τροφοδοτεί έναν ηλεκτρολύτη πολυμερούς μεμβράνης (PEM electrolyzer) για την παραγωγή υδρογόνου υψηλής καθαρότητας. Έπειτα το παραγόμενο υδρογόνο χρησιμοποιείται ως καύσιμο σε μονάδα αεροστροβίλου ανοιχτού κύκλου, υποκαθιστώντας το φυσικό αέριο, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ωφέλιμης θερμότητας μικρότερου ή και μηδενικού αποτυπώματος άνθρακα. Για ευκολότερη ανάλυση το μοντέλο έχει διαχωριστεί σε τρία μέρη:

- Το τμήμα της ηλεκτρόλυσης πολυμερούς μεμβράνης (PEM Electrolysis)
- Το τμήμα του αεριοστροβίλου (Gas Turbine)
- Το τμήμα του λέβητα ανάκτησης θερμότητας και του κύκλου νερού-ατμού (Heat Recovery Boiler and Water-Steam Cycle)

Τα παραπάνω παρουσιάζονται αναλυτικότερα στα κεφάλαια που ακολουθούν.

Για το τμήμα της ηλεκτρόλυσης και του αεριοστροβίλου, 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 [45].

Τα δύο βασικά ρεύματα εισόδου στο μοντέλο της προσομοίωσης είναι το φυσικό αέριο και ο αέρας περιβάλλοντος. Η σύσταση και η θερμογόνος δύναμη του φυσικού αερίου παρουσιάζονται παρακάτω, όπως αυτές δίνονται από την Siemens. Στον **Πίνακα 3.1** φαίνεται η γραμμομοριακή σύσταση του φυσικού αερίου, ενώ στον **Πίνακα 3.2** παρουσιάζεται η θερμογόνος δύναμη και οι συνθήκες τροφοδοσίας του.

Πίνακας 3.1: Γραμμομοριακή σύσταση φυσικού αερίου.

Στοιχείο	Χημικός Τύπος	Γραμμομοριακή Σύσταση (% vol)
Μεθάνιο	CH ₄	92,301
Αιθάνιο	C ₂ H ₆	4,707
Προπάνιο	C ₃ H ₈	0,727
Κανονικό Βουτάνιο	C ₄ H ₁₀	0,128
Ισοβουτάνιο	C ₄ H ₁₀	0,202
Κανονικό Πεντάνιο	C ₅ H ₁₂	0,02
Ισοπεντάνιο	C ₅ H ₁₂	0,035
Εξάνιο	C ₆ H ₁₄	0,059
Διοξείδιο του Άνθρακα	CO ₂	0,976
Άζωτο	N ₂	0,845

Πίνακας 3.2: Συνθήκες ρεύματος εισόδου φυσικού αερίου.

Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη(MJ/kg)	47,899
Θερμοκρασία Τροφοδοσίας (°C)	20
Πίεση Τροφοδοσίας (bar)	21

Αντίστοιχα η γραμμομοριακή σύσταση του αέρα περιβάλλοντος φαίνεται στον **Πίνακα 3.3** και οι συνθήκες τροφοδοσίας του στον **Πίνακα 3.4**:

Πίνακας 3.3: Γραμμομοριακή σύσταση αέρα περιβάλλοντος.

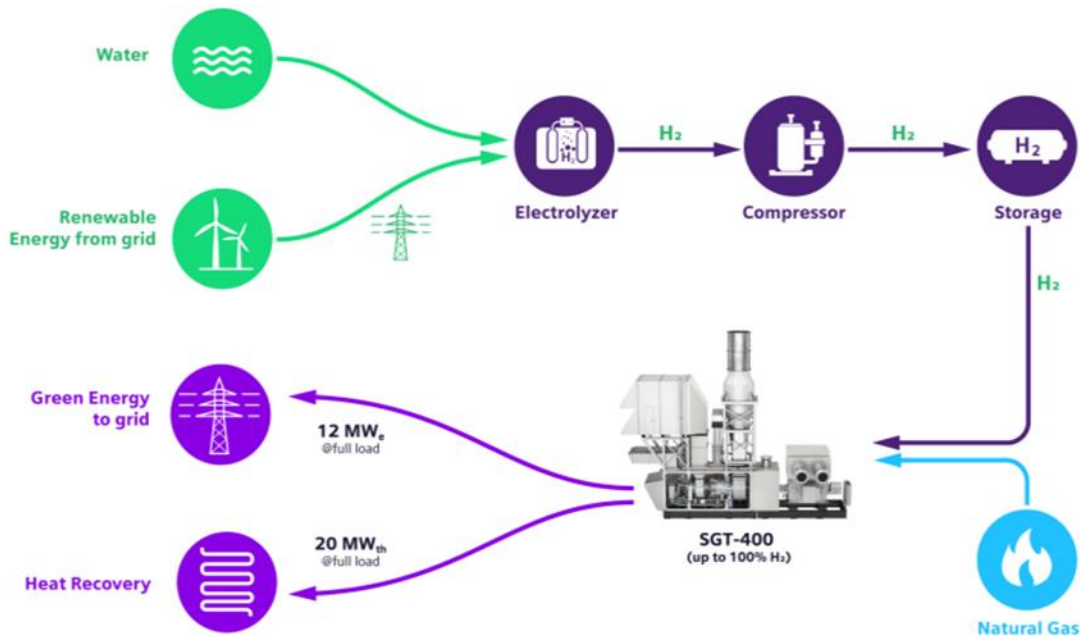
Στοιχείο	Χημικός Τύπος	Γραμμομοριακή Σύσταση (% vol)
Άζωτο	N ₂	77,425
Οξυγόνο	O ₂	20,767
Νερό	H ₂ O	0,853
Διοξείδιο του Άνθρακα	CO ₂	0,035
Αργό	Ar	0,92

Πίνακας 3.4: Συνθήκες τροφοδοσίας αέρα περιβάλλοντος.

Θερμοκρασία Τροφοδοσίας (°C)	10
Πίεση Τροφοδοσίας (bar)	1,013

3.2 Ανάλυση Μοντέλου Συστήματος Power-to-H₂-to-Power Μικρής Κλίμακας

Το σύστημα που περιεγράφηκε παραπάνω παρουσιάζεται σχηματικά στην **Εικόνα 3.1**. Η μονάδα που μελετάται αφορά το έργο HYFLEXPOWER στο Saillat-sur-Vienne της Γαλλίας το οποίο έχει χρηματοδοτηθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στόχο έχει να παρέχει ηλεκτρική και θερμική ενέργεια χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα σε βιομηχανία παραγωγής χαρτιού. Πιο συγκεκριμένα η μονάδα στο τμήμα της ηλεκτρόλυσης θα αποτελείται από ηλεκτρολυτικές διατάξεις εγκατεστημένης ισχύος 1,25MW εκάστη για παραγωγή υδρογόνου με ογκομετρική παροχή 225Nm³/h, το οποίο αφού πρώτα συμπιεστεί σε δυο στάδια θα αποθηκεύεται σε δεξαμενές χωρητικότητας 1 tn ή αλλιώς 70m³ υπό συνθήκες πίεσης P=200bar και θερμοκρασίας T=25°C. Το συνολικό αποθηκευτικό σύστημα θα είναι χωρητικότητας 20 tn. Στο τμήμα παραγωγής ενέργειας η μονάδα θα περιέχει αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου εγκατεστημένης ισχύος 12,9MW η οποία θα είναι ικανή να προσφέρει στο δίκτυο ή σε ιδιώτες περίπου 12,9 MWe ισχύ ηλεκτρικής ενέργειας και Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας που θα μπορεί να προσφέρει 35,8 MWth ισχύ ωφέλιμης θερμότητας στο πλήρες φορτίο, ενώ θα χρησιμοποιεί ως καύσιμο μίγμα φυσικού αερίου και υδρογόνου. Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι η τιμή της ηλεκτρικής ισχύος που διανέμεται τελικά στο δίκτυο είναι ελαφρώς μικρότερη της εγκατεστημένης ισχύος, λόγω των ιδιοκαταναλώσεων της μονάδας.



Εικόνα 3.1: Διάγραμμα ροής μονάδας Power-to-H₂-to-Power Μικρής Κλίμακας [Πηγή: Siemens].

Ένα σύστημα Power-to-H₂-to-Power όταν τροφοδοτείται από το δίκτυο λειτουργεί με την εξής λογική: Σε περιόδους που η ζήτηση του δικτύου είναι χαμηλή και άρα η ηλεκτρική ενέργεια είναι συνήθως φτηνότερη και πιο «πράσινη», η περίσσεια αυτής χρησιμοποιείται από τον ηλεκτρολύτη για παραγωγή και αποθήκευση υδρογόνου. Έπειτα, σε διαστήματα υψηλής ζήτησης, το αποθηκευμένο υδρογόνο χρησιμοποιείται από τον αεριοστρόβιλο για παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας προκειμένου καλυφθεί το απαιτούμενο φορτίο του δικτύου με φτηνότερο και περιβαλλοντικά φιλικότερο τρόπο.

Υπάρχει επίσης η περίπτωση η μονάδα ηλεκτρόλυσης να τροφοδοτείται αποκλειστικά από ΑΠΕ, αιολικά και φωτοβολταϊκά κατά κύριο λόγο, και οι ΑΠΕ να είναι συνδεδεμένες μόνο με την μονάδα. Σε αυτό το σενάριο όποτε υπάρχει διαθέσιμο αιολικό και ηλιακό δυναμικό η μονάδα ηλεκτρόλυσης παράγει υδρογόνο, το οποίο χρησιμοποιείται με τον ίδιο τρόπο που περιεγράφηκε παραπάνω. Ενώ άλλη μια περίπτωση είναι το σύστημα ηλεκτρόλυσης να είναι διασυνδεδεμένο τόσο με το δίκτυο όσο και με άλλα συστήματα ΑΠΕ.

3.2.1 Τμήμα PEM Ηλεκτρόλυσης

Για το τμήμα της ηλεκτρόλυσης χρησιμοποιήθηκε το επικυρωμένο μοντέλο της βιβλιογραφίας [45] για τον PEM ηλεκτρολύτη Silyzer 200 της Siemens. Το μοντέλο της βιβλιογραφίας έχει επικυρωθεί με βάση τόσο βιβλιογραφικά δεδομένα όσο και με βάση βιομηχανικά δεδομένα της Siemens [65]. Για το μοντέλο που αναλύεται έχει θεωρηθεί σε

όλους τους εναλλάκτες θερμότητας, διαχωριστήρες, αναμίκτες καθώς και στον στοιχειομετρικό αντιδραστήρα μηδενική πτώση πίεσης.

Παρακάτω παρουσιάζονται οι σχεδιαστικές παράμετροι του PEM ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιήθηκε.

Πίνακας 3.5: Βασικές Σχεδιαστικές παράμετροι PEM ηλεκτρόλυσης [65].

Σχεδιαστική Παράμετρος	Τιμή
Θερμοκρασία Λειτουργίας (°C)	65
Πίεση Λειτουργίας Ανόδου (bar)	35
Πίεση Λειτουργίας Καθόδου (bar)	3,5
Πυκνότητα Υδρογόνου (kg/Nm ³)	0,08988
Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	1,25
Παραγωγή Υδρογόνου (kg/h)	20,5
Καθαρότητα Υδρογόνου(%)	99,999%
Θερμική Ισχύς Υδρογόνου (MWth)	0,683
Παραγωγή Οξυγόνου (kg/h)	164,35
Απαίτηση σε νερό στον ηλεκτρολύτη (kg H ₂ O/kg H ₂)	10,03

Ακόμα παρουσιάζονται οι ηλεκτρικές καταναλώσεις του συστήματος όπως βρέθηκαν από τη βιβλιογραφία [45].

Πίνακας 3.6: Καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας Συστήματος [45].

Ηλεκτρική Ισχύς	Τιμή (kW)	Ποσοστό ως προς την συνολική (%)
PEM ηλεκτρολύτης	1250	93,08
Απώλειες Θερμότητας	83	6,18
Συμπιεστές	9	0,67
Αντλία	1	0,07
Συνολικές ενεργειακές καταναλώσεις συστήματος	1343	100

Με βάση τις σχεδιαστικές παραμέτρους και τις καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος παρουσιάζεται ο βαθμός απόδοσης της μονάδας ηλεκτρόλυσης όπως υπολογίστηκε από τις σχέσεις (2.7), (2.8) που αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 2.

Πίνακας 3.7: Βαθμός Απόδοσης Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης στο 100% φορτίο λειτουργίας PEM.

Βαθμός Απόδοσης Ηλεκτρολύτη LHV (%)	54,67
Βαθμός Απόδοσης Συστήματος LHV (%)	50,88
Βαθμός Απόδοσης Ηλεκτρολύτη HHV (%)	64,51
Βαθμός Απόδοσης Συστήματος HHV (%)	60,04

Στη συνέχεια παρουσιάζεται πως μεταβάλλονται οι βαθμοί απόδοσης συστήματος PEM συναρτήσει του φορτίου λειτουργίας του με βάση βιομηχανικά δεδομένα της Siemens για το Silyzer 200.

Πίνακας 3.8: Βαθμός Απόδοσης Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης για διάφορα φορτία λειτουργίας PEM [Siemens Data for HYFLEXPOWER Project].

Φορτίο Λειτουργίας PEM	100%	80%	60%	40%
Βαθμός Απόδοσης Ηλεκτρολύτη LHV (%)	54,67%	57,60%	60,80%	64,60%
Βαθμός Απόδοσης Συστήματος LHV (%)	50,88%	53,61%	56,59%	60,13%

Το διάγραμμα ροής του μοντέλου που αναλύθηκε, παρατίθεται ενδεικτικά στο **Διάγραμμα 3.1**. Δεν πραγματοποιήθηκε εκτενέστερη ανάλυση για το τμήμα της ηλεκτρόλυσης διότι αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής είναι η χρήση των βασικών τεχνικών μεγεθών των μονάδων ώστε να γίνει μια ρεαλιστική οικονομοτεχνική μελέτη και όχι η μοντελοποίηση και η ανάλυση των ηλεκτροχημικών φαινομένων που συμβαίνουν στο ηλεκτρολυτικό σύστημα.

3.2.2 Τμήμα αεριοστρόβιλου (GT)

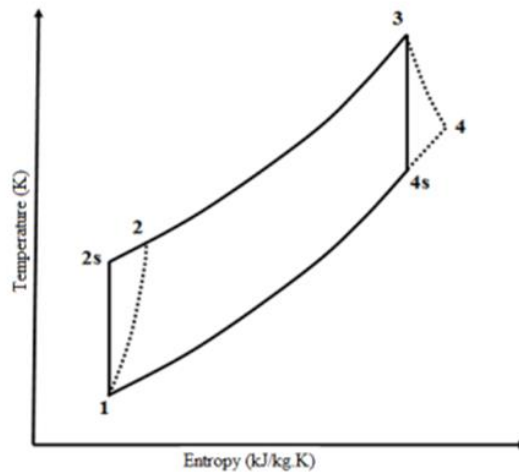
Για το τμήμα του αεριοστρόβιλου χρησιμοποιήθηκε το έτοιμο μοντέλο της βιβλιογραφίας [45] στο λογισμικό Aspen Plus και έπειτα προσαρμόστηκε και αναλύθηκε για διάφορα φορτία λειτουργίας του GT. Πρώτα υπολογίστηκαν οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης συμπιεστή και στρόβιλου από μαθηματικές εξισώσεις της βιβλιογραφίας [66] για τα διάφορα σενάρια φορτίου λειτουργίας του GT και στη συνέχεια το μοντέλο επικυρώθηκε και με βιομηχανικά δεδομένα για την μονάδα αεριοστρόβιλου της Siemens SGT-400 (Παράρτημα Α). Οι μαθηματικά υπολογισμένοι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης χρησιμοποιήθηκαν για τα πρώτα «τρεξίματα» του μοντέλου στο Aspen Plus και τελικά τροποποιήθηκαν με τρόπο που αναλύεται στη συνέχεια.

Μαθηματικός Υπολογισμός ισεντροπικών βαθμών απόδοσης για διάφορα φορτία λειτουργίας GT.

Μια απλή μονάδα αεριοστρόβιλου αποτελείται από τον συμπιεστή, τον θάλαμο καύσης, τον στρόβιλο και την γεννήτρια. Στην **Εικόνα 3.2** παρουσιάζονται όλα τα προαναφερθέντα εξαρτήματα, ενώ στο **Διάγραμμα 3.2** παρουσιάζεται η μεταβολή θερμοκρασίας-εντροπίας κατά την διάρκεια ενός ανοιχτού κύκλου της διάταξης.



Εικόνα 3.2: Σχηματικό Διάγραμμα ενός ανοιχτού κύκλου αεριοστρόβιλου.



Διάγραμμα 3.2: Διάγραμμα Θερμοκρασίας-Εντροπίας ενός ανοιχτού κύκλου αεριοστρόβιλου [67].

Συγκεκριμένα, ατμοσφαιρικός αέρας αναρροφάται συνεχώς από το περιβάλλον και συμπιέζεται με την βοήθεια του συμπιεστή προκειμένου να οδηγηθεί στο θάλαμο καύσης. Εκεί προστίθεται θερμική ενέργεια στο εργαζόμενο μέσο από το εκάστοτε καύσιμο. Έπειτα, παράγονται καυσαέρια υψηλής πίεσης και θερμοκρασίας που εξέρχονται από τον θάλαμο καύσης και εκτονώνονται στον στρόβιλο όπου παράγεται το μηχανικό έργο, το οποίο εν τέλει μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω της γεννήτριας. Τέλος τα καυσαέρια μετά τον στρόβιλο οδηγούνται στο περιβάλλον είτε σε άλλα εξαρτήματα για περαιτέρω ενεργειακή αξιοποίηση.

Προκειμένου να εκφραστούν οι θερμοδυναμικές εξισώσεις του παραπάνω κύκλου αρχικά θεωρείται ότι οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης του συμπιεστή και του στρόβιλου συμβολίζονται με η_c και η_t αντίστοιχα. Οι ισεντροπικές και οι πραγματικές μεταβολές παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 3.2** με έντονες και διακεκομμένες γραμμές αντίστοιχα. Οι μαθηματικές τους εκφράσεις φαίνονται παρακάτω με τους δείκτες να αναφέρονται κάθε φορά στο **Διάγραμμα 3.2**:

$$\eta_c = \frac{T_{2s} - T_1}{T_2 - T_1} \quad (3.1) \quad , \quad \eta_t = \frac{T_3 - T_4}{T_3 - T_{4s}} \quad (3.2)$$

Αντίστοιχα ορίζεται ο λόγος πίεσης του συμπιεστή:

$$r_p = \frac{p_2}{p_1} \quad (3.3)$$

Η θερμοκρασία στην έξοδο του συμπιεστή υπολογίζεται από τη παρακάτω σχέση:

$$T_2 = T_1 \left(1 + \frac{r_p^{\frac{\gamma_a-1}{\gamma_a}} - 1}{\eta_c} \right) \quad (3.4)$$

Όπου: T_1 η θερμοκρασία εισόδου του ατμοσφαιρικού αέρα

Ενώ η θερμοκρασία των καυσαερίων υπολογίζεται από την σχέση:

$$T_4 = T_3 \left(1 - \eta_t \times \left(1 - \frac{1}{r_p^{\frac{\gamma_g-1}{\gamma_g}}} \right) \right) \quad (3.5)$$

Όπου: $\gamma_a = 1.4$

$\gamma_g = 1.33$

Αφού υπολογιστούν τα παραπάνω εύκολα υπολογίζεται το ειδικό έργο που καταναλώνει ο συμπιεστής από την σχέση:

$$W_c = \frac{C_{pa} \times (T_2 - T_1)}{\eta_m} \quad (3.6)$$

Όπου:

C_{pa} είναι ο μέσος όρος των τιμών των ειδικών θερμοχωρητικοτήτων του αέρα στην είσοδο και στην έξοδο του συμπιεστή

η_m είναι ο μηχανικός βαθμός απόδοσης του συμπιεστή ο οποίος λαμβάνεται ίσος με 99%.

Αντίστοιχα, το ειδικό μηχανικό έργο που παράγεται στον στρόβιλο από την εκτόνωση των καυσαερίων υπολογίζεται από την σχέση:

$$W_t = C_{pg} \times (T_3 - T_4) \times \eta_m \quad (3.7)$$

Όπου:

C_{pg} είναι ο μέσος όρος των τιμών των ειδικών θερμοχωρητικοτήτων των καυσαερίων στην είσοδο και στην έξοδο του στροβίλου

η_m είναι ο μηχανικός βαθμός απόδοσης του στροβίλου ο οποίος λαμβάνεται ίσος με 99%.

Το καθαρό ειδικό έργο που παράγει τελικά ο αεριοστρόβιλος υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$W_{\text{net,GT}} = W_t - W_c \quad (3.8)$$

Η ηλεκτρική ισχύς που παράγεται από την μονάδα αεριοστρόβιλου υπολογίζεται από τον τύπο:

$$P_{el} = P_{outupt,GT} = \eta_G \times \eta_{gearbox} \times (m_g \times W_t - m_{air} \times W_c) \quad (3.9)$$

Όπου:

η_G ο βαθμός απόδοσης της γεννητριας

$\eta_{gearbox}$ ο βαθμός απόδοσης του κιβώτιου ταχυτήτων

m_g η παροχή μάζας των καυσαερίων στον στρόβιλο

m_{air} η παροχή μάζας του ατμοσφαιρικού αέρα στον συμπιεστή

Τέλος υπολογίζεται και ο βαθμός απόδοσης του αεριοστρόβιλου από τον παρακάτω τύπο:

$$\eta_{th,GT} = \frac{P_{el}}{Q_{add}} \quad (3.10)$$

Όπου Q_{add} είναι η θερμική ενέργεια του καυσίμου που εισέρχεται στον θάλαμο καύσης και δίνεται από τον τύπο:

$$Q_{add} = m_{NG} \times LHV_{NG} \quad (3.11)$$

Όπου:

m_{NG} η παροχή μάζας του φυσικού αερίου

LHV_{NG} η κατώτερη θερμογόνο δύναμη του φυσικού αερίου

Χρησιμοποιώντας τις παραπάνω εξισώσεις και σαν δεδομένα τα διάφορα στοιχεία του χάρτη λειτουργίας του SGT-400 (Παράρτημα Α) υπολογίστηκαν οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης συμπιεστή και στρόβιλου για φορτία λειτουργίας 40% ,60% ,80% και 100% και για θερμοκρασία εισόδου του αέρα 10 °C και 15 °C. Ο υπολογισμός έγινε θεωρώντας δεδομένα την θερμοκρασία αέρα εισόδου, την παροχή μάζας φυσικού αερίου, την θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στρόβιλου, την παροχή μάζας καυσαερίων και τον λόγο πίεσης του συμπιεστή. Έπειτα δοκιμάστηκαν διάφορες τιμές ισεντροπικών βαθμών απόδοσης μεταξύ 80-90% που είναι οι τυπικές τιμές τους, προσπαθώντας κάθε φορά η $P_{net,GT}$ από τον μαθηματικό τύπο να συγκλίνει με αυτή που δίνει ο χάρτης λειτουργίας του SGT-400 για τα εκάστοτε δεδομένα. Στους παρακάτω πίνακες φαίνονται ενδεικτικά τα συγκριτικά αποτελέσματα της σύγκλισης για θερμοκρασία εισόδου αέρα 10 °C και 15 °C.

Πίνακας 3.9: Δεδομένα υπολογισμού ισητροπικών βαθμών απόδοσης και αποτελέσματα σύγκλισης μαθηματικού μοντέλου για T=10 °C.

100% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	10,00	10,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	2786,04	2786,04	Input
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	37,07	37,07	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	555,00	555,00	Input
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	39,40	39,40	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	34,796	34,800	0,01%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	12,899	12,900	0,01%

80% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	10,00	10,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	2277,29	2277,29	Input
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	30,30	30,30	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	526,00	526,00	Input
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	36,20	36,20	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	34,078	34,059	-0,05%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	10,326	10,320	-0,05%

60% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	10,00	10,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	1901,50	1901,50	Input
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	25,30	25,30	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	497,00	497,00	Input

Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	32,30	32,30	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	30,578	30,593	0,05%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	7,736	7,740	0,05%

40% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	10,00	10,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	1465,58	1465,58	Input
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	19,50	19,50	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	469,00	469,00	Input
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	28,20	28,20	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	26,435	26,462	0,10%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	5,155	5,160	0,10%

Και για 15 °C :

Πίνακας 3.10: Δεδομένα υπολογισμού ισημερινών βαθμών απόδοσης και αποτελέσματα σύγκλισης μαθηματικού μοντέλου για T=15 °C.

100% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	15,00	15,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	2758,30	2758,30	Input
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	36,70	36,70	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	560,00	560,00	Input
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	38,80	38,80	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	34,968	34,948	-0,06%

Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	12,833	12,826	-0,06%
----------------------------------	--------	--------	--------

80% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	15,00	15,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	2359,97	2359,97	Input
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	36,70	36,70	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	560,00	560,00	Input
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	38,80	38,80	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	32,674	32,678	0,01%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	10,260	10,261	0,01%

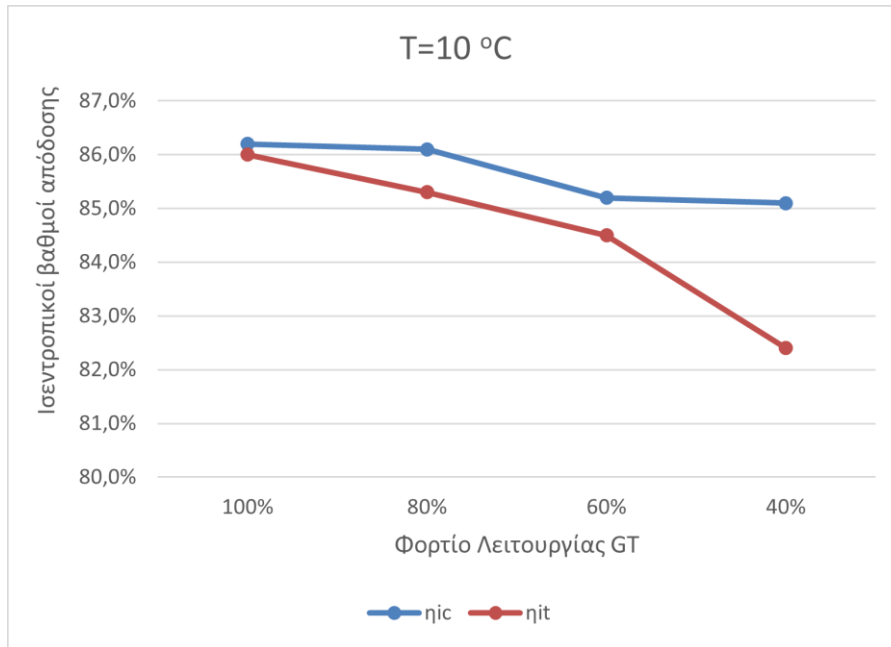
60% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	15,00	15,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	1916,53	1916,53	Input
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	25,50	25,50	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	510,00	510,00	Input
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	32,00	32,00	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	30,196	30,179	-0,06%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	7,700	7,696	-0,06%

40% Load	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα
Θερμοκρασία Αέρα (°C)	15,00	15,00	Input
Παροχή Μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	1473,10	1473,10	Input

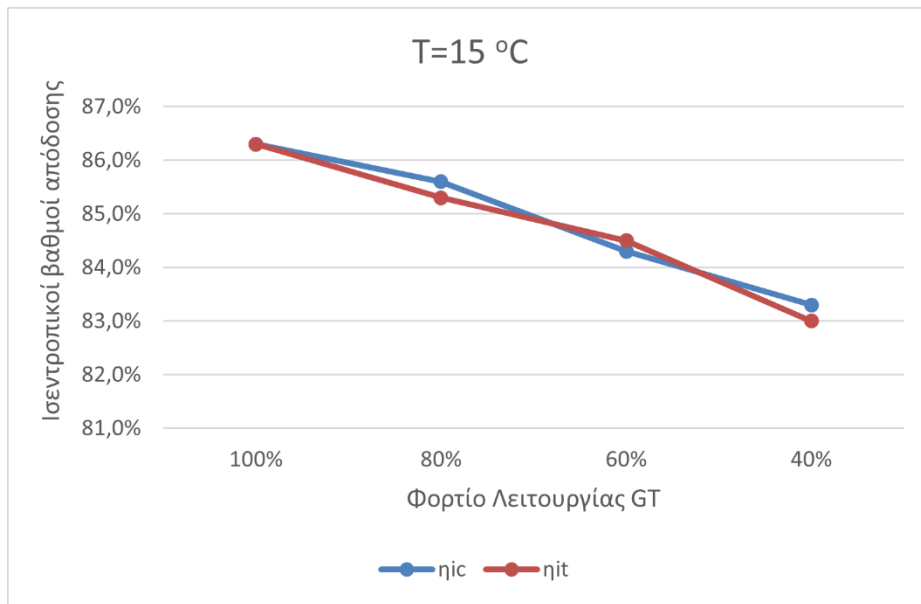
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	19,60	19,60	Input
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	479,00	479,00	Input
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	27,90	27,90	Input
Βαθμός Απόδοσης (%)	26,164	26,176	0,04%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	5,128	5,130	0,04%

Όπως φαίνεται στους παραπάνω πίνακες σχετικό σφάλμα προκύπτει μόνο στο βαθμό απόδοσης και στην παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ καθώς όλα τα υπόλοιπα μεγέθη λήφθηκαν ως είσοδοι στο μαθηματικό μοντέλο. Ο βαθμός απόδοσης παρουσιάζει κάθε φορά ίδιο σχετικό σφάλμα προσέγγισης με την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ λόγω της μορφής του μαθηματικού τύπου με τον οποίο συνδέονται. Το σχετικό σφάλμα που προκύπτει είναι ουσιαστικά η απόκλιση που προκύπτει για τα υπολογιζόμενα μεγέθη της σύγκλισης, λόγω μη δυνατότητας εύρεσης καλύτερου συνδυασμού ισεντροπικών βαθμών απόδοσης. Αφού αυτό προκύπτει μικρότερο του 0,1% για όλες τις περιπτώσεις θεωρείται ότι η σύγκλιση είναι ικανοποιητική και ότι οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης που υπολογίστηκαν ανταποκρίνονται πολύ καλά στο μαθηματικό μοντέλο.

Παρακάτω παρουσιάζονται υπό τη μορφή διαγραμμάτων οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης όπως υπολογίστηκαν για τον συμπιεστή και τον σρόβιλο συναρτήσει του φορτίου λειτουργίας αεριοσρόβιλου και για θερμοκρασίες $T=10\text{ }^{\circ}\text{C}$ και $T=15\text{ }^{\circ}\text{C}$.



Διάγραμμα 3.3: Διάγραμμα μεταβολής των μαθηματικά υπολογισμένων ισητροπικών βαθμών απόδοσης συναρτήσει του φορτίου λειτουργίας του GT και για θερμοκρασία εισόδου αέρα 10 °C.



Διάγραμμα 3.4: Διάγραμμα μεταβολής των μαθηματικά υπολογισμένων ισητροπικών βαθμών απόδοσης συναρτήσει του φορτίου λειτουργίας του GT και για θερμοκρασία εισόδου αέρα 15 °C.

Για διαφορετική θερμοκρασία εισόδου του αέρα οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης παρουσιάζουν μεταβολή που αυξάνεται όσο μειώνεται το φορτίο λειτουργίας. Φαίνεται πως για θερμοκρασία εισόδου του αέρα ίση με 10 °C είναι ευμενέστεροι συνολικά. Επομένως στο μοντέλο Aspen θα χρησιμοποιηθεί θερμοκρασία εισόδου του αέρα ίση με 10 °C.

Στην συνέχεια φαίνονται οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης όπως βρέθηκαν από βιβλιογραφικές πηγές για αεριοστρόβιλο με ονομαστική ισχύ ($P_{nominal}$) 128,9 MW και 8,9 MW αντίστοιχα και για θερμοκρασία περιβάλλοντος 10 °C. Συγκεκριμένα, στους **Πίνακες 3.11** και **3.12** γίνεται επικύρωση των τιμών της βιβλιογραφίας με τις τιμές που υπολογίστηκαν για τον SGT-400 για θερμοκρασία εισόδου αέρα 10 °C.

Πίνακας 3.11: Σύγκριση μαθηματικά υπολογισμένων ισεντροπικών βαθμών απόδοσης με τους αντίστοιχους για μονάδα ονομαστικής ισχύος 128,9MW της βιβλιογραφίας [68].

$T=10\text{ }^{\circ}\text{C}$	Τιμές για μοντέλο Αεριοστρόβιλου		Τιμές Βιβλιογραφίας για $P_{nominal}=128,9\text{ MW}$		Σχετική διαφορά (%)	Σχετική διαφορά (%)	
	Load (%)	η_{ic} (%)	η_{it} (%)	η_{ic} (%)	η_{it} (%)	$\Delta\eta_{ic}$ (%)	$\Delta\eta_{it}$ (%)
100		86,2%	86,0%	87,0%	92,0%	0,9%	6,5%
80		86,1%	85,3%	86,5%	90,5%	0,5%	5,7%
60		85,2%	84,5%	85,5%	87,0%	0,4%	2,9%
40		85,1%	82,4%	84,0%	84,5%	-1,3%	2,5%

Πίνακας 3.12: Σύγκριση μαθηματικά υπολογισμένων ισεντροπικών βαθμών απόδοσης με τους αντίστοιχους για μονάδα ονομαστικής ισχύος 8,9 MW της βιβλιογραφίας [69].

$T=10\text{ }^{\circ}\text{C}$	Τιμές για μοντέλο Αεριοστρόβιλου		Τιμές Βιβλιογραφίας για $P_{\text{nominal}}=8,9\text{ MW}$		Σχετική διαφορά (%)	Σχετική διαφορά (%)	
	Load (%)	η_{ic} (%)	η_{it} (%)	η_{ic} (%)	η_{it} (%)	$\Delta\eta_{ic}$ (%)	$\Delta\eta_{it}$ (%)
100		86,2%	86,0%	83,0%	83,5%	-3,9%	-3,0%
80		86,1%	85,3%	83,5%	83,5%	-3,1%	-2,2%
60		85,2%	84,5%	83,0%	83,0%	-2,7%	-1,8%
40		85,1%	82,4%	83,0%	80,0%	-2,5%	-3,0%

Από τους παραπάνω πίνακες φαίνεται ότι οι ισεντροπικοί βαθμοί που υπολογίστηκαν ανταποκρίνονται αρκετά καλά στα δεδομένα της βιβλιογραφίας και πως για μικρότερα φορτία λειτουργίας οι σχετικές διαφορές είναι αρκετά κοντά μεταξύ τους. Οι αποκλίσεις μπορεί να οφείλονται λόγω των διαφορετικών σχεδιαστικών παραμέτρων που μπορεί να έχουν οι μονάδες της βιβλιογραφίας καθώς διαθέτουν διαφορετική ονομαστική ισχύ.

Περιγραφή μοντέλου GT στο λογισμικό Aspen Plus

Στο μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε [44] (όπως φαίνεται στο **Διάγραμμα 3.5**) αρχικά ορίζονται τα ρεύματα εισόδου στον αεριοστρόβιλο, δηλαδή ο αέρας περιβάλλοντος (**AIRIN**) και το φυσικό αέριο (**NATGASIN**) (στο βασικό σενάριο reference case σαν καύσιμο χρησιμοποιείται 100% φυσικό αέριο), με γραμμομοριακή σύσταση και συνθήκες τροφοδοσίας όπως αναφέρθηκε στους **Πίνακες 3.1-3.4**. Ο ατμοσφαιρικός αέρας εισέρχεται στο στον συμπιεστή του αεριοστρόβιλου (**AIRCOMP**), όπου συμπιέζεται αυξάνοντας την πίεση του στα 17bar. Στην συνέχεια αναμιγνύεται με το φυσικό αέριο και οδηγούνται στον θάλαμο καύσης. Ο θάλαμος καύσης (**COMBUST**) 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 ($Q=0\text{ kW}$) και με μηδενική πτώση πίεσης. Μετά τον αντιδραστήρα παράγονται θερμά καυσαέρια (**HOTGAS**) τα οποία οδηγούνται στον αεριοστρόβιλο (**GASTURB**) όπου εκτονώνονται σε ατμοσφαιρική πίεση παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια. Τέλος για την προσομοίωση του ισοζυγίου ενέργειας μεταξύ συμπιεστή και στρόβιλου χρησιμοποιείται ένας αναμίκτης (**WORKMIX**) ο οποίος υπολογίζει την καθαρή ηλεκτρική ενέργεια που παράγει ο αεριοστρόβιλος.

Στον **Πίνακα 3.13** παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά του συμπιεστή και του στροβίλου, ενώ στον **Πίνακα 3.14** οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης όπως υπολογίστηκαν από το προηγούμενο κεφάλαιο για τα διάφορα φορτία λειτουργίας. Έπειτα στον **Πίνακα 3.15** παρουσιάζονται τα δεδομένα του χάρτη λειτουργίας του SGT-400 που χρησιμοποιήθηκαν ως δεδομένα εισόδου στο λογισμικό για το βασικό σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου και για σενάρια φορτίων λειτουργίας του αεριοστροβίλου 100%, 80%, 60% και 40%.

Πίνακας 3.13: Χαρακτηριστικά Συμπιεστή και Στροβίλου.
Συμπιεστής

Λόγος πίεσης (bar)	17
Μηχανικός Βαθμός Απόδοσης (%)	99

Στρόβιλος

Πίεση Εξόδου (bar)	1,01
Μηχανικός Βαθμός Απόδοσης (%)	99

Πίνακας 3.14: Ισεντροπικοί Βαθμοί απόδοσης Συμπιεστή και Στροβίλου όπως υπολογίστηκαν από μαθηματικό μοντέλο για θερμοκρασία αέρα 10°C.

Φορτίο Λειτουργίας GT (%)	Τιμές από μαθηματικούς Υπολογισμούς	
	η_{ic} (%)	η_{iT} (%)
100	86,2	86,0
80	86,1	85,3
60	85,2	84,5
40	85,1	82,4

Πίνακας 3.15: Δεδομένα κατασκευαστή που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδος στο λογισμικό Aspen για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του αεριοστρόβιλου.

100% Φορτίο Λειτουργίας- Σχεδιαστικές παράμετροι εισόδου	Τιμή
Παροχή μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	2786,03
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	37,07
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	555
80% Φορτίο Λειτουργίας- Σχεδιαστικές παράμετροι εισόδου	Τιμή
Παροχή μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	2277,29
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	30,30
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	526
60% Φορτίο Λειτουργίας- Σχεδιαστικές παράμετροι εισόδου	Τιμή
Παροχή μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	1901,50
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	25,30
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	497
40% Φορτίο Λειτουργίας- Σχεδιαστικές παράμετροι εισόδου	Τιμή
Παροχή μάζας Φυσικού Αερίου (kg/h)	1465,58
Θερμική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	19,50
Θερμοκρασία καυσαερίων στην έξοδο του στροβίλου (°C)	469

Συγκεκριμένα, για κάθε σενάριο φορτίου λειτουργίας ορίστηκε η παροχή μάζας του φυσικού αερίου στο ρεύμα εισόδου όπως παραπάνω. Παράλληλα, η μάζα του αέρα που αναρροφάται από τον συμπιεστή υπολογίζεται κάθε φορά μέσω μιας λειτουργίας του Aspen Plus που ονομάζεται «design specification». Ουσιαστικά η μάζα του αέρα προσομοιώθηκε να μεταβάλλεται με τέτοιο τρόπο ώστε η θερμοκρασία των καυσαερίων να είναι πάντα ίση με αυτή που δίνεται από τον κατασκευαστή για τα διάφορα φορτία λειτουργίας.

Αφού το βασικό σενάριο «έτρεξε» με τα παραπάνω δεδομένα, ελέγχθηκαν οι βασικές σχεδιαστικές παράμετροι εξόδου, δηλαδή η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς, η παροχή μάζας καυσαερίων και ο βαθμός απόδοσης GT. Λόγω αισθητής απόκλισης των αποτελεσμάτων από τις σχεδιαστικές παραμέτρους του κατασκευαστή έγινε προσπάθεια επαναπροσδιορισμού των ισεντροπικών βαθμών απόδοσης καθώς είναι τα μόνα μεγέθη που υπολογίστηκαν από μαθηματικές εξισώσεις οι οποίες μπορεί να ενέχουν σφάλματα. Συγκεκριμένα, δοκιμάστηκαν πολλά ζευγάρια ισεντροπικών βαθμών απόδοσης συμπιεστή και στροβίλου, με βασικό στόχο να συγκλίνει η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς και συμπληρωματικό στόχο να συγκλίνουν οι υπόλοιπες σχεδιαστικές παράμετροι εξόδου με τις παραμέτρους του κατασκευαστή. Στον **Πίνακα 3.16** παρουσιάζονται οι βασικές σχεδιαστικές παράμετροι εξόδου που υπολογίστηκαν από το λογισμικό σε σύγκριση με τις αντίστοιχες τιμές του κατασκευαστή. Αντίστοιχα, στον **Πίνακα 3.17** παρουσιάζονται οι καινούριοι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης, που προσομοιώνουν καλύτερα το μοντέλο σε σύγκριση με αυτούς που υπολογίστηκαν μαθηματικά. Τα παραπάνω αποτελέσματα παρουσιάζονται για φορτία λειτουργίας 100%, 80%, 60% και 40%.

Πίνακας 3.16: Επικύρωση Σχεδιαστικών Παραμέτρων Μοντέλου με Βιομηχανικά Δεδομένα για SGT-400 για διάφορα φορτία λειτουργίας του αεριοστροβίλου.

100% Φορτίο Λειτουργίας	Μοντέλο Αεριοστροβίλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα (%)
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	39,416	39,400	-0,04%
Βαθμός Απόδοσης (%)	34,81%	34,80%	-0,03%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	12,904	12,900	-0,03%

80% Φορτίο Λειτουργίας	Μοντέλο Αεριοστροβίλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα (%)
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	34,670	36,200	4,23%
Βαθμός Απόδοσης (%)	34,07%	34,06%	-0,02%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	10,322	10,320	-0,02%

60% Φορτίο Λειτουργίας	Μοντέλο Αεριοστροβίλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα (%)
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	32,534	32,300	-0,72%
Βαθμός Απόδοσης (%)	30,59%	30,59%	0,01%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	7,739	7,740	0,01%

40% Φορτίο Λειτουργίας	Μοντέλο Αεριοστρόβιλου	SGT-400	Σχετικό Σφάλμα (%)
Παροχή μάζας Καυσαερίων (kg/s)	28,378	28,200	-0,63%
Βαθμός Απόδοσης (%)	26,50%	26,46%	-0,14%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (MWe)	5,167	5,160	-0,14%

Πίνακας 3.17: Ισεντροπικοί Βαθμοί απόδοσης συμπιεστή και στροβίλου όπως υπολογίστηκαν από το μαθηματικό μοντέλο και από την προσομοίωση στο Aspen Plus.

