



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχ. και Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 157 73 Πολυτεχνειούπολη Ζωγράφου

Η ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Διπλωματική Εργασία

των

Ελένης Ε. Παλαιολούγκα

Παναγιώτη Β. Φράγκου

Επιβλέπων Καθηγητής: Παντελής Κάπρος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχ. και Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 157 73 Πολυτεχνειούπολη Ζωγράφου

Η ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

Διπλωματική Εργασία

ΤΩΝ

Ελένης Ε. Παλαιολούγκα

Παναγιώτη Β. Φράγκου

Επιβλέπων Καθηγητής: Παντελής Κάπρος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 15^η Οκτωβρίου 2009

.....
Π. Κάπρος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σ. Καβατζά

Λέκτορας Ε.Μ.Π.

.....
Γ. Κορρές

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009

.....
Ελένη Ε. Παλαιολούγκα

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

Παναγιώτης Β. Φράγκος

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

Copyright © Ελένη Ε. Παλαιολούγκα, Παναγιώτης Β. Φράγκος, 2009

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη της μετάβασης σε μια μελλοντική οικονομία του υδρογόνου, μέσω προσομοίωσης τόσο της παραγωγής υδρογόνου, όσο και του δικτύου μεταφοράς, διανομής και αποθήκευσής του. Αποτέλεσμα της προσομοίωσης είναι η προβολή στο μέλλον του κόστους όλων των τεχνολογιών για παραγωγή, αποθήκευση, μεταφορά και διανομή υδρογόνου, καθώς και η τιμή που θα πληρώνουν οι καταναλωτές που θα το χρησιμοποιούν ως καύσιμο. Επίσης, αναλύονται οι επιπτώσεις από εναλλακτικές πολιτικές για το περιβάλλον και την ενέργεια.

Το παγκόσμιο ενδιαφέρον για το υδρογόνο ως φορέα ενέργειας έχει αυξηθεί ραγδαία τα τελευταία χρόνια, ως αποτέλεσμα της μελλοντικής μείωσης των παγκόσμιων αποθεμάτων σε πετρέλαιο και φυσικό αέριο, της περιβαλλοντικής ρύπανσης που προκαλείται από τα ορυκτά καύσιμα, αλλά και των προβλημάτων που αντιμετωπίζουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (μη οικονομικές, χαμηλή αξιοπιστία).

Στο πλαίσιο της διπλωματικής έγινε εκτεταμένη έρευνα για τη συλλογή τεχνοοικονομικών στοιχείων για τις τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου, για τις τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS), για τις τεχνολογίες μεταφοράς και διανομής υδρογόνου και για τις κυψέλες καυσίμου που χρησιμοποιούνται στα οχήματα. Επίσης, συγκεντρώθηκαν στοιχεία για τις τιμές των διαφόρων τύπων καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου και για τις τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Για τη συλλογή όλων των παραπάνω δεδομένων έγινε συστηματική χρήση του project CASCADE MINTS και του TECHPOL, καθώς και δεδομένων από την IEA.

Για την μελέτη της μελλοντικής οικονομίας του υδρογόνου χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα GAMS, στο οποίο μελετήθηκε ένα μαθηματικό μοντέλο για την παραγωγή υδρογόνου και για το δίκτυο των αναγκαίων υποδομών. Για την κατασκευή του μοντέλου χρησιμοποιήθηκε αρκετά η άλγεβρα του μοντέλου PROMHΘΕΑΣ. Με αυτόν τον τρόπο έγινε προσομοίωση της αγοράς υδρογόνου για τα έτη 2000 με 2050. Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι το μοντέλο δεν οδηγούσε σε βέλτιστες λύσεις, αλλά έγινε προσπάθεια για την προσομοίωση των λειτουργιών της πραγματικής αγοράς.

Η οργάνωση των δεδομένων γίνεται με τη χρήση του Microsoft Excel και σε τυποποιημένη μορφή, ώστε να υπάρχει αλληλοσύνδεση με το μοντέλο που κατασκευάστηκε. Με τη χρήση του τελευταίου και με τα τεχνοοικονομικά δεδομένα που είχαν συγκεντρωθεί έγινε εφικτή η προσομοίωση της οικονομίας του υδρογόνου για τα έτη 2000 με 2050. Επίσης σχεδιάστηκε ένα εναλλακτικό σενάριο πολιτικής φορολόγησης ρύπων, η οποία επηρεάζει μόνο την παραγωγή υδρογόνου και όχι το δίκτυο υποδομών του, καθώς η ζήτηση του υδρογόνου καθορίζεται εξωγενώς για κάθε χρονιά και θεωρείται παράμετρος στο μοντέλο. Για την εφαρμογή της παραπάνω πολιτικής στο μοντέλο θεωρούμε μία νέα παράμετρο, το φόρο για την εκπομπή ενός τόνου CO₂ (στο μοντέλο carbontax - €/tn CO₂), η οποία μπορεί να μεταβάλλεται εξωγενώς για την εκάστοτε χώρα και την εκάστοτε χρονική στιγμή. Στο σενάριο γίνεται η υπόθεση ότι ο φόρος είναι κοινός για όλες τις χώρες της Ευρώπης από το 2010 και θεωρήσαμε ότι ο φόρος άνθρακα μεταβάλλεται στη διάρκεια της περιόδου που εξετάζουμε και έχει τις τιμές που αναφέρονται στο CASCADE MINTS.

Επίσης έγινε ανάλυση της μελλοντικής αγοράς αυτοκινήτων στην Ευρώπη, η οποία θα είναι αρκετά διαφοροποιημένη από ότι η σημερινή. Πολλοί τύποι αυτοκινήτων θα ανταγωνίζονται μεταξύ τους, αφού διάφορες εναλλακτικές και φιλικές ως προς το περιβάλλον τεχνολογίες θα γίνουν οικονομικά ανταγωνιστικές με τη συμβατική βενζινοκίνηση κερδίζοντας μερίδιο στην αγορά. Εμείς μελετήσαμε περισσότερο διεξοδικά τις τεχνολογίες εκείνες που χρησιμοποιούν το υδρογόνο ως καύσιμο.

Τα βασικά συμπεράσματα που προέκυψαν από την προσομοίωση είναι τα εξής: α) Η ανάπτυξη της οικονομίας του υδρογόνου στο μέλλον προϋποθέτει την υψηλή ζήτηση του υδρογόνου ως καύσιμο και την κατασκευή δικτύου αποθήκευσης, μεταφοράς και διανομής. Επίσης, απαιτούνται πρόσθετες πολιτικές και μέτρα για την προώθηση της χρήσης υδρογόνου, παρέχοντας επιπλέον κίνητρα για τη μετάβαση. β) Όσον αφορά την παραγωγή του υδρογόνου, υπάρχει ένα ζήτημα με την προέλευση της ενέργειας που δαπανάται γι' αυτή. Η επιβολή φόρου άνθρακα και η αύξηση των τιμών των ορυκτών καυσίμων και του φυσικού αερίου, είναι οι δύο σημαντικότεροι παράγοντες που θα καθορίσουν την παραγωγή υδρογόνου. Έτσι, στο μέλλον θα υπάρξει μια έντονη διείσδυση των «καθαρών» τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου, αυτών δηλαδή που δεν εκπέμπουν αέρια του θερμοκηπίου, (με χρήση βιομάζας, με ηλεκτρόλυση, με θερμόλυση) και των τεχνολογιών που χρησιμοποιούν μεθόδους δέσμευσης και συγκράτησης του CO₂ έναντι των ήδη ώριμων τεχνολογιών που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. γ) Η κυρίαρχη τεχνολογία για τη μεταφορά υδρογόνου θα είναι οι αγωγοί (σωληνώσεις), οι οποίοι θα έχουν και το μεγαλύτερο ποσοστό (43%) στις μελλοντικές επενδύσεις για το δίκτυο υποδομής. δ) Η τελική τιμή που θα πληρώνει ο καταναλωτής για το υδρογόνο είναι υψηλότερη όταν έχει επιβληθεί φόρος άνθρακα. Αξίζει, όμως, να σημειωθεί ότι μετά το 2040 αρχίζει μια μείωση των τιμών του υδρογόνου με φόρο άνθρακα, καθώς λαμβάνουν σημαντικό μερίδιο στην παραγωγή τεχνολογίες φιλικές προς το περιβάλλον, οι οποίες μειώνουν το συνολικό κόστος παραγωγής, αφού έχουν μηδενικές εκπομπές CO₂. ε) Παρ' ότι τα fuel cell οχήματα θα γίνουν οικονομικά ανταγωνιστικά μέχρι το 2050 και θα διεισδύσουν έντονα στην αγορά, τα συμβατικά βενζινοκίνητα οχήματα θα κυριαρχήσουν σε ποσοστό 64,1%. Αυτό οφείλεται στο ήδη υπάρχον δίκτυο εφοδιασμού με βενζίνη, στο υψηλό κόστος κεφαλαίου των νέων υποδομών εφοδιασμού, καθώς και στο μεγάλο αποθεματικό όγκο οχημάτων.

Στην παρούσα εργασία γίνεται μια προσπάθεια ανάλυσης της νέας κατάστασης που διαμορφώνεται. Συγκεκριμένα, στο 1ο κεφάλαιο, «ΕΙΣΑΓΩΓΗ», γίνεται μια σύντομη αναφορά στις ιδιότητες του υδρογόνου, στους λόγους που το κάνουν ελκυστικό ως φορέα ενέργειας και στο σκοπό της έρευνας.

Στο 2ο κεφάλαιο, «ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ» γίνεται αρχικά αναφορά σε όλες τις τεχνολογίες για την παραγωγή υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα. Παρουσιάζεται η διαδικασία παραγωγής καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας, που έχουν συλλεχθεί. Στη συνέχεια γίνεται αναλυτική παρουσίαση της τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα (CCS) και της εφαρμογής που αυτή θα έχει στην παραγωγή υδρογόνου. Παρατίθενται αναλυτικοί πίνακες με τα οικονομικά χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας και επιχειρείται μια σύγκριση μεταξύ τους.

Στο κεφάλαιο 3, «ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ GAMS» γίνεται αναφορά στο μοντέλο που κατασκευάστηκε, με παράθεση και ανάλυση των αλγεβρικών εξισώσεων που χρησιμοποιήσαμε και των παραδοχών που κάναμε. Τέλος, γίνεται εκτενής ανάλυση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από την εκτέλεση της προσομοίωσης. Αρχικά, υπολογίζεται το τελικό κόστος παραγωγής για κάθε τεχνολογία σε όλη την υπό μελέτη περίοδο, δηλαδή 2000 με 2050. Με βάση τα κόστη και τους παράγοντες ωρίμανσης των τεχνολογιών, υπολογίζεται μέσω της συνάρτησης Weibull, το μερίδιο κάθε τεχνολογίας στην τελική παραγωγή υδρογόνου για κάθε χρονιά και εξάγονται τα ανάλογα συμπεράσματα για τις διαχρονικές μεταβολές στην αγορά υδρογόνου. Τέλος, υπολογίζεται το μέσο κόστος για την παραγωγή υδρογόνου κάθε χρονιά.

Στο κεφάλαιο 4, «ΦΟΡΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO₂», εξετάζονται οι επιπτώσεις που έχει η εφαρμογή πολιτικής φορολόγησης των εκπομπών CO₂ στην εξέλιξη του τομέα της παραγωγής υδρογόνου στις χώρες της Ευρώπης. Στο μοντέλο μας υποθέτουμε κοινό φόρο άνθρακα για όλες τις χώρες της Ευρώπης. Ξαναγίνεται η προσομοίωση της παραγωγής με το μοντέλο που κατασκευάσαμε, με την εισαγωγή ενός επιπλέον παράγοντα κόστους (κόστος ρύπων). Γίνεται ανάλυση των αποτελεσμάτων, με ιδιαίτερη έμφαση στις αλλαγές στην αγορά υδρογόνου εξαιτίας του φόρου άνθρακα. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα της προσομοίωσης με και χωρίς φόρο άνθρακα, εντοπίζουμε τις σημαντικές αλλαγές στα κόστη των τεχνολογιών και στα μερίδια τους στην αγορά και γενικά στην αγορά υδρογόνου, που είναι πλέον τελείως διαφοροποιημένη.

Στο κεφάλαιο 5, «Η ΥΠΟΔΟΜΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ», γίνεται παρουσίαση των τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για αποθήκευση του υδρογόνου, υγροποίηση, καθώς και των τρόπων μεταφοράς (σωλήνες, οδική μεταφορά, μεταφορά με πλοίο) και διανομής (πρατήρια καυσίμου).

Στο κεφάλαιο 6, «ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ GAMS», αναλύεται το σενάριο αναφοράς που χρησιμοποιήθηκε για την κατασκευή του μοντέλου, για τις υποδομές που είναι απαραίτητες για τη μετάβαση στην οικονομία του υδρογόνου. Θεωρήθηκε μια τυπική περιοχή της Ευρωπαϊκής Ένωσης και υπολογίστηκαν τα τεχνικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών αποθήκευσης, μεταφοράς και διανομής που χρησιμοποιούνται στην περιοχή αυτή. Όλα τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά παρατίθενται σε πίνακες και γίνεται ανάλυση των χρησιμοποιούμενων παραμέτρων. Στη συνέχεια, παρατίθενται οι αλγεβρικές εξισώσεις που χρησιμοποιήθηκαν για την κατασκευή του μοντέλου. Τέλος, γίνεται εκτενής ανάλυση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από την εκτέλεση της προσομοίωσης. Μέσω της προσομοίωσης, υπολογίστηκαν τα κόστη όλων των τεχνολογιών που σχετίζονται με την αποθήκευση, τη μεταφορά και τη διανομή υδρογόνου και τα συνολικά κόστη για τη μεταφορά που πληρώνει ο κάθε τομέας καταναλωτών (οικιακός τομέας, βιομηχανία, μεταφορές), καθώς και οι συνολικές επενδύσεις για υποδομές υδρογόνου που προβλέπεται ότι θα γίνουν στην Ευρωπαϊκή Ένωση μέχρι το 2050. Τέλος, υπολογίστηκαν οι τελικές τιμές για κάθε τομέα καταναλωτών, συμπεριλαμβανομένου του κόστους παραγωγής και του κόστους μεταφοράς του υδρογόνου.

Στο κεφάλαιο 7, «ΜΕΛΕΤΗ ΟΧΗΜΑΤΩΝ», παρουσιάζονται οι κυψέλες καυσίμου (fuel cells) και γίνεται αναφορά στους διάφορους τύπους τους και στον τρόπο λειτουργίας τους. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται ο σημαντικότερος τομέας εφαρμογής των fuel cells που είναι τα fuel cell οχήματα και περιγράφεται ο τρόπος λειτουργίας τους, διάφορα τεχνικά στοιχεία τους και τα σημαντικότερα πλεονεκτήματά τους. Μετά την περιγραφή των fuel cell οχημάτων, παρουσιάζονται και άλλοι σύγχρονοι τύποι οχημάτων (ηλεκτρικά οχήματα, υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα, plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα, συμβατικά οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης και οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης που έχουν ως καύσιμο το υδρογόνο) και περιγράφονται τα χαρακτηριστικά της μελλοντικής αγοράς οχημάτων. Στο τέλος, παρουσιάζεται η ανάλυση κόστους των τύπων οχημάτων που μελετήθηκαν και σχολιάζεται η αλλαγή της αγοράς οχημάτων στη διάρκεια του χρόνου και την διείσδυση των οχημάτων υδρογόνου σε αυτή.

Τέλος, το κεφάλαιο 8, «ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ», αναφέρεται στα συμπεράσματα που εξήχθησαν και τις προβλέψεις/προτάσεις που έγιναν σχετικά με την παραγωγή του υδρογόνου (πώς θα διαμορφωθούν τα μερίδια των διαφόρων τεχνολογιών στην αγορά παραγωγής του υδρογόνου στη διάρκεια των ετών), με την κατανομή των επενδύσεων για την οργάνωση του δικτύου υποδομής, την τιμή του υδρογόνου για τους διάφορους τύπους καταναλωτών (οικιακός, βιομηχανικός, μεταφορές) και τη διαμόρφωση της μελλοντικής αγοράς οχημάτων.

ABSTRACT

The purpose of this paper is the study of the transition into a future economy based on hydrogen, through simulation of the production system of hydrogen, the system of transport, distribution and its storage. Result of simulation is showing the future of cost of all technologies for production, storage, transport and distribution of hydrogen, as well as the price that will pay the consumers who use it as a fuel. Also, the repercussions from alternative policies for the environment and for the energy are analyzed.

The world interest for hydrogen as energy carrier has been increased rapidly in the past few year, as a result of the future reduction of world reserves in oil and natural gas, the environmental pollution that is caused by mining fuels, but also as a result of the problems that face the renewable sources of energy (not economic, low reliability).

As part of this paper, extensive research was done on the collection of technical and economic data of the technologies used in the production of hydrogen, the technologies that capture and storage coal (CCS), the technologies of transport and distribution of hydrogen and the fuel cells that are used in vehicles. Also, data have been collected on the prices of various types of fuels that are used in the production of hydrogen and on the sale prices of electricity in Europe. For the collection of all these data we used the project CASCADE MINTS and TECHPOL, as well as data from the IEA.

For the study of the future economy of hydrogen the GAMS program was used. By using the latest, a mathematical model for the production of hydrogen and for the system of necessary infrastructure was studied. The algebra of model PROMETHEUS was used in order to design the model. So, the hydrogen market for the years 2000 to 2050 was simulated. In this point, it should be mentioned that the model did not lead to the most optimal solutions, but it simulates the real market.

The organization of the data is done with the use of Microsoft Excel and in a standardized format, so that there is interconnection to the GAMS model. By using the latest and the technical and economic data, that had been collected, the simulation of hydrogen economy became feasible for years 2000 to 2050. Also an alternative policy scenario, with the taxation of pollutants was designed, which influences only the production of hydrogen and not the infrastructure network, while the demand of hydrogen for each year is determined exogenously and is considered a parameter in our model. For the purposes of this policy in our model, a new parameter was considered, the tax on the emission of one ton of CO₂ (the model carbon tax - € / ton CO₂), which can vary exogenously for the country and each time. In the case scenario an assumption is made, that the tax is common to all the European countries by 2010 and we considered that the tax is changing during the period we examine and it is the tax that is reported in CASCADE MINTS.

Also, analysis of the car future market in Europe is done, which will be different enough from the current one. Many types of cars will compete with each other, because various alternatives and friendly for the environment technologies will become economically competitive with the conventional ICE vehicles, gaining a great share in the market. The technologies that use hydrogen as fuel at detail were studied.

The key findings from the simulation are as follows: a) the development of the hydrogen economy in the future presupposes the high demand of hydrogen as fuel and the manufacture of storage, transport and distribution system. Also, additional policies are required for the promotion of hydrogen, providing more motives for this transition. b) As far as the production of hydrogen is concerned, a question about the origin of the energy that is used for it is raised. The imposition of carbon tax and the increase of mining fuels price and natural gas price are the more important factors that will determine the production of hydrogen. So, in the future an intense penetration of “clean” hydrogen production

technologies will exist (with use of biomass, electrolysis, thermolysis) and of technologies that use methods of capture and storage of CO₂, against the already mature technologies that use mining fuels. C) The most important technology of the hydrogen delivery system will be the pipelines, which will have a great share (43%) in the future investments for the system of infrastructure. d) the final price that the consumer will pay for hydrogen is higher when carbon tax is imposed. It is worth mentioned, however, that by 2040 a reduction of hydrogen prices with carbon tax is taking place, because production technologies friendly to the environment gain a great share, as they decrease the total cost of production, by emitting no CO₂. e) Although the fuel cell vehicles will become economically competitive up to 2050 and they will penetrate intensely in the market, the conventional ICE vehicles will gain the great share of 64,1% in the car market. This happens due to the already existing petrol supply system, the high capital cost of new supply infrastructures, as well as due to the great stock of vehicles.

In the present work there is an attempt to analyze the new situation arising. Specifically, in the 1st chapter, «INTRODUCTION», a brief reference is made to the physical properties of hydrogen, to the reasons why hydrogen is a promising energy carrier and to the purpose of this paper.

In the 2nd chapter, “PRODUCTION of HYDROGEN”, a brief reference is made to the production technologies of hydrogen in big scale. It is presented the process of production as well as the technical characteristics of each technology that have been collected. Moreover, an analytic presentation of the CO₂ capture and storage technology (CCS) is made and its application in the production of hydrogen. Analytic tables including the economic characteristics of each technology are presented and is attempted a comparison between each technology.

In the 3rd chapter, “SIMULATION OF HYDROGEN PRODUCTION USING THE GAMS PROGRAM”, a reference is made to the model that was designed, by presenting and analyzing the algebraic equations that we used and the assumptions that were made. Finally, an extensive analysis of the simulation results is made. Initially, the final production cost of each technology is calculated during the period 2000 to 2050. By using the costs and the maturation factors of technologies, the share of each technology in the final production of hydrogen for each year is calculated, through a Weibull function and the conclusions on the diachronic changes in the market of hydrogen are stated. Finally, the average production cost of hydrogen for each year is calculated.

In the 4th chapter, “TAX IMPOSITION ON CO₂ EMISSIONS”, the effects of implementing taxation policy in CO₂ emissions in the development of the hydrogen production in the Europe are examined. In our model the carbon tax is common to all countries of Europe. The simulation of production is taking place again, by using the model that we designed and adding a factor of cost (cost of pollutants). The results are analyzed, while paying great attention to the changes in the hydrogen production market due to the carbon tax. Comparing the results of simulation with and without carbon tax, we point out the important changes in the costs of technologies and in their shares in the market and the changes in the hydrogen market generally.

In chapter 5, “THE HYDROGEN INFRASTRUCTURE”, the technologies that are used for hydrogen storage and liquefaction are presented, as well as the hydrogen transport technologies (pipelines, road transport and transport by ship) and the delivery hydrogen technologies (service stations).

In chapter 6, “SIMULATION OF HYDROGEN INFRASTRUCTURE USING THE GAMS PROGRAM”, the baseline scenario for the essential infrastructure, that is used to design the model, is analyzed. A typical region of European Union is considered and the technical characteristics of technologies of storage, transport and distribution that are used in this region are calculated. All the technical and economic elements are presented in tables and the parameters that used are analyzed. Afterwards, the algebraic equations that were used for the design of the model are presented. Finally, an extensive analysis of simulation results is made. Through the simulation, the costs of storage, transport and delivery of hydrogen were calculated, as well as the total infrastructure cost that each consumer sector (domestic sector,

industry, transports) pays. Also, the anticipated total investment costs for the hydrogen infrastructure in the European Union up to 2050 are calculated. Finally, the final prices, that include the production and the infrastructure cost of hydrogen for each consumer sector, are presented.

In chapter 7, “STUDY of VEHICLES”, the fuel cells are presented and a reference to their various types and to their way of operation is made. Afterwards, we extended our research in the more important application of the fuel cells that is the fuel cell for vehicles, and described their way of operation, their various technical elements and their more important advantages. After the description of fuel cell vehicles, we also presented other modern types of vehicles (electric vehicles, hybrid electric vehicles, plug-in hybrid electric vehicles, conventional vehicles with internal combustion engines and vehicles with internal combustion engines that use hydrogen as fuel) and described the characteristics of the future car market. In the end, the cost analysis of the types of vehicles that we study was presented and the change of the vehicle market during the time and the hydrogen vehicles penetration in the future car market are commented.

Finally, chapter 8, “CONCLUSIONS”, is about the conclusions that we reached and the forecasts/proposals made on the production of hydrogen (how the shares of various technologies will be shaped in the hydrogen production market during the years), on how investments for the system of infrastructure will be shared, on the price of hydrogen for the various types of consumers (domestic, industrial, transports) and on the formation of the future vehicle market.

Ευχαριστίες

Με την παράδοση της παρούσης διπλωματικής θα θέλαμε να ευχαριστήσουμε τον κ. Παντελή Κάπρο για το χρόνο που αφιέρωσε, τις συμβουλές του και τις υποδείξεις του για τη σύνταξη και ολοκλήρωση της διπλωματικής εργασίας, καθώς και για τις πολύτιμες γνώσεις που αποκομίσαμε κατά τη διάρκεια της παρουσίας μας στο Εργαστήριο Υποδειγμάτων Οικονομίας Ενέργειας – Περιβάλλοντος του ΕΜΠ. Επίσης ευχαριστούμε θερμά τον διδάκτορα Β. Πάνο για την πολύτιμη βοήθεια του.

Πίνακας Περιεχομένων

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1. Ο στόχος της μελέτης	1
1.2. Η χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο	2
1.2.1. Εισαγωγικά	2
1.2.2. Τι είναι το υδρογόνο (H_2);	2
1.2.3. Το υδρογόνο ως φορέας ενέργειας	4
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ	7
2.1. Εισαγωγικά	7
2.2. Τρόποι παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο	8
2.2.1. Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου (Gas Steam Reforming – GSR)	8
2.2.2. Διαδικασία μετασχηματισμού φυσικού αερίου με ηλιακή θερμότητα (Solar Methane Reforming – SMR)	9
2.2.3. Μερική οξείδωση πετρελαίου (Heavy Oil Partial Oxidation – OPO)	10
2.2.4. Αεριοποίηση άνθρακα (Coal Gasification – CGF)	11
2.2.5. Αεριοποίηση βιομάζας μικρής και μεγάλης κλίμακας (Biomass Gasification Large – BGFL, Biomass Gasification Small – BGFS)	13
2.2.6. Πυρόλυση βιομάζας (Biomass Pyrolysis – BPY)	14
2.2.7. Ηλεκτρόλυση νερού (Water Electrolysis – WEG)	16
2.2.8. Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με χρήση ηλιακής ενέργειας (Solar High Temperature – SHT)	17
2.2.9. Ηλεκτρόλυση νερού με χρήση αιολικής ενέργειας (Water Electrolysis with Wind – WEW)	19
2.2.10. Ηλεκτρόλυση νερού με χρήση πυρηνικής ενέργειας (Water Electrolysis with Nuclear – WEN)	21
2.2.11. Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με χρήση πυρηνικής ενέργειας (Nuclear High Temperature – NHT)	23
2.3. Η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του CO_2 (CCS) στην παραγωγή υδρογόνου	25
2.3.1. Εισαγωγικά	25
2.3.2. Περιγραφή της διαδικασίας για τη δέσμευση και την αποθήκευση του CO_2 (CCS)	27
2.3.3. Χρήση των τεχνολογιών CCS στην παραγωγή υδρογόνου	29

2.4. Τρόποι παραγωγής υδρογόνου με χρήση CCS που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.....	30
2.4.1. Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου με χρήση CCS (GSS).....	30
2.4.2. Μερική οξείδωση πετρελαίου με χρήση CCS (OPS)	31
2.4.3. Αεριοποίηση λιγνίτη με χρήση CCS (CGS)	32
2.4.4. Αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με χρήση CCS (BGFLS) ..	33
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ GAMS.....	35
3.1. Περιγραφή του μοντέλου	35
3.2. Ανάλυση αποτελεσμάτων	41
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΦΟΡΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO₂	49
4.1. Εισαγωγικά.....	49
4.2. Εφαρμογή του φόρου άνθρακα στο μοντέλο	50
4.3. Ανάλυση αποτελεσμάτων	52
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Η ΥΠΟΔΟΜΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ	63
5.1. Αποθήκευση του υδρογόνου	63
5.1.1. Υγροποίηση (Liquefaction)	63
5.1.2. Αποθήκευση υδρογόνου επί του οχήματος.....	64
5.1.3. Ογκώδης αποθήκευση υδρογόνου	67
5.2. Μεταφορά του υδρογόνου.....	72
5.2.1. Οδική μεταφορά.....	73
5.2.2. Μεταφορά με πλοίο	74
5.2.3. Μεταφορά με αγωγούς.....	75
5.3. Διανομή του υδρογόνου	77
5.3.1. Πρατήρια καυσίμου αερίου υδρογόνου	78
5.3.2. Πρατήρια καυσίμου υγρού υδρογόνου	78
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ GAMS.....	81
6.1. Σενάριο αναφοράς για τη μεταφορά και τη διανομή του υδρογόνου	81
6.1.1. Εισαγωγικά	81
6.1.2. Περιγραφή του σεναρίου αναφοράς για τη μεταφορά και τη διανομή του υδρογόνου.....	81
6.1.3. Περιγραφή των στοιχείων υποδομής	83
Υψηλής πίεσης γραμμή.....	84
Δίκτυο διανομής χαμηλής πίεσης	86
6.2. Περιγραφή του μοντέλου	90
6.3. Ανάλυση αποτελεσμάτων	95
6.4. Συμπεράσματα.....	105

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΜΕΛΕΤΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΟΧΗΜΑΤΩΝ	107
7.1. Οι κυψέλες καυσίμου	107
7.1.1. Η λειτουργία των κυψέλων καυσίμου	107
7.1.2. Τα είδη κυψελών καυσίμου	108
7.2. Fuel cell οχήματα	115
7.2.1. Εισαγωγικά	115
7.2.2. Πλεονεκτήματα fuel cell οχημάτων	116
7.2.3. Ο εφοδιασμός των fuel cells με υδρογόνο	117
7.2.4. Πώς λειτουργούν τα fuel cell οχήματα	118
7.2.5. Fuel cell systems	120
7.3. Σύγχρονοι τύποι οχημάτων	121
7.3.1. Ηλεκτρικά οχήματα	121
7.3.2. Υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα	122
7.3.3. Plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα	124
7.3.4. Οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης	126
7.3.5. Οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης που έχουν ως καύσιμο το υδρογόνο	127
7.4. Οικονομική ανάλυση μελλοντικής αγοράς οχημάτων	129
7.4.1. Ανάλυση των τύπων αυτοκινήτων που χρησιμοποιούν υδρογόνο	129
7.4.2. Σενάριο αναφοράς (Primes-H ₂)	132
7.4.3. Κόστος των διαφόρων τύπων αυτοκινήτων	134
7.4.4. Σχολιασμός για την αλλαγή της αγοράς αυτοκινήτων στο διάστημα 2000 με 2050	141
7.4.5. Άλλες σημαντικές παράμετροι για την εισαγωγή στην αγορά οχημάτων υδρογόνου	143
7.4.6. Συμπεράσματα	145
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	147
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ-ΑΝΑΦΟΡΕΣ	151

Περιεχόμενα Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 2.1: Η ανάπτυξη της παγκόσμιας παραγωγής υδρογόνου(Cascade Mints).	7
Διάγραμμα 3.1: Η ζήτηση του υδρογόνου στην Ευρώπη στη διάρκεια του χρόνου.	36
Διάγραμμα 3.2: Το τελικό μέσο κόστος (σε €/toe) των τεχνολογιών παραγωγής στη διάρκεια του χρόνου.	42
Διάγραμμα 3.3: Οι τιμές των καυσίμων(σε €/toe) στη διάρκεια του χρόνου.	43

Διάγραμμα 3.4: Μεριδίο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου.	44
Διάγραμμα 3.5: Το μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe) στη διάρκεια του χρόνου.	47
Διάγραμμα 4.1:Οι τιμές του φόρου άνθρακα στη διάρκεια του χρόνου στην Ευρώπη.	51
Διάγραμμα 4.2:Εκπομπές CO ₂ ανά τεχνολογία (σε tCO ₂ /toe).	52
Διάγραμμα 4.3: Το τελικό μέσο κόστος(σε €/toe) των τεχνολογιών παραγωγής στη διάρκεια του χρόνου με φόρο άνθρακα.	54
Διάγραμμα 4.4:Σύγκριση του κόστους της τεχνολογίας ανασχηματισμού ατμού του φυσικού αερίου χωρίς (GSR) και με (GSS) δέσμευση και αποθήκευση του CO ₂	55
Διάγραμμα 4.5: Σύγκριση του κόστους της τεχνολογίας αεριοποίησης λιγνίτη χωρίς (CGF) και με (CGS) δέσμευση και αποθήκευση του CO ₂	55
Διάγραμμα 4.6: Μεριδίο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου με φόρο άνθρακα.	57
Διάγραμμα 4.7: Η παραγωγή υδρογόνου (ktoe) από τις τεχνολογίες με το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά με φόρο άνθρακα στη διάρκεια του χρόνου.	59
Διάγραμμα 4.8:Το μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe) με φόρο άνθρακα στη διάρκεια του χρόνου.	60
Διάγραμμα 4.9:Σύγκριση του μέσου κόστους παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe) με και χωρίς φόρο άνθρακα.	61
Διάγραμμα 5.1: Δαπάνες των δεξαμενών συμπιεσμένου υδρογόνου (Simbeck και Chang 2002).	71
Διάγραμμα 5.2: Δαπάνες επένδυσης για τις δεξαμενές αποθήκευσης αερίου υδρογόνου από διαφορετικές πηγές.	71
Διάγραμμα 6.1: Απεικόνιση της διαχρονικής μεταβολής του παράγοντα ρ_{lripes}	93
Διάγραμμα 6.2: Δαπάνες επενδύσεων των αγωγών.	96
Διάγραμμα 6.3: Η διαχρονική πορεία του κόστους των αγωγών εκτός του αγωγού χαμηλής πίεσης (σε €/toe).	97
Διάγραμμα 6.4: Η διαχρονική πορεία του κόστους του αγωγού χαμηλής πίεσης ρ_{lripu} (σε €/toe).	97
Διάγραμμα 6.5: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους οδικής μεταφοράς αερίου (trg) και υγρού (trl) υδρογόνου(σε €/toe).	98
Διάγραμμα 6.6: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους πρατηρίων καυσίμου αερίου (ssgg) και υγρού (ssll) υδρογόνου(σε €/toe).	99
Διάγραμμα 6.7: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους υδροποίησης υδρογόνου(σε €/toe).	100
Διάγραμμα 6.8: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους μεγάλης κλίμακας αποθήκευσης υδρογόνου(σε €/toe).	100
Διάγραμμα 6.9: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους μεταφοράς και διανομής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή(σε €/toe).	102
Διάγραμμα 6.10:Η διαχρονική πορεία της τελικής τιμής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή (σε €/toe).	103
Διάγραμμα 6.11:Η διαχρονική πορεία της τελικής τιμής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή όταν έχει επιβληθεί στην παραγωγή φόρος άνθρακα (σε €/toe).	104
Διάγραμμα 6.12: Οι συνολικές επενδύσεις το 2050 ανά τύπο της υποδομής (σε δισεκατομμύρια € ₂₀₀₅ και τα αντίστοιχα ποσοστά επί των συνολικών υποδομών). ..	106
Διάγραμμα 7.1: Η κατανάλωση καυσίμου σε tep/100km για τους διάφορους τύπους αυτοκινήτων που εξετάζονται.	130

Διάγραμμα 7.2: Εγκατεστημένη ισχύς σε κιλοβάτ των οχημάτων που χρησιμοποιούν κυψέλες καυσίμου.....	131
Διάγραμμα 7.3: Η αθροιστική χωρητικότητα σε κιλοβάτ των οχημάτων που χρησιμοποιούν κυψέλες καυσίμου.....	132
Διάγραμμα 7.4: Αξία άνθρακα σε € ₂₀₀₅ /tn CO ₂ στο σενάριο αναφοράς για την ΕΕ-27.....	133
Διάγραμμα 7.5: Ιδιοκτησία αυτοκινήτων ανά 1000 κατοίκους (αριστερή εικόνα) και ποσοστό ετήσιας αύξησης του αποθέματος αυτοκινήτων (δεξιά εικόνα).	134
Διάγραμμα 7.6: Μείωση του κόστους των κυψελών καυσίμου υδρογόνου στη διάρκεια του χρόνου.	138
Διάγραμμα 7.7: Εξέλιξη κόστους των οχημάτων στη διάρκεια του χρόνου.	142
Διάγραμμα 7.8: Το μερίδιο % των διαφόρων τύπων οχημάτων στο στόλο οχημάτων (αριστερή εικόνα) και στο απόθεμα επιβατικών αυτοκινήτων (δεξιά εικόνα) στην ΕΕ-27.....	143

Περιεχόμενα Πινάκων

Πίνακας 1.1: Οι ιδιότητες του υδρογόνου (όλες οι ιδιότητες δίνονται σε συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας 1 atm και 0°C).	3
Πίνακας 1.2: Ιδιότητες καύσης υδρογόνου σε συνθήκες 0 °C και 1 atm.	3
Πίνακας 2.1: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ανασχηματισμού του ατμού φυσικού αερίου (GSR).	9
Πίνακας 2.2: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας μετασχηματισμού φυσικού αερίου με ηλιακή θερμότητα (SMR).	10
Πίνακας 2.3: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας μερικής οξείδωσης του πετρελαίου (OPO).	11
Πίνακας 2.4: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας αεριοποίησης λιγνίτη (CGF).	13
Πίνακας 2.5: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των τεχνολογιών αεριοποίησης βιομάζας μικρής (BGFS) και μεγάλης (BGFL) κλίμακας αντίστοιχα.....	14
Πίνακας 2.6: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας πυρόλυσης βιομάζας (BPY).	15
Πίνακας 2.7: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού (WEG).	17
Πίνακας 2.8: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας θερμικής διάσπασης υψηλής θερμοκρασίας με χρήση ηλιακής ενέργειας (SHT).	19
Πίνακας 2.9: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού με χρήση αιολικής ενέργειας (WEW).	21
Πίνακας 2.10: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού με χρήση πυρηνικής ενέργειας (WEN).	23
Πίνακας 2.11: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας θερμικής διάσπασης υψηλής θερμοκρασίας με χρήση πυρηνικής ενέργειας (NHT).	25
Πίνακας 2.12: Οι δαπάνες επένδυσης, το σταθερό κόστος και το μεταβλητό κόστος της τεχνολογίας CCS στη διάρκεια του χρόνου.	30
Πίνακας 2.13: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ανασχηματισμού φυσικού αερίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO ₂ (GSS).	31
Πίνακας 2.14: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας μερικής οξείδωσης πετρελαίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO ₂ (OPS).	32

Πίνακας 2.15: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας αεριοποίησης άνθρακα με δέσμευση και αποθήκευση CO ₂ (CGS).	33
Πίνακας 2.16: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας αεριοποίησης βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με δέσμευση και αποθήκευση CO ₂ (BGFLS).	34
Πίνακας 3.1: Οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.	35
Πίνακας 3.2: Η ετήσια πρόσδοος του κεφαλαιουχικού κόστους για κάθε τεχνολογία.	37
Πίνακας 3.3: Το τελικό μέσο κόστος (σε €/toe) των τεχνολογιών παραγωγής.	42
Πίνακας 3.4: Μερίδιο (%) στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών.	44
Πίνακας 3.5: Μερίδιο (%) στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των λιγότερο βασικών τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου.	45
Πίνακας 3.6: Παραγωγή υδρογόνου (σε ktoe) από τις τεχνολογίες με το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά.	46
Πίνακας 3.7: Μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου (σε €/toe).	47
Πίνακας 4.1: Οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.	52
Πίνακας 4.2: Τελικό μέσο κόστος (σε €/toe) των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου με φόρο άνθρακα.	53
Πίνακας 4.3: Μερίδιο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών με φόρο άνθρακα.	56
Πίνακας 4.4: Μερίδιο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των λιγότερο βασικών τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου με φόρο άνθρακα.	57
Πίνακας 4.5: Παραγωγή υδρογόνου (σε ktoe) από τις τεχνολογίες με το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά με φόρο άνθρακα.	58
Πίνακας 4.6: Μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου (σε €/toe) με φόρο άνθρακα.	59
Πίνακας 5.1: Δεδομένα για την αποθήκευση υδρογόνου επί του οχήματος.	64
Πίνακας 5.2: Κόστος δεξαμενών συμπιεσμένου υδρογόνου για επί του οχήματος αποθήκευση (πηγή Grahl 2000).	66
Πίνακας 5.3: Χαρακτηριστικά 134 υπόγειων εγκαταστάσεων αποθήκευσης αερίου υδρογόνου (UGS) στην Ευρώπη (πηγή Chachine και Guerrini 2000).	72
Πίνακας 5.4: Δαπάνες επένδυσης για UGS εγκαταστάσεις σε χωρητικότητα 100x106 m ³ στην Ευρώπη (πηγή Chachine και Guerrini 2000).	72
Πίνακας 5.5: Τεχνικά στοιχεία της μεταφοράς υδρογόνου με πλοίο.	75
Πίνακας 5.6: Σωληνώσεις υδρογόνου στην Ευρώπη.	76
Πίνακας 6.1: Δημογραφικές πληροφορίες για την περιοχή.	83
Πίνακας 6.2: Χαρακτηριστικά της εγκατάστασης παραγωγής υδρογόνου.	83
Πίνακας 6.3: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων υψηλής πίεσης.	84
Πίνακας 6.4: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων μεσαίας πίεσης.	85
Πίνακας 6.5: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων πρατηρίων καυσίμου.	85
Πίνακας 6.6: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων χαμηλής πίεσης.	86
Πίνακας 6.7: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων βιομηχανίας.	86
Πίνακας 6.8: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων Turnpike.	87
Πίνακας 6.9: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία πρατηρίων καυσίμου.	88
Πίνακας 6.10: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία οδικής μεταφοράς υγρού υδρογόνου.	88
Πίνακας 6.11: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία οδικής μεταφοράς αερίου υδρογόνου.	89
Πίνακας 6.12: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία υδροποίησης.	89

Πίνακας 6.13: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας υγρού υδρογόνου.	90
Πίνακας 6.14: Η ετήσια πρόσοδος του κεφαλαιουχικού κόστους για κάθε τεχνολογία.	92
Πίνακας 6.15: Συνοπτικός πίνακας της διαχρονικής μεταβολής του παράγοντα $\rho pipes$	93
Πίνακας 6.16: Δαπάνες επενδύσεων των αγωγών.	95
Πίνακας 6.17: Συνολικό μέσο κόστος αγωγών(σε €/toe).	96
Πίνακας 6.18: Συνολικό μέσο κόστος οδικής μεταφοράς αέριου (trg) και υγρού (trl) υδρογόνου (σε €/toe).	98
Πίνακας 6.19: Συνολικό μέσο κόστος πρατηρίων καυσίμου αέριου (ssgg) και υγρού (ssll) υδρογόνου(σε €/toe).	99
Πίνακας 6.20: Συνολικό μέσο κόστος υδροποίησης (liq) και αποθήκευσης σε μεγάλη κλίμακα (ls) υδρογόνου(σε €/toe).	100
Πίνακας 6.21: Το μέσο κόστος μεταφοράς και διανομής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή (σε €/toe).	101
Πίνακας 6.22: Η τελική τιμή υδρογόνου για κάθε καταναλωτή(σε €/toe).	103
Πίνακας 6.23: Η τελική τιμή υδρογόνου για κάθε καταναλωτή όταν έχει επιβληθεί στην παραγωγή φόρος άνθρακα(σε €/toe).	104
Πίνακας 6.24: Συνολικό αθροιστικό κόστος επενδύσεων για σωληνώσεις υδρογόνου στην Ευρώπη(σε €).	105
Πίνακας 6.25: Συνολικό αθροιστικό κόστος επενδύσεων για τα πρατήρια καυσίμου (ssgg, ssll), για την υδροποίηση(liq), για την αποθήκευση σε μεγάλη κλίμακα(lsls) και για τις οδικές μεταφορές αέριου και υγρού υδρογόνου(trg,trl) στην Ευρώπη το 2050(σε €).	105
Πίνακας 7.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος PEMFC.	110
Πίνακας 7.2: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος PAFC.	110
Πίνακας 7.3: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος DMFC.	111
Πίνακας 7.4: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος SOFC.	114
Πίνακας 7.5: Τεχνικά στοιχεία για τις μηχανές εσωτερικής καύσης με υδρογόνο. ..	128
Πίνακας 7.6: Η αύξηση του πληθυσμού και το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης του ΑΕΠ ανά κάτοικο στην ΕΕ-15, στα νέα κράτη μέλη που προσχώρησαν στην ΕΕ το Μάιο του 2004 (NMS-12) και στην ΕΕ-27.	132
Πίνακας 7.7: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών οχημάτων με μηχανές εσωτερικής καύσης.	135
Πίνακας 7.8: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των υβριδικών οχημάτων.	136
Πίνακας 7.9: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών οχημάτων.	137
Πίνακας 7.10: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των plug-in υβριδικών οχημάτων.	138
Πίνακας 7.11: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των οχημάτων με κυψέλες καυσίμου(υδρογόνο).	139
Πίνακας 7.12: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των οχημάτων με κυψέλες καυσίμου(βενζίνη).	140
Πίνακας 7.13: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των οχημάτων με μηχανές εσωτερικής καύσης υδρογόνου.	141

Περιεχόμενα Εικόνων

Εικόνα 1.1: Ο Περιοδικός Πίνακας.	3
Εικόνα 2.1: Διάγραμμα ενεργειακών ροών για την παραγωγή υδρογόνου	8
Εικόνα 2.2: Επιλογές ενεργειακής μετατροπής βασισμένες στη αεριοποίηση.....	12
Εικόνα 2.3: Διάγραμμα της διαδικασίας πυρόλυσης βιομάζας (BPY).....	15
Εικόνα 2.4: Αρχή λειτουργίας της ηλεκτρολυτικής παραγωγής υδρογόνου.	17
Εικόνα 2.5: Ηλιακοί συλλέκτες.	18
Εικόνα 2.6: Διαγραμματική απεικόνιση του project Wind2H ₂ (Colorado).	20
Εικόνα 2.7: Απεικόνιση μια μονάδας ηλεκτρόλυσης με πυρηνική ενέργεια.	22
Εικόνα 2.8: Διάγραμμα κύκλων βασισμένων στο θείο.....	24
Εικόνα 2.9: Διάγραμμα κύκλου βρωμίου-ασβεστίου.	24
Εικόνα 2.10: Οι εκπομπές CO ₂ στην Ευρώπη.	1
Εικόνα 2.11: Η διαδικασία της δέσμευσης και αποθήκευσης του CO ₂	27
Εικόνα 2.12: Η αρχή των post-combustion capture (1), pre-combustion capture (2) και oxyfuel combustion (3). Τα άσπρα μέρη δείχνουν τη διαμόρφωση χωρίς δέσμευση, τα μέρη με ανοικτό γκρι δείχνουν τις τροποποιήσεις στη διαμόρφωση χωρίς δέσμευση, τα μέρη με σκοτεινό γκρι δείχνουν τα νέα συστατικά.	27
Εικόνα 2.13: Η αρχή της προ-καύσεως.	1
Εικόνα 2.14: Διάγραμμα της διαδικασίας ανασχηματισμού φυσικού αερίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO ₂ (GSS).	30
Εικόνα 2.15: Διάγραμμα της διαδικασίας μερικής οξείδωσης πετρελαίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO ₂ (OPS).....	31
Εικόνα 2.16: Διάγραμμα της διαδικασίας αεριοποίησης άνθρακα με δέσμευση και αποθήκευση CO ₂ (CGS).	32
Εικόνα 2.17: Διάγραμμα της διαδικασίας αεριοποίησης βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με δέσμευση και αποθήκευση CO ₂ (BGFLS).....	33
Εικόνα 4.1: Ο φόρος στον άνθρακα θα μειώσει τα αέρια του θερμοκηπίου.	49
Εικόνα 5.1: Μοντέλο δεξαμενής καυσίμου υγρού υδρογόνου (Linde AG).	65
Εικόνα 5.2: Μόνωσης μιας κρυογόνου δεξαμενής για το υγρό υδρογόνο (Hottinen 2001).	68
Εικόνα 5.3: Αποθήκευση υγρού υδρογόνου (Linde AG, Γερμανία).	68
Εικόνα 5.4: Δεξαμενές πίεσης που εφαρμόζονται για τη βιομηχανική αποθήκευση υδρογόνου στα 50–70bar (αριστερά, (Belloni 2003)) και γκαζόμετρο που χρησιμοποιούταν στο παρελθόν για την αποθήκευση αερίου υδρογόνου (δεξιά).....	70
Εικόνα 5.5: Όχημα που φορτώνεται με δεξαμενή υγρού υδρογόνου.	73
Εικόνα 5.6: Αριστερά: Αρχή λειτουργίας των βυτιοφόρων υδρογόνου. Δεξιά: Μεταφορά LNG που αποτελεί παράδειγμα για τη μεταφορά υδρογόνου με πλοίο. ...	74
Εικόνα 5.7: Τρόποι εφοδιασμού πρατηρίων καυσίμου υδρογόνου.	77
Εικόνα 5.8: Παράδειγμα διαμόρφωσης ενός σύγχρονου πρατηρίου αέριο-σε-αέριο..	78
Εικόνα 5.9: Ρομπότ δεξαμενών σε υγρό πρατήριο καυσίμου υδρογόνου στον αερολιμένα του Μονάχου (αριστερή εικόνα) και ένα ειδικό κρυογόνο στόμιο για υγρό υδρογόνο (δεξιά εικόνα).	79
Εικόνα 6.1: Υπόθεση αναφοράς της αποθήκευσης και διανομής υδρογόνου σε μια μέση περιοχή της Ευρωπαϊκής Ένωσης.....	82

Εικόνα 6.2: Σκίτσο του σχεδιαγράμματος του αστικού συστήματος σωληνώσεων υδρογόνου.	84
Εικόνα 6.3: Διαγραμματική αναπαράσταση του μοντέλου μεταφοράς και διανομής του υδρογόνου.	91
Εικόνα 7.1: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου.	107
Εικόνα 7.2: Τύποι κυψέλων καυσίμου.	108
Εικόνα 7.3: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου PEM.	109
Εικόνα 7.4: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου AFC.	112
Εικόνα 7.5: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου MCFC.	113
Εικόνα 7.6: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου SOFC.	114
Εικόνα 7.7: Γενική αρχή λειτουργίας και θερμοκρασίες λειτουργίας των διαφορετικών τύπων κυψελών καυσίμου.	115
Εικόνα 7.8: Τμήματα fuel cell οχημάτων.	116
Εικόνα 7.9: Απεικόνιση του άμεσου εφοδιασμού.	117
Εικόνα 7.10: Απεικόνιση του έμμεσου εφοδιασμού.	117
Εικόνα 7.11: Απεικόνιση της λειτουργίας των κυψελών καυσίμου που χρησιμοποιούνται στα οχήματα.	118
Εικόνα 7.12: Απεικόνιση μιας PEM κυψέλης καυσίμου.	119
Εικόνα 7.13: Απεικόνιση ενός fuel cell stack.	120
Εικόνα 7.14: Τα βασικά μέρη ενός fuel cell συστήματος.	121
Εικόνα 7.15: Βύσμα σε ένα ηλεκτρικό όχημα για τη σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο.	122
Εικόνα 7.16: Απεικόνιση των λειτουργικών τμημάτων ενός υβριδικού ηλεκτρικού οχήματος.	123
Εικόνα 7.17: Απεικόνιση ενός plug-in υβριδικού ηλεκτρικού οχήματος.	125
Εικόνα 7.18: Απεικόνιση μιας μηχανής εσωτερικής καύσεως.	126
Εικόνα 7.19: Αρχή λειτουργίας της μηχανής εσωτερικής καύσης με υδρογόνο.	128
Εικόνα 7.20: Διάγραμμα της χρήσης του υδρογόνου στον τομέα των οδικών μεταφορών.	131

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1.Ο στόχος της μελέτης

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι αφενός η βιβλιογραφική επισκόπηση των τεχνολογιών που αναμένεται να χρησιμοποιούνται σε μια μελλοντική οικονομία του υδρογόνου, αφετέρου η τεχνικό-οικονομική προσομοίωση της μελλοντικής παραγωγής υδρογόνου, καθώς και της ανάπτυξης δικτύου υποδομών για την μεταφορά και διανομή του υδρογόνου. Αποτέλεσμα της προσομοίωσης είναι η προβολή στο μέλλον του κόστους όλων των σήμερα γνωστών τεχνολογιών για παραγωγή, αποθήκευση, μεταφορά και διανομή υδρογόνου, καθώς και των τιμών που θα πληρώνουν οι καταναλωτές που θα το χρησιμοποιούν ως καύσιμο. Επίσης, αναλύονται μέσω της προσομοίωσης οι επιπτώσεις στην επιλογή τεχνολογιών υδρογόνου από πολιτικές για το περιβάλλον.

Για την μελέτη της μελλοντικής οικονομίας του υδρογόνου χρησιμοποιήθηκε μαθηματικό μοντέλο που επιλύεται μέσω του προγράμματος GAMS, το οποίο προσομοιώνει την επιλογή τεχνολογιών και τη δυναμική (στο χρόνο) ανάπτυξη της παραγωγής υδρογόνου σε συνδυασμό με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής υδρογόνου. Το μοντέλο χρησιμοποίησε αρχικά την άλγεβρα του ευρύτερου μοντέλου PROMHΘΕΑΣ που έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο E3MLab (ΕΜΠ) για το παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα. Το μοντέλο που αναπτύχθηκε σε GAMS επεκτάθηκε πέραν της αρχικής μορφής του στο πλαίσιο του PROMHΘΕΑ. Με το μοντέλο αυτό έγινε δυναμική προσομοίωση της αγοράς υδρογόνου για τα έτη 2000 έως και το 2050. Τονίζεται ότι το μοντέλο δεν μορφοποιεί το σύστημα υδρογόνου ως πρόβλημα βελτιστοποίησης, αλλά μορφοποιεί τις αποφάσεις των οικονομικών παραγόντων της αγοράς υδρογόνου (παραγωγούς, καταναλωτές) και έτσι προσομοιώνει τη λειτουργία της πραγματικής αγοράς.

Στο πλαίσιο της διπλωματικής εργασίας έγινε εκτεταμένη έρευνα με σκοπό τη συλλογή τεχνοοικονομικών στοιχείων για τις τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου, για τις τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS), για τις τεχνολογίες μεταφοράς και διανομής υδρογόνου και για τις κυψέλες καυσίμου που χρησιμοποιούνται στα οχήματα. Επίσης, συγκεντρώθηκαν στοιχεία για τις τιμές των διαφόρων τύπων καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου και για τις τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Η οργάνωση των δεδομένων γίνεται με τη χρήση του Microsoft Excel και σε τυποποιημένη μορφή, ώστε να υπάρχει αλληλοσύνδεση με το μοντέλο που κατασκευάστηκε σε GAMS. Με τη χρήση του μοντέλου και με βάση τα τεχνοοικονομικά δεδομένα που συγκεντρώθηκαν κυρίως από το project CASCADE MINTS και το TECHPOL, καθώς και από την IEA έγινε εφικτή η προσομοίωση της οικονομίας του υδρογόνου για τα έτη 2000 με 2050. Με το μοντέλο ποσοτικοποιήθηκε επίσης σενάριο πολιτικής φορολόγησης ρύπων (CO_2), το οποίο επηρεάζει μόνο την παραγωγή υδρογόνου και όχι το δίκτυο υποδομών του, θεωρώντας ως δεδομένη τη ζήτηση υδρογόνου. Για την εφαρμογή της παραπάνω πολιτικής στο μοντέλο θεωρούμε μία νέα παράμετρο, το φόρο για την εκπομπή ενός τόνου CO_2 (στο μοντέλο carbontax €/tn CO_2), η οποία μπορεί να μεταβάλλεται εξωγενώς για την εκάστοτε χώρα και την εκάστοτε χρονική στιγμή. Στο σενάριο γίνεται η υπόθεση ότι ο φόρος είναι κοινός για όλες τις χώρες της Ευρώπης από το 2010 και θεωρήσαμε ότι ο φόρος άνθρακα μεταβάλλεται στη διάρκεια της περιόδου που εξετάζουμε και έχει τις τιμές που αναφέρονται στο CASCADE MINTS.

Επίσης έγινε ανάλυση του μελλοντικού μείγματος τεχνολογιών στην αγορά αυτοκινήτων στην Ευρώπη, το οποίο αναμένεται να είναι αρκετά διαφοροποιημένο από σήμερα. Αναμένεται διάφορες τεχνολογίες αυτοκινήτου να ανταγωνίζονται μεταξύ τους σε μια μακρά μεταβατική περίοδο, κατά την οποία εναλλακτικές και φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες αυτοκινήτου θα γίνουν οικονομικά ανταγωνιστικές προς τη συμβατική βενζινοκίνηση κερδίζοντας μερίδιο στην αγορά. Έμφαση δόθηκε στις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν υδρογόνο ως καύσιμο.

1.2.Η χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο

1.2.1. Εισαγωγικά

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, έχει γίνει σαφές ότι το ενεργειακό σύστημα πρέπει σταδιακά να υποστεί σημαντικές αλλαγές. Η μελλοντική διάρθρωση της ενεργειακής οικονομίας πρέπει να μεταβληθεί ώστε να συμβάλλει στη βιώσιμη ανάπτυξη, περιορίζοντας τη χρήση ορυκτών καυσίμων και αναπτύσσοντας νέες ενεργειακές τεχνολογίες, που δεν εκπέμπουν αέρια του θερμοκηπίου. Αυτή η αναδιάρθρωση στοχεύει σε πολλαπλούς στόχους οι οποίοι μεταξύ άλλων αφορούν:

- Στη δραστική μείωση των εκπομπών του CO₂ από το ενεργειακό σύστημα, όπως π.χ. η μείωση 20% των αερίων του θερμοκηπίου (GHG) μέχρι το 2020 που αποφασίσθηκε από την ΕΕ.
- Στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από εισαγόμενα καύσιμα, ζήτημα που απασχολεί την ΕΕ και άλλες χώρες του ΟΟΣΑ η οποία μεταξύ άλλων επιδιώκει τη διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας και την μικρότερη εξάρτηση των μεταφορών από πετρέλαιο.
- Στη μείωση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων που εξαντλούνται. Για παράδειγμα με βάση τα τρέχοντα επίπεδα κατανάλωσης, τα παγκόσμια αποθέματα του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και του άνθρακα αναμένονται να εξαντληθούν σε 42, 64 και 155 έτη, αντίστοιχα (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι μη συμβατικές πηγές).

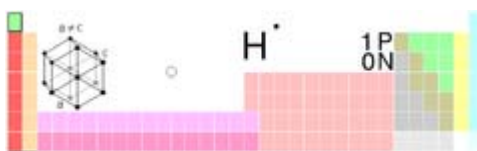
Το υδρογόνο θα μπορούσε να είναι ένας σημαντικός ενεργειακός μεταφορέας (energy carrier) εφόσον γίνει οικονομικά ανταγωνιστικός και αντιμετωπίσει τα παραπάνω τρία καίρια προβλήματα. Έχει επομένως μεγάλη σημασία ποια θα είναι η μελλοντική δομή, το μείγμα τεχνολογιών, του συστήματος υδρογόνου. Σχετικά με την κλιματική αλλαγή, είναι φανερό ότι η τυχόν παραγωγή υδρογόνου από συμβατικά ορυκτά καύσιμα δεν προσφέρει κάποια λύση.

Το ενδιαφέρον για μια πιθανή «οικονομία του υδρογόνου» έχει αυξηθεί αρκετά κατά τη διάρκεια των τελευταίων δύο δεκαετιών, αν και με μερικές διακυμάνσεις. Επειδή το υδρογόνο (H₂) μπορεί (σε γενικές γραμμές) να χρησιμεύσει ως ένα μέσο αποθήκευσης για την ηλεκτρική ενέργεια, το ενδιαφέρον για το υδρογόνο προήλθε αρχικά από τους υποστηρικτές των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας. Αργότερα, το υδρογόνο υιοθετήθηκε από τον τομέα του άνθρακα, δεδομένου ότι το H₂ συνδέεται με την ανάπτυξη του τομέα της δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂ (CCS). Έπειτα, ακολούθησε ο πυρηνικός τομέας ο οποίος μπορεί να εξασφαλίσει υδρογόνο με μηδενικές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου. Φυσικά, υπάρχει η δυνατότητα της παραγωγής του υδρογόνου με τη βοήθεια των υψηλής θερμοκρασίας αντιδραστήρων, αλλά - όντας καθαρός και χωρίς ακτινοβολία - ο συνδυασμός με το υδρογόνο μπορεί επίσης να βοηθήσει την πυρηνική αναγέννηση. Πρόσφατα, εντούτοις, μια εκτενής πολεμική επάνω στην αξία και τη δυνατότητα του υδρογόνου ως μεταφορέα εναλλακτικής ενέργειας στον ηλεκτρισμό έχει αρχίσει. Ενώ οι υπερασπιστές του υδρογόνου αναφέρονται συνήθως στις πολλές δυνατότητες που το υδρογόνο μπορεί να προσφέρει, οι επικριτές του κυρίως δίνουν βάση στην ενεργειακή κατωτερότητα του υδρογόνου ως ενεργειακός μεταφορέας έναντι της ηλεκτρικής ενέργειας. Πολλοί από αυτούς τους ισχυρισμούς, με τη σειρά τους, αντικρούονται ως ανακριβείς και ανεπαρκείς, δεδομένου ότι δεν λαμβάνουν υπόψη ολόκληρη την ενεργειακή αλυσίδα.

1.2.2. Τι είναι το υδρογόνο (H₂);

Το χημικό στοιχείο **Υδρογόνο (H)** (ή ακριβέστερα **διυδρογόνο**), στη συνηθισμένη διατομική στοιχειακή του μορφή, είναι ένα άχρωμο, άοσμο, άγευστο, εξαιρετικά εύφλεκτο αμέταλλο, διατομικό αέριο, με ατομικό αριθμό 1, ατομική μάζα 1,00794amu, χημικό τύπο H₂, μοριακή μάζα 2,01588(14) amu. Είναι επίσης, το ελαφρύτερο χημικό στοιχείο. Το υδρογόνο είναι το πιο απλό και πιο άφθονο στοιχείο στον κόσμο. Παρ' όλα αυτά, το υδρογόνο βρίσκεται σπάνια μόνο του στη φύση, καθώς

συμμετέχει σε ενώσεις με άλλα στοιχεία. Έτσι, πολύ λίγο αέριο υδρογόνο υπάρχει στη γήινη ατμόσφαιρα. Μπορεί να συνδυαστεί χημικά με σχεδόν κάθε άλλο στοιχείο και έτσι μπορεί να δώσει περισσότερες ενώσεις από οποιοδήποτε άλλο στοιχείο. Στις ενώσεις αυτές συγκαταλέγονται το νερό, η αμμωνία, τα οξέα, τα υδροξείδια, διάφοροι υδρογονάνθρακες όπως το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο και μεγάλο ποσοστό των υπόλοιπων οργανικών ενώσεων. Το να παραχθεί υδρογόνο από αυτές τις ενώσεις είναι μια από τις προκλήσεις της χρησιμοποίησης του υδρογόνου ως καύσιμο σε μηχανές εσωτερικής καύσης και fuel cells, με τα οποία μπορούν λειτουργήσουν οχήματα με μηδενικές εκπομπές ρύπων.



Εικόνα 1.1: Ο Περιοδικός Πίνακας.

Παρακάτω ακολουθούν οι φυσικές ιδιότητες και οι ιδιότητες καύσης του υδρογόνου:

ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ	H ₂
Πυκνότητα [kg/m ³]	0.09
Σχετική πυκνότητα αέρα	0.07
Σημείο βρασμού[°C]	-252.7
Συντελεστής διάχυσης στον αέρα[cm ² /s]	0.61
Κινηματικό ιξώδες [10 ⁻⁶ m ² /s]	106
Υψηλότερη θερμαντική αξία [MJ/Nm ³]	12.7
Υψηλότερη θερμαντική αξία [MJ/kg]	141
Χαμηλότερη θερμαντική αξία [MJ/Nm ³]	10.8
Χαμηλότερη θερμαντική αξία [MJ/kg]	120
Μοριακή μάζα [kg/mol]	2.016
Σταθερά αερίου[J/kg.K]	4.124
Μοριακός όγκος[Nm ³ /mol]	22.43
Σταθερά συμπίεσης	1.0006
Ειδική χωρητικότητα Cp[kJ/kg.K]	14.2
Ειδική χωρητικότητα Cv[kJ/kg.K]	10.08

Πίνακας 1.1: Οι ιδιότητες του υδρογόνου (όλες οι ιδιότητες δίνονται σε συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας 1 atm και 0°C).

ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΚΑΥΣΗΣ	H ₂
Θερμοκρασία αυτανάφλεξης (°C)	530
Όρια ανάφλεξης (vol.%)	4.0-75.0
Όρια έκρηξης (vol.%)	13-65
Ελάχιστη ενέργεια ανάφλεξης (mJ)	0.02
Θερμοκρασία φλόγας (°C)	2,086
Ταχύτητα φλόγας (cm/s)	346
Δείκτης Wobbe (MJ/Nm ³)	48.34

Πίνακας 1.2: Ιδιότητες καύσης υδρογόνου σε συνθήκες 0 °C και 1 atm.

Ο δείκτης Wobbe, είναι ένα μέτρο για την ικανότητα ανταλλαγής των αερίων στους καυστήρες αερίου και συνεπώς καθορίζει εάν μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε (οικιακές) συσκευές. Ορίζεται ως εξής:

$$W_i = \frac{H_i}{\sqrt{d}}$$

Όπου, W_s ο δείκτης Wobbe (MJ/Nm³)

H_s η υψηλότερη θερμαντική αξία (MJ/Nm³)

d η σχετική πυκνότητα συγκρινόμενη με του αέρα

Ο δείκτης Wobbe χρησιμοποιείται για να συγκρίνει την παραγωγή ενέργειας διαφορετικών αερίων στη διάρκεια της καύσης σε μια συσκευή. Εάν δύο καύσιμα έχουν τους ίδιους δείκτες Wobbe για δεδομένες συνθήκες πίεσης, η ενεργειακή παραγωγή θα είναι επίσης ίδια. Χαρακτηριστικά, παραλλαγές μέχρι 5% επιτρέπονται δεδομένου ότι αυτές δεν θα ήταν αξιοπρόσεχτες από τον καταναλωτή.

1.2.3. Το υδρογόνο ως φορέας ενέργειας

Το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως φορέας ενέργειας. Μάλιστα αυτή τη στιγμή γίνονται σημαντικές προσπάθειες, κυρίως στα ιδιαίτερα ανεπτυγμένα κράτη, για τη μετατροπή της προσαρμοσμένης στα συμβατικά καύσιμα υποδομής σε υποδομή με βάση το υδρογόνο. Ενδεικτικά, η Ισλανδία, προβλέπει υποδομή πλήρως βασισμένη στο υδρογόνο μέχρι το 2030 - 2040, ενώ μέχρι το 2030 στόχος του Υπουργείου Οικονομίας των ΗΠΑ είναι η αντικατάσταση του 10% της ενεργειακής κατανάλωσης από ενέργεια προερχόμενη από υδρογόνο.

Χαρακτηριστικό παράδειγμα για το πώς το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να παραχθεί ενέργεια είναι οι λεγόμενες κυψέλες καυσίμου (fuel cells), στοιχεία τα οποία χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με βάση το υδρογόνο.

Η τάση κατανάλωσης καυσίμων όλο και μικρότερης περιεκτικότητας σε άνθρακα είναι ιστορικά εμφανής. Το υδρογόνο, απαλλαγμένο από άνθρακα, μπορεί να προσφέρει αρκετή ενέργεια για καθημερινές χρήσεις, όπως η ηλεκτροδότηση κτιρίων ή η κίνηση μεταφορικών μέσων.

Το ότι υπάρχει ένας σαφής προσανατολισμός προς την κατεύθυνση του υδρογόνου δεν είναι τυχαίο:

- Το υδρογόνο έχει πολύ χαμηλή ενέργεια ανάφλεξης. Το ποσό ενέργειας που απαιτείται για να αναφλέξει το υδρογόνο είναι περίπου ένα μέγεθος λιγότερο από αυτό που απαιτείται για τη βενζίνη. Αυτό επιτρέπει στις μηχανές υδρογόνου να εξασφαλίσουν γρήγορη ανάφλεξη. Δυστυχώς, η χαμηλή αυτή ενέργεια σημαίνει ότι τα αέρια μπορούν να χρησιμεύσουν ως πηγές ανάφλεξης, κάτι το οποίο δημιουργεί προβλήματα πρόωρης ανάφλεξης. Η παρεμπόδιση αυτού είναι μια από τις προκλήσεις που συνδέονται με τη λειτουργία μιας μηχανής με υδρογόνο.
- Το υδρογόνο έχει μικρή απόσταση απόσβεσης, μικρότερη από τη βενζίνη. Κατά συνέπεια, είναι δυσκολότερο να αποσβησθεί μια φλόγα υδρογόνου από μια φλόγα βενζίνης.
- Το υδρογόνο έχει μια σχετικά υψηλή θερμοκρασία αυτανάφλεξης. Αυτό έχει σημαντικές επιπτώσεις όταν συμπιέζεται ένα μίγμα με υδρογόνο. Στην πραγματικότητα, η θερμοκρασία αυτανάφλεξης είναι ένας σοβαρός παράγοντας στον καθορισμό ποιας αναλογίας συμπίεσης μια μηχανή μπορεί να χρησιμοποιήσει, δεδομένου ότι η άνοδος της θερμοκρασίας κατά τη διάρκεια της συμπίεσης συσχετίζεται με την αναλογία συμπίεσης.
- Το υδρογόνο έχει υψηλή ταχύτητα ανάφλεξης στις στοιχειομετρικές αναλογίες. Υπό αυτούς τους όρους, η ταχύτητα ανάφλεξης υδρογόνου είναι σχεδόν ένα μέγεθος υψηλότερη από αυτή της βενζίνης. Αυτό σημαίνει ότι οι μηχανές υδρογόνου μπορούν να πλησιάσουν περισσότερο το θερμοδυναμικό ιδανικό κύκλο μηχανών.
- Το υδρογόνο έχει τον υψηλότερο ενεργειακό περιεχόμενο ανά μονάδα βάρους από οποιοδήποτε άλλο γνωστό καύσιμο, 120,7 kJ/gr και περίπου τρεις φορές μεγαλύτερο από αυτό της συμβατικής βενζίνης.

- Κάνει "καθαρή" καύση. Όταν καίγεται με οξυγόνο παράγει μόνο νερό και θερμότητα. Όταν καίγεται με τον ατμοσφαιρικό αέρα, ο οποίος αποτελείται περίπου από 68% άζωτο, παράγονται επίσης μερικά οξείδια του αζώτου, σε αμελητέο ωστόσο βαθμό.
- Για το λόγο ότι κάνει καθαρή καύση, δεν συμβάλλει στη μόλυνση του περιβάλλοντος. Το ποσό του νερού που παράγεται κατά τη καύση είναι τέτοιο, ώστε να θεωρείται επίσης αμελητέο και επομένως μη ικανό να επιφέρει κάποια κλιματολογική αλλαγή δεδομένης ακόμα και μαζικής χρήσης.

Ωστόσο, υπάρχουν και μειονεκτήματα στη χρήση του υδρογόνου ως καυσίμου, τα περισσότερα από τα οποία σχετίζονται με την ελλιπή σημερινή υποδομή και αποτελούν κυρίως τεχνικά προβλήματα τα οποία αναζητούν λύση.

- Ένα πρόβλημα είναι αυτό της αποθήκευσης του. Δεδομένου του ότι το υδρογόνο είναι πολύ ελαφρύ, η συμπίεση μεγάλης ποσότητας σε μικρού μεγέθους δεξαμενή είναι δύσκολη λόγω των υψηλών πιέσεων που χρειάζονται για να επιτευχθεί η υγροποίηση. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης υπό ανάπτυξη περιλαμβάνουν δεξαμενές με αέριο υδρογόνο που συμπιέζεται μέχρι 10.000 λίβρες ανά τετραγωνική ίντσα, υγρό υδρογόνο που ψύχεται σε -423°F (-253°C) σε μονωμένες δεξαμενές, και τη χημική ένωση υδρογόνου με ένα άλλο υλικό (όπως τα υδρίδια μετάλλων).
- Πρόβλημα επίσης αποτελεί η έλλειψη οργανωμένου δικτύου διανομής του υδρογόνου, το οποίο δίκτυο περιλαμβάνει δίκτυο αγωγών, υψηλής πίεσης trailers και δεξαμενές σε φορτηγά και πλοία.
- Υπάρχει, επίσης, το ζήτημα της προέλευσης της ενέργειας που δαπανάται για την παραγωγή του. Αν, για παράδειγμα, χρησιμοποιηθεί ενέργεια προερχόμενη από ανθρακούχα ορυκτά, το συνολικό περιβαλλοντολογικό όφελος είναι πρακτικά αρνητικό (συνυπολογίζοντας και την ενέργεια συμπίεσης/διαχείρισης).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

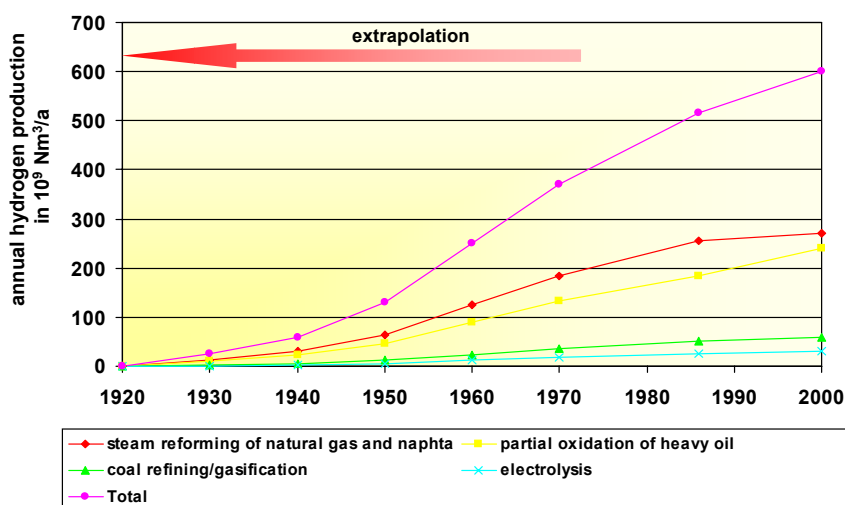
2.1.Εισαγωγικά

Το υδρογόνο είναι ένας υψηλής ποιότητας δευτερογενής ενεργειακός μεταφορέας, όχι ένα πρωτογενές καύσιμο και μπορεί να παραχθεί από πρωτογενείς ενεργειακές πηγές, όπως η θερμική ή η ηλεκτρική ενέργεια. Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί από ευρεία ποικιλία μεθόδων, συμπεριλαμβανομένων των ορυκτών καυσίμων, της πυρηνικής ενέργειας, της βιομάζας και άλλων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αέρας, ήλιος).

Διάφορες τεχνολογίες για την παραγωγή υδρογόνου χρησιμοποιούνται δεκαετίες τώρα. Η πρώτη ηλεκτρολυτική εγκατάσταση κλίμακας MW τέθηκε σε λειτουργία στη Νορβηγία το 1929, χρησιμοποιώντας ηλεκτρική ενέργεια από εγκαταστάσεις υδροπαραγωγής. Ένα δίκτυο σωληνώσεων υδρογόνου στη γερμανική περιοχή Ruhrgebiet υπάρχει από τη δεκαετία του '30. Η βιομηχανική παραγωγή του υδρογόνου άρχισε στην αρχή του προηγούμενου αιώνα. Τα ιστορικά στοιχεία του όγκου παραγωγής υδρογόνου ή το αντίστοιχο μερίδιο των συγκεκριμένων τεχνολογιών παραγωγής δεν είναι διαθέσιμα για αυτήν την πρώιμη φάση βιομηχανικής παραγωγής υδρογόνου.

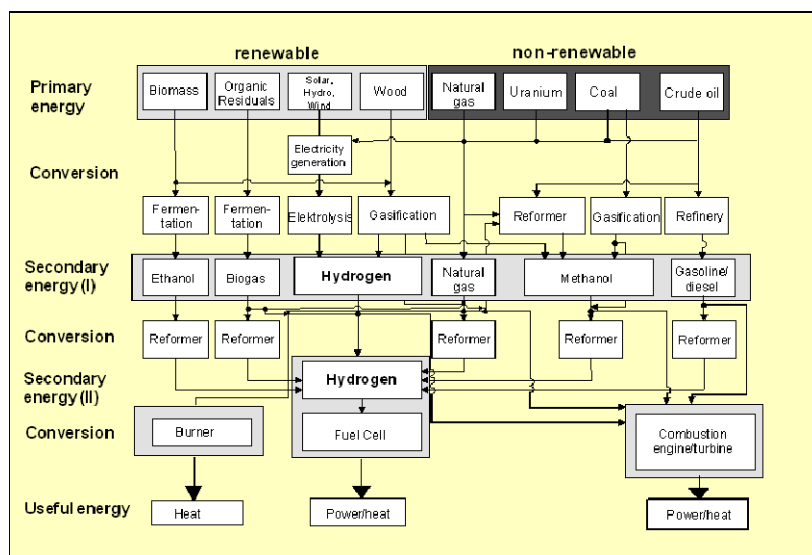
Η τρέχουσα ετήσια παγκόσμια παραγωγή υδρογόνου ανέρχεται σε περίπου $600 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$ το χρόνο (6.500 PJ/a), το οποίο είναι ισοδύναμο με μόνο 1.5% της παγκόσμιας πρωτογενούς ζήτησης ενέργειας. Σχεδόν το μισό από το υδρογόνο χρησιμοποιείται για μη ενεργειακές εφαρμογές στη χημική βιομηχανία (κυρίως για την παραγωγή αμμωνίας), περίπου 20% στη βιομηχανία πετρελαίου για τον καθαρισμό καυσίμων και την παραγωγή συνθετικών καυσίμων (έμμεση ενεργειακή χρήση) και το υπόλοιπο (κυρίως μολυσμένο υδρογόνο από τις βιομηχανικές διαδικασίες) χρησιμοποιείται άμεσα για την παραγωγή θερμότητας στη βιομηχανία.

Σήμερα περίπου 60% του υδρογόνου παράγεται άμεσα με τον ανασχηματισμό ατμού του φυσικού αερίου και από τη μερική οξείδωση του βαρίου πετρελαίου. Το υπόλοιπο είναι παραπροϊόν από τη βιομηχανία πετρελαίου, την πετροχημική βιομηχανία και άλλες βιομηχανίες. Δεδομένου ότι ένα μεγάλο μερίδιο του υδρογόνου χρησιμοποιείται εσωτερικά και δεν κυκλοφορεί στην αγορά, οποιαδήποτε στοιχεία όσον αφορά τη συνολική παραγωγή υδρογόνου είναι προσεγγιστικές εκτιμήσεις με μια σχετικά υψηλή αβεβαιότητα. Ιστορικά στοιχεία όσον αφορά την παγκόσμια παραγωγή υδρογόνου υπάρχουν έως το 1986 ενώ τα στοιχεία για τη Γερμανία είναι προσιτά έως το 1976. Αυτά τα στοιχεία δείχνουν ότι υπήρξε μικρή διαφοροποίηση με την πάροδο του χρόνου στις κύριες πηγές από τις οποίες το υδρογόνο παρήχθη.



Διάγραμμα 2.1: Η ανάπτυξη της παγκόσμιας παραγωγής υδρογόνου(Cascade Mints).