Φορτίο Λειτουργίας GT (%)	Τιμές από μαθηματικούς Υπολογισμούς		Τιμές που προσομοιώνουν καλύτερα το Μοντέλο Aspen		Σχετική διαφορά (%)	Σχετική διαφορά (%)
	η_{ic} (%)	η_{iT} (%)	η_{ic} (%)	η_{iT} (%)	$\Delta\eta_{ic}$ (%)	$\Delta\eta_{iT}$ (%)
100	86,20	86,00	86,20	86,00	0,00%	0,00%
80	86,10	85,30	86,10	85,70	0,00%	0,47%
60	85,20	84,50	83,90	84,00	-1,55%	-0,60%
40	85,10	82,40	83,00	81,90	-2,53%	-0,61%

Παρατηρείται ότι μετά τον επαναπροσδιορισμό των ισεντροπικών βαθμών απόδοσης το μοντέλο παρουσιάζει μικρά σφάλματα σε σχέση με τα βιομηχανικά δεδομένα. Η παροχή μάζας καυσαερίων παρουσιάζει το μεγαλύτερο σφάλμα από όλα τα μεγέθη και κυρίως για χαμηλότερα φορτία λειτουργίας του στροβίλου. Αυτό μπορεί να συμβαίνει λόγω αποκλίσεων της αποτύπωσης των δεδομένων για τα μικρότερα φορτία λειτουργίας από τον χάρτη λειτουργίας του SGT-400 (Παράρτημα Α).

Επίσης οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης που προσομοιώνουν καλύτερα το μοντέλο παρουσιάζουν παρόμοιες διακυμάνσεις με τους μαθηματικά υπολογισμένους με μικρές αποκλίσεις να εμφανίζονται σε μικρότερα φορτία λειτουργίας. Οι μαθηματικές εξισώσεις πιθανόν να παρουσιάζουν σφάλματα για μικρότερα φορτία λειτουργίας διότι σε αυτά τα φορτία τα υποσυστήματα της μονάδας μπορεί να παρουσιάζουν αποκλίσεις από την θεωρητική λειτουργία τους.

Παρακάτω παρουσιάζονται ο πίνακας αποτελεσμάτων των ρευμάτων διεργασίας του μοντέλου αεριοστρόβιλου με τους καινούριους ισεντροπικούς βαθμούς απόδοσης, ο πίνακας με τη γραμμομοριακή σύσταση των καυσαερίων και τέλος ακολουθεί το διάγραμμα ροής του μοντέλου που αναλύθηκε.

Πίνακας 3.18: Πίνακας Αποτελεσμάτων Ρευμάτων Διεργασίας Αεριοστρόβιλου.

100% Φορτίο λειτουργίας GT

Ρεύμα Διεργασίας	Θερμοκρασία (°C)	Πίεση (bar)	Γραμμομοριακό Κλάσμα ατμών	Παροχή Μάζας (kg/h)
NATGASIN	20	21	1	2786
AIRIN	10	1,013	1	139111
AIROUT	405	17	1	139111
HOTGAS	1158	17	1	141897
HOTGAS1	555	1,01	1	141897

80% Φορτίο λειτουργίας GT

Ρεύμα Διεργασίας	Θερμοκρασία (°C)	Πίεση (bar)	Γραμμομοριακό Κλάσμα ατμών	Παροχή Μάζας (kg/h)
NATGASIN	20	21	1	2277
AIRIN	10	1,013	1	122534
AIROUT	405	17	1	122534
HOTGAS	1110	17	1	124811
HOTGAS1	526	1,01	1	124811

60% Φορτίο λειτουργίας GT

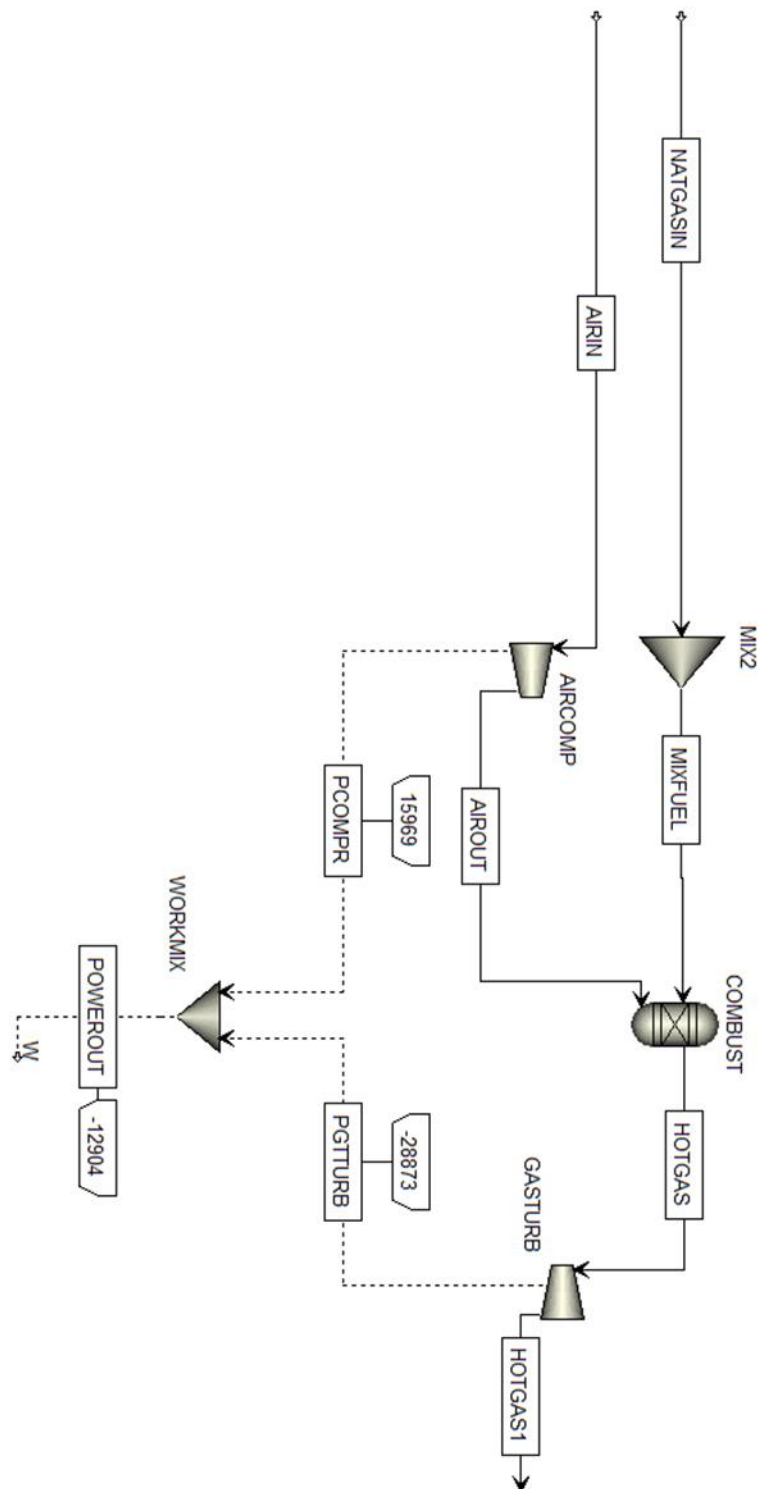
Ρεύμα Διεργασίας	Θερμοκρασία (°C)	Πίεση (bar)	Γραμμομοριακό Κλάσμα ατμών	Παροχή Μάζας (kg/h)
NATGASIN	20	21	1	1902
AIRIN	10	1,013	1	115221
AIROUT	415	17	1	115221
HOTGAS	1048	17	1	117122
HOTGAS1	497	1,01	1	117122

40% Φορτίο λειτουργίας GT

Ρεύμα Διεργασίας	Θερμοκρασία (°C)	Πίεση (bar)	Γραμμομοριακό Κλάσμα ατμών	Παροχή Μάζας (kg/h)
NATGASIN	20	21	1	1466
AIRIN	10	1,013	1	100695
AIROUT	419	17	1	100695
HOTGAS	984	17	1	102161
HOTGAS1	469	1,01	1	102161

Πίνακας 3.19: Γραμμομοριακή Σύσταση Καυσαερίων στην έξοδο του αεριοστρόβιλου (% vol).

Φορτίο Λειτουργίας GT	100%	80%	60%	40%
CO₂	3,45	3,21	2,86	2,54
O₂	13,40	13,92	14,67	15,38
H₂O	7,35	6,89	6,23	5,61
N₂	74,85	75,03	75,30	75,55
CH₄	ίχνη	ίχνη	ίχνη	ίχνη
C₂H₆	0	0	0	0
C₃H₈	0	0	0	0
C₄H₁₀	0	0	0	0
n-C₄H₁₀	0	0	0	0
C₅H₁₂	0	0	0	0
n-C₅H₁₂	0	0	0	0
C₆H₁₄	0	0	0	0
Ar	0,89	0,89	0,89	0,90
CO	ίχνη	ίχνη	ίχνη	ίχνη
NO	0,07	0,06	0,04	0,03
NO₂	0,0015	0,0014	0,0013	0,0012



Διάγραμμα 3.5: Διάγραμμα Ροής τμήματος Αεριοστρόβιλου (Aspen Plus).

3.2.3 Τμήμα Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας και Κύκλος Νερού-Ατμού

Το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε και αναλύθηκε στο κεφάλαιο αυτό βασίζεται σε βιβλιογραφικά δεδομένα [44], [45].

Ο Λέβητας ανάκτησης θερμότητας εκμεταλλεύεται την υψηλή θερμοκρασία των καυσαερίων που εξάγονται από τον αεριοστρόβιλο για την παραγωγή ατμού μέσης και υψηλής πίεσης. Στο μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε έχει θεωρηθεί μηδενική πτώση πίεσης τους εναλλάκτες στο τμήμα των καυσαερίων, ενώ έχει ληφθεί υπόψιν πτώση πίεσης στο τμήμα νερού. Στο μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε οι ενδιάμεσοι εναλλάκτες του λέβητα ανάκτησης θερμότητας είναι μοντελοποιημένοι με δυο απλούς θερμαντήρες που βασίζονται στο έτοιμο «μπλοκ» του Aspen HEATER και συνδέονται με ένα ρεύμα θερμότητας μεταξύ τους. Η επιλογή αυτή επιτρέπει στο λογισμικό να συγκλίνει στην λύση πιο γρήγορα. Αναλυτικά το διάγραμμα ροής του μοντέλου που χρησιμοποιήθηκε παρουσιάζεται στο **Διάγραμμα 3.9** και περιγράφεται εκτενέστερα παρακάτω.

Αρχικά τα θερμά καυσαέρια **HOTGAS1** που εξέρχονται από τον αεριοστρόβιλο περνάνε από έναν εναλλάκτη θερμότητας όπου προσομοιώνονται οι απώλειες θερμότητας στον αεριοστρόβιλο με αποτέλεσμα να μειώνεται η θερμοκρασία των καυσαερίων. Στη συνέχεια τα θερμά καυσαέρια **HOTGAS2** οδηγούνται στο θάλαμο μετάκαυσης (**PC**) όπου εκεί προσδίδεται επιπλέον καύσιμο και αέρα προκειμένου να αυξηθεί περαιτέρω η θερμοκρασία των καυσαερίων. Ο αντιδραστήρας του θαλάμου μετάκαυσης είναι μοντελοποιημένος με έναν αντιδραστήρα **RGibbs**, ο οποίος υπολογίζει την σύσταση ισορροπίας των προϊόντων της αντίδρασης ελαχιστοποιώντας την ελεύθερη ενέργεια **Gibbs**. Θεωρήθηκε επίσης αδιαβατικός ($Q=0$ kW) με μηδενική πτώση πίεσης.

Στον Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας εισέρχεται ρεύμα νερού **WATERIN** το οποίο θεωρείται κρύο ρεύμα με $T=105$ °C και $P=15,87$ bar ώστε να ανταλλάξει θερμότητα με το ζεστό ρεύμα των καυσαερίων. Η μάζα του νερού διέρχεται από τον πρώτο οικονομητήρα (**ECO1A**) όπου προθερμαίνεται και η πίεση του ελαφρώς μειώνεται λόγω απωλειών πίεσης σε $P=15$ bar. Έπειτα ακολουθεί ένας διαχωριστήρας (**SPLIT**) ο οποίος χωρίζει το ρεύμα του νερού κατά ποσοστό 0,74% για παραγωγή ατμού μέσης πίεσης ενώ το υπόλοιπο μέρος οδηγείται για παραγωγή ατμού υψηλής πίεσης. Έχει θεωρηθεί μηδενική πτώση πίεσης στον διαχωριστήρα. Στη συνέχεια το ρεύμα νερού **WATER2** εισέρχεται στον πρώτο ατμοποιητή (**EVAP1**) όπου ατμοποιείται για παραγωγή ατμού μέσης πίεσης **STEAMMP** με $T=198$ °C και $P=15$ bar. Το ρεύμα του νερού οδηγείται σε μια αντλία (**PUMP2**) όπου αυξάνεται η πίεση του από 15 bar σε 40,28 bar. Η αντλία έχει θεωρηθεί ότι έχει ισεντροπικό βαθμό απόδοσης ίσο με 75% και καταναλώνει ισχύ η οποία αλλάζει ανάλογα με το φορτίο λειτουργίας της μονάδας. Το ρεύμα νερού υψηλής πίεσης **WATER4** εισέρχεται στον δεύτερο οικονομητήρα (**ECO2A**) όπου η θερμοκρασία του αυξάνεται. Στη συνέχεια περνάει από τον δεύτερο ατμοποιητή (**EVAP2A**) όπου το νερό μετατρέπεται σε ατμό. Ο ατμός υψηλής πίεσης εισέρχεται στον πρώτο υπερθερμαντήρα (**SHEAT1A**) όπου αυξάνεται η θερμοκρασία του και η πίεση του μειώνεται στα 40,09 bar. Τέλος ο ατμός διέρχεται από τον δεύτερο

υπερθερμαντήρα (**SHEAT2A**) ώστε να αυξηθεί ακόμα περισσότερο η θερμοκρασία του. Εκεί παρουσιάζει μια μικρή πτώση πίεσης και επομένως παράγεται ατμός υψηλής πίεσης **STEAMHP** με $P=40$ bar και θερμοκρασία $T=450$ °C.

Προκειμένου να υπολογιστούν οι μαζικές παροχές ατμών και τα ρεύματα διεργασίας εφαρμόστηκαν ορισμένα «design specification» στο μοντέλο του Aspen Plus. Συγκεκριμένα για όλα τα φορτία λειτουργίας ορίστηκε να μεταβάλλεται το ρεύμα **AIRPC** έτσι ώστε η θερμοκρασία των καυσαερίων που εξέρχονται από τον (**PC**) να είναι πάντα $T_{GASPC}=879$ °C και η μαζική παροχή νερού **WATERIN** να μεταβάλλεται έτσι ώστε η θερμοκρασία των καυσαερίων στην έξοδο τους από τον λέβητα να είναι $T_{EXHAUST}=141$ °C. Οι τιμές αυτές επιλέχτηκαν καθώς είναι τυπικές τιμές τέτοιων μονάδων. Επίσης, ορίστηκε μια ακόμα λειτουργία που ονομάζεται «calculator» η οποία υπολογίζει το ρεύμα φυσικού αερίου στον θάλαμο μετάκαυσης **NGPC** με βάση το ρεύμα **AIRPC** χρησιμοποιώντας τον τύπο **NGPC=0,2641*AIRPC**. Ο τύπος αυτός προσδιορίζει το καύσιμο **NGPC** βάση τυπικών αναλογιών που πρέπει να τηρούνται στον θάλαμο μετάκαυσης μεταξύ φυσικού αερίου και αέρα περιβάλλοντος.

Στον **Πίνακα 3.20** που ακολουθεί παρουσιάζονται τα βασικά ρεύματα διεργασίας του Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας και τα θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά τους. Οι μαζικές παροχές των ρευμάτων αλλάζουν ανάλογα με το φορτίο λειτουργίας και δεν παρουσιάζονται στον συγκεκριμένο πίνακα. Οι βασικές μαζικές παροχές ρευμάτων που χρησιμοποιούνται στους υπολογισμούς παρουσιάζονται στον **Πίνακα 3.21** για φορτία λειτουργίας GT 100%, 80%, 60% και 40%. Επίσης στον **Πίνακα 3.22** παρουσιάζεται η γραμμομοριακή σύσταση καυσαερίων μετά τη μετάκαυση.

Πίνακας 3.20: Αποτελέσματα Ρευμάτων Διεργασίας Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας-Βασικό Σενάριο.

Ρεύμα Διεργασίας	Θερμοκρασία (°C)	Πίεση (bar)	Γραμμομοριακό Κλάσμα ατμών
AIRPC	10	1,013	1
NATGASPC	20	21	1
HOTGAS3	879	1,01	1
HOTGAS4	856	1,01	1
HOTGAS5	753	1,01	1
HOTGAS6	320	1,01	1
HOTGAS7	256	1,01	1
HOTGAS8	252	1,01	1
HOTGAS9	141	1,01	1
WATERIN	105	15,87	0
WATER1	198	15	0

WATER2	198	15	0
STEAMMP	198	15	1
WATER3	180	15	0
WATER4	199	40,28	0
WATER5	251	40,28	0
STEAM1	251	40,28	1
STEAM2	409	40,09	1
STEAMHP	450	40	1

Πίνακας 3.21 : Μαζικές Παροχές Βασικών ρευμάτων διεργασίας για διάφορα φορτία λειτουργίας του GT.

Φορτία Λειτουργίας GT	100%	80%	60%	40%
Παροχή μάζας νερού τροφοδοσίας	44638	39320	36931	32228
Παροχή μάζας ατμού μέσης πίεσης (kg/h)	332	293	275	240
Παροχή μάζας ατμού υψηλής πίεσης (kg/h)	44305	39028	36656	31988
Μάζα φυσικού αερίου που εισέρχεται στον PC (kg/h)	1449,6	1362,5	1370,9	1266,8
Μαζική παροχή αέρα στον PC (kg/h)	5488,9	5159,0	5190,8	4796,5

Πίνακας 3.22: Σύσταση Καυσαερίων μετά τη μετάκαυση (% vol).

Φορτίο Λειτουργίας GT	100%	80%	60%	40%
CO ₂	4,95	4,83	4,61	4,41
O ₂	10,2	10,47	10,93	11,37
H ₂ O	10,2	9,97	9,56	9,17
N ₂	73,76	73,85	74,01	74,16
CH ₄	0	0	0	0
C ₂ H ₆	0	0	0	0
C ₃ H ₈	0	0	0	0
C ₄ H ₁₀	0	0	0	0
n-C ₄ H ₁₀	0	0	0	0
C ₅ H ₁₂	0	0	0	0
n-C ₅ H ₁₂	0	0	0	0
C ₆ H ₁₄	0	0	0	0
Ar	0,88	0,88	0,88	0,88
CO	ίχνη	ίχνη	ίχνη	ίχνη
NO	0,01	0,01	0,01	0,01
NO ₂	ίχνη	ίχνη	ίχνη	ίχνη

Στον **Πίνακα 3.23** παρουσιάζονται οι ενθαλπίες του ατμού μέσης και υψηλής πίεσης καθώς και του νερού τροφοδοσίας, οι οποίες λήφθηκαν από Πίνακες Νερού-Ατμού. Η ωφέλιμη θερμότητα προς εκμετάλλευση σε MWth που φέρουν οι ατμοί μέσης και υψηλής πίεσης υπολογίζονται με βάση την παρακάτω σχέση:

$$Q_{\omega\phi\acute{\epsilon}\lambda\iota\mu\omicron} = \frac{\dot{m}_{\alpha\tau\mu\omicron\upsilon} \cdot (h_{\alpha\tau\mu\omicron\upsilon} - h_{\nu\epsilon\rho\omicron\upsilon})}{3600 \cdot 1000} \quad (3.12)$$

Όπου το $Q_{\omega\phi\acute{\epsilon}\lambda\iota\mu\omicron}$ υπολογίζεται σε MWth, $h_{\alpha\tau\mu\omicron\upsilon}$ & $h_{\nu\epsilon\rho\omicron\upsilon}$ αντικαθίσταται σε kJ/kg και $m_{\alpha\tau\mu\omicron\upsilon}$ σε kg/h.

Πίνακας 3.23: Ενθαλπίες Ατμού Μέσης, Υψηλής Πίεσης & Νερού Τροφοδοσίας.

Ενθαλπία νερού τροφοδοσίας (kJ/kg)	441,23
Ενθαλπία ατμού μέσης πίεσης(kJ/kg)	2794,70
Ενθαλπία ατμού υψηλής πίεσης(kJ/kg)	3331,15

Στον **Πίνακα 3.24** που ακολουθεί παρουσιάζονται οι θερμικές ισχύς των παραγόμενων ατμών καθώς και η συνολική όπως υπολογίστηκαν από την εξίσωση **(3.12)**.

Πίνακας 3.24: Παραγόμενη Θερμική Ισχύς για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του GT.

Φορτία Λειτουργίας GT	100%	80%	60%	40%
Θερμική Ισχύς ατμού μέσης πίεσης (MWth)	0,22	0,19	0,18	0,16
Θερμική Ισχύς ατμού υψηλής πίεσης (MWth)	35,57	31,33	29,43	25,68
Συνολική παραγόμενη Θερμική Ισχύς (MWth)	35,78	31,52	29,61	25,84

Στον **Πίνακα 3.25** παρουσιάζονται οι θερμικές ισχύς των καυσίμων που χρησιμοποιήθηκαν στον αεριοστρόβιλο και στον θάλαμο μετάκαυσης.

Πίνακας 3.25: Θερμική Ισχύς καυσίμων Μονάδας Συμπαραγωγής για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του GT.

Φορτία Λειτουργίας GT	100%	80%	60%	40%
Συνολική θερμική ισχύς καυσίμου (MWth)	56,36	48,43	43,54	36,35
Συνολική θερμική ισχύς καυσίμου στον GT (MWth)	37,07	30,30	25,30	19,50
Συνολική θερμική ισχύς καυσίμου στον PC (MWth)	19,29	18,13	18,24	16,85

Στην συνέχεια με βάση τις εξισώσεις **(2.19)-(2.23)** υπολογίζονται ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης (με βάση το καύσιμο που εισέρχεται τόσο στον θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου όσο και στον θάλαμο μετάκαυσης), ο καθαρός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης (λαμβάνοντας υπόψιν και την ηλεκτρική κατανάλωση της αντλίας στον κύκλο νερού ατμού), 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 3.26** για όλα τα φορτία λειτουργίας. Στον ίδιο πίνακα παρουσιάζεται και η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς του αεριοστροβίλου που υπολογίστηκε αφαιρώντας την ισχύς της αντλίας που χρησιμοποιείται στον Λ.Α.Θ.

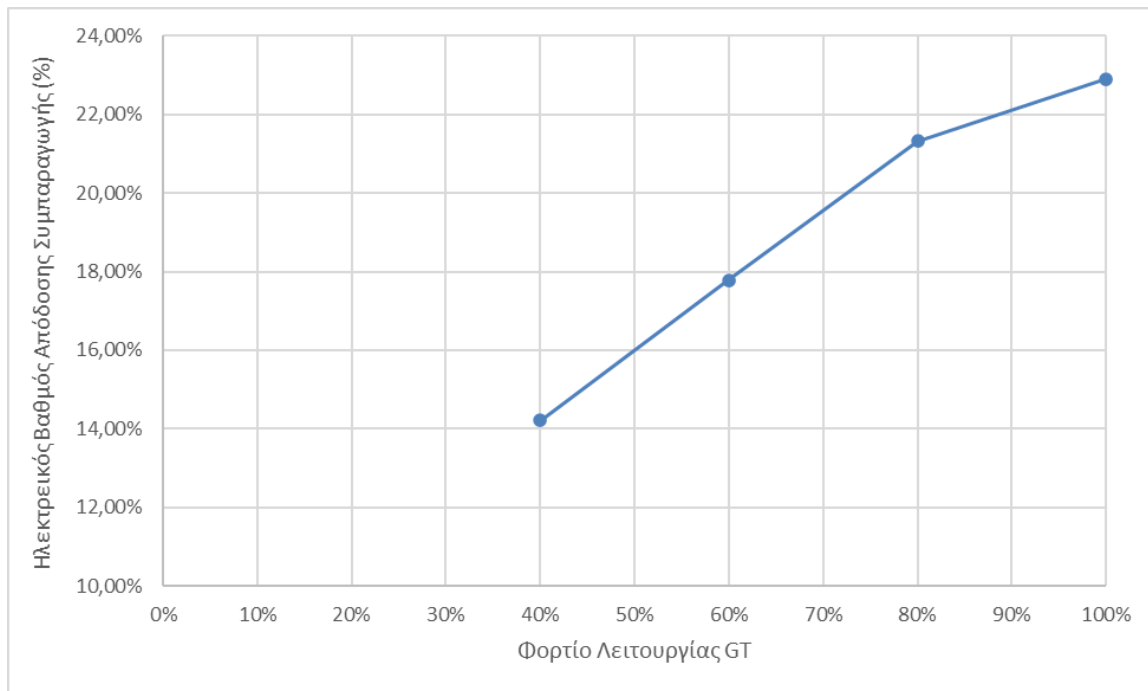
Πίνακας 3.26: Βασικά Μεγέθη Συμπαραγωγής-Βασικό Σενάριο 100% Φ.Α.

Φορτία Λειτουργίας GT	100%	80%	60%	40%
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης	22,81%	21,23%	17,68%	14,12%
Καθαρός Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης	22,73%	21,14%	17,59%	14,02%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης	63,49%	65,09%	68,00%	71,07%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής	86,31%	86,32%	85,68%	85,18%
Λόγος Ηλεκτρικής προς Θερμική Ενέργεια	0,36	0,33	0,26	0,20
Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας (Απλή Μονάδα)	23,42%	21,99%	18,09%	13,88%
Λόγος Εξοικονόμησης Πρωτογενούς Ενέργειας (Εξελιγμένη Μονάδα)	13,92%	12,87%	9,84%	6,71%

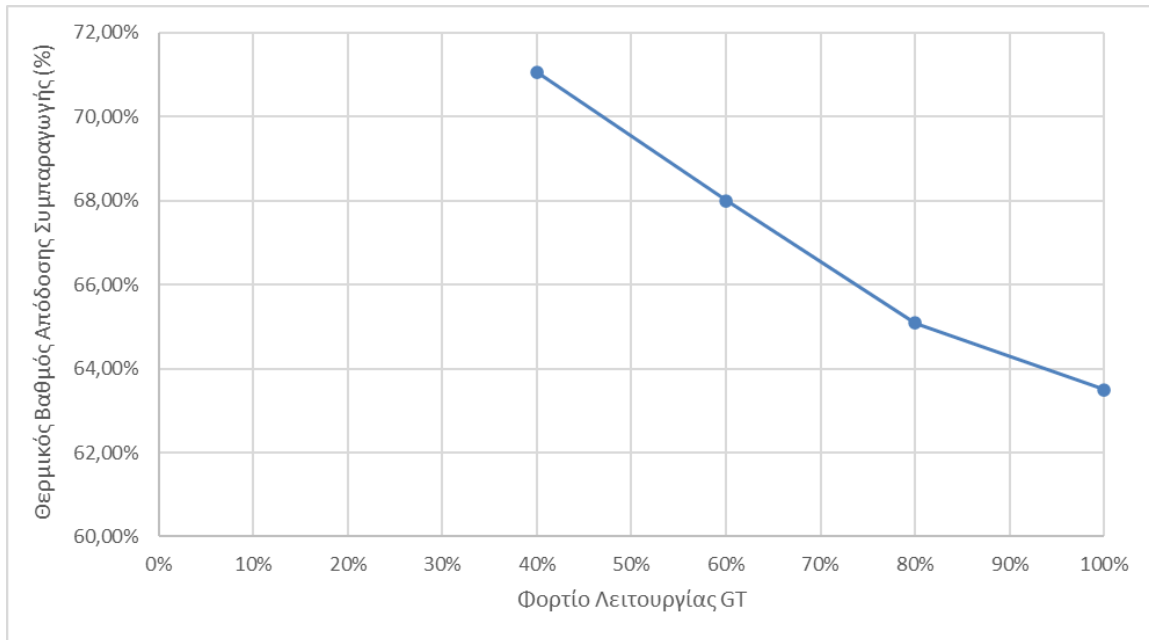
Ισχύς αντλίας του Λ.Α.Θ. (MW)	0,048	0,042	0,040	0,035
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (Gross Output) (MWe)	12,904	10,322	7,739	5,167
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (Net Output) (MWe)	12,856	10,280	7,699	5,132

Παρατηρείται ότι η μονάδα συμπαραγωγής που αναλύθηκε παρουσιάζει λόγο εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας (Primary Energy Saving Ratio-PESR) άνω του 10% σχεδόν σε όλες τις περιπτώσεις που σημαίνει ότι μπορεί να χαρακτηριστεί ως μονάδα Συμπαραγωγής Υψηλής Απόδοσης (ΣΥΘΗΑ) και να λάβει προνόμια ΑΠΕ. Εξαιρούνται τα φορτία λειτουργίας 60% και 40% όπου η μονάδα παρουσιάζει λόγο εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας (Εξελιγμένη Μονάδα) <10%. Επιπλέον, επειδή η μονάδα πετυχαίνει συμπαραγωγικό βαθμό απόδοσης 85-86% > 75%, που αποτελεί την ελάχιστη τιμή του βαθμού απόδοσης για μονάδες τέτοιου τύπου, θεωρείται βάση νομοθεσίας ότι η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση πλήρους συμπαραγωγής.

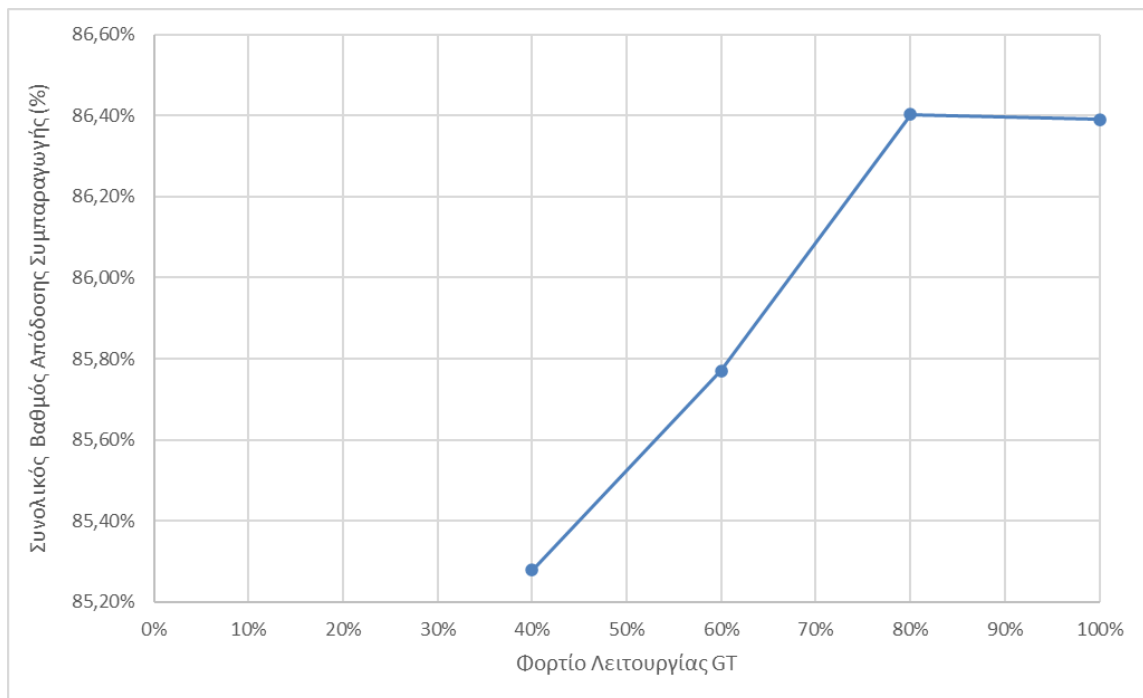
Οι παραπάνω βαθμοί απόδοσης παρουσιάζονται και στα **Διαγράμματα 3.6-3.8** συναρτήσεως του φορτίου λειτουργίας του GT.



Διάγραμμα 3.6: Διάγραμμα Ηλεκτρικού Βαθμού Απόδοσης Συμπαραγωγής συναρτήσεως Φορτίου Λειτουργίας του GT.



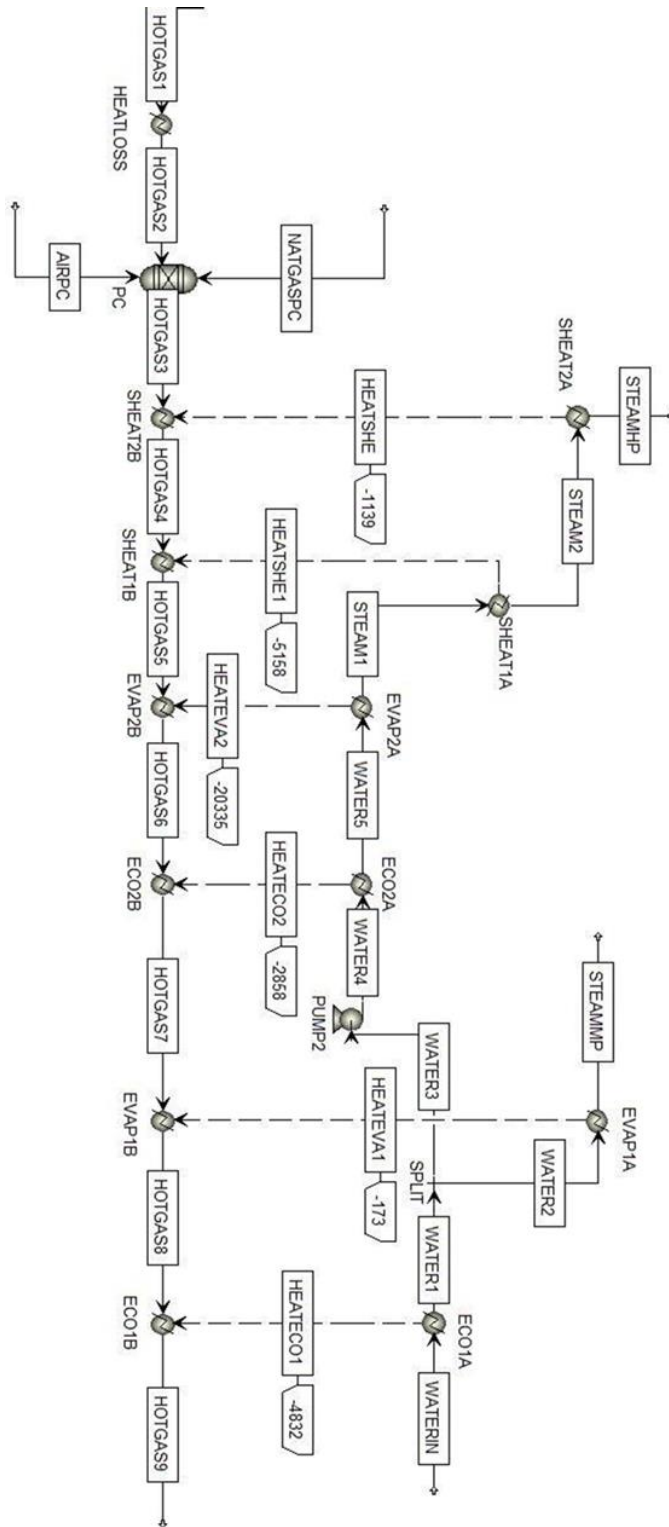
Διάγραμμα 3.7: Διάγραμμα Θερμικού Βαθμού Απόδοσης Συμπαράγωγής συναρτήσει Φορτίου Λειτουργίας του GT.



Διάγραμμα 3.8: Διάγραμμα Συμπαράγωγικού Βαθμού Απόδοσης της μονάδας συναρτήσει Φορτίου Λειτουργίας του GT.

Παρατηρείται ότι για χαμηλότερα φορτία λειτουργίας μειώνεται σημαντικά ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης κυρίως λόγω της μείωσης των ισεντροπικών βαθμών απόδοσης της μονάδας GT. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης παρουσιάζει μια αύξηση με την μείωση του φορτίου λειτουργίας. Αυτό συμβαίνει διότι μειώνεται το απαιτούμενο καύσιμο γενικά στην μονάδα και κυρίως στον αεριοστρόβιλο χωρίς να μειώνεται σημαντικά η παραγόμενη θερμική ισχύς της μονάδας. Για τον συμπαραγωγικό βαθμό απόδοσης φαίνεται ότι στο φορτίο λειτουργίας 80% η αύξηση του θερμικού βαθμού απόδοσης αντισταθμίζει την μείωση του ηλεκτρικού, με αποτέλεσμα αυτός σχεδόν να ισούται με τον αντίστοιχο για 100% φορτίο λειτουργίας. Για μικρότερα φορτία λειτουργίας υπερισχύει η μείωση του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης και ο συμπαραγωγικός βαθμός απόδοσης ελαττώνεται κατά 0,5-1% περίπου.

Δεν έγινε επικύρωση του μοντέλου λήβητα ανάκτησης θερμότητας με βιομηχανικά δεδομένα καθώς δεν βρέθηκαν δεδομένα για τα φορτία λειτουργίας που μελετήθηκαν για μονάδα με αντίστοιχες προδιαγραφές.



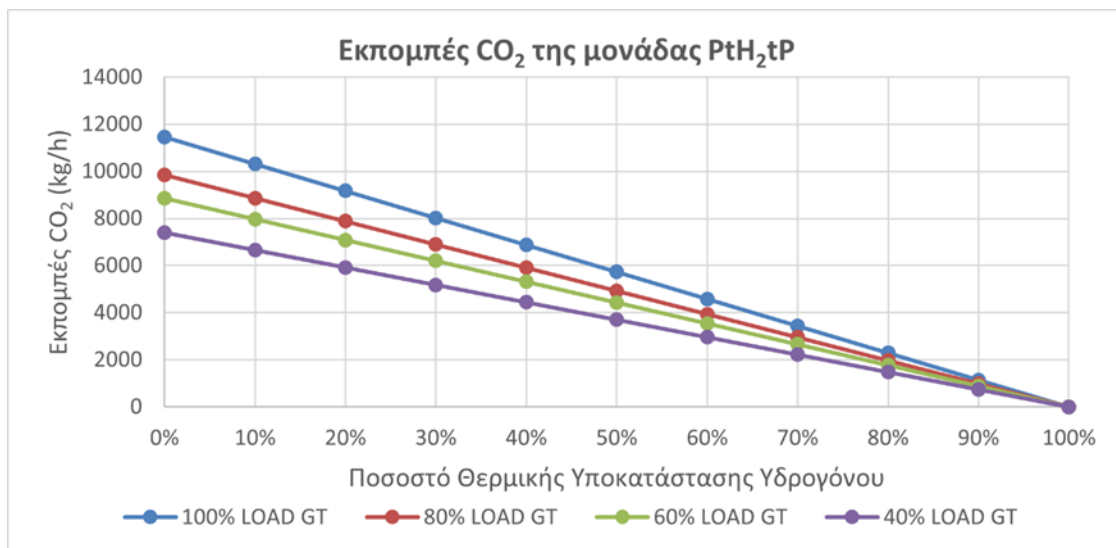
Διάγραμμα 3.9: Διάγραμμα Ροής Τμήματος Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας (Aspen Plus).

3.3 Υποκατάσταση Φυσικού Αερίου με H₂ σε Μονάδα Συμπαραγωγής

Στην παρούσα διπλωματική εργασία η υποκατάσταση του φυσικού αερίου με υδρογόνο δεν προσομοιώθηκε στο Aspen Plus καθώς θα ήταν απαραίτητο να τρέξουν πάρα πολλά σενάρια στο λογισμικό το οποίο θα είχε σαν αποτέλεσμα να χαθεί χρόνος και να αμεληθούν σημαντικά σενάρια της μονάδας PtH₂tP. Στόχος της εργασίας είναι να υπολογιστούν βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά όλων των διεργασιών της μονάδας, ώστε να γίνει μια ρεαλιστική οικονομοτεχνική μελέτη και όχι ο ακριβής υπολογισμός των ρευμάτων διεργασίας της μονάδας για όλα τα σενάρια. Για αυτόν τον λόγο θα παρουσιαστούν ορισμένα τεχνικά αποτελέσματα από τη βιβλιογραφία όπως έχουν υπολογιστεί για μονάδα παρόμοια με την υπό μελέτη. Η αναλυτική διαδικασία της θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου στην μονάδα θα παρουσιαστεί στο επόμενο κεφάλαιο.

3.3.1 Εκπομπές CO₂, CO και NO_x Μονάδας Συμπαραγωγής με καύσιμο μίγμα Φυσικού Αερίου & H₂

Αρχικά για να υπολογιστούν οι εκπομπές CO₂ υπολογίστηκαν οι μαζικές παροχές φυσικού αερίου που προκύπτουν για κάθε σενάριο θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου. 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. Η αναλογία αυτή είναι σταθερή καθώς το διοξείδιο του άνθρακα παράγεται μόνο από την καύση φυσικού αερίου στη μονάδα. Επομένως γνωρίζοντας τις μαζικές παροχές του φυσικού αερίου για κάθε σενάριο υποκατάστασης υδρογόνου έγινε υπολογισμός των εκπομπών CO₂. Στο **Διάγραμμα 3.10** παρουσιάζονται οι εκπομπές CO₂ για όλα τα σενάρια λειτουργίας του GT και θερμικής υποκατάστασης H₂.



Διάγραμμα 3.10: Εκπομπές CO₂ συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου για διάφορα φορτία λειτουργίας GT.

Είναι λογικό ότι οι εκπομπές CO₂ μειώνονται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου και πως για 100% υποκατάσταση οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι μηδενικές, αφού το υδρογόνο αποτελεί καθαρό καύσιμο που δεν παράγει CO₂ κατά την καύση του.

Οι εκπομπές CO υπολογίστηκαν για το σενάριο αναφοράς καύσης 100% φυσικού αερίου και φορτίο λειτουργίας GT 100% στα 0,00012 kg/h τιμή αμελητέα. Η ποσότητα αυτή μειώνεται με γραμμικό τρόπο όσο αυξάνεται το ποσοστό υποκατάστασης του υδρογόνου όπως γίνεται με το διοξείδιο του άνθρακα προηγουμένως και μηδενίζεται όταν το ποσοστό υποκατάστασης είναι 100%.

Για να υπολογιστούν οι εκπομπές NO_x για όλα τα σενάρια υποκατάστασης θα έπρεπε να γίνει προσομοίωση των σεναρίων αυτών καθώς οι συγκεκριμένες εκπομπές δεν εξαρτώνται αποκλειστικά από την ποσότητα καύσης του φυσικού αερίου. Υπολογίστηκε ότι για 100% φυσικό αέριο και για φορτία λειτουργίας 100%, 80%, 60% και 40% η ποσότητα NO προέκυψε 15,75 kg/h , 14,07 kg/h ,13,54 kg/h και 12,09 kg/h αντίστοιχα. Τα NO₂ υπολογίστηκαν για τα αντίστοιχα φορτία στα 0,35 kg/h , 0,32 kg/h, 0,31 kg/h και 0,28 kg/h αντίστοιχα.

Οι εκπομπές NO_x για τα διάφορα σενάρια υποκατάστασης υδρογόνου για παρόμοια μονάδα και για φορτίο λειτουργίας 100% παρουσιάζονται με βάση τη βιβλιογραφία στο **Διάγραμμα 3.11**.

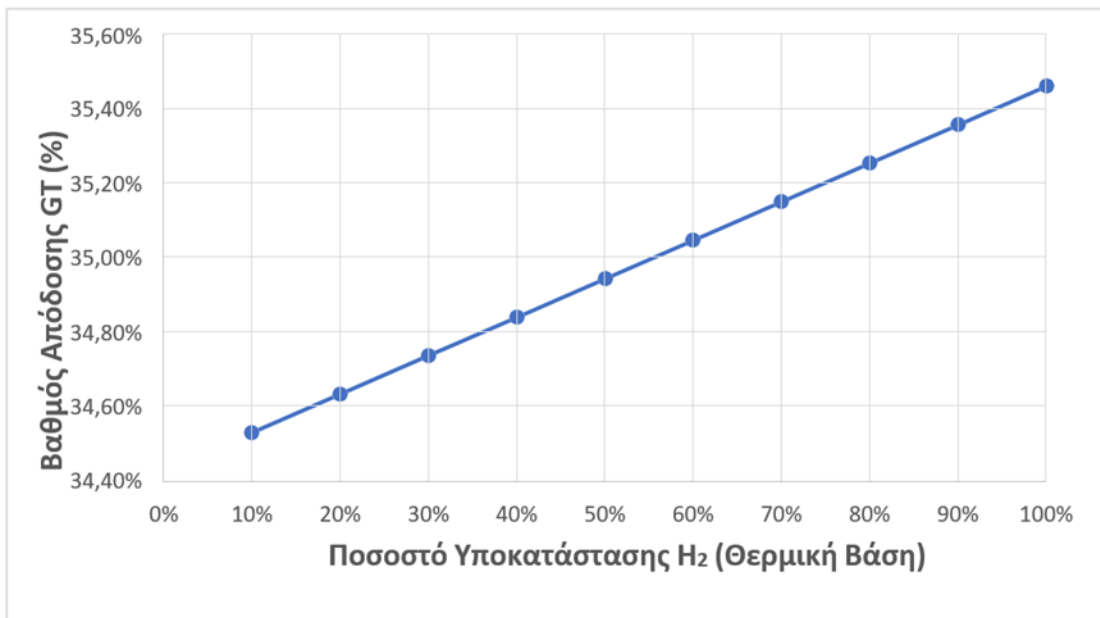


Διάγραμμα 3.11: Εκπομπές NO_x συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου [44].

Με βάση τη βιβλιογραφία φαίνεται ότι οι εκπομπές NO_x αυξάνονται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου σχεδόν με γραμμική συσχέτιση. Για ποσοστό υδρογόνου 100% στο καύσιμο οι εκπομπές NO_x αυξάνονται κατά 4,2%. Η αύξηση αυτή οφείλεται, όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2.4.4, στο γεγονός ότι για ίδια θερμοκρασία εισόδου καυσαερίων στον στρόβιλο η σταθεροποίηση της φλόγας συμβαίνει πιο κοντά στον καυστήρα επομένως μειώνεται ο απαιτούμενος χρόνος ανάμιξης, οδηγώντας σε τοπική αύξηση της θερμοκρασίας που προκαλεί ζητήματα στην ανάμιξη.

3.3.2 Βαθμοί Απόδοσης Μονάδας Συμπαραγωγής με καύσιμο μίγμα Φυσικού Αερίου & H₂

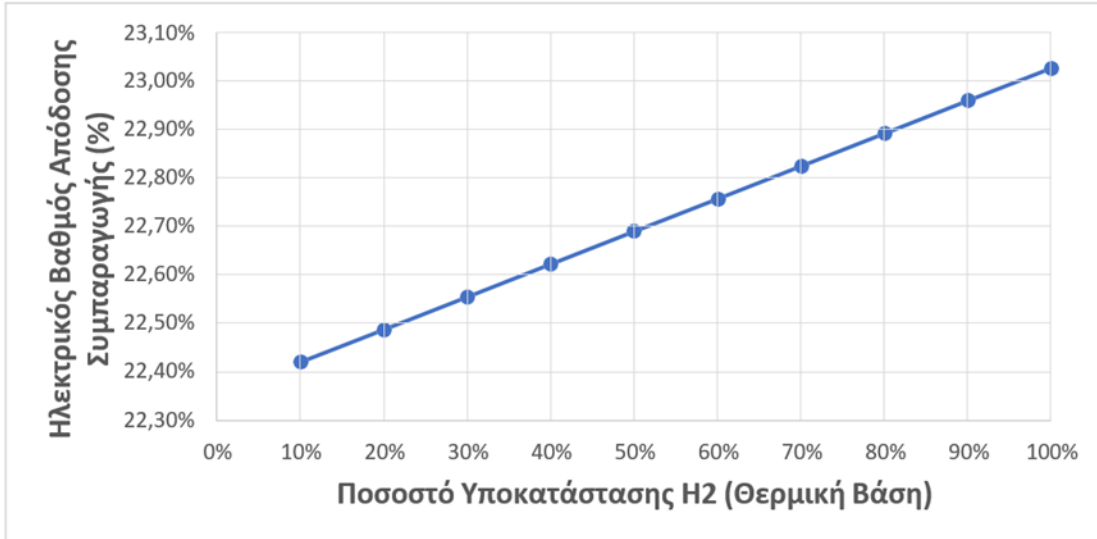
Με βάση τη βιβλιογραφία οι βαθμοί απόδοσης της μονάδας συμπαραγωγής μεταβάλλονται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου. Αναλυτικά η μεταβολή αυτή φαίνεται για όλους τους βαθμούς απόδοσης στα **Διαγράμματα 3.12-3.15** όπως αντλήθηκαν από την βιβλιογραφία όπου έχει μελετηθεί το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα εργασία.



Διάγραμμα 3.12: Βαθμός Απόδοσης GT συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου [44].

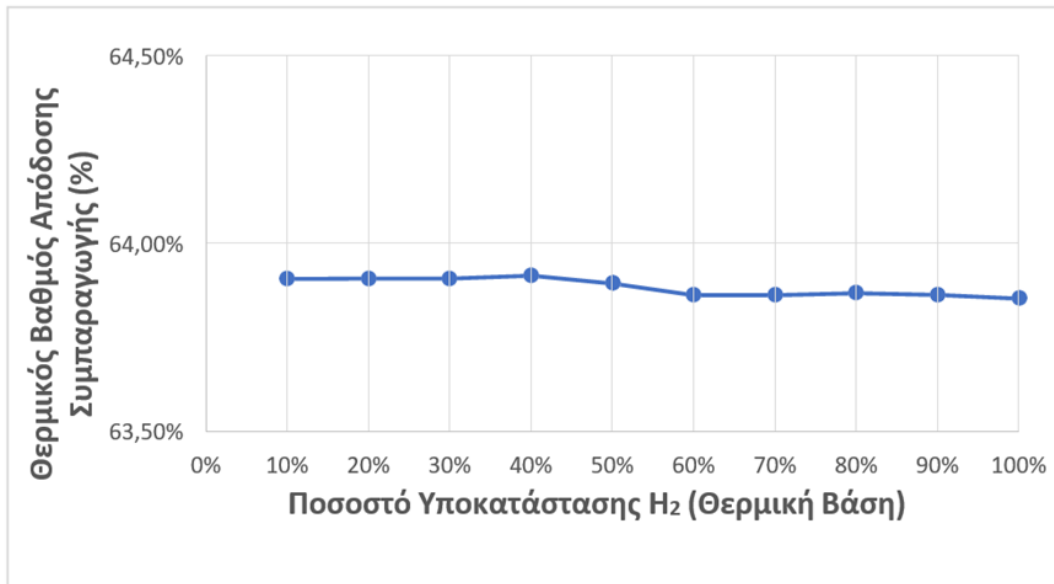
Παρατηρείται ότι ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης GT παρουσιάζει μια αύξηση με την αύξηση ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου της τάξεως του 0,1% ανά 10% παραπάνω υδρογόνο. Αυτό μπορεί να συμβαίνει διότι το υδρογόνο ως καύσιμο απαιτεί μικρότερη μαζική παροχή αέρα για να καεί, με αποτέλεσμα για μεγάλα ποσοστά υποκατάστασης H₂ να μειώνεται η ενεργειακή κατανάλωση του συμπιεστή.

Στην συνέχεια παρουσιάζεται ο καθαρός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής, που υπολογίζεται με βάση το καύσιμο που εισέρχεται τόσο στον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου όσο και στον θάλαμο μετάκαυσης, λαμβάνοντας υπόψιν και την ηλεκτρική κατανάλωση της αντλίας στον κύκλο νερού ατμού.



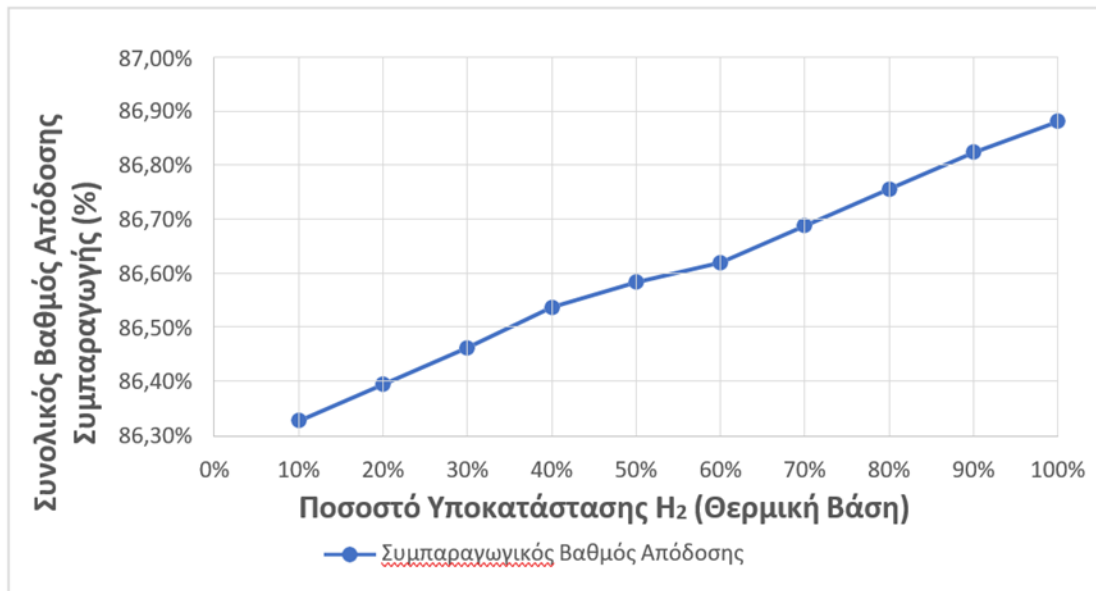
Διάγραμμα 3.13: Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου [44].

Αντίστοιχη αύξηση παρατηρείται και για τον ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης συμπαραγωγής. Όπως αναφέρθηκε πριν ο συμπιεστής καταναλώνει λιγότερη ενέργεια άρα η παραγόμενη ισχύς της μονάδας είναι ελαφρώς μεγαλύτερη όσο αυξάνεται το ποσοστό του H₂.



Διάγραμμα 3.14: Θερμικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου [44].

Από το παραπάνω διάγραμμα φαίνεται ότι ο θερμικός βαθμός απόδοσης μένει σχετικά σταθερός για όλα τα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου στη μονάδα.



Διάγραμμα 3.15: Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου [44].

Με βάση τα προηγούμενα διαγράμματα είναι αναμενόμενο ο συνολικός βαθμός απόδοσης συμπαγωγής να αυξάνεται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης. Η μέγιστη αύξηση παρατηρείται για H₂ 100% και είναι της τάξεως του 0,6%.

Με βάση τα παραπάνω και με δεδομένα της βιβλιογραφίας [44], [45] επιλέχθηκε να γίνεται μια μικρή προσαύξηση στο μέγεθος της καθαρής ηλεκτρικής ισχύς για κάθε σενάριο αύξησης του ποσοστού υποκατάστασης. Ανάλογη προσαύξηση θεωρήθηκε και για τα υπόλοιπα φορτία λειτουργίας της μονάδας. Στον **Πίνακα 3.27** φαίνεται πως διαμορφώνεται η καθαρή ηλεκτρική ισχύς της μονάδας συμπαγωγής συναρτήσει του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου για τα διάφορα φορτία λειτουργίας.

Πίνακας 3.27: Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς συναρτήσει του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου για όλα τα φορτία λειτουργίας GT.

Ποσοστό θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου	Φορτίο Λειτουργίας GT			
	100%	80%	60%	40%
0%	12,86	10,28	7,70	5,13
10%	12,90	10,31	7,72	5,15
20%	12,93	10,34	7,75	5,16
30%	12,97	10,37	7,77	5,18
40%	13,01	10,40	7,79	5,19
50%	13,05	10,44	7,82	5,21
60%	13,09	10,47	7,84	5,23
70%	13,13	10,50	7,86	5,24
80%	13,17	10,53	7,89	5,26
90%	13,21	10,56	7,91	5,27
100%	13,24	10,59	7,93	5,29

Οι τιμές του παραπάνω Πίνακα θα χρησιμοποιηθούν για την οικονομοτεχνική μελέτη που ακολουθεί στα επόμενα κεφάλαια καθώς θεωρείται ότι ανταποκρίνονται πιο πολύ στη πραγματικότητα. Αντίστοιχα αφού μεταβάλλεται η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς μεταβάλλονται ελαφρώς και οι βαθμοί απόδοσης της μονάδας για τα διάφορα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου. Αναλυτικά τα τεχνικά μεγέθη συμπαραγωγής για τα διάφορα φορτία λειτουργίας και τα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β υπό την μορφή πινάκων.

4. Ανάλυση Αποτελεσμάτων

4.1 Ανάλυση συστημάτων Power-to-H₂-to-Power για διάφορα σενάρια θερμικής Υποκατάστασης H₂ και φορτία λειτουργίας του GT

Στο παρόν κεφάλαιο θα εξεταστεί η προοπτική καύσης 100% υδρογόνου καθώς και μιγμάτων Υδρογόνου-Φυσικού Αερίου με ποσοστό θερμικής Υποκατάστασης H₂ από 10%-90% στο μίγμα καυσίμου που τροφοδοτείται στην μονάδα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου. Το μίγμα 100% Φυσικό Αέριο-0% Υδρογόνο θεωρήθηκε το Βασικό Σενάριο για Φορτίο Λειτουργίας 100% της μονάδας συμπαραγωγής. Με βάση την συνολική θερμική ισχύ του καυσίμου που απαιτήθηκε για να λειτουργήσει η μονάδα συμπαραγωγής στο 100% του φορτίου υπολογίστηκαν τα διάφορα κλάσματα θερμικής υποκατάστασης. Το Βασικό Σενάριο της μονάδας PtH₂tP αφορά παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος 12,9 MWe και ωφέλιμης θερμότητας 35,8 MWth.

Τα αντίστοιχα σενάρια υποκατάστασης μελετώνται και για διαφορετικά φορτία λειτουργίας της μονάδας. Όλα τα μεγέθη της μονάδας όπως ισεντροπικοί και μηχανικοί βαθμοί απόδοσης συμπιεστή και στροβίλου, λόγος πίεσης συμπιεστή, πίεση εξόδου στροβίλου, πτώσεις πίεσης, κ.α. παραμένουν σταθερά και ίσα με το σενάριο με το Βασικό Σενάριο για 100% φυσικό αέριο. Οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης αλλάζουν μόνο για τα διάφορα φορτία λειτουργίας της μονάδας.

Για την επίτευξη της απαιτούμενης ποσότητας υδρογόνου για την λειτουργία της μονάδας θεωρήθηκε ότι θα χρησιμοποιηθεί κατάλληλος αριθμός PEM ηλεκτρολυτών με εγκατεστημένη ισχύ 1,25MW ανά μονάδα και ονομαστική παραγωγή υδρογόνου ίση με 20,5 kg/h ανά μονάδα, όπως αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 3.2.1. Τέλος θεωρείται λειτουργία της μονάδας συμπαραγωγής ίση με 151 ημέρες τον χρόνο, δηλαδή 3624 h/year. Όλοι οι υπολογισμοί γίνονται με βάση την κατώτερη θερμογόνου δύναμη των καυσίμων. Το ρεύμα υδρογόνου που παράγεται από τον ηλεκτρολύτη αναμιγνύεται με το ρεύμα φυσικού αερίου σε κατάλληλο μίξερ πριν εισέλθουν στον αεριοστρόβιλο σε θερμοκρασία T=26°C και πίεση 21 bar.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η θερμική υποκατάσταση του υδρογόνου για τα διάφορα σενάρια από 0-100% με βήμα 10% έτσι ώστε η συνολική θερμική ενέργεια που απαιτείται για το θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου και το θάλαμο μετάκαυσης να παραμένει σταθερή και ίση με το σενάριο καύσης 100% Φυσικού Αερίου.

**Πίνακας 4.1: Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου για Φορτίο Λειτουργίας GT 100%.
(Αεριοστρόβιλος-Θάλαμος Μετάκαυσης).**

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Συνολική Θερμική Ισχύς Αεριοστρόβιλος (MWth)	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07
Φυσικό Αέριο (MWth)	37,07	33,36	29,66	25,95	22,24	18,53	14,83	11,12	7,41	3,71	0,00
Υδρογόνο (MWth)	0,00	3,71	7,41	11,12	14,83	18,53	22,24	25,95	29,66	33,36	37,07
Συνολική Θερμική Ισχύς Θάλαμος Μετάκαυσης (MWth)	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29
Φυσικό Αέριο (MWth)	19,29	17,36	15,43	13,50	11,57	9,64	7,72	5,79	3,86	1,93	0,00
Υδρογόνο (MWth)	0,00	1,93	3,86	5,79	7,72	9,64	11,57	13,50	15,43	17,36	19,29
Συνολική Ισχύς Υδρογόνου (MWth)	0,00	5,64	11,27	16,91	22,54	28,18	33,81	39,45	45,09	50,72	56,36
Συνολική Ισχύς Φυσικού Αερίου (MWth)	56,36	50,72	45,09	39,45	33,81	28,18	22,54	16,91	11,27	5,64	0,00

Αντίστοιχα στον **Πίνακα 4.2** οι θερμικές υποκαταστάσεις του υδρογόνου μεταφράζονται στις αντίστοιχες μαζικές παροχές καυσίμων που απαιτούνται για κάθε σενάριο υποκατάστασης.

Πίνακας 4.2: Παροχή μάζας H₂-Φ.Α στον αεριοστρόβιλο και στον θάλαμο μετάκαυσης για Φορτίο Λειτουργίας GT=100%.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Παροχή Μάζας Φ.Α Αεριοστρόβιλος (kg/h)	2786,03	2507,43	2228,83	1950,22	1671,62	1393,02	1114,41	835,81	557,21	278,60	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Αεριοστρόβιλος (kg/h)	0,00	111,21	222,41	333,62	444,83	556,03	667,24	778,45	889,66	1000,86	1112,07
Παροχή μάζας Φ.Α Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	1449,63	1304,67	1159,70	1014,74	869,78	724,82	579,85	434,89	289,93	144,96	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	0,00	57,86	115,73	173,59	231,45	289,32	347,18	405,04	462,91	520,77	578,63

Οι παραπάνω μαζικές παροχές πολλαπλασιασμένες με τις ετήσιες ώρες λειτουργίας της μονάδας GT (3634 h/year) δίνουν τις ετήσιες ποσότητες H₂ σε kg/year που απαιτούνται για την εκάστοτε υποκατάσταση. Βάσει αυτών των ποσοτήτων γίνεται η διαστασιολόγηση του συστήματος PEM στο επόμενο κεφάλαιο που ακολουθεί.

Τα αντίστοιχα αποτελέσματα για φορτία λειτουργίας 80%, 60% και 40% παρουσιάζονται αναλυτικά σε πίνακες στο Παράρτημα Β.

4.1.1 Επίδραση του CF_{elec} στη διαστασιολόγηση της μονάδας PtH₂tP στο πλήρες φορτίο GT και PEM

Όπως αναφέρθηκε νωρίτερα στο Κεφάλαιο, η μονάδα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου που προσομοιώθηκε παράγει ενέργεια από 1^η Νοεμβρίου έως και 31^η Μαρτίου, λειτουργεί δηλαδή για 3624h τον χρόνο με CF_{CHP}=41,37%. Ωστόσο 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:

- **Προτεραιότητα Ηλεκτρολύτη:** Σε αυτή την περίπτωση θεωρείται ότι κάθε φορά που υπάρχει επαρκής ηλεκτρική ενέργεια να τροφοδοτήσει τον ηλεκτρολύτη, τότε ο

ηλεκτρολύτης λειτουργεί. Σε αυτή την περίπτωση διαφορετική διαστασιολόγηση του ηλεκτρολύτη σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε διαφορετικούς συντελεστές χρησιμοποίησης του ηλεκτρολύτη. Σε περίπτωση υπερδιαστασιολόγησης του συστήματος ΑΠΕ, τότε περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το ηλεκτρολυτικό σύστημα οδηγείται στο δίκτυο. Στην παρούσα διπλωματική θα αναλυθεί το παραπάνω σενάριο.

- **Προτεραιότητα Δικτύου:** Σε αυτό το σενάριο θεωρείται ότι 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.

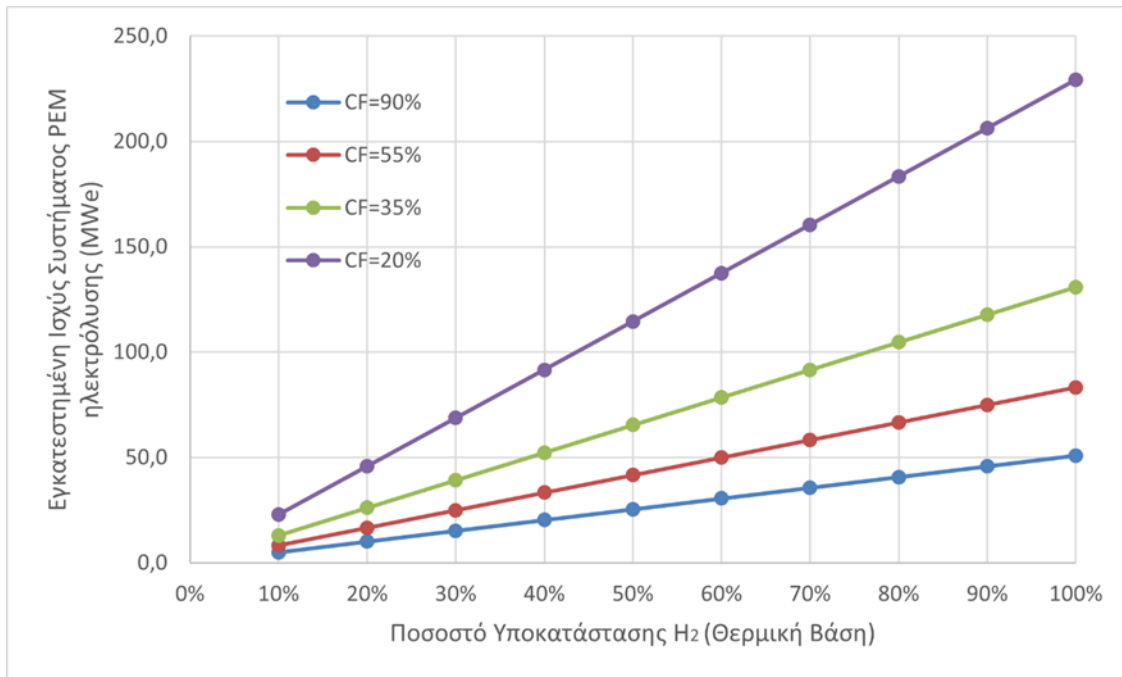
Στην περίπτωση παροχής ηλεκτρικής ενέργειας από συστήματα ΑΠΕ με προτεραιότητα τον ηλεκτρολύτη το CF_{elec} ταυτίζεται με το CF του εκάστοτε συστήματος ΑΠΕ μόνο όταν ο λόγος εγκατεστημένης ισχύος ΡΕΜ και ΑΠΕ είναι ίσος με 1. Είναι προφανές ότι για περιπτώσεις υπερδιαστασιολόγησης των ΑΠΕ το CF_{elec} είναι μεγαλύτερο καθώς οι ώρες που λειτουργεί ο ηλεκτρολύτης πιο κοντά στην εγκατεστημένη του ισχύ είναι περισσότερες.

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 καινούριο φ/β πάρκο στην Ελλάδα έχει συντελεστή χρησιμοποίησης περίπου $CF_{PV}=20\%$ [70].
- **Χερσαίο Αιολικό Πάρκο:** Τα καινούρια χερσαία αιολικά πάρκα στην Ελλάδα έχουν συντελεστή χρησιμοποίησης $CF_{wind}=30-35\%$ [71].
- **Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο:** Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα στην Βόρεια Ευρώπη πετυχαίνουν $CF_{offshore,wind}=30-55\%$ [71], [72].
- **Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας:** Σε αυτό το σενάριο ο συντελεστής χρησιμοποίησης θεωρήθηκε ίσως με $CF_{Grid}=90\%$, θεωρώντας διαθεσιμότητα του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας για τροφοδότηση του συστήματος ηλεκτρόλυσης το μεγαλύτερο μέρος των ωρών του έτους.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης είναι απαραίτητος για τον υπολογισμό της αναμενόμενης εγκατεστημένης ισχύος του συνολικού συστήματος ΡΕΜ ηλεκτρόλυσης που χρειάζεται να διαθέτει το σύστημα ώστε να μπορεί να καλύψει τις ετήσιες ανάγκες της μονάδας συμπαραγωγής για τα διάφορα σενάρια Υποκατάστασης υδρογόνου. Στο σύστημα ΡΕΜ θεωρείται ότι περιλαμβάνεται το σύστημα συμπίεσης και αποθήκευσης του παραγόμενου

υδρογόνου, οι απώλειες θερμότητας και οι ενεργειακές καταναλώσεις της αντλίας. Για το κάθε ηλεκτρολυτικό κελί θεωρήθηκε ονομαστική ισχύς 1,25MW με ονομαστική παροχή 20,5 kg/h και βαθμός απόδοσης PEM ηλεκτρολυτικού συστήματος ίσος με 50,88% (LHV) όπως υπολογίστηκε στο Κεφάλαιο 3 για το 100% του φορτίου λειτουργίας του ηλεκτρολύτη. 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 και συστήματος PEM παρουσιάζονται στο **Διάγραμμα 4.1**. Έχει θεωρηθεί λόγος εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρόλυσης ($P_{elec,nom}$) προς λόγο εγκατεστημένης ισχύος συστήματος ΑΠΕ ($P_{RES,nom}$) $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}=1$.



Διάγραμμα 4.1: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης συναρτήσει του CF_{elec} και του ποσοστού Υποκατάστασης υδρογόνου για πλήρες φορτίο GT και πλήρες φορτίο PEM.

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 H₂ που απαιτούνται για την αντικατάσταση του φυσικού αερίου μέσα στο χρόνο. Επίσης, για δεδομένο ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου χρειάζεται περισσότερη εγκατεστημένη ισχύς για μικρότερους συντελεστές χρησιμοποίησης. 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. Απαιτείται δηλαδή υπερδιαστασιόλογη της μονάδας PEM αντιστρόφως ανάλογη με τον συντελεστή χρησιμοποίησης της. Μια μονάδα δηλαδή με CF=20% χρειάζεται πέντε φορές μεγαλύτερη

εγκατεστημένη ισχύ από μια μονάδα με $CF=100\%$ για να παράγει την ίδια ποσότητα υδρογόνου ετησίως. Αξίζει να επισημανθεί ότι οι τιμές που παρουσιάστηκαν στο διάγραμμα έχουν υπολογιστεί έχοντας θεωρήσει φορτίο λειτουργίας συστήματος PEM 100% σε όλες τις περιπτώσεις CF_{elec} .

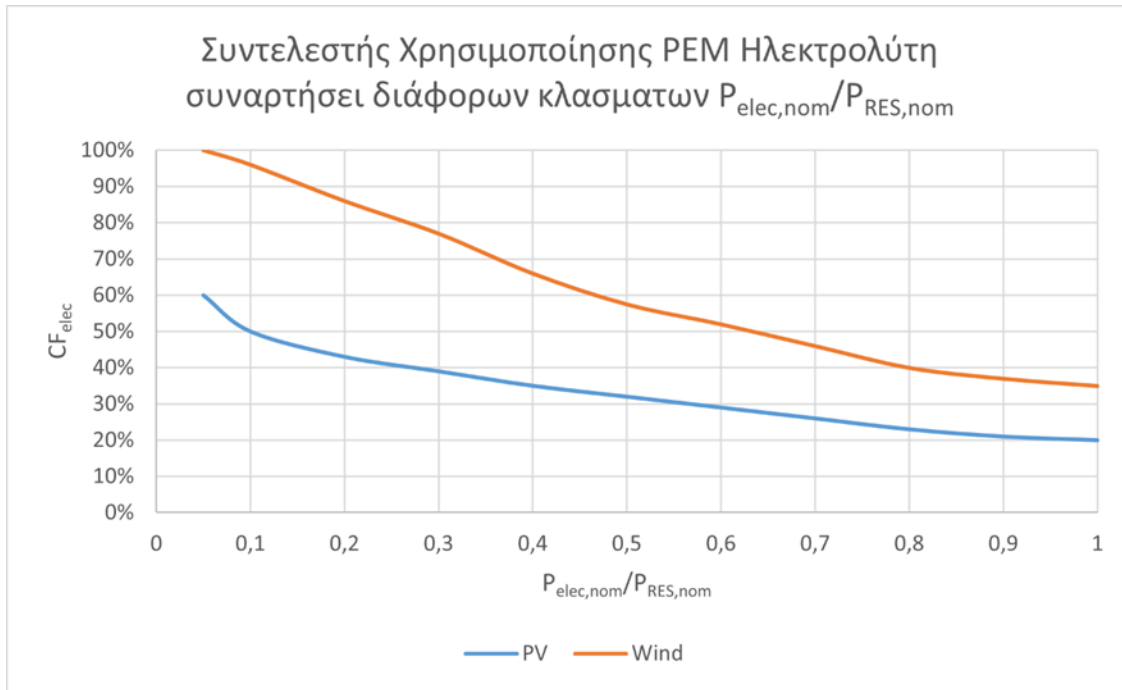
Στην πραγματικότητα όμως το φορτίο λειτουργίας του ηλεκτρολυτικού συστήματος διαφέρει αρκετά όταν αυτό συνδέεται με ανανεώσιμες, γεγονός που επηρεάζει κατά μικρό αλλά αισθητό ποσοστό τον βαθμό απόδοσης του συστήματος. Η καμπύλη που αφορά το σενάριο σύνδεσης του συστήματος PEM με το δίκτυο, δηλαδή για $CF=90\%$, ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα καθώς θεωρείται ότι η διαθέσιμη ισχύς ενός σταθερού δικτύου είναι ικανή να τροφοδοτεί το σύστημα ηλεκτρόλυσης στο 100% του φορτίου λειτουργίας του.

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι η εκάστοτε διαστασιολόγηση περιορίζεται από την διαθέσιμη ισχύ των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Για παράδειγμα για 100% υποκατάσταση και $CF=20\%$ απαιτείται ισχύς συστήματος περίπου ίση με $230MW$. Αυτό σημαίνει ότι το Φ/Β πάρκο το οποίο τροφοδοτεί τον ηλεκτρολύτη θα έπρεπε να έχει αντίστοιχα ονομαστική ισχύ ίση με $230MW$.

Στο κεφάλαιο που ακολουθεί θα παρουσιαστούν αναλυτικότερα τα σενάρια σύνδεσης του συστήματος PEM με ΑΠΕ καθώς και πως αλλάζει το πραγματικό φορτίο λειτουργίας του ηλεκτρολυτικού συστήματος ανάλογα με το CF_{ELEC} .

4.1.2 Διαστασιολόγηση της μονάδας PtH₂tP στο πλήρες φορτίο GT για διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}=\{1, 0,5, 0,2, 0,1, 0,05\}$ για Χερσαία Αιολικά και PV

Σημαντικός παράγοντας που επηρεάζει επίσης την διαστασιολόγηση του συστήματος της ηλεκτρόλυσης είναι ο λόγος εγκατεστημένων ισχύων $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$ ο οποίος καθορίζει τόσο το CF_{elec} όσο και το μέσο φορτίο λειτουργίας του ηλεκτρολύτη. Όπως αναφέρθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο για μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος ΑΠΕ σε σύγκριση με το σύστημα PEM, η διαθέσιμη ενέργεια προς τον ηλεκτρολύτη μέσα στον χρόνο αυξάνεται με αποτέλεσμα να μεγαλώνει και ο συντελεστής χρησιμοποίησής του. Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται πως μεταβάλλεται το CF_{elec} για διάφορους λόγους $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$ σύμφωνα με τη βιβλιογραφία [73]:



Διάγραμμα 4.2: Συντελεστής Χρησιμοποίησης Συστήματος PEM Ηλεκτρολύτη συναρτήσει του λόγου εγκατεστημένων ισχύων $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$ [73].

Επίσης ένα φ/β ή αιολικό πάρκο δεν λειτουργεί στον 100% της εγκατεστημένου ισχύος του μέσα στο χρόνο γεγονός που επηρεάζει και το φορτίο λειτουργίας του συστήματος PEM.

Σενάριο Διασύνδεσης PEM με Χερσαία Αιολικά Πάρκα

Για την περίπτωση διασύνδεσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος με αιολικό πάρκο για να υπολογιστεί το μέσο φορτίο λειτουργίας του πρώτου χρησιμοποιήθηκαν οι τύποι των συντελεστών χρησιμοποίησης τους.

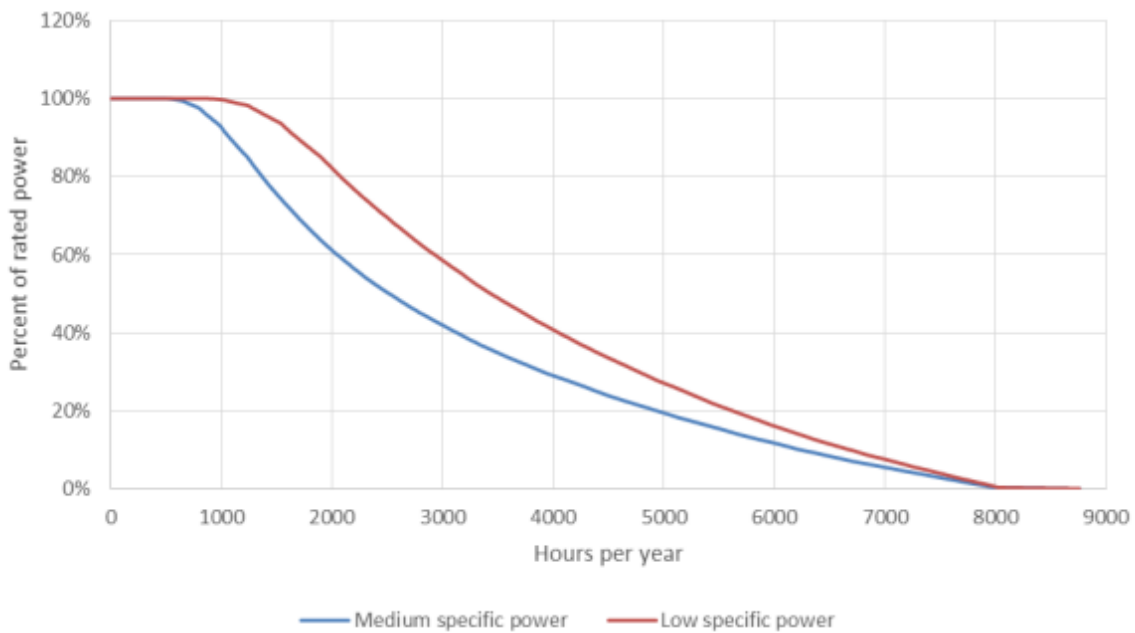
$$CF_{wind} = \frac{\text{Ενέργεια που παράγεται μέσα στον χρόνο (kWh)}}{\text{Ενέργεια που θα παραγόταν αν η μονάδα λειτουργούσε στην } P_{nominal} \text{ (kWh)}} =$$

$$= \frac{P_{mean,wind} \times (\text{hours of operation in a year})}{P_{nominal,wind} \times 8760 \text{ (h)}} \quad (4.1)$$

$$CF_{elec} = \frac{\text{Ενέργεια που καταναλώνεται μέσα στον χρόνο (kWh)}}{\text{Ενέργεια που θα καταναλωνόταν αν η μονάδα λειτουργούσε στην } P_{nominal} \text{ (kWh)}} =$$

$$= \frac{P_{mean,elec} \times (\text{hours of operation in a year})}{P_{nominal,elec} \times 8760 \text{ (h)}} \quad (4.2)$$

Τα αιολικά πάρκα σε αντίθεση με τα φ/β όταν είναι σωστά σχεδιασμένα έχουν την δυνατότητα να παράγουν ισχύ κατά την διάρκεια σχεδόν όλων των ωρών του χρόνου, με αποτέλεσμα σύμφωνα με τον τύπο του CF ο συντελεστής χρησιμοποίησης του αιολικού πάρκου να ταυτίζεται περίπου με το μέσο φορτίο λειτουργίας του. Στην πραγματικότητα όμως ένα αιολικό πάρκο δεν λειτουργεί όλες τις ώρες τον χρόνο. Ανάλογα το αιολικό πάρκο και την γεωγραφική του τοποθεσία η καμπύλη διάρκειας φορτίου του μπορεί να διαφέρει. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία οι ώρες που δεν λειτουργεί ένα πάρκο κυμαίνονται στο εύρος 0-1500 h [74], [75]. Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται η καμπύλη διάρκειας φορτίου για δυο τυπικές χερσαίες ανεμογεννήτριες στη Δανία.



Διάγραμμα 4.3: Καμπύλη διάρκειας για τυπικές σύγχρονες χερσαίες ανεμογεννήτριες (> 2 MW) που βρίσκονται στη Δανία. Οι δύο καμπύλες βασίζονται στα μοντέλα V117 3,3 MW (307 W/m²) και V126 3,3 MW (265W/m²) (Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου στο ύψος πλήμνης 7 m/s) [74].

Στην παρούσα διπλωματική εργασία θεωρήθηκε ότι ένα μεμονωμένο αιολικό πάρκο στην Ελλάδα δεν παράγει ισχύ για 600 h του χρόνου είτε λόγω πολύ χαμηλής ταχύτητας ανέμου είτε λόγω υπερβολικά υψηλής. Οι 600 h μέσα στον χρόνο αντιπροσωπεύουν περίπου το 7% του χρόνου. Άρα σύμφωνα με τον παραπάνω τύπο του CF_{wind} (4.1) αντικαθιστώντας το $(hours\ of\ operation)=93\% * 8760\ h$ για να ισχύει η ισότητα πρέπει $P_{mean,wind}$ (% of nominal) = $CF_{wind} / 0,93$. Για το σενάριο που ο λόγος $P_{elec}/P_{RES}=1$ τότε τα CF ταυτίζονται $CF_{elec}=CF_{wind}=35\%$ και $P_{mean,elec}$ (% of nominal) = $P_{mean,wind}$ (% of nominal) = 37,6%. Αντίστοιχα και για μικρότερες τιμές του λόγου $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$ αν ο ηλεκτρολύτης είναι συνδεδεμένος με μεμονωμένο αιολικό πάρκο δεν θα λειτουργεί πάλι για το 7% του χρόνου. Επομένως,

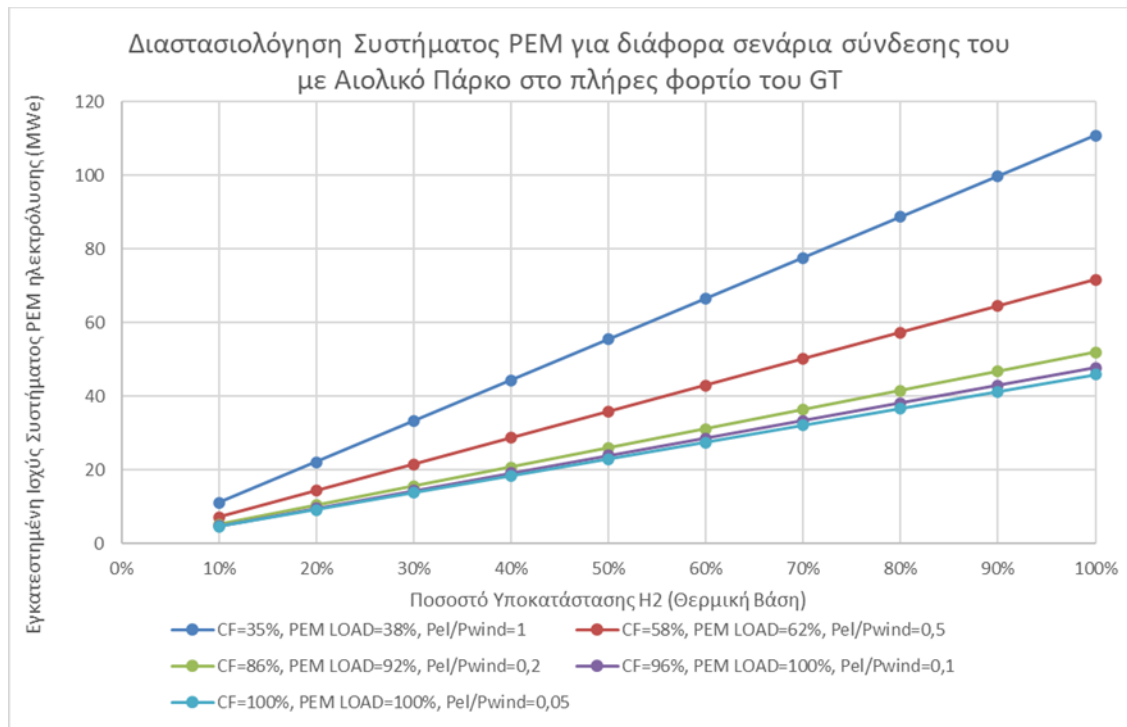
πάλι από τον τύπο του CF_{elec} θα είναι $P_{mean,elec}$ (% of nominal) = $CF_{elec}/0,93$. Τα αποτελέσματα για το μέσο φορτίο λειτουργίας και τον συντελεστή χρησιμοποίησης του PEM συστήματος όταν αυτό είναι συνδεδεμένο με αιολικό πάρκο παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.3.

Πίνακας 4.3: Συντελεστής Χρησιμοποίησης & Μέσο Φορτίο Λειτουργίας PEM Συστήματος για διάφορες τιμές του λόγου $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$ όταν είναι συνδεδεμένο με Χερσαίο Αιολικό Σύστημα.