Σήμερα σχεδόν 50% του υδρογόνου παράγεται από τον ανασχηματισμό ατμού του φυσικού αερίου (gas steam reforming-GSR), ο οποίος είναι ο οικονομικότερος τρόπος για την παραγωγή υδρογόνου σε μεγάλες κλίμακες. Για να συμμορφωθεί με τους βασικούς περιβαλλοντικούς στόχους (προστασία κλίματος, απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα), μια μελλοντική οικονομία του υδρογόνου θα πρέπει να βασιστεί σε διαφορετικές επιλογές παραγωγής υδρογόνου. Παρακάτω παρουσιάζονται οι σημερινές τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου, λαμβάνοντας υπόψη τις μελλοντικές προοπτικές τους για βελτίωση. Το παρακάτω διάγραμμα δείχνει τις διαδικασίες για την παραγωγή από πρωτογενή καύσιμα.

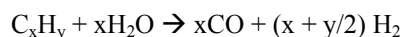


Εικόνα 2.1: Διάγραμμα ενεργειακών ροών για την παραγωγή υδρογόνου .

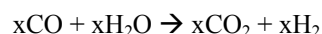
2.2. Τρόποι παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο

2.2.1. Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου (Gas Steam Reforming – GSR)

Ο ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου (GSR) είναι η συνηθέστερα χρησιμοποιούμενη διαδικασία για την παραγωγή υδρογόνου σε μεγάλες ποσότητες. Το φυσικό αέριο αντιδρά με τον ατμό σε μεγάλες θερμοκρασίες (> 800 °C) παρουσία καταλύτη νικελίου. Το προϊόν αντίδρασης (syn-gas) είναι ένα μίγμα υδρογόνου και μονοξειδίου του άνθρακα:



Το syngas (μίγμα υδρογόνου και μονοξειδίου του άνθρακα) από τον μεταρρυθμιστή ψύχεται και οδηγείται σε έναν αντιδραστήρα μετατόπισης νερού-αερίου στον οποίο το μονοξείδιο του άνθρακα αντιδρά με ατμό παρουσία καταλύτη και παράγει υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα.



Για να επιτευχθεί καθαρό υδρογόνο, το αέριο καθαρίζεται τελικά σε μια μονάδα απορρόφησης ταλάντευσης πίεσης (PSA).

Μια νέα ιδέα που αποκαλείται « ενισχυμένη προσρόφηση διαδικασία αντίδρασης » (SERP) στοχεύει στην ανάπτυξη μιας οικονομικώς πιο αποδοτικής διαδικασίας GSR. Ο ατμός και το μεθάνιο οδηγούνται σε θερμοκρασία 440-550 °C μέσα σε αντιδραστήρα που περιέχει μίγμα του ανασχηματισμένου καταλύτη και ενός προσροφητικού για την αφαίρεση του διοξειδίου του άνθρακα από τη ζώνη αντίδρασης. Το όφελος από αυτήν την διαδικασία είναι η παραγωγή του υδρογόνου σε υψηλή καθαρότητα (~90% H₂) απευθείας από τον αντιδραστήρα, οδηγώντας κατά συνέπεια σε μείωση ή ακόμα και εξάλειψη των επόμενων βημάτων καθαρισμού του υδρογόνου.

Σήμερα, υδρογόνο παράγεται βιομηχανικά σε μεγάλης κλίμακας μεταρρυθμιστές ατμού της τάξεως των 100.000 Nm³/h σε υψηλές πιέσεις (20-40 bars). Η αποκεντρωμένη επιτόπια παραγωγή π.χ. σε ένα πρατήριο υδρογόνου ή σε μια κατοικημένη περιοχή απαιτεί μικρής κλίμακας εγκαταστάσεις GSR με ποσό παραγωγής μεταξύ 1.000 και 4.000 Nm³/h.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Ο πίνακας συνοψίζει τα βασικά τεχνικά και οικονομικά στοιχεία για GSR εγκαταστάσεις, οι οποίες θεωρούνται αντιπροσωπευτικές για μεγάλης κλίμακας βιομηχανικές εφαρμογές. Δεδομένου ότι η GSR είναι καθιερωμένη και ώριμη τεχνολογία, η δυνατότητα για τεχνική βελτίωση της είναι περιορισμένη. Η σημερινή απόδοση της διαδικασίας είναι 74% και το 2050 θα αυξηθεί φτάνοντας το 81%. Τα πιο πρόσφατα στοιχεία προτείνουν τις κύριες δαπάνες στα 47 €/2000/m³d για τις μεγάλες εγκαταστάσεις με μία μείωση της τάξης του 5% για το 2025 και 10% για το 2050. Οι O&M δαπάνες είναι στο 2% του κόστους επένδυσης. Επίσης, προτείνεται να μην εξεταστεί η νέα διαδικασία SERP, εφ' όσον δεν υπάρχουν τεχνικά και οικονομικά στοιχεία ότι οι θεωρητικοί στόχοι μπορούν να εκπληρωθούν.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	47	44	42
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	4,4	4	4
Κόστος FOM	€/m ³ d/y	0,84	0,80	0,70
Παράγοντας διαθεσιμότητας		90%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	62	59	55,1
Τιμή καυσίμου	€/toe	180	432	783
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe	2,2	2,2	2,2
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂	0	0	0
Απόδοση καυσίμου		74%	78%	81%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	3,02	2,87	2,76
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	243	554	966
Μέσο κόστος VOM	€/toe	11,7	10,5	9,5
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	255	564	976

Πίνακας 2.1: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ανασχηματισμού του ατμού φυσικού αερίου (GSR).

2.2.2. Διαδικασία μετασχηματισμού φυσικού αερίου με ηλιακή θερμότητα (Solar Methane Reforming – SMR)

Για την εκπλήρωση των παγκόσμιων ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων, μια μελλοντική οικονομία του υδρογόνου είναι απαραίτητο να βασιστεί σε διαφορετικούς τρόπους παραγωγής υδρογόνου, χρησιμοποιώντας καθαρότερους τρόπους παραγωγής, π.χ. ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Μια ιδέα που κερδίζει έδαφος είναι η ηλιακή διαδικασία ανασχηματισμού του φυσικού αερίου (SMR), με την οποία επιτυγχάνεται μείωση της κατανάλωσης καυσίμων μέχρι και 40% σε σχέση με τον

παραδοσιακό ανασχηματισμό φυσικού αερίου, αφού η απαιτούμενη θερμότητα παρέχεται από την ηλιακή ενέργεια.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

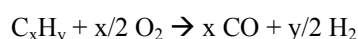
Η ηλιακή διαδικασία ανασχηματισμού του φυσικού αερίου δεν έχει εφαρμοστεί ακόμα σε βιομηχανική παραγωγή και δεν προβλέπεται να γίνει κάτι τέτοιο μέχρι το 2025, γι' αυτό και τα δεδομένα όσον αφορά τη συγκεκριμένη τεχνολογία ξεκινούν από αυτή τη χρονιά. Η απόδοση της διαδικασίας θα έχει μια αύξηση της τάξης του 5% μέχρι το 2050 και οι δαπάνες επένδυσης θα ανέλθουν στα 52€/2000/m³d το 2025 και στα 48€/2000/m³d. Οι μεταβλητές δαπάνες ανά χρόνο ανέρχονται στο 7% του κόστους επένδυσης. Ουσιαστικά, το κόστος για την ηλιακή διαδικασία ανασχηματισμού του ατμού είναι το κόστος της GSR συν το κόστος του ηλιακού μέρους του αναμορφωτήρα.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια		20	20
Επιτόκιο αναγωγής			8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d		52	48
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y		5	5
Κόστος FOI	€/m ³ d/y		3,30	3,00
Παράγοντας διαθεσιμότητας			23%	23%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe		400	364,9
Τιμή καυσίμου	€/toe		432	783
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe		2,2	2,2
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂		0	0
Απόδοση καυσίμου			120%	125%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe		1,86	1,79
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe		360	628
Μέσο κόστος VOI	€/toe		0	0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe		360	628

Πίνακας 2.2: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας μετασχηματισμού φυσικού αερίου με ηλιακή θερμότητα (SMR).

2.2.3. Μερική οξείδωση πετρελαίου (Heavy Oil Partial Oxidation – OPO)

Η μερική οξείδωση (OPO) χρησιμοποιείται στις εγκαταστάσεις διυλιστηρίων για τη μετατροπή των υπολειμμάτων (υγροί, ιδιαίτερα ιξώδεις υδρογονάνθρακες) σε υδρογόνο, CO, CO₂ και νερό. Η χαμηλή αστάθεια των βαριών υδρογονανθράκων και η συχνά υψηλή περιεκτικότητά τους σε θείο αποτρέπουν τη χρησιμοποίησή του ανασχηματισμού του φυσικού αερίου. Αντί αυτού, οι βαριοί υδρογονάνθρακες μετατρέπονται σε υδρογόνο από τη μερική οξείδωση, που οδηγεί σε εξωθερμική μετατροπή του βαρίου μαζί με οξυγόνο:



Η μερική οξείδωση πραγματοποιείται σε θερμοκρασία 1300-1500°C και πίεση 30 έως 100 bars χωρίς ανάγκη για καταλύτη. Η διαδικασία μερικής οξείδωσης ακολουθείται από διαδικασία αποθείωσης, αφαίρεση του CO και μια τελική αφαίρεση του CO₂. Σε αντίθεση με την GSR, η διαδικασία μερικής οξείδωσης (OPO) δεν θέτει συγκεκριμένες απαιτήσεις για την ποιότητα των πρώτων υλών.

Η ΟΡΟ δεν χρησιμοποιείται ευρέως για την παραγωγή υδρογόνου, εκτός αν η μόνη διαθέσιμη πρώτη ύλη είναι βαριοί υδρογονάνθρακες. Η διαδικασία συνηθέστερα εξετάζεται για την παραγωγή μονοξειδίου του άνθρακα ή για εφαρμογές, στις οποίες η επιθυμητή αναλογία H_2/CO είναι 1.6 - 1.8 ή λιγότερο. Η μερική οξείδωση είναι σημαντική μόνο για την παραγωγή υδρογόνου σε μεγάλες κλίμακες.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Αν και η μερική οξείδωση πετρελαίου είναι ήδη καθιερωμένη διαδικασία, αναμένεται ότι περαιτέρω βελτιστοποίηση της μπορεί να οδηγήσει σε μείωση της κατανάλωσης καυσίμων κατά 5% και της απαίτησης για ηλεκτρική ενέργεια κατά 10%, οδηγώντας σε βελτίωση της συνολικής αποδοτικότητας από 73% που είναι σήμερα σε 77% το 2025 και 79% το 2050. Οι δαπάνες κεφαλαίου για την ΟΡΟ είναι υψηλότερες απ' ό,τι για την GSR, ενώ η τιμή του βαρίου πετρελαίου είναι χαμηλότερη. Συνεπώς, οι δαπάνες κεφαλαίου συμβάλλουν περισσότερο στις γενικές δαπάνες παραγωγής. Η μερική οξείδωση του πετρελαίου είναι εμπορική διαδικασία κι έτσι οι προϋπολογισμοί δαπανών είναι βασισμένοι στην εμπειρία. Οι δαπάνες επένδυσης για τις σημερινές εγκαταστάσεις ΟΡΟ είναι $69\text{€}_{2000}/\text{m}^3\text{d}$. Δεν αναμένεται ότι αυτές οι δαπάνες μπορούν σημαντικά να μειωθούν στο μέλλον λόγω τεχνολογικών βελτιώσεων, αλλά όπως στην περίπτωση της GSR προτείνεται μελλοντική μείωση 5% των δαπανών επένδυσης για το 2025 και 8% μέχρι το 2050.

Δεν υπάρχει δυστυχώς κανένα αξιόπιστο στοιχείο όσον αφορά τις Ο&Μ δαπάνες. Θεωρείται ότι οι ετήσιες σταθερές δαπάνες στο 10% των δαπανών επένδυσης είναι πολύ υψηλές και χρησιμοποιούνται σταθερές ετήσιες Ο&Μ δαπάνες στο 5% των συνολικών δαπανών επένδυσης. Οι μεταβλητές δαπάνες λειτουργίας ως αποτέλεσμα της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτώνται από τα κόστη ηλεκτρικής ενέργειας.

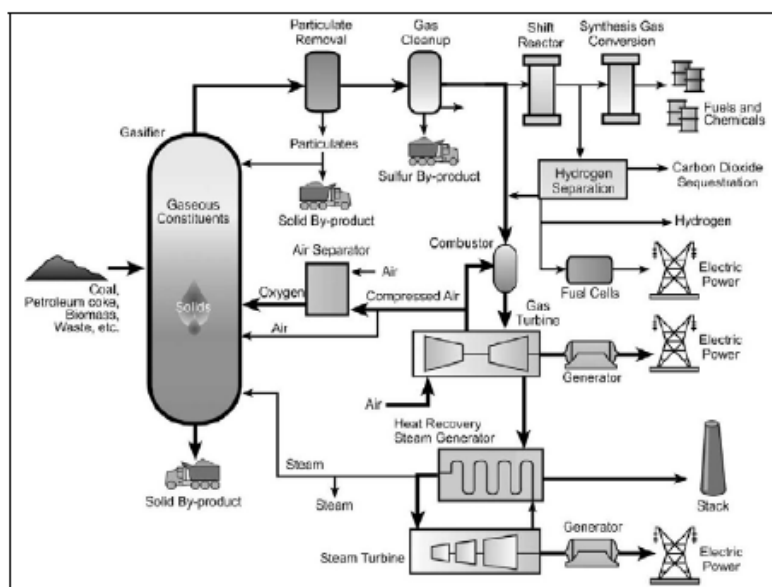
€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	69	66	64
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	6,5	6	6
Κόστος FOM	€/m ³ d/y	3,10	2,80	2,50
Παράγοντας διαθεσιμότητας		90%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	114	106	101,0
Τιμή καυσίμου	€/toe	146	366	596
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe	4,0	4,0	4,0
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂	0	0	0
Απόδοση καυσίμου		73%	77%	79%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	5,47	5,19	5,06
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	200	475	754
Μέσο κόστος VOM	€/toe	0,0	0,0	0,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	200	475	754

Πίνακας 2.3: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας μερικής οξείδωσης του πετρελαίου (ΟΡΟ).

2.2.4. Αεριοποίηση άνθρακα (Coal Gasification – CGF)

Ακριβώς όπως ο ανασχηματισμός του φυσικού αερίου, η αεριοποίηση είναι μια γνωστή διαδικασία. Εντούτοις, πρόσφατα αυτή η τεχνολογία αναπτύχθηκε προκειμένου να παραχθούν αποτελεσματικά υδρογόνο ή/και ηλεκτρισμός στις εγκαταστάσεις αεριοποίησης (IGCC). Τα βασισμένα στην αεριοποίηση συστήματα είναι σε θέση να εκμεταλλευτούν όλα τα βασισμένα στον άνθρακα προϊόντα πετροχημικής βιομηχανίας, συμπεριλαμβανομένου του λιγνίτη, του κοκ πετρελαίου, της βιομάζας, των επιβλαβών αποβλήτων κ.λπ. Αυτήν την περίοδο, υπάρχουν δεκαεπτά εγκαταστάσεις IGCC, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 4.000 MW, που αναπτύσσουν δραστηριότητες παγκοσμίως, από τις οποίες πέντε χρησιμοποιούν μόνο λιγνίτη. Σε ένα σύστημα IGCC, βασισμένα σε άνθρακα αέρια

πετροχημικής βιομηχανίας μετατρέπονται στον εξαερωτή, παρουσία οξυγόνου (και ατμού) σε υψηλές θερμοκρασίες και μέτρια πίεση, στα syngas. Η χημεία της αεριοποίησης είναι αρκετά σύνθετη και περιλαμβάνει πολλές χημικές αντιδράσεις. Οι περισσότερες μονάδες IGCC είναι εξοπλισμένες με μονάδα χωρισμού αέρα (ASU) που παράγει το απαιτούμενο οξυγόνο για τη διαδικασία αεριοποίησης. Αν και αυτή η μονάδα είναι μάλλον ακριβή, η χρήση του καθαρού οξυγόνου (99%) αυξάνει την απόδοση της αεριοποίησης. Μόλις καθαριστούν αρκετά τα syngas, διάφορες επιλογές υπάρχουν για τη χρησιμοποίησή τους, όπως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συνδυασμένου κύκλου ή η παραγωγή υδρογόνου. Για την παραγωγή υδρογόνου, τα syngas καθοδηγούνται στον αντιδραστήρα νερού-αερίου όπου το CO αντιδρά με ατμό για να παράγει H_2 και CO_2 . Στη συνέχεια γίνεται εύκολα ο διαχωρισμός των δύο προϊόντων.



Εικόνα 2.2: Επιλογές ενεργειακής μετατροπής βασισμένες στη αεριοποίηση.

Το πρόγραμμα Zero Emission Carbon (ZEC) που προτείνεται από το εργαστήριο Los Alamos είναι μια ενσωματωμένη διαδικασία παραγωγής ενέργειας με δυνατότητα επίτευξης υψηλής αποδοτικότητας. Η εισαγωγή μιας πειραματικής εγκατάστασης ZEC έγινε το 2005/2006. Ενώ το τρέχον πρόγραμμα ZEC στοχεύει στην εσωτερική αεριοποίηση άνθρακα και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η διαδικασία προσφέρει επίσης τη δυνατότητα να παραχθεί υδρογόνο και καθαρό CO_2 από οποιαδήποτε καύσιμο άνθρακα και νερό.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Η απόδοση της διαδικασίας είναι 59% σήμερα και αναμένεται να αυξηθεί ελάχιστα ως το 2050 και να φτάσει το 60%. Μια σημαντική αύξηση της γενικής απόδοσης αναμένεται με την αντικατάσταση της συμβατικής διαδικασίας επεξεργασίας syngas με αντιδραστήρα χωρισμού μεμβρανών υδρογόνου. Όμως, σημαντική βελτίωση της τεχνολογίας μεμβρανών και της απόδοσης απαιτείται για να εισαχθεί αυτή η τεχνολογία στην αγορά, και συνεπώς αυτή η τεχνολογία δεν εξετάζεται.

Οι δαπάνες επένδυσης για το σύστημα αεριοποίησης είναι $123\text{€}_{2000}/\text{m}^3\text{d}$, οι οποίες είναι σημαντικά υψηλότερες από τις δαπάνες για την GSR ή την OPO. Αυτό το κόστος αντισταθμίζεται όμως από τη χαμηλή τιμή του άνθρακα, γεγονός που κάνει την αεριοποίηση την πιο οικονομική επιλογή για παραγωγή υδρογόνου σήμερα.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	123	115	106
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	11,5	11	10
Κόστος FOIM	€/m ³ d/y	7,80	7,00	6,30
Παράγοντας διαθεσιμότητας		90%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	229	211	192,8
Τιμή καυσίμου	€/toe	40	99	161
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe	4,0	4,0	4,0
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂	0	0	0
Απόδοση καυσίμου		59%	60%	60%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	6,77	6,66	6,66
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	67	164	268
Μέσο κόστος VOM	€/toe	0,0	0,0	0,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	67	164	268

Πίνακας 2.4: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας αεριοποίησης λιγνίτη (CGF).

2.2.5. Αεριοποίηση βιομάζας μικρής και μεγάλης κλίμακας (Biomass Gasification Large – BGFL, Biomass Gasification Small – BGFS)

Η μείωση της ζήτησης καυσίμων παραμένει μια σημαντική ανησυχία για τον μελλοντικό ενεργειακό εφοδιασμό. Μεσοπρόθεσμα, η παραγωγή υδρογόνου από βιομάζα μπορεί να είναι η πιο εφαρμόσιμη και βιώσιμη «καθαρή» επιλογή για την παραγωγή υδρογόνου. Η αεριοποίηση βιομάζας, εντούτοις, είναι ακόμα στα σπάργανα. Αυτήν την περίοδο μόνο ένας μικρός αριθμός εγκαταστάσεων επίδειξης είναι σε ισχύ και πολλά ζητήματα πρέπει ακόμα να αντιμετωπιστούν προτού η τεχνολογία μπορέσει να φθάσει σε επαρκή τεχνική απόδοση και ως εκ τούτου να γίνει οικονομικά ανταγωνιστική. Η παραγωγή του υδρογόνου είναι χαμηλή από τη βιομάζα δεδομένου ότι η περιεκτικότητα της σε υδρογόνο είναι χαμηλή και επίσης το ενεργειακό της περιεχόμενο είναι χαμηλό επειδή η βιομάζα περιέχει οξυγόνο σε ποσοστό 40%. Η διαθεσιμότητα της βιομάζας είναι φυσικά ένα κρίσιμο θέμα στην ανάπτυξη μακροπρόθεσμων σεναρίων. Μια προσεγγιστική εκτίμηση προτείνει ότι η συνολική διαθεσιμότητα βιομάζας στις 25 χώρες της Ε.Ε. είναι περίπου 6.600 PJ/a, συμπεριλαμβανομένων των δασικών και βιομηχανικών ξύλινων υπολοίπων, του άχρου και των ενεργειακών συγκομιδών. Η διαθεσιμότητα βιομάζας στις χώρες της ΕΕ-15 θα ανέλθει σε 7.000 PJ/a το 2050.

Η αεριοποίηση είναι η μετατροπή της βιομάζας σε ένα μίγμα αερίου από τη μερική οξείδωση της βιομάζας σε υψηλές θερμοκρασίες της τάξης των 850-950°C. Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί από την αεριοποίηση προϊόντων με την ίδια διαδικασία του ανασχηματισμού ατμού και της αντίδρασης νερού-αερίου. Δεδομένου ότι τα προϊόντα της αεριοποίησης είναι κυρίως αέρια, αυτή η διαδικασία είναι ευνοϊκότερη για την παραγωγή υδρογόνου από την πυρόλυση. Τα σημαντικότερα προβλήματα της αεριοποίησης βιομαζών είναι ο σχηματισμός της πίσσας και η τέφρα, τα οποία όμως μπορούν να υπερνικηθούν με κατάλληλο σχέδιο αντιδραστήρων και χρήση πρόσθετων ουσιών ή και καταλυτών.

Μια επιλογή αεριοποίησης είναι βασισμένη σε έναν χαμηλής πίεσης, έμμεσα-θερμαινόμενο εξαερωτή, στον οποίο η θερμότητα, η απαραίτητη για την ενδοθερμική αντίδραση αεριοποίησης, παρέχεται π.χ. από την καυτή άμμο που κυκλοφορεί μεταξύ του καυστήρα και του σωλήνα αεριοποίησης. Μετά από τον καθαρισμό, τα syngas ψύχονται έτσι ώστε να μπορούν να συμπιεστούν στην πίεση που απαιτείται για τη μονάδα προσρόφησης ταλάντευσης πίεσης (PSA). Μετά από την συμπίεση, το αέριο που προέρχεται από τον εξαερωτή (ατμός) ανασχηματίζεται και περνάει μέσω ενός αντιδραστήρα νερού-αερίου για να παραγάγει H₂ και CO₂. Τέλος, το υδρογόνο καθαρίζεται στη PSA πριν από την αποθήκευση και τη διανομή του.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Οι τεχνολογίες για την παραγωγή υδρογόνου από βιομάζα είναι ακόμα σε φάση επίδειξης. Τα στοιχεία που δίνονται στον πίνακα αναφέρονται σε μικρές εγκαταστάσεις αεριοποίησης βιομαζών με απόδοση 69%. Υπάρχει δυνατότητα αύξησης της απόδοσης μέχρι και το 70% από την περαιτέρω χρήση της θερμότητας χαμηλής θερμοκρασίας. Υποτίθεται ότι το μέγεθος μιας μελλοντικής εφαρμογής μεγάλης κλίμακας είναι περίπου 25 MWh, το οποίο αναμένεται να επιτύχει μια απόδοση 72% για το 2025, η οποία θα παραμείνει σταθερή μέχρι και το 2050.

Τα στοιχεία όσον αφορά τις δαπάνες επένδυσης ενός μελλοντικού εμπορικού συστήματος αεριοποίησης βιομάζας διαφέρουν σημαντικά ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης. Οι δαπάνες επένδυσης για μικρής κλίμακας εγκαταστάσεις θα ανέλθουν σε 371 €/2000/ m³d, οι οποίες θα μειωθούν σε περίπου 211€/2000/m³d έως το 2025 και στα 201€/2000/ m³d το 2050. Ενώ φαίνεται να υπάρχει σημαντική δυνατότητα για μείωση δαπανών επένδυσης, με την αύξηση του μεγέθους του συστήματος αεριοποίησης, παράλληλα αυξάνονται οι δαπάνες μεταφορών για τα αποθέματα βιομάζας χαμηλής πυκνότητας. Θεωρούμε έτσι τις δαπάνες επένδυσης στα 124€/2000/ m³d για το 2025 και στα 112€/2000/ m³d για το 2050, ως λογική εκτίμηση για τις μελλοντικές εγκαταστάσεις αεριοποίησης μεγάλης κλίμακας για την παραγωγή υδρογόνου. Δεν υπάρχει κανένα στοιχείο διαθέσιμο για τις δαπάνες Ο&Μ για τα συστήματα αεριοποίησης βιομάζας. Αναλογικά με τη διαδικασία αεριοποίησης άνθρακα υπολογίζουμε τις ετήσιες FOM δαπάνες στο 7% των δαπανών επένδυσης το 2000, στο 6% το 2025 και στο 10% το 2050 για τις εγκαταστάσεις μικρής κλίμακας και στο 6% από το 2025 και μετά για τις εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας.

€/2000		2000	2025	2050	2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	20	20	20		25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%		8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	371	211	201		124	112
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	37,7	22	20		12	10
Κόστος FOM	€/m ³ d/y	23,30	21,00	18,90		6,70	6,00
Παράγοντας διαθεσιμότητας		80%	85%	90%		90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	813	533	466,2		217	195,1
Τιμή καυσίμου	€/toe	178	216	242		216	242
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe						
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂						
Απόδοση καυσίμου		69%	70%	70%		72%	72%
Εκτομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	258	309	346		301	336
Μέσο κόστος VOM	€/toe	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	258	309	346		301	336

Πίνακας 2.5: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των τεχνολογιών αεριοποίησης βιομάζας μικρής (BGFS) και μεγάλης (BGFL) κλίμακας αντίστοιχα.

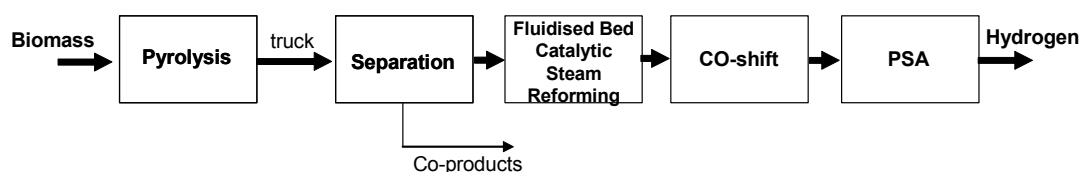
2.2.6. Πυρόλυση βιομάζας (Biomass Pyrolysis – BPY)

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η βιομάζα μπορεί να παίξει πολύ σημαντικό ρόλο στην μελλοντική οικονομία του υδρογόνου, ιδιαίτερα από τη στιγμή που έχει επιβληθεί φόρος άνθρακα και αναπόφευκτα θα οδηγηθούμε σε τρόπους παραγωγής υδρογόνου που δεν εκπέμπουν αέρια του θερμοκηπίου. Εκτός από την αεριοποίηση, μια ακόμη μέθοδος που εξετάζεται είναι και η πυρόλυση βιομάζας.

Αντί της άμεσης αεριοποίησης, μια γρήγορη πυρόλυση βιομάζας μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να παραγάγει ένα υγρό ενδιάμεσο προϊόν αποκαλούμενο bio-oil, από το οποίο μπορεί να παραχθεί υδρογόνο με ανασχηματισμό του ατμού μετά από έναν διαχωρισμό παραπροϊόντων. Η βιομάζα αρχικά ξεραίνεται και έπειτα μετατρέπεται σε bio-oil από την πολύ γρήγορη έκθεση στα θερμάμενα μόρια σε ρευστοποιημένο περιβάλλον:

Biomass + Energy → Bio-oil + Char + Gas

Ο προσροφητικός άνθρακας και τα αέρια που παράχθηκαν καίγονται για να παρέχουν θερμότητα στον αντιδραστήρα, ενώ το bio-oil ψύχεται και συμπυκνώνεται. Ο καταλυτικός ανασχηματισμός ατμού του bio-oil πραγματοποιείται σε θερμοκρασία 750-850°C σε καταλύτη βασισμένο στο νικέλιο.



Εικόνα 2.3: Διάγραμμα της διαδικασίας πυρόλυσης βιομάζας (BPY).

Η έννοια της γρήγορης πυρόλυσης που συνδυάζεται με τον ανασχηματισμό ατμού αναμένεται να έχει πλεονεκτήματα σε σχέση με την παραδοσιακή αεριοποίηση και την τεχνολογία μετατόπισης νερού-αερίου. Το bio-oil είναι πολύ ευκολότερο να μεταφερθεί από τη στερεή βιομάζα, προσφέροντας έτσι δυνατότητα να παραχθεί σε μικρότερες εγκαταστάσεις πιο κοντά στις πηγές βιομάζας, με συνέπεια χαμηλότερα κόστη αποθεμάτων. Το bio-oil στέλνεται έπειτα με φορτηγά στη μονάδα παραγωγής υδρογόνου. Είναι πιο οικονομικό να παραχθεί το bio-oil σε μακρινές θέσεις και να μεταφερθεί έπειτα, δεδομένου ότι η ενεργειακή του πυκνότητά είναι μεγαλύτερη από της βιομάζας. Ένα δεύτερο πλεονέκτημα είναι η πιθανή παραγωγή και αποκατάσταση παραπροϊόντων υψηλής αξίας από το bio-oil. Το μέρος που προέρχεται από λιγνίτη μπορεί να χωριστεί από το bio-oil και να χρησιμοποιηθεί ως υποκατάστατο φαινολών στις κόλλες φαινόλης-φορμαλδεΰδης, ενώ το μέρος που προέρχεται από υδατάνθρακες ανασχηματίζεται καταλυτικά για να παράγει υδρογόνο.

Αυτή τη στιγμή, το ποσό υγρών που παράγονται από βιομάζα και είναι διαθέσιμα για ανασχηματισμό είναι μάλλον περιορισμένο, αλλά ένας βιώσιμος τρόπος να αυξηθεί η παραγωγή του υδρογόνου σε ένα εργοστάσιο βασισμένο στη βιομάζα είναι ο ανασχηματισμός του υγρού της πυρόλυσης με το φυσικό αέριο.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Σύμφωνα με τα σχεδιαστικά στοιχεία συστημάτων, επιτυγχάνεται μια απόδοση 45% για τα σύγχρονα συστήματα, ενώ στο μέλλον η απόδοση αναμένεται να φτάσει στο 49%. Οι δαπάνες επένδυσης ανέρχονται στα 784 €/kWh₂, με μια μείωση της τάξης του 48% για το 2025 και 56% για το 2050. Οι FOM δαπάνες ανά έτος ανέρχονται στο 6% των δαπανών επένδυσης.

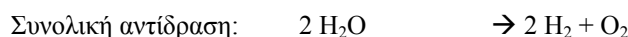
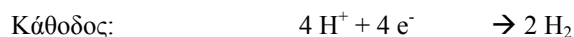
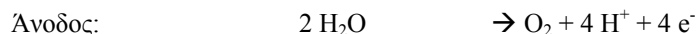
€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/mBd	109	73	70
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/mBd/y	10	7	7
Κόστος FOM	€/mBd/y	6,00	4,00	3,60
Παράγοντας διαθεσιμότητας		85%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	203	128,6	119,8
Τιμή καυσίμου	€/toe	295	295	295
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe			
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂			
Απόδοση καυσίμου		45%	49%	49%
Εκτομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,00	0,00	0,00
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	655	601	601
Μέσο κόστος VOM	€/toe			
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	655	601	601

Πίνακας 2.6: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας πυρόλυσης βιομάζας (BPY).

2.2.7. Ηλεκτρόλυση νερού (Water Electrolysis – WEG)

Το νερό ηλεκτρολύεται σε ένα ηλεκτροχημικό κύτταρο για να παραγάγει υδρογόνο και οξυγόνο. Η ηλεκτρόλυση ήταν ο κύριος τρόπος για την παραγωγή υδρογόνου πριν εισαχθεί ο ανασχηματισμός του φυσικού αερίου.

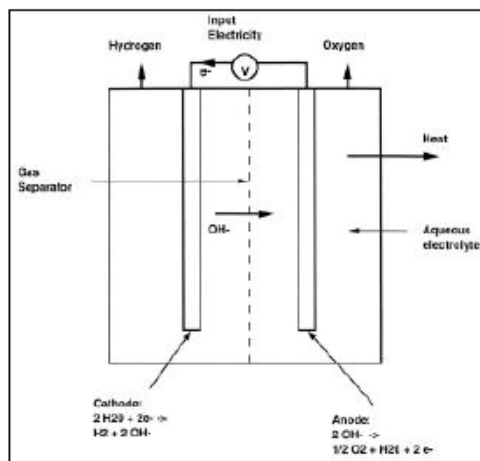
Το νερό μπορεί να ηλεκτρολυθεί με συνεχές ρεύμα (DC) με την παρουσία ενός κατάλληλου ηλεκτρολύτη, προκαλώντας τα θετικά φορτισμένα ιόντα υδρογόνου να κινηθούν στην αρνητικά φορτισμένη κάθοδο, όπου δημιουργείται το υδρογόνο. Ομοίως, το οξυγόνο σχηματίζεται στη θετικά φορτισμένη άνοδο.



Τρεις διαφορετικές παραλλαγές της διαδικασίας έχουν αναπτυχθεί για τον ηλεκτρολυτικό διαχωρισμό νερού:

- Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες νερού είναι σε εμπορική χρήση για πολλά χρόνια και λειτουργούν στην ατμοσφαιρική πίεση, σε χαμηλή πίεση (bar 0-8) ή σε πίεση μέχρι 30 bar.
- Οι ηλεκτρολύτες μεμβρανών ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) (αντίστροφη αντίδραση της κυψέλης καυσίμου PEM) χρησιμοποιούν οργανική μεμβράνη αντί αλκαλικού διαλύματος, το οποίο οδηγεί σε σημαντική μείωση όγκου. Οι ηλεκτρολύτες PEM έχουν υψηλότερη απόδοση όταν λειτουργούν σε σημαντικά υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος συγκρινόμενοι με τους προηγμένους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες (αλλά οι δαπάνες για το σύστημα είναι ακόμα πολύ υψηλές).
- Η υψηλής θερμοκρασίας ηλεκτρόλυση ατμού γίνεται μεταξύ 700 και 1000°C. Το νερό που διαχωρίζεται, εισάγεται από την πλευρά της καθόδου ως ατμός, ο οποίος διαμορφώνει ένα μίγμα ατμού υδρογόνου κατά τη διάρκεια του ηλεκτρολυτικού διαχωρισμού. Ο διαχωρισμός του ατμού απαιτεί θεωρητικά λιγότερη ηλεκτρική ενέργεια από το διαχωρισμό του νερού. Η ενέργεια που απαιτείται για την εξάτμιση νερού μπορεί να παρασχεθεί από τη θερμική ενέργεια και επιτρέπει έτσι τη χρήση διάφορων πηγών ενέργειας. Η κινητήρια δύναμη για την ανάπτυξη της διαδικασίας ηλεκτρόλυσης υψηλής θερμοκρασίας στη δεκαετία του '80 ήταν η χρησιμοποίηση της θερμότητας των αποβλήτων από τους υψηλής θερμοκρασίας πυρηνικούς αντιδραστήρες για την παραγωγή υδρογόνου, αλλά οι περισσότερες ερευνητικές δραστηριότητες μειώθηκαν σημαντικά από τότε.

Η ηλεκτρόλυση είναι εφαρμόσιμη από λίγα Nm³/h έως 10.000 Nm³/h, και συνεπώς μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αποκεντρωμένη επιτόπια παραγωγή υδρογόνου καθώς επίσης και για συγκεντρωμένες μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεις. Η επιτόπια παραγωγή υδρογόνου μπορεί να χρησιμοποιήσει την υπάρχουσα ηλεκτρική υποδομή και έχει το πλεονέκτημα ότι καμία πρόσθετη υποδομή για τη διανομή υδρογόνου δεν απαιτείται. Λόγω της ευελιξίας τους σε λειτουργία (έναρξη και διακοπή κατόπιν παραγγελίας) οι ηλεκτρολύτες μπορούν να υποστηρίξουν τη διαχείριση φορτίων στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και να διευκολύνουν έτσι την ενσωμάτωση των κυμαινόμενων πηγών ενέργειας.



Εικόνα 2.4: Αρχή λειτουργίας της ηλεκτρολυτικής παραγωγής υδρογόνου.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Η ηλεκτρόλυση νερού μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να παραγάγει υδρογόνο από μερικά kW ως εκατοντάδες MW. Η ενεργειακή απόδοση ξεκινάει από 70% το 2000 και αναμένεται να φτάσει το 80% το 2050. Στην πρόωρη φάση ανάπτυξης της ηλεκτρόλυσης ατμού υψηλής θερμοκρασίας, οι δαπάνες επένδυσης υπολογίστηκαν να ανέλθουν σε περίπου 108€₂₀₀₀/ m³d και να μειωθούν στην συνέχεια στα 94€₂₀₀₀/ m³d το 2025 και στα 80€₂₀₀₀/ m³d το 2050. Οι O&M δαπάνες για την ηλεκτρόλυση, αν εξαιρέσουμε το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, είναι μικρές δεδομένου ότι οι εγκαταστάσεις ηλεκτρόλυσης είναι καλά αυτοματοποιημένες. Η επανεργοποίηση ηλεκτροδίων πραγματοποιείται κανονικά κάθε πέντε έως επτά έτη για τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες. Τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης ανέρχονται σε 2% των δαπανών επένδυσης.

€ ₂₀₀₀		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	20	20	20
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	108	94	80
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	11,0	10	8
Κόστος FOM	€/m ³ d/y	1,70	1,50	1,40
Παράγοντας διαθεσιμότητας		90%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	150	131	113,1
Τιμή καυσίμου	€/toe	547	683	709
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe			
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂			
Απόδοση καυσίμου		70%	75%	80%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,00	0,00	0,00
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	781	911	887
Μέσο κόστος VOM	€/toe	0,0	0,0	0,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	781	911	887

Πίνακας 2.7: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού (WEG).

2.2.8. Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με χρήση ηλιακής ενέργειας (Solar High Temperature – SHT)

Το υδρογόνο μπορεί να παραχθεί με χρήση θερμικής ενέργειας από ηλιακούς συγκεντρωτές με θερμοχημικούς κύκλους, η συνολική παραγωγή των οποίων είναι ο διαχωρισμός του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο, χωρίς να παρεμβαίνει ηλεκτρισμός. Οι εν λόγω κύκλοι απαιτούν θερμοκρασίες

500°C ή περισσότερο. Η θερμοκρασία λειτουργίας του αντιδραστήρα είναι βασικός παράγοντας, επειδή οι υψηλότερες θερμοκρασίες επιτρέπουν ταχύτερες χημικές αντιδράσεις και υψηλότερες αποδόσεις. Λόγω των υψηλών τεχνικών προκλήσεων που θέτουν, οι αντιδραστήρες υψηλής θερμοκρασίας θα χρειαστούν χρόνο για να φθάσουν στην εμπορευματοποίηση. Οι υψηλής θερμοκρασίας ηλιακοί συλλέκτες/δέκτες θα μπορούσαν ενδεχομένως να αποδειχθούν πολύ πιο αποτελεσματικοί. Τα πιθανά οφέλη της λειτουργίας σε υψηλότερες θερμοκρασίες, η χωροθέτηση σε έρημους, καθώς και το χαμηλότερο κόστος κεφαλαίου της ηλιακής συγκέντρωσης ισοσκελίζονται από τις λιγότερες ώρες λειτουργίας (8 ώρες / ημέρα) της ηλιακής ενέργειας σε σχέση με τον πυρηνικό αντιδραστήρα ισχύος.



Εικόνα 2.5: Ηλιακοί συλλέκτες.

Τα τελευταία χρόνια, έχει σημειωθεί σημαντική πρόοδος τόσο στον τομέα της επιστήμης των υλικών, καθώς και στην ανάπτυξη οπτικών συστημάτων μεγάλης κλίμακας για τη συλλογή και τη συγκέντρωση της ηλιακής ενέργειας, με χρήση της τεχνολογίας του ηλιακού πύργου και πύργου-ανακλαστήρα σε επίπεδα ισχύος MW. Αυτά τα συστήματα είναι ικανά να επιτύχουν ένταση ροής ισοδύναμη με ποσοστό ηλιακής συγκέντρωσης ίσο με 5000 ήλιους με την εφαρμογή δευτεροβάθμιων συγκεντρωτών σε συνδυασμό με εστίαση του πρωτογενή ηλιοστατικού τομέα. Οι εν λόγω ροές υψηλής ακτινοβολίας αντιστοιχούν σε θερμοκρασίες άνω των 3000 K και θα επιτρέψουν τη μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε θερμική από τους 2.000 K και πάνω. Έτσι, άνοιξε η πόρτα για πιο αποδοτικούς, σε δύο στάδια θερμοχημικούς κύκλους, για διάσπαση του νερού με χρήση ηλιακής ενέργειας. Αρκετοί θερμοχημικοί κύκλοι δύο σταδίων με βάση τις αντιδράσεις των μεταλλικών οξειδίων έχουν προταθεί. Ειδικού ενδιαφέροντος είναι ο ηλιακός θερμοχημικός κύκλος ο οποίος βασίζεται σε ZnO/Zn αντιδράσεις οξειδαναγωγής. Το πρώτο ενδοθερμικό βήμα είναι η θερμική αποσύνδεση του ZnO (στερεό) σε Zn (αέριο) και O₂ στους 2.300 K, με χρήση συγκεντρωμένης ηλιακής ενέργειας. Το δεύτερο εξωθερμικό βήμα είναι η υδρόλυση του Zn (υγρό) στους 700K για να παράγει H₂ και ZnO (στερεό). Το τελευταίο ανακυκλώνεται στο πρώτο βήμα:



Το σημείο αναφοράς, στο οποίο η συγκεκριμένη διαδικασία θα αποδείξει την τεχνική και οικονομική βιωσιμότητα της στο μέλλον, είναι η παραγωγή υδρογόνου από ηλιακό θερμικό εργοστάσιο.

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται αυξανόμενο ενδιαφέρον για την τεχνολογία της ηλιακής συγκέντρωσης και πολλές μονάδες κατασκευάζονται. Το Hydrosol-2 είναι μια πιλοτική μονάδα των 100 kW στην Ισπανία, η οποία χρησιμοποιεί το ηλιακό φως για την απόκτηση των απαιτούμενων 800 έως 1200°C για τη διαίρεση του νερού. Το Hydrosol-2 έχει τεθεί σε λειτουργία από το 2008. Ο σχεδιασμός της σημερινής μονάδας των 100kW βασίζεται σε σχεδιασμό με ξεχωριστές ενότητες. Ως αποτέλεσμα, είναι πιθανό ότι αυτή η τεχνολογία θα μπορούσε να ανέβει στο φάσμα των MW από τον πολλαπλασιασμό των διαθέσιμων μονάδων και προφανώς με τη σύνδεση του εργοστασίου με

ηλιοστατικούς τομείς κατάλληλου μεγέθους. Επίσης, στην Ισπανία και στις ΗΠΑ υπάρχουν πολλοί ηλιακοί πύργοι σε λειτουργία, που χρησιμεύουν για την ηλιακή συγκέντρωση.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Αυτή τη στιγμή η συγκεκριμένη τεχνολογία δεν δείχνει δυνατότητες για να γίνει ανταγωνιστική οικονομικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου. Για να γίνει ανταγωνιστική θα πρέπει να μειωθεί αρκετά το κόστος και να αυξηθεί η απόδοση του ηλιακού συλλέκτη, καθώς και η αξιοπιστία του, με μειωμένα έξοδα συντήρησης. Επιπλέον, θα πρέπει να επιλεγεί και να επικυρωθεί ο κατάλληλος θερμοχημικός κύκλος για την ηλιακή ενέργεια. Το κόστος επένδυσης το έτος 2000 ανέρχεται σε 563 €/ m³d, το οποίο αναμένεται να μειωθεί σε 437€/ m³d μέχρι το 2025 και το 2050 αναμένεται στα 370 €/ m³d. Τα σταθερά κόστη λειτουργίας είναι στο 5% του κόστους επένδυσης το 2000, αλλά στη συνέχεια πέφτουν αρκετά και φτάνουν στο 2% του κόστους επένδυσης το 2050. Πάντως η συγκεκριμένη τεχνολογία παρά τη δραματική μείωση του κόστους της, παραμένει μέχρι και το 2050 η πιο ακριβή(με δεδομένο μηδενικό φόρο άνθρακα). Το κόστος επένδυσης της συγκεκριμένης τεχνολογίας αποτελείται από το κόστος του θερμοχημικού κύκλου και από το κόστος επένδυσης της τεχνολογίας συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας για παραγωγή ηλεκτρισμού, το οποίο μειώνεται δραματικά οδηγώντας και στην μείωση του κόστους της συνολικής τεχνολογίας.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	563	437	370
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	52,7	41	35
Κόστος FOI	€/m ³ d/y	28,80	14,40	7,20
Παράγοντας διαθεσιμότητας		29%	31%	32%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	2968	1904	1377,9
Τιμή καυσίμου	€/toe			
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe			
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂			
Απόδοση καυσίμου		100%	100%	100%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,00	0,00	0,00
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	0	0	0
Μέσο κόστος VOM	€/toe	0,0	0,0	0,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	0	0	0

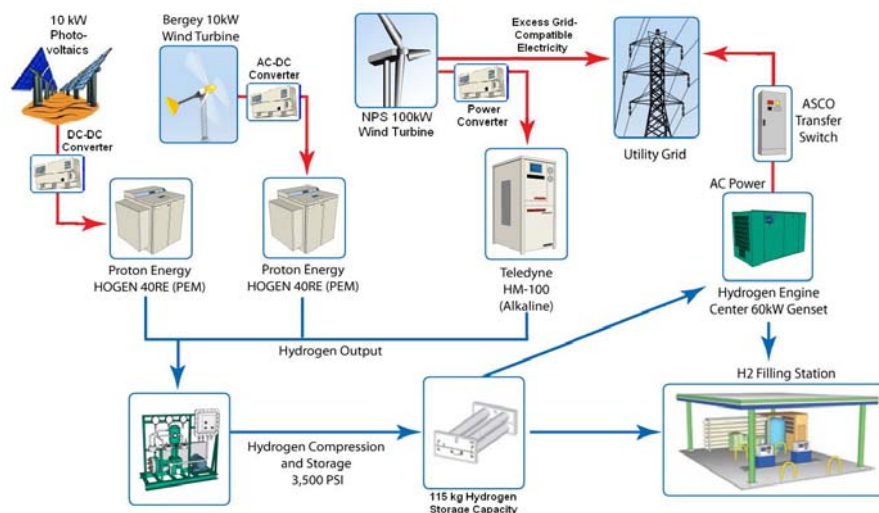
Πίνακας 2.8: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας θερμικής διάσπασης υψηλής θερμοκρασίας με χρήση ηλιακής ενέργειας (SHT).

2.2.9. Ηλεκτρόλυση νερού με χρήση αιολικής ενέργειας (Water Electrolysis with Wind – WEW)

Η ηλεκτρόλυση, η οποία είναι ένας τρόπος για να παράγουμε υδρογόνο, αναλύθηκε παραπάνω. Η ενέργεια που χρειάζεται η ηλεκτρόλυση μπορεί να παραχθεί με χρήση αιολικής ενέργειας. Ένα αιολικό πάρκο παράγει ενέργεια από τον άνεμο, η οποία τροφοδοτεί το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, από το οποίο θα παράγεται υδρογόνο. Τα αιολικά πάρκα τοποθετούνται έξω από τις πόλεις (επιβαρυντικό για το κόστος) και συνήθως είναι μικρής εγκατεστημένης ισχύος, γι' αυτό και στον υπολογισμό του κόστους της διαδικασίας λαμβάνουμε υπόψη μας την ηλεκτρόλυση μικρής κλίμακας.

Το project Wind2H₂, το οποίο αναπτύσσεται στις Η.Π.Α., συνδέει ανεμογεννήτριες με ηλεκτρολύτες που περνούν τον ηλεκτρισμό που παρήχθη από την αιολική ενέργεια μέσα από το νερό, για να το

10 kW Photo-voltaic, Bergey 10kW Wind Turbine, Excess Grid-Compatible Electricity.



Εικόνα 2.6: Διαγραμματική απεικόνιση του project Wind2H₂ (Colorado).

Η παραγωγή υδρογόνου με ανανεώσιμες πηγές θα μειώσει τις επιπτώσεις των αερίων του θερμοκηπίου που εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα και θα μειώσει την εξάρτηση της οικονομίας από το πετρέλαιο. Η αιολική ενέργεια είναι σήμερα η πιο οικονομική ανανεώσιμη πηγή και είναι βραχυπρόθεσμα η πρώτη υποψήφια για παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές. Καθώς αυξάνει τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας, θα ήταν επωφελές να παράγουμε υδρογόνο σε περιόδους υψηλού ανέμου και χαμηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και ύστερα να παράγουμε ηλεκτρική ενέργεια από το αποθηκευμένο υδρογόνο όταν η ζήτηση είναι υψηλή.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Η απόδοση της συγκεκριμένης τεχνολογίας εξαρτάται από την απόδοση της ηλεκτρόλυσης σε μικρή κλίμακα, που αυξάνει από 70% το 2000 σε 75% το 2025 και τέλος σε 80% το 2050. Το κόστος επένδυσης της ηλεκτρόλυσης με χρήση αιολικής ενέργειας είναι 361€/ m³d το 2000. Επειδή αυτή η τεχνολογία δεν είναι ακόμα καθιερωμένη, υποθέτουμε σημαντική μείωση του κόστους επένδυσης κατά 15% μέχρι το 2025 (διαμορφώνεται έτσι στα 303€/ m³d) και επιπλέον μείωση 10% μέχρι το 2050 (με την τιμή το 2050 να είναι 273€/ m³d). Το κόστος αυτό είναι το άθροισμα του κόστους για την ηλεκτρόλυση σε μικρή κλίμακα και του κόστους για την παραγωγή ηλεκτρισμού από τις on-shore ανεμογεννήτριες. Τα FOM κόστη της τεχνολογίας είναι ιδιαίτερα μικρά, περίπου στο 2% του κόστους επένδυσης.

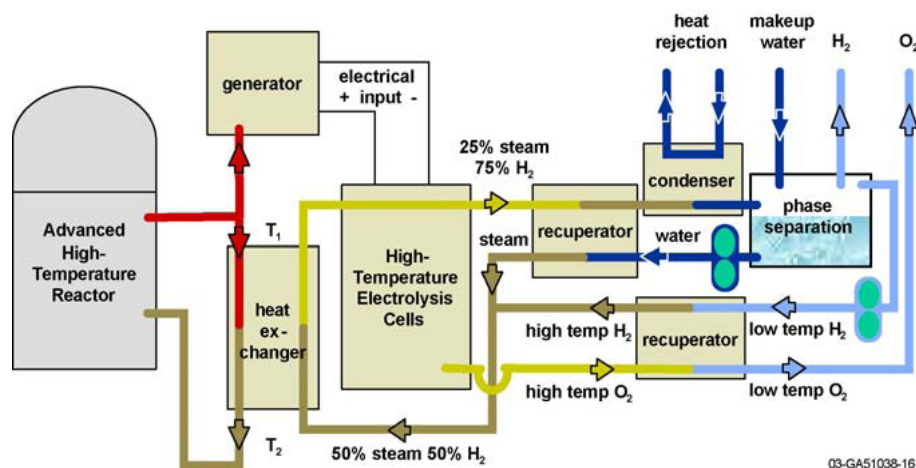
€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	20	20	20
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	361	303	273
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	36,7	31	28
Κόστος FOIM	€/m ³ d/y	4,69	4,42	4,14
Παράγοντας διαθεσιμότητας		28%	28%	28%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	1577	1344	1215,4
Τιμή καυσίμου	€/toe			
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe			
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂			
Απόδοση καυσίμου		70%	75%	80%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe			
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	0	0	0
Μέσο κόστος VOM	€/toe			
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	0	0	0

Πίνακας 2.9: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού με χρήση αιολικής ενέργειας (WEW).

2.2.10. Ηλεκτρόλυση νερού με χρήση πυρηνικής ενέργειας (Water Electrolysis with Nuclear – WEN)

Οι ενεργειακές πηγές που δεν παράγουν αέρια του θερμοκηπίου και έχουν τη δυνατότητα να παράγουν υδρογόνο με κόστος ανταγωνιστικό σε σχέση με τα συμβατικά καύσιμα, θα είναι ουσιαστικής σημασίας συνιστώσες του μακροπρόθεσμου ενεργειακού εφοδιασμού. Μεταξύ αυτών των πηγών ενέργειας, η πυρηνική ενέργεια προσφέρει μεγάλες δυνατότητες για τη μεγάλη κλίμακα παραγωγή υδρογόνου χωρίς εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Οι πιο ελκυστικές επιλογές για την παραγωγή υδρογόνου από πυρηνική ενέργεια είναι εκείνες που χρησιμοποιούν τις υψηλές θερμοκρασίες από έναν VHTR (αντιδραστήρας πολύ υψηλής θερμοκρασίας).

Η ηλεκτρόλυση είναι η πιο απλή τεχνολογία για την απευθείας παραγωγή υδρογόνου από νερό. Μια παρεμφερής τεχνολογία είναι η ηλεκτρόλυση του νερού με τη βοήθεια θερμότητας από πυρηνικό αντιδραστήρα. Με την εκτέλεση της ηλεκτρόλυσης σε υψηλές θερμοκρασίες με τη χρήση θερμότητας από πυρηνικό αντιδραστήρα, η συνολική απόδοση της διεργασίας μπορεί να αυξηθεί σε σχέση με την ηλεκτρόλυση χαμηλής θερμοκρασίας. Και στις δύο περιπτώσεις η πηγή ενέργειας δεν παράγει αέρια του θερμοκηπίου. Η ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας (HTE) έχει δυνατότητες για αύξηση απόδοσης. Η θερμική ενέργεια χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού υψηλής θερμοκρασίας, κάτι το οποίο συντελεί σε μείωση της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για την ηλεκτρόλυση και, κατά συνέπεια, σε μείωση της συνολικής ενέργειας που απαιτείται για την παραγωγή υδρογόνου.



Εικόνα 2.7: Απεικόνιση μια μονάδας ηλεκτρόλυσης με πυρηνική ενέργεια.

Η βελτίωση της απόδοσης επιτυγχάνεται μέσω της υποκατάστασης της θερμικής ενέργειας με την ηλεκτρική. Μια λιγότερο αποδοτική ηλεκτροπαραγωγική διαδικασία οδηγεί σε μεγαλύτερο συνολικό όφελος από τη χρήση θερμικής ενέργειας άμεσα. Αυτή η βελτίωση της απόδοσης είναι ενδεχομένως σημαντική, δεδομένου ότι δεν μειώνει μόνο το μέγεθος και το κόστος κεφαλαίου του εργοστασίου του υδρογόνου, αλλά επίσης μειώνει το μέγεθος και το κόστος των πυρηνικών εγκαταστάσεων που είναι αναγκαίες για να παραχθεί μια δεδομένη ποσότητα υδρογόνου.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Η διαδικασία ηλεκτρόλυσης με πυρηνική ενέργεια είναι μια ήδη καθιερωμένη διαδικασία και εξαιτίας του αρκετά υψηλού κόστους επένδυσης της δεν αναμένεται να παίζει σπουδαίο ρόλο στην παραγωγή υδρογόνου μελλοντικά. Η συνολική απόδοση της διαδικασίας ανέρχεται σε 24%, ενώ το 2025 θα είναι 29% και τέλος το 2050 θα φτάσει το 31%. Η συνολική απόδοση της διαδικασίας είναι το γινόμενο της απόδοσης της ηλεκτρόλυσης σε μεγάλη κλίμακα (70% το 2000, 80% το 2050) επί την απόδοση των συμβατικών πυρηνικών αντιδραστήρων (34% το 2000, 39% το 2050).

Το μεταβλητό της κόστος επειδή είναι αρκετά μικρό την καθιστά ανταγωνιστική με την παραδοσιακή ηλεκτρόλυση, καθώς και με τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα (τουλάχιστον μεσοπρόθεσμα) και πιο οικονομική σε σχέση με τις τεχνολογίες θερμοχημικού κύκλου (βέβαια προς το τέλος της περιόδου που εξετάζουμε ο θερμοχημικός κύκλος με πυρηνική ενέργεια θα γίνει πιο φθηνός). Το κόστος επένδυσης προσδιορίστηκε στα 546€/ m³d το 2000. Στη συνέχεια, αφού είναι μια καθιερωμένη διαδικασία υποθέτουμε μείωση του κόστους κατά 5% ανά 25 χρόνια (δηλαδή 517€/ m³d το 2025 και 491€/ m³d το 2050). Το FOM κόστος της τεχνολογίας είναι 2% του κόστους επένδυσης για όλη τη εξεταζόμενη περίοδο.

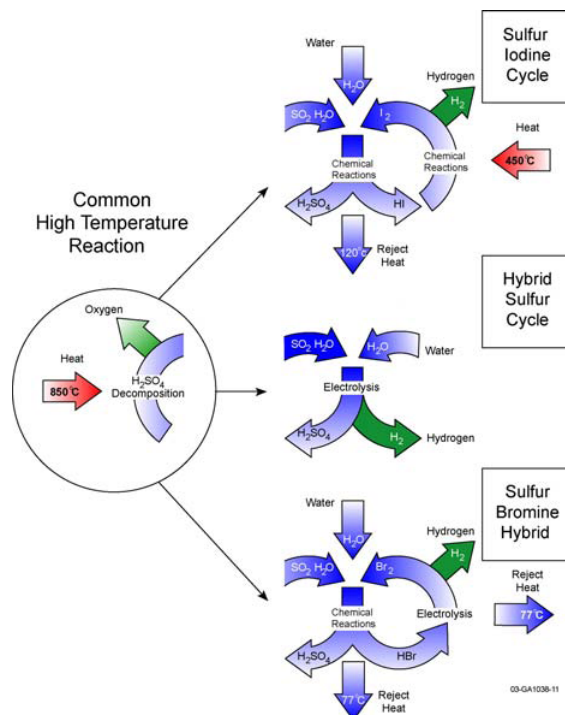
€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	35	35	35
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	546	517	491
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	46,9	44	42
Κόστος FOIM	€/m ³ d/y	9,32	8,80	8,30
Παράγοντας διαθεσιμότητας		80%	85%	85%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	749	667	632,7
Τιμή καυσίμου	€/toe	59	71	106
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe			
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂			
Απόδοση καυσίμου		24%	29%	31%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe			
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	248	249	341
Μέσο κόστος VOM	€/toe	0	0	0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	248	249	341

Πίνακας 2.10: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ηλεκτρόλυσης νερού με χρήση πυρηνικής ενέργειας (WEN).

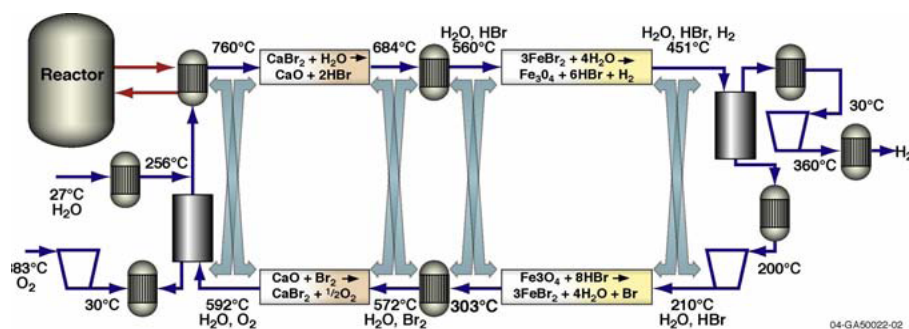
2.2.11. Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με χρήση πυρηνικής ενέργειας (Nuclear High Temperature – NHT)

Οι θερμοχημικοί κύκλοι παράγουν υδρογόνο μέσω μιας σειράς από χημικές αντιδράσεις, όπου το καθαρό αποτέλεσμα είναι η παραγωγή υδρογόνου και οξυγόνου από νερό σε πολύ χαμηλότερες θερμοκρασίες από την ηλεκτρόλυση. Η ενέργεια παρέχεται στην θερμοκρασία που είναι αναγκαία για τη λειτουργία των ενδοθερμικών αντιδράσεων, κατά κανόνα 750 έως 1000°C ή υψηλότερη. Όλες οι χημικές ουσίες της διαδικασίας ανακυκλώνονται πλήρως στο σύστημα. Τα πλεονεκτήματα των θερμοχημικών κύκλων είναι οι υψηλές αποδόσεις, της τάξης του 45% ή και περισσότερο, και τα ελκυστικά χαρακτηριστικά τους για μεγάλης κλίμακας εφαρμογές. Οι θερμοχημικοί κύκλοι έχουν περιορισμένη απόδοση λόγω Carnot, δηλαδή σε θερμοκρασίες μεταξύ 300 και 1000K η μέγιστη θεωρητική απόδοση είναι 88%. Είναι αναγνωρισμένο ότι οι νέες τεχνολογίες (καταλύτες και τεχνικές διαχωρισμού) μπορούν να καταστήσουν ελκυστικούς τους θερμοχημικούς κύκλους.

Το γενικό συμπέρασμα των μελετών είναι ότι υπάρχει σήμερα μόνο ένας μικρός αριθμός κύκλων που θεωρούνται υποψήφιοι για μεγάλη ανάπτυξη. Η θερμική παραγωγή υδρογόνου έχει σοβαρές απαιτήσεις όσον αφορά το σχεδιασμό του αντιδραστήρα λόγω της ανάγκης για παροχή θερμότητας σε υψηλή θερμοκρασία (500-950°C). Το πρόβλημα της εξεύρεσης υλικών (υλικά κατασκευής και μεμβράνες για διαχωρισμό) που αντιστέκονται στη διάβρωση και η ανεπάρκεια των υλικών αυτών σε υψηλές θερμοκρασίες σε εξαιρετικά επιθετικό χημικό περιβάλλον είναι ένα σοβαρό εμπόδιο για αυτήν την τεχνολογία.



Εικόνα 2.8: Διάγραμμα κύκλων βασισμένων στο θείο.



Εικόνα 2.9: Διάγραμμα κύκλου βρωμίου-ασβεστίου.

Τα τελευταία χρόνια η κυβέρνηση των Η.Π.Α. στην προσπάθειά της για παραγωγή υδρογόνου με όσο το δυνατόν χαμηλότερες εκπομπές ρύπων και σε ανταγωνιστικές τιμές, έχει επενδύσει μεγάλα κεφάλαια σε μια έρευνα, γνωστή ως next generation nuclear plant, δηλαδή 4^{ης} γενιάς πυρηνικός αντιδραστήρας. Το πυρηνικό εργοστάσιο (NGNP), χρησιμοποιώντας τεχνολογία αερόψυκτου αντιδραστήρα, θα παρέχει το σχέδιο στην βιομηχανία για τη διαχείριση θερμότητας από την επόμενη γενιά των προηγμένων πυρηνικών σταθμών. Ο αερόψυκτος αντιδραστήρας υψηλής θερμοκρασίας μπορεί να προσφέρει θερμότητα για βιομηχανική διαδικασία σε θερμοκρασίες από 700 έως 950°C. Ο εν λόγω αντιδραστήρας έχει ανοίξει την πόρτα για ένα ευρύτερο φάσμα εμπορικών εφαρμογών από τη σημερινή τεχνολογία αντιδραστήρων ελαφρού ύδατος που λειτουργούν κοντά στους 300°C. Το NGNP βασίζεται στην ασφάλεια του αερόψυκτου αντιδραστήρα υψηλής θερμοκρασίας και κάνει βελτιώσεις στην αποδεδειγμένη ασφάλεια των εμπορικών αντιδραστήρων ελαφρού ύδατος. Ο αερόψυκτος αντιδραστήρας υψηλής θερμοκρασίας θα υπερβεί τα τρέχοντα πρότυπα πυρηνικών αντιδραστήρων σε αξιοπιστία, στη διαχείριση αποβλήτων και στην ασφάλεια. Το Project NGNP θα οδηγήσει σε μια κανονικής κλίμακας εγκατάσταση για να επιδείξει τις εμπορικές δυνατότητες του αερόψυκτου αντιδραστήρα υψηλής θερμοκρασίας και των συναφών τεχνολογιών. Αυτή η νέα τεχνολογία θα χρησιμοποιηθεί σε συνδυασμό με θερμοχημικούς κύκλους.

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Οι κύκλοι θείο-ιώδιο υβρίδιο θείου, υβρίδιο θείου-βρώμιου και βρώμιο-ασβέστιο έχουν εξεταστεί εργαστηριακά και η αναμενόμενη μέση απόδοσή τους κυμαίνεται στο 45%. Προβλέπεται αύξηση της απόδοσης, η οποία θα φτάσει στο 47% το 2025 και στο 50% το 2050. Τονίζεται ότι επειδή αυτή η τεχνολογία είναι αρκετά καινούργια και έχει δοκιμαστεί μόνο εργαστηριακά, είναι αρκετά δύσκολο να προβλεφθούν τα ακριβή τεχνικά χαρακτηριστικά της και επομένως όλες οι εκτιμήσεις για τα κόστη και τις αποδόσεις της είναι αρκετά επίφοβες.

Το κόστος επένδυσης για το έτος 2000 ανέρχεται στα 976€/m³d. Μέχρι το 2025 προβλέπεται μια σημαντική μείωση, περίπου 15%, με το κόστος να διαμορφώνεται στα 828€/m³d. Στη συνέχεια, μέχρι το 2050 το κόστος ακολουθεί μια ταχέως φθίνουσα πορεία φθάνοντας στα 314€/m³d (βέβαια πρέπει να λάβουμε υπόψη τη μεγάλη αβεβαιότητα για τη συγκεκριμένη τεχνολογία). Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης για τη συγκεκριμένη τεχνολογία ανέρχεται σε 5% του κόστους επένδυσης το έτος 2000, ενώ τα επόμενα χρόνια υποχωρεί στο 4%. Το κόστος της τεχνολογίας αποτελείται από το κόστος του θερμοχημικού κύκλου και από το κόστος του πυρηνικού αντιδραστήρα τέταρτης γενιάς, το οποίο μειώνεται δραματικά μέχρι το 2050.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	976	828	314
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m ³ d/y	91,5	78	29
Κόστος FOM	€/m ³ d/y	47,50	23,80	11,90
Παράγοντας διαθεσιμότητας		80%	85%	85%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	1852	1271	518,6
Τιμή καυσίμου	€/toe	59	71	106
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe			
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂			
Απόδοση καυσίμου		45%	47%	50%
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,00	0,00	0,00
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	131	149	213
Μέσο κόστος VOM	€/toe	0,0	0,0	0,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	131	149	213

Πίνακας 2.11: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας θερμικής διάσπασης υψηλής θερμοκρασίας με χρήση πυρηνικής ενέργειας (NHT).

2.3. Η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂ (CCS) στην παραγωγή υδρογόνου

2.3.1. Εισαγωγικά

Ο ενεργειακός εφοδιασμός της Ευρώπης χαρακτηρίζεται σήμερα από δομικές αδυναμίες και γεω-πολιτικές, κοινωνικές και περιβαλλοντικές ανεπάρκειες. Η ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, η αλλαγή του κλίματος, η υπερθέρμανση του πλανήτη και η οικονομική ανταγωνιστικότητα είναι οι κύριοι οδηγοί για την αναζήτηση ενεργειακών πόρων, μέσα στο πλαίσιο της βιώσιμης ανάπτυξης, η οποία είναι ένας υψηλού επιπέδου στόχος της ΕΕ. Με αυτήν την προοπτική, αναγνωρίζοντας ότι τα ορυκτά καύσιμα θα συνεχίσουν να χρησιμοποιούνται για το εγγύς μέλλον, είναι επιτακτική η χρήση οικονομικά αποδοτικότερων και με μηδενικές εκπομπές τεχνολογιών με υψηλά περιβαλλοντικά

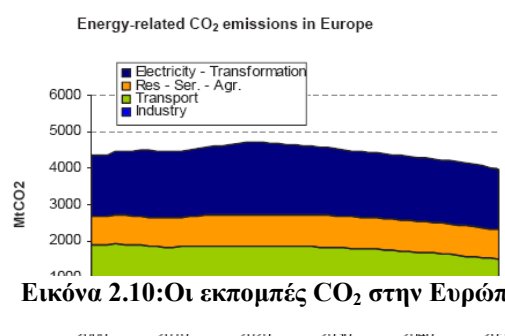
πρότυπα. Η δέσμευση και η αποθήκευση άνθρακα (CCS) είναι μια τεχνολογία που συμβάλλει στο μετριασμό των εκπομπών ρύπων από τα ορυκτά καύσιμα, με βάση την δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) από μεγάλες πηγές παραγωγής του, όπως οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από ορυκτά καύσιμα ή οι μελλοντικοί σταθμοί παραγωγής υδρογόνου. Με βάση διάφορα σενάρια, η τεχνολογία CCS θα δεσμεύσει το 10% περίπου του CO₂ το 2020 και το 20-45% το 2050. Συνεπώς, η δέσμευση και η αποθήκευση του CO₂ είναι ένας ουσιαστικός παράγοντας ώστε τα ορυκτά καύσιμα να είναι μέρος του ενεργειακού μίγματος.

Παρ' όλα αυτά η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂ βρίσκεται ακόμα σε πολύ πρώιμη φάση ανάπτυξης και τα κόστη της είναι ακόμα αρκετά μεγάλα. Επιπλέον, σήμερα ξέρουμε ακόμα λίγα για τη δυνατότητα αποθήκευσης του CO₂, τα χαρακτηριστικά της διαρροής και τους σχετικούς κινδύνους, καθώς και για τα κόστη της CCS. Υπάρχουν σημαντικές δαπάνες που περιλαμβάνονται στις τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂, με την τεχνολογία της δέσμευσης να αντιπροσωπεύει το 70-80% του συνολικού κόστους. Πάντως, σύμφωνα με πρόσφατες μελέτες, τα έξοδα που αποφεύγονται με τη διαδικασία CCS κυμαίνονται μεταξύ 100-200€/t CO₂. Ο στόχος είναι να μειωθούν οι δαπάνες στα € 50-60 ανά τόνο CO₂ που συγκρατείται και να αυξηθεί το ποσοστό δέσμευσης στο 90%.

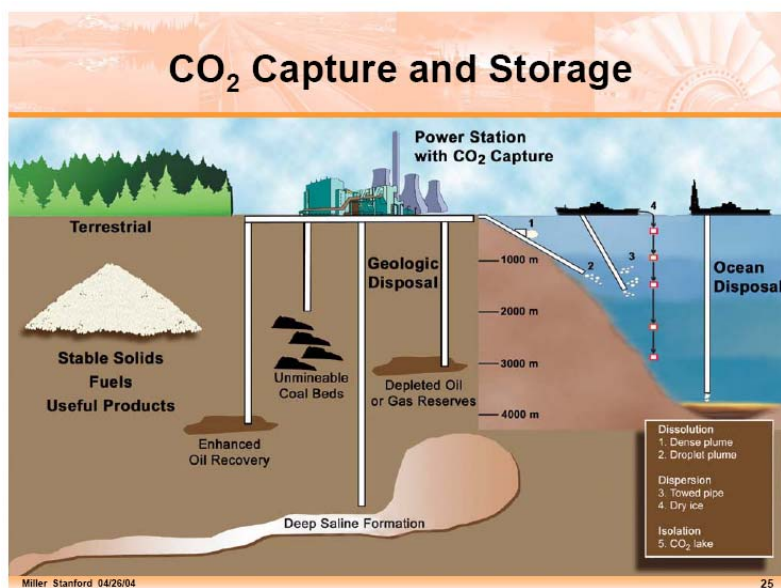
Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα περιλαμβάνουν την προκαύσεως δέσμευση (εφαρμόζεται στα συστήματα αεριοποίησης), την μετά-καύσεως δέσμευση και την oxyfuels καύση. Υπάρχει επίσης ανάγκη να αξιολογηθεί η αξιοπιστία και η μακροπρόθεσμη σταθερότητα της αποθήκευσης του CO₂ προκειμένου

να χαρτογραφηθεί η γεωλογική δυνατότητα αποθήκευσης, καθορίζοντας προοπτικές ασφάλειας και χτίζοντας τη δημόσια εμπιστοσύνη ώστε να εξασφαλιστεί η απαραίτητη αποδοχή. Οι επιλογές αποθήκευσης του CO₂ που ενδιαφέρουν την ΕΕ περιλαμβάνουν την γεωλογική αποθήκευση στα υδροφόρα στρώματα και στα βαθιά μη-εξορυσμένα κοιτάσματα λιγνίτη. Επιπλέον υπάρχουν χημικές τεχνικές και άλλες καινοτόμες μέθοδοι πολλά υποσχόμενες.

Σήμερα υπάρχουν 4 μεγάλα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με τη συγκεκριμένη τεχνολογία, το μεγαλύτερο από τα οποία είναι το Weyburn-Midale CO₂ στον Καναδά. Επίσης, εξαιτίας της ευρείας μελλοντικής χρήσης της τεχνολογίας CCS, τεράστια χρηματικά ποσά δαπανώνται για την έρευνα και ανάπτυξη της CCS από την Ευρωπαϊκή Ένωση και τις άλλες προηγμένες οικονομίες σε μια προσπάθεια να αυξηθεί η απόδοσή της και να μειωθούν τα κόστη που συνεπάγεται η λειτουργία της.



Εικόνα 2.10: Οι εκπομπές CO₂ στην Ευρώπη.

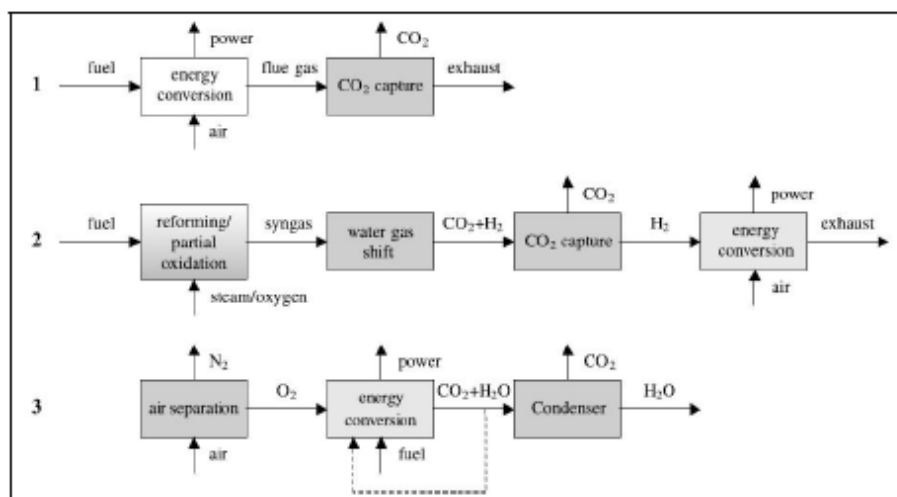


Εικόνα 2.11: Η διαδικασία της δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂.

2.3.2. Περιγραφή της διαδικασίας για τη δέσμευση και την αποθήκευση του CO₂ (CCS)

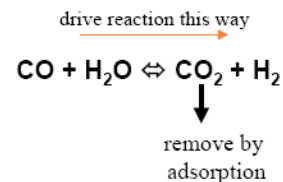
ΔΕΣΜΕΥΣΗ ΤΟΥ CO₂

Υπάρχουν τρεις κύριες τεχνολογίες για τη δέσμευση του CO₂ : η μετά-καύσεως δέσμευση (post-combustion capture), η προ-καύσεως δέσμευση (pre-combustion capture) και η oxyfuel καύση.



Εικόνα 2.12: Η αρχή των post-combustion capture (1), pre-combustion capture (2) και oxyfuel combustion (3). Τα άσπρα μέρη δείχνουν τη διαμόρφωση χωρίς δέσμευση, τα μέρη με ανοικτό γκρι δείχνουν τις τροποποιήσεις στη διαμόρφωση χωρίς δέσμευση, τα μέρη με σκούρο γκρι δείχνουν τα νέα συστατικά.

- Η διαδικασία της μετά-καύσεως δέσμευσης εφαρμόζεται εμπορικά για να παράγει υψηλής ποιότητας CO₂ από την εξάτμιση του άνθρακα. Το CO₂ δεσμεύεται μέσω της χρήσης διαλυτών, μερικές φορές σε συνδυασμό με χωρισμό μεμβρανών. Η βασική τεχνολογία, η οποία χρησιμοποιεί monoethanolamine (MEA), έχει χρησιμοποιηθεί σε βιομηχανική κλίμακα για δεκαετίες, αλλά η πρόκληση είναι η μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας και η ανάκτηση του CO₂ με την ελάχιστη ενεργειακή κατανάλωση με αποδεκτό κόστος. Αυτή τη στιγμή, η μεγαλύτερη λειτουργούσα μονάδα έχει δυναμικότητα 800 τόνους CO₂/day.
- Η διαδικασία της προ-καύσεως δέσμευσης μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί σε εγκαταστάσεις λιγνίτη ή φυσικού αερίου. Τα καύσιμα αντιδρούν πρώτα με οξυγόνο ή/και ατμό και στη συνέχεια επεξεργάζονται περαιτέρω σε έναν αντιδραστήρα για να παραχθεί μίγμα H₂ και CO₂. Το CO₂ δεσμεύεται από ένα υψηλής πίεσης αέριο μείγμα που περιέχει 15%-40% CO₂.
- Σε εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας με καύση oxyfuel, τα καύσιμα καίγονται χρησιμοποιώντας καθαρό οξυγόνο, το οποίο παράγεται από μια κρυογόνου μονάδα χωρισμού αέρα (ASU), αν και νέες τεχνολογίες όπως οι ιονικές μεμβράνες μπαίνουν σε λειτουργία. Ο σωλήνας αερίων, ο οποίος περιέχει αρχικά CO₂, ανακυκλώνεται μερικώς στο λέβητα για να ελέγξει τη θερμοκρασία καύσης. Το κύριο πλεονέκτημα της καύσης oxyfuel είναι ότι δεσμεύει σχεδόν 100% του CO₂.



Εικόνα 2.13: Η αρχή της προ-καύσεως.

ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ CO₂

Διάφορες τεχνικές έχουν υιοθετηθεί για τη μόνιμη αποθήκευση του CO₂. Αυτές οι τεχνικές περιλαμβάνουν την αποθήκευση υπό αέρια μορφή στους διάφορους γεωλογικούς σχηματισμούς (συμπεριλαμβανομένων των αλατούχων σχηματισμών και των εξαντλημένων πετρελαιοπηγών), την αποθήκευση υπό υγρή μορφή στους ωκεανούς και τη στερεή αποθήκευση από την αντίδραση του CO₂ με μεταλλικά οξείδια για να παραγάγουν σταθερά ανθρακικά άλατα.