Σύστημα PEM-WIND

$P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$	1	0,5	0,2	0,1	0,05
CF_{elec}	35%	58%	86%	96%	100%
PEM MEAN LOAD	37,6%	61,8%	92,5%	100%	100%

Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται η εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος ηλεκτρόλυσης που προκύπτει για τα διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom}/P_{wind,nom}$ και του ποσοστού θερμικής Υποκατάστασης στο πλήρες φορτίο λειτουργίας του GT.



Διάγραμμα 4.4: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος Ηλεκτρόλυσης για διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom}/P_{Wind,nom}$ και του Ποσοστού Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου στο πλήρες φορτίο λειτουργίας του GT.

Από το διάγραμμα φαίνεται ότι για $P_{elec,nom}/P_{wind,nom}=0,5$ ο συντελεστής εκμετάλλευσης της μονάδας PEM ανεβαίνει σημαντικά με αποτέλεσμα να μειώνεται σε τεράστιο βαθμό η απαιτούμενη εγκατεστημένη ηλεκτρολυτική ισχύς. Συγκεκριμένα φαίνεται ότι για λόγο $P_{elec,nom}/P_{wind,nom}=1$ και θερμική Υποκατάσταση υδρογόνου 100% απαιτείται αιολικό πάρκο και ηλεκτρολυτικό σύστημα ισχύος 110 MW περίπου έκαστο, ενώ για λόγο $P_{elec,nom}/P_{wind,nom}=0,5$ απαιτείται αιολικό πάρκο περίπου ίσο με 140 MW με προκύπτων σύστημα PEM στα 70 MW. Δηλαδή στην δεύτερη περίπτωση αποφεύγεται η επένδυση 40 MW ηλεκτρολυτικής ισχύος αυξάνοντας την ισχύ του αιολικού πάρκου κατά 30 MW. Είναι προφανές ότι η διαστασιολόγηση με λόγο $P_{elec,nom}/P_{wind,nom}=0,5$ είναι πιο συμφέρουσα καθώς το κόστος των αιολικών ανά kW είναι χαμηλότερο του κόστους PEM ανά kW. Για ακόμα μικρότερους λόγους εγκατεστημένων ισχύων και για σταθερό ποσοστό θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου ο CF_{elec} αυξάνεται αλλά σε μικρότερο βαθμό, ενώ για πολύ μικρούς λόγους δεν μεταβάλλεται σχεδόν καθόλου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η ηλεκτρολυτική ισχύς του συστήματος να μικραίνει ελάχιστα καθώς αυξάνεται κατά εκατοντάδες MW η ισχύς του αιολικού πάρκου που το τροφοδοτεί.

Σενάριο Διασύνδεσης PEM με Φ/Β Πάρκα

Αντίστοιχα για την περίπτωση διασύνδεσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος με φ/β πάρκο για να υπολογιστεί το μέσο φορτίο λειτουργίας του πρώτου χρησιμοποιήθηκαν οι τύποι των συντελεστών χρησιμοποίησης τους.

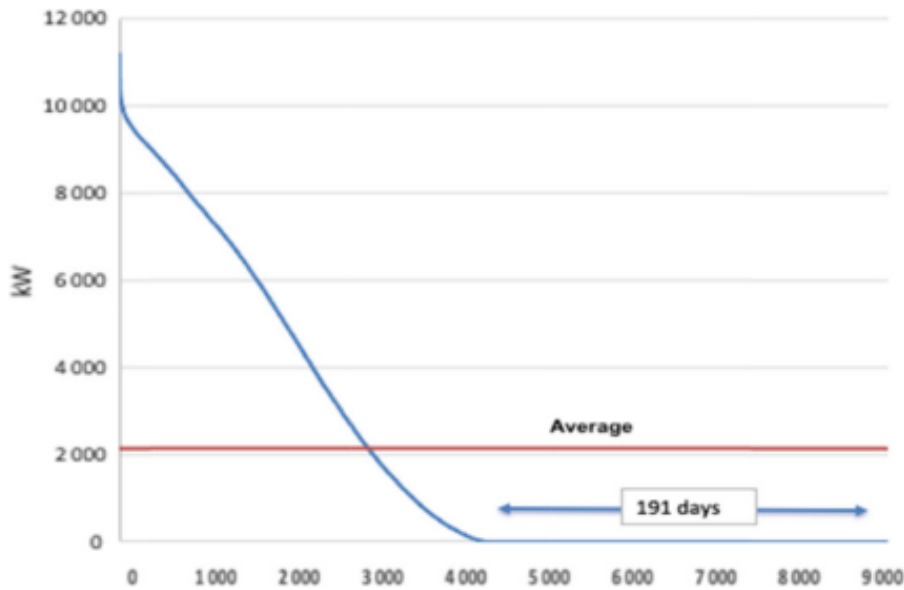
$$CF_{PV} = \frac{\text{Ενέργεια που παράγεται μέσα στον χρόνο (kWh)}}{\text{Ενέργεια που θα παραγόταν αν η μονάδα λειτουργούσε στην } P_{nominal} \text{ (kWh)}} =$$

$$= \frac{P_{mean,pv} \times (\text{hours of operation in a year})}{P_{nominal,pv} \times 8760 \text{ (h)}} \quad (4.1)$$

$$CF_{elec} = \frac{\text{Ενέργεια που καταναλώνεται μέσα στον χρόνο (kWh)}}{\text{Ενέργεια που θα καταναλωνόταν αν η μονάδα λειτουργούσε στην } P_{nominal} \text{ (kWh)}} =$$

$$= \frac{P_{mean,elec} \times (\text{hours of operation in a year})}{P_{nominal,elec} \times 8760 \text{ (h)}} \quad (4.2)$$

Τα φ/β πάρκα σε αντίθεση με τα αιολικά πάρκα λειτουργούν πολύ λιγότερες ώρες. Σύμφωνα με καμπύλες διαρκείας φορτίου για φ/β πάρκα Νότιας Ευρώπης προκύπτει ότι αυτά δεν παράγουν ενέργεια για 4000-4700 h τον χρόνο [75], [76]. Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται η καμπύλη διαρκείας ισχύος ενός φ/β πάρκου στη Νότια Ιταλία.



Διάγραμμα 4.5: Καμπύλη διαρκείας ισχύος για φ/β πάρκο ονομαστικής ισχύος 12,5 MW στη Νότια Ιταλία [75].

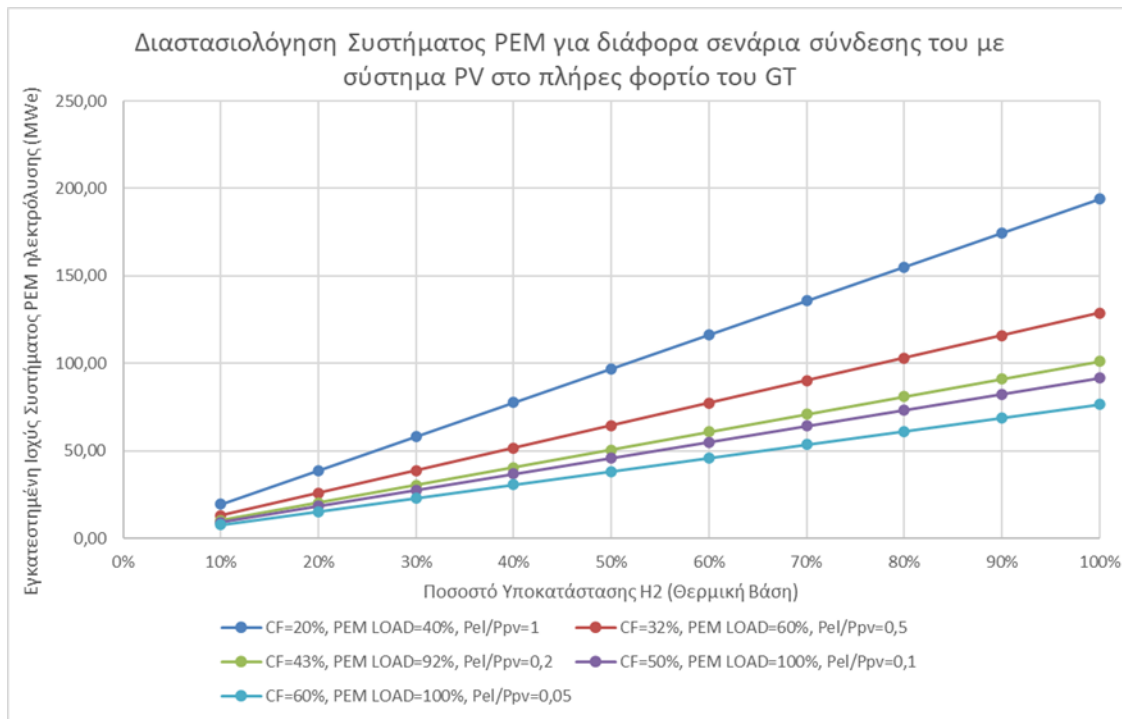
Στην παρούσα διπλωματική εργασία θεωρήθηκε ότι ένα μεμονωμένο φ/β στην Ελλάδα δεν παράγει ισχύ για 4300 h του χρόνου λόγω έλλειψης ηλιακής ακτινοβολίας. Οι 4300 h μέσα στον χρόνο αντιπροσωπεύουν περίπου το 49% του χρόνου άρα το φ/β πάρκο και ο ηλεκτρολύτης λειτουργούν για το 51% του χρόνου. Όπως υπολογίστηκε στην προηγούμενη περίπτωση προκύπτει $P_{mean,PV}$ (% of nominal) = $CF_{PV} / 0,51$ και αντίστοιχα $P_{mean,elec}$ (% of nominal) = $CF_{elec} / 0,51$. Αντίστοιχα και για μικρότερες τιμές του λόγου $P_{elec,nom} / P_{RES,nom}$ αν ο ηλεκτρολύτης είναι συνδεδεμένος με μεμονωμένο φ/β πάρκο ισχύει η ίδια σχέση. Τα αποτελέσματα για το μέσο φορτίο λειτουργίας και τον συντελεστή χρησιμοποίησης του PEM συστήματος όταν αυτό είναι συνδεδεμένο με φ/β πάρκο παρουσιάζονται στον **Πίνακα 4.4**.

Πίνακας 4.4: Συντελεστής Χρησιμοποίησης & Μέσο Φορτίο Λειτουργίας PEM Συστήματος για διάφορες τιμές του λόγου $P_{elec,nom} / P_{RES,nom}$ όταν είναι συνδεδεμένο με Φ/Β σύστημα.

Σύστημα PEM-PV

$P_{elec,nom} / P_{RES,nom}$	1	0,5	0,2	0,1	0,05
CF_{elec}	20%	32%	43%	50%	60%
PEM MEAN LOAD	39%	63%	84%	98%	100%

Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται η εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος ηλεκτρολύτη που προκύπτει για τα διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom} / P_{PV,nom}$ και του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης στο πλήρες φορτίο λειτουργίας του GT.



Διάγραμμα 4.6: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος Ηλεκτρόλυσης για διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom}/P_{PV,nom}$ και του Ποσοστού Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου στο πλήρες φορτίο λειτουργίας του GT.

Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι για $P_{elec,nom}/P_{PV,nom}=0,5$ ο συντελεστής εκμετάλλευσης της μονάδας PEM ανεβαίνει σημαντικά με αποτέλεσμα να μειώνεται σε τεράστιο βαθμό η απαιτούμενη εγκατεστημένη ηλεκτρολυτική ισχύς. Συγκεκριμένα φαίνεται ότι για λόγο $P_{elec,nom}/P_{PV,nom}=1$ και θερμική υποκατάσταση υδρογόνου 100% απαιτείται φ/β πάρκο και ηλεκτρολυτικό σύστημα ισχύος 195 MW περίπου έκαστο, ενώ για λόγο $P_{elec,nom}/P_{PV,nom}=0,5$ απαιτείται φ/β πάρκο περίπου ίσο με 260 MW με αντίστοιχο σύστημα PEM στα 130 MW. Δηλαδή στην δεύτερη περίπτωση αποφεύγεται η επένδυση 65 MW ηλεκτρολυτικής ισχύος αυξάνοντας την ισχύ του φ/β πάρκου για 65 MW και προκύπτει σύστημα που παράγει την ίδια ποσότητα υδρογόνου τον χρόνο. Είναι προφανές ότι η διαστασιολόγηση με λόγο $P_{elec,nom}/P_{PV,nom}=0,5$ είναι αρκετά πιο συμφέρουσα καθώς το κόστος των φ/β ανά kW είναι αρκετά μικρότερο του κόστους PEM ανά kW. Για ακόμα μικρότερους λόγους εγκατεστημένων ισχύων και για σταθερό ποσοστό θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου, ο CF_{elec} αυξάνεται αλλά σε μικρότερο βαθμό με αποτέλεσμα να μειώνεται η απαιτούμενη ηλεκτρολυτική ισχύς του συστήματος PEM πολύ λίγο συγκριτικά με την απαιτούμενη αύξηση της ισχύος του φ/β πάρκου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι για να ισχύουν όλα όσα αναλύθηκαν για τα παραπάνω σενάρια έχει θεωρηθεί ότι ο ηλεκτρολύτης PEM έχει εύρος φορτίου λειτουργίας 0-100% και ότι παρουσιάζει γρήγορη απόκριση στη μεταβολή της ισχύος.

Αναλυτικά τα αποτελέσματα για τη διαστασιολόγηση του ηλεκτρολυτικού συστήματος για τα διάφορα φορτία λειτουργίας GT και σενάρια διασύνδεσης του ηλεκτρολύτη με ΑΠΕ και δίκτυο παρουσιάζονται σε Πίνακες στο Παράρτημα Β. Η εγκατεστημένη ισχύς για διασύνδεση PEM με υπεράκτιο αιολικό πάρκο με λόγο $P_{elec,nom}/P_{offshore,Wind,nom}=1$ λήφθηκε ίση με την εγκατεστημένη ισχύ του σεναρίου $P_{elec,nom}/P_{Wind,nom}=0,5$, $CF_{elec}=58\%$ καθώς θεωρείται ότι τα τεχνικά χαρακτηριστικά που αφορούν τις συγκεκριμένες διασυνδέσεις (μέσο φορτίο λειτουργίας PEM, CF_{elec}) ταυτίζονται.

4.1.3 Βαθμός Απόδοσης Συνολικής Διεργασίας Power-to-H₂-to-Power και Power-to-H₂-to-CHP

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο με βάση την απαιτούμενη ισχύ του PEM ηλεκτρολυτικού συστήματος που υπολογίστηκε προηγουμένως θα υπολογιστούν δύο καινούριοι βαθμοί απόδοσης που αφορούν την συνολική διεργασία. Συγκεκριμένα θα υπολογιστεί ο βαθμός απόδοσης **Power-to-H₂-to-CHP** που αφορά τον συνολικό ενεργειακό βαθμό απόδοσης της διεργασίας από την μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδρογόνο έως την μετατροπή του υδρογόνου εκ νέου σε ηλεκτρική και θερμική ενέργεια μέσω του κύκλου συμπαραγωγής και ο **Power-to-H₂-to-Power** ο οποίος είναι ο συνολικός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της διεργασίας από την μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδρογόνο έως την μετατροπή ξανά σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω του αεριοστρόβιλου. Ο κάθε βαθμός απόδοσης που αναφέρθηκε υπολογίζεται με βάση δύο ορισμούς. Στον πρώτο ορισμό θεωρείται ότι η παραγωγή H₂ είναι ίση με την κατανάλωση, ενώ στον δεύτερο όπου ορίζεται ως η' , συμπεριλαμβάνονται και οι συντελεστές χρησιμοποίησης του συστήματος PEM και του αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου.

$$\eta_{tot,PtH_2tCHP} = \frac{P_{el} + Q_{useful,th}}{Q_{in,th} + E_{elec,system}} \quad (4.3)$$

$$\eta_{PtH_2tP,el} = \frac{P_{el}}{Q_{in,th} + E_{elec,system}} \quad (4.4)$$

$$\eta'_{tot,PtH_2tCHP} = \frac{(P_{el} + Q_{useful,th}) \cdot CF_{CHP}}{Q_{in,th} \cdot CF_{CHP} + E_{elec,system} \cdot CF_{ELEC}} \quad (4.5)$$

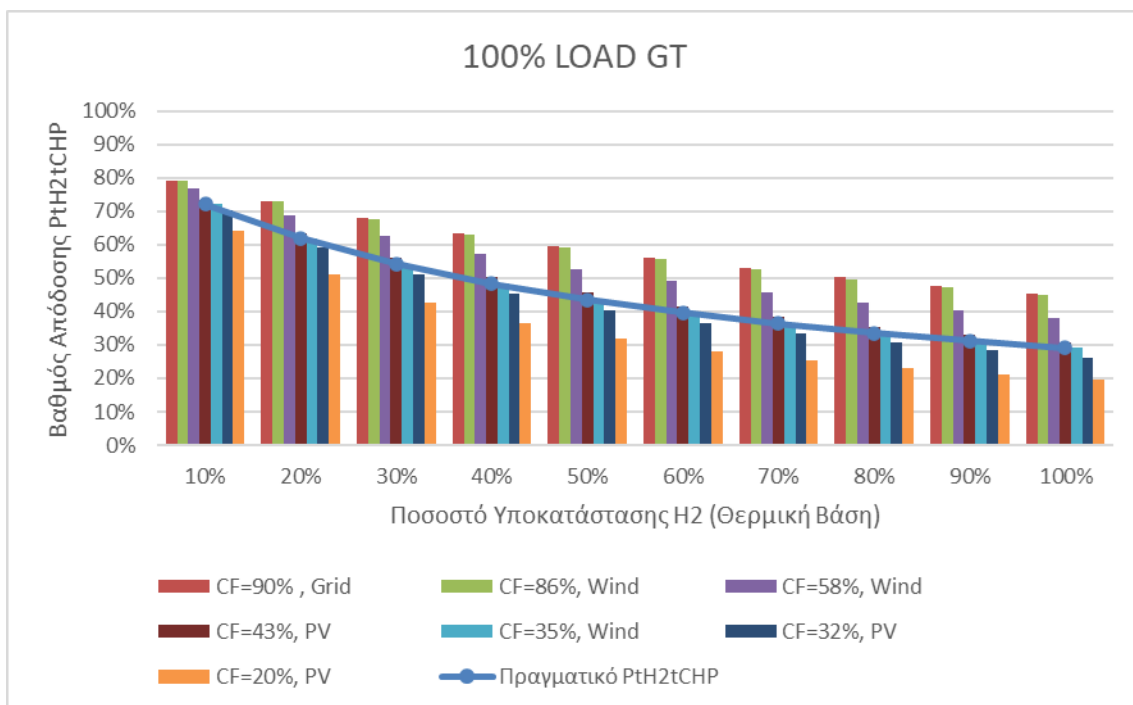
$$\eta'_{PtH_2tP,el} = \frac{P_{el} \cdot CF_{CHP}}{Q_{in,th} \cdot CF_{CHP} + E_{elec,system} \cdot CF_{ELEC}} \quad (4.6)$$

Όπου:

CF_{CHP} : 41,37% όπως έχει θεωρηθεί για την συγκεκριμένη μονάδα συμπαραγωγής

CF_{ELEC} : μεταβάλλεται ανάλογα με τα σενάρια που αναλύθηκαν στο υποκεφάλαιο 4.1.2

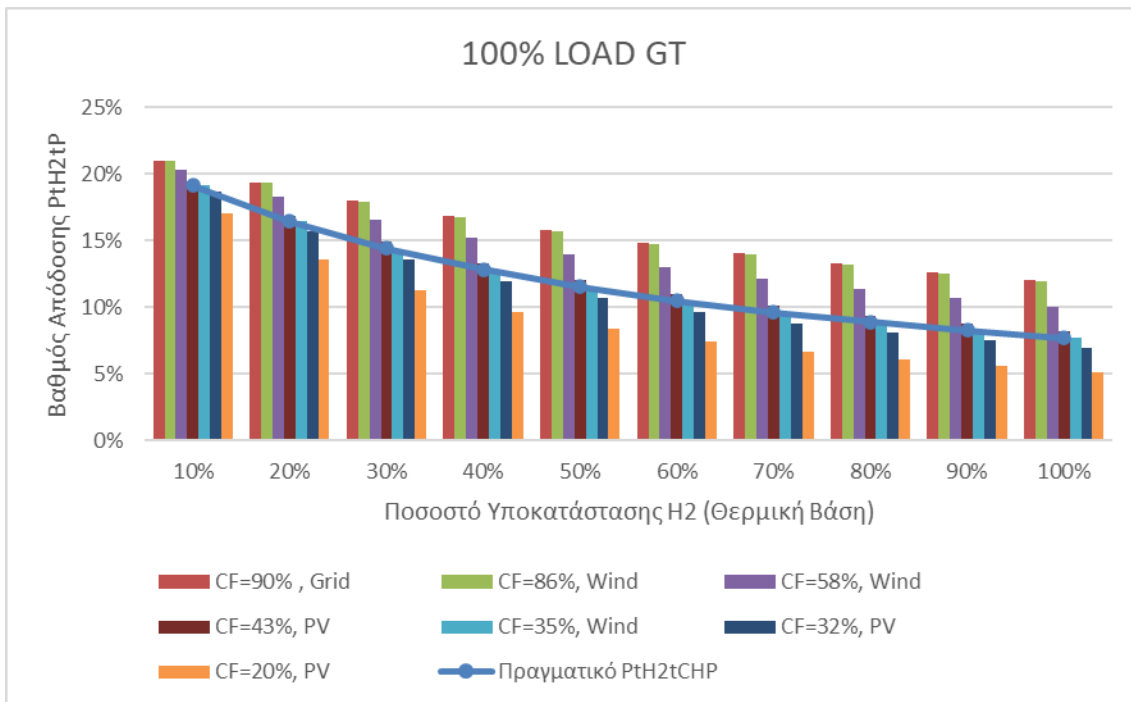
Οι παραπάνω βαθμοί απόδοσης υπολογίστηκαν ως συνάρτηση του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου για επτά σενάρια συντελεστή χρησιμοποίησης ηλεκτρολύτη, τρία σενάρια σύνδεσης με PV για λόγους $P_{elec}/P_{PV} = \{1, 0,5, 0,2\}$ με αντίστοιχα $CF_{elec} = \{20\%, 32\%, 43\%\}$, τρία σενάρια σύνδεσης με αιολικό πάρκο για λόγους $P_{elec}/P_{wind} = \{1, 0,5, 0,2\}$ με αντίστοιχα $CF_{elec} = \{35\%, 58\%, 86\%\}$ και ένα σενάριο σύνδεσης του ηλεκτρολύτη με το δίκτυο με $CF_{elec}=90\%$. Οι περιπτώσεις για μικρότερους λόγους $P_{elec}/P_{RES} = \{0,1, 0,05\}$ δεν υπολογίζονται καθώς θεωρούνται δύσκολα εφαρμόσιμες και ελάχιστα αποδοτικές. Το CF_{CHP} διατηρήθηκε σταθερό και ίσο με 41,37%. Τα αποτελέσματα για φορτίο λειτουργίας GT 100% παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα και με την μορφή πινάκων για όλα τα φορτία λειτουργίας στο Παράρτημα Β.



Διάγραμμα 4.7: Βαθμός Απόδοσης PtH_2tCHP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου για πλήρες φορτίο λειτουργίας GT.

Με βάση το διάγραμμα παρατηρείται ότι ο συνολικός βαθμός Power-to-H₂-to-CHP της μονάδας όπως ορίζεται στην εξίσωση (4.3) (Ράβδοι διαγράμματος) μειώνεται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου ενώ παράλληλα μειώνεται με μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης της PEM ηλεκτρόλυσης. Ακόμα ο βαθμός απόδοσης όπως υπολογίστηκε με βάση την εξίσωση (4.5) απεικονίζεται στην μπλέ γραμμή και παρατηρείται ότι μεταβάλλεται ελάχιστα για τις διάφορες τιμές του CF_{elec} ενώ παράλληλα ταυτίζεται με το βαθμό απόδοσης η_{tot, PtH_2tCHP} για $CF_{elec}=41,37\%$. Αυτό συμβαίνει διότι στον τύπο (4.5)

το γινόμενο $E_{elec,system} \cdot CF_{ELEC}$ παραμένει σταθερό για τις διάφορες τιμές του CF_{ELEC} με ελάχιστες διαφορές που οφείλονται στον διαφορετικό βαθμό απόδοσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος, ενώ για $CF_{ELEC}=CF_{CHP}$ από την εξίσωση (4.5) οι όροι CF_{CHP} απαλείφονται και το η_{tot,PtH_2tCHP} ταυτίζεται με το η_{tot,PtH_2tCHP} . Ο πραγματικός βαθμός απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP προέκυψε 72,13% για ποσοστό θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου 10% και 29,10% για αντίστοιχο ποσοστό υποκατάστασης 100%, τιμές αρκετά ικανοποιητικές για τέτοιες μονάδες. Ο λόγος για αυτή την μεγάλη διαφορά είναι ότι η διαθεσιμότητα του φυσικού αερίου θεωρείται για όλα τα σενάρια 100%, χωρίς να λαμβάνονται υπόψιν τυχόν ενεργειακές απώλειες κατά την εξόρυξη, αποθήκευση και διανομή του στην μονάδα. Παρατηρείται επίσης ότι με την μέθοδο της συμπαραγωγής είναι δυνατό ο βαθμός απόδοσης να διατηρηθεί σε ικανοποιητικά επίπεδα.



Διάγραμμα 4.8: Βαθμός Απόδοσης PtH₂tP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου για πλήρες φορτίο λειτουργίας GT.

Αντίστοιχα με πριν παρατηρείται ότι ο συνολικός βαθμός απόδοσης Power-to-H₂-to-Power της μονάδας όπως ορίζεται από την εξίσωση (4.4) (Ράβδοι διαγράμματος) ελαττώνεται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου ενώ αυξάνεται με την αύξηση του συντελεστή χρησιμοποίησης του συστήματος PEM ηλεκτρόλυσης. Ομοίως με προηγουμένως ο πραγματικός βαθμός απόδοσης η' όπως υπολογίστηκε από την εξίσωση (4.6) απεικονίζεται με την μπλε γραμμή και παρατηρείται ότι μεταβάλλεται ελάχιστα για τις διάφορες τιμές του CF_{elec} ενώ παράλληλα ταυτίζεται με το βαθμό απόδοσης η_{tot,PtH_2tCHP} για $CF_{elec}=41,37\%$. Ο πραγματικός βαθμός απόδοσης Power-to-H₂-to-Power της μονάδας

για ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου 10% και 100% υπολογίστηκε ίσος με 19,14% και 7,72% αντίστοιχα, τιμές αρκετά ικανοποιητικές για την συγκεκριμένη διεργασία.

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 ήδη υπάρχον αεριοστρόβιλο για παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας. Θα εξετασθεί η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης και θα υπολογιστούν τα εξής μεγέθη :

- Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Υδρογόνου (Levelized Cost Of H₂ production) ή αλλιώς LCOH σε €/kg H₂ ή €/ MWh_{th} υδρογόνου (συμπεριλαμβανομένου του κόστους αποθήκευσης).
- Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost Of Electricity) ή αλλιώς LCOE σε €/ MWh_e
- Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας Συμπαγωγής (Levelized Cost Of CHP) ή αλλιώς LCOCHP €/ MWh

Τα παραπάνω μεγέθη θα υπολογιστούν για όλα τα σενάρια διαστασιολόγησης της μονάδας PEM που αναλύθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, και για όλες τις περιπτώσεις θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου και φορτίου λειτουργίας του GT. Επίσης η τεchnοοικονομική ανάλυση θα γίνει για το έτος 2022 και για το 2030 με βάση προβλέψεων της αγοράς. Τα βασικά οικονομικά μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν για την τεchnοοικονομική ανάλυση της επένδυσης παρουσιάζονται στον **Πίνακα 4.5** και αφορούν ενδεικτικά κόστη των τεχνολογιών για το έτος 2022, ενώ τα αντίστοιχα μεγέθη για το 2030 παρουσιάζονται στον **Πίνακα 4.6**. Τα τεχνικά μεγέθη όπως βαθμοί απόδοσης και εγκατεστημένη ισχύς για ολόκληρη την μονάδα λήφθηκαν σταθερά όσον αφορά το έτος. Οι βαθμοί απόδοσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος αλλάζουν ανάλογα με τα σενάρια των CF_{elec} όπως περιεγράφηκε στο Κεφάλαιο 4.1, ενώ οι βαθμοί απόδοσης της μονάδας GT αλλάζουν ανάλογα με το φορτίο λειτουργίας όπως υπολογίστηκε στο Κεφάλαιο 4.1. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης του GT θεωρείται σταθερός για όλα τα σενάρια CF_{GT}=41,37%.

Πίνακας 4.5: Παραδοχές Βασικών Οικονομικών Μεγεθών Έτος Αναφοράς 2022.

Βιβλιογραφία

Δαπάνες Κεφαλαίου Συστήματος Ηλεκτρόλυσης (€/KWe,in)	1500	[77], [78]
Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας Δικτύου (€/MWh _{e,in})	150	[79]
Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας PV (€/MWh _{e,in})	50	[70]
Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας On-shore Wind (€/MWh _{e,in})	45	[70]
Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας Off-shore Wind (€/MWh _{e,in})	75	[72], [80]
Scaling factor	0,9	[81], [82]
Μεσοσταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC)	8%	[83]
Ισχύς αναφοράς PEM Ηλεκτρολύτη (MWe)	100	[77], [78]
Λειτουργικό Κόστος Συστήματος Ηλεκτρόλυσης (€/MWh _{e,in})	3	[77], [78]
Κόστος Συντήρησης Συστήματος Ηλεκτρόλυσης	2% (Ετήσιων Δαπανών Κεφαλαίου Συστήματος Ηλεκτρόλυσης)	[77], [78]
Κόστος Κεφαλαίου Συστήματος Αποθήκευσης (€/kg αποθηκευτικής ικανότητας)	700	[84]
Κόστος Συντήρησης Συστήματος Αποθήκευσης	2% (Ετήσιων Δαπανών Κεφαλαίου Συστήματος Αποθήκευσης)	[84]
Αποθηκευτική Ικανότητα Συστήματος Αποθήκευσης (tn)	20	[84]
Κόστος Εκπομπών CO ₂ (€/ton)	80	[85]
Λειτουργικά Κόστη Αεριοστροβίλου Ανοιχτού Κύκλου (€/kWe)	4	[86]
Κόστος Φυσικού Αερίου (€/MWh _{th})	100	[87]

Πίνακας 4.6: Παραδοχές Βασικών Οικονομικών Μεγεθών Έτος Αναφοράς 2030.

Βιβλιογραφία

Δαπάνες Κεφαλαίου Συστήματος Ηλεκτρόλυσης (€/kWe,in)	800	[77], [78]
Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας Δικτύου (€/MWh _{e,in})	60	[88], [89]
Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας PV (€/MWh _{e,in})	35	[89]
Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας On-shore Wind (€/MWh _{e,in})	35	[89]
Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας Off-shore Wind (€/MWh _{e,in})	50	[89]
Scaling factor	0,9	[81], [82]
Μεσοσταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC)	4%	[83]
Ισχύς αναφοράς PEM Ηλεκτρολύτη (MWe)	100	[77], [78]
Λειτουργικό Κόστος Συστήματος Ηλεκτρόλυσης (€/MWh _{e,in})	3	[77], [78], [86]
Κόστος Συντήρησης Συστήματος Ηλεκτρόλυσης	2% (Ετήσιων Δαπανών Κεφαλαίου Συστήματος Ηλεκτρόλυσης)	[77], [78]
Κόστος Κεφαλαίου Συστήματος Αποθήκευσης (€/kg αποθηκευτικής ικανότητας)	600	[84]
Κόστος Συντήρησης Συστήματος Αποθήκευσης	2% (Ετήσιων Δαπανών Κεφαλαίου Συστήματος Αποθήκευσης)	[84]
Αποθηκευτική Ικανότητα Συστήματος Αποθήκευσης (tn)	20	[84]
Κόστος Εκπομπών CO ₂ (€/ton)	125	[85], [89], [90]
Λειτουργικά Κόστη Αεριοστροβίλου Ανοιχτού Κύκλου (€/kWe)	4	[86]
Κόστος Φυσικού Αερίου (€/MWh _{th})	70	[87], [89], [90]

Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία οι κεφαλαιουχικές δαπάνες για συστήματα ηλεκτρόλυσης PEM το έτος 2022 κυμαίνονται μεταξύ 700-1500 €/kWe,in επομένως επιλέχθηκε μια μέση τιμή 1000 €/kWe,in. Ωστόσο πρέπει να ληφθεί υπόψη και η αντικατάσταση των ηλεκτρολυτικών κελίων που οφείλει να γίνεται ανά 10 έτη και κοστίζει 400 €/kWe,in. Με βάση τα παραπάνω λήφθηκε η τιμή για τις δαπάνες κεφαλαίου συστήματος ηλεκτρόλυσης (συμπεριλαμβανομένης της αντικατάστασης) ίση με 1500 €/kWe,in. Αντίστοιχα για το έτος 2030 με βάση τη βιβλιογραφία η ίδια τιμή επιλέχθηκε στα 800 €/kWe,in (συμπεριλαμβανομένης της αντικατάστασης). Τέλος ο χρόνος ζωής της μονάδας θεωρήθηκε 20 έτη.

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 2022 η τιμή ηλεκτρικού ρεύματος 50 €/MWh για PV, 45 €/MWh για χερσαία αιολικά πάρκα και 75 €/MWh για υπεράκτια αιολικά πάρκα. Τα αντίστοιχα μεγέθη για το έτος 2030 επιλέχθηκαν στα 35 €/MWh για PV, 35 €/MWh για χερσαία αιολικά και 50 €/MWh για υπεράκτια.

Οι χονδρικές τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος του δικτύου παρουσιάζουν μεγάλες διακυμάνσεις ανάλογα με τη χώρα. Επιλέχθηκε μια μέση ετήσια τιμή στα 150 €/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. Αντίστοιχα, η τιμή του φυσικού αερίου τα τελευταία χρόνια παρουσιάζει αρκετές διακυμάνσεις, ωστόσο η μέση τιμή για το έτος 2022 διαμορφώθηκε στα 100 €/MWh και προβλέπεται να πέσει στα 70 €/MWh το 2030. Ένα ακόμα μέγεθος το οποίο παρουσιάζει διακυμάνσεις και το οποίο αυξάνεται κάθε χρόνο είναι το κόστος εκπομπών CO₂. Για το έτος 2022 λήφθηκε μια μέση τιμή των 80 €/tn, ενώ οι προβλέψεις για το έτος 2030 το διαμορφώνουν σε τιμή 125 €/tn.

4.2.1 Υπολογισμός Σταθμισμένου Κόστους Παραγωγής Υδρογόνου (Levelized Cost Of H₂ production) σε €/MWh,th

Προκειμένου να εκτιμηθούν οι απαραίτητες κεφαλαιουχικές δαπάνες για την μονάδα ηλεκτρόλυσης PEM για τα διάφορα σενάρια θερμικής υποκατάστασης H₂, συντελεστών χρησιμοποίησης του ηλεκτρολύτη και φορτίων λειτουργίας του GT, θα χρησιμοποιηθεί η παρακάτω σχέση η οποία λαμβάνει υπόψη οικονομίες κλίμακος:

$$I_B = I_A \cdot \left(\frac{C_B}{C_A}\right)^x \quad (4.1)$$

Όπου :

I_B: Κεφαλαιουχικό Κόστος για εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτρολυτικού συστήματος

I_A: Κεφαλαιουχικό Κόστος για εγκατεστημένη ισχύ αναφοράς

C_A: Εγκατεστημένη Ισχύς αναφοράς (100 MWe)

C_B: Εγκατεστημένη Ισχύς ηλεκτρολυτικού συστήματος

x: παράγοντας κλίμακας (ίσος με 0,9)

Αφού υπολογιστούν οι κεφαλαιουχικές δαπάνες της μονάδας ηλεκτρόλυσης για όλα τα σενάρια που προαναφέρθηκαν με το παραπάνω τύπο, προστίθενται σε αυτές οι δαπάνες για την αποθήκευση του υδρογόνου σε δεξαμενές υπό πίεση (προκύπτουν από τα μεγέθη που παρουσιάζονται στους Πίνακες 4.5-4.6). Στη συνέχεια το αρχικό κεφαλαιουχικό κόστος που προκύπτει (CAPEX) αποσβένεται σε χρονική περίοδο 20 ετών για να υπολογιστεί η ετήσια αποπληρωμή κεφαλαίου με μεσοσταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital) ίσο με 8% για το έτος 2022 και 4% για το έτος 2030 [83]. Το WACC λήφθηκε σχετικά ψηλό για το έτος 2022 λόγω του ότι δεν υπάρχουν ακόμα πολλά δεδομένα για επενδύσεις σε συστήματα ηλεκτρόλυσης επομένως θεωρείται ότι η επένδυση ενέχει κάποιο ρίσκο και οφείλει να έχει σχετικά υψηλή επιστροφή κεφαλαίου. Για το έτος 2030 θεωρήθηκε σχετικά χαμηλό WACC έχοντας υπόψιν ότι η τεχνολογία παραγωγής υδρογόνου θα είναι ακόμα πιο ώριμη και ότι θα έχουν εγκαθιδρυθεί αλυσίδες αξίας για το υδρογόνο, γεγονός που θα μετατρέψει την επένδυση σε χαμηλού ρίσκου. Η ετήσια αποπληρωμή κεφαλαίου υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$\text{Annualized CAPEX} = \text{CAPEX} \cdot \text{Annuity} \quad (4.2)$$

Όπου το Annuity είναι ο συντελεστής προσόδου και υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\text{Annuity} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (4.3)$$

Όπου :

i: σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου (WACC)

n: χρόνος ζωής μονάδας

Έπειτα η ετήσια πληρωμή κεφαλαίου διαιρείται με την ετήσια παραγωγή υδρογόνου (MWh θερμικές), ώστε να υπολογιστεί η ειδική ετήσια πληρωμή κεφαλαίου σε €/MWh. Τελικά το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (LCOH) υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο σε €/MWh:

$$LCOH = Annualized\ CAPEX \cdot (1 + Maintenance\ Cost) + \frac{Operating\ Costs}{\eta_{elec(LHV)}} + \frac{Cost\ of\ Electricity}{\eta_{elec(LHV)}} \quad (4.4)$$

Όπου:

Annualized CAPEX: ειδική ετήσια πληρωμή κεφαλαίου (€/MWh)

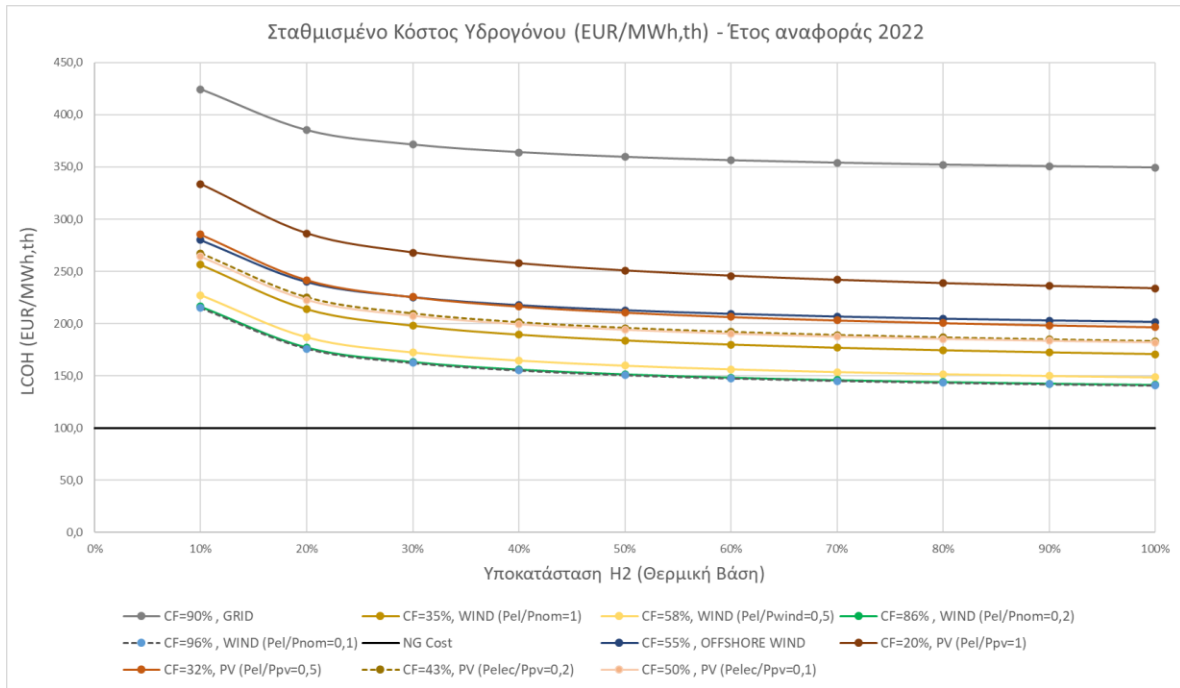
Maintenance Cost: Το κόστος συντήρησης συστήματος αποθήκευσης και συστήματος ηλεκτρόλυσης ίσο με 2% των κεφαλαιουχικών δαπανών (Πίνακες 4.5-4.6)

Operating Costs: Το Λειτουργικό Κόστος Συστήματος Ηλεκτρόλυσης (€/MWh_{e,in}) (Πίνακες 4.5-4.6)

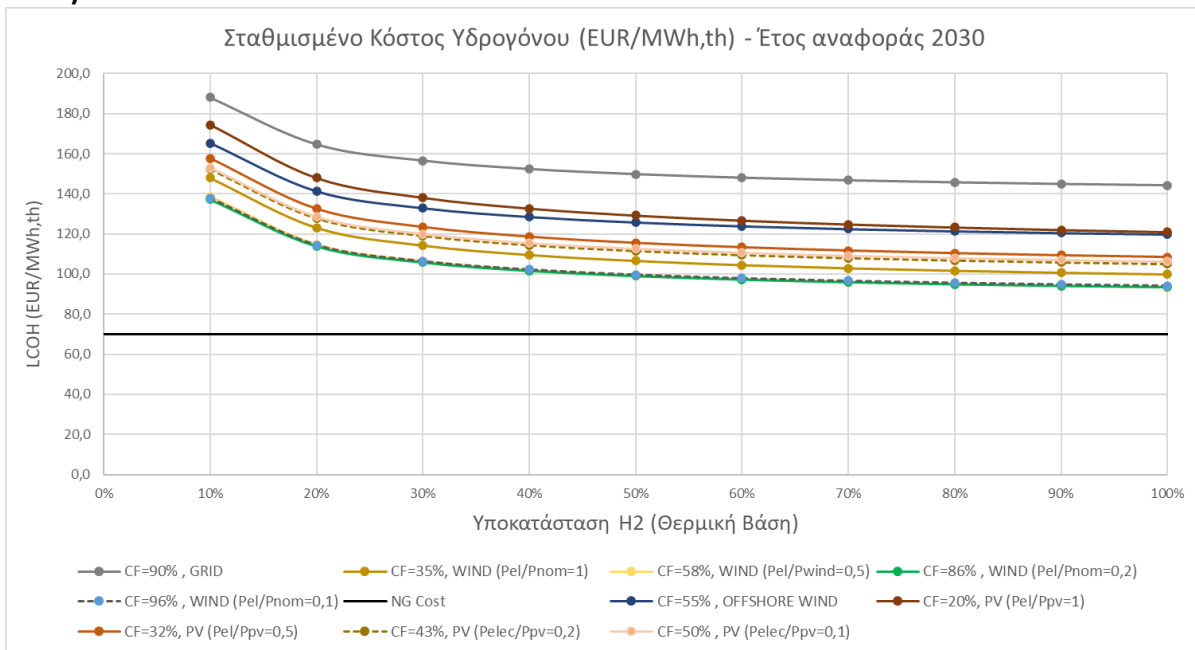
$\eta_{elec(LHV)}$: ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης του συστήματος ηλεκτρόλυσης (%) (Πίνακας 3.8)

Cost of Electricity: Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (Πίνακες 4.5-4.6)

Τα αποτελέσματα για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου για τα έτη αναφοράς 2022 και 2030 και για φορτίο λειτουργίας GT 100% παρουσιάζονται σε (€/MWh_{th,out}) στα διαγράμματα που ακολουθούν και σε (€/kg) με την μορφή αναλυτικού πίνακα στο Παράρτημα Β. Τα αντίστοιχα αποτελέσματα για μικρότερα φορτία λειτουργίας GT παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β.