- Γεωλογική αποθήκευση: Αυτή η μέθοδος περιλαμβάνει την έγχυση του διοξειδίου του άνθρακα άμεσα στους υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς. Οι διάφοροι φυσικοί και γεωχημικοί μηχανισμοί παγίδευσης θα απέτρεπαν τη διαφυγή του CO₂ στην επιφάνεια. Το CO₂ εγχέεται μερικές φορές στις πετρελαιοφόρες περιοχές για να αυξήσει την αποκατάσταση πετρελαίου. Αυτή η επιλογή είναι ελκυστική επειδή η γεωλογία των δεξαμενών υδρογονανθράκων γενικά γίνεται κατανοητή και οι δαπάνες αποθήκευσης μπορούν να αντισταθμιστούν εν μέρει από την πώληση του πρόσθετου πετρελαίου που ανακτάται. Τα μειονεκτήματα των παλαιών πετρελαιοφόρων περιοχών είναι η γεωγραφική διανομή τους και η περιορισμένη ικανότητά τους, καθώς επίσης και ότι η επόμενη καύση του πρόσθετου πετρελαίου που ανακτάται θα αντισταθμίσει μερικώς ή συνολικά την μείωση των εκπομπών του CO₂. Σε λιγνίτη που δεν έχει εξορυχτεί μπορεί να αποθηκευτεί CO₂ επειδή το CO₂ προσροφάται στη επιφάνεια του. Εντούτοις, η δυνατότητα πραγματοποίησης εξαρτάται από τη διαπερατότητα του κάρβουνου. Στο στάδιο της απορρόφησης το κάρβουνο απελευθερώνει το προηγούμενως απορροφημένο μεθάνιο και το μεθάνιο μπορεί να ανακτηθεί. Η πώληση του μεθανίου μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αντισταθμίσει ένα ποσοστό του κόστους της αποθήκευσης του CO₂. Εντούτοις, η καύση του μεθανίου θα παρήγαγε CO₂, το οποίο θα αντισταθμίσει μερικώς το όφελος της αποθήκευσης του αρχικού CO₂. Τα αλατούχα υδροφόρα στρώματα έχουν χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση χημικών αποβλήτων σε μερικές περιπτώσεις. Το κύριο πλεονέκτημα των αλατούχων υδροφόρων στρωμάτων είναι ο μεγάλος όγκος αποθήκευσής τους. Όμως, είναι λιγότερο γνωστά από τις πετρελαιοφόρες περιοχές. Αντίθετα από την αποθήκευση στις πετρελαιοφόρες περιοχές, κανένα δευτερεύον προϊόν δεν θα αντισταθμίσει το κόστος αποθήκευσης. Η διαρροή του CO₂ στην ατμόσφαιρα είναι ένα πρόβλημα στην αποθήκευση σε αλατούχα στρώματα. Εντούτοις, η τρέχουσα έρευνα δείχνει ότι διάφοροι μηχανισμοί παγιδεύουν το CO₂ υπόγεια, μειώνοντας τον κίνδυνο διαρροής.

- Αποθήκευση στον ωκεανό: Μια άλλη προτεινόμενη μορφή αποθήκευσης άνθρακα είναι στους ωκεανούς. Διάφορες ιδέες έχουν προταθεί:
 - Εγχέεται το CO₂ με πλοίο ή με σωλήνωση σε βάθη 1000m ή περισσότερο.
 - «Λίμνες» από CO₂ στον πυθμένα της θάλασσας σε βάθη μεγαλύτερα από 3000m, όπου το CO₂ είναι πυκνότερο από το νερό και αναμένεται να διαμορφώσει μια «λίμνη» που θα καθυστερούσε τη διάλυση του CO₂ στο περιβάλλον.
 - Μετατροπή του CO₂ σε διττανθρακικά άλατα.
 - Αποθήκευση του CO₂ σε στερεές ένυδρες ουσίες που ήδη υπάρχουν στο ωκεανό.

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της ωκεάνιας αποθήκευσης είναι γενικά αρνητικές, αλλά και ανεπαρκώς κατανοητές. Οι μεγάλες συγκεντρώσεις του CO₂ σκοτώνουν τους ωκεάνιους οργανισμούς και ένα άλλο πρόβλημα είναι ότι το διαλυμένο CO₂ θα εξισορροπούσε τελικά με την ατμόσφαιρα, έτσι η αποθήκευση δεν θα ήταν μόνιμη. Επίσης, καθώς τμήμα του CO₂ αντιδρά με το νερό και δημιουργεί ανθρακικό οξύ, αυξάνεται η οξύτητα του ωκεάνιου νερού. Επίσης, ακόμα κι αν η ζωή είναι μάλλον αραιή στις βαθιές ωκεάνιες λεκάνες, τα χημικά αποτελέσματα του CO₂ θα μπορούσαν να έχουν εκτεταμένες επιπτώσεις.

- Ορυκτή αποθήκευση: Η αντίδραση του CO₂ με μεταλλικά οξείδια για να σχηματιστούν ανθρακικά άλατα έχει πολλά μοναδικά πλεονεκτήματα. Το πιο αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι τα ανθρακικά άλατα είναι σε χαμηλότερη ενεργειακή κατάσταση από το CO₂. Αφετέρου, οι πρώτες ύλες όπως βασισμένα στο μαγνήσιο μεταλλεύματα είναι άφθονες. Τέλος, τα παραχθέντα ανθρακικά άλατα είναι σταθερά και έτσι η επαν-απελευθέρωση του CO₂ στην ατμόσφαιρα δεν είναι ζήτημα. Εντούτοις, οι συμβατικές τεχνικές ανθρακοποίησης είναι αργές κάτω από περιβαλλοντικές θερμοκρασίες και πιέσεις. Η σημαντική πρόκληση που εξετάζεται από αυτήν την προσπάθεια είναι να προσδιοριστεί μια βιομηχανικά και περιβαλλοντικά βιώσιμη διαδρομή ανθρακοποίησης που θα επιτρέψει να εφαρμοστεί οικονομικά η ορυκτή αποθήκευση.

2.3.3. Χρήση των τεχνολογιών CCS στην παραγωγή υδρογόνου

Στο γενικότερο πλαίσιο της κινητοποίησης της ευρωπαϊκής κοινότητας (φορέων και πολιτών) για τη μείωση των εκπομπών αέριων ρύπων, επιβάλλεται ένας κοινός φόρος σε όλες τις χώρες για τις εκπομπές CO₂ από τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και υδρογόνου. Η επιβολή του φόρου επιβαρύνει την παραγωγή από ορυκτά καύσιμα με ένα επιπλέον κόστος, σε αντίθεση με την παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Καθώς ο τομέας της παραγωγής υδρογόνου αναπτύσσεται, το επιπλέον κόστος της παραγωγής από ορυκτά καύσιμα (κόστος των ρύπων) επιφέρει μεταβολές στην εξέλιξη του τομέα. Όμως η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα θα μειώσει κατά πολύ τις εκπομπές του επιβλαβούς αερίου, καθιστώντας τις τεχνολογίες αυτές και πάλι ανταγωνιστικές.

Η τεχνολογία CCS μπορεί να εφαρμοστεί σε κάποιες από τις τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου που αναλύθηκαν παραπάνω. Έτσι, στο μοντέλο εκτός από τις 12 τεχνολογίες που έχουν ήδη αναφερθεί θα προστεθούν και άλλες 4 που χρησιμοποιούν CCS:

- Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου με CCS (GSS)
- Μερική οξείδωση πετρελαίου με CCS (OPS)
- Αεριοποίηση άνθρακα με CCS (CGS)
- Αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με CCS (BGFLS)

Θεωρούμε ότι όλες οι παραπάνω τεχνολογίες χρησιμοποιούν την προ-καύσεως δέσμευση (pre-combustion capture).

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Τα σημερινά δεδομένα για την τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα είναι αρκετά επισφαλής, δεδομένου ότι είναι μια τεχνολογία που δεν χρησιμοποιείται μέχρι σήμερα σε μεγάλη κλίμακα. Τα σύγχρονα συστήματα δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ μπορούν να δεσμεύσουν το 85-95% του CO₂ που παράγει το εργοστάσιο. Ακόμα μεγαλύτερες αποδόσεις είναι εφικτές, αλλά οι συσκευές διαχωρισμού γίνονται αρκετά μεγαλύτερες, με μεγαλύτερη ενεργειακή εντατικότητα και πιο ακριβές. Η δέσμευση και η συμπίεση χρειάζονται 10-40% παραπάνω ενέργεια από ότι το αντίστοιχο εργοστάσιο χωρίς CCS. Έτσι, στο μοντέλο θεωρούμε το ποσοστό δέσμευσης του CO₂ ίσο με 89%, σταθερό μάλιστα για όλη την περίοδο που μελετάμε. Επίσης, θεωρούμε τη συνολική απόδοση της διαδικασίας ίση με 84% το 2000 και αυξάνεται σε 87% το 2025 και 90% το 2050.

Λόγω του μελλοντικού ανταγωνισμού των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου με και χωρίς CCS, πρέπει να έχουμε υπόψη μας και τα κόστη δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης του CO₂. Γενικά, η δέσμευση και η αποθήκευση του CO₂ (CCS) είναι ενεργειακά εντατική και δαπανηρή διαδικασία και περιλαμβάνει διάφορα βήματα: Το CO₂ δεσμεύεται, συμπιέζεται, μεταφέρεται και τελικά αποθηκεύεται στους γεωλογικούς σχηματισμούς ή στα υδροφόρα στρώματα. Το κόστος της δέσμευσης θα είναι ο κύριος παράγοντας κόστους της όλης τεχνολογίας. Το κόστος της CCS υπολογίζεται σήμερα στα 22 €/m³d και ακολουθεί φθίνουσα πορεία καθώς αυτή η τεχνολογία θα εφαρμόζεται όλο και περισσότερο (17 €/m³d το 2025 και 16 €/m³d το 2050). Επίσης, παρουσιάζει αυξημένα κόστη FOM και VOM, τα οποία φαίνονται στον πίνακα.

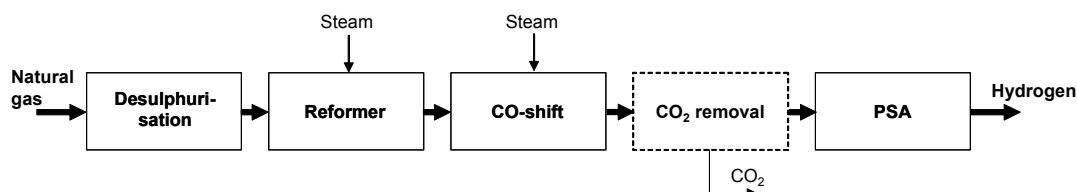
		2000	2025	2050
Δαπάνες επένδυσης	€/m ³ d	22	17	16
FOM κόστος	€/m ³ d/y	0,28	0,26	0,25
VOM κόστος	€/toe	18	16	15

Πίνακας 2.12: Οι δαπάνες επένδυσης, το σταθερό κόστος και το μεταβλητό κόστος της τεχνολογίας CCS στη διάρκεια του χρόνου.

2.4. Τρόποι παραγωγής υδρογόνου με χρήση CCS που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο

2.4.1. Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου με χρήση CCS (GSS)

Η GSR είναι ήδη μια ώριμη τεχνολογία και η εφαρμογή σε αυτήν της CCS θα έχει ως αποτέλεσμα να την καταστήσει οικονομικά αποδοτική και στο μέλλον (παρά το φόρο άνθρακα).



Εικόνα 2.14: Διάγραμμα της διαδικασίας ανασχηματισμού φυσικού αερίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO₂ (GSS).

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

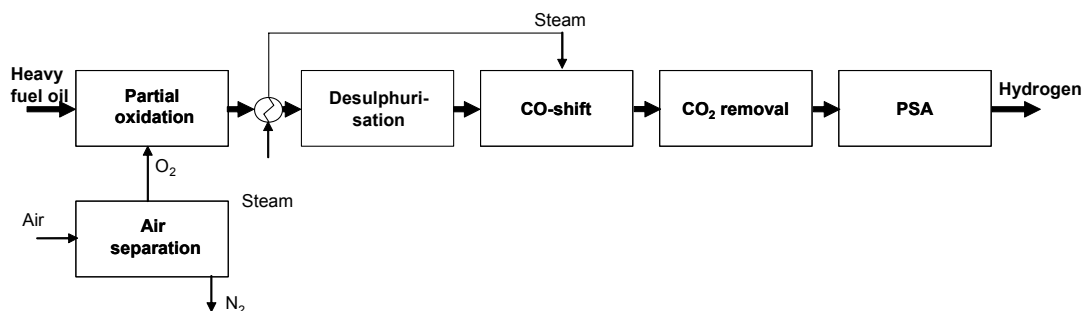
Η απόδοση της GSS είναι το γινόμενο της απόδοσης της GSR επί την απόδοση της CCS που βρέθηκε παραπάνω. Έτσι, διαμορφώνεται από το 62% το 2000, στο 68% το 2025 και στο 73% το 2050. Παράλληλα, τα κόστη της CCS (κόστος επένδυσης, FOM, VOM) προστίθενται στα κόστη της GSR. Το κόστος επένδυσης αυξάνεται κατά 52% σε σχέση με την GSR το 2000 και κατά 42% το 2025 και το 2050. Η απόδοση μειώνεται κατά 12% το 2000 και το ποσοστό αυτό φτάνει το 2050 το 8%. Το συνολικό κόστος της δέσμευσης και αποθήκευσης ανέρχεται συνολικά στα 37€/tCO₂ το 2000 και ανεβαίνει στα 50€/tCO₂ το 2025 και στα 60 €/tCO₂ το 2050. Παράλληλα, μειώνονται κατά πολύ οι εκπομπές CO₂ γεγονός που συντελεί στην καλύτερη διεύθυνση της τεχνολογίας σε περίπτωση υψηλού φόρου άνθρακα.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m3d	73	65	61
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m3d/y	7	6	6
Κόστος FOM	€/m3d/y	1,1	1,1	1,0
Παράγοντας διαθεσιμότητας		90%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	94	84	79
Τιμή καυσίμου	€/toe	180	432	783
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe	2,2	2,2	2,2
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂	0,0	0,0	0,0
Απόδοση καυσίμου		62%	68%	73%
Ρυθμός δέσμευσης και αποθήκευσης	%	0,9	0,9	0,9
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,4	0,4	0,3
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	289	635	1072
Μέσο κόστος VOM	€/toe	29,7	27,5	25,5
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	319	663	1097
Κόστος δέσμευσης και αποθήκευσης	€/tCO ₂	37	50	60

Πίνακας 2.13: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας ανασχηματισμού φυσικού αερίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO₂ (GSS).

2.4.2. Μερική οξείδωση πετρελαίου με χρήση CCS (OPS)

Η μερική οξείδωση είναι μια καθιερωμένη διαδικασία σε διάφορες πετρελαϊκές εταιρίες. Ο συνδυασμός της με την CCS φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Εικόνα 2.15: Διάγραμμα της διαδικασίας μερικής οξείδωσης πετρελαίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO₂ (OPS).

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

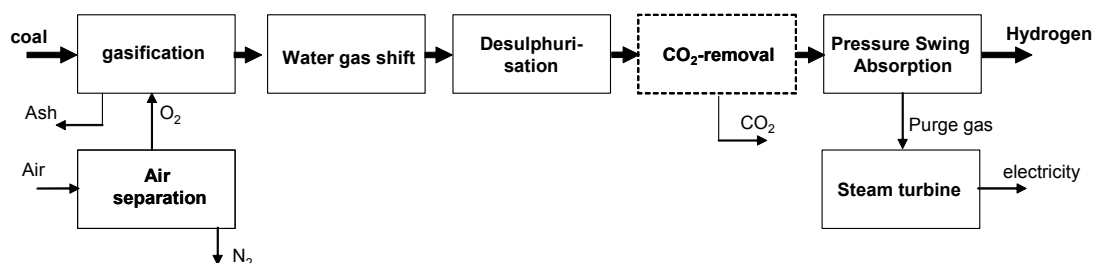
Η απόδοση της OPS είναι το γινόμενο της απόδοσης της OPO επί την απόδοση της CCS. Έτσι, διαμορφώνεται στο 61% το 2000 και ακολουθεί αυξητική τάση μέχρι το 2050 που φτάνει το 71%. Τα κόστη επένδυσης, τα σταθερά κόστη λειτουργίας και τα μεταβλητά κόστη λειτουργίας της OPS είναι το άθροισμα των αντίστοιχων εξόδων της OPO και της CCS. Παρατηρείται ότι το κόστος επένδυσης αυξάνεται κατά 35% σε σχέση με την OPO το 2000 και κατά 28% το 2025 και το 2050. Η απόδοση της τεχνολογίας μειώνεται κατά 12% το 2000 και κατά 8% περίπου το 2050. Το συνολικό κόστος της δέσμευσης και αποθήκευσης ανέρχεται συνολικά σε 19€/tCO₂ το 2000 και ανεβαίνει στα 25€/tCO₂ το 2025 και στα 28€/tCO₂ το 2050.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/mBd	96	87	84
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/mBd/y	9	8	8
Κόστος FOM	€/mBd/y	3,4	3,1	2,8
Παράγοντας διαθεσιμότητας		90%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	147	133	126
Τιμή καυσίμου	€/toe	146	366	596
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe	4,0	4,0	4,0
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂	0,0	0,0	0,0
Απόδοση καυσίμου		61%	67%	71%
Ρυθμός δέσμευσης και αποθήκευσης	%	0,9	0,9	0,9
Εκτομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,7	0,6	0,6
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	239	545	836
Μέσο κόστος VOM	€/toe	18,0	17,0	16,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	257	562	852
Κόστος δέσμευσης και αποθήκευσης	€/tCO ₂	19	25	28

Πίνακας 2.14: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας μερικής οξείδωσης πετρελαίου με δέσμευση και αποθήκευση του CO₂ (OPS).

2.4.3. Αεριοποίηση λιγνίτη με χρήση CCS (CGS)

Η αεριοποίηση του άνθρακα με CCS είναι μια διαδικασία που θα διαδραματίσει κομβικό ρόλο στην παραγωγή υδρογόνου μέχρι το 2050 με βάση και τη φορολόγηση του άνθρακα. Εδώ εξετάζεται η συμβατική αεριοποίηση TEXACO, με απομάκρυνση του όξινου αερίου και προσρόφηση ταλάντευσης πίεσης (PSA), με παράλληλη απομάκρυνση του διοξειδίου του άνθρακα.



Εικόνα 2.16: Διάγραμμα της διαδικασίας αεριοποίησης άνθρακα με δέσμευση και αποθήκευση CO₂ (CGS).

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

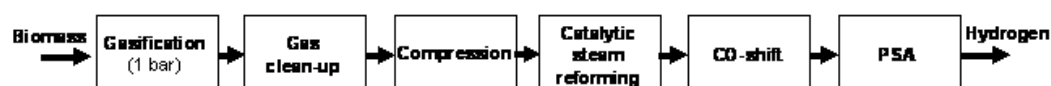
Η απόδοση της CGS είναι το γινόμενο της απόδοσης της CGF επί την απόδοση της CCS. Έτσι, διαμορφώνεται στο 50% το 2000 και ακολουθεί μικρή αυξητική τάση μέχρι το 2050 που φτάνει το 54%. Τα κόστη επένδυσης, τα σταθερά κόστη λειτουργίας και τα μεταβλητά κόστη λειτουργίας της CGS είναι το άθροισμα των αντίστοιχων εξόδων της CGF και της CCS. Παρατηρείται ότι το κόστος επένδυσης αυξάνεται κατά 20% το 2000 σε σχέση με την CGF, ποσοστό πολύ μικρότερο από τα αντίστοιχα για την GSS και την OPS. Μάλιστα, το ποσοστό αυτό εμφανίζεται ακόμα πιο μειωμένο στο 16,5% περίπου τα έτη 2025 και 2050. Η απόδοση της τεχνολογίας πέφτει κατά 9% το 2000 και κατά 6% το 2050, ποσοστά αρκετά μικρότερα από τα αντίστοιχα ποσοστά μείωσης της απόδοσης για τις άλλες τεχνολογίες. Τα παραπάνω δεδομένα δείχνουν ότι η συγκεκριμένη τεχνολογία θα διαδραματίσει σημαντικό ρόλο σε περίπτωση υψηλού φόρου άνθρακα. Το συνολικό κόστος της δέσμευσης και της αποθήκευσης ανέρχεται συνολικά σε μόλις 11€/tCO₂ το 2000 και ανεβαίνει στα 12€/tCO₂ το 2025 και το 2050.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	25	25	25
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/mBd	150	136	126
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/mBd/y	14	13	12
Κόστος FOM	€/mBd/y	8,1	7,3	6,6
Παράγοντας διαθεσιμότητας		90%	90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe	262	238	218
Τιμή καυσίμου	€/toe	40	99	161
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe	4,0	4,0	4,0
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂	0,0	0,0	0,0
Απόδοση καυσίμου		50%	52%	54%
Ρυθμός δέσμευσης και αποθήκευσης	%	0,9	0,9	0,9
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe	0,9	0,8	0,8
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe	80	188	297
Μέσο κόστος VOM	€/toe	18,0	17,0	16,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe	98	205	313
Κόστος δέσμευσης και αποθήκευσης	€/tCO ₂	11	12	12

Πίνακας 2.15: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας αεριοποίησης άνθρακα με δέσμευση και αποθήκευση CO₂ (CGS).

2.4.4. Αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με χρήση CCS (BGFLS)

Έχει προταθεί ο συνδυασμός ενός συστήματος αεριοποίησης βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με τις τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα. Με αυτόν το συνδυασμό, ακόμα και μια καθαρή αφαίρεση άνθρακα από την ατμόσφαιρα μπορεί να επιτευχθεί, η οποία μπορεί να δημιουργήσει αίσθηση από οικονομική άποψη, εάν η πίστωση που κερδίζεται για την μείωση του CO₂ από ένα σχέδιο εμπορικών συναλλαγών εκπομπής του CO₂ αντισταθμίζει τις πρόσθετες δαπάνες για τη δέσμευση του άνθρακα.



Εικόνα 2.17: Διάγραμμα της διαδικασίας αεριοποίησης βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με δέσμευση και αποθήκευση CO₂ (BGFLS).

Τεχνοοικονομικά στοιχεία

Η απόδοση της BGFLS είναι το γινόμενο της απόδοσης της BGFL επί την απόδοση της CCS. Έτσι, διαμορφώνεται στο 63% το 2025 και ακολουθεί μικρή αυξητική τάση μέχρι το 2050 που φτάνει το 65% (μέχρι το 2025 δεν προβλέπεται διείσδυση της αεριοποίησης βιομάζας στο ενεργειακό σύστημα). Τα κόστη επένδυσης, τα σταθερά κόστη λειτουργίας και τα μεταβλητά κόστη λειτουργίας της BGFLS είναι το άθροισμα των αντίστοιχων εξόδων της BGFL και της CCS. Παρατηρούμε ότι το κόστος επένδυσης αυξάνεται μόνο κατά 15% την περίοδο 2025 με 2050 σε σχέση με την BGFL, ποσοστό πολύ μικρότερο από τα αντίστοιχα για τις υπόλοιπες τεχνολογίες που χρησιμοποιούν δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα. Η απόδοση της τεχνολογίας μειώνεται κατά 9% το 2025 και κατά 7% το 2050. Το συνολικό κόστος της δέσμευσης και αποθήκευσης ανέρχεται συνολικά σε μόλις 23€/tCO₂ το 2025 και πέφτει στα 21€/tCO₂ το 2050. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα και γενικά ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν παράγουν καθόλου διοξείδιο του άνθρακα. Όταν χρησιμοποιείται και η CCS τότε οδηγούμαστε σε καθαρή αφαίρεση διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα, δηλαδή η συγκεκριμένη τεχνολογία επωφελείται οικονομικά από τον υψηλό φόρο άνθρακα.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια		25	25
Επιτόκιο αναγωγής			8%	8%
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/m3d		143	130
Δαπάνες επένδυσης ανηγμένες στο έτος	€/m3d/y		13	12
Κόστος FOM	€/m3d/y		7,0	6,3
Παράγοντας διαθεσιμότητας			90%	90%
Μέσο σταθερό κόστος	€/toe		241	218
Τιμή καυσίμου	€/toe		216	242
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO ₂ /toe		2,6	2,6
Τιμή άνθρακα	€/tCO ₂		0,0	0,0
Απόδοση καυσίμου			63%	65%
Ρυθμός δέσμευσης και αποθήκευσης	%		0,9	0,9
Εκπομπές CO ₂	tCO ₂ /toe		-3,7	-3,6
Κόστος καυσίμου (με άνθρακα)	€/toe		345	373
Μέσο κόστος VOM	€/toe		17,0	16,0
Μέσο μεταβλητό κόστος	€/toe		362	389
Κόστος δέσμευσης και αποθήκευσης	€/tCO ₂		23	21

Πίνακας 2.16: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία της τεχνολογίας αεριοποίησης βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με δέσμευση και αποθήκευση CO₂ (BGFLS).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ GAMS

3.1. Περιγραφή του μοντέλου

Κατασκευάστηκε ένα μοντέλο με τη βοήθεια του προγράμματος GAMS, το οποίο μπορεί να υπολογίσει τις τιμές σε €/toe, για τον κάθε διαθέσιμο τρόπο παραγωγής υδρογόνου. Με αυτόν τον τρόπο, υπολογίζονται διαχρονικά οι τιμές για τις διάφορες τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου και συγκρίνονται μεταξύ τους. Εδώ πρέπει να αναφέρουμε ότι κατά την κατασκευή του μοντέλου χρησιμοποιήθηκε αρχικά η άλγεβρα του ευρύτερου μοντέλου ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ, που έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο E3MLab (ΕΜΠ) για το παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα. Το μοντέλο που σχεδιάστηκε σε GAMS επεκτάθηκε πέραν της αρχικής μορφής του στο πλαίσιο του ΠΡΟΜΗΘΕΑ. Με το μοντέλο αυτό έγινε δυναμική προσομοίωση της αγοράς υδρογόνου για τα έτη 2000 έως και το 2050. Τονίζεται ότι το μοντέλο δεν μορφοποιεί το σύστημα υδρογόνου ως πρόβλημα βελτιστοποίησης, αλλά μορφοποιεί τις αποφάσεις των οικονομικών παραγόντων της αγοράς υδρογόνου (παραγωγούς, καταναλωτές) και έτσι προσομοιώνει τη λειτουργία της πραγματικής αγοράς.

Στο μοντέλο που κατασκευάστηκε λαμβάνονται ως δεδομένα διάφορα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών (θα αναλυθούν παρακάτω) και βρίσκουμε τα τελικά κόστη κάθε μιας τεχνολογίας, το μερίδιο στην αγορά των διάφορων τεχνολογιών, την παραγωγή σε toe κάθε τεχνολογίας για κάθε χρόνο (δεδομένου του μεριδίου της στην αγορά, του ποσοστού του παραγωγικού της δυναμικού της που καταστρέφεται κάθε χρόνο, λόγω παλαιότητας ή λόγω μη οικονομικής λειτουργίας, και της παραγωγής της την προηγούμενη χρονιά) και τέλος το μέσο κόστος για παραγωγή υδρογόνου, δηλαδή το κόστος που πληρώνει ο τελικός καταναλωτής κάθε χρονιά με βάση το κόστος κάθε τεχνολογίας και το ποσοστό παραγωγής της (σε σχέση με τη συνολική ζήτηση).

Στο μοντέλο, εξετάζουμε 16 διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής, οι οποίες έχουν αναλυθεί στο κεφάλαιο 2 και έχουν περιγραφεί τα βασικά τους τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά. Από αυτές τις τεχνολογίες, οι 4 αφορούν τεχνολογίες με CCS και οι υπόλοιπες 12 δεν χρησιμοποιούν CCS. Παρακάτω ακολουθεί συνοπτικός πίνακας με όλες τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.

Τεχνολογίες	Συντομογραφίες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο
Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου	GSR
Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου με CCS	GSS
Ηλιακός ανασχηματισμός του μεθανίου	SMR
Μερική οξείδωση βαρίου πετρελαίου	OPO
Μερική οξείδωση βαρίου πετρελαίου με CCS	OPS
Αεριοποίηση λιγνίτη	CGF
Αεριοποίηση λιγνίτη με CCS	CGS
Αεριοποίηση βιομάζας σε μικρή κλίμακα	BGFS
Αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα	BGFL
Αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με CCS	BGFLS
Πυρόλυση βιομάζας	BPY
Ηλεκτρόλυση νερού	WEG
Ηλεκτρόλυση με χρήση πυρηνικής ενέργειας	WEN
Ηλεκτρόλυση με χρήση αιολικής ενέργειας	WEW
Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με ηλιακή ενέργεια	SHT
Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με πυρηνική ενέργεια	NHT

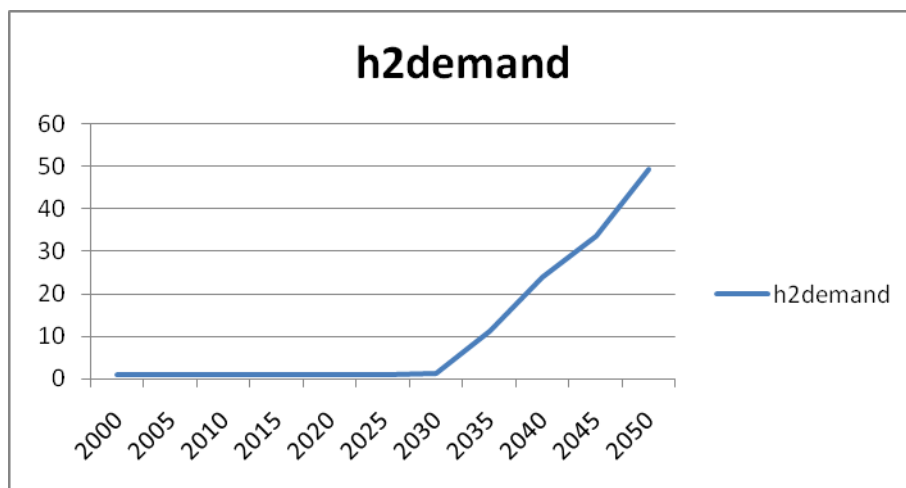
Πίνακας 3.1: Οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.

Τα κυριότερα δεδομένα του μοντέλου που ονομάζονται παράμετροι στο GAMS και αφορούν τις 16 τεχνολογίες παραγωγής είναι:

- Η διάρκεια ζωής (lft) σε χρόνια.
- Η διαθεσιμότητα (av) ως ποσοστό επί τις εκατό.
- Η τιμή καυσίμου (fuelprice) σε €/toe.
- Η αποδοτικότητα (eff) ως ποσοστό επί τις εκατό.
- Το συνολικό κόστος επένδυσης (cc) σε €/m³d.
- Το πάγιο κόστος συντήρησης (fom) σε €/m³d /y.
- Το μεταβλητό κόστος συντήρησης (vom) σε €/toe.

Επιπρόσθετα στο μοντέλο καθορίζονται εξωγενώς:

- Η ζήτηση υδρογόνου (h2demand) για κάθε χρονιά, η οποία προφανώς πρέπει να καλύπτεται από την αντίστοιχη συνολική παραγωγή υδρογόνου της κάθε χρονιάς. Η ζήτηση υδρογόνου και συνολικά η ζήτηση ενέργειας καθορίζεται από την οικονομική ανάπτυξη, την οποία δεν εξετάζει το μοντέλο, αλλά η ζήτηση υδρογόνου λαμβάνεται ως δεδομένη. Αυτό αποτελεί σημαντική παραδοχή, καθώς η ζήτηση καθορίζεται από το κόστος του υδρογόνου και από το δίκτυο υποδομών του και αντίστροφα το κόστος καθορίζεται έμμεσα από τη ζήτηση, αφού όσο μεγαλύτερη είναι η ζήτηση τόσο πιο εύκολα αναπτύσσεται οικονομία κλίμακας, οδηγώντας σε μείωση του κόστους. Η ζήτηση υδρογόνου μέχρι το 2030 λαμβάνεται ίση με 1Mtoe, δηλαδή περίπου όση είναι σήμερα, γιατί μέχρι το 2030 οι τεχνολογίες παραγωγής και μεταφοράς υδρογόνου δεν προβλέπεται να γίνουν οικονομικά ανταγωνιστικές με τις υπόλοιπες μορφές ενέργειας και το υδρογόνο ουσιαστικά δεν θα διεισδύσει στην αγορά. Όμως, τα επόμενα χρόνια η ζήτηση θα αυξηθεί ραγδαία αφού πλέον το υδρογόνο θα εισέλθει στην αγορά ενέργειας της Ευρώπης και θα φτάσει τα 49 Mtoe περίπου το 2050. Τα δεδομένα για τη ζήτηση συλλέχθηκαν από το project TECHPOL και από το PRIMES (CASCADE MINTS) και παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα.



Διάγραμμα 3.1: Η ζήτηση του υδρογόνου στην Ευρώπη στη διάρκεια του χρόνου.

- Οι παράγοντες w και z , που χρησιμοποιούνται για να βρούμε το μερίδιο της αγοράς υδρογόνου που κατέχει κάθε μία τεχνολογία για κάθε χρονιά, αντιπροσωπεύουν τη σχετική ωριμότητα της κάθε τεχνολογίας που επηρεάζει και το αντίστοιχο μερίδιο της στην αγορά.
- Ο παράγοντας g , ο οποίος αντιπροσωπεύει τις συνθήκες που επηρεάζουν τις αποφάσεις επενδύσεων (όπως την αποδοχή της τεχνολογίας στην τεχνολογική αλλαγή) και προφανώς επηρεάζει και αυτός το μερίδιο των διάφορων τεχνολογιών στην αγορά.
- Το επιτόκιο αναγωγής (dr), που θεωρείται για όλες τις τεχνολογίες σταθερό και ίσο με 0,08.
- Ο φόρος άνθρακα, ο οποίος εξαρτάται από τις εφαρμοζόμενες πολιτικές για το περιβάλλον στην Ευρωπαϊκή Ένωση και το πόσο αυστηρές ή χαλαρές είναι αυτές, ανάλογα με τους στόχους για τη μείωση εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Στο παρόν κεφάλαιο, θα θεωρηθεί μηδενικός φόρος άνθρακα, σαν να μην εφαρμόζεται καμία πολιτική μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, κάτι το οποίο είναι προφανώς αδύνατο να συμβεί καθώς η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει ήδη δεσμευτεί για μείωση των αερίων του θερμοκηπίου με βάση το

Πρωτόκολλο του Κιότο (στο επόμενο κεφάλαιο θα εξετάσουμε τις επιπτώσεις του φόρου άνθρακα στην οικονομία του υδρογόνου).

Οι βασικές εξισώσεις του μοντέλου είναι:

- Υπολογισμός της ετήσιας προσόδου του κεφαλαιουχικού κόστους (annuity) των τεχνολογιών παραγωγής, η οποία δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$y(\text{tech}) = dr(\text{tech}) \times \frac{e^{dr(\text{tech}) \times lft(\text{tech})}}{e^{dr(\text{tech}) \times lft(\text{tech})} - 1}$$

και για κάθε τεχνολογία παίρνει τις ακόλουθες τιμές :

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ	ANNUITY
GSR	0,093
GSS	0,093
SMR	0,1
OPO	0,093
OPS	0,093
CGF	0,093
CGS	0,093
BGFS	0,1
BGFL	0,093
BGFLS	0,093
BPY	0,093
WEG	0,1
WEN	0,085
WEW	0,1
SHT	0,093
NHT	0,093

Πίνακας 3.2: Η ετήσια πρόσδοδος του κεφαλαιουχικού κόστους για κάθε τεχνολογία.

- Υπολογισμός του μέσου κόστους παραγωγής του συνόλου pt των τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου (Ο όρος stathera χρησιμοποιείται για την μετατροπή των m³ H₂ σε toe και ισούται με 704109,6):

$$t(\text{time}, \text{pt}) = \frac{cc(\text{time}, \text{pt}) \times y(\text{pt}) + fom(\text{time}, \text{pt})}{av(\text{time}, \text{pt})} + vom(\text{time}, \text{pt}) + \frac{fuelprice(\text{time}, \text{pt})}{eff(\text{time}, \text{pt})}$$

Με την επιβολή φόρου άνθρακα η εξίσωση για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους του συνόλου pt των τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου γίνεται:

$$t(\text{time}, \text{pt}) = \frac{cc(\text{time}, \text{pt}) \times y(\text{pt}) + fom(\text{time}, \text{pt})}{av(\text{time}, \text{pt})} + vom(\text{time}, \text{pt}) + \frac{fuelprice(\text{time}, \text{pt})}{eff(\text{time}, \text{pt})} + en$$

Ο όρος ‘emissions’ αντιστοιχεί στις εκπομπές CO₂ ανά τεχνολογία και εκφράζεται σε tnCO₂/toe και ο όρος ‘carbontax’ είναι ο φόρος άνθρακα που επιβάλλεται και εκφράζεται σε €/tnCO₂.

- Στο μοντέλο χρησιμοποιούνται «μη πραγματικές» σύνθετες τεχνολογίες που βοηθάνε στον υπολογισμό των μεριδίων στην αγορά των τεχνολογιών που χρησιμοποιούν ή όχι την τεχνολογία CCS και αλληλοεπηρεάζονται. Έτσι δημιουργείται το εξής σύνολο:

$$\{ (ptwithnoCCS = GSR \quad ptwithCCS = GSS \quad ptcomp = GSRGSS@ \quad ptwithnoCCS = BGFL \quad ptwithCCS = BGFLS \quad ptcomp = BGFLBGFLS@ptwithnoCCS = OPO \quad ptwithCCS =$$

Έτσι έχουμε τις εξής εξισώσεις:

$$share_{1CCS}(time, ptwithCCS) = w(time, ptwithCCS) \times [t(time, ptwithCCS)]^{1(-20)/(w(tim$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει το ποσοστό των τεχνολογιών που χρησιμοποιούν CCS (ptwithCCS) στις σύνθετες «μη πραγματικές τεχνολογίες (ptcomp).

$$share_{1noCCS}(time, ptwithnoCCS) = w(time, ptwithnoCCS) \times [t(time, ptwithnoCCS)]^{1(-$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει το ποσοστό των τεχνολογιών που δεν χρησιμοποιούν CCS (ptwithnoCCS) στις σύνθετες «μη πραγματικές τεχνολογίες (ptcomp).

$$tcomp(time, ptcomp) = share_{1CCS}(time, ptwithCCS) \times t(time, ptwithCCS) + share_{1noCCS}(time, ptwith$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει το συνολικό μέσο κόστος των σύνθετων «μη πραγματικών» τεχνολογιών (ptcomp).

- Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται στην παραγωγή υδρογόνου δεν παράγουν κάθε χρόνο την ίδια ποσότητα υδρογόνου. Η ποσότητα παραγωγής μειώνεται λόγω της παλαιότητας των τεχνολογιών. Η πρώτη εξίσωση υπολογίζει το προσωρινό ποσοστό του παραγωγικού δυναμικού που αποξηλώνεται λόγω παλαιότητας των τεχνολογιών και η δεύτερη εξίσωση, χρησιμοποιώντας το αποτέλεσμα της πρώτης, υπολογίζει το τελικό ποσοστό του παραγωγικού δυναμικού που αποξηλώνεται λόγω παλαιότητας των τεχνολογιών.

$$tempscr(time, pt) = \frac{(sh(time - lft(pt), pt) \times gaph2(time - lft(ptmain))) + 10^{-9}}{h2prod}$$

$$scrap(time, pt) = tempscr(time, pt) \times dumgscr(time, pt) + (1 - dumgscr(time, pt)) \times 0,95$$

Ο όρος ‘dumgscr’ είναι καθαρά μαθηματικός όρος και παίρνει τιμές 0 ή 1, ανάλογα με την τεχνολογία που εξετάζεται και την τιμή του tempscr.