Διάγραμμα 4.9: Levelized Cost of H₂ Production (€/MWh,th) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2022).



Διάγραμμα 4.10: Levelized Cost of H₂ Production (€/MWh,th) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2030).

Με βάση τα παραπάνω διαγράμματα παρατηρείται ότι το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου μειώνεται με την αύξηση του συντελεστή χρησιμοποίησης της ηλεκτρολυτικής μονάδας, το οποίο είναι λογικό καθώς απαιτείται μικρότερη εγκατεστημένη ισχύς για να παραχθεί η ίδια ποσότητα υδρογόνου. Επίσης, φαίνεται ότι για μεγαλύτερα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου και για δεδομένο CF_{elec} μειώνεται το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου, το οποίο είναι αναμενόμενο αφού λόγω οικονομιών 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_{elec} το κόστος παραγωγής υδρογόνου μεταβάλλεται ελάχιστα καθώς δεν επωφελείται πλέον η μονάδα από οικονομίες κλίμακας.

Επίσης, παρατηρείται ότι παρόλο που ο συντελεστής χρησιμοποίησης παίζει καθοριστικό ρόλο στη διαμόρφωση της εγκατεστημένης ισχύος της μονάδας και στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου, για μεγάλα CF_{elec} επηρεάζει ανεπαίσθητα το τελευταίο. Συγκεκριμένα, παρατηρείται ότι για $CF_{elec}=43\%$ και $CF_{elec}=50\%$ για σενάριο διασύνδεσης με PV, οι καμπύλες του σταθμισμένου κόστους οριακά ταυτίζονται. Το ίδιο συμβαίνει για $CF_{elec}=86\%$ και $CF_{elec}=96\%$ με σενάριο διασύνδεσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος με χερσαίο αιολικό πάρκο. Αυτό συμβαίνει διότι για μεγαλύτερα CF_{elec} η μονάδα ηλεκτρόλυσης λειτουργεί πιο κοντά στο ονομαστικό της φορτίο, το οποίο συνεπάγεται μικρότερο βαθμό απόδοσης συστήματος. Ουσιαστικά η μείωση που θα προέκυπτε στην εγκατεστημένη ισχύ συστήματος λόγω του μεγαλύτερου CF_{elec} αντισταθμίζεται σε ένα ποσοστό με τον χαμηλότερο βαθμό απόδοσης που αυτός συνεπάγεται. Επίσης, για μεγάλα CF_{elec} αυξάνεται και το ποσοστό συμμετοχής του ηλεκτρικού ρεύματος στην τελική διαμόρφωση του LCOH, το οποίο σε συνδυασμό με τον μικρότερο βαθμό απόδοσης αντισταθμίζει τα θετικά που προκύπτουν λόγω αύξησης του CF_{elec} . Συμπεραίνεται, λοιπόν ότι δεν έχει νόημα η μελέτη των σεναρίων $P_{elec,nom}/P_{RES,nom} < 0,2$ διότι δεν βελτιώνει τα οικονομικά της επένδυσης, επομένως δεν θα συμπεριληφθούν στα διαγράμματα που ακολουθούν στα επόμενα κεφάλαια. Αντίστοιχα συμπεράσματα μπορούμε να εξάγουμε συγκρίνοντας τα υπολογισμένα κόστη των ζευγών, $CF_{elec}=32\%$ και $CF_{elec}=43\%$ που αφορούν διασύνδεση με PV και $CF_{elec}=58\%$ και $CF_{elec}=86\%$ που αφορούν διασύνδεση με αιολικά. Παρατηρείται δηλαδή ότι ακόμα και για αυτά τα ζεύγη το κόστος παραγωγής υδρογόνου μεταβάλλεται σε πολύ μικρό βαθμό σε σχέση με τη μεταβολή του CF_{elec} για το έτος 2022, ενώ για το έτος 2030 αυτή η μεταβολή μικραίνει ακόμα περισσότερο λόγω της μείωσης του κόστους των ηλεκτρολυτικών συστημάτων.

Αξίζει να επισημανθεί επίσης ότι τα σενάρια διασύνδεσης αιολικών πάρκων με το ηλεκτρολυτικό σύστημα παρουσιάζουν τις μικρότερες τιμές LCOH, επειδή συνδυάζουν υψηλό συντελεστή χρησιμοποίησης με μικρή 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_{elec} που το χαρακτηρίζει.

Φαίνεται έτσι πόσο σημαντικό ρόλο διαδραματίζει η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος στην διαμόρφωση της τιμής του υδρογόνου.

Τέλος παρατηρείται ότι το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου για τα βέλτιστα σενάρια πλησιάζει αρκετά το κόστος φυσικού αερίου και για τα δύο έτη αναφοράς απέχοντας μόλις 20-50 €/MWh,th. Αντίστοιχα αυτά τα σενάρια το έτος 2030 θα έχουν τη δυνατότητα να παράγουν υδρογόνο πιο φθηνά από την τωρινή τιμή του φυσικού αερίου. Αξίζει να επισημανθεί ότι για τα έτη πριν το 2022 η τιμή του φυσικού αερίου κυμαινόταν στα 20-40 €/MWh,th , ήταν δηλαδή 3-4 φορές φθηνότερο καύσιμό από το πιο οικονομικό «πράσινο» υδρογόνο. Ανάμεσα στα δύο έτη αναφοράς παρατηρείται επίσης μια μείωση κόστους παραγωγής υδρογόνου της τάξης του 30-50% κυρίως λόγω της μείωσης των σταθμισμένων κοστών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που προβλέπεται ότι θα έχουν τα συστήματα ΑΠΕ στο μέλλον, αλλά και εν μέρει λόγω των χαμηλότερων τιμών ηλεκτρολυτικού συστήματος.

4.2.2 Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Levelized Cost Of Electricity) ή αλλιώς LCOE σε €/MWh,e

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 CO₂ της μονάδας για τα διάφορα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου. Οι ετήσιες ώρες λειτουργίας του αεριοστρόβιλου έχουν ληφθεί στις 3624 h, δηλαδή CF_{GT}=41,37% για όλα τα σενάρια. Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης του αεριοστρόβιλου και του ΛΑΘ, το κόστος φυσικού αερίου και ο φόρος εκπομπών λήφθηκαν όπως παρουσιάστηκαν στους Πίνακες 4.5 και 4.6 ανάλογα το έτος αναφοράς. Τα σταθμισμένα κόστη υπολογίστηκαν για όλα τα σενάρια θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου, για όλα τα CF_{elec} που έχουν αναλυθεί, με εξαίρεση τα CF_{elec}=50% (PV) και CF_{elec}=96% (χερσαία αιολικά) που δεν έχει νόημα η μελέτη τους όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, και για φορτία λειτουργίας GT 40%, 60%, 80% και 100%.

Αναλυτικά ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε €/MWh,e φαίνεται παρακάτω:

$$LCOE = O\&M_{open\ cycle,GT} + Carbon\ Cost + \frac{NG\ Cost \cdot (1 - \% \text{ of } H_2) + LCOH \cdot (\% \text{ of } H_2)}{\eta_{elec,CHP}} \quad (4.5)$$

Όπου:

O&M_{Open cycle,GT}: Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης του αεριοστρόβιλου και του ΛΑΘ σε €/MWh,e

Carbon Cost: Το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα σε €/MWh,e

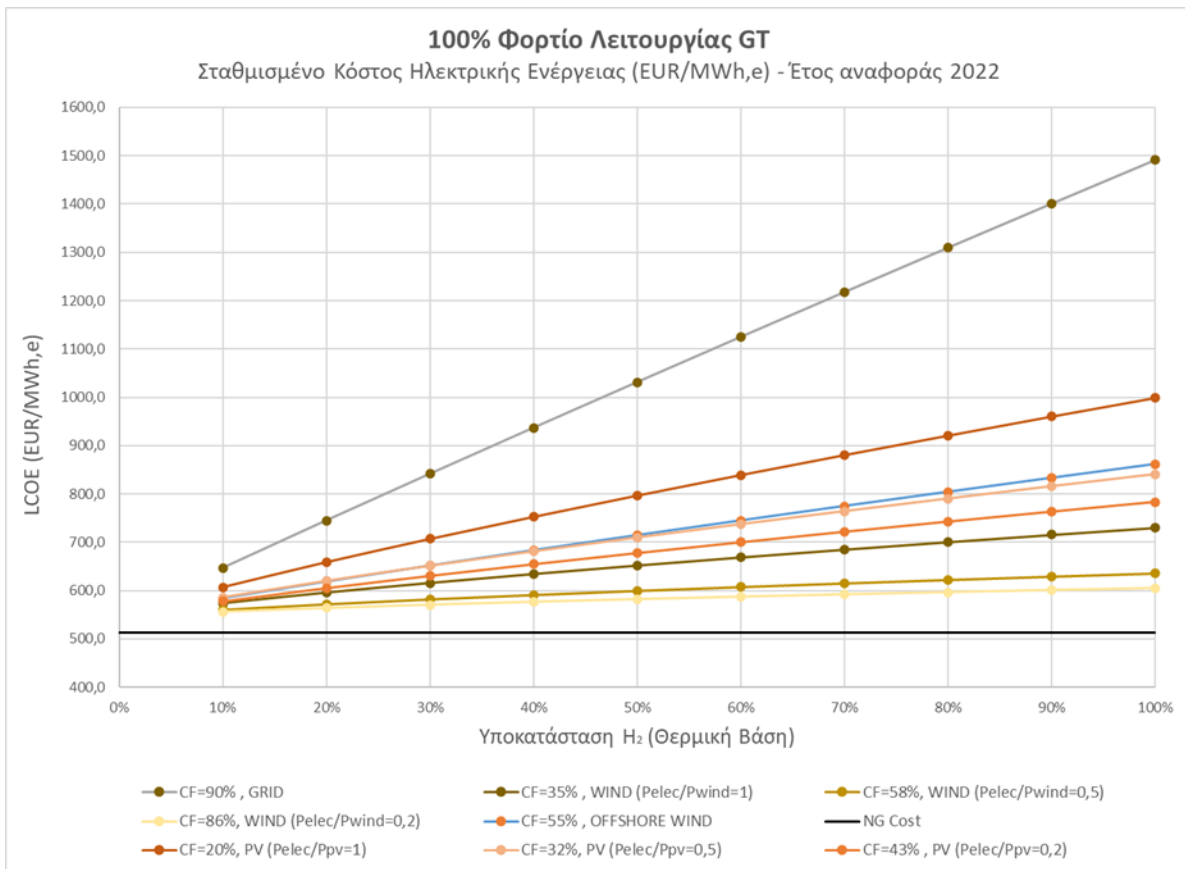
NG Cost: Το κόστος του φυσικού αερίου σε €/MWh,th

% of H₂: Ποσοστό θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου στο μίγμα φυσικού αερίου-υδρογόνου

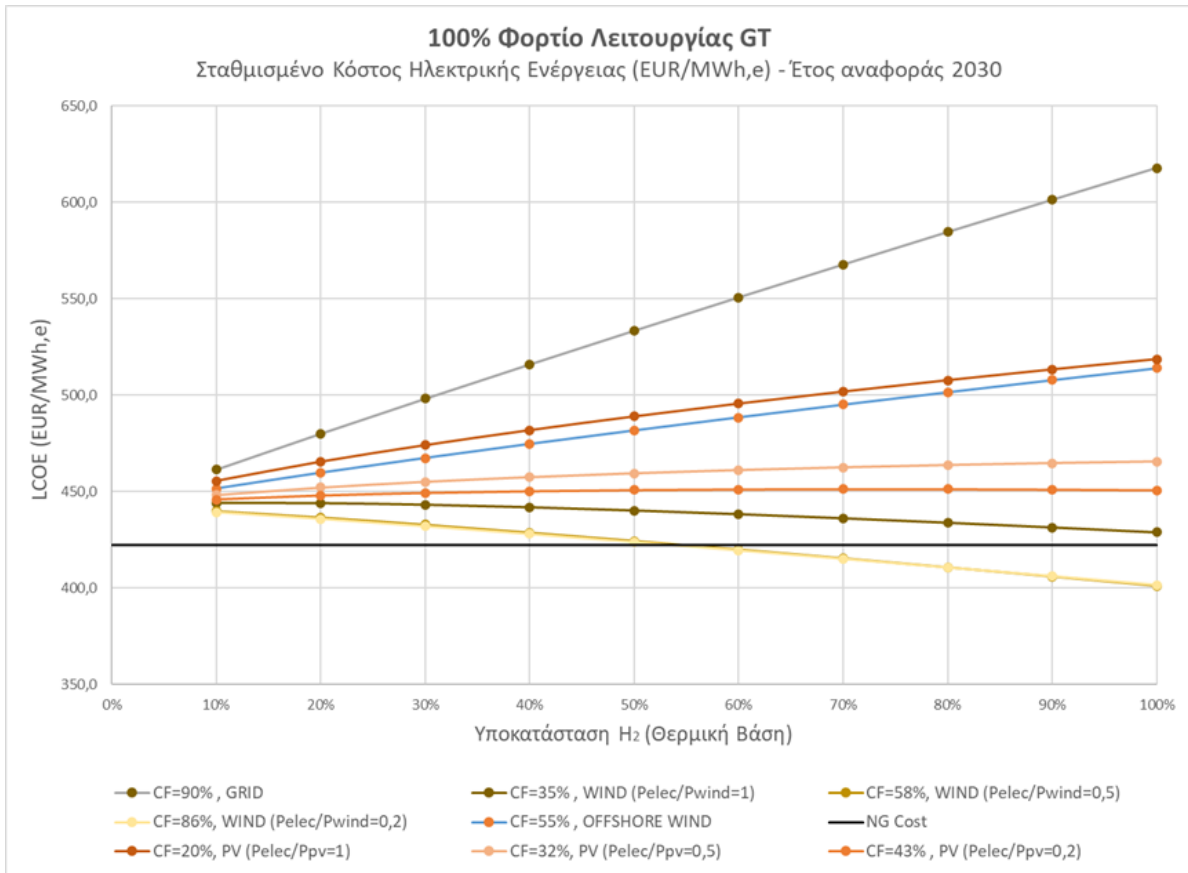
LCOH: Όπως υπολογίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο σε €/MWh,th

$\eta_{elec,CHP}$: Ο συνολικός καθαρός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής όπως παρουσιάζεται στο Παράρτημα Β

Τα αποτελέσματα για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα έτη αναφοράς 2022 και 2030 και για φορτίο λειτουργίας GT 100% παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα και με την μορφή αναλυτικού πίνακα στο Παράρτημα Β. Τα αντίστοιχα αποτελέσματα για μικρότερα φορτία λειτουργίας GT παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β.



Διάγραμμα 4.11: Levelized Cost of Electricity (€/MWh_{e,out}) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και των CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2022).



Διάγραμμα 4.12: Levelized Cost of Electricity (€/MWh_{e,out}) συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης Η₂ και των CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2030).

Παρατηρείται ότι για το έτος 2022 για αύξηση του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου και για δεδομένο CF_{elec}, το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται. Για τα βέλτιστα σενάρια παραγωγής υδρογόνου η αύξηση αυτή είναι πολύ μικρή. Αυτό συμβαίνει διότι στο συγκεκριμένο έτος αναφοράς το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου δεν είναι αρκετά ανταγωνιστικό σε σύγκριση με το φυσικό αέριο (ακόμα και για τα βέλτιστα σενάρια) και οι φόροι εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα δεν είναι αρκετά υψηλοί ώστε να αντισταθμίσουν το υψηλότερο κόστος παραγωγής υδρογόνου. Παρατηρείται όμως ότι για τα βέλτιστα σενάρια διασύνδεσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος με χερσαία αιολικά πάρκα το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας μίγμα φυσικού αερίου-υδρογόνου είναι αρκετά κοντά στο κόστος που προκύπτει για 100% φυσικό αέριο (550-600 €/MWh_{e,out} και 514 €/MWh_{e,out} αντίστοιχα).

Για το έτος αναφοράς 2030 και για CF_{elec}=35%, CF_{elec}=58% και CF_{elec}=86% (σενάρια διασύνδεσης με χερσαία αιολικά) παρατηρείται ότι με αύξηση του ποσοστού θερμικής

υποκατάστασης του υδρογόνου, το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ελαττώνεται, με τον μεγαλύτερο ρυθμό μείωσης να παρατηρείται για $CF_{elec}=86\%$. Αυτό συμβαίνει εν μέρει διότι το κόστος παραγωγής υδρογόνου είναι αρκετά πιο κοντά στο κόστος φυσικού αερίου για τα σενάρια που αναφέρθηκαν και κυρίως λόγω της αύξησης του φόρου εκπομπών που προβλέπεται για το έτος 2030. Σε αυτή τη περίπτωση ο φόρος εκπομπών είναι ικανός να αντισταθμίσει το υψηλότερο κόστος παραγωγής υδρογόνου, με αποτέλεσμα να υπάρχουν σενάρια όπου είναι οικονομικότερη η χρήση μίγματος εμπλουτισμένου σε υδρογόνο σε σχέση με την χρήση 100% φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα για $CF_{elec}=58\%$ και $CF_{elec}=86\%$ (σενάρια διασύνδεσης με χερσαία αιολικά) και για ποσοστό θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου μεγαλύτερο του 55%, το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει μικρότερο από το αντίστοιχο σενάριο για χρήση 100% φυσικού αερίου (400-420 €/MWh_{out} και 422 €/MWh_{out} αντίστοιχα). Παρατηρείται επίσης ότι οι καμπύλες $CF_{elec}=58\%$ και $CF_{elec}=86\%$ (σενάρια διασύνδεσης με χερσαία αιολικά) σχεδόν ταυτίζονται. Τέλος το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει γενικά μια μείωση για το έτος 2030, λόγω της μείωσης τόσο του κόστους φυσικού αερίου όσο και του κόστους παραγωγής υδρογόνου.

4.2.3 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας Συμπαγωγής (Levelized Cost Of CHP) ή αλλιώς LCOCHP €/MWh_{out}.

Το σταθμισμένο κόστος συμπαγωγής είναι το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας και παρουσιάζει το μεγαλύτερο ενδιαφέρον για τη μονάδα PtH₂P που μελετήθηκε. Βασικό πεδίο μελέτης της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στην μορφή υδρογόνου και η μετατροπή του σε ενέργεια με τους υψηλότερους δυνατούς βαθμούς απόδοσης. Η συμπαγωγή εξασφαλίζει υψηλά ποσοστά μετατροπής της θερμικής ενέργειας του υδρογόνου σε ηλεκτρική και ωφέλιμη θερμική ενέργεια, επομένως μελετώντας την οικονομικότητα τέτοιων μονάδων διαφαίνεται η προοπτική ανάπτυξης και ενσωμάτωσης τους στο ενεργειακό σύστημα.

Το σταθμισμένο κόστος συμπαγωγής υπολογίστηκε για τα ίδια σενάρια που υπολογίστηκε το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ακολουθώντας τις ίδιες παραδοχές. Αναλυτικά ο μαθηματικός τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους συμπαγωγής σε €/ MWh_{out} παρουσιάζεται παρακάτω:

$$LCOCHP = O\&M_{Open\ cycle,GT} + Carbon\ Cost + \frac{NG\ Cost \cdot (1 - \% \text{ of } H_2) + LCOH \cdot (\% \text{ of } H_2)}{\eta_{tot,CHP}} \quad (4.6)$$

Όπου:

$O\&M_{Open\ cycle,GT}$: Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης του αεριοστρόβιλου και του ΛΑΘ σε €/MWh,e

Carbon Cost: Το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα σε €/MWh

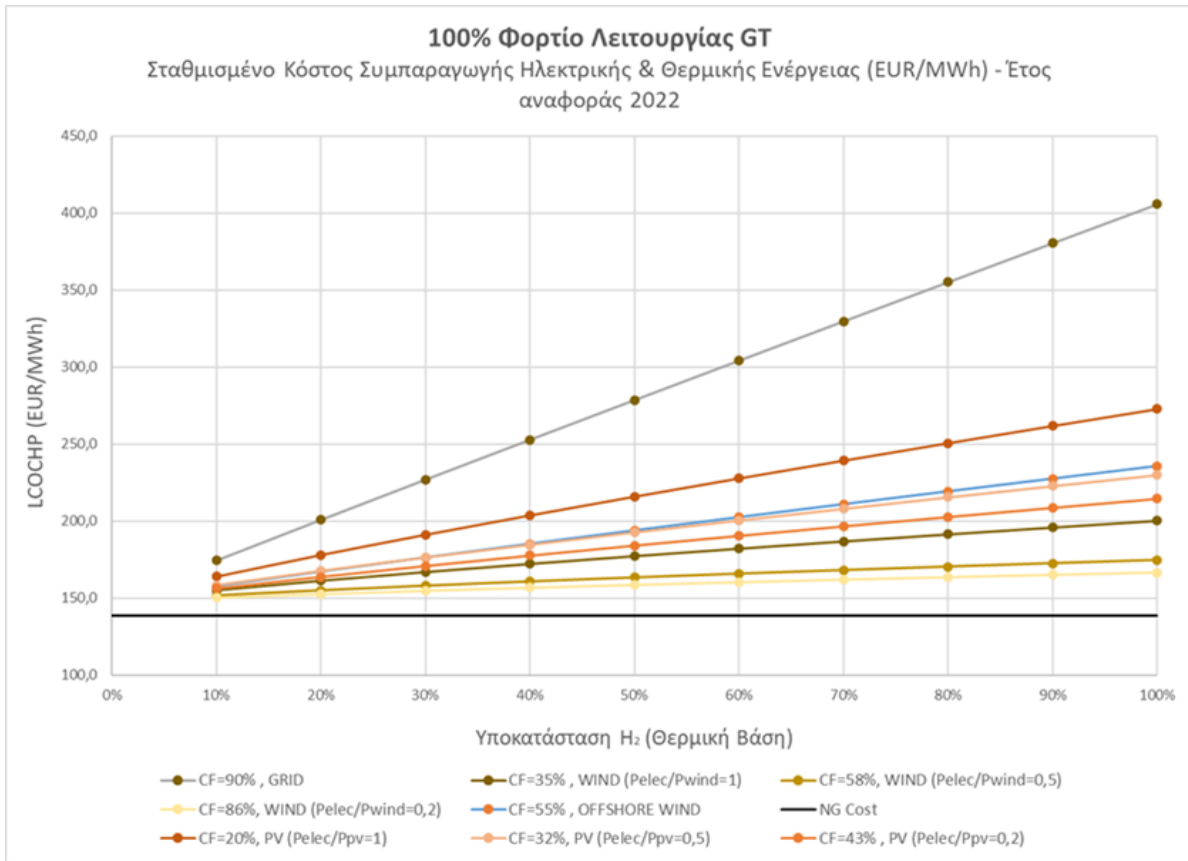
NG Cost: Το κόστος του φυσικού αερίου σε €/MWh,th

% of H₂: Ποσοστό θερμικής υποκατάστασης του υδρογόνου στο μίγμα φυσικού αερίου-υδρογόνου

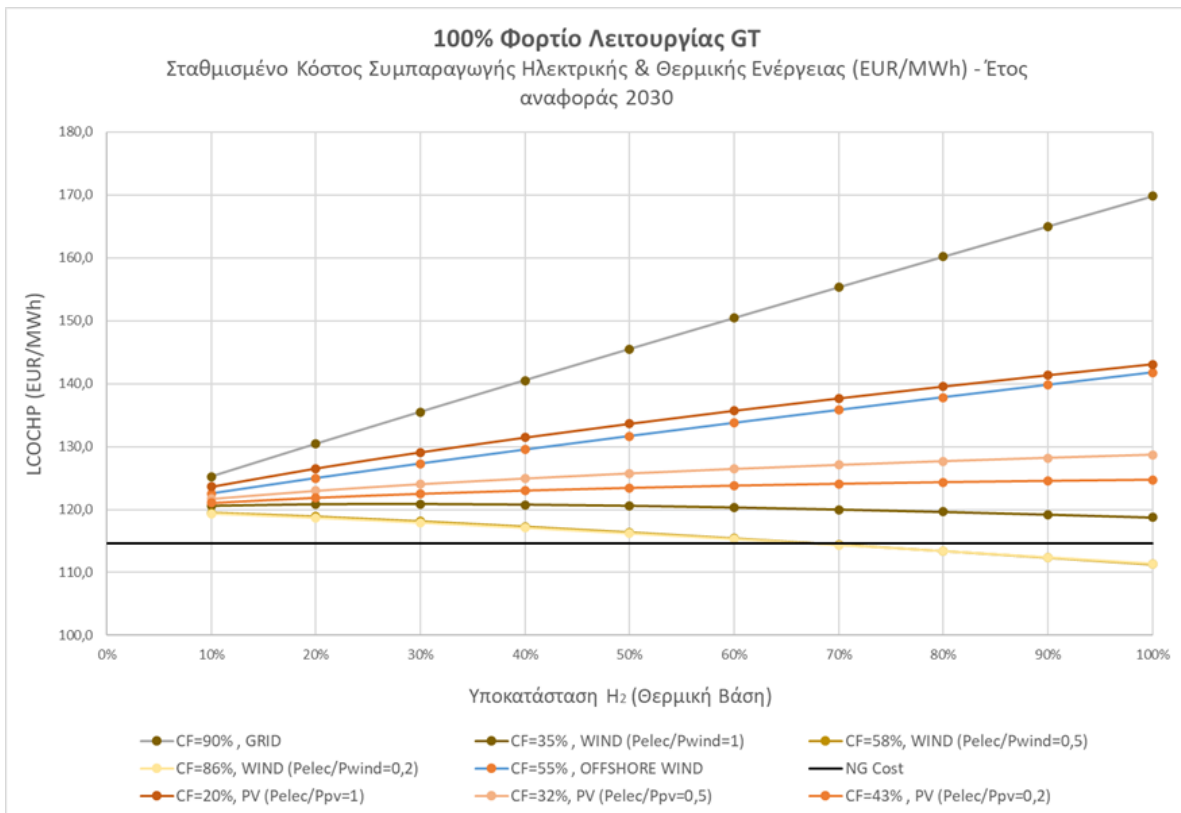
LCOH: Όπως υπολογίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο σε €/MWh,th

$\eta_{tot,CHP}$: Ο συνολικός καθαρός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής της μονάδας όπως παρουσιάζεται στο Παράρτημα Β

Τα αποτελέσματα για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας για τα έτη αναφοράς 2022 και 2030 και για φορτίο λειτουργίας GT 100% παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα και με την μορφή αναλυτικού πίνακα στο Παράρτημα Β. Τα αντίστοιχα αποτελέσματα για μικρότερα φορτία λειτουργίας GT παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β.



Διάγραμμα 4.13: Levelized Cost of Combined Heat & Power (€/MWh,out) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και των CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2022).



Διάγραμμα 4.14: Levelized Cost of Combined Heat & Power (€/MWh,out) συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης Η₂ και των CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2030).

Είναι προφανές ότι οι καμπύλες για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (LCOCHP) παρουσιάζουν παρόμοια συμπεριφορά με τις καμπύλες σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για αντίστοιχα σενάρια. Συγκεκριμένα παρατηρείται ότι για το έτος 2022 όσο αυξάνεται το ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου τόσο αυξάνεται το κόστος παραγωγής ενέργειας, ενώ για το έτος 2030 υπάρχουν σενάρια όπου το κόστος παραγωγής ενέργειας μειώνεται με την αύξηση του ποσοστού αυτού. Αυτό συμβαίνει για τους ίδιους λόγους που αναλύθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο. Η παρόμοια συμπεριφορά προκύπτει λόγω της ομοιότητας που παρουσιάζουν οι τύποι υπολογισμού του LCOE και του LCOCHP των οποίων η μόνη διαφορά είναι ο βαθμός απόδοσης που χρησιμοποιείται στον 3^ο όρο των εξισώσεων 4.5-4.6 και ότι το κόστος εκπομπών είναι εκφρασμένο σε €/MWh και όχι σε €/MWh_e.

Αντίστοιχα με προηγούμενως για το έτος 2030 υπάρχουν σενάρια που είναι οικονομικότερη η χρήση μίγματος εμπλουτισμένου σε υδρογόνο σε σχέση με την χρήση 100% φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα για CF_{elec}=58% και CF_{elec}=86% (σενάρια διασύνδεσης με χερσαία αιολικά) και για ποσοστό θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου μεγαλύτερο του 70% , το σταθμισμένο κόστος ενέργειας προκύπτει μικρότερο από το αντίστοιχο σενάριο για χρήση

100% φυσικού αερίου (110-115€/MWh_{out} και 115 €/MWh_{out} αντίστοιχα). Τέλος το κόστος παραγωγής ενέργειας παρουσιάζει γενικά μια μείωση για το έτος 2030, λόγω της μείωσης τόσο του κόστους φυσικού αερίου όσο και του κόστους παραγωγής υδρογόνου.

Φαίνεται λοιπόν ότι η τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην μορφή υδρογόνου και η μετατροπή του πάλι σε ενέργεια παρουσιάζει ανταγωνιστικά οικονομικά μεγέθη. Ειδικότερα στο μέλλον φαίνεται ότι η καύση 100% «πράσινου» υδρογόνου, το οποίο θα έχει παραχθεί από αιολικά πάρκα θα αποτελεί μια φθηνή και αξιόπιστη λύση παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας μηδενικών εκπομπών. Καταδεικνύεται άρα η προοπτική ανάπτυξης και ενσωμάτωσης τέτοιων συστημάτων στο ενεργειακό σύστημα.

Τέλος αξίζει να σημειωθεί ότι η οικονομική ανάλυση της μονάδας PtH₂P βασίστηκε μόνο στα κεφαλαιουχικά κόστη του ηλεκτρολυτικού συστήματος θεωρώντας ότι η μονάδα συμπαραγωγής και οι μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που θα χρησιμοποιηθούν υπάρχουν ήδη. Επίσης, δεν υπολογίστηκαν ενδεχόμενα κέρδη της μονάδας από την πώληση του παραγόμενου οξυγόνου στον ηλεκτρολύτη.

5. Συμπεράσματα και Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα

5.1 Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αναλύθηκε μια ολοκληρωμένη λύση αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (κυρίως ανανεώσιμης) που μπορεί να συνεισφέρει στην επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την Ενέργεια και το Κλίμα αυξάνοντας το ποσοστό συμμετοχής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ παράλληλα μπορεί να συμβάλει στην απεξάρτηση της Ευρωπαϊκής Ένωσης από τα ορυκτά καύσιμα τα οποία όχι μόνο βλάπτουν το περιβάλλον, αλλά αποτελούν και μέσα γεωπολιτικής αποσταθεροποίησης. Η λύση που παρουσιάστηκε βασίζεται στην αποθήκευση της ενέργειας από ΑΠΕ (αιολικά και φωτοβολταϊκά) μέσω ηλεκτρόλυσης και την χρήση του παραγόμενου «πράσινου» υδρογόνου σε εξελιγμένες μονάδες αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου για συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ωφέλιμης θερμότητας χαμηλών ή μηδενικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Το αποθηκευμένο υδρογόνο θα χρησιμοποιηθεί για την σταδιακή υποκατάσταση του φυσικού αερίου στα ενεργειακά συστήματα και για τη σταθεροποίηση και την αντιστάθμιση διακυμάνσεων του δικτύου ενέργειας. Τα συστήματα αυτά ονομάζονται Power-to-H₂-to-Power. Η καινοτομία της διπλωματικής εργασίας έγκειται στο γεγονός ότι, ενώ έχει γίνει μοντελοποίηση συστημάτων ηλεκτρόλυσης ενσωματωμένων σε συμβατικές μονάδες συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου στη βιβλιογραφία, η μελέτη και η τεχνοοικονομική ανάλυση για πραγματικά σενάρια τροφοδοσίας του ηλεκτρολύτη και για διάφορα φορτία λειτουργίας της μονάδας της συμπαραγωγής είναι κάτι καινούριο που δεν έχει μελετηθεί εκτενώς. Ο βασικός στόχος ήταν η ανάλυση ήδη υπάρχοντος θερμοδυναμικού μοντέλου της βιβλιογραφίας [44] και η προσαρμογή του για διάφορα πραγματικά σενάρια λειτουργίας της μονάδας.

Χρησιμοποιήθηκε ένα έτοιμο μοντέλο συστήματος Power-to-H₂-to-Power μικρής κλίμακας για συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 12,9 MWe και ωφέλιμης θερμότητας 35,8 MWth (στο 100% φορτίο λειτουργίας) στο λογισμικό Aspen και προσαρμόστηκε για διάφορα φορτία λειτουργίας του αεριοστρόβιλου. Αρχικά αναλύθηκαν τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ήδη υπάρχοντος μοντέλου ηλεκτρόλυσης το οποίο είναι και επικυρωμένο με βάση βιομηχανικά δεδομένα για τον PEM ηλεκτρολύτη Silyzer 200 της Siemens. Ο ηλεκτρολύτης που χρησιμοποιήθηκε έχει εγκατεστημένη ισχύ 1,25 MW και παράγει υδρογόνο με μαζική παροχή 20,5 kg/h και καθαρότητα 100% και οξυγόνο με μαζική παροχή 164,35 kg/h. Το υδρογόνο αποθηκεύεται στα 200 bar σε δεξαμενές χωρητικότητας 71 m³ (1,1 tn υδρογόνου). Με βάση το επικυρωμένο μοντέλο και στοιχεία του κατασκευαστή παρουσιάστηκαν οι βαθμοί απόδοσης του ηλεκτρολυτικού συστήματος για φορτία λειτουργίας PEM 100% , 80%, 60% και 40% οι οποίοι είναι ίσοι με 50,88% (LHV), 53,61% (LHV), 56,59% (LHV) και 60,13% (LHV) αντίστοιχα.

Στη συνέχεια χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο αεριοστρόβιλου ανοιχτού κύκλου συνδυασμένου με Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας για την ανάλυση του Βασικού Σενάριου όπου θεωρείται η καύση 100% φυσικού αερίου. Αυτό προσαρμόστηκε για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του GT. Η προσαρμογή έγινε αφού υπολογίστηκαν με την βοήθεια μαθηματικών τύπων και δεδομένων χάρτη κατασκευαστή, οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης του συμπιεστή και του στρόβιλου για φορτία λειτουργίας 100% , 80%, 60% και 40%. Στη συνέχεια ορίστηκαν βασικές προδιαγραφές στο μοντέλο με βάση τόσο τον χάρτη του κατασκευαστή όσο και στοιχείων της βιβλιογραφίας και έπειτα από αρκετά «τρεξίματα» οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης επαναπροσδιορίστηκαν ώστε το μοντέλο να συγκλίνει στα δεδομένα του κατασκευαστή για όλα τα φορτία λειτουργίας. Για το τμήμα Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας εξετάστηκε μόνο το σενάριο παραγωγής 99% Ατμού Υψηλής Πίεσης και 1% Ατμού Μέσης Πίεσης, αφού ορίστηκαν συγκεκριμένες προδιαγραφές. Έπειτα παρουσιάστηκαν τα βασικά ρεύματα διεργασιών της μονάδας και υπολογίστηκαν οι συνολικοί ηλεκτρικοί, θερμικοί και συμπαραγωγικοί βαθμοί απόδοσης για τα διάφορα φορτία λειτουργία της και για βασικό σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου. Οι βαθμοί απόδοσης προσαρμόστηκαν για τα διάφορα σενάρια θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου με βάση τη βιβλιογραφία, ωστόσο θεωρείται ότι η μεταβολή που παρουσιάζουν δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την οικονομοτεχνική μελέτη της εργασίας.

Αφού υπολογίστηκαν τα τεχνικά χαρακτηριστικά του τμήματος συμπαραγωγής, αναλύθηκαν τα σενάρια υποκατάστασης του φυσικού αερίου με υδρογόνο σε ποσοστά 10%-100%. Υπολογίστηκαν οι μαζικές παροχές υδρογόνου που απαιτούνται για τα διάφορα σενάρια υποκατάστασης και φορτίου λειτουργίας του αεριοστρόβιλου θεωρώντας σταθερό συντελεστή χρησιμοποίησης της μονάδας $CF_{CHP}=41,37\%$. Υπολογίστηκαν επίσης οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για όλα τα σενάρια θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου και φορτίων λειτουργίας της μονάδας.

Στη συνέχεια έχοντας υπολογίσει τις μαζικές παροχές υδρογόνου που απαιτούνται ετησίως έγινε διαστασιολόγηση του ηλεκτρολυτικού συστήματος PEM που χρειάζεται να εγκατασταθεί για δέκα σενάρια τροφοδοσίας του ηλεκτρολύτη. Συγκεκριμένα εξετάστηκαν τέσσερα σενάρια διασύνδεσης με PV, τέσσερα με χερσαία αιολικά πάρκα, ένα με υπεράκτια αιολικά πάρκα και ένα με το δίκτυο. Τα τέσσερα σενάρια διασύνδεσης με PV διαχωρίζονται ανάλογα με τον λόγο διαστασιολόγησης του ηλεκτρολυτικού συστήματος με το σύστημα PV ($P_{elec,nom}/P_{PV,nom}$). Συγκεκριμένα αναλύθηκαν οι λόγοι $P_{elec,nom}/P_{PV,nom}=\{ 1 , 0,5 , 0,2 , 0,1 \}$. Τα αντίστοιχα σενάρια εξετάζονται και στην περίπτωση διασύνδεσης με αιολικά. Για το κάθε σενάριο θεωρήθηκε ένας συντελεστής χρησιμοποίησης που ανταποκρίνεται αρκετά κοντά στα δεδομένα της Ευρώπης. Συγκεκριμένα λήφθηκε, $CF_{PV}=20\%$ ($P_{elec,nom}/P_{PV,nom}=1$) $CF_{onshore}=35\%$ ($P_{elec,nom}/P_{wind,nom}=1$) $CF_{wind,offshore}=55\%$ ($P_{elec,nom}/P_{offshore,nom}=1$) και $CF_{Grid}=90\%$. Οι αντίστοιχες τιμές για λόγους $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}< 1$ λήφθηκαν με βάση την βιβλιογραφία.

Για όλα τα σενάρια διασύνδεσης του συστήματος με ΑΠΕ έχει θεωρηθεί ότι η παραγόμενη ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτεί κατά προτεραιότητα τον ηλεκτρολύτη. Με βάση τα παραπάνω CF_{elec} και τον $\eta_{elec,system}$, που προκύπτει για αυτά ανάλογα το μέσο φορτίο λειτουργίας του PEM, διαστασιολογείται η μονάδα της ηλεκτρόλυσης. Έπειτα υπολογίστηκαν για όλα τα σενάρια οι βαθμοί απόδοσης PtH_2tCHP και PtH_2tP . Ο πραγματικός βαθμός απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP προέκυψε 72,13% για ποσοστό θερμικής Υποκατάστασης υδρογόνου 10% και 29,10% για αντίστοιχο ποσοστό Υποκατάστασης 100%, τιμές αρκετά ικανοποιητικές για τέτοιες μονάδες. Διαπιστώθηκε ότι για μεγαλύτερα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου, ο βαθμός απόδοσης μειώνεται, ενώ για μεγαλύτερα CF_{elec} αυξάνεται. Επίσης παρατηρήθηκε ότι για πολύ μικρούς λόγους $P_{elec,nom}/P_{RES,nom} = \{0,1, 0,05\}$ η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς του PEM ηλεκτρολύτη μειώνεται ελάχιστα συγκριτικά με την αύξηση της ισχύος της μονάδας ΑΠΕ που χρειάζεται για να τον τροφοδοτεί, γεγονός που καθιστά τα συγκεκριμένα σενάρια μη εφαρμόσιμα.

Τέλος, έγινε οικονομική ανάλυση της μονάδας ώστε να ελεγχθεί η βιωσιμότητα της και η προοπτική ενσωμάτωσης της στην αγορά ενέργειας. Η ανάλυση έγινε για έτη αναφοράς 2022 και 2030 και τα βασικά οικονομικά μεγέθη λήφθηκαν βάση στοιχείων οργανισμών και προβλέψεων της αγοράς. Αρχικά υπολογίστηκε το σταθμισμένο κόστος παραγωγής υδρογόνου (LCOH) το οποίο μειώνεται με την αύξηση του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου, διότι η μονάδα επωφελείται από οικονομίες κλίμακας. Αντίστοιχα μειώνεται για σενάρια που συνδυάζουν υψηλό CF_{elec} και χαμηλή τιμή ηλεκτρικού ρεύματος. Τέτοια σενάρια είναι αυτά που αφορούν την διασύνδεση του συστήματος PEM με χερσαία αιολικά πάρκα. Συγκεκριμένα για το έτος 2022 και για ποσοστά υποκατάστασης μεγαλύτερα του 50% και για διασύνδεση με αιολικά πάρκα το LCOH προέκυψε στα 140-180 €/MWh,th με τις μικρότερες τιμές να εμφανίζονται για μεγαλύτερα CF_{elec} και μεγαλύτερα ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου. Αντίστοιχα για το έτος 2030 το μέγεθος αυτό διαμορφώθηκε στα 93-100 €/MWh,th. Η μείωση που προκύπτει για το έτος 2030 οφείλεται εν μέρει στην μείωση του κεφαλαιουχικού κόστους των ηλεκτρολυτών αλλά κυρίως στην μείωση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας των συστημάτων ΑΠΕ. Παρατηρείται επομένως μια γενική μείωση του κόστους παραγωγής υδρογόνου στο μέλλον για όλα τα σενάρια ηλεκτρικής διασύνδεσης του ηλεκτρολύτη. Αναλυτικά για συστήματα PV-PEM, δίκτυο-PEM και υπεράκτιου αιολικού πάρκου-PEM και ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου μεγαλύτερο του 50% προκύπτει LCOH στα 100-120 €/MWh,th, 145-150 €/MWh,th και 120-125 €/MWh,th. Παρατηρείται ότι τα οικονομικότερα κόστη παραγωγής υδρογόνου δεν απέχουν σημαντικά από τη τιμή του φυσικού αερίου το οποίο διαμορφώθηκε στα 100 €/MWh,th το έτος 2022 και προβλέπεται να πέσει στα 70 €/MWh,th το 2030, γεγονός που καθιστά την μονάδα που μελετήθηκε αρκετά ανταγωνιστική.