- Οι τεχνολογίες χάνουν κομμάτι της παραγωγής τους όχι μόνο λόγω παλαιότητας, αλλά και λόγω οικονομικά ασύμφορης χρήσης τους. Αυτό καλείται ‘πρόωρη αντικατάσταση’, καθώς αποξηλώνεται κομμάτι του παραγωγικού δυναμικού της τεχνολογίας χωρίς να υπάρχει λόγος παλαιότητας, αλλά για οικονομικούς λόγους. Η παρακάτω εξίσωση υπολογίζει το ποσοστό της τεχνολογίας που μένει λόγω πρόωρης αντικατάστασης.

$$spmscr(time, pt) = [vomt(time, pt)]^{1-g} / (stathspms \times \sum_{pt} [share(time, pt) \times (1/av$$

$$\text{όπου } vomt(time, pt) = vom(time, pt) + \frac{fuelprice(time, pt)}{eff(time, pt)}$$

για τις τεχνολογίες GSR, CGF, OPO, οι οποίες είναι ώριμες τεχνολογίες και είναι λογικό να χάνουν κομμάτι της παραγωγής λόγω οικονομικά ασύμφορης χρήσης και

$$spmscr(time, pt) = 1$$

για τις τεχνολογίες WEN, WEG, WEW, SMR, BGFS, BGFL, BPY, SHT, NHT, GSS, CGS, OPS, BGFLS, οι οποίες είναι καινούριες και μη καθιερωμένες εμπορικά τεχνολογίες, οπότε δεν χάνουν κομμάτι της παραγωγής τους καθώς καθυστερούν να διεισδύσουν στην αγορά.

Η σταθερά 'stathspms' είναι μαθηματικός όρος και χρησιμοποιείται στο μοντέλο ώστε να γίνεται επί ίσοις όροις η σύγκριση των τεχνολογιών.

- Η εξίσωση που ακολουθεί υπολογίζει το συνολικό ποσοστό παραγωγικού δυναμικού που αποξηλώνεται (scrapping), είτε λόγω παλαιότητας είτε λόγω μη οικονομικής λειτουργίας για κάθε τεχνολογία.

$$totscrap(time, pt) = 1 - ((1 - scrap(time, pt) \times spmscr(time, pt))$$

- Έχοντας το ποσοστό του scrapping υπολογίζουμε τον εξοπλισμό που αποξηλώνεται, δηλαδή την συνολική παραγωγή που χάνεται λόγω scrapping.

$$gaph2scrap(time) = \sum_{pt} totscrap(time, pt) \times h2prod(time - 1)$$

- Λόγω του scrapping αποξηλώνεται κομμάτι της παραγωγής. Γι' αυτό θα πρέπει να υπολογίσω πόσο παραπάνω θα πρέπει να παράγω για να αντισταθμίσω το scrapping. Αυτό το υπολογίζει

η ακόλουθη εξίσωση, η οποία από την συνολική ζήτηση υδρογόνου αφαιρεί την παραγωγή του προηγούμενου έτους και προσθέτει την παραγωγή που χάνεται λόγω scrapping.

$$\text{gaph2}(\text{time}) = \text{h2demand}(\text{time}) - \text{h2prod}(\text{time} - 1) + \text{gaph2scrap}(\text{time})$$

Η ακόλουθη εξίσωση υπολογίζει το μερίδιο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των σύνθετων «μη πραγματικών» τεχνολογιών GSRGSS, CGFCGS, OPOOPS, BGFLBGFLS και των τεχνολογιών που δεν χρησιμοποιούν την τεχνολογία CCS, δηλαδή των BPY, BGFS, SMR, SHT, NHT, WEG, WEW, WEN. Για τον υπολογισμό των μεριδίων των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου στην αγορά χρησιμοποιείται η συνάρτηση Weibull, όπου το $t(\text{time}, \text{ptmain})$ είναι το μέσο κόστος παραγωγής για την κάθε τεχνολογία που αναφέρεται παραπάνω, το $w(\text{time}, \text{ptmain})$ είναι ένας παράγοντας, ο οποίος χρησιμοποιείται για να βρεθεί το μερίδιο της αγοράς υδρογόνου που κατέχει κάθε μία τεχνολογία για κάθε χρονιά και αντιπροσωπεύει τη σχετική ωριμότητα της κάθε τεχνολογίας και το g είναι ένας παράγοντας, ο οποίος αντιπροσωπεύει τις συνθήκες που επηρεάζουν τις αποφάσεις επενδύσεων (όπως την αποδοχή της τεχνολογίας στην τεχνολογική αλλαγή) και προφανώς επηρεάζει και αυτός το μερίδιο των διάφορων τεχνολογιών στην αγορά.

$$\text{share}(\text{time}, \text{pt}) = w(\text{time}, \text{pt}) \times \frac{t(\text{time}, \text{pt})^{-g}}{\sum_{\text{pt}} w(\text{time}, \text{pt}) \times t(\text{time}, \text{pt})^{-g}}$$

- Έχοντας υπολογίσει το ποσοστό στην αγορά των σύνθετων «μη πραγματικών» τεχνολογιών (ptcomp), υπολογίζουμε και τα ποσοστά των τεχνολογιών χωρίς CCS (ptwithnoCCS) και με CCS (ptwithCCS) των τεχνολογιών που τις απαρτίζουν συναρτήσας του ποσοστού των σύνθετων «μη πραγματικών» τεχνολογιών και του ποσοστού των απλών στις σύνθετες (share_1). Αυτό γίνεται γιατί το ποσοστό μιας τεχνολογίας που χρησιμοποιεί την τεχνολογία CCS επηρεάζει το ποσοστό στην αγορά παραγωγής υδρογόνου της ίδιας τεχνολογίας που δεν χρησιμοποιεί την CCS.

$$\text{share}(\text{time}, \text{ptwithCCS}) = \text{share}(\text{time}, \text{ptcomp}) \times \text{share}_{1\text{CCS}}(\text{time}, \text{ptwithCCS})$$

$$\text{share}(\text{time}, \text{ptwithnoCCS}) = \text{share}(\text{time}, \text{ptcomp}) \times \text{share}_{1\text{noCCS}}(\text{time}, \text{ptwithnoCCS})$$

$\text{ptwithnoCCS} = \text{GSR}$ $\text{ptwithCCS} = \text{GSS}$ $\text{ptcomp} = \text{GSRGSS} \oplus$ $\text{ptwithnoCCS} = \text{BGFL}$ $\text{ptwithCCS} = \text{BGFLS}$ $\text{ptcomp} = \text{BGFLBGFLS} \oplus$ $\text{ptwithnoCCS} = \text{OPO}$ $\text{ptwithCCS} =$

- Υπολογισμός της παραγωγής υδρογόνου από κάθε τεχνολογία:

$$\text{h2prodt}(\text{time}, \text{pt}) = \text{h2prod}(\text{time} - 1, \text{pt}) \times (1 - \text{totscrap}(\text{time}, \text{pt})) + \text{share}(\text{time}, \text{pt}) \times \text{ga}$$

- Υπολογισμός της συνολικής παραγωγής υδρογόνου:

$$\text{h2prodt}(\text{time}) = \sum_{\text{pt}} \text{h2prodt}(\text{time}, \text{pt})$$

- Υπάρχει πολύ μικρή πιθανότητα η παραγωγή υδρογόνου να είναι διαφορετική από τη ζήτηση. Πρέπει, όμως, η παραγωγή να είναι πάντα ίση με την ζήτηση. Για να επιτευχθεί αυτό γίνεται κλιμάκωση (scaling) μεταξύ της παραγωγής και της ζήτησης του υδρογόνου με την ακόλουθη εξίσωση:

$$h2prod(time, pt) = \frac{h2prodt(time, pt) \times h2demand(time)}{h2prodt(time)}$$

- Συνολική παραγωγή υδρογόνου μετά το scaling μεταξύ παραγωγής και ζήτησης:

$$h2prad(time) = \sum_{pt} h2prad(time, pt)$$

- Τέλος, υπολογίζεται το συνολικό μέσο κόστος για την παραγωγή του υδρογόνου:

$$h2pcost(time) = \sum_{pt} \frac{h2prodt(time, pt) \times t(time, pt)}{h2prodt(time)}$$

3.2.Ανάλυση αποτελεσμάτων

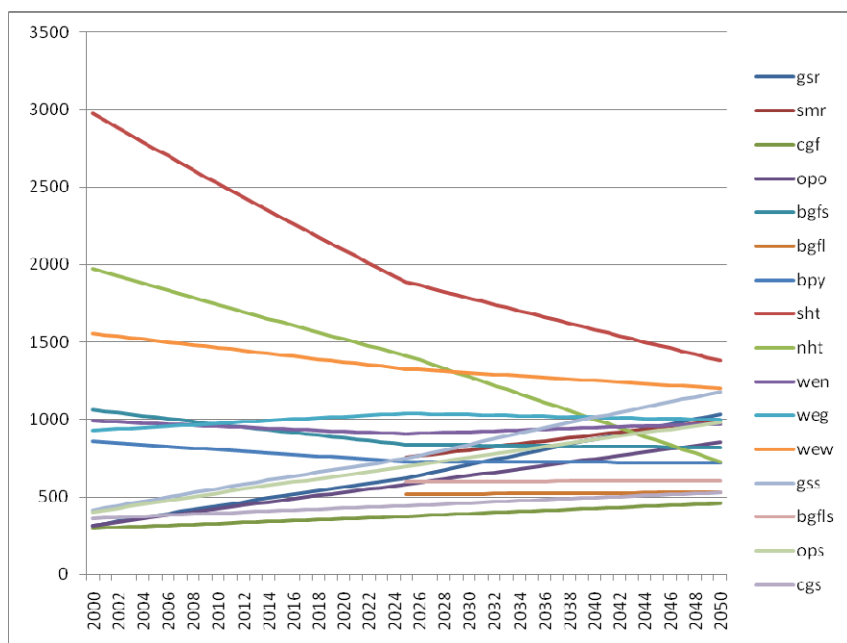
Το μοντέλο υπολογίζει το τελικό μέσο κόστος παραγωγής για όλες τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται. Τα αποτελέσματα ανά πενταετία δίνονται στον παρακάτω πίνακα.

ΤΕΛΙΚΟ ΜΕΣΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΩΝ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ(€/toe)								
	GSR	SMR	CGF	OPO	BGFS	BGFL	BPY	SHT
2000	315		294	313	1063		857	2973
2005	380		310	369	1015		830	2744
2010	443		326	423	968		804	2520
2015	504		342	477	923		778	2303
2020	564		358	529	879		753	2091
2025	622	755	373	580	837	515	729	1885
2030	706	804	390	636	832	518	727	1781
2035	789	851	407	691	828	521	726	1679
2040	870	898	424	746	824	524	724	1578
2045	950	944	441	800	821	526	723	1478
2050	1030	989	458	853	817	529	721	1380
	NHT	WEN	WEG	WEW	GSS	BGFLS	OPS	CGS
2000	1971	989	929	1556	413		402	358

2005	1853	972	953	1509	485		466	375
2010	1738	955	976	1463	554		526	393
2015	1626	939	998	1417	621		585	410
2020	1517	923	1019	1370	685		641	426
2025	1410	907	1040	1324	747		695	442
2030	1274	921	1031	1299	838	600	755	461
2035	1137	934	1022	1274	926	602	813	478
2040	1000	946	1014	1249	1012	603	870	496
2045	863	958	1006	1224	1095	604	926	513
2050	725	970	997	1199	1176	605	980	530

Πίνακας 3.3: Το τελικό μέσο κόστος(σε €/toe) των τεχνολογιών παραγωγής.

Για τις τεχνολογίες SMR, BGFL, BGFLS δεν δίνεται το τελικό μέσο κόστος τους μέχρι το 2025 γιατί αυτές οι τεχνολογίες είναι σε πολύ πρώιμη φάση ανάπτυξης και έτσι θεωρούμε ότι μέχρι το 2025 δεν θα είναι διαθέσιμες στην αγορά. Παρακάτω δίνεται σε μορφή διαγράμματος το μέσο κόστος όλων των τεχνολογιών σε ολόκληρη την υπό εξέταση περίοδο (όλες οι τιμές δίνονται σε €/toe).

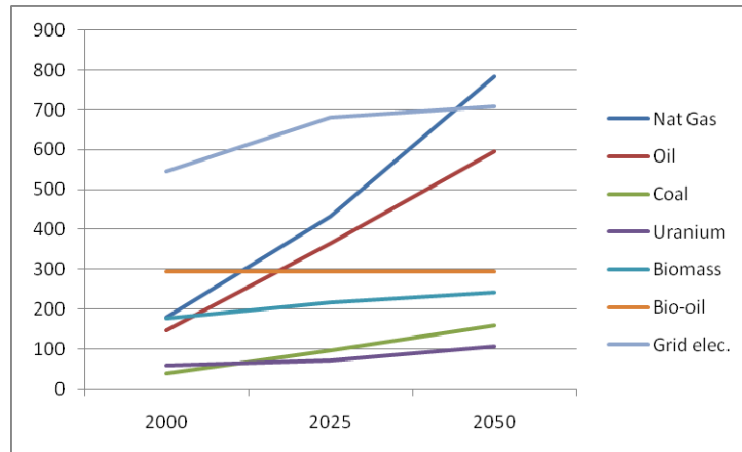


Διάγραμμα 3.2: Το τελικό μέσο κόστος (σε €/toe) των τεχνολογιών παραγωγής στη διάρκεια του χρόνου.

Με βάση τον πίνακα και το διάγραμμα με το μέσο κόστος των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου, εξάγονται τα ακόλουθα συμπεράσματα:

1. Η πιο φθηνή τεχνολογία σε όλη την υπό εξέταση περίοδο είναι η αεριοποίηση του άνθρακα (CGF), παρότι έχει σημαντικά μεγαλύτερο κόστος επένδυσης από άλλες τεχνολογίες, όπως ο ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου (GSR), η μερική οξείδωση πετρελαίου (OPO) ή ακόμα και η πυρόλυση της βιομάζας (BPY). Αυτό οφείλεται κυρίως στην πολύ φθηνή τιμή του άνθρακα, σε σύγκριση με τα υπόλοιπα καύσιμα που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή υδρογόνου(εκτός από το ουράνιο, που όμως χρησιμοποιείται σε τεχνολογίες με ήδη πολύ ακριβά κόστη). Παρακάτω, ακολουθεί διάγραμμα με τις τιμές των καυσίμων, όπως αυτές

συλλέχθηκαν από το TECHPOL και από το Prix de l'énergie (€₉₉_€₀₀), με όλες τις τιμές να δίνονται σε €/toe.



Διάγραμμα 3.3: Οι τιμές των καυσίμων(σε €/toe) στη διάρκεια του χρόνου.

2. Ο ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου (GSR), παρότι δεν είναι η φθηνότερη τεχνολογία, κατέχει σήμερα περίπου το 50% της παγκόσμιας παραγωγής υδρογόνου επειδή είναι μια ώριμη και εμπορικά καθιερωμένη τεχνολογία. Η τιμή της όμως θα αυξάνεται συνεχώς εξαιτίας της ραγδαίας ανόδου της τιμής του φυσικού αερίου, που ως το 2050 θα έχει φτάσει τα 783€/toe.
3. Από τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα, δηλαδή αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα (BGFL), αεριοποίηση βιομάζας σε μικρή κλίμακα (BGFS), πυρόλυση βιομάζας (BPY) και αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με CCS (BGFLS), αυτή που έχει το μικρότερο κόστος και άρα τις καλύτερες προοπτικές εισόδου στην αγορά είναι η BGFL, η οποία, παρότι εισάγεται μετά το 2025, είναι ανταγωνιστική με τις περισσότερες τεχνολογίες.
4. Από τις τεχνολογίες που εκπέμπουν μηδενικούς ρύπους (εκτός από αυτές που χρησιμοποιούν βιομάζα και αναλύθηκαν πριν), δηλαδή την ηλεκτρόλυση (WEG), την ηλεκτρόλυση με χρήση πυρηνικής ενέργειας (WEN), την ηλεκτρόλυση με χρήση αιολικής ενέργειας (WEW), την θερμότητα με χρήση πυρηνικής ενέργειας (NHT) και την θερμότητα με χρήση ηλιακής ενέργειας (SHT), το χαμηλότερο κόστος μέχρι το 2025 το έχει η WEN και από το 2025 μέχρι και το 2050 η NHT, η οποία ακόμα είναι σε πολύ πρώιμο στάδιο ανάπτυξης, αλλά δείχνει να έχει καλές προοπτικές στη μελλοντική αγορά υδρογόνου.
5. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν CCS, δηλαδή οι CGS, OPS, GSS και BGFLS, επειδή θεωρείται μηδενικός φόρος άνθρακα στο μοντέλο, θα είναι πάντα ακριβότερες από τις αντίστοιχες τεχνολογίες χωρίς CCS, οπότε δεν θα παίξουν σημαντικό ρόλο στην οικονομία του υδρογόνου.

Στη συνέχεια, το μοντέλο μας υπολόγισε τα μερίδια στην αγορά των 16 τρόπων παραγωγής υδρογόνου, που ανταγωνίζονται μεταξύ τους. Όμως, οι 4 τεχνολογίες που χρησιμοποιούν CCS, εξαιτίας του μηδενικού φόρου άνθρακα που θεωρήσαμε, θα είναι πάντα ακριβότερες από τις αντίστοιχες χωρίς CCS. Για τη θεώρηση του μοντέλου μας, δημιουργούνται 4 σύνθετες «μη πραγματικές» τεχνολογίες, που αποτελούνται από μία τεχνολογία με CCS και την αντίστοιχή της χωρίς CCS. Αυτές οι 4 σύνθετες «μη πραγματικές» τεχνολογίες θα συμμετάσχουν στην εξίσωση για το μερίδιο αγοράς, μαζί με τις υπόλοιπες 8 τεχνολογίες (SMR, BGFS, BPY, NHT, SHT, WEG, WEN, WEW) που δεν έχουν αντίστοιχες με CCS.

Έτσι, με βάση την εξίσωση που αναλύθηκε πριν, βρίσκονται τα μερίδια στην αγορά των 4 σύνθετων τεχνολογιών και των 8 απλών τεχνολογιών.

Τέλος, για να βρεθούν τα μερίδια στην αγορά των τεχνολογιών GSR, BGFL, OPO, CGF (και των αντιστοιχών τους που χρησιμοποιούν CCS) ακολουθείται η εξής διαδικασία: για κάθε σύνθετη τεχνολογία (π.χ. cgfcgs) βρίσκεται το ποσοστό κάθε τεχνολογίας (π.χ. της cgf) επί της σύνθετης τεχνολογίας με την εξίσωση του share_1. Έτσι, πχ αν share_1(cgf)=0.9 αυτό σημαίνει ότι η cgf έχει το

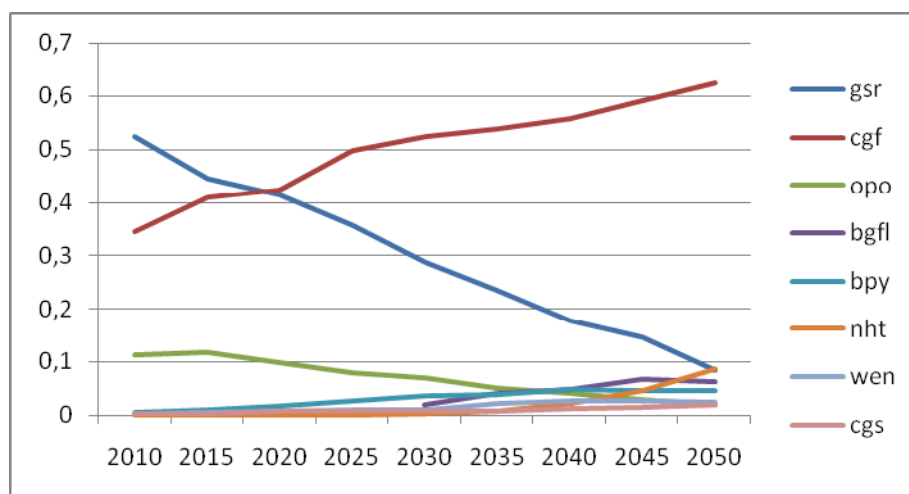
90% της σύνθετης τεχνολογίας cgfcgs. Τελικά, πολλαπλασιάζονται τα share_1 κάθε τεχνολογίας με το συνολικό share της σύνθετης, για να προκύψει το τελικό μερίδιο στην αγορά για κάθε τεχνολογία. Δεδομένου του μηδενικού φόρου άνθρακα, προκύπτει ότι οι τεχνολογίες με CCS θα είναι πάντα ακριβότερες από τις αντίστοιχες χωρίς CCS και έτσι το share_1 τους είναι πολύ μικρό. Συγκεκριμένα, τα share_1 ξεκινάνε από 0.5% για τις GSS,BGFLS,OPS και φτάνουν στα επίπεδα του 3%για την CGF.

Το μοντέλο μετά τον υπολογισμό του share_1 και όλη την διαδικασία που περιγράφηκε προηγουμένως βρίσκει τα μερίδια στην αγορά και των 16 τεχνολογιών που ανταγωνίζονται μεταξύ τους. Παρακάτω παρουσιάζονται τα μερίδια στην αγορά ανά πενταετία από το 2010 και μετά των βασικότερων τεχνολογιών για την παραγωγή υδρογόνου.

ΜΕΡΙΔΙΑ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ(%)								
	GSR	CGF	OPO	BGFL	BPY	NHT	WEN	CGS
2010	52	34	11		0,5	0	0	0,2
2015	44	41	12		1	0	0	0,25
2020	41	42	10		1,7	0	0,5	0,6
2025	35	49	8		2,5	0	1	0,6
2030	28	52	7	2	3,5	0	1	0,7
2035	23	53	5	4	4	1	2	0,7
2040	17	55	4	5	5	2	3	1
2045	14	58	3	7	5	5	3	1,5
2050	8	62	2	6	4,5	9	2,5	2

Πίνακας 3.4: Μερίδιο (%) στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών.

Τα αποτελέσματα του μοντέλου για τα μερίδια στην αγορά των βασικότερων τεχνολογιών φαίνονται διαχρονικά στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 3.4: Μερίδιο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου.

Οι υπόλοιπες τεχνολογίες που δεν φαίνονται στο διάγραμμα εξαιτίας του πολύ μεγάλου κόστους τους δεν είναι οικονομικά ανταγωνιστικές με τις υπόλοιπες και δεν παίζουν σπουδαίο ρόλο στην μελλοντική οικονομία του υδρογόνου. Ενδεικτικά, δίνονται τα μερίδια στην αγορά των τεχνολογιών αυτών το 2050.

ΜΕΡΙΔΙΑ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ(%)								
	SMR	BGFS	SHT	WEG	WEW	GSS	OPS	BGFLS
2050	0,9	2	0,2	1	0,4	0,04	0,04	0,1

Πίνακας 3.5: Μερίδιο (%) στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των λιγότερο βασικών τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου.

Με βάση τα παραπάνω, προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Την πενταετία 2010 με 2015, η αγορά υδρογόνου, που βρίσκεται ακόμα σε πολύ πρώιμη φάση ανάπτυξης, κυριαρχείται από 3 τεχνολογίες, την GSR, την CGF και την OPO. Η GSR είναι η πιο ώριμη τεχνολογία και το 2000 είχε ποσοστό 60% της συνολικής παραγωγής, αλλά εξαιτίας της ολοένα αυξανόμενης τιμής του φυσικού αερίου το ποσοστό της στη συνολική παραγωγή πέφτει αρκετά και φτάνει το 2015 το 45% περίπου. Αντίθετα, η CGF, η οποία έχει το μικρότερο κόστος από όλες τις τεχνολογίες αυξάνει το μερίδιό της στην αγορά, που φτάνει το 2015 το 40%. Η OPO έχει ένα σταθερό 11% της αγοράς, ενώ οι υπόλοιπες τεχνολογίες έχουν αμελητέα μερίδια στην αγορά.
- Το 2020, τα μερίδια στην αγορά έχουν αλλάξει ελαφρώς, με την GSR να έχει το 41,5% περίπου, τη CGF 42,5% περίπου, την OPO 10%, ενώ καμία άλλη τεχνολογία δεν κέρδισε σημαντικό μερίδιο στην αγορά.
- Το 2025, η CGF κυριαρχεί πλέον στην αγορά έχοντας μερίδιο 50%. Η GSR έχει 35%, η OPO 8% και από τις υπόλοιπες τεχνολογίες η BPY κερδίζει μερίδιο 2,5% επί της συνολικής παραγωγής υδρογόνου. Επίσης, το 2025 εισέρχονται στον ανταγωνισμό 3 νέες τεχνολογίες, οι SMR, BGFL και BGFLS.
- Μέχρι το 2035, η CGF έχει 54% της συνολικής παραγωγής υδρογόνου, ενώ το μερίδιο της GSR συνεχίζει να συρρικνώνεται φτάνοντας στο 23%. Τα μερίδια της OPO και της BPY είναι αντίστοιχα 5% και 4% (το μερίδιο της OPO μειώνεται αρκετά εξαιτίας της αλματώδους αύξησης της τιμής του πετρελαίου), ενώ νέες τεχνολογίες κερδίζουν μερίδια στην αγορά :η BGFL έχει ήδη 4% και η WEN 2%.
- Από το 2035 μέχρι το 2045, πολλές τεχνολογίες ανταγωνίζονται μεταξύ τους κερδίζοντας μερίδια στην αγορά. Η CGF κυριαρχεί στην αγορά, εξαιτίας του χαμηλού της κόστους και το 2045 έχει μερίδιο 59% στη συνολική παραγωγή υδρογόνου. Η GSR λόγω της αύξησης της τιμής του φυσικού αερίου περιορίζεται στο 14% περίπου, η OPO στο 3% και η BPY φτάνει στο 4,5% περίπου. Η BGFL, η οποία έχει σταθερή τιμή περίπου στα 520 €/τοε εξαιτίας της σχετικής σταθερότητας της τιμής της βιομάζας, κερδίζει περίπου το 6% και η WEN έχει σταθερά το 2%. Επίσης, 2 καινούργιες τεχνολογίες κερδίζουν μερίδια στην αγορά: η NHT, δηλαδή οι θερμοχημικοί κύκλοι με χρήση πυρηνικής ενέργειας, που έχει πλέον το 4,4% της αγοράς και η CGS, δηλαδή η αεριοποίηση άνθρακα με CCS, που κερδίζει μερίδιο 1,5% περίπου.
- Τέλος, το 2050, που είναι και το τέλος της υπό μελέτης περιόδου, η CGF συνεχίζει να κυριαρχεί στην αγορά με ένα μερίδιο 62%. Η NHT, που στην αρχή της περιόδου δεν ήταν καν σε φάση μαζικής παραγωγής, το 2050 έχει κερδίσει περίπου 8,5% της αγοράς. Η GSR έχει μόλις 8,3%, ενώ είχε ξεκινήσει από το 53% και η OPO 2%. Δηλαδή, παρατηρείται ότι ενώ οι 3 κύριες τεχνολογίες το 2010 (cgf, oro) είχαν το 98.5% της αγοράς, το 2050 έχουν το 73% και αυτό οφείλεται στην εξάρτησή τους από τα ορυκτά καύσιμα, οι τιμές των οποίων αυξάνονται αλματωδώς στην υπό μελέτη περίοδο. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα έχουν κερδίσει ένα σημαντικό μερίδιο στην αγορά: η BGFL το 6,5%, η BPY το 4,5% και η BGFS το 2%. Τέλος, η WEN έχει μερίδιο 2% και η CGS (που είναι η μοναδική τεχνολογία με CCS που κερδίζει μερίδιο στην αγορά) το 1,8%.

Το επόμενο σημαντικό βήμα που κάνει το μοντέλο είναι να υπολογίσει τη συνολική παραγωγή από τις τεχνολογίες που ανταγωνίζονται μεταξύ τους για ολόκληρη την υπό μελέτη περίοδο. Όμως, για να βρεθεί η παραγωγή θα πρέπει πρώτα να υπολογιστεί για κάθε τεχνολογία ξεχωριστά, το ποσοστό παραγωγής που αποξηλώνεται, είτε λόγω παλαιότητας είτε λόγω μη οικονομικής λειτουργίας (το τελευταίο θεωρείται μη μηδενικό μόνο για τις τεχνολογίες που είναι ήδη καθιερωμένες, δηλαδή τις CGF, GSR και OPO). Έτσι λοιπόν, η παραγωγή κάθε χρονιάς από κάθε τεχνολογία καθορίζεται από το ποσοστό της στην αγορά και από την ποσότητα παραγωγής της που αποξηλώνεται, είτε λόγω παλαιότητας είτε λόγω μη οικονομικά αποδοτικής λειτουργίας. Το ποσοστό αυτό (στο μοντέλο totscr), που κυμαίνεται από 2% (για όλες τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές και πυρηνική ενέργεια) μέχρι 5% (για τον ανασχηματισμό ατμού του φυσικού αερίου), ουσιαστικά μειώνει την συνολική παραγωγή κάθε χρονιάς, αλλά το χαμένο αυτό ποσοστό καλύπτεται από καινούργιες επενδύσεις. Όμως, στη συνέχεια η παραγωγή από κάθε τεχνολογία ισοσκελίζεται με τη συνολική ζήτηση, έτσι ώστε η συνολική παραγωγή κάθε χρονιάς να ταυτίζεται με τη ζήτηση.

Έτσι, προκύπτει ο παρακάτω πίνακας που δίνει συνοπτικά την παραγωγή υδρογόνου ανά πενταετία από τις τεχνολογίες που έχουν μερίδιο στην αγορά (σε ktoe).

	gsr	cgf	opo	bgfl	bpy	nht	wen	egs
2010	453,7	417,6	113,6		4,7		1,9	1,7
2015	357,4	496,8	118,1		10,2		3,9	2,5
2020	289,5	564,6	99,9		17,1		6,2	5,9
2025	280,9	576,3	79,5		25,4		8,5	6,5
2030	247,5	558,1	69,5	19,4	35,5	2,2	10,9	7,1
2035	2.324,1	6.312,3	561,7	462,7	440,2	93,4	249,8	105,9
2040	3.658,9	14.062,3	988,4	1.157,9	1.145,7	502,5	661,5	435,7
2045	4.328,1	21.983,5	1.024,7	2.484,5	1.703,9	1.686,3	996,1	512,4
2050	4.075,9	29.549,1	946,2	3.084,4	2.199,1	5.126,5	1.197,3	916,2

Πίνακας 3.6: Παραγωγή υδρογόνου (σε ktoe) από τις τεχνολογίες με το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά.

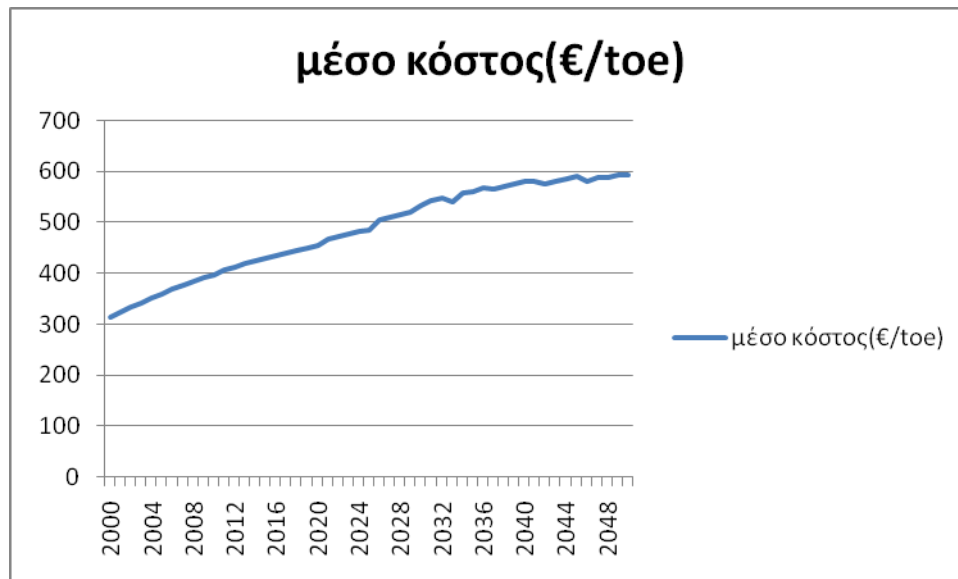
Η τεχνολογία BGFL μπαίνει στον ανταγωνισμό το 2025, ενώ η NHT θα είναι έτοιμη να εισέλθει στην αγορά και να αρχίσει τη μαζική παραγωγή το 2030.

Τέλος, το μοντέλο υπολογίζει το μέσο κόστος για την παραγωγή κάθε χρονιάς, δηλαδή το κόστος που θα συμπεριλαμβάνεται και στην τιμή που θα πληρώνει ο μελλοντικός καταναλωτής υδρογόνου (χωρίς βέβαια πιθανές επιδοτήσεις και φορολογήσεις). Η συνεισφορά κάθε τεχνολογίας στο μέσο κόστος βέβαια είναι ανάλογη της παραγωγής της, δηλαδή το κόστος της CGF το 2050 παίζει πολύ μεγάλο ρόλο στη διαμόρφωση του μέσου κόστους παραγωγής για το 2050, αφού η παραγωγή της CGF αποτελεί το 60% της συνολικής παραγωγής υδρογόνου. Τα αποτελέσματα για το μέσο κόστος παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα και το Διάγραμμα.

	μέσο κόστος(€/toe)
2010	397,5
2015	429,4
2020	454,9
2025	486,3

2030	543,2
2035	562,4
2040	581,2
2045	590,9
2050	594,5

Πίνακας 3.7: Μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe).



Διάγραμμα 3.5: Το μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe) στη διάρκεια του χρόνου.

Παρατηρείται σταδιακή αύξηση του μέσου κόστους παραγωγής, η οποία προέρχεται κατά βάση από την αύξηση του κόστους των τεχνολογιών που κυριαρχούν στην αγορά, δηλαδή της CGF και της GSR. Βέβαια οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, βιομάζα και πυρηνική ενέργεια παρουσιάζουν συρρίκνωση του κόστους τους, αλλά εξαιτίας του μικρού μεριδίου τους στην αγορά δεν παίζουν σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του τελικού μέσου κόστους για την παραγωγή υδρογόνου. Καθώς όμως οι παραπάνω τεχνολογίες κερδίζουν μερίδιο στην αγορά, παρουσιάζεται συρρίκνωση του ρυθμού αύξησης του μέσου κόστους για την παραγωγή. Έτσι, ενώ τη δεκαετία 2010 με 2020, το μέσο κόστος αυξήθηκε κατά 14% και τη δεκαετία 2020 με 2030 κατά 20%, όταν οι νέες τεχνολογίες εισέρχονται πλέον δυναμικά στην αγορά, το μέσο κόστος αυξάνεται μόλις κατά 7% τη δεκαετία 2030 με 2040 και κρατιέται σχεδόν σταθερό τη δεκαετία 2040 με 2050.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΦΟΡΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO₂

4.1.Εισαγωγικά

Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζονται οι επιπτώσεις που έχει η εφαρμογή πολιτικής φορολόγησης των εκπομπών CO₂ στην εξέλιξη του τομέα της παραγωγής υδρογόνου στις χώρες της Ευρώπης.

Ο φόρος άνθρακα είναι ένας περιβαλλοντικός φόρος για τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα. Το διοξείδιο του άνθρακα είναι ένα αέριο που παγιδεύει τη θερμότητα και συμβάλλει στο «φαινόμενο του θερμοκηπίου». Ο σκοπός για την επιβολή του φόρου άνθρακα είναι η προστασία του περιβάλλοντος με τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, συμβάλλοντας έτσι στην άμβλυνση της κλιματικής αλλαγής. Ο φόρος άνθρακα είναι έμμεσος φόρος, δηλαδή ένας φόρος επί των συναλλαγών.

Η ιδέα για τη δημιουργία μιας διεθνούς αγοράς άνθρακα βασίστηκε στο ότι η συγκέντρωση του άνθρακα είναι η ίδια κάθε δεδομένη στιγμή σε κάθε μέρος του κόσμου για κάθε άτομο. Αυτό το χαρακτηριστικό κάνει την αγορά του άνθρακα μοναδική, αφού εμπορεύεται ένα παγκόσμιο δημόσιο αγαθό, η παραγωγή του οποίου όμως είναι ιδιωτική.

Ο φόρος άνθρακα είναι βασισμένος στην οικονομική αρχή των αρνητικών εξωτερικιοτήτων. Οι εξωτερικότητες είναι δαπάνες ή κέρδη που παράγονται από την παραγωγή των αγαθών και των υπηρεσιών. Οι αρνητικές εξωτερικότητες είναι δαπάνες που δεν πληρώνονται. Όταν επιχειρήσεις ή οι ιδιοκτήτες ενός σπιτιού καταναλώνουν ορυκτά καύσιμα, δημιουργούν ρύπανση που έχει ένα κοινωνικό κόστος, αφού ο καθένας επηρεάζεται από τα αποτελέσματα της ρύπανσης. Οι υπερασπιστές του φόρου άνθρακα θεωρούν ότι η αύξηση της τιμής των τεχνολογιών που ρυπαίνουν πρέπει να αποτελέσει αυτές τις «κοινωνικές δαπάνες». Απλούστερα εάν μολύνετε, πρέπει να πληρώσετε.

Άτομα άνθρακα έχουν όλα τα ορυκτά καύσιμα (κάρβουνο, πετρέλαιο και φυσικό αέριο) και αυτά απελευθερώνονται ως CO₂ κατά την καύση. Αντίθετα, οι πηγές ενέργειας όπως η αιολική, η ηλιακή καθώς και η πυρηνική ενέργεια, δεν μετατρέπουν τους υδρογονάνθρακες σε διοξείδιο του άνθρακα. Ο φόρος διοξειδίου του άνθρακα μπορεί να εφαρμοστεί μέσω της φορολόγησης της καύσης ορυκτών καυσίμων - άνθρακα, προϊόντα πετρελαίου, όπως η βενζίνη και καύσιμα αεροπλάνων, και φυσικό αέριο - κατ'αναλογία προς το περιεχόμενο τους σε άνθρακα. Κατά συνέπεια, ο φόρος διοξειδίου του άνθρακα αυξάνει την ανταγωνιστικότητα των τεχνολογιών με χαμηλή περιεκτικότητα σε άνθρακα, όπως οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και των τεχνολογιών που χρησιμοποιούν τη δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα(CCS),σε σύγκριση με την παραδοσιακή καύση των ορυκτών καυσίμων.



Εικόνα 4.1:Ο φόρος στον άνθρακα θα μειώσει τα αέρια του θερμοκηπίου.

Κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του 1990 ο φόρος άνθρακα προτάθηκε σε επίπεδο ΕΕ, αλλά απέτυχε λόγω των συμφερόντων κάποιων βιομηχανικών ομάδων. Την 1η Ιανουαρίου 1991 η Σουηδία θέσπισε φόρο άνθρακα, με την εισαγωγή ενός φόρου 0,25 SEK / α (100 δολάρια ανά τόνο) στη χρήση του πετρελαίου, του κάρβουνου, του φυσικού αερίου, του υγραερίου, της βενζίνης και των αεροπορικών καυσίμων στις εσωτερικές μετακινήσεις. Οι βιομηχανικοί χρήστες πλήρωναν το ήμισυ του ποσού (μεταξύ 1993 και 1997 το 25% του ποσού) και ορισμένες βιομηχανίες υψηλής ενέργειας, όπως η εξόρυξη, η μεταποίηση και η βιομηχανία χαρτοπολτού και χαρτιού είχαν εξαιρεθεί πλήρως από αυτούς τους νέους φόρους. Το 1997 το ποσό αυξήθηκε σε 0,365 SEK / α (\$ 150 ανά τόνο).