Στη συνέχεια υπολογίστηκαν τα σταθμισμένα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και συμπαραγωγής (LCOE και LCOCHP αντίστοιχα), μεγέθη που δίνουν μια πιο ουσιαστική εικόνα στην οικονομικότητα της μονάδας που μελετάται. Τα μεγέθη αυτά μειώνονται με την αύξηση του CF_{elec} , ωστόσο για το έτος 2022 αυξάνονται με την αύξηση του ποσοστού

υποκατάστασης. Αυτό συμβαίνει διότι το έτος 2022 το φυσικό αέριο είναι οικονομικότερο, με αποτέλεσμα το κόστος παραγωγής ενέργειας να είναι χαμηλότερο για μίγματα με μικρό ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου. Αντίστοιχα με προηγούμενως τα βέλτιστα οικονομικά μεγέθη παρουσιάζονται για σενάρια διασύνδεσης του συστήματος PEM με χερσαία αιολικά. Συγκεκριμένα για το έτος 2022 και για ποσοστά υποκατάστασης υδρογόνου μεγαλύτερα του 50% προέκυψε LCOE στα 580-730 €/MWh_{out} και LCOCHP στα 158-200 €/MWh_{out}. Τα αντίστοιχα κόστη για το σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου προκύπτουν στα 513 €/MWh_{out} και 139 €/MWh_{out}. Το σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου είναι οικονομικότερο για όλα τα σενάρια που αφορούν το έτος 2022 παρά τους φόρους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Για το έτος 2030 παρατηρείται ότι για τα βέλτιστα οικονομικά σενάρια (διασύνδεση με χερσαία αιολικά πάρκα) όσο αυξάνεται το ποσοστό υποκατάστασης του υδρογόνου τόσο μειώνεται το κόστος παραγωγής ενέργειας. Αυτό συμβαίνει διότι οι φόροι εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα έχει θεωρηθεί ότι αυξάνονται από 80 €/tn το 2022 σε 125 €/tn το 2030 (βάση προβλέψεων της αγοράς) και καταφέρνουν να αντισταθμίσουν την διαφορά κόστους φυσικού αερίου και LCOH μετατρέποντας έτσι οικονομικότερα τα σενάρια χρήσης μίγματος εμπλουτισμένου με υδρογόνο. Για ακόμα μεγαλύτερους φόρους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα το ίδιο θα μπορούσε να συμβεί και για τα άλλα σενάρια διασύνδεσης του ηλεκτρολύτη. Ενδιαφέρον παρουσιάζει ότι για $CF_{elec}=58\%$ και $CF_{elec}=86\%$ (σενάριο διασύνδεσης PEM με χερσαία αιολικά πάρκα) και για ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου μεγαλύτερο του 55% προκύπτει LCOE στα 400-420 €/MWh_{out} το οποίο είναι μικρότερο από το σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου 422 €/MWh_{out}. Αντίστοιχα για τα ίδια CF και σενάριο διασύνδεσης του PEM και για ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου μεγαλύτερο του 70% προκύπτει LCOCHP στα 111-114 €/MWh_{out}, ενώ για την περίπτωση καύσης 100% φυσικού αερίου προκύπτει LCOCHP στα 115 €/MWh_{out}. Πολύ κοντά στο σενάριο καύσης 100% φυσικού αερίου είναι και το σενάριο με $CF_{elec}=35\%$ (σενάριο διασύνδεσης PEM με χερσαία αιολικά) το οποίο, για το έτος 2030 και για ποσοστό υποκατάστασης υδρογόνου 100%, δίνει LCOE=429 €/MWh_{out} και LCOCHP= 119 €/MWh_{out}. Όλες οι τιμές που αναλύθηκαν παραπάνω αφορούν το σενάριο για φορτίο λειτουργίας GT 100%. Για μικρότερα φορτία λειτουργίας αεριοστρόβιλου το LCOE αυξάνεται σημαντικά λόγω αισθητής μείωσης του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης του GT, ενώ το LCOCHP αυξάνεται ελάχιστα καθώς ο συμπαραγωγικός βαθμός απόδοσης της μονάδας παρουσιάζει μικρές μειώσεις.

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε είναι ικανό να προβλέψει με ικανοποιητική ακρίβεια και ρεαλιστικό τρόπο τα τεχνικά και οικονομικά μεγέθη μιας μονάδας Power-to-H₂-to-Power μικρής κλίμακας για τέσσερα διαφορετικά σενάρια λειτουργίας του GT, δέκα σενάρια θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου και δέκα σενάρια ρεαλιστικών σεναρίων τροφοδοσίας ηλεκτρικής ενέργειας του ηλεκτρολύτη εκ των οποίων τα εννιά αφορούν ΑΠΕ και ένα ηλεκτρική ενέργεια δικτύου. Προέκυψε ότι η κεφαλαιουχική επένδυση σε μια μονάδα ηλεκτρόλυσης το έτος 2030, η οποία τροφοδοτείται από χερσαίο αιολικό πάρκο για οποιαδήποτε τιμή του λόγου $P_{elec,nom}/P_{wind,nom}$ (έχει θεωρηθεί ότι η ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτεί κατά προτεραιότητα τον ηλεκτρολύτη), είναι οικονομικά βιώσιμη και

μπορεί να χρησιμοποιηθεί εμπορικά για την παροχή ανανεώσιμου υδρογόνου σε εξελιγμένες μονάδες συμπαραγωγής για παραγωγή «πράσινης» ενέργειας σε ανταγωνιστικές τιμές. Για το έτος 2022 απαιτούνται αρκετά μικροί λόγοι $P_{elec,nom}/P_{wind,nom}$ ώστε να μπορέσει η μονάδα να παρέχει υδρογόνο σε σχετικά ανταγωνιστικές τιμές. Διαφαίνεται λοιπόν ότι η συγκεκριμένη τεχνολογία αποθήκευσης ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορέσει μέσα στα επόμενα χρόνια να γίνει ανταγωνιστική και να επεκταθεί σε εφαρμογές μεγάλης κλίμακας με σκοπό την απανθρακοποίηση του ενεργειακού συστήματος. Ακόμα πιο ευνοϊκές τιμές θα μπορούσαν να είχαν προκύψει αν είχε μελετηθεί το σενάριο το ηλεκτρολυτικό σύστημα να είναι διασυνδεδεμένο με πολλαπλά συστήματα ΑΠΕ και το δίκτυο, και να εκμεταλλεύεται τόσο περικοπές ηλεκτρικής ενέργειας άλλα και χαμηλές τιμές ρεύματος του δικτύου. Σε αυτή την περίπτωση θα έπρεπε να γίνει μια πολύ αναλυτικότερη μελέτη για την διαστασιολόγηση του συστήματος που θα βασίζεται σε πραγματικά ή στατιστικά μοντέλα της αγοράς ενέργειας.

Συμπεραίνεται, λοιπόν, ότι οι μονάδες Power-to-H₂-to-Power δύναται να συμβάλουν στην αντιμετώπιση διακυμάνσεων της ενέργειας και των ενεργειακών ελλείψεων που προκαλούνται από τη διείδυση 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 CO₂ και συμβάλει στην ενεργειακή ανεξάρτηση των κρατών από ορυκτά καύσιμα τα οποία εκτός από περιβαλλοντικά επικίνδυνα, αποτελούν μέσο οικονομικής και πολιτικής αποσταθεροποίησης.

5.2 Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας πραγματοποιήθηκε η ανάλυση ενός υπάρχοντος μοντέλου [44] μονάδας Power-to-H₂-to-Power ακολουθούμενη από μια οικονομική μελέτη με σκοπό την επικύρωση της παραπάνω τεχνολογίας και εμπορικά. Συνεπώς, δεν ερευνήθηκαν 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 επικύρωση τους με βάση βιομηχανικά δεδομένα και βιβλιογραφικά δεδομένα θα μπορούσαν να επαληθευτούν και με βάση κατάλληλα πειραματικά δεδομένα. Ειδικά για χαμηλότερα φορτία λειτουργίας του GT και του PEM η επικύρωση με πειραματικά δεδομένα θα οδηγούσε σε πιο αξιόπιστα αποτελέσματα.
- Η διαστασιολόγηση της μονάδας PEM έγινε χρησιμοποιώντας τεχνικά χαρακτηριστικά των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας που βασίζονται στη βιβλιογραφία και τεχνικά χαρακτηριστικά του PEM ηλεκτρολύτη που βασίζονται σε βιομηχανικά δεδομένα, ενώ χρησιμοποιήθηκαν απλοποιητικές παραδοχές όσον

αφορά τον υπολογισμό του μέσου φορτίου λειτουργίας του ηλεκτρολύτη. Επομένως, για τα διάφορα σενάρια διασύνδεσης του συστήματος PEM, θα μπορούσε να γίνει επικύρωση με πραγματικά δεδομένα λειτουργίας μονάδων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και σύζευξης τους με συστήματα PEM.

- Στην παρούσα εργασία η οικονομική ανάλυση της μονάδας Power-to-H₂-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) και του σταθμισμένου κόστους συμπαραγωγής (Levelized Cost of Combined Heat & Power) οδηγώντας σε λιγότερο ρεαλιστικές εκτιμήσεις. Τέτοια κόστη μπορεί να αφορούν τις απαιτούμενες δεξαμενές υπό πίεση για αποθήκευση του υδρογόνου, προσαυξημένα κόστη συντήρησης και λειτουργίας των συστημάτων, κόστη ασφάλισης των μονάδων, κόστη μεταφοράς του παραγόμενου υδρογόνου στη περίπτωση που η μονάδα αεριοστρόβιλου δεν βρίσκεται κοντά στη μονάδα ηλεκτρόλυσης. Επομένως, παρόλο που τα αποτελέσματα συμφωνούν με πρόσφατες μελέτες της βιβλιογραφίας εμπεριέχουν αβεβαιότητα και θα μπορούσε να γίνει πιο λεπτομερής οικονομική ανάλυση που να εξετάζει τα κόστη και τα έσοδα της μονάδας βάση ετήσιων χρηματοροών συνυπολογίζοντας με ακρίβεια τα κόστη που προαναφέρθηκαν. Ακόμα θα μπορούσαν να υπολογιστούν οικονομικοί δείκτες όπως η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης, το έτος αποπληρωμής, το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης κ.α.
- 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.
- Θα μπορούσε να μελετηθεί επίσης το σενάριο το ηλεκτρολυτικό σύστημα να είναι διασυνδεδεμένο με πολλαπλά συστήματα ΑΠΕ και το δίκτυο, και να εκμεταλλεύεται τόσο περικοπές ηλεκτρικής ενέργειας άλλα και χαμηλές τιμές ρεύματος του δικτύου. Σε αυτή την περίπτωση θα έπρεπε να γίνει μια πολύ αναλυτικότερη μελέτη για την

διαστασιολόγηση του συστήματος που θα βασίζεται σε πραγματικά ή στατιστικά μοντέλα της αγοράς ενέργειας.

6. Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1.1: Ετήσιες εκπομπές CO ₂ στην ατμόσφαιρα ανά έτος.....	13
Διάγραμμα 1.2: Παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το 1990-2018 και πρόβλεψη έως το 2050	16
Διάγραμμα 1.3: Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στην Ευρώπη	17
Διάγραμμα 1.4: Μερίδιο ΑΠΕ στην ενεργειακή παραγωγή της Ευρωπαϊκής Ένωσης.....	17
Διάγραμμα 1.5: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στην Ελλάδα για την περίοδο 2017-2030.....	18
Διάγραμμα 1.6: Σύγκριση τεχνολογιών αποθήκευσης συναρτήσει της ονομαστικής ισχύς των μονάδων και του χρόνου εκφόρτισης τους	22
Διάγραμμα 2.1 : Μεταβολή του απαιτούμενου ηλεκτρισμού και θερμότητας για ηλεκτρόλυσής ως συνάρτηση της θερμοκρασίας λειτουργίας του ηλεκτρολυτικού κελιού	36
Διάγραμμα 2.2: Μείωση Εκπομπών CO ₂ συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ στο μίγμα Φ.Α-H ₂ (% κατ' όγκο).....	56
Διάγραμμα 2.3: Μείωση Εκπομπών CO ₂ συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ στο μίγμα Φ.Α-H ₂ (% θερμική υποκατάσταση).	56
Διάγραμμα 3.1: Διάγραμμα Ροής τμήματος PEM Ηλεκτρόλυσης (Aspen Plus).	63
Διάγραμμα 3.2: Διάγραμμα Θερμοκρασίας-Εντροπίας ενός ανοιχτού κύκλου αεριοστρόβιλου.	65
Διάγραμμα 3.3: Διάγραμμα μεταβολής των μαθηματικά υπολογισμένων ισηντροπικών βαθμών απόδοσης συναρτήσει του φορτίου λειτουργίας του GT και για θερμοκρασία εισόδου αέρα 10 °C.....	72
Διάγραμμα 3.4: Διάγραμμα μεταβολής των μαθηματικά υπολογισμένων ισηντροπικών βαθμών απόδοσης συναρτήσει του φορτίου λειτουργίας του GT και για θερμοκρασία εισόδου αέρα 15 °C.....	72
Διάγραμμα 3.5: Διάγραμμα Ροής τμήματος Αεριοστρόβιλου (Aspen Plus).	81
Διάγραμμα 3.6: Διάγραμμα Ηλεκτρικού Βαθμού Απόδοσης Συμπαγωγής συναρτήσει Φορτίου Λειτουργίας του GT.....	87
Διάγραμμα 3.7: Διάγραμμα Θερμικού Βαθμού Απόδοσης Συμπαγωγής συναρτήσει Φορτίου Λειτουργίας του GT.....	88
Διάγραμμα 3.8: Διάγραμμα Συμπαγωγικού Βαθμού Απόδοσης της μονάδας συναρτήσει Φορτίου Λειτουργίας του GT.....	88
Διάγραμμα 3.9: Διάγραμμα Ροής Τμήματος Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας (Aspen Plus).	90
Διάγραμμα 3.10: Εκπομπές CO ₂ συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου για διάφορα φορτία λειτουργίας GT.	91
Διάγραμμα 3.11: Εκπομπές NO _x συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου.	92
Διάγραμμα 3.12: Βαθμός Απόδοσης GT συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου.....	93

Διάγραμμα 3.13: Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου.	94
Διάγραμμα 3.14: Θερμικός βαθμός απόδοσης συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου.	94
Διάγραμμα 3.15: Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου.....	95
Διάγραμμα 4.1: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης συναρτήσει του CF_{elec} και του ποσοστού Υποκατάστασης υδρογόνου για πλήρες φορτίο GT και πλήρες φορτίο PEM.....	101
Διάγραμμα 4.2: Συντελεστής Χρησιμοποίησης Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης συναρτήσει του λόγου εγκατεστημένων ισχύων $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$	103
Διάγραμμα 4.3: Καμπύλη διάρκειας για τυπικές σύγχρονες χερσαίες ανεμογεννήτριες (> 2 MW) που βρίσκονται στη Δανία. Οι δύο καμπύλες βασίζονται στα μοντέλα V117 3,3 MW (307 W/m ²) και V126 3,3 MW (265W/m ²) (Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου στο ύψος πλήμνης 7 m/s).....	104
Διάγραμμα 4.4: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος Ηλεκτρόλυσης για διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom}/P_{Wind,nom}$ και του Ποσοστού Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου στο πλήρες φορτίο λειτουργίας του GT.	105
Διάγραμμα 4.5: Καμπύλη διαρκείας ισχύος για φ/β πάρκο ονομαστικής ισχύος 12,5 MW στη Νότια Ιταλία.	107
Διάγραμμα 4.6: Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος Ηλεκτρόλυσης για διάφορα σενάρια του λόγου $P_{elec,nom}/P_{PV,nom}$ και του Ποσοστού Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου στο πλήρες φορτίο λειτουργίας του GT.	108
Διάγραμμα 4.7: Βαθμός Απόδοσης PtH ₂ tCHP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου για πλήρες φορτίο λειτουργίας GT.....	110
Διάγραμμα 4.8: Βαθμός Απόδοσης PtH ₂ tP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου για πλήρες φορτίο λειτουργίας GT.....	111
Διάγραμμα 4.9: Levelized Cost of H ₂ Production (€/MWh _{th}) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2022).	118
Διάγραμμα 4.10: Levelized Cost of H ₂ Production (€/MWh _{th}) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2030).	118
Διάγραμμα 4.11: Levelized Cost of Electricity (€/MWh _{e,out}) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και των CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2022).	121
Διάγραμμα 4.12: Levelized Cost of Electricity (€/MWh _{e,out}) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και των CF_{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2030).	122

Διάγραμμα 4.13: Levelized Cost of Combined Heat & Power (€/MWh,out) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και των CF _{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2022).....	125
Διάγραμμα 4.14: Levelized Cost of Combined Heat & Power (€/MWh,out) συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και των CF _{elec} στο πλήρες φορτίο λειτουργίας GT (Έτος αναφοράς 2030).....	126

7. Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1.1: Έργα Power-to-Green H ₂ στην Ευρωπαϊκή Ένωση από το 2000 έως το 2022.	28
Πίνακας 2.1: Ιδιότητες Υδρογόνου.....	35
Πίνακας 2.2: Βασικά χαρακτηριστικά των κυριότερων τεχνολογιών ηλεκτρόλυσης.....	45
Πίνακας 2.3: Τυπική Σύσταση Φυσικού Αερίου.	47
Πίνακας 3.1: Γραμμομοριακή σύσταση φυσικού αερίου.....	58
Πίνακας 3.2: Συνθήκες ρεύματος εισόδου φυσικού αερίου.....	58
Πίνακας 3.3: Γραμμομοριακή σύσταση αέρα περιβάλλοντος.	59
Πίνακας 3.4: Συνθήκες τροφοδοσίας αέρα περιβάλλοντος.....	59
Πίνακας 3.5: Βασικές Σχεδιαστικές παράμετροι PEM ηλεκτρόλυσης.....	61
Πίνακας 3.6: Καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας Συστήματος.	61
Πίνακας 3.7: Βαθμός Απόδοσης Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης στο 100% φορτίο λειτουργίας PEM.	62
Πίνακας 3.8: Βαθμός Απόδοσης Συστήματος PEM Ηλεκτρόλυσης για διάφορα φορτία λειτουργίας PEM.	62
Πίνακας 3.9: Δεδομένα υπολογισμού ισηντροπικών βαθμών απόδοσης και αποτελέσματα σύγκλισης μαθηματικού μοντέλου για T=10 °C.	68
Πίνακας 3.10: Δεδομένα υπολογισμού ισηντροπικών βαθμών απόδοσης και αποτελέσματα σύγκλισης μαθηματικού μοντέλου για T=15 °C.	69
Πίνακας 3.11: Σύγκριση μαθηματικά υπολογισμένων ισηντροπικών βαθμών απόδοσης με τους αντίστοιχους για μονάδα ονομαστικής ισχύος 128,9MW της βιβλιογραφίας.....	73
Πίνακας 3.12: Σύγκριση μαθηματικά υπολογισμένων ισηντροπικών βαθμών απόδοσης με τους αντίστοιχους για μονάδα ονομαστικής ισχύος 8,9 MW της βιβλιογραφίας.....	74
Πίνακας 3.13: Χαρακτηριστικά Συμπιεστή και Στροβίλου.....	75
Πίνακας 3.14: Ισηντροπικοί Βαθμοί απόδοσης Συμπιεστή και Στροβίλου όπως υπολογίστηκαν από μαθηματικό μοντέλο για θερμοκρασία αέρα 10°C.....	75
Πίνακας 3.15: Δεδομένα κατασκευαστή που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδος στο λογισμικό Aspen για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του αεριοστρόβιλου.....	76
Πίνακας 3.16: Επικύρωση Σχεδιαστικών Παραμέτρων Μοντέλου με Βιομηχανικά Δεδομένα για SGT-400 για διάφορα φορτία λειτουργίας του αεριοστρόβιλου.....	77
Πίνακας 3.17: Ισηντροπικοί Βαθμοί απόδοσης συμπιεστή και στροβίλου όπως υπολογίστηκαν από το μαθηματικό μοντέλο και από την προσομοίωση στο Aspen Plus..	78
Πίνακας 3.18: Πίνακας Αποτελεσμάτων Ρευμάτων Διεργασίας Αεριοστρόβιλου.....	79
Πίνακας 3.19: Γραμμομοριακή Σύσταση Καυσαερίων στην έξοδο του αεριοστρόβιλου (% vol).....	80
Πίνακας 3.20: Αποτελέσματα Ρευμάτων Διεργασίας Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας-Βασικό Σενάριο.	83
Πίνακας 3.21 : Μαζικές Παροχές Βασικών ρευμάτων διεργασίας για διάφορα φορτία λειτουργίας του GT.	84

Πίνακας 3.22: Σύσταση Καυσαερίων μετά την μετάκαυση (% vol).....	84
Πίνακας 3.23: Ενθαλπίες Ατμού Μέσης, Υψηλής Πίεσης & Νερού Τροφοδοσίας.....	85
Πίνακας 3.24: Παραγόμενη Θερμική Ισχύς για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του GT. ..	85
Πίνακας 3.25: Θερμική Ισχύς καυσίμων Μονάδας Συμπαραγωγής για τα διάφορα φορτία λειτουργίας του GT.	86
Πίνακας 3.26: Βασικά Μεγέθη Συμπαραγωγής-Βασικό Σενάριο 100% Φ.Α.	86
Πίνακας 3.27: Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς συναρτήσει του ποσοστού θερμικής υποκατάστασης υδρογόνου για όλα τα φορτία λειτουργίας GT.	96
Πίνακας 4.1: Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου για Φορτίο Λειτουργίας GT 100%. (Αεριοστρόβιλος-Θάλαμος Μετάκαυσης).	98
Πίνακας 4.2: Παροχή μάζας H ₂ -Φ.Α στον αεριοστρόβιλο και στον θάλαμο μετάκαυσης για Φορτίο Λειτουργίας GT=100%.	99
Πίνακας 4.3: Συντελεστής Χρησιμοποίησης & Μέσο Φορτίο Λειτουργίας PEM Συστήματος για διάφορες τιμές του λόγου $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$ όταν είναι συνδεδεμένο με Χερσαίο Αιολικό Σύστημα.....	104
Πίνακας 4.4: Συντελεστής Χρησιμοποίησης & Μέσο Φορτίο Λειτουργίας PEM Συστήματος για διάφορες τιμές του λόγου $P_{elec,nom}/P_{RES,nom}$ όταν είναι συνδεδεμένο με Φ/Β σύστημα.	106
Πίνακας 4.5: Παραδοχές Βασικών Οικονομικών Μεγεθών-Έτος Αναφοράς 2022.	112
Πίνακας 4.6: Παραδοχές Βασικών Οικονομικών Μεγεθών-Έτος Αναφοράς 2030.	113
Πίνακας 11.1: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για 100% Φορτίο Λειτουργίας GT.....	153
Πίνακας 11.2: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 100% φορτίο λειτουργίας GT.....	154
Πίνακας 11.3: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για 80% Φορτίο Λειτουργίας GT.....	155
Πίνακας 11.4: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 80% φορτίο λειτουργίας GT.....	156
Πίνακας 11.5: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για 60% Φορτίο Λειτουργίας GT.....	157
Πίνακας 11.6: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 60% φορτίο λειτουργίας GT.....	158
Πίνακας 11.7: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για 40% Φορτίο Λειτουργίας GT.....	159
Πίνακας 11.8: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 40% φορτίο λειτουργίας GT.....	160
Πίνακας 11.9: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH ₂ tP για 100% φορτίο λειτουργίας GT.....	161
Πίνακας 11.10: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH ₂ tP για 80% φορτίο λειτουργίας GT.....	161

Πίνακας 11.11: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH ₂ tP για 60% φορτίο λειτουργίας GT.....	162
Πίνακας 11.12: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH ₂ tP για 40% φορτίο λειτουργίας GT.....	162
Πίνακας 11.13: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tCHP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 100% φορτίο λειτουργίας GT.	163
Πίνακας 11.14: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tCHP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 80% φορτίο λειτουργίας GT.	164
Πίνακας 11.15: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tCHP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 60% φορτίο λειτουργίας GT.	165
Πίνακας 11.16: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tCHP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 40% φορτίο λειτουργίας GT.	166
Πίνακας 11.17: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 100% φορτίο λειτουργίας GT.	167
Πίνακας 11.18: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 80% φορτίο λειτουργίας GT.	168
Πίνακας 11.19: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 60% φορτίο λειτουργίας GT.	169
Πίνακας 11.20: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH ₂ tP συναρτήσσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 40% φορτίο λειτουργίας GT.	170
Πίνακας 11.21: LCOH συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{th,out}).....	171
Πίνακας 11.22: LCOH συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).....	171
Πίνακας 11.23: LCOE συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{e,out}).....	172
Πίνακας 11.24: LCOCHP συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{th,out}).....	173
Πίνακας 11.25: LCOH συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{th,out}).....	174
Πίνακας 11.26: LCOH συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).....	174
Πίνακας 11.27: LCOE συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{e,out}).....	175
Πίνακας 11.28: LCOCHP συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{th,out}).....	175
Πίνακας 11.29: LCOH συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{th,out}).....	177
Πίνακας 11.30: LCOH συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).....	177

Πίνακας 11.31: LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{e,out}).....	178
Πίνακας 11.32: LCOCHP συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{e,out}).....	178
Πίνακας 11.33: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{th,out}).....	180
Πίνακας 11.34: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).....	180
Πίνακας 11.35: LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{e,out}).....	181
Πίνακας 11.36: LCOCHP συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh _{e,out}).....	181
Πίνακας 11.37: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{th,out}).....	182
Πίνακας 11.38: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).....	183
Πίνακας 11.39: LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out}).....	183
Πίνακας 11.40: LCOCHP συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out}).....	184
Πίνακας 11.41: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{th,out}).....	185
Πίνακας 11.42: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).....	185
Πίνακας 11.43: LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out}).....	186
Πίνακας 11.44: LCOCHP συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out}).....	186
Πίνακας 11.45: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{th,out}).....	188
Πίνακας 11.46: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).....	188
Πίνακας 11.47: LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out}).....	189
Πίνακας 11.48: LCOCHP συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out}).....	189
Πίνακας 11.49: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{th,out}).....	191
Πίνακας 11.50: LCOH συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).....	191

Πίνακας 11.51: LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out})	192
Πίνακας 11.52: LCOCHP συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H ₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh _{e,out})	192

8. Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1.1: Κατηγοριοποίηση των ESS με βάση την μορφή της αποθηκευμένης ενέργειας.	20
Εικόνα 1.2: Σχηματική απεικόνιση της διεργασίας Power-to-H ₂ [Siemens Energy]	23
Εικόνα 1.3: Σχηματική απεικόνιση των διάφορων μεθόδων αποθήκευσης Υδρογόνου.....	26
Εικόνα 2.1: Οι σημερινές αλυσίδες αξίας υδρογόνου σε παγκόσμιο επίπεδο.	33
Εικόνα 2.2: Σχηματική Αναπαράσταση Αλκαλικού Ηλεκτρολυτικού Κελιού.	40
Εικόνα 2.3: Σχηματική Αναπαράσταση PEM Ηλεκτρολυτικού Κελιού.	42
Εικόνα 2.4: Σχηματική Αναπαράσταση SOEC Ηλεκτρολυτικού Κελιού.	44
Εικόνα 2.5: Ποσοστό χρήσης φυσικού αερίου ανά τομέα στην EU27 [% TWh].	48
Εικόνα 2.6: Σχεδιάγραμμα Θερμικού Σταθμού Παραγωγής Ενέργειας.	49
Εικόνα 2.7 : Αεριοστρόβιλος ανοιχτού κύκλου.....	50
Εικόνα 2.8: Σχηματική απεικόνιση συνδυασμένου κύκλου.	50
Εικόνα 2.9: Λειτουργία Μονάδας Συμπαγωγής.	51
Εικόνα 2.10: Σύστημα συμπαγωγής με αεριοστρόβιλο ανοιχτού κύκλου και Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας.	53
Εικόνα 2.11: Σύστημα συμπαγωγής συνδυασμένου κύκλου με αεριοστρόβιλο, Λέβητα Ανάκτησης Θερμότητας και ατμοστρόβιλο.	54
Εικόνα 3.1: Διάγραμμα ροής μονάδας Power-to-H ₂ -to-Power Μικρής Κλίμακας.....	60
Εικόνα 3.2: Σχηματικό Διάγραμμα ενός ανοιχτού κύκλου αεριοστρόβιλου.....	64
Εικόνα 10.1: Προδιαγραφές PEM Ηλεκτρολύτη Silyzer 200 της Siemens.	150
Εικόνα 10.2: Προδιαγραφές PEM Ηλεκτρολύτη Silyzer 200 της Siemens.	151
Εικόνα 10.3: Βασικά Τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας SGT-400 της Siemens.	151
Εικόνα 10.4: Χάρτης λειτουργίας μονάδας αεριοστρόβιλου SGT-400 της εταιρείας Siemens.	152

9. Κατάλογος Αναφορών

- [1] “CO2 emissions dataset: Our sources and methods - Our World in Data.” Feb. 2022. Accessed: Sep. 13, 2022. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/co2-emissions>
- [2] “Global Monitoring Laboratory - Carbon Cycle Greenhouse Gases.” <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/global.html> (accessed Sep. 13, 2022).
- [3] R. K. Pachauri, Leo. Mayer, and Intergovernmental Panel on Climate Change, *Climate change 2014 : synthesis report*. 2014.
- [4] United Nations, “Paris Agreement,” 2015.
- [5] “Joint political declaration of the Pentalateral Energy Forum on the role of hydrogen to decarbonise the energy system in Europe,” 2020. <https://www.permanentrepresentations.nl/documents/publications/2020/06/12/penta-declaration-on-hydrogen>
- [6] European Commission, “COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS REPowerEU Plan,” 2022. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2022:230:FIN> (accessed Jan. 30, 2023).
- [7] W. Cole and A. W. Frazier, “Impacts of increasing penetration of renewable energy on the operation of the power sector,” *The Electricity Journal*, vol. 31, no. 10, pp. 24–31, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.TEJ.2018.11.009.
- [8] U.S. Energy Information Administration, “International Energy Outlook 2019,” 2019. [Online]. Available: www.eia.gov/ieo
- [9] “Irena Statistics.” Accessed: Sep. 13, 2022. [Online]. Available: <https://irena.org/Statistics>
- [10] “Statistics - Eurostat.” Accessed: Sep. 15, 2022. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/en/data/statistics-by-theme>
- [11] W. Wang, B. Yuan, Q. Sun, and R. Wennersten, “Application of energy storage in integrated energy systems — A solution to fluctuation and uncertainty of renewable energy,” *J Energy Storage*, vol. 52, p. 104812, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.104812.
- [12] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009, doi: 10.1016/J.PNSC.2008.07.014.

- [13] A. A. Kebede, T. Kalogiannis, J. van Mierlo, and M. Berecibar, “A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112213, May 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112213.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] M. S. Guney and Y. Tepe, “Classification and assessment of energy storage systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187–1197, Aug. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2016.11.102.
- [17] Z. Zhang *et al.*, “A review of technologies and applications on versatile energy storage systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111263, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111263.
- [18] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, “Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 6, pp. 4141–4147, Aug. 2012, doi: 10.1016/J.RSER.2012.03.048.
- [19] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, Dec. 2014, doi: 10.1016/J.SETA.2014.07.004.
- [20] 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.
- [21] H. Zhang, J. Baeyens, G. Cáceres, J. Degève, and Y. Lv, “Thermal energy storage: Recent developments and practical aspects,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 53, pp. 1–40, Mar. 2016, doi: 10.1016/J.PECS.2015.10.003.
- [22] C. J. Winter, “Hydrogen energy — Abundant, efficient, clean: A debate over the energy-system-of-change,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 14, pp. S1–S52, Jul. 2009, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2009.05.063.
- [23] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. el Rhafiki, and Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 120, no. PART A, pp. 59–80, Jan. 2014, doi: 10.1016/J.SOLMAT.2013.08.015.
- [24] “European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030.”

- [25] D. U. Sauer, G. Fuchs, B. Lutz, and M. Leuthold, “Technology Overview on Electricity Storage - Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies.” Dec. 2012. doi: 10.13140/RG.2.1.5191.5925.
- [26] S. Shiva Kumar and H. Lim, “An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793–13813, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.EGYR.2022.10.127.
- [27] M. David, C. Ocampo-Martínez, and R. Sánchez-Peña, “Advances in alkaline water electrolyzers: A review,” *J Energy Storage*, vol. 23, pp. 392–403, Jun. 2019, doi: 10.1016/J.EST.2019.03.001.
- [28] C. Li and J. B. Baek, “The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers,” *Nano Energy*, vol. 87, p. 106162, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.NANOEN.2021.106162.
- [29] C. Li and J. B. Baek, “The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers,” *Nano Energy*, vol. 87, p. 106162, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.NANOEN.2021.106162.
- [30] X. Zhang *et al.*, “Advances in component and operation optimization of solid oxide electrolysis cell,” *Chinese Chemical Letters*, p. 108035, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.CCLET.2022.108035.
- [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. Conte, P. P. Prosini, and S. Passerini, “Overview of energy/hydrogen storage: state-of-the-art of the technologies and prospects for nanomaterials,” *Materials Science and Engineering: B*, vol. 108, no. 1–2, pp. 2–8, Apr. 2004, doi: 10.1016/J.MSEB.2003.10.107.
- [33] C. Chiriac and F. D. Lamari, “Hydrogen storage at low temperature and high pressure for application in automobile manufacturing,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 3, pp. 1744–1758, Jan. 2016, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2015.11.099.
- [34] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, Aug. 2009, doi: 10.1016/J.RSER.2008.09.028.
- [35] 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, p. 100172, Nov. 2021, doi: 10.1016/J.CEJA.2021.100172.
- [36] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, and P. Tamburrano, “Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies,” *Energy Convers Manag*, vol. 132, pp. 372–387, Jan. 2017, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.11.046.
- [37] G. Lagioia, M. P. Spinelli, and V. Amicarelli, “Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs,” *Int J Hydrogen Energy*, Oct. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.10.044.
- [38] B. Shadidi, G. Najafi, and T. Yusaf, “A Review of Hydrogen as a Fuel in Internal Combustion Engines,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 19, 2021, doi: 10.3390/en14196209.
- [39] S. E. Hosseini and B. Butler, “An overview of development and challenges in hydrogen powered vehicles,” *Int J Green Energy*, vol. 17, no. 1, pp. 13–37, 2020, doi: 10.1080/15435075.2019.1685999.
- [40] 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, p. 100172, Nov. 2021, doi: 10.1016/J.CEJA.2021.100172.
- [41] G. Erbach and L. Jensen, “EU hydrogen policy Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy.” Dec. 2021.
- [42] “HYDROGEN PROJECT VISUALISATION PLATFORM.”
- [43] “Hydrogen Projects Database.” Dec. 2021.
- [44] Νικόλαος Σκορδούλιας, “Ανάλυση και προσομοίωση συστημάτων αποθήκευσης και αξιοποίησης πλεονάζουσας (curtailed) ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέσω παραγωγής πράσινου υδρογόνου και σύζευξης με αεριοστρόβιλο (Power-to-H₂-to-Power),” Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2021.
- [45] N. Skordoulis, 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.
- [46] “IEA (2022), Hydrogen, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/hydrogen>, License: CC BY 4.0.”

- [47] 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.
- [48] I. Dincer and C. Acar, “Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 34, pp. 11094–11111, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.
- [49] “Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office.” <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> (accessed Jan. 10, 2023).
- [50] G. Chisholm and L. Cronin, “Hydrogen From Water Electrolysis,” *Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources*, pp. 315–343, Jan. 2016, doi: 10.1016/B978-0-12-803440-8.00016-6.
- [51] A. Buttler and H. Spliethoff, “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.09.003.
- [52] “IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.50C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.” Accessed: Jan. 10, 2023. [Online]. Available: [/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf?rev=4ce868aa69b54674a789f990e85a3f00](/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf?rev=4ce868aa69b54674a789f990e85a3f00)
- [53] R. Bhandari, C. A. Trudewind, and P. Zapp, “Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review,” *J Clean Prod*, vol. 85, pp. 151–163, Dec. 2014, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2013.07.048.
- [54] “IEA (2019), The Future of Hydrogen, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, License: CC BY 4.0.”
- [55] “IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.” Accessed: Jan. 11, 2023. [Online]. Available: [/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf?rev=817ffa3e16dd4aebb89098bdf69be6a8](/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf?rev=817ffa3e16dd4aebb89098bdf69be6a8)
- [56] Nicola Paoli, “Simulation Models for Analysis and Optimization of Gas Turbine Cycles,” University of Piza Italy, 2009.
- [57] M. S. Bhatt, “Mapping of general combined heat and power systems,” *Energy Convers Manag*, vol. 42, no. 1, pp. 115–124, Jan. 2001, doi: 10.1016/S0196-8904(00)00045-5.

- [58] A. C. Dolbec and A. Cohn, “Gas-Turbine Power Plants,” *Encyclopedia of Physical Science and Technology*, pp. 487–500, Jan. 2003, doi: 10.1016/B0-12-227410-5/00277-5.
- [59] J. M. Beér, “Electric Power Generation: Fossil Fuel,” *Encyclopedia of Energy*, pp. 217–228, Jan. 2004, doi: 10.1016/B0-12-176480-X/00509-X.
- [60] S. J. Nesheim and I. S. Ertesvåg, “Efficiencies and indicators defined to promote combined heat and power,” *Energy Convers Manag*, vol. 48, no. 3, pp. 1004–1015, Mar. 2007, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2006.08.001.
- [61] European Turbine Network, “ETN Global. Hydrogen Gas Turbines: The Path Towards a Zero-Carbon Gas Turbine,” Brussels, Belgium, 2020.
- [62] General Electric Company, “Hydrogen for power generation Experience, requirements, and implications for use in gas turbines,” 2022.
- [63] General Electric Company, “POWER TO GAS: HYDROGEN FOR POWER GENERATION. Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem,” 2019.
- [64] Mitsubishi Power, “Hydrogen Power Generation Handbook,” Yokohama, Kanagawa, Japan, 2019.
- [65] Siemens Energy NEB GIZ Workshop, “Overview of the PEM Silyzer Family,” 2020.
- [66] P. Raghoo, D. Surroop, and F. Wolf, “Natural gas to improve energy security in Small Island Developing States: A techno-economic analysis,” *Dev Eng*, vol. 2, pp. 92–98, Jan. 2017, doi: 10.1016/J.DEVENG.2017.07.001.
- [67] T. K. I. and A. N. A. M. M. Rahman, “Thermodynamic performance analysis of gas-turbine power-plant,” *International Journal of the Physical Sciences*, vol. 6, no. 14, pp. 3539–3550, Jun. 2011.
- [68] Z. Liu *et al.*, “Effect of Inlet Air Heating on Gas Turbine Efficiency under Partial Load,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 17, 2019, doi: 10.3390/en12173327.
- [69] M. Uddin, M. Romlie, and M. F. Abdullah, “Performance Assessment and Economic Analysis of a Gas-Fueled Islanded Microgrid—A Malaysian Case Study,” vol. 4, Jan. 2019, doi: 10.3390/infrastructures4040061.
- [70] International Renewable Energy Agency, “IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021,” Abu Dhabi, 2022.
- [71] WindEurope Business Intelligence, “Wind energy in Europe - 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026,” Feb. 2022. Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available:

<https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>

- [72] IEA, “IEA (2019), Offshore Wind Outlook 2019,” Paris. Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>
- [73] W. Nock, L. Day, and F. Chang, “HYPSTER-Deliverable 1.1 H2 production and consumption profiles.” Nov. 2021. Accessed: Nov. 29, 2022. [Online]. Available: https://hypster-project.eu/wp-content/uploads/2021/10/Deliverable_1-1_H2-production_and_consumption_profiles.pdf
- [74] C. Hindsgaul, T. Hulgaard, and N. Houbak, “Biomass and Waste sections in Technology Data,” 2018, pp. 74–96, 202.
- [75] S. Furfari and A. Clerici, “Green hydrogen: the crucial performance of electrolyzers fed by variable and intermittent renewable electricity,” *The European Physical Journal Plus*, vol. 136, no. 5, p. 509, 2021, doi: 10.1140/epjp/s13360-021-01445-5.
- [76] K.-N. Malamaki and C. Demoulias, “Minimization of Electrical Losses in Two-Axis Tracking PV Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, pp. 2445–2455, Oct. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2272405.
- [77] G. Glenk and S. Reichelstein, “Economics of converting renewable power to hydrogen,” *Nat Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 216–222, 2019, doi: 10.1038/s41560-019-0326-1.
- [78] Christensen Adam, “Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe,” 2020. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20hydrogen_production_costs%20v2.pdf
- [79] “European power price tracker.” <https://ember-climate.org/data/data-tools/europe-power-prices/> (accessed Jan. 25, 2023).
- [80] A. Martinez and G. Iglesias, “Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 154, p. 111889, Feb. 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111889.
- [81] J. Proost, “State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 9, pp. 4406–4413, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>.
- [82] 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, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.

- [83] IEA, “The cost of capital in clean energy transitions,” 2021. Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions>
- [84] Clean Hydrogen Joint Undertaking, “Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027,” 2022. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en
- [85] “Trade Economics - EU Carbon Permits.” <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (accessed Jan. 25, 2023).
- [86] B. Lux and B. Pfluger, “A supply curve of electricity-based hydrogen in a decarbonized European energy system in 2050,” *Appl Energy*, vol. 269, p. 115011, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.115011.
- [87] “Trade Economics - EU Natural Gas.” <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas> (accessed Jan. 25, 2023).
- [88] European Union and IRENA, “IRENA:Renewable Energy Prospects for the European Union,” 2018.
- [89] IEA, “IEA (2022), World Energy Outlook 2022 ,” Paris. Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- [90] E. Commission *et al.*, *EU reference scenario 2020 : energy, transport and GHG emissions : trends to 2050*. Publications Office, 2021. doi: doi/10.2833/35750.

10. Παράρτημα Α – Βιομηχανικά Δεδομένα

10.1 Τμήμα PEM Ηλεκτρολύτη

Όπως περιεγράφηκε στο Κεφάλαιο 3 τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας ηλεκτρόλυσης λήφθηκαν με βάση τις προδιαγραφές του ηλεκτρολύτη Silyzer 200 της εταιρείας Siemens. Στις **Εικόνες 10.1-10.2** παρουσιάζονται τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας που χρησιμοποιήθηκε.