Το 1993 η κυβέρνηση του Ηνωμένου Βασιλείου εισήγαγε ένα περιβαλλοντικό φόρο επί των λιανικών προϊόντων πετρελαίου (FDE). Ο φόρος έχει ρητά σχεδιαστεί για τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στον τομέα των μεταφορών, αφού ο άνθρακας είναι σε σταθερή αναλογία με την ποσότητα του καυσίμου. Η αντίδραση προς τον φόρο αυτόν ήταν εξαιρετικά επικριτική. Ο φόρος FDE, ο οποίος ήταν ο μόνος «πραγματικός» φόρος άνθρακα στο Ηνωμένο Βασίλειο, απέτυχε λόγω της πολιτικής κριτικής που δέχτηκε. Οι αντιδράσεις για τις τιμές των καυσίμων κατά το 2000 συνέβαλαν στην απόφαση της κυβέρνησης για τη μείωση των πραγματικών συντελεστών του φόρου επί των καυσίμων. Εκείνη την περίοδο ο φόρος καυσίμου αντιπροσώπευε περισσότερο από το 75% της συνολικής τιμής του καυσίμου. Το 2006 ο φόρος αντιπροσώπευε περίπου τα $\frac{2}{3}$ της τιμής του καυσίμου.

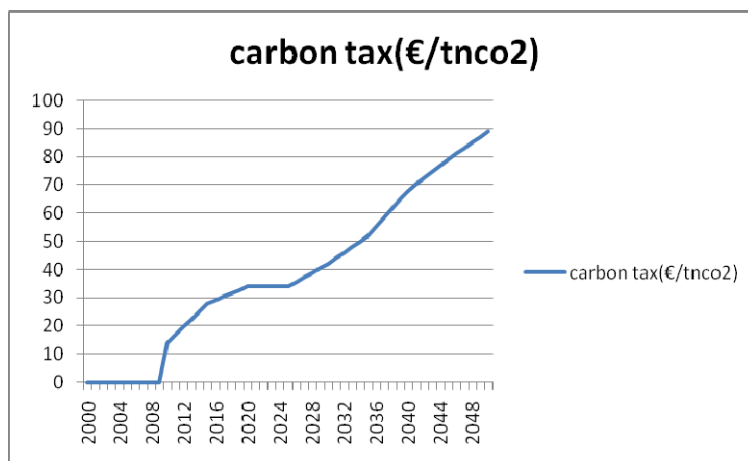
Βέβαια, ο φόρος άνθρακα εισήχθη για πρώτη φορά παγκοσμίως το 1998 με την υπογραφή του πρωτοκόλλου του Κιότο, το οποίο προβλέπει μείωση των αερίων του θερμοκηπίου και θέτει συγκεκριμένους ποσοτικούς στόχους για κάθε χώρα. Η επιβολή του φόρου επιβαρύνει την παραγωγή από ορυκτά καύσιμα με ένα επιπλέον κόστος, σε αντίθεση με την παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ηλιακή, αιολική, βιομάζα) και πυρηνική ενέργεια. Καθώς ο τομέας της παραγωγής υδρογόνου αναπτύσσεται, το επιπλέον κόστος της παραγωγής από ορυκτά καύσιμα (κόστος των ρύπων), επιφέρει μεταβολές στην εξέλιξη του τομέα σε σχέση με το σενάριο αναφοράς για μηδενικό φόρο άνθρακα. Οι σημαντικότερες μεταβολές που προβλέπονται είναι η μείωση της παραγωγής από στερεά καύσιμα (υψηλός συντελεστής εκπομπών), η αύξηση του κόστους για την παραγωγή υδρογόνου και συνεπώς των τιμών πώλησής του και η μείωση των εκπομπών CO₂.

4.2.Εφαρμογή του φόρου άνθρακα στο μοντέλο

Για την εφαρμογή της παραπάνω πολιτικής στο μοντέλο που κατασκευάστηκε με χρήση του προγράμματος GAMS θεωρείται μία νέα παράμετρος, ο φόρος για την εκπομπή ενός τόνου CO₂ (στο μοντέλο carbon tax - €/ton CO₂), η οποία μπορεί να μεταβάλλεται εξωγενώς για την εκάστοτε χώρα και την εκάστοτε χρονική στιγμή. Στο σενάριο γίνεται η υπόθεση ότι ο φόρος είναι κοινός για όλες τις χώρες της Ευρώπης από το 2010 μέχρι το 2050.

Η παράμετρος αυτή πολλαπλασιαζόμενη με τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από τους σταθμούς παραγωγής (σε tCO₂/toe) εκφράζει το επιπλέον κόστος που επιφέρει η πολιτική φορολόγησης των εκπομπών για κάθε τεχνολογία παραγωγής. Αυτό το επιπλέον κόστος είναι μηδενικό για όλες τις τεχνολογίες που δεν εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα, δηλαδή για τις BGFS, BGFL, BPY, BGFLS, WEG, WEN, WEW, SHT και NHT.

Η ΕΕ αναμένεται να οδηγήσει την παγκόσμια προσπάθεια ενάντια στην κλιματική αλλαγή, πράγμα το οποίο σημαίνει ότι έχει τις πιο μεγάλες τιμές άνθρακα σε μια προσπάθεια μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου. Είναι δεδομένο ότι μετά το 2025 η πολιτική ενάντια στην κλιματική αλλαγή θα επιταχυνθεί σε απάντηση των δυσκολότερων περιβαλλοντικών στόχων εκείνης της περιόδου και θα καλύπτει σταδιακά όλες τις δραστηριότητες που εκπέμπουν CO₂. Το επίπεδο της τιμής του άνθρακα στην ΕΕ-27 φαίνεται στο παρακάτω Διάγραμμα (project CASCADE MINTS, PRIMES).



Διάγραμμα 4.1: Οι τιμές του φόρου άνθρακα στη διάρκεια του χρόνου στην Ευρώπη.

Εξαιτίας του φόρου άνθρακα, η παραγωγή υδρογόνου από ορυκτά καύσιμα συρρικνώνεται (επιηρεάζοντας αρνητικά τις τεχνολογίες gsr, smr, oro, cgf), ενώ προφανώς αυξάνεται η παραγωγή του από πηγές ενέργειας που δεν εκπέμπουν άνθρακα (επιηρεάζοντας θετικά τις αντίστοιχες τεχνολογίες). Επιπλέον, επωφελούνται ιδιαίτερα οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν τη δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCS), όπως η GSS, η OPS, η BGFLS και κυρίως η CGS, σε βάρος των αντίστοιχων χωρίς CCS.

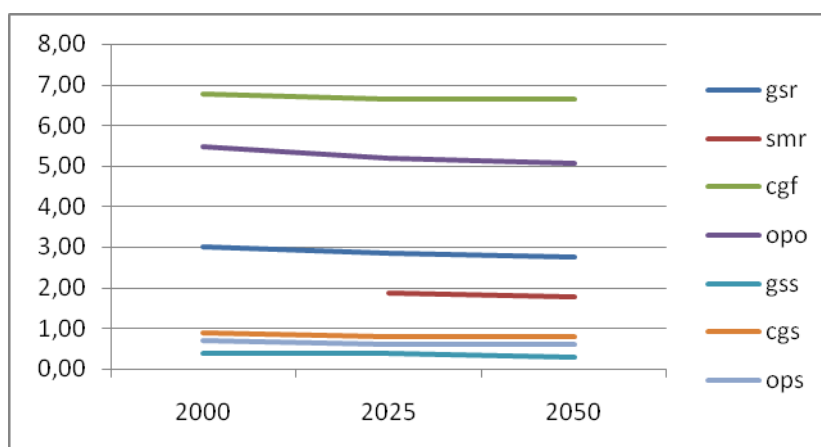
4.3.Ανάλυση αποτελεσμάτων

Στο μοντέλο εξετάζονται 16 διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής, οι οποίες έχουν αναλυθεί στο κεφάλαιο 2 και έχουν περιγραφεί τα βασικά τους τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά. Από αυτές τις τεχνολογίες, οι 4 αφορούν τεχνολογίες με CCS και οι υπόλοιπες 12 δεν χρησιμοποιούν CCS. Παρακάτω ακολουθεί συνοπτικός πίνακας με όλες τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.

Τεχνολογίες	Συντομογραφίες που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο
Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου	GSR
Ανασχηματισμός ατμού του φυσικού αερίου με CCS	GSS
Ηλιακός ανασχηματισμός του μεθανίου	SMR
Μερική οξείδωση βαριού πετρελαίου	OPO
Μερική οξείδωση βαριού πετρελαίου με CCS	OPS
Αεριοποίηση λιγνίτη	CGF
Αεριοποίηση λιγνίτη με CCS	CGS
Αεριοποίηση βιομάζας σε μικρή κλίμακα	BGFS
Αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα	BGFL
Αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα με CCS	BGFLS
Πυρόλυση βιομάζας	BPY
Ηλεκτρόλυση νερού	WEG
Ηλεκτρόλυση με χρήση πυρηνικής ενέργειας	WEN
Ηλεκτρόλυση με χρήση αιολικής ενέργειας	WEW
Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με ηλιακή ενέργεια	SHT
Θερμική διάσπαση υψηλής θερμοκρασίας με πυρηνική ενέργεια	NHT

Πίνακας 4.1: Οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.

Το μοντέλο είναι ίδιο με αυτό που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 3, με μοναδική διαφορά το τελικό μέσο κόστος των τεχνολογιών, στο οποίο προστίθεται ένας επιπλέον παράγοντας, δηλαδή το γινόμενο του φόρου άνθρακα (η τιμή του οποίου από το 2010 και μετά καθορίζεται εξωγενώς και θεωρείται παράμετρος στο μοντέλο) επί τις εκπομπές άνθρακα των τεχνολογιών, οι οποίες θεωρούνται και αυτές παράμετρος στο μοντέλο(η εξίσωση αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 3). Παρακάτω δίνονται διαγραμματικά αυτές οι εκπομπές σε tCO₂/toe για τις τεχνολογίες που εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα.



Διάγραμμα 4.2: Εκπομπές CO₂ ανά τεχνολογία (σε tCO₂/toe).

Είναι προφανές ότι οι τεχνολογίες που επηρεάζονται περισσότερο από τον φόρο άνθρακα είναι αυτές με τις μεγαλύτερες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, δηλαδή κατά σειρά η CGF, η OPO και η GSR.

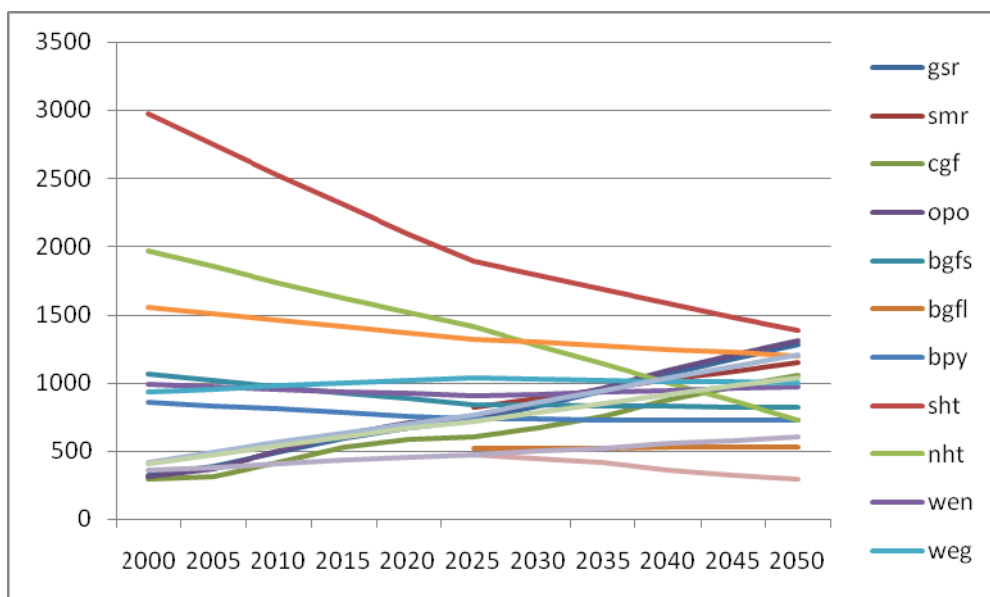
Υπολογίστηκε έτσι το τελικό μέσο κόστος παραγωγής για όλες τις τεχνολογίες που ανταγωνίζονται στην παραγωγή υδρογόνου. Παρακάτω δίνεται το τελικό μέσο κόστος παραγωγής και των 16 τεχνολογιών σε πίνακα και σε διάγραμμα (οι τιμές είναι σε €/toe).

	gsr	smr	cgf	opo	bgfs	bgfl	bpy	sht
2000	316,1		295,2	313,7	1063,2		857,3	2973,5
2005	380,7		311,2	369,6	1015,4		830,3	2744,1
2010	484,6		420,7	498,7	968,9		804,0	2520,8
2015	586,5		530,1	625,6	923,8		778,5	2303,5
2020	663,2		585,3	707,8	879,9		753,6	2091,8
2025	719,8	819,2	600,1	757,1	837,2	515,3	729,4	1885,6
2030	825,9	881,9	670,4	853,3	832,8	518,2	727,8	1781,9
2035	936,1	947,2	754,1	958,8	828,6	521,1	726,2	1679,6
2040	1061,3	1022,3	877,8	1093,9	824,7	524,1	724,6	1578,6
2045	1170,8	1087,1	968,1	1202,2	821,1	527,0	723,0	1478,8
2050	1275,8	1149,0	1051,8	1304,2	817,7	529,9	721,4	1380,3

	nht	wen	weg	wew	gss	bgfls	ops	cgs
2000	1971,1	989,8	929,8	1556,3	413,1		402,9	358,4
2005	1853,3	972,5	953,3	1509,9	485,1		466,1	376,0
2010	1738,5	955,6	976,0	1463,6	559,9		536,1	405,2
2015	1626,4	939,2	998,1	1417,3	632,1		603,2	433,9
2020	1517,1	923,2	1019,4	1371,0	698,7		662,5	455,3
2025	1410,3	907,5	1040,0	1324,6	760,5	474,1	715,7	471,2
2030	1274,0	921,2	1031,3	1299,6	854,2	447,0	780,4	496,0
2035	1137,4	934,3	1022,8	1274,6	945,8	412,9	844,8	522,2
2040	1000,4	946,9	1014,3	1249,5	1036,8	357,5	911,4	553,0
2045	863,1	959,0	1006,0	1224,5	1123,3	320,7	973,7	579,3
2050	725,6	970,6	997,8	1199,5	1206,8	288,0	1034,1	604,5

Πίνακας 4.2: Τελικό μέσο κόστος(σε €/toe) των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου με φόρο άνθρακα.

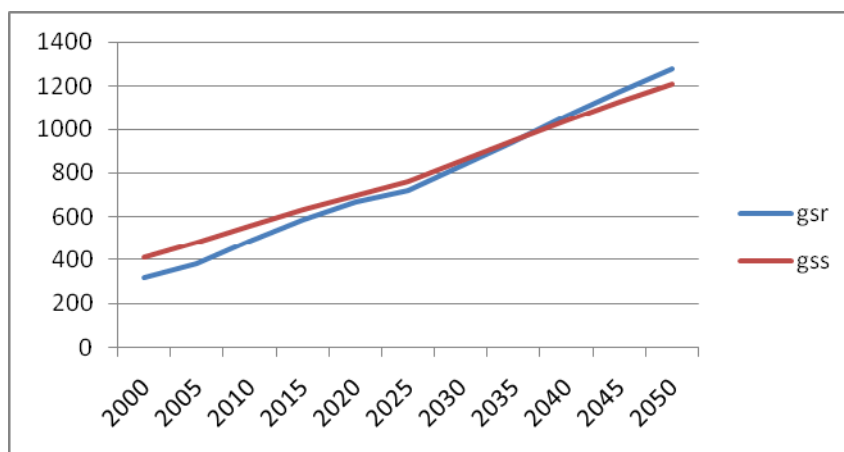
Για τις τεχνολογίες SMR, BGFL, BGFLS δεν δίνεται το τελικό μέσο κόστος τους μέχρι το 2025 γιατί αυτές οι τεχνολογίες είναι σε πολύ πρώιμη φάση ανάπτυξης και έτσι θεωρούμε ότι μέχρι το 2025 δεν θα είναι διαθέσιμες στην αγορά.



Διάγραμμα 4.3: Το τελικό μέσο κόστος(σε €/tce) των τεχνολογιών παραγωγής στη διάρκεια του χρόνου με φόρο άνθρακα.

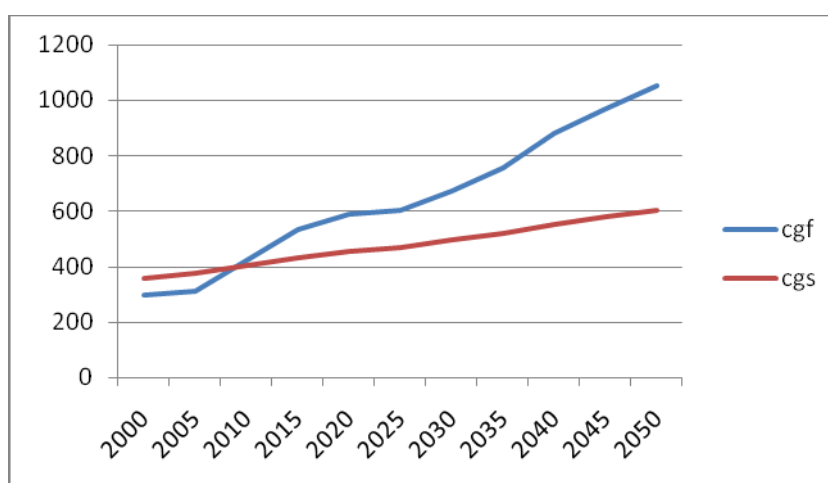
Με βάση τον πίνακα και το διάγραμμα με το μέσο κόστος των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου, εξάγονται τα ακόλουθα συμπεράσματα:

1. Την περίοδο από 2000 μέχρι 2010, που ακόμα δεν έχει εφαρμοσθεί η φορολόγηση των ρύπων, η πιο φθηνή τεχνολογία είναι η CGF. Επίσης, εκείνη την περίοδο αρκετά φθηνή είναι και η GSR, που κυριαρχεί ακόμα στην αγορά.
2. Με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα, από το 2010 και μετά, οικονομικότερη τεχνολογία είναι η αεριοποίηση άνθρακα με CCS, η οποία κερδίζει ένα σημαντικό μέρος της αγοράς.
3. Το κόστος των ήδη καθιερωμένων και εμπορικά εκμεταλλεύσιμων τεχνολογιών, όπως η GSR, η OPO και η CGF εξαιτίας του μεγάλου περιεχομένου τους σε άνθρακα, αυξάνεται πάρα πολύ, καθιστώντας τη χρήση τους μη οικονομικά αποδοτική.
4. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν CCS σταδιακά γίνονται φθηνότερες συγκρινόμενες με τις αντίστοιχες τεχνολογίες που δεν χρησιμοποιούν την τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα. Πάντως και για αυτές τις τεχνολογίες αυξάνεται το κόστος με το φόρο άνθρακα καθώς και αυτές εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα, αφού στο μοντέλο μας θεωρήσαμε ότι η τεχνολογία CCS έχει απόδοση 89%, άρα δεν δεσμεύεται το σύνολο του εκπεμπόμενου διοξειδίου του άνθρακα. Στα παρακάτω διαγράμματα, γίνεται σύγκριση του κόστους των αντίστοιχων τεχνολογιών με και χωρίς CCS, έτσι ώστε να διαπιστωθεί από ποιά χρονική στιγμή και μετά το επιπλέον κόστος για τη φορολόγηση του άνθρακα γίνεται μεγαλύτερο από το κόστος για τις τεχνολογίες CCS.



Διάγραμμα 4.4: Σύγκριση του κόστους της τεχνολογίας ανασχηματισμού ατμού του φυσικού αερίου χωρίς (GSR) και με (GSS) δέσμευση και αποθήκευση του CO₂.

Παρατηρείται ότι στην περίπτωση του ζεύγους GSR-GSS, η GSR παραμένει φθηνότερη μέχρι το 2037, δηλαδή για το μεγαλύτερο τμήμα της υπό μελέτης περιόδου. Όταν όμως ο φόρος άνθρακα φτάσει στα 50€/tCO₂, η GSS γίνεται οικονομικότερη και παραμένει προφανώς μέχρι το τέλος της περιόδου.



Διάγραμμα 4.5: Σύγκριση του κόστους της τεχνολογίας αεριοποίησης λιγνίτη χωρίς (CGF) και με (CGS) δέσμευση και αποθήκευση του CO₂.

Στο ζεύγος CGF-CGS η κατάσταση είναι πολύ διαφορετική. Αμέσως μετά την εισαγωγή του φόρου άνθρακα το 2010, η τεχνολογία CGS γίνεται οικονομικότερη από την CGF και μέχρι το 2050 η διαφορά κόστους μεταξύ των δύο τεχνολογιών είναι πολύ μεγάλη. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα της CGF είναι πολύ μεγαλύτερες από ότι της GSR και προφανώς το επιπλέον κόστος από το φόρο άνθρακα είναι μεγαλύτερο για την CGF από ότι για την GSR.

- Από τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα, δηλαδή αεριοποίηση βιομάζας σε μεγάλη κλίμακα (BGFL), αεριοποίηση βιομάζας σε μικρή κλίμακα (BGFS), πυρόλυση βιομάζας (BPY), αυτή που έχει το μικρότερο κόστος και άρα τις καλύτερες προοπτικές εισόδου στην αγορά είναι η BGFL, η οποία παρότι εισάγεται μετά το 2025 είναι ανταγωνιστική με τις

- περισσότερες τεχνολογίες. Επειδή αυτές οι τεχνολογίες εκπέμπουν μηδενικούς ρύπους, το κόστος τους με την εισαγωγή της φορολόγησης ρύπων δεν αλλάζει καθόλου.
6. Από τις τεχνολογίες που εκπέμπουν μηδενικούς ρύπους (εκτός από αυτές που χρησιμοποιούν βιομάζα και αναλύθηκαν πριν) και το κόστος τους δεν επηρεάζεται από το φόρο άνθρακα, δηλαδή την ηλεκτρόλυση (WEG), την ηλεκτρόλυση με χρήση πυρηνικής ενέργειας (WEN), την ηλεκτρόλυση με χρήση αιολικής ενέργειας (WEW), τη θερμότητα με χρήση πυρηνικής ενέργειας (NHT) και τη θερμότητα με χρήση ηλιακής ενέργειας (SHT), το χαμηλότερο κόστος μέχρι το 2025 το έχει η WEN και από το 2025 μέχρι και το 2050 η NHT, η οποία ακόμα είναι σε πολύ πρώιμο στάδιο ανάπτυξης, αλλά δείχνει να έχει καλές προοπτικές στη μελλοντική αγορά υδρογόνου.
 7. Μία ιδιαίτερη περίπτωση είναι η τεχνολογία της αεριοποίησης της βιομάζας με χρήση τεχνολογιών CCS (BGFLS). Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα δεν παράγουν καθόλου διοξείδιο του άνθρακα. Όταν χρησιμοποιείται και η CCS τότε πραγματοποιείται καθαρή αφαίρεση διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα. Έτσι, η συγκεκριμένη τεχνολογία κάνει ιδιαίτερη οικονομική αίσθηση, καθώς εξαιτίας του μεγάλου φόρου άνθρακα που επιβάλλεται κερδίζεται μεγάλη πίστωση από την καθαρή αφαίρεση από την ατμόσφαιρα του CO₂. Σαν αποτέλεσμα, η τεχνολογία αυτή αμέσως μετά την εισαγωγή της στην αγορά το 2025 έχει το μικρότερο τελικό κόστος παραγωγής από όλες. Είναι προφανές ότι όσο μεγαλύτερος είναι ο φόρος άνθρακα, τόσο πιο ανταγωνιστική θα γίνεται η συγκεκριμένη τεχνολογία.

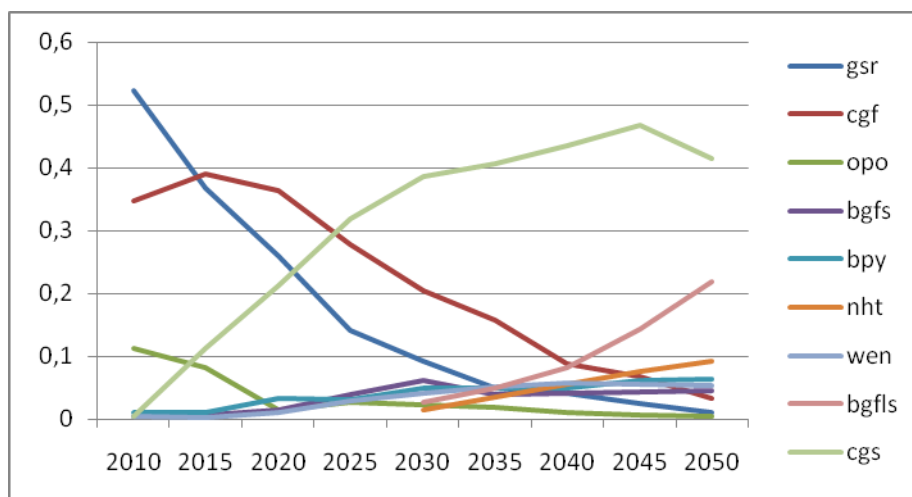
Στη συνέχεια, όπως στο προηγούμενο κεφάλαιο, υπολογίστηκαν τα μερίδια στην αγορά για τις 16 τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου, οι οποίες ανταγωνίζονται μεταξύ τους. Για τον υπολογισμό των τελικών ποσοστών, ακολουθείται η ίδια διαδικασία με πριν, με τη διαφορά ότι τώρα οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν CCS είναι πιο ανταγωνιστικές οικονομικά σε σχέση με τις αντίστοιχες χωρίς CCS και κερδίζουν πολύ μεγάλο ποσοστό στον μεταξύ τους ανταγωνισμό. Έτσι, το 2050 η CGS έχει το 92,5% της CGFCGS, η BGFLS το 91% της BGFLBGFLS και η GSS το 60% της GSRGSS (οι τεχνολογίες OPO, OPS είναι αρκετά ακριβές και καθίστανται ουσιαστικά εκτός ανταγωνισμού).

Σύμφωνα με τα παραπάνω, τα ποσοστά ανά πενταετία, από το 2010 και μετά, των τεχνολογιών που έχουν σημαντικά μερίδια στην αγορά δίνονται συνοπτικά στον παρακάτω πίνακα.

	gsr	cgf	opo	bgfs	bpy	nht	wen	bgfls	cgs
2010	0,52	0,35	0,11	0,00	0,01		0,01		0,00
2015	0,37	0,39	0,08	0,01	0,01		0,00		0,11
2020	0,26	0,36	0,01	0,02	0,03		0,01		0,21
2025	0,14	0,28	0,03	0,04	0,03		0,03		0,32
2030	0,09	0,20	0,02	0,06	0,05	0,01	0,04	0,03	0,39
2035	0,05	0,16	0,02	0,04	0,05	0,03	0,05	0,05	0,41
2040	0,04	0,09	0,01	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08	0,44
2045	0,02	0,07	0,01	0,04	0,06	0,08	0,06	0,14	0,47
2050	0,01	0,03	0,004	0,05	0,06	0,09	0,05	0,22	0,41

Πίνακας 4.3: Μερίδιο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών με φόρο άνθρακα.

Τα αποτελέσματα του μοντέλου για τα μερίδια στην αγορά των βασικότερων τεχνολογιών φαίνονται διαχρονικά στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 4.6: Μερίδιο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των βασικότερων τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου με φόρο άνθρακα.

Οι υπόλοιπες τεχνολογίες που δεν φαίνονται στο διάγραμμα εξαιτίας του πολύ μεγάλου κόστους τους, δεν είναι οικονομικά ανταγωνιστικές με τις υπόλοιπες και δεν παίζουν σπουδαίο ρόλο στην μελλοντική οικονομία του υδρογόνου με το μέτρο της φορολόγησης των ρύπων. Ενδεικτικά, δίνονται τα ποσοστά των τεχνολογιών αυτών το 2050.

	smr	bgfl	sht	weg	wew	gss	ops
2050	0,010	0,020	0,008	0,013	0,013	0,013	0,001

Πίνακας 4.4: Μερίδιο στην αγορά παραγωγής υδρογόνου των λιγότερο βασικών τεχνολογιών στη διάρκεια του χρόνου με φόρο άνθρακα.

Με βάση τους παραπάνω πίνακες και το διάγραμμα προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Μέχρι το 2010, η αγορά υδρογόνου, η οποία βρίσκεται ακόμα σε πολύ πρώιμη φάση ανάπτυξης, κυριαρχείται από 3 τεχνολογίες, την GSR, την CGF και την OPO. Σ' αυτό το διάστημα δεν έχει εισαχθεί ακόμα ο φόρος άνθρακα, οπότε τα κόστη των τεχνολογιών και τα αντίστοιχα μερίδια τους στην αγορά είναι τα ίδια με το Κεφάλαιο 3. Η GSR είναι η πιο ώριμη τεχνολογία και το 2000 είχε ποσοστό στην αγορά 60% της συνολικής παραγωγής, αλλά εξαιτίας της ολοένα αυξανόμενης τιμής του φυσικού αερίου το ποσοστό της στη συνολική παραγωγή έχει πτωτική τάση.
- Την πενταετία 2010 με 2015, με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα, το τοπίο στην παραγωγή υδρογόνου αλλάζει. Το ποσοστό της GSR συρρικνώνεται στο 37%, ενώ και η CGF αυξάνει το μερίδιό της στην αγορά, αλλά όχι στο βαθμό που το είχε αυξήσει όταν δεν είχε εισαχθεί ο φόρος άνθρακα. Από το 2010 και μέχρι το 2030, η CGS είναι η φθηνότερη τεχνολογία και κερδίζει το 2015 ένα 15% της συνολικής παραγωγής υδρογόνου.
- Την δεκαετία 2015 με 2025, συνεχίζεται η ίδια τάση στην αγορά με τις GSR, CGF και OPO να χάνουν μερίδια στην αγορά και η CGS να κυριαρχεί πλέον με 31%. Από τις υπόλοιπες τεχνολογίες, εκείνες που κερδίζουν μερίδιο στην αγορά είναι δύο τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα, η BPY και η BGFS με 3% και 4% αντίστοιχα.
- Το 2025, εισέρχονται στην αγορά 3 νέες τεχνολογίες, η SMR, η BGFL και η BGFLS. Από αυτές, την μεγαλύτερη δυνατότητα να κερδίσει μερίδιο στην αγορά έχει η BGFLS, η οποία οδηγεί σε καθαρή μείωση του διοξειδίου του άνθρακα της ατμόσφαιρας και προφανώς επωφελείται από τον ολοένα αυξανόμενο φόρο άνθρακα. Όμως, επειδή είναι μια μη δοκιμασμένη σε μεγάλη κλίμακα τεχνολογία, θα αργήσει να κυριαρχήσει στην αγορά και μέχρι το 2035 θα έχει μερίδιο της τάξης του 5%. Το 2035, η CGS κυριαρχεί με μερίδιο 41%, αφού παραμένει πολύ φθηνή και ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά. Το 2035, οι τεχνολογίες

που κυριαρχούσαν αρχικά (gsr, cgf, opo) έχουν χάσει σημαντικό μερίδιο στην αγορά και έχουν συνολικό μερίδιο 23% περίπου, ενώ χωρίς το φόρο άνθρακα είχαν το 81%. Οι υπόλοιπες τεχνολογίες που δεν παράγουν ρύπους αυξάνουν τα μερίδιά τους στην αγορά: η BPY και η BGFS έχουν 5% και 4% αντίστοιχα, ενώ οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν πυρηνική ενέργεια κερδίζουν συνολικό μερίδιο 8,5%, με τη WEN, που είναι μια ήδη ώριμη τεχνολογία να έχει μερίδιο 5%.

- Από το 2035 μέχρι το 2045, πολλές τεχνολογίες ανταγωνίζονται μεταξύ τους κερδίζοντας μερίδια στην αγορά. Η CGS κυριαρχεί στην αγορά, εξαιτίας του χαμηλού της κόστους και το 2045 έχει μερίδιο 46% στη συνολική παραγωγή υδρογόνου. Οι τεχνολογίες που κυριαρχούσαν αρχικά (gsr, cgf, opo) έχουν πέσει συνολικά στο 10%. Η BGFLS πλέον κερδίζει το 14% περίπου της αγοράς, ενώ και οι υπόλοιπες τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα έχουν σταθερά μερίδια στην αγορά: η BPY και η BGFS έχουν 6% και 4,5% αντίστοιχα. Σε αυτή τη δεκαετία, το κόστος της NHT μειώνεται πολύ και γίνεται πλέον ανταγωνιστική κερδίζοντας ένα 7,5% το 2045, ενώ η WEN, η οποία είναι η οικονομικότερη από τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ηλεκτρόλυση, διατηρεί ένα 5%.
- Τέλος, το 2050, που είναι και το τέλος της περιόδου που εξετάζουμε, η CGS συνεχίζει να κυριαρχεί στην αγορά με μερίδιο 41%. Η BGFLS, η οποία ευνοείται από την αύξηση του φόρου άνθρακα, έχει διεισδύσει πολύ στην αγορά, κερδίζοντας μερίδιο 22% και δείχνοντας τις καλύτερες προοπτικές για το μέλλον. Πλέον, η NHT είναι μια καθιερωμένη τεχνολογία και κερδίζει το τρίτο μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά με 9,3%. Από τις υπόλοιπες τεχνολογίες, η BPY έχει το 6,5% της αγοράς, η BGFS το 4,5%, η WEN το 5,5% και η CGF το 3% περίπου.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί ότι ενώ η BGFL είναι η δεύτερη πιο φθηνή τεχνολογία από το 2035 και μετά, εντούτοις κατακτά το 2050 μόλις το 2% της αγοράς. Αυτό έχει να κάνει με το γεγονός ότι υπάρχει ανταγωνισμός στο ζεύγος τεχνολογιών BGFL-BGFLS και επειδή η BGFLS είναι αρκετά φθηνότερη από την BGFL κατακτά μερίδιο 91% του ζεύγους BGFL-BGFLS.

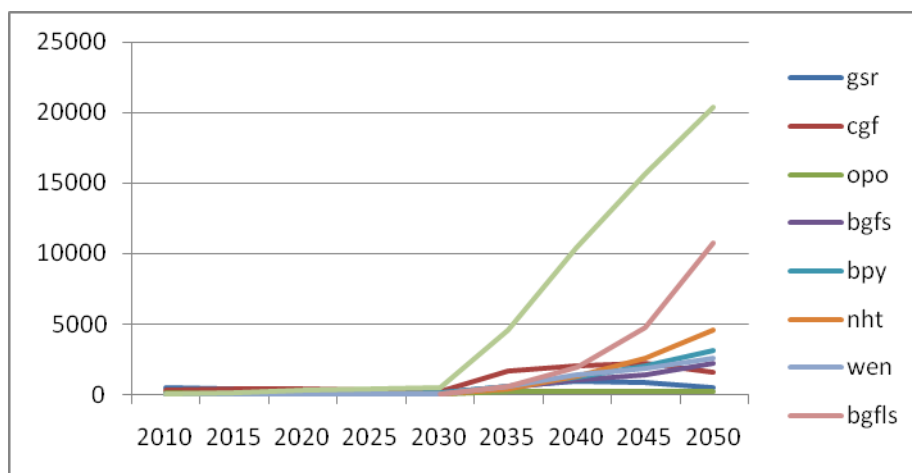
Το επόμενο σημαντικό βήμα που κάνει το μοντέλο είναι να υπολογίσει τη συνολική παραγωγή από τις τεχνολογίες που ανταγωνίζονται μεταξύ τους για ολόκληρη την περίοδο που εξετάζουμε. Όμως, για να βρεθεί η παραγωγή θα πρέπει πρώτα να υπολογιστεί για κάθε τεχνολογία ξεχωριστά το ποσοστό παραγωγής που αποξηλώνεται, είτε λόγω παλαιότητας είτε λόγω μη οικονομικής λειτουργίας (το τελευταίο θεωρείται μη μηδενικό μόνο για τις τεχνολογίες που είναι ήδη καθιερωμένες, δηλαδή τις cgf, gsr και opo και για όλες τις υπόλοιπες είναι μηδέν). Το ποσοστό αυτό (στο μοντέλο totscr), το οποίο κυμαίνεται από 2% (για τις bgfl, bgfls, nht, bgfs, weg) μέχρι 5% (για τις cgf, gsr, opo, cgs), ουσιαστικά μειώνει την συνολική παραγωγή κάθε χρονιάς, αλλά το χαμένο αυτό ποσοστό καλύπτεται από καινούργιες επενδύσεις. Όμως, στη συνέχεια η παραγωγή από κάθε τεχνολογία ισοσκελίζεται με τη συνολική ζήτηση, έτσι ώστε η συνολική παραγωγή κάθε χρονιάς να ταυτίζεται με τη ζήτηση.

Έτσι, προκύπτει ο παρακάτω πίνακας που δίνει συνοπτικά την παραγωγή υδρογόνου ανά πενταετία από τις τεχνολογίες που έχουν σημαντικό μερίδιο στην αγορά (η παραγωγή είναι σε ktOE).

	gsr	cgf	opo	bgfs	bpv	nht	wen	bgfls	cgs
2010	523,5	345,6	113,6	4,8	12,1		5,1		3,7
2015	368,0	389,3	6,6	6,6	11,2		3,4		111,6
2020	259,1	399,2	15,4	17,3	37,6		13,6		233,6
2025	154,6	304,3	29,4	35,5	35,5		32,7		350,0
2030	109,2	245,3	26,5	58,7	74,9	17,9	49,7	33,6	463,2
2035	551,3	1749,9	217,3	448,3	552,6	391,0	574,9	563,1	4566,3
2040	950,9	2079,3	244,9	1005,2	1185,4	1339,9	1385,8	1971,4	10407,9
2045	827,6	2263,9	216,1	1453,8	2060,2	2536,4	1840,1	4796,9	15627,1
2050	487,0	1598,8	218,1	2251,0	3159,6	4584,0	2628,1	10797,6	20387,5

Πίνακας 4.5: Παραγωγή υδρογόνου (σε ktOE) από τις τεχνολογίες με το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά με φόρο άνθρακα.

Τα αποτελέσματα του μοντέλου για την παραγωγή υδρογόνου από κάθε τεχνολογία διαχρονικά φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα.(οι τιμές είναι σε ktoe).

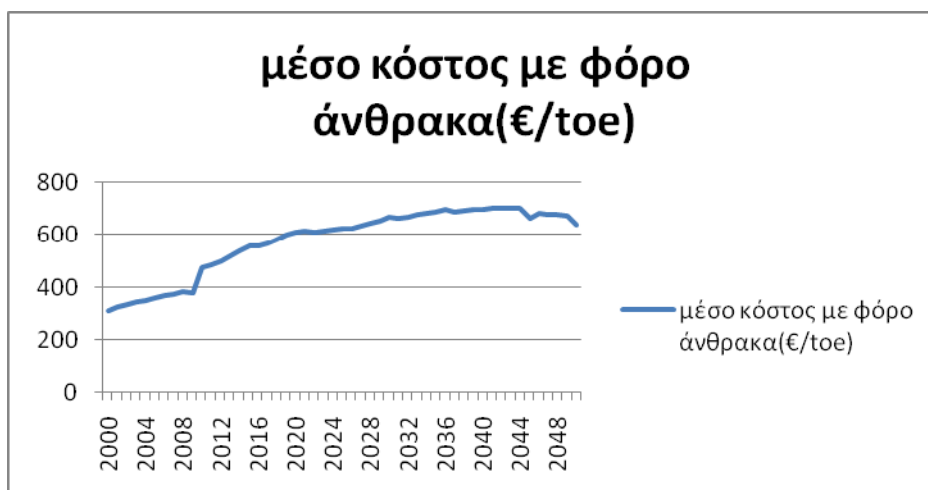


Διάγραμμα 4.7: Η παραγωγή υδρογόνου (ktoe) από τις τεχνολογίες με το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά με φόρο άνθρακα στη διάρκεια του χρόνου.