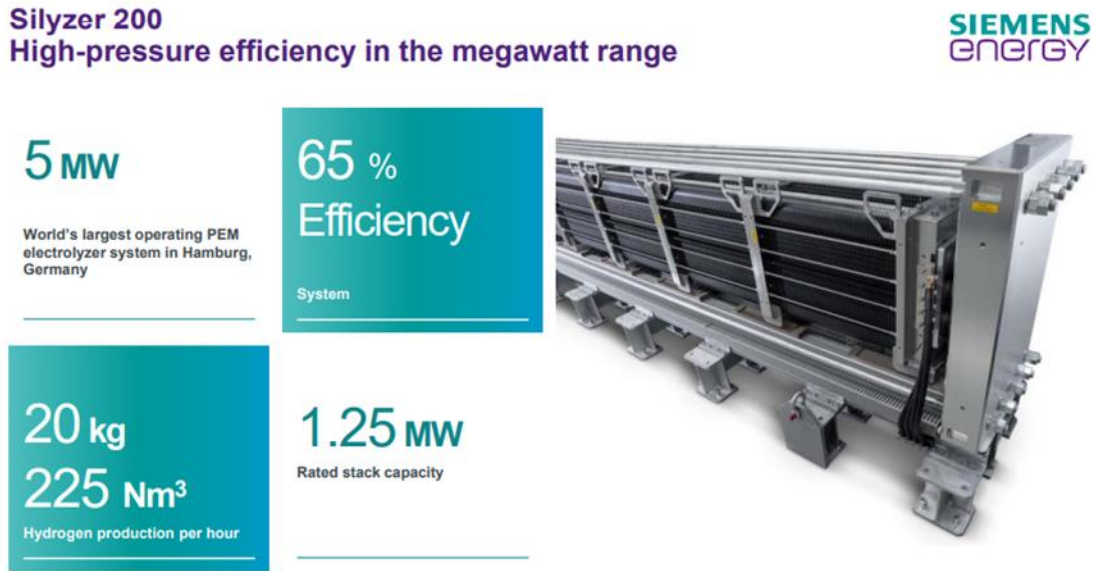
Silyzer 200 – high-pressure efficiency in the megawatt range

SIEMENS
energy



Main technical data			
Electrolysis type / principle	PEM	Rated H ₂ production	20 kg/ h
Rated Stack Power	1.25 MW	Overall Efficiency (system)	60 – 65 %
Dimension Skid	6.3 x 3.1 x 3.0 m	Design Life Time	> 80,000 h
Start up time (from cold stand-by)	< 10 sec	Weight per Skid	17 t
Output pressure	Up to 35 bar	CE-Conformity	yes
Purity H ₂ (depending on operation)	99.5% - 99.9%	Tap Water Requirement	340 l/ h
H ₂ Quality 5.0	DeOxo/Dryer option		

Εικόνα 10.1: Προδιαγραφές PEM Ηλεκτρολύτη Silyzer 200 της Siemens [Πηγή: Siemens Energy].



Εικόνα 10.2: Προδιαγραφές PEM Ηλεκτρολύτη Silyzer 200 της Siemens [Πηγή: Siemens Energy].

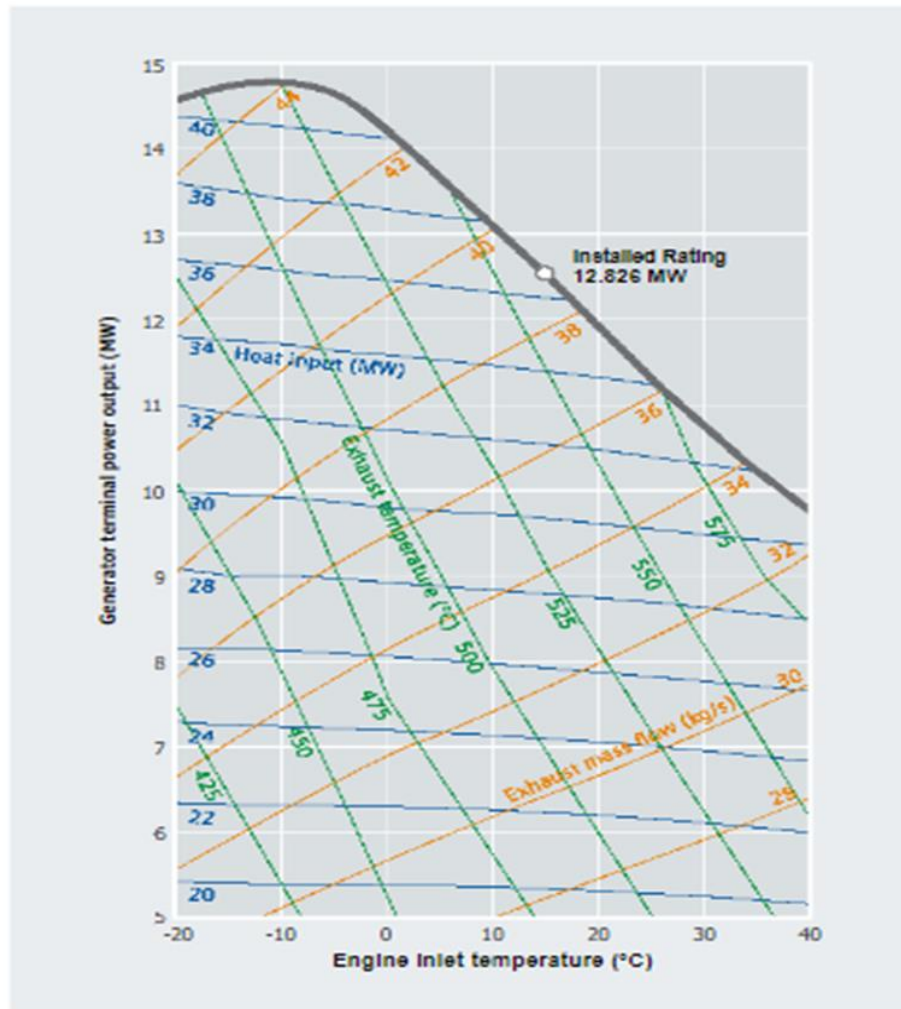
10.2 Τμήμα αεριοστρόβιλου GT

Για την επικύρωση του μοντέλου του τμήματος αεριοστρόβιλου του Κεφαλαίου 3 χρησιμοποιήθηκε η μονάδα SGT-400 της εταιρείας Siemens με ονομαστική ισχύ 12,9 MWe. Στην **Εικόνα 10.3** παρουσιάζονται τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας, ενώ στην **Εικόνα 10.4** φαίνεται ο χάρτης λειτουργίας της μονάδας για διάφορα φορτία λειτουργίας του.

	Simple cycle power generation			Mechanical drive applications		
	11 MW version	13 MW version	15 MW version	11 MW version	13 MW version	15 MW version
Power output	10.4 MW(e)	12.9 MW(e)	14.3 MW(e)	10.8 MW(e)	13.4 MW	14.9 MW
Fuel	Natural gas, liquid fuel, dual fuel; other fuels on request; automatic changeover from primary to secondary fuel at any load					
Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz		
Gross efficiency	34.8%	34.8%	35.4%	36.25%	36.2%	36.8%
Heat rate	10,342 kJ/kWh	10,355 kJ/kWh	10,178 kJ/kWh	9,931 kJ/kWh	9,943 kJ/kWh	9,774 kJ/kWh
Turbine speed	11,500 rpm	9,500 rpm	9,500 rpm	11,500 rpm	4,750 – 9,500 – 9,975 rpm ¹⁾	
Pressure ratio	16.0 : 1	16.8 : 1	18.9 : 1	16.0 : 1	16.8 : 1	18.9 : 1
Exhaust mass flow	33.8 kg/s	39.4 kg/s	44.0 kg/s	33.8 kg/s	39.4 kg/s	44.0 kg/s
Exhaust temperature	508°C (946°F)	555°C (1,031°F)	540°C (1,004°F)	508°C (946°F)	555°C (1,031°F)	540°C (1,004°F)
NO _x emissions ²⁾	≤ 25 ppmvd	≤ 15 ppmvd	≤ 15 ppmvd	≤ 25 ppmvd	≤ 15 ppmvd	≤ 15 ppmvd

Εικόνα 10.3: Βασικά Τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας SGT-400 της Siemens [Πηγή: Siemens Energy].

SGT-400 Performance



Nominal generator output and heat rate

Conditions/assumptions:

Altitude:	Sea level	Natural gas fuel only.	
Ambient pressure:	101.3 kPa	Gearbox efficiency:	99.0%
Inlet ducting loss:	1.0 kPa	Generator efficiency:	97.2%
Exhaust ducting loss:	2.0 kPa	Relative humidity:	60%

Unfired heat-recovery steam generation

(assumes waste-heat recovery) No CO-turndown bleed in operation

High ambient PT nozzle – A high ambient temperature (30° C) rating is available to provide higher power at elevated site temperatures using an alternative power-turbine nozzle configuration.

Εικόνα 10.4: Χάρτης λειτουργίας μονάδας αεριοστρόβιλου SGT-400 της εταιρείας Siemens [Πηγή: Siemens Energy].

11. Παράρτημα Β – Αναλυτικά Τεχνοοικονομικά αποτελέσματα

11.1 Τεχνικά και Ενεργειακά Αποτελέσματα μονάδας PtH₂tP

Πίνακας 11.1: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαράγωγής για 100% Φορτίο Λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Θερμική Ισχύς Καυσίμου GT (MWth)	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07	37,07
Θερμική ισχύς GT-NG (MWth)	37,07	33,36	29,66	25,95	22,24	18,53	14,83	11,12	7,41	3,71	0,00
Θερμική ισχύς GT-H ₂ (MWth)	0,00	3,71	7,41	11,12	14,83	18,53	22,24	25,95	29,66	33,36	37,07
Βαθμός Απόδοσης GT (gross) (%)	34,81%	34,92%	35,02%	35,13%	35,23%	35,34%	35,44%	35,54%	35,65%	35,75%	35,86%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (gross) (MWe)	12,904	12,944	12,982	13,021	13,060	13,099	13,137	13,176	13,215	13,253	13,292
Ισχύς Ιδιοκαταναλώσεων (MWe)	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (net)(MWe)	12,856	12,896	12,934	12,973	13,012	13,051	13,089	13,128	13,167	13,205	13,244
Θερμική ισχύς καυσίμου Λ.Α.Θ. (MWth)	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.- NG (MWth)	19,29	17,36	15,43	13,50	11,57	9,64	7,72	5,79	3,86	1,93	0,00
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.-H ₂ (MWth)	0,00	1,93	3,86	5,79	7,72	9,64	11,57	13,50	15,43	17,36	19,29
Συνολική Θερμική Ισχύς Καυσίμου (MWth)	56,36	56,36	56,36	56,36	56,36	56,36	56,36	56,36	56,36	56,36	56,36
Συνολική Παραγόμενη Θερμική Ισχύς (MWth)	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78

Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	22,81%	22,88%	22,95%	23,02%	23,09%	23,16%	23,23%	23,29%	23,36%	23,43%	23,50%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%	63,49%
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	86,30%	86,37%	86,44%	86,51%	86,58%	86,65%	86,72%	86,78%	86,85%	86,92%	86,99%
Εκπομπές CO ₂ (kg/h)	11460,8	10314,7	9168,6	8022,6	6876,5	5730,4	4584,3	3438,2	2292,2	1146,1	0,0

Πίνακας 11.2: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 100% φορτίο λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Παροχή Μάζας Φ.Α Αεριοστρόβιλος (kg/h)	2786,03	2507,43	2228,83	1950,22	1671,62	1393,02	1114,41	835,81	557,21	278,60	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Αεριοστρόβιλος (kg/h)	0,00	111,21	222,41	333,62	444,83	556,03	667,24	778,45	889,66	1000,86	1112,07
Παροχή μάζας Φ.Α Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	1449,63	1304,67	1159,70	1014,74	869,78	724,82	579,85	434,89	289,93	144,96	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	0,00	57,86	115,73	173,59	231,45	289,32	347,18	405,04	462,91	520,77	578,63

Πίνακας 11.3: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για 80% Φορτίο Λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Θερμική Ισχύς Καυσίμου GT (MWth)	30,30	30,30	30,30	30,30	30,30	30,30	30,30	30,30	30,30	30,30	30,30
Θερμική ισχύς GT-NG (MWth)	30,30	27,27	24,24	21,21	18,18	15,15	12,12	9,09	6,06	3,03	0,00
Θερμική ισχύς GT-H2 (MWth)	0,00	3,03	6,06	9,09	12,12	15,15	18,18	21,21	24,24	27,27	30,30
Βαθμός Απόδοσης GT (gross) (%)	34,07%	34,17%	34,27%	34,38%	34,48%	34,58%	34,68%	34,78%	34,89%	34,99%	35,09%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (gross) (MWe)	10,322	10,354	10,385	10,416	10,447	10,478	10,509	10,540	10,571	10,602	10,633
Ισχύς Ιδιοκαταναλώσεων (MWe)	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (net)(MWe)	10,280	10,312	10,343	10,374	10,405	10,436	10,467	10,498	10,529	10,560	10,591
Θερμική ισχύς καυσίμου Λ.Α.Θ. (MWth)	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.- NG (MWth)	18,13	16,32	14,50	12,69	10,88	9,06	7,25	5,44	3,63	1,81	0,00
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.-H2 (MWth)	0,00	1,81	3,63	5,44	7,25	9,06	10,88	12,69	14,50	16,32	18,13
Συνολική Θερμική Ισχύς Καυσίμου (MWth)	48,43	48,43	48,43	48,43	48,43	48,43	48,43	48,43	48,43	48,43	48,43
Συνολική Παραγόμενη Θερμική Ισχύς (MWth)	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	21,23%	21,29%	21,36%	21,42%	21,48%	21,55%	21,61%	21,68%	21,74%	21,80%	21,87%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%	65,09%

Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	86,32%	86,38%	86,45%	86,51%	86,57%	86,64%	86,70%	86,77%	86,83%	86,89%	86,96%
Εκπομπές CO ₂ (kg/h)	9850,36	8865,3	7880,3	6895,3	5910,2	4925,2	3940,1	2955,1	1970,1	985,0	0,0

Πίνακας 11.4: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 80% φορτίο λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Παροχή Μάζας Φ.Α Αεριοστρόβιλος (kg/h)	2277,29	2049,56	1821,83	1594,10	1366,38	1138,65	910,92	683,19	455,46	227,73	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Αεριοστρόβιλος (kg/h)	0,00	90,90	181,80	272,70	363,60	454,50	545,40	636,30	727,20	818,10	909,00
Παροχή μάζας Φ.Α Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	1362,49	1226,24	1089,99	953,74	817,49	681,25	545,00	408,75	272,50	136,25	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	0,00	54,38	108,77	163,15	217,54	271,92	326,31	380,69	435,08	489,46	543,85

Πίνακας 11.5: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για 60% Φορτίο Λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Θερμική Ισχύς Καυσίμου GT (MWth)	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30
Θερμική ισχύς GT-NG (MWth)	25,30	22,77	20,24	17,71	15,18	12,65	10,12	7,59	5,06	2,53	0,00
Θερμική ισχύς GT-H2 (MWth)	0,00	2,53	5,06	7,59	10,12	12,65	15,18	17,71	20,24	22,77	25,30
Βαθμός Απόδοσης GT (gross) (%)	30,59%	30,68%	30,78%	30,87%	30,96%	31,05%	31,14%	31,23%	31,33%	31,42%	31,51%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (gross) (MWe)	7,739	7,763	7,786	7,809	7,833	7,856	7,879	7,902	7,925	7,949	7,972
Ισχύς Ιδιοκαταναλώσεων (MWe)	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (net)(MWe)	7,699	7,723	7,746	7,769	7,793	7,816	7,839	7,862	7,885	7,909	7,932
Θερμική ισχύς καυσίμου Λ.Α.Θ. (MWth)	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.- NG (MWth)	18,24	16,42	14,59	12,77	10,94	9,12	7,30	5,47	3,65	1,82	0,00
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.-H2 (MWth)	0,00	1,82	3,65	5,47	7,30	9,12	10,94	12,77	14,59	16,42	18,24
Συνολική Θερμική Ισχύς Καυσίμου (MWth)	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54
Συνολική Παραγόμενη Θερμική Ισχύς (MWth)	29,61	29,61	29,61	29,61	29,61	29,61	29,61	29,61	29,61	29,61	29,61
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	17,68%	17,74%	17,79%	17,84%	17,90%	17,95%	18,00%	18,06%	18,11%	18,16%	18,22%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%	68,00%

Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	85,68%	85,73%	85,79%	85,84%	85,89%	85,95%	86,00%	86,05%	86,11%	86,16%	86,21%
Εκπομπές CO ₂ (kg/h)	8859,05	7973,15	7087,24	6201,34	5315,43	4429,53	3543,62	2657,72	1771,81	885,91	0,00

Πίνακας 11.6: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 60% φορτίο λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Παροχή Μάζας Φ.Α Αεριοστρόβιλος (kg/h)	1901,50	1711,35	1521,20	1331,05	1140,90	950,75	760,60	570,45	380,30	190,15	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Αεριοστρόβιλος (kg/h)	0,00	75,90	151,80	227,70	303,60	379,50	455,40	531,30	607,20	683,10	759,00
Παροχή μάζας Φ.Α Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	1370,88	1233,79	1096,70	959,62	822,53	685,44	548,35	411,26	274,18	137,09	0,00
Παροχή μάζας H ₂ Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	0,00	54,72	109,44	164,16	218,88	273,60	328,32	383,04	437,76	492,48	547,20

Πίνακας 11.7: Τεχνικά Αποτελέσματα Μονάδας Συμπαραγωγής για 40% Φορτίο Λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Θερμική Ισχύς Καυσίμου GT (MWth)	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Θερμική ισχύς GT-NG (MWth)	19,50	17,55	15,60	13,65	11,70	9,75	7,80	5,85	3,90	1,95	0,00
Θερμική ισχύς GT-H2 (MWth)	0,00	1,95	3,90	5,85	7,80	9,75	11,70	13,65	15,60	17,55	19,50
Βαθμός Απόδοσης GT (gross) (%)	26,50%	26,58%	26,66%	26,74%	26,82%	26,90%	26,98%	27,06%	27,14%	27,22%	27,29%
Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (gross) (MWe)	5,167	5,183	5,198	5,214	5,229	5,245	5,260	5,276	5,291	5,307	5,322
Ισχύς Ιδιοκαταναλώσεων (MWe)	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
Καθαρή Παραγόμενη Ηλεκτρική Ισχύς (net)(MWe)	5,132	5,148	5,163	5,179	5,194	5,210	5,225	5,241	5,256	5,272	5,287
Θερμική ισχύς καυσίμου Λ.Α.Θ. (MWth)	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.- NG (MWth)	16,85	15,17	13,48	11,80	10,11	8,43	6,74	5,06	3,37	1,69	0,00
Θερμική ισχύς Λ.Α.Θ.-H2 (MWth)	0,00	1,69	3,37	5,06	6,74	8,43	10,11	11,80	13,48	15,17	16,85
Συνολική Θερμική Ισχύς Καυσίμου (MWth)	36,35	36,35	36,35	36,35	36,35	36,35	36,35	36,35	36,35	36,35	36,35
Συνολική Παραγόμενη Θερμική Ισχύς (MWth)	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	14,12%	14,16%	14,20%	14,25%	14,29%	14,33%	14,37%	14,42%	14,46%	14,50%	14,54%
Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%	71,07%

Συνολικός Βαθμός Απόδοσης Συμπαραγωγής (%)	85,18%	85,23%	85,27%	85,31%	85,35%	85,40%	85,44%	85,48%	85,52%	85,57%	85,61%
Εκπομπές CO₂ (kg/h)	7399,70	6659,73	5919,76	5179,79	4439,82	3699,85	2959,88	2219,91	1479,94	739,97	0,00

Πίνακας 11.8: Αποτελέσματα μαζικών παροχών καυσίμων στη μονάδα συμπαραγωγής για 40% φορτίο λειτουργίας GT.

Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Παροχή Μάζας Φ.Α Αεριοστρόβιλος (kg/h)	1465,58	1319,03	1172,47	1025,91	879,35	732,79	586,23	439,68	293,12	146,56	0,00
Παροχή μάζας H₂ Αεριοστρόβιλος (kg/h)	0,00	58,50	117,00	175,50	234,00	292,50	351,00	409,50	468,00	526,50	585,00
Παροχή μάζας Φ.Α Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	1266,75	1140,08	1013,40	886,73	760,05	633,38	506,70	380,03	253,35	126,68	0,00
Παροχή μάζας H₂ Θάλαμος Μετάκαυσης (kg/h)	0,00	50,56	101,13	151,69	202,25	252,82	303,38	353,94	404,51	455,07	505,63

Πίνακας 11.9: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH₂tP για 100% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV					Onshore Wind					GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	0,1	0,05	1	0,5	0,2	0,1	0,05	-	1
CF	20%	32%	43%	50%	60%	35%	58%	86%	96%	100%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	98%	118%	38%	62%	92%	100%	100%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM ηλεκτρόλυσης (MWe) / 100% LOAD GT											
10%	19,39	12,87	10,11	9,16	7,64	11,08	7,17	5,19	4,77	4,58	5,09	7,17
20%	38,78	25,75	20,23	18,33	15,27	22,16	14,33	10,38	9,55	9,16	10,18	14,33
30%	58,16	38,62	30,34	27,49	22,91	33,24	21,50	15,57	14,32	13,75	15,27	21,50
40%	77,55	51,50	40,45	36,66	30,55	44,32	28,66	20,76	19,09	18,33	20,37	28,66
50%	96,94	64,37	50,57	45,82	38,18	55,39	35,83	25,94	23,87	22,91	25,46	35,83
60%	116,33	77,25	60,68	54,99	45,82	66,47	42,99	31,13	28,64	27,49	30,55	42,99
70%	135,72	90,12	70,80	64,15	53,46	77,55	50,16	36,32	33,41	32,08	35,64	50,16
80%	155,10	103,00	80,91	73,32	61,10	88,63	57,32	41,51	38,18	36,66	40,73	57,32
90%	174,49	115,87	91,02	82,48	68,73	99,71	64,49	46,70	42,96	41,24	45,82	64,49
100%	193,88	128,75	101,14	91,64	76,37	110,79	71,65	51,89	47,73	45,82	50,91	71,65

Πίνακας 11.10: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH₂tP για 80% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV					Onshore Wind					GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	0,1	0,05	1	0,5	0,2	0,1	0,05	-	1
CF	20%	32%	43%	50%	60%	35%	58%	86%	96%	100%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	98%	118%	38%	62%	92%	100%	100%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM ηλεκτρόλυσης (MWe) / 80% LOAD GT											
10%	16,66	11,06	8,69	7,88	6,56	9,52	6,16	4,46	4,10	3,94	4,38	6,16
20%	33,32	22,13	17,38	15,75	13,13	19,04	12,31	8,92	8,20	7,88	8,75	12,31
30%	49,98	33,19	26,07	23,63	19,69	28,56	18,47	13,38	12,30	11,81	13,13	18,47
40%	66,64	44,25	34,76	31,50	26,25	38,08	24,63	17,84	16,41	15,75	17,50	24,63
50%	83,30	55,32	43,45	39,38	32,81	47,60	30,79	22,29	20,51	19,69	21,88	30,79
60%	99,96	66,38	52,14	47,25	39,38	57,12	36,94	26,75	24,61	23,63	26,25	36,94
70%	116,62	77,45	60,84	55,13	45,94	66,64	43,10	31,21	28,71	27,56	30,63	43,10
80%	133,28	88,51	69,53	63,00	52,50	76,16	49,26	35,67	32,81	31,50	35,00	49,26
90%	149,94	99,57	78,22	70,88	59,06	85,68	55,41	40,13	36,91	35,44	39,38	55,41
100%	166,60	110,64	86,91	78,75	65,63	95,20	61,57	44,59	41,02	39,38	43,75	61,57

Πίνακας 11.11: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH₂tP για 60% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV					Onshore Wind					GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	0,1	0,05	1	0,5	0,2	0,1	0,05	-	1
CF	20%	32%	43%	50%	60%	35%	58%	86%	96%	100%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	98%	118%	38%	62%	92%	100%	100%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM ηλεκτρόλυσης (MWe) / 60% LOAD GT											
10%	14,98	9,95	7,81	7,08	5,90	8,56	5,54	4,01	3,69	3,54	3,93	5,54
20%	29,96	19,89	15,63	14,16	11,80	17,12	11,07	8,02	7,38	7,08	7,87	11,07
30%	44,94	29,84	23,44	21,24	17,70	25,68	16,61	12,03	11,06	10,62	11,80	16,61
40%	59,91	39,79	31,25	28,32	23,60	34,24	22,14	16,04	14,75	14,16	15,73	22,14
50%	74,89	49,73	39,07	35,40	29,50	42,80	27,68	20,04	18,44	17,70	19,67	27,68
60%	89,87	59,68	46,88	42,48	35,40	51,36	33,21	24,05	22,13	21,24	23,60	33,21
70%	104,85	69,63	54,69	49,56	41,30	59,91	38,75	28,06	25,81	24,78	27,53	38,75
80%	119,83	79,57	62,51	56,64	47,20	68,47	44,28	32,07	29,50	28,32	31,47	44,28
90%	134,81	89,52	70,32	63,72	53,10	77,03	49,82	36,08	33,19	31,86	35,40	49,82
100%	149,79	99,47	78,14	70,80	59,00	85,59	55,36	40,09	36,88	35,40	39,33	55,36

Πίνακας 11.12: Αποτελέσματα Εγκατεστημένης Ισχύος PEM Ηλεκτρολύτη μονάδας PtH₂tP για 40% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV					Onshore Wind					GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	0,1	0,05	1	0,5	0,2	0,1	0,05	-	1
CF	20%	32%	43%	50%	60%	35%	58%	86%	96%	100%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	98%	118%	38%	62%	92%	100%	100%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Εγκατεστημένη Ισχύς Συστήματος PEM ηλεκτρόλυσης (MWe) / 40% LOAD GT											
10%	12,51	8,31	6,52	5,91	4,93	7,15	4,62	3,35	3,08	2,96	3,28	4,62
20%	25,01	16,61	13,05	11,82	9,85	14,29	9,24	6,69	6,16	5,91	6,57	9,24
30%	37,52	24,92	19,57	17,74	14,78	21,44	13,87	10,04	9,24	8,87	9,85	13,87
40%	50,03	33,22	26,10	23,65	19,71	28,59	18,49	13,39	12,32	11,82	13,14	18,49
50%	62,53	41,53	32,62	29,56	24,63	35,73	23,11	16,74	15,40	14,78	16,42	23,11
60%	75,04	49,83	39,14	35,47	29,56	42,88	27,73	20,08	18,47	17,74	19,71	27,73
70%	87,55	58,14	45,67	41,38	34,49	50,03	32,35	23,43	21,55	20,69	22,99	32,35
80%	100,05	66,44	52,19	47,29	39,41	57,17	36,98	26,78	24,63	23,65	26,27	36,98
90%	112,56	74,75	58,72	53,21	44,34	64,32	41,60	30,13	27,71	26,60	29,56	41,60
100%	125,07	83,05	65,24	59,12	49,26	71,47	46,22	33,47	30,79	29,56	32,84	46,22

Πίνακας 11.13: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂tCHP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 100% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.5) / 100% GT							
10%	74,07%	73,42%	72,81%	72,51%	72,20%	73,42%	72,81%	74,07%
20%	64,83%	63,83%	62,92%	62,48%	62,01%	63,83%	62,92%	64,83%
30%	57,63%	56,46%	55,39%	54,88%	54,35%	56,46%	55,39%	57,63%
40%	51,88%	50,61%	49,48%	48,93%	48,37%	50,61%	49,48%	51,88%
50%	47,17%	45,87%	44,70%	44,14%	43,57%	45,87%	44,70%	47,17%
60%	43,24%	41,93%	40,77%	40,21%	39,64%	41,93%	40,77%	43,24%
70%	39,92%	38,62%	37,47%	36,92%	36,36%	38,62%	37,47%	39,92%
80%	37,07%	35,79%	34,66%	34,13%	33,59%	35,79%	34,66%	37,07%
90%	34,60%	33,35%	32,25%	31,73%	31,20%	33,35%	32,25%	34,60%
100%	32,44%	31,22%	30,15%	29,65%	29,13%	31,22%	30,15%	32,44%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.3) / 100% GT							
10%	64,28%	70,33%	73,25%	79,11%	79,23%	76,65%	73,25%	72,20%
20%	51,18%	59,30%	63,57%	72,96%	73,17%	68,88%	63,57%	62,01%
30%	42,51%	51,26%	56,16%	67,69%	67,97%	62,54%	56,16%	54,34%
40%	36,36%	45,14%	50,29%	63,14%	63,46%	57,27%	50,29%	48,36%
50%	31,76%	40,33%	45,53%	59,16%	59,51%	52,82%	45,53%	43,57%
60%	28,19%	36,44%	41,60%	55,65%	56,02%	49,01%	41,60%	39,64%
70%	25,35%	33,24%	38,29%	52,53%	52,92%	45,71%	38,29%	36,36%
80%	23,02%	30,55%	35,47%	49,75%	50,15%	42,83%	35,47%	33,58%
90%	21,09%	28,27%	33,04%	47,24%	47,65%	40,29%	33,04%	31,20%
100%	19,46%	26,30%	30,91%	44,98%	45,39%	38,03%	30,91%	29,13%

Πίνακας 11.14: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂tCHP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 80% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.5) / 80% GT							
10%	74,08%	73,43%	72,82%	74,08%	73,43%	72,52%	72,21%	73,43%
20%	64,84%	63,84%	62,93%	64,84%	63,84%	62,48%	62,02%	63,84%
30%	57,64%	56,47%	55,40%	57,64%	56,47%	54,89%	54,35%	56,47%
40%	51,89%	50,62%	49,48%	51,89%	50,62%	48,94%	48,37%	50,62%
50%	47,17%	45,87%	44,71%	47,17%	45,87%	44,15%	43,58%	45,87%
60%	43,25%	41,94%	40,77%	43,25%	41,94%	40,22%	39,65%	41,94%
70%	39,92%	38,62%	37,47%	39,92%	38,62%	36,93%	36,37%	38,62%
80%	37,07%	35,80%	34,67%	37,07%	35,80%	34,14%	33,59%	35,80%
90%	34,60%	33,36%	32,25%	34,60%	33,36%	31,74%	31,21%	33,36%
100%	32,44%	31,23%	30,16%	32,44%	31,23%	29,65%	29,14%	31,23%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.3) / 80% GT							
10%	64,29%	70,33%	73,26%	72,21%	76,66%	79,12%	79,24%	76,66%
20%	51,19%	59,31%	63,58%	62,02%	68,89%	72,97%	73,18%	68,89%
30%	42,52%	51,27%	56,17%	54,35%	62,55%	67,70%	67,98%	62,55%
40%	36,36%	45,15%	50,30%	48,37%	57,28%	63,15%	63,47%	57,28%
50%	31,76%	40,33%	45,54%	43,57%	52,82%	59,17%	59,52%	52,82%
60%	28,20%	36,45%	41,61%	39,64%	49,01%	55,66%	56,03%	49,01%
70%	25,35%	33,24%	38,30%	36,36%	45,72%	52,54%	52,93%	45,72%
80%	23,03%	30,56%	35,47%	33,58%	42,83%	49,75%	50,15%	42,83%
90%	21,09%	28,27%	33,04%	31,20%	40,30%	47,25%	47,66%	40,30%
100%	19,46%	26,31%	30,92%	29,13%	38,04%	44,98%	45,39%	38,04%

Πίνακας 11.15: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂tCHP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 60% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.5) / 60% GT							
10%	73,54%	72,89%	72,29%	73,54%	72,89%	71,99%	71,68%	72,89%
20%	64,36%	63,37%	62,47%	64,36%	63,37%	62,03%	61,57%	63,37%
30%	57,22%	56,05%	55,00%	57,22%	56,05%	54,49%	53,96%	56,05%
40%	51,51%	50,25%	49,12%	51,51%	50,25%	48,58%	48,02%	50,25%
50%	46,83%	45,54%	44,38%	46,83%	45,54%	43,83%	43,26%	45,54%
60%	42,93%	41,63%	40,47%	42,93%	41,63%	39,92%	39,36%	41,63%
70%	39,63%	38,34%	37,20%	39,63%	38,34%	36,66%	36,10%	38,34%
80%	36,80%	35,54%	34,42%	36,80%	35,54%	33,89%	33,34%	35,54%
90%	34,35%	33,11%	32,02%	34,35%	33,11%	31,50%	30,98%	33,11%
100%	32,21%	31,00%	29,93%	32,21%	31,00%	29,43%	28,92%	31,00%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.3) / 60% GT							
10%	63,82%	69,82%	72,72%	71,68%	76,10%	78,54%	78,66%	76,10%
20%	50,81%	58,87%	63,12%	61,57%	68,38%	72,43%	72,65%	68,38%
30%	42,21%	50,89%	55,75%	53,95%	62,09%	67,21%	67,48%	62,09%
40%	36,10%	44,82%	49,93%	48,01%	56,86%	62,68%	63,00%	56,86%
50%	31,53%	40,04%	45,21%	43,25%	52,44%	58,73%	59,08%	52,44%
60%	27,99%	36,18%	41,30%	39,35%	48,66%	55,25%	55,62%	48,66%
70%	25,17%	33,00%	38,02%	36,10%	45,38%	52,16%	52,54%	45,38%
80%	22,86%	30,33%	35,21%	33,34%	42,52%	49,39%	49,79%	42,52%
90%	20,94%	28,07%	32,80%	30,97%	40,00%	46,90%	47,31%	40,00%
100%	19,32%	26,11%	30,69%	28,92%	37,76%	44,66%	45,06%	37,76%

Πίνακας 11.16: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂tCHP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 40% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.5) / 40% GT							
10%	73,12%	72,47%	71,87%	73,12%	72,47%	71,58%	71,27%	72,47%
20%	63,99%	63,01%	62,11%	63,99%	63,01%	61,67%	61,22%	63,01%
30%	56,89%	55,73%	54,68%	56,89%	55,73%	54,17%	53,65%	55,73%
40%	51,21%	49,96%	48,84%	51,21%	49,96%	48,30%	47,74%	49,96%
50%	46,56%	45,28%	44,13%	46,56%	45,28%	43,58%	43,01%	45,28%
60%	42,68%	41,39%	40,24%	42,68%	41,39%	39,69%	39,13%	41,39%
70%	39,40%	38,12%	36,99%	39,40%	38,12%	36,45%	35,90%	38,12%
80%	36,59%	35,33%	34,22%	36,59%	35,33%	33,69%	33,15%	35,33%
90%	34,15%	32,92%	31,84%	34,15%	32,92%	31,32%	30,80%	32,92%
100%	32,02%	30,82%	29,76%	32,02%	30,82%	29,26%	28,76%	30,82%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-CHP (Σχέση 4.3) / 40% GT							
10%	63,45%	69,42%	72,30%	71,27%	75,66%	78,09%	78,21%	75,66%
20%	50,52%	58,53%	62,75%	61,21%	67,99%	72,02%	72,23%	67,99%
30%	41,97%	50,60%	55,43%	53,64%	61,73%	66,82%	67,09%	61,73%
40%	35,89%	44,56%	49,64%	47,74%	56,53%	62,32%	62,64%	56,53%
50%	31,35%	39,81%	44,95%	43,01%	52,14%	58,40%	58,74%	52,14%
60%	27,83%	35,97%	41,06%	39,13%	48,38%	54,93%	55,30%	48,38%
70%	25,02%	32,81%	37,80%	35,89%	45,12%	51,86%	52,24%	45,12%
80%	22,73%	30,16%	35,01%	33,15%	42,28%	49,11%	49,50%	42,28%
90%	20,82%	27,90%	32,61%	30,79%	39,77%	46,63%	47,04%	39,77%
100%	19,21%	25,96%	30,52%	28,75%	37,54%	44,40%	44,80%	37,54%

Πίνακας 11.17: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂tP συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 100% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.6) / 100% GT							
10%	19,63%	19,46%	19,30%	19,63%	19,46%	19,22%	19,14%	19,46%
20%	17,18%	16,92%	16,68%	17,18%	16,92%	16,56%	16,44%	16,92%
30%	15,28%	14,96%	14,68%	15,28%	14,96%	14,55%	14,40%	14,96%
40%	13,75%	13,41%	13,11%	13,75%	13,41%	12,97%	12,82%	13,41%
50%	12,50%	12,16%	11,85%	12,50%	12,16%	11,70%	11,55%	12,16%
60%	11,46%	11,11%	10,80%	11,46%	11,11%	10,66%	10,51%	11,11%
70%	10,58%	10,24%	9,93%	10,58%	10,24%	9,79%	9,64%	10,24%
80%	9,82%	9,49%	9,19%	9,82%	9,49%	9,05%	8,90%	9,49%
90%	9,17%	8,84%	8,55%	9,17%	8,84%	8,41%	8,27%	8,84%
100%	8,60%	8,27%	7,99%	8,60%	8,27%	7,86%	7,72%	8,27%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.4) / 100% GT							
10%	17,04%	18,64%	19,41%	19,14%	20,31%	20,97%	21,00%	20,31%
20%	13,56%	15,72%	16,85%	16,44%	18,26%	19,34%	19,39%	18,26%
30%	11,27%	13,59%	14,88%	14,40%	16,58%	17,94%	18,01%	16,58%
40%	9,64%	11,96%	13,33%	12,82%	15,18%	16,73%	16,82%	15,18%
50%	8,42%	10,69%	12,07%	11,55%	14,00%	15,68%	15,77%	14,00%
60%	7,47%	9,66%	11,03%	10,51%	12,99%	14,75%	14,85%	12,99%
70%	6,72%	8,81%	10,15%	9,64%	12,11%	13,92%	14,03%	12,11%
80%	6,10%	8,10%	9,40%	8,90%	11,35%	13,19%	13,29%	11,35%
90%	5,59%	7,49%	8,76%	8,27%	10,68%	12,52%	12,63%	10,68%
100%	5,16%	6,97%	8,19%	7,72%	10,08%	11,92%	12,03%	10,08%

Πίνακας 11.18: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂P συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 80% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.6) / 80% GT							
10%	18,27%	18,11%	17,96%	18,27%	18,11%	17,89%	17,81%	18,11%
20%	15,99%	15,75%	15,52%	15,99%	15,75%	15,41%	15,30%	15,75%
30%	14,22%	13,93%	13,67%	14,22%	13,93%	13,54%	13,41%	13,93%
40%	12,80%	12,49%	12,21%	12,80%	12,49%	12,07%	11,93%	12,49%
50%	11,64%	11,32%	11,03%	11,64%	11,32%	10,89%	10,75%	11,32%
60%	10,67%	10,35%	10,06%	10,67%	10,35%	9,92%	9,78%	10,35%
70%	9,85%	9,53%	9,24%	9,85%	9,53%	9,11%	8,97%	9,53%
80%	9,15%	8,83%	8,55%	9,15%	8,83%	8,42%	8,29%	8,83%
90%	8,54%	8,23%	7,96%	8,54%	8,23%	7,83%	7,70%	8,23%
100%	8,00%	7,70%	7,44%	8,00%	7,70%	7,31%	7,19%	7,70%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.4) / 80% GT							
10%	15,86%	17,35%	18,07%	17,81%	18,91%	19,52%	19,55%	18,91%
20%	12,63%	14,63%	15,68%	15,30%	16,99%	18,00%	18,05%	16,99%
30%	10,49%	12,65%	13,85%	13,41%	15,43%	16,70%	16,77%	15,43%
40%	8,97%	11,14%	12,41%	11,93%	14,13%	15,58%	15,66%	14,13%
50%	7,84%	9,95%	11,23%	10,75%	13,03%	14,59%	14,68%	13,03%
60%	6,96%	8,99%	10,26%	9,78%	12,09%	13,73%	13,82%	12,09%
70%	6,25%	8,20%	9,45%	8,97%	11,28%	12,96%	13,06%	11,28%
80%	5,68%	7,54%	8,75%	8,28%	10,57%	12,27%	12,37%	10,57%
90%	5,20%	6,97%	8,15%	7,70%	9,94%	11,66%	11,76%	9,94%
100%	4,80%	6,49%	7,63%	7,19%	9,38%	11,10%	11,20%	9,38%

Πίνακας 11.19: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂P συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 60% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.6) / 60% GT							
10%	15,24%	15,11%	14,98%	15,24%	15,11%	14,92%	14,85%	15,11%
20%	13,34%	13,13%	12,95%	13,34%	13,13%	12,85%	12,76%	13,13%
30%	11,86%	11,62%	11,40%	11,86%	11,62%	11,29%	11,18%	11,62%
40%	10,67%	10,41%	10,18%	10,67%	10,41%	10,07%	9,95%	10,41%
50%	9,70%	9,44%	9,20%	9,70%	9,44%	9,08%	8,96%	9,44%
60%	8,90%	8,63%	8,39%	8,90%	8,63%	8,27%	8,16%	8,63%
70%	8,21%	7,95%	7,71%	8,21%	7,95%	7,60%	7,48%	7,95%
80%	7,63%	7,36%	7,13%	7,63%	7,36%	7,02%	6,91%	7,36%
90%	7,12%	6,86%	6,64%	7,12%	6,86%	6,53%	6,42%	6,86%
100%	6,67%	6,42%	6,20%	6,67%	6,42%	6,10%	5,99%	6,42%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.4) / 60% GT							
10%	13,22%	14,47%	15,07%	14,85%	15,77%	16,28%	16,30%	15,77%
20%	10,53%	12,20%	13,08%	12,76%	14,17%	15,01%	15,05%	14,17%
30%	8,75%	10,55%	11,55%	11,18%	12,87%	13,93%	13,98%	12,87%
40%	7,48%	9,29%	10,35%	9,95%	11,78%	12,99%	13,06%	11,78%
50%	6,53%	8,30%	9,37%	8,96%	10,87%	12,17%	12,24%	10,87%
60%	5,80%	7,50%	8,56%	8,16%	10,08%	11,45%	11,53%	10,08%
70%	5,22%	6,84%	7,88%	7,48%	9,40%	10,81%	10,89%	9,40%
80%	4,74%	6,29%	7,30%	6,91%	8,81%	10,24%	10,32%	8,81%
90%	4,34%	5,82%	6,80%	6,42%	8,29%	9,72%	9,80%	8,29%
100%	4,00%	5,41%	6,36%	5,99%	7,83%	9,25%	9,34%	7,83%

Πίνακας 11.20: Αποτελέσματα Βαθμού Απόδοσης PtH₂P συναρτήσει του CF και του ποσοστού υποκατάστασης υδρογόνου στο 40% φορτίο λειτουργίας GT.

	PV			Onshore Wind			GRID	Offshore Wind
Pelec,nom/Pres,nom	1	0,5	0,2	1	0,5	0,2	-	1
CF	20%	32%	43%	35%	58%	86%	90%	55%
PEM LOAD	39%	63%	84%	38%	62%	92%	100%	62%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.6) / 40% GT							
10%	12,19%	12,08%	11,98%	12,19%	12,08%	11,93%	11,88%	12,08%
20%	10,67%	10,50%	10,35%	10,67%	10,50%	10,28%	10,20%	10,50%
30%	9,48%	9,29%	9,11%	9,48%	9,29%	9,03%	8,94%	9,29%
40%	8,53%	8,33%	8,14%	8,53%	8,33%	8,05%	7,96%	8,33%
50%	7,76%	7,55%	7,35%	7,76%	7,55%	7,26%	7,17%	7,55%
60%	7,11%	6,90%	6,71%	7,11%	6,90%	6,62%	6,52%	6,90%
70%	6,57%	6,35%	6,16%	6,57%	6,35%	6,07%	5,98%	6,35%
80%	6,10%	5,89%	5,70%	6,10%	5,89%	5,62%	5,53%	5,89%
90%	5,69%	5,49%	5,31%	5,69%	5,49%	5,22%	5,13%	5,49%
100%	5,34%	5,14%	4,96%	5,34%	5,14%	4,88%	4,79%	5,14%
Θερμική Υποκατάσταση Υδρογόνου	Βαθμός Απόδοσης Power-to-H₂-to-Power (Σχέση 4.4) / 40% GT							
10%	10,57%	11,57%	12,05%	11,88%	12,61%	13,01%	13,04%	12,61%
20%	8,42%	9,76%	10,46%	10,20%	11,33%	12,00%	12,04%	11,33%
30%	6,99%	8,43%	9,24%	8,94%	10,29%	11,14%	11,18%	10,29%
40%	5,98%	7,43%	8,27%	7,96%	9,42%	10,39%	10,44%	9,42%
50%	5,23%	6,63%	7,49%	7,17%	8,69%	9,73%	9,79%	8,69%
60%	4,64%	6,00%	6,84%	6,52%	8,06%	9,16%	9,22%	8,06%
70%	4,17%	5,47%	6,30%	5,98%	7,52%	8,64%	8,71%	7,52%
80%	3,79%	5,03%	5,84%	5,52%	7,05%	8,18%	8,25%	7,05%
90%	3,47%	4,65%	5,43%	5,13%	6,63%	7,77%	7,84%	6,63%
100%	3,20%	4,33%	5,09%	4,79%	6,26%	7,40%	7,47%	6,26%

11.2 Οικονομικά Αποτελέσματα μονάδας PtH₂tP

11.2.1 Έτος αναφοράς 2022

100% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.21: LCOH συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{th,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{he,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	256,4	213,7	197,9	189,3	183,8	179,8	176,7	174,3	172,3	170,6
	0,5	58%	45	227,2	186,8	172,3	164,6	159,6	156,2	153,6	151,5	149,9	148,5
	0,2	86%	45	216,3	177,1	163,3	156,0	151,4	148,2	145,9	144,0	142,5	141,3
	0,1	96%	45	214,9	176,0	162,3	155,1	150,6	147,5	145,1	143,3	141,9	140,7
	-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)									
	1	20%	50,0	333,7	286,4	268,1	257,7	250,8	245,7	241,8	238,6	236,0	233,7
	0,5	32%	50,0	285,5	241,8	225,4	216,4	210,6	206,3	203,1	200,5	198,4	196,6
	0,2	43%	50,0	267,1	225,0	209,5	201,1	195,7	191,8	188,9	186,6	184,7	183,1
	0,1	50%	50,0	264,2	222,6	207,5	199,3	194,0	190,3	187,4	185,2	183,4	181,8
	-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
		90%	150,0	424,2	385,1	371,3	364,1	359,5	356,3	353,9	352,1	350,6	349,4
		CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
	1	55%	75,0	280,2	239,8	225,3	217,6	212,7	209,2	206,6	204,5	202,9	201,5

Πίνακας 11.22: LCOH συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{he,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	8,55	7,12	6,60	6,31	6,13	5,99	5,89	5,81	5,74	5,69
	0,5	58%	45	7,57	6,23	5,74	5,49	5,32	5,21	5,12	5,05	5,00	4,95
	0,2	86%	45	7,21	5,90	5,44	5,20	5,05	4,94	4,86	4,80	4,75	4,71
	0,1	96%	45	7,16	5,87	5,41	5,17	5,02	4,92	4,84	4,78	4,73	4,69

-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)									
1	20%	50,0	11,12	9,55	8,94	8,59	8,36	8,19	8,06	7,95	7,87	7,79
0,5	32%	50,0	9,52	8,06	7,51	7,21	7,02	6,88	6,77	6,68	6,61	6,55
0,2	43%	50,0	8,90	7,50	6,98	6,70	6,52	6,39	6,30	6,22	6,16	6,10
0,1	50%	50,0	8,81	7,42	6,92	6,64	6,47	6,34	6,25	6,17	6,11	6,06
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
-	90%	150,0	14,14	12,84	12,38	12,14	11,98	11,88	11,80	11,74	11,69	11,65
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	75,0	9,34	7,99	7,51	7,25	7,09	6,97	6,89	6,82	6,76	6,72

Πίνακας 11.23: LCOE συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	35%	45	573,3	595,5	615,5	634,2	651,8	668,6	684,8	700,3	715,4	730,0
0,5	58%	45	560,6	572,1	582,1	591,3	599,7	607,7	615,2	622,4	629,2	635,8
0,2	86%	45	555,8	563,6	570,4	576,4	582,0	587,2	592,0	596,6	601,0	605,1
0,1	96%	45	555,2	562,7	569,1	574,9	580,2	585,2	589,9	594,3	598,6	602,6
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)									
1	20%	50,0	607,1	658,8	706,9	752,6	796,5	839,0	880,4	920,6	960,0	998,5
0,5	32%	50,0	586,1	620,0	651,3	681,1	709,7	737,3	764,0	790,1	815,5	840,4
0,2	43%	50,0	578,0	605,3	630,6	654,6	677,6	699,8	721,4	742,4	762,9	783,0
0,1	50%	50,0	576,8	603,3	627,9	651,4	673,9	695,8	717,0	737,7	757,9	777,7
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
-	90%	150,0	646,7	744,9	841,5	936,9	1031,2	1124,7	1217,3	1309,2	1400,3	1490,7
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	75,0	583,8	618,3	651,2	683,1	714,2	744,6	774,5	803,9	832,8	861,3

Πίνακας 11.24: LCOCHP συναρτήσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh,out).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου											
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh_{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	154,8	161,1	166,7	172,1	177,1	182,0	186,7	191,3	195,8	200,1
	0,5	58%	45	151,5	154,8	157,8	160,6	163,2	165,7	168,1	170,3	172,5	174,7
	0,2	86%	45	150,2	152,6	154,7	156,7	158,5	160,2	161,8	163,4	164,9	166,4
	0,1	96%	45	150,0	152,3	154,4	156,2	158,0	159,7	161,3	162,8	164,3	165,7
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
1	20%	50,0	163,8	177,9	191,0	203,6	215,8	227,7	239,2	250,6	261,7	272,7	
0,5	32%	50,0	158,2	167,5	176,3	184,6	192,6	200,4	208,0	215,5	222,8	230,0	
0,2	43%	50,0	156,1	163,7	170,7	177,5	184,0	190,4	196,6	202,6	208,6	214,4	
0,1	50%	50,0	155,7	163,1	170,0	176,6	183,0	189,3	195,4	201,4	207,2	213,0	
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	150,0	174,3	200,7	226,8	252,8	278,5	304,2	329,7	355,1	380,4	405,6	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	75,0	157,6	167,1	176,2	185,1	193,8	202,4	210,8	219,2	227,4	235,6	

80% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.25: LCOH συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{th,out}).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	269,6	221,1	203,3	193,7	187,5	183,0	179,7	177,1	174,9	173,1
	0,5	58%	45	239,9	193,7	177,2	168,4	162,9	159,0	156,1	153,9	152,0	150,5
	0,2	86%	45	228,8	183,7	167,9	159,6	154,5	150,9	148,2	146,1	144,5	143,1
	0,1	96%	45	227,3	182,5	166,9	158,7	153,6	150,1	147,4	145,4	143,8	142,4
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	50,0	348,0	294,7	274,3	262,9	255,4	249,9	245,7	242,2	239,4	237,0
	0,5	32%	50,0	299,0	249,3	231,0	221,0	214,5	209,8	206,3	203,5	201,1	199,2
	0,2	43%	50,0	280,3	232,2	214,8	205,3	199,3	195,0	191,8	189,2	187,2	185,4
	0,1	50%	50,0	277,2	229,7	212,6	203,4	197,5	193,3	190,2	187,8	185,7	184,1
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	150,0	436,7	391,7	375,9	367,7	362,5	358,9	356,3	354,2	352,6	351,2	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	75,0	293,0	246,7	230,2	221,4	215,9	212,0	209,1	206,9	205,0	203,5	

Πίνακας 11.26: LCOH συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	8,99	7,37	6,78	6,46	6,25	6,10	5,99	5,90	5,83	5,77
	0,5	58%	45	8,00	6,46	5,91	5,61	5,43	5,30	5,20	5,13	5,07	5,02
	0,2	86%	45	7,63	6,12	5,60	5,32	5,15	5,03	4,94	4,87	4,82	4,77
	0,1	96%	45	7,58	6,08	5,56	5,29	5,12	5,00	4,91	4,85	4,79	4,75
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	50,0	11,60	9,82	9,14	8,76	8,51	8,33	8,19	8,07	7,98	7,90
	0,5	32%	50,0	9,97	8,31	7,70	7,37	7,15	6,99	6,88	6,78	6,70	6,64
	0,2	43%	50,0	9,34	7,74	7,16	6,84	6,64	6,50	6,39	6,31	6,24	6,18
	0,1	50%	50,0	9,24	7,66	7,09	6,78	6,58	6,44	6,34	6,26	6,19	6,14
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										

	90%	150,0	14,56	13,06	12,53	12,26	12,08	11,96	11,88	11,81	11,75	11,71
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	75,0	9,77	8,22	7,67	7,38	7,20	7,07	6,97	6,90	6,83	6,78

Πίνακας 11.27: LCOE συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%			
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)												
			1	35%	45	622,1	646,5	668,6	689,2	708,7	727,4	745,2	762,5	779,2	795,4
			0,5	58%	45	608,1	620,9	632,1	642,3	651,8	660,7	669,1	677,1	684,8	692,2
			0,2	86%	45	602,9	611,6	619,1	625,9	632,2	638,0	643,5	648,7	653,6	658,3
			0,1	96%	45	602,2	610,5	617,7	624,2	630,2	635,8	641,0	646,0	650,8	655,3
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)												
			1	20%	50,0	658,9	715,5	768,2	818,2	866,4	912,9	958,2	1002,4	1045,5	1087,8
			0,5	32%	50,0	635,9	673,0	707,4	740,1	771,4	801,7	831,0	859,6	887,6	914,9
			0,2	43%	50,0	627,1	657,0	684,7	711,0	736,2	760,6	784,3	807,3	829,8	851,8
			0,1	50%	50,0	625,6	654,7	681,7	707,3	732,0	755,9	779,2	801,9	824,0	845,7
	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)												
			-	90%	150,0	700,5	806,4	910,4	1013,2	1114,9	1215,6	1315,4	1414,4	1512,5	1609,9
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)												
			1	55%	75,0	633,0	670,5	706,3	741,0	774,8	807,8	840,3	872,2	903,6	934,6

Πίνακας 11.28: LCOCHP συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%			
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)												
			1	35%	45	156,4	162,7	168,6	174,1	179,3	184,3	189,2	193,9	198,5	203,0
			0,5	58%	45	152,9	156,4	159,5	162,4	165,1	167,7	170,2	172,5	174,8	177,1
			0,2	86%	45	151,6	154,1	156,3	158,3	160,2	162,0	163,8	165,4	167,0	168,5
			0,1	96%	45	151,5	153,8	155,9	157,9	159,7	161,5	163,1	164,8	166,3	167,8
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)												
			1	20%	50,0	165,4	179,8	193,2	206,1	218,5	230,6	242,4	254,0	265,4	276,6

0,5	32%	50,0	159,8	169,3	178,2	186,7	194,9	202,8	210,6	218,2	225,7	233,1
0,2	43%	50,0	157,6	165,3	172,6	179,5	186,1	192,6	198,9	205,1	211,2	217,2
0,1	50%	50,0	157,2	164,8	171,8	178,5	185,1	191,4	197,7	203,8	209,8	215,7
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
	90%	150,0	175,7	202,2	228,4	254,5	280,3	306,0	331,6	357,1	382,5	407,9
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
	55%	75,0	159,1	168,7	177,9	186,9	195,7	204,4	212,9	221,4	229,7	238,0

60% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.29: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{th,out}).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	280,1	226,8	207,4	197,0	190,3	185,6	182,0	179,1	176,8	174,9
	0,5	58%	45	250,0	199,0	181,0	171,4	165,4	161,2	158,1	155,7	153,7	152,0
	0,2	86%	45	238,7	188,9	171,5	162,5	156,8	152,9	150,0	147,8	146,0	144,5
	0,1	96%	45	237,2	187,7	170,5	161,5	155,9	152,0	149,2	147,0	145,2	143,8
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	50,0	359,2	301,1	279,1	266,9	258,9	253,0	248,5	244,9	242,0	239,4
	0,5	32%	50,0	309,6	255,2	235,2	224,4	217,4	212,5	208,7	205,7	203,2	201,2
	0,2	43%	50,0	290,6	237,9	218,8	208,6	202,1	197,5	194,0	191,3	189,0	187,2
	0,1	50%	50,0	287,5	235,3	216,5	206,5	200,2	195,7	192,3	189,7	187,6	185,8
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	150,0	446,6	396,9	379,5	370,5	364,8	360,9	358,1	355,8	354,0	352,6	
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	75,0	303,0	252,1	234,0	224,4	218,4	214,2	211,1	208,7	206,7	205,1	

Πίνακας 11.30: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	9,34	7,56	6,91	6,57	6,34	6,19	6,07	5,97	5,89	5,83
	0,5	58%	45	8,33	6,63	6,03	5,71	5,51	5,37	5,27	5,19	5,12	5,07
	0,2	86%	45	7,96	6,30	5,72	5,42	5,23	5,10	5,00	4,93	4,87	4,82
	0,1	96%	45	7,91	6,26	5,68	5,38	5,20	5,07	4,97	4,90	4,84	4,79
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	50,0	11,97	10,04	9,30	8,90	8,63	8,43	8,28	8,16	8,07	7,98
	0,5	32%	50,0	10,32	8,51	7,84	7,48	7,25	7,08	6,96	6,86	6,77	6,71
	0,2	43%	50,0	9,69	7,93	7,29	6,95	6,74	6,58	6,47	6,38	6,30	6,24
	0,1	50%	50,0	9,58	7,84	7,22	6,88	6,67	6,52	6,41	6,32	6,25	6,19
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										

	90%	150,0	14,89	13,23	12,65	12,35	12,16	12,03	11,94	11,86	11,80	11,75
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	75,0	10,10	8,40	7,80	7,48	7,28	7,14	7,04	6,96	6,89	6,84

Πίνακας 11.31: LCOE συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
			751,9	781,8	808,8	834,0	857,9	880,7	902,6	923,8	944,2	964,1	
			734,9	750,6	764,4	777,0	788,6	799,6	810,0	820,0	829,5	838,6	
			728,5	739,2	748,5	756,9	764,6	771,9	778,7	785,1	791,2	797,0	
			727,7	737,9	746,7	754,7	762,1	769,1	775,6	781,8	787,7	793,3	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
			796,5	865,4	929,4	990,3	1048,9	1105,6	1160,7	1214,4	1266,9	1318,3	
			768,5	813,8	855,6	895,4	933,5	970,4	1006,1	1041,0	1075,0	1108,2	
			757,8	794,3	828,0	860,0	890,7	920,4	949,2	977,3	1004,7	1031,4	
			756,1	791,4	824,2	855,4	885,5	914,5	942,8	970,4	997,3	1023,7	
	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
			845,8	973,0	1098,2	1221,8	1344,1	1465,2	1585,2	1704,2	1822,2	1939,3	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			764,8	810,2	853,5	895,4	936,3	976,3	1015,6	1054,1	1092,1	1129,6	

Πίνακας 11.32: LCOCHP συναρτήσεϊ του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
			158,7	165,3	171,3	177,0	182,3	187,5	192,6	197,5	202,2	206,9	
			155,2	158,8	162,1	165,1	167,9	170,6	173,1	175,6	178,0	180,4	
			153,9	156,5	158,8	160,9	162,9	164,7	166,6	168,3	170,0	171,6	
			153,7	156,2	158,4	160,4	162,3	164,2	165,9	167,6	169,2	170,8	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
			168,0	182,6	196,4	209,5	222,2	234,6	246,7	258,6	270,2	281,7	

0,5	32%	50,0	162,2	171,9	181,0	189,7	198,1	206,3	214,3	222,1	229,8	237,3
0,2	43%	50,0	160,0	167,9	175,3	182,4	189,2	195,8	202,3	208,7	215,0	221,1
0,1	50%	50,0	159,6	167,3	174,5	181,4	188,1	194,6	201,0	207,3	213,4	219,5
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
	90%	150,0	178,2	205,0	231,5	257,8	283,9	309,9	335,8	361,6	387,3	412,9
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
	55%	75,0	161,4	171,2	180,6	189,7	198,7	207,5	216,3	224,9	233,4	241,8

40% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.33: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{th,out}).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	300,3	237,7	215,2	203,2	195,6	190,2	186,2	183,0	180,4	178,3
	0,5	58%	45	269,6	209,4	188,2	177,1	170,2	165,4	161,8	159,0	156,8	154,9
	0,2	86%	45	257,9	199,0	178,5	167,9	161,3	156,8	153,4	150,8	148,8	147,1
	0,1	96%	45	256,3	197,7	177,4	166,8	160,3	155,9	152,6	150,0	148,0	146,3
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	50,0	380,7	313,3	288,1	274,3	265,3	258,8	253,8	249,9	246,6	243,8
	0,5	32%	50,0	330,0	266,4	243,3	230,9	223,0	217,4	213,1	209,8	207,1	204,8
	0,2	43%	50,0	310,6	248,7	226,5	214,7	207,3	202,0	198,1	195,0	192,5	190,4
	0,1	50%	50,0	307,3	245,9	224,1	212,5	205,2	200,1	196,3	193,3	190,9	188,9
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
		90%	150,0	465,8	406,9	386,5	375,9	369,3	364,8	361,5	358,9	356,8	355,2
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	75,0	322,6	262,4	241,2	230,2	223,2	218,4	214,8	212,0	209,8	207,9	

Πίνακας 11.34: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/kg).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	45	10,01	7,92	7,17	6,77	6,52	6,34	6,21	6,10	6,01	5,94
	0,5	58%	45	8,99	6,98	6,27	5,90	5,67	5,51	5,39	5,30	5,23	5,16
	0,2	86%	45	8,60	6,63	5,95	5,60	5,38	5,23	5,11	5,03	4,96	4,90
	0,1	96%	45	8,54	6,59	5,91	5,56	5,34	5,20	5,09	5,00	4,93	4,88
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	50,0	12,69	10,44	9,60	9,14	8,84	8,63	8,46	8,33	8,22	8,13
	0,5	32%	50,0	11,00	8,88	8,11	7,70	7,43	7,25	7,10	6,99	6,90	6,83
	0,2	43%	50,0	10,35	8,29	7,55	7,16	6,91	6,73	6,60	6,50	6,42	6,35
	0,1	50%	50,0	10,24	8,20	7,47	7,08	6,84	6,67	6,54	6,44	6,36	6,30
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										

	90%	150,0	15,53	13,56	12,88	12,53	12,31	12,16	12,05	11,96	11,89	11,84
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	75,0	10,75	8,75	8,04	7,67	7,44	7,28	7,16	7,07	6,99	6,93

Πίνακας 11.35: LCOE συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
	35%	45	955,1	993,7	1028,7	1061,3	1092,2	1121,7	1150,1	1177,5	1204,1	1229,9	
	58%	45	933,4	953,8	971,8	988,2	1003,5	1017,9	1031,6	1044,6	1057,1	1069,2	
	86%	45	925,2	939,1	951,3	962,3	972,5	982,0	990,9	999,4	1007,5	1015,3	
	96%	45	924,1	937,3	948,9	959,4	969,1	978,2	986,8	995,0	1002,8	1010,2	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	20%	50,0	1011,9	1100,1	1182,1	1260,2	1335,2	1407,9	1478,5	1547,4	1614,7	1680,6	
	32%	50,0	976,1	1034,1	1087,8	1138,8	1187,7	1235,0	1280,9	1325,6	1369,3	1411,9	
	43%	50,0	962,4	1009,1	1052,4	1093,4	1132,8	1170,9	1207,8	1243,8	1279,0	1313,4	
	50%	50,0	960,1	1005,3	1047,3	1087,3	1125,8	1163,0	1199,2	1234,5	1269,0	1302,8	
	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	150,0	1072,0	1232,0	1389,3	1544,6	1698,2	1850,4	2001,2	2150,6	2298,9	2446,0	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	75,0	970,9	1028,5	1083,4	1136,6	1188,5	1239,2	1289,0	1338,0	1386,2	1433,7	

Πίνακας 11.36: LCOCHP συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2022) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
	35%	45	162,0	168,9	175,1	181,0	186,6	192,0	197,3	202,4	207,4	212,3	
	58%	45	158,4	162,2	165,6	168,8	171,7	174,6	177,3	179,9	182,5	185,0	
	86%	45	157,1	159,8	162,2	164,4	166,5	168,5	170,4	172,3	174,1	175,8	
	96%	45	156,9	159,5	161,8	163,9	166,0	167,9	169,7	171,5	173,3	174,9	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
1	20%	50,0	171,5	186,6	200,7	214,3	227,4	240,2	252,7	264,9	277,0	288,8	

0,5	32%	50,0	165,5	175,6	185,0	194,0	202,6	211,1	219,3	227,4	235,4	243,2
0,2	43%	50,0	163,2	171,4	179,1	186,4	193,4	200,3	207,0	213,6	220,1	226,4
0,1	50%	50,0	162,9	170,8	178,2	185,3	192,2	199,0	205,6	212,0	218,4	224,7
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
	90%	150,0	181,4	208,5	235,3	261,9	288,3	314,6	340,8	366,9	392,9	418,9
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
	55%	75,0	164,6	174,6	184,2	193,6	202,8	211,8	220,7	229,5	238,2	246,9

11.2.2 Έτος αναφοράς 2030

100% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.37: LCOH συναρτήσσει του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{th,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	147,9	123,1	114,3	109,6	106,6	104,5	102,9	101,7	100,7	99,8
	0,5	58%	35	138,7	114,8	106,4	102,0	99,3	97,4	96,0	94,9	94,1	93,3
	0,2	86%	35	137,3	113,9	105,8	101,6	99,0	97,2	95,9	94,9	94,1	93,4
	0,1	96%	35	137,8	114,5	106,4	102,3	99,7	97,9	96,6	95,6	94,9	94,2
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	35,0	174,5	147,9	138,1	132,7	129,2	126,7	124,8	123,3	122,0	121,0
	0,5	32%	35,0	157,7	132,5	123,5	118,6	115,5	113,3	111,7	110,4	109,3	108,5
	0,2	43%	35,0	152,4	127,8	119,1	114,5	111,5	109,5	108,0	106,8	105,8	105,0
	0,1	50%	35,0	153,0	128,7	120,0	115,5	112,6	110,6	109,1	108,0	107,0	106,3
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	60,0	188,1	164,7	156,6	152,4	149,8	148,0	146,7	145,7	144,9	144,2	
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	55%	50,0	165,2	141,3	132,9	128,5	125,8	123,9	122,5	121,4	120,6	119,8

Πίνακας 11.38: LCOH συναρτήσεσι του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%			
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)												
			1	35%	35	4,93	4,10	3,81	3,65	3,55	3,48	3,43	3,39	3,36	3,33
			0,5	58%	35	4,62	3,83	3,55	3,40	3,31	3,25	3,20	3,16	3,14	3,11
			0,2	86%	35	4,58	3,80	3,53	3,39	3,30	3,24	3,20	3,16	3,14	3,11
			0,1	96%	35	4,59	3,82	3,55	3,41	3,32	3,26	3,22	3,19	3,16	3,14
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)												
1	20%	35,0	5,82	4,93	4,60	4,42	4,31	4,22	4,16	4,11	4,07	4,03			
0,5	32%	35,0	5,26	4,42	4,12	3,95	3,85	3,78	3,72	3,68	3,64	3,62			
0,2	43%	35,0	5,08	4,26	3,97	3,82	3,72	3,65	3,60	3,56	3,53	3,50			
0,1	50%	35,0	5,10	4,29	4,00	3,85	3,75	3,69	3,64	3,60	3,57	3,54			
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)												
	90%	60,0	6,27	5,49	5,22	5,08	4,99	4,93	4,89	4,86	4,83	4,81			
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)												
1	55%	50,0	5,51	4,71	4,43	4,28	4,19	4,13	4,08	4,05	4,02	3,99			

Πίνακας 11.39: LCOE συναρτήσεσι του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%			
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)												
			1	35%	35	443,9	443,9	443,1	441,8	440,1	438,2	436,1	433,8	431,4	428,9
			0,5	58%	35	439,9	436,6	432,8	428,8	424,5	420,0	415,4	410,7	406,0	401,2
			0,2	86%	35	439,3	435,9	432,0	428,0	423,8	419,5	415,1	410,6	406,1	401,6
			0,1	96%	35	439,5	436,4	432,9	429,1	425,3	421,3	417,3	413,2	409,0	404,9
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)												
1	20%	35,0	455,5	465,5	474,1	481,8	489,0	495,6	501,9	507,8	513,4	518,7			
0,5	32%	35,0	448,2	452,1	455,1	457,5	459,5	461,1	462,5	463,7	464,7	465,5			
0,2	43%	35,0	445,9	448,0	449,3	450,3	450,8	451,2	451,3	451,3	451,1	450,8			
0,1	50%	35,0	446,2	448,7	450,6	452,1	453,2	454,1	454,9	455,5	455,9	456,2			
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)												
	90%	60,0	461,5	480,1	498,2	516,0	533,5	550,7	567,8	584,6	601,3	617,8			

	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	50,0	451,5	459,7	467,4	474,7	481,7	488,5	495,1	501,5	507,8	514,0

Πίνακας 11.40: LCOCHP συναρτήσεις του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 100% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh,out).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	120,5	120,8	120,8	120,7	120,6	120,3	120,0	119,6	119,2	118,8
	0,5	58%	35	119,5	118,9	118,1	117,3	116,4	115,4	114,4	113,4	112,4	111,3
	0,2	86%	35	119,3	118,7	117,9	117,1	116,2	115,3	114,3	113,4	112,4	111,4
	0,1	96%	35	119,4	118,8	118,1	117,4	116,6	115,8	114,9	114,1	113,2	112,3
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	35,0	123,6	126,5	129,1	131,4	133,6	135,7	137,6	139,5	141,3	143,0
	0,5	32%	35,0	121,7	123,0	124,0	124,9	125,7	126,4	127,1	127,7	128,2	128,7
	0,2	43%	35,0	121,1	121,9	122,5	123,0	123,4	123,8	124,1	124,3	124,5	124,7
	0,1	50%	35,0	121,1	122,1	122,8	123,5	124,1	124,6	125,0	125,4	125,8	126,2
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
		90%	60,0	125,2	130,4	135,5	140,5	145,5	150,4	155,3	160,2	165,0	169,8
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	50,0	122,6	125,0	127,3	129,5	131,7	133,8	135,8	137,8	139,8	141,8	

80% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.41: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{th,out}).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	155,7	127,3	117,2	111,9	108,5	106,2	104,5	103,1	102,0	101,1
	0,5	58%	35	146,3	118,8	109,2	104,2	101,1	99,0	97,4	96,2	95,2	94,4
	0,2	86%	35	144,9	117,8	108,5	103,7	100,7	98,7	97,2	96,1	95,1	94,4
	0,1	96%	35	145,3	118,4	109,1	104,3	101,4	99,4	97,9	96,8	95,9	95,2
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	35,0	182,7	152,5	141,4	135,4	131,5	128,8	126,7	125,0	123,6	122,5
	0,5	32%	35,0	165,6	136,8	126,5	121,0	117,6	115,1	113,3	111,9	110,7	109,8
	0,2	43%	35,0	160,2	132,0	122,0	116,8	113,5	111,2	109,5	108,1	107,1	106,2
	0,1	50%	35,0	160,7	132,8	122,9	117,8	114,5	112,3	110,6	109,3	108,3	107,4
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	60,0	195,6	168,6	159,3	154,5	151,5	149,5	148,0	146,9	145,9	145,2	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	50,0	172,8	145,3	135,7	130,7	127,6	125,5	123,9	122,7	121,7	120,9	

Πίνακας 11.42: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	5,19	4,24	3,91	3,73	3,62	3,54	3,48	3,44	3,40	3,37
	0,5	58%	35	4,88	3,96	3,64	3,47	3,37	3,30	3,25	3,21	3,17	3,15
	0,2	86%	35	4,83	3,93	3,62	3,46	3,36	3,29	3,24	3,20	3,17	3,15
	0,1	96%	35	4,84	3,95	3,64	3,48	3,38	3,31	3,26	3,23	3,20	3,17
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	35,0	6,09	5,08	4,71	4,51	4,38	4,29	4,22	4,17	4,12	4,08
	0,5	32%	35,0	5,52	4,56	4,22	4,03	3,92	3,84	3,78	3,73	3,69	3,66
	0,2	43%	35,0	5,34	4,40	4,07	3,89	3,78	3,71	3,65	3,60	3,57	3,54
	0,1	50%	35,0	5,36	4,43	4,10	3,93	3,82	3,74	3,69	3,64	3,61	3,58
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										

	90%	60,0	6,52	5,62	5,31	5,15	5,05	4,98	4,93	4,90	4,86	4,84
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	50,0	5,76	4,84	4,52	4,36	4,25	4,18	4,13	4,09	4,06	4,03

Πίνακας 11.43: LCOE συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
	35%	35	480,5	480,7	480,0	478,8	477,3	475,4	473,4	471,1	468,7	466,1	
	58%	35	476,0	472,7	468,8	464,5	460,0	455,4	450,6	445,7	440,7	435,6	
	86%	35	475,4	471,8	467,8	463,5	459,1	454,6	450,0	445,3	440,5	435,7	
	96%	35	475,6	472,3	468,6	464,7	460,7	456,5	452,3	447,9	443,6	439,1	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	20%	35,0	493,1	504,2	513,9	522,6	530,6	538,0	545,1	551,7	558,1	564,1	
	32%	35,0	485,1	489,6	493,0	495,8	498,2	500,2	502,0	503,5	504,8	505,9	
	43%	35,0	482,6	485,0	486,7	487,9	488,7	489,2	489,5	489,7	489,6	489,5	
	50%	35,0	482,8	485,8	488,0	489,7	491,1	492,3	493,3	494,0	494,7	495,2	
	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	60,0	499,2	519,3	538,9	558,1	577,0	595,6	614,0	632,2	650,2	668,0	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	50,0	488,5	497,5	505,9	513,9	521,5	529,0	536,2	543,2	550,1	556,8	

Πίνακας 11.44: LCOCHP συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 80% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
	35%	35	121,4	121,8	121,9	121,8	121,7	121,5	121,3	121,0	120,6	120,2	
	58%	35	120,4	119,8	119,1	118,3	117,4	116,5	115,6	114,6	113,6	112,6	
	86%	35	120,2	119,6	118,8	118,0	117,2	116,3	115,4	114,5	113,5	112,6	
	96%	35	120,2	119,7	119,0	118,3	117,6	116,8	116,0	115,2	114,3	113,4	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
1	20%	35,0	124,6	127,6	130,2	132,7	135,0	137,1	139,2	141,1	143,0	144,9	

0,5	32%	35,0	122,6	124,0	125,1	126,1	126,9	127,7	128,4	129,1	129,7	130,2
0,2	43%	35,0	122,0	122,8	123,5	124,1	124,6	125,0	125,3	125,6	125,9	126,1
0,1	50%	35,0	122,0	123,0	123,8	124,5	125,2	125,7	126,2	126,7	127,1	127,5
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
	90%	60,0	126,1	131,3	136,4	141,5	146,5	151,5	156,4	161,3	166,1	171,0
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
	55%	50,0	123,4	125,9	128,3	130,5	132,7	134,9	137,0	139,0	141,0	143,0

60% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.45: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{th,out}).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου											
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	161,9	130,6	119,5	113,7	110,1	107,5	105,6	104,2	103,0	102,0
	0,5	58%	35	152,4	121,9	111,4	105,9	102,5	100,2	98,5	97,1	96,1	95,2
	0,2	86%	35	150,9	120,9	110,6	105,3	102,1	99,8	98,2	97,0	96,0	95,2
	0,1	96%	35	151,3	121,4	111,2	105,9	102,7	100,5	98,9	97,7	96,7	95,9
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
1	20%	35,0	189,2	156,0	144,0	137,5	133,3	130,3	128,1	126,3	124,9	123,6	
0,5	32%	35,0	171,9	140,2	128,9	122,9	119,2	116,5	114,5	113,0	111,8	110,7	
0,2	43%	35,0	166,3	135,2	124,3	118,5	115,0	112,5	110,6	109,2	108,0	107,1	
0,1	50%	35,0	166,9	136,0	125,2	119,5	116,0	113,5	111,7	110,3	109,2	108,3	
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	60,0	201,6	171,7	161,4	156,1	152,8	150,6	149,0	147,8	146,8	146,0	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	50,0	178,9	148,4	137,9	132,4	129,0	126,7	125,0	123,6	122,6	121,7	

Πίνακας 11.46: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου											
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	5,40	4,35	3,98	3,79	3,67	3,58	3,52	3,47	3,43	3,40
	0,5	58%	35	5,08	4,06	3,71	3,53	3,42	3,34	3,28	3,24	3,20	3,17
	0,2	86%	35	5,03	4,03	3,69	3,51	3,40	3,33	3,27	3,23	3,20	3,17
	0,1	96%	35	5,04	4,05	3,71	3,53	3,42	3,35	3,30	3,26	3,22	3,20
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
1	20%	35,0	6,31	5,20	4,80	4,58	4,44	4,34	4,27	4,21	4,16	4,12	
0,5	32%	35,0	5,73	4,67	4,30	4,10	3,97	3,88	3,82	3,77	3,73	3,69	
0,2	43%	35,0	5,54	4,51	4,14	3,95	3,83	3,75	3,69	3,64	3,60	3,57	
0,1	50%	35,0	5,56	4,53	4,17	3,98	3,87	3,78	3,72	3,68	3,64	3,61	
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										

	90%	60,0	6,72	5,72	5,38	5,20	5,09	5,02	4,97	4,93	4,89	4,87
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	50,0	5,96	4,95	4,60	4,41	4,30	4,22	4,17	4,12	4,09	4,06

Πίνακας 11.47: LCOE συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%			
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh_{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)												
			1	35%	35	579,5	580,0	579,3	578,1	576,4	574,4	572,1	569,5	566,8	563,8
			0,5	58%	35	574,1	570,2	565,6	560,6	555,4	549,9	544,2	538,5	532,6	526,6
			0,2	86%	35	573,3	569,1	564,3	559,3	554,1	548,7	543,3	537,7	532,0	526,3
			0,1	96%	35	573,5	569,7	565,3	560,7	555,9	551,0	546,0	540,8	535,6	530,4
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)												
1	20%	35,0	594,9	608,6	620,4	631,2	641,1	650,3	659,1	667,3	675,2	682,7			
0,5	32%	35,0	585,1	590,7	595,1	598,7	601,7	604,3	606,6	608,6	610,3	611,8			
0,2	43%	35,0	582,0	585,1	587,3	588,9	590,0	590,8	591,4	591,7	591,8	591,7			
0,1	50%	35,0	582,3	586,0	588,8	591,1	592,9	594,4	595,7	596,8	597,7	598,4			
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)												
	90%	60,0	601,9	626,1	649,7	672,8	695,6	718,0	740,2	762,1	783,7	805,2			
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)												
1	55%	50,0	589,1	600,0	610,2	619,9	629,2	638,2	647,0	655,6	663,9	672,1			

Πίνακας 11.48: LCOCHP συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 60% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{e,out}).

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%			
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh_{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)												
			1	35%	35	123,1	123,4	123,6	123,6	123,6	123,4	123,2	122,9	122,6	122,3
			0,5	58%	35	122,0	121,4	120,7	120,0	119,2	118,3	117,4	116,4	115,4	114,4
			0,2	86%	35	121,8	121,2	120,5	119,7	118,9	118,0	117,2	116,2	115,3	114,4
			0,1	96%	35	121,8	121,3	120,7	120,0	119,3	118,5	117,7	116,9	116,1	115,2
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)												
1	20%	35,0	126,3	129,4	132,1	134,7	137,1	139,3	141,5	143,5	145,5	147,4			

0,5	32%	35,0	124,2	125,7	126,9	127,9	128,8	129,7	130,4	131,2	131,8	132,4
0,2	43%	35,0	123,6	124,5	125,3	125,9	126,4	126,9	127,3	127,6	127,9	128,2
0,1	50%	35,0	123,6	124,7	125,6	126,3	127,0	127,6	128,2	128,7	129,2	129,6
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
	90%	60,0	127,7	133,0	138,2	143,4	148,4	153,5	158,5	163,4	168,4	173,3
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
	55%	50,0	125,0	127,6	130,0	132,3	134,6	136,8	138,9	141,0	143,1	145,2

40% Φορτίο Λειτουργίας GT

Πίνακας 11.49: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{th,out}).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου											
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	174,0	136,9	124,0	117,2	113,0	110,0	107,9	106,2	104,8	103,7
	0,5	58%	35	164,2	128,1	115,6	109,2	105,2	102,5	100,5	99,0	97,7	96,7
	0,2	86%	35	162,5	126,9	114,7	108,5	104,6	102,0	100,1	98,7	97,5	96,6
	0,1	96%	35	162,9	127,4	115,3	109,1	105,3	102,7	100,8	99,4	98,2	97,3
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	35,0	201,7	162,9	148,9	141,4	136,6	133,3	130,7	128,7	127,1	125,8
	0,5	32%	35,0	184,1	146,6	133,4	126,5	122,1	119,1	116,9	115,1	113,7	112,5
	0,2	43%	35,0	178,3	141,5	128,7	122,0	117,8	114,9	112,8	111,2	109,8	108,7
	0,1	50%	35,0	178,8	142,2	129,5	122,9	118,8	116,0	113,9	112,3	111,0	109,9
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
	90%	60,0	213,2	177,7	165,5	159,2	155,4	152,8	150,9	149,5	148,3	147,4	
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	50,0	190,7	154,6	142,1	135,7	131,7	129,0	127,0	125,5	124,2	123,2	

Πίνακας 11.50: LCOH συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/kg).

		Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου											
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{th,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
	1	35%	35	5,80	4,56	4,13	3,91	3,77	3,67	3,60	3,54	3,49	3,46
	0,5	58%	35	5,47	4,27	3,85	3,64	3,51	3,42	3,35	3,30	3,26	3,22
	0,2	86%	35	5,42	4,23	3,82	3,62	3,49	3,40	3,34	3,29	3,25	3,22
	0,1	96%	35	5,43	4,25	3,84	3,64	3,51	3,42	3,36	3,31	3,27	3,24
-	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
	1	20%	35,0	6,72	5,43	4,96	4,71	4,55	4,44	4,36	4,29	4,24	4,19
	0,5	32%	35,0	6,14	4,89	4,45	4,22	4,07	3,97	3,90	3,84	3,79	3,75
	0,2	43%	35,0	5,94	4,72	4,29	4,07	3,93	3,83	3,76	3,71	3,66	3,62
	0,1	50%	35,0	5,96	4,74	4,32	4,10	3,96	3,87	3,80	3,74	3,70	3,66
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										

	90%	60,0	7,11	5,92	5,52	5,31	5,18	5,09	5,03	4,98	4,94	4,91
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
1	55%	50,0	6,36	5,15	4,74	4,52	4,39	4,30	4,23	4,18	4,14	4,11

Πίνακας 11.51: LCOE συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{e,out})

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
			733,5	734,4	734,1	732,9	731,2	729,0	726,4	723,6	720,5	717,1	
			726,5	721,9	716,4	710,4	704,1	697,4	690,6	683,6	676,4	669,2	
			725,4	720,3	714,6	708,5	702,1	695,5	688,8	682,0	675,1	668,1	
			725,7	721,0	715,7	710,1	704,3	698,3	692,1	685,8	679,5	673,0	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
			753,1	770,9	786,5	800,6	813,6	825,8	837,4	848,3	858,8	868,8	
			740,6	748,1	754,0	758,9	763,2	766,9	770,1	773,0	775,6	777,8	
			736,5	740,9	743,9	746,3	748,0	749,4	750,3	751,0	751,5	751,7	
			736,9	741,9	745,7	748,8	751,4	753,7	755,6	757,2	758,6	759,7	
	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)										
			761,2	791,8	821,5	850,6	879,3	907,5	935,4	963,0	990,3	1017,4	
	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)										
1	55%	50,0	745,3	759,2	772,3	784,6	796,5	808,1	819,3	830,2	840,9	851,4	

Πίνακας 11.52: LCOCHP συναρτήσεως του ποσοστού υποκατάστασης H₂ και του CF στο 40% φορτίο λειτουργίας GT (2030) (€/MWh_{e,out})

Ποσοστό Θερμικής Υποκατάστασης Υδρογόνου			10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Pelec,nom /Pres,nom	CF PEM (ONSHORE WIND)	Electricity Price (€/MWh _{e,in})	PEM ONSHORE WIND (Διασύνδεση)										
			1	0,5	0,2	0,1	-	1	0,5	0,2	0,1	-	1
			125,2	125,7	125,9	126,0	126,0	126,0	125,8	125,6	125,4	125,2	
			124,1	123,6	123,0	122,3	121,5	120,7	119,8	118,9	118,0	117,0	
			123,9	123,3	122,7	121,9	121,2	120,3	119,5	118,6	117,7	116,8	
			123,9	123,4	122,9	122,2	121,5	120,8	120,0	119,3	118,5	117,7	
	CF PEM (PV)	-	PEM - PV (Διασύνδεση)										
1	20%	35,0	128,5	131,7	134,7	137,3	139,9	142,3	144,5	146,7	148,9	150,9	

0,5	32%	35,0	126,4	127,9	129,2	130,4	131,4	132,3	133,2	134,0	134,8	135,5
0,2	43%	35,0	125,7	126,7	127,6	128,3	128,9	129,4	129,9	130,3	130,7	131,0
0,1	50%	35,0	125,8	126,9	127,9	128,7	129,4	130,1	130,7	131,3	131,9	132,4
-	CF PEM (GRID)	-	PEM - GRID (Διασύνδεση)									
	90%	60,0	129,8	135,2	140,5	145,7	150,9	156,0	161,1	166,1	171,2	176,2
-	CF OFFSHORE (WIND)	-	PEM – OFFSHORE WIND (Διασύνδεση)									
	55%	50,0	127,2	129,8	132,3	134,7	137,0	139,3	141,5	143,7	145,8	148,0