Τέλος, το μοντέλο υπολογίζει το μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου κάθε χρονιάς, δηλαδή το κόστος που θα συμπεριληφθεί στην τιμή που θα πληρώσει ο μελλοντικός καταναλωτής υδρογόνου (χωρίς βέβαια πιθανές επιδοτήσεις ή φορολογήσεις). Η συνεισφορά κάθε τεχνολογίας στο μέσο κόστος βέβαια είναι ανάλογη της παραγωγής της, δηλαδή τα κόστη της CGS και της BGFLS το 2050 παίζουν πολύ μεγάλο ρόλο στη διαμόρφωση του μέσου κόστους παραγωγής για το 2050, αφού η παραγωγή αυτών των δύο τεχνολογιών αποτελεί το 63% της συνολικής παραγωγής υδρογόνου. Τα αποτελέσματα για το μέσο κόστος παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα και το διάγραμμα.

	μέσο κόστος(€/toe)
2010	472,4
2015	555,6
2020	607,6
2025	621,8
2030	665,0
2035	682,4
2040	696,2
2045	661,7
2050	634,7

Πίνακας 4.6: Μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe) με φόρο άνθρακα.



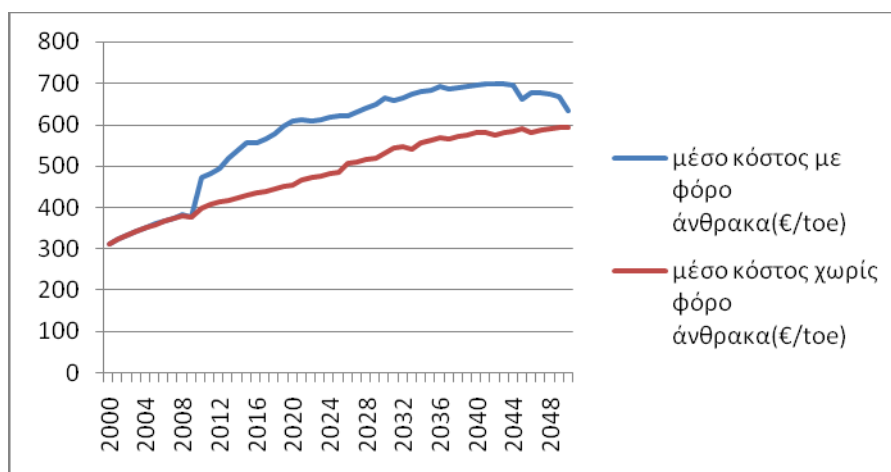
Διάγραμμα 4.8: Το μέσο κόστος παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe) με φόρο άνθρακα στη διάρκεια του χρόνου.

Κατ' αρχάς, παρατηρείται ότι το μέσο κόστος για την παραγωγή υδρογόνου αυξάνεται με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα, επειδή τα πρώτα χρόνια αυξάνεται το κόστος της CGF και της GSR και επειδή μετά το 2020 οι τεχνολογίες που κερδίζουν μερίδια στην αγορά, όπως η CGS, είναι ακριβότερες από την CGF που κυριαρχούσε στην αγορά πριν την φορολόγηση του διοξειδίου του άνθρακα.

Παρατηρείται ότι με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα το μέσο κόστος για την παραγωγή υδρογόνου στη δεκαετία 2010 με 2020 αυξήθηκε κατά 29% κάτι το οποίο είναι λογικό αφού εκείνη τη δεκαετία το κόστος της CGF, η οποία κυριαρχούσε ακόμα στην αγορά, αυξήθηκε πολύ λόγω των υψηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Όμως, στις επόμενες δεκαετίες η αγορά αντέδρασε πολύ σωστά και στράφηκε σε τεχνολογίες με χαμηλές εκπομπές ρύπων και σε τεχνολογίες με CCS και έτσι το ποσοστό αύξησης μειώθηκε στο 9,4% τη δεκαετία 2020 με 2030 και στο 4,8% την δεκαετία 2030 με 2040. Στην διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, 2040 με 2050, βλέπουμε ότι το μέσο κόστος σημειώνει πτώση της τάξης του 8,9%. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο ότι δύο νέες τεχνολογίες, η BGFLS και η NHT, των οποίων το μέσο κόστος πέφτει κατά 20% και 25% αντίστοιχα μέσα στη δεκαετία, κερδίζουν σημαντικά μερίδια στην αγορά αυτή τη δεκαετία και ωθούν με αυτόν τον τρόπο στη μείωση του μέσου κόστους για την παραγωγή υδρογόνου.

Χρήσιμη, τέλος, θα ήταν μια σύγκριση του μέσου κόστους για την παραγωγή υδρογόνου με και χωρίς φόρο άνθρακα. Παρατηρείται ότι με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα, το μέσο κόστος για την παραγωγή υδρογόνου αυξάνεται. Έτσι, το 2020 το μέσο κόστος με τη φορολόγηση άνθρακα είναι κατά 33% μεγαλύτερο από το αντίστοιχο χωρίς φορολόγηση, δείχνοντας έτσι τον αρνητικό αντίκτυπο που θα έχει αρχικά στην αγορά υδρογόνου ο φόρος άνθρακα. Όμως, μετά το 2020 η αγορά μέσω του ανταγωνισμού των τεχνολογιών (και της εισαγωγής της CCS) αυτορυθμίζεται και η διαφορά του κόστους για τις δύο περιπτώσεις οδηγείται σε συρρίκνωση. Ειδικά, μετά το 2040, με την εισαγωγή της BGFLS, η οποία οδηγεί σε καθαρή αφαίρεση διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα, και της NHT, της οποίας το κόστος πέφτει σημαντικά μετά το 2040, οδηγούμαστε σε διαφορά κόστους μόλις 6% με προοπτική κιόλας να γίνει ακόμα μικρότερη ή και μηδενική. Δηλαδή, μετά το 2050 η φορολόγηση άνθρακα, όχι μόνο δεν θα επηρεάσει αρνητικά την αγορά υδρογόνου, αλλά αντίθετα θα της δώσει μεγαλύτερη ώθηση, αφού θα επιβαρυνθεί το κόστος παραγωγής για άλλες μορφές ενέργειας, ανταγωνιστικές προς το υδρογόνο, όπως το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο, ο άνθρακας κλπ.

Παρακάτω δίνεται συγκριτικό διάγραμμα του μέσου κόστους παραγωγής υδρογόνου με και χωρίς φορολόγηση άνθρακα.



Διάγραμμα 4.9: Σύγκριση του μέσου κόστους παραγωγής υδρογόνου(σε €/toe) με και χωρίς φόρο άνθρακα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Η ΥΠΟΔΟΜΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

5.1.Αποθήκευση του υδρογόνου

Εάν το υδρογόνο χρησιμοποιηθεί ευρέως ως μελλοντικός ενεργειακός μεταφορέας, η αποθήκευσή του θα απαιτηθεί για να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις για καύσιμα, όπως συμβαίνει για το φυσικό αέριο και τη βενζίνη σήμερα. Αυτό περιλαμβάνει την αποθήκευση μεγάλης, ενδιάμεσης και μικρής κλίμακας. Το υδρογόνο είναι αέριο στις περιβαλλοντικές θερμοκρασίες και πιέσεις, αλλά μπορεί να αποθηκευτεί ως αέριο, υγρό ή στερεό. Αυτή η μελέτη επισημαίνει την σημασία της μεγάλης κλίμακας αποθήκευσης υδρογόνου σε μια πλήρως ανεπτυγμένη οικονομία υδρογόνου.

5.1.1. Υγροποίηση (Liquefaction)

Βασικός μηχανισμός

Η διαδικασία για να υγροποιηθεί το υδρογόνο είναι σύνθετη και εντατική ενεργειακά. Θεωρητικά, περίπου 14.2MJ/kg H₂ πρέπει να αφαιρεθούν για να παγώσουν αέριο υδρογόνο από τους 298K (25°C) στους 20.3K και για να συμπυκνώσουν το αέριο στους 20.3K και ατμοσφαιρική πίεση. Διαφορετικές θερμοδυναμικές διαδικασίες εφαρμόζονται για να παγώσουν υδρογόνο σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες και να διαστείλουν τελικά το αέριο σε μια βαλβίδα Joule -Thompson ή σε έναν κρυογόνο στρόβιλο.

Τομείς εφαρμογής

Το υγρό υδρογόνο σήμερα παράγεται εξαιτίας πλεονεκτημάτων στη μεταφορά. Υπάρχουν 10 εγκαταστάσεις υγροποίησης υδρογόνου στις ΗΠΑ με ποσοστά παραγωγής 5.400 έως 32.000kg/d και 3 εγκαταστάσεις στην Ευρώπη με ικανότητα υγροποίησης 5.000kg/d (Ολλανδία), 10.500kg/d (Γαλλία) και 4.400kg/d (Γερμανία).

Τεχνικά στοιχεία

Η κατανάλωση ενέργειας ανά kg υγρού υδρογόνου εξαρτάται έντονα από το μέγεθος των εγκαταστάσεων. Μια συνάρτηση για την ενέργεια που χρειάζεται για την υγροποίηση προτείνεται στην παρακάτω εξίσωση.

Κατανάλωση ενέργειας για υγροποίηση = $170 \cdot \text{χωρητικότητα μονάδας}^{-0.2}$ σε MJ/kg LH₂ , με την χωρητικότητα μονάδας σε kg/h.

Οικονομικά στοιχεία

Οι δαπάνες για την υγροποίηση αποτελούνται κατά πρώτο λόγο από τις δαπάνες επένδυσης (σήμερα 63%), έπειτα από τα ενεργειακά κόστη (29%), και τρίτον από τις O&M δαπάνες (8%). Τα ενεργειακά κόστη εξαρτώνται κυρίως από την απόδοση του υγροποιητή (liquefier) και λιγότερο από το ποσοστό παραγωγής. Στις μικρές εγκαταστάσεις, οι ενεργειακές και οι μη ενεργειακές δαπάνες είναι συγκρίσιμες. Στις εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας τα ενεργειακά κόστη γίνονται σημαντικότερα.

Οι μέθοδοι για να μειωθούν οι δαπάνες επένδυσης είναι να χτιστούν μεγαλύτερης κλίμακας εγκαταστάσεις (350.000 kg/h) και να χρησιμοποιηθεί η επίδραση οικοδόμησης πολλαπλών εγκαταστάσεων ίδιου σχεδίου. Οι προκλήσεις για οικονομικώς πιο αποδοτικά συστήματα παραγωγής υγρού H₂ είναι :

- Ρύθμιση συστημάτων για τις παραδοσιακές μονάδες
- Μεγαλύτερης κλίμακας εξοπλισμός
- Συμπιεστές και αποσυμπιεστές υψηλότερης αποδοτικότητας
- Αποδοτικότερη ψύξη
- Υψηλής απόδοσης μόνωση χαμηλότερου κόστους

5.1.2. Αποθήκευση υδρογόνου επί του οχήματος

Τα διαφορετικά συστήματα αποθήκευσης ανταγωνίζονται για την αποθήκευση υδρογόνου επί των οχημάτων και μπορούν να χρησιμοποιήσουν υγρό ή αέριο υδρογόνο ή χημικά υδρίδια. Ο παρακάτω πίνακας δίνει μια επισκόπηση του στόχου έρευνας για τα επί του οχήματος συστήματα αποθήκευσης. Τα στοιχεία αφορούν το σύστημα δεξαμενών συμπεριλαμβανομένου του υλικού, των βαλβίδων, των σωλήνων, της ψύξης κ.λπ.

Χαρακτηριστικά	Ενεργειακή πυκνότητα kWh/kg	kgH ₂ /kg	Ογκομετρικά kWh/l	kgH ₂ /l	Κόστος US\$/kWh
Κατάσταση 2004					
Αέριο H ₂ , 35MPa	2,1	0,063	0,8	0,02	12
Αέριο H ₂ , 70MPa	1,9	0,057	1,3	0,04	16
Υγρό H ₂	2	0,06	1,6	0,05	6
Σύνθετο υδρίδιο	0,8	0,024	0,6	0,02	16
Χημικό υδρίδιο	1,6	0,048	1,4	0,04	8
Στόχοι					
2010	2	0,06	1,5	0,05	4
2015	3	0,04	2,7	0,08	2

Πίνακας 5.1: Δεδομένα για την αποθήκευση υδρογόνου επί του οχήματος.

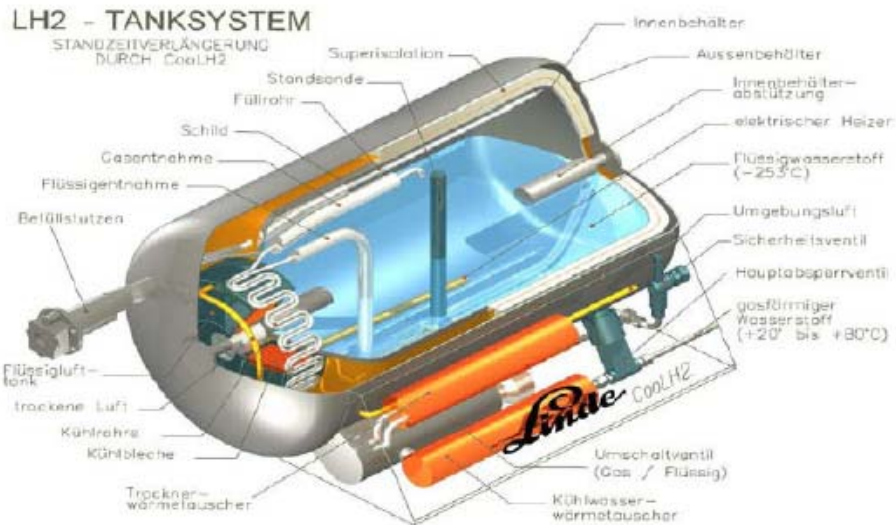
5.1.2.1 Αποθήκευση υγρού υδρογόνου

Βασικός μηχανισμός

Το υγρό υδρογόνο αποθηκεύεται σε ένα μονωμένο σκεύος στους -253°C.

Τεχνικά στοιχεία

Υγρό H₂ είναι διπλά περιτοιχισμένο από ανοξείδωτο ατσάλι. Η ίδια η δεξαμενή ζυγίζει 90kg και έχει όγκο 68l (καθαρό). Η μέγιστη πίεση στο εσωτερικό είναι 0.6MPa. Έχει αναπτυχθεί ένα σύστημα ψύξης, το οποίο αυξάνει το χρόνο έως ότου αρχίζει η εξάτμιση σε περίπου 12 ημέρες (Linde AG 2003). Αυτό το σύστημα χρησιμοποιεί κρύο αέριο υδρογόνο για να υγροποιήσει τον αέρα (- 191°C), ο οποίος χρησιμοποιείται στη συνέχεια ως παράγοντας ψύξης της δεξαμενής. Το ποσοστό εξάτμισης θεωρείται ότι είναι λιγότερο από 1%. Για να γεμίσει τη δεξαμενή, χρειάζεται λιγότερο από δύο λεπτά.



Εικόνα 5.1: Μοντέλο δεξαμενής καυσίμου υγρού υδρογόνου(Linde AG).

Οικονομικά στοιχεία

Οι δαπάνες για την αποθήκευση υγρού υδρογόνου επί του οχήματος είναι 308€/kWh. Υποθέτοντας όγκο 70l (Grahl 2000), αυτό οδηγεί κατά προσέγγιση σε δαπάνες επένδυσης 50.000€₂₀₀₀ για αυτό το είδος συστήματος δεξαμενών σήμερα.

5.1.2.2 Αποθήκευση αέριου υδρογόνου

Βασικός μηχανισμός

Η αποθήκευση υδρογόνου επί του οχήματος με αέρια μορφή είναι αυτήν την περίοδο η απλούστερη, τεχνικά ώριμη και φτηνότερη μέθοδος αποθήκευσης. Οι δεξαμενές συμπιεσμένου H_2 με πιέσεις που κυμαίνονται από 35 μέχρι 70MPa περίπου έχουν χρησιμοποιηθεί παγκοσμίως. Αυτά τα συστήματα δεξαμενών έχουν επιδείξει ένα 12% σε βάρος αποθήκευσης υδρογόνου στα 70MPa, μαζί με έναν παράγοντα ασφάλειας 2.35 (πίεση έκρηξης 158MPa) όπως απαιτείται από τις ευρωπαϊκές προδιαγραφές του προγράμματος υδρογόνου.

Οικονομικά στοιχεία

Τα συστήματα αποθήκευσης συμπιεσμένου υδρογόνου στα 35MPa είναι τα μόνα συστήματα που είναι διαθέσιμα σήμερα εμπορικά. Μονάδες αποθήκευσης για λεωφορεία, οι οποίες κατασκευάζονται από άνθρακα κοστίζουν US\$1000/kg H_2 . Τα στοιχεία κόστους όσον αφορά την επί του οχήματος αποθήκευση αέριου υδρογόνου συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Τύπος	Πίεση MPA	Κόστος €/2000/MJ
Ατσάλι	20	1-1,8
Ατσάλι με περιτύλιξη από γυαλί	20	1,7-2,5
Αλουμίνιο με περιτύλιξη από γυαλί	20	2,4-3,3
Ευθυγραμμισμένος κύλινδρος πολυμερούς	35	4,6
Σύνθετος άνθρακας	35	8

Πίνακας 5.2: Κόστος δεξαμενών συμπιεσμένου υδρογόνου για επί του οχήματος αποθήκευση(πηγή Grahl 2000).

Η υψηλή πίεση 70 MPA συμπιεσμένου αερίου φαίνεται να είναι βραχυπρόθεσμα η πιο ικανοποιητική τεχνολογία όταν λαμβάνονται υπόψη παράγοντες όπως οι περιορισμοί όγκου και η μέση ενεργειακή αποδοτικότητα.

5.1.2.3 Αποθήκευση σε υδρίδια μετάλλων

Βασικός μηχανισμός

Το υδρογόνο αντιδρά σε υψηλές θερμοκρασίες με πολλά μέταλλα και τα κράματά τους και δημιουργούν υδρίδια. Η αντίδραση είναι εξώθερμη της μορφής:



Οικονομικά στοιχεία

Το σύστημα για την αποθήκευση υδρογόνου στα υδρίδια μετάλλων αποτελείται από το ίδιο το υλικό, μία δεξαμενή πίεσης και έναν ενσωματωμένο εναλλακτή θερμότητας για την ψύξη και τη θέρμανση κατά τη διάρκεια της απορρόφησης και της εκρόφισης. Οι δαπάνες επένδυσης για το υδρίδιο μετάλλων ανέρχονται στα 2.200 €/2000/kg.

5.1.2.4 Zeolites

Οι “Zeolites” είναι ανόργανες ενώσεις με μέγεθος πόρων περίπου 0.3 - 1.0nm. Το μέγεθος των πόρων είναι επαρκές για να επιτρέψει τη διάχυση μερικών μικρών μορίων, όπως το υδρογόνο, κάτω από υψηλές θερμοκρασίες και πιέσεις. Εντούτοις, οι περισσότεροι από τους πόρους είναι μικρότεροι από το κινητικό μέγεθος ενός μορίου υδρογόνου στην περιβαλλοντική θερμοκρασία. Κατά συνέπεια, μειώνοντας τη θερμοκρασία το υδρογόνο είναι παγιδευμένο στις κοιλότητες του μοριακού οικοδεσπότη. Η χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου στους zeolites είναι αρκετά μικρή. Σε θερμοκρασίες 200-300°C και πιέσεις περίπου 100-600 bar περίπου 0.1-0.8 % σε βάρος του υδρογόνου προσροφάται. Η κυκλική σταθερότητα των zeolites δεν έχει μελετηθεί πραγματικά. Ο Ernst πρότεινε ότι με την εφαρμογή των περίπλοκων τεχνικών σύνθεσης και τροποποίησης μπορεί να υπάρξει μια δυνατότητα για zeolites.

5.1.2.5 Σφαίρες γυαλιού

Οι σφαίρες γυαλιού είναι μικρά κοίλα μπαλόνια γυαλιού των οποίων η διάμετρος ποικίλλει από τα 25 um ως 500 um και των οποίων το πάχος τοίχων είναι περίπου 1 um. Οι σφαίρες γεμίζουν με υδρογόνο

σε υψηλή πίεση και θερμοκρασία περίπου 200- 400°C. Η υψηλή θερμοκρασία καθιστά τον τοίχο του γυαλιού διαπερατό και το υδρογόνο είναι σε θέση να περάσει μέσα στη σφαίρα. Μόλις ψυχθεί το γυαλί κάτω από την περιβαλλοντική θερμοκρασία, το υδρογόνο παγιδεύεται μέσα στις σφαίρες. Το υδρογόνο μπορεί να απελευθερωθεί με τη θέρμανση ή τη συντριβή των σφαιρών. Η συντριβή αποτρέπει φυσικά την επαναχρησιμοποίηση των σφαιρών. Η χωρητικότητα των σφαιρών είναι περίπου 5 - 6 % σε βάρος σε πιέσεις 200 - 490 bar.

5.1.2.6 Χημικά αποθηκευμένο υδρογόνο

Το υδρογόνο μπορεί επίσης να αποθηκευτεί με χημική μορφή. Τα παραδείγματα είναι η μεθανόλη CH_3OH , η αμμωνία NH_3 και το μέθυλο-εξάνιο $\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_{12}$. Σε περιβαλλοντικές συνθήκες, αυτές οι ενώσεις είναι υγρές και κατά συνέπεια είναι καλές για να χειριστούν. Εντούτοις η εφαρμογή των NH_3 ή $\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_{12}$ σε μεγάλη κλίμακα είναι απίθανη λόγω των περιβαλλοντικών κινδύνων.

5.1.2.7 Αποθήκευση υδρογόνου σε μορφές άνθρακα

Nanotubes από άνθρακα

Το nanotube είναι φύλλο γραφίτη που κυλιέται επάνω σε έναν άνευ ραφής κύλινδρο με διάμετρο σε κλίμακα νανόμετρων. Οι μηχανισμοί για το πώς το υδρογόνο είναι παγιδευμένο δεν είναι γνωστοί ακριβώς. Τα πρόσφατα πειραματικά αποτελέσματα για τη λήψη υδρογόνου είναι ελπιδοφόρα. Σε πίεση 0.67 bar και θερμοκρασία 600 K περίπου 7 % σε βάρος του υδρογόνου έχει προσροφηθεί και έχει εκροφηθεί με καλή σταθερότητα ανακύκλωσης. Η τιμή των nanotubes είναι αρκετά υψηλή. Ανάλογα με τον κατασκευαστή και την ποσότητα των nanotubes που αγοράζονται η τιμή ποικίλλει μεταξύ 55-550 €/g. Ακόμα κι αν η τιμή των nanotubes είναι ακόμα υψηλή, έχουν μια ισχυρή δυνατότητα για αποθήκευση υδρογόνου.

Άλλες μορφές άνθρακα (Hottinen 2001)

Η αποθήκευση σε άλλες μορφές άνθρακα είναι επίσης γνωστή. Υπάρχουν 'nanofibers' από γραφίτη, 'fullerenes' και ενεργοποιημένος άνθρακας. Τα από γραφίτη nanofibers είναι φύλλα από γραφίτη τα οποία τακτοποιούνται παράλληλα, κάθετα ή στη δομή γωνίας περιστροφής. Τα 'fullerenes' είναι μόρια άνθρακα, τα οποία είναι σε θέση να υδρογονώσουν και περίπου 6% κατά βάρος του υδρογόνου μπορεί να προσροφηθεί. Συνήθως θερμοκρασίες άνω των 400°C απαιτούνται για να προσροφήσουν το υδρογόνο. Ο ογκώδης άνθρακας με υψηλή περιοχή επιφάνειας καλείται ενεργοποιημένος άνθρακας, ο οποίος είναι σε θέση να προσροφήσει το υδρογόνο στους μακροσκοπικούς πόρους του. Εντούτοις κρυογόνες θερμοκρασίες και πιέσεις περίπου 50 - 60 bar απαιτούνται.

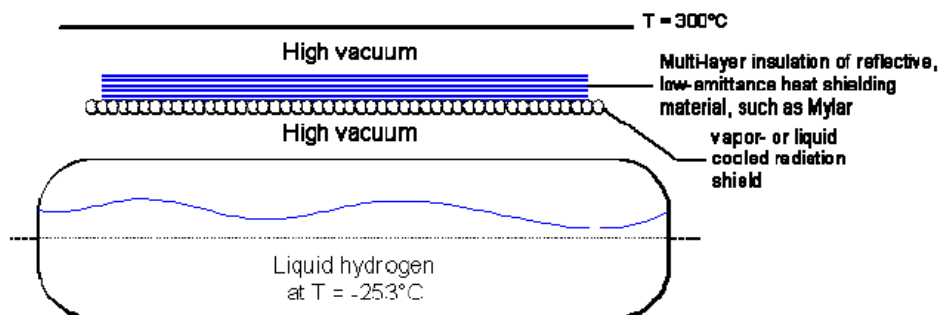
5.1.3. Ογκώδης αποθήκευση υδρογόνου

5.1.3.1 Αποθήκευση υγρού υδρογόνου

Βασικός μηχανισμός

Η αποθήκευση μεγαλύτερων ποσοτήτων υγρού υδρογόνου μπορεί να είναι απαραίτητη είτε στις εγκαταστάσεις υδροποίησης είτε στα κέντρα διανομής, όπως π.χ. στους σταθμούς τροφοδότησης καυσίμων. Το υδρογόνο είναι υγρό σε χαμηλές θερμοκρασίες ~ 20 K (- 253°C) στα 0.1 MPa.

Επομένως οι δεξαμενές αποθήκευσης πρέπει να είναι από ανθεκτικά στο κρύο υλικά ή από κράματα χαλύβων ή από αμέταλλα υλικά. Εάν υπάρχει οποιαδήποτε αύξηση στη θερμοκρασία, το υδρογόνο εξατμίζεται και αυξάνει την πίεση στην δεξαμενή. Για να αποφύγουν τις υψηλές πιέσεις, οι δεξαμενές συνήθως σχεδιάζονται ως ανοικτά συστήματα. Για να ελαχιστοποιηθεί η εξάτμιση, τα συστήματα υγρής αποθήκευσης είναι εξαιρετικά μονωμένα: η κενή μόνωση και η πολυστρωματική μόνωση εφαρμόζονται για να περιορίσουν τη μεταφορά αγωγίμης και με ακτινοβολία θερμότητας στο υγρό. Εντούτοις, μερικές απώλειες είναι αναπόφευκτες και η εξάτμιση είναι ο σημαντικότερος παράγοντας.



Εικόνα 5.2: Μόνωσης μιας κρυογόνου δεξαμενής για το υγρό υδρογόνο (Hottinen 2001).

Τομείς εφαρμογής

Οι δεξαμενές αποθήκευσης για υγρό υδρογόνο είναι τεχνολογία μεγάλης προόδου σήμερα. Μεγάλης κλίμακας εφαρμογές αναπτύσσονται από τα διαστημικά προγράμματα στις ΗΠΑ και την Ρωσία. Η NASA χρησιμοποιεί δεξαμενές μέχρι $3.8 \cdot 10^3 \text{m}^3$ περίπου, με 22 m διάμετρο με ικανότητα αποθήκευσης 230t για να αποθηκευτεί υγρό υδρογόνο για το διαστημικό λεωφορείο, το οποίο καίει 1535m^3 (120t) υγρού υδρογόνου ανά έναρξη. Αυτή είναι η μεγαλύτερη γνωστή δεξαμενή στον κόσμο. Η παγκόσμια αγορά για κρυογόνο εξοπλισμό μοιράζεται αυτήν την περίοδο από επιχειρήσεις όπως Linde AG (Γερμανία), Air Liquide (Γαλλία), Air Products, Praxair (ΗΠΑ), British Oxygen Company (H.B.), Kobe Steel (Ιαπωνία) και JSC Cryogenmash (Ρωσία).



Εικόνα 5.3: Αποθήκευση υγρού υδρογόνου (Linde AG, Γερμανία).

Τεχνικά στοιχεία

Το ποσοστό εξάτμισης είναι συνάρτηση του μεγέθους, της μορφής και της θερμικής μόνωσης της δεξαμενής. Επομένως οι περισσότερες δεξαμενές είναι σφαιρικές και ελαχιστοποιούν την επιφάνεια για δεδομένο όγκο. Αφ' ετέρου, όσο μεγαλύτερος ο όγκος, τόσο χαμηλότερη η αναλογία επιφάνειας-όγκου. Επομένως, η εξάτμιση για μεγάλες δεξαμενές είναι γενικά χαμηλότερη απ' ό,τι για μικρότερες. Οι κατ' εκτίμηση πυκνότητες αποθήκευσης υγρού υδρογόνου κυμαίνονται από 4.2 -5.6 MJ/litre. Οι όγκοι αποθήκευσης των 60 m³ είναι κατάλληλοι να χρησιμοποιηθούν για την τοπική αποθήκευση στα πρατήρια καυσίμων ή άλλους καταναλωτές.

Οικονομικά στοιχεία

Οι δαπάνες για αποθήκευση υγρού υδρογόνου παρουσιάζονται συχνά μαζί με τις δαπάνες του liquefier. Πρέπει να σημειωθεί ότι τα δύο στοιχεία δαπανών παρουσιάζονται χωριστά εδώ. Οι δαπάνες για την αποθήκευση προέρχονται από τις δαπάνες εγκαταστάσεων της δεξαμενής. Επιπλέον, σωλήνες, βαλβίδες και αντλίες απαιτούνται. Η συνάρτηση για το συνολικό κόστος επένδυσης που προτείνεται διεθνώς είναι η:

$$\text{Capital cost of liquid storage tank} = 23,445 \cdot \left(\frac{\text{capacity in kg}}{45} \right)^{0.7} \text{ in } \text{€}_{2000}$$

Οι συγκεκριμένες δαπάνες επένδυσης εξαρτώνται από το μέγεθος και τη χρήση της αποθήκευσης. Ο χρόνος αποθήκευσης ορίζεται ως το χρονικό διάστημα στο οποίο το υγρό υδρογόνο μπορεί να αντληθεί από την αποθήκευση με καθαρό ρυθμό παραγωγής. Το ποσοστό εξάτμισης εξαρτάται μόνο από το μέγεθος και την ποιότητα της δεξαμενής αποθήκευσης. Εάν η αποθήκευση γίνεται σε εγκαταστάσεις υγροποίησης, το κρύο αέριο λόγω της εξάτμισης θα λαμβανόταν πίσω στον liquefier. Για μελλοντική εφαρμογή, είναι δυνατό να μονωθεί η αποθήκευση επιπλέον με υγρό άζωτο ή αέρα, κάτι το οποίο εντούτοις απαιτεί πρόσθετες ενεργειακές δαπάνες.

5.1.3.2 Αποθήκευση αέριου υδρογόνου σε δεξαμενές πίεσης

Βασικός μηχανισμός

Διαφορετικοί τύποι δεξαμενών πίεσης λειτουργούν σήμερα. Οι σωληνοειδείς δεξαμενές μπορούν να λειτουργούν σε υψηλή πίεση. Τα υλικά χαρακτηριστικά περιορίζουν το μέγεθος των σωλήνων καθώς το πάχος των τοίχων αυξάνεται με το φυσικό όγκο της δεξαμενής. Σήμερα η συνηθέστερα χρησιμοποιημένη βιομηχανική μέθοδος αποθήκευσης για το υδρογόνο είναι οι κυλινδρικές δεξαμενές χάλυβα των 5-7MPa. Περίπου 6% -7% της αποθηκευμένης ενέργειας χρησιμοποιείται για να συμπίεσουν το υδρογόνο. Για στάσιμες εφαρμογές, το υδρογόνο μπορεί επίσης να αποθηκευτεί σε γκαζόμετρα, τα οποία έχουν χρησιμοποιηθεί στο παρελθόν για άλλα αέρια. Ο φυσικός όγκος αποθήκευσης ενός γκαζομέτρου είναι περίπου 350.000m³ ή ακόμα και υψηλότερος.



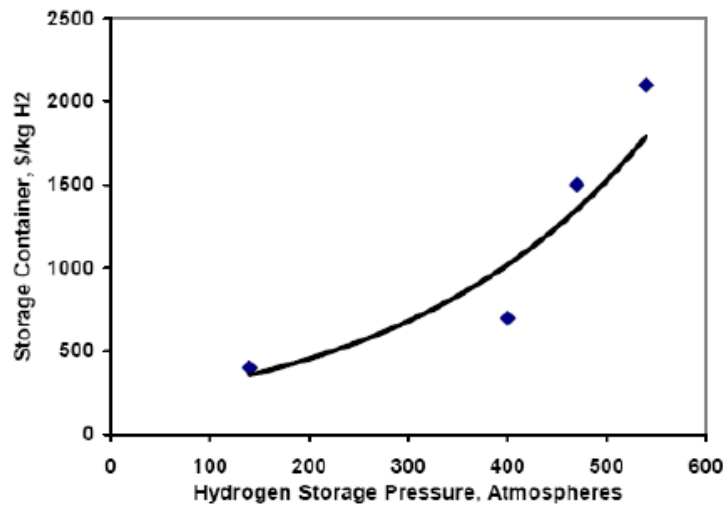
Εικόνα 5.4: Δεξαμενές πίεσης που εφαρμόζονται για τη βιομηχανική αποθήκευση υδρογόνου στα 50 – 70bar (αριστερά, (Belloni 2003)) και γκαζόμετρο που χρησιμοποιούταν στο παρελθόν για την αποθήκευση αέριου υδρογόνου (δεξιά).

Τεχνικά στοιχεία

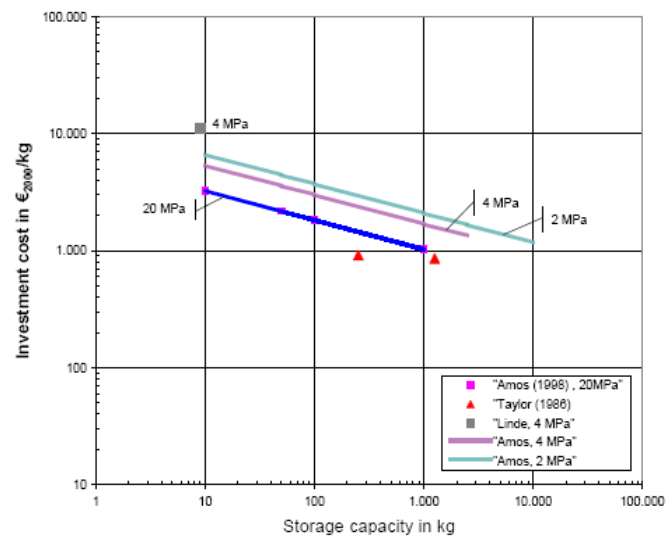
Υψηλής πίεσης σωλήνες χρησιμοποιούνται συνήθως για την αποθήκευση υδρογόνου σε πιέσεις μέχρι 20MPa, π.χ. στα πρατήρια καυσίμων ή για την μεταφορά αέριου υδρογόνου. Οι κυλινδρικές δεξαμενές χάλυβα, που λειτουργούν στα 5-7MPa, χρησιμοποιούνται σήμερα στα 100 - 150m³ του φυσικού όγκου. Μεγαλύτεροι όγκοι χρησιμοποιούνται σε χαμηλότερη πίεση. Το μέγεθος των κυλινδρικών δεξαμενών πίεσης που χρησιμοποιούνται στα 2MPa δεν υπερβαίνει τα 10.000Nm³ σήμερα, αντιστοιχώντας σε φυσικό όγκο 560m³. Οι σφαιρικές δεξαμενές πίεσης χρησιμοποιούνται στα 0.6-2MPa στα 100.000Nm³. Η χρήση αυτού του είδους στάσιμης δεξαμενής αποθήκευσης είναι υψηλή: 360 d/a αναφέρονται από τον Taylor. Η τεχνική διάρκεια ζωής τίθεται στα 22 έτη, αλλά μπορεί να είναι υψηλότερη για τις σφαιρικές δεξαμενές που χρησιμοποιούνται σε χαμηλότερη πίεση.

Οικονομικά στοιχεία

Οι δαπάνες των δεξαμενών συμπιεσμένου αερίου αυξάνονται με τη λειτουργούσα πίεση και τη χωρητικότητα. Με την αυξανόμενη πίεση, οι ενεργειακές δαπάνες για τη συμπίεση πρέπει να ληφθούν υπόψη. Όμως επειδή αυτά τα συστήματα θεωρούνται ώριμη τεχνολογία που εφαρμόζεται για όλο το είδος βιομηχανικών αερίων παγκοσμίως, είναι απίθανο να μην υπάρξει δυνατότητα για μείωση δαπανών.



Διάγραμμα 5.1: Δαπάνες των δεξαμενών συμπιεσμένου υδρογόνου (Simbeck και Chang 2002).



Διάγραμμα 5.2: Δαπάνες επένδυσης για τις δεξαμενές αποθήκευσης αέριου υδρογόνου από διαφορετικές πηγές.

5.1.3.3 Αποθήκευση αέριου υδρογόνου στο υπέδαφος

Βασικός μηχανισμός

Το αέριο μπορεί να αποθηκευτεί υπόγεια υπό πίεση σε σχηματισμούς όπως :

- Εξαντλημένες πετρελαιοπηγές
- Υδροφόρα στρώματα
- Ανασκαμμένα βραχώδη σπήλαια
- Εξορυγμένα αλατούχα σπήλαια

Η υπόγεια τεχνική αποθήκευσης (UGS) του αερίου είναι βασισμένη στην απλή αρχή που είναι τόσο αρχαία όσο οι γεωλογικές παγίδες που έχουν κρατήσει και έχουν περιορίσει αποθέματα αερίου βαθιά κάτω από το έδαφος ή τη θάλασσα για εκατομμύρια έτη.

Τομείς εφαρμογής

Η UGS μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αποθηκεύσει μεγάλες ποσότητες υδρογόνου για την εξισορρόπηση της ζήτησης με την παραγωγή, όπως στην περίπτωση της κυμαινόμενης ανανεώσιμης ενέργειας. Η UGS για φυσικό αέριο μπορεί να χρησιμοποιηθεί επίσης για να αποθηκεύσει αέριο υδρογόνο. Σήμερα, υπάρχουν πάνω από 600 υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου συνολικά. Η πλειοψηφία αυτών των εγκαταστάσεων βρίσκεται στις ΗΠΑ και την Ευρώπη. 416 εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου βρίσκονται στις ΗΠΑ, ενώ περίπου 156 είναι σε ισχύ στην Ευρώπη. Οι υπόλοιπες εγκαταστάσεις βρίσκονται κυρίως στον Καναδά και την Αυστραλία.

ΤΥΠΟΣ	Πλήθος	Ένταση λειτουργίας(1996) δις m ³	Ικανότητα παράδοσης (1996) εκατομ. m ³
Εξαντλημένες πετρελαιοπηγές	72	142,2	1052,6
Υδροφόρα στρώματα	36	26,9	322,9
Αλατούχα σπήλαια	19	6,3	251,5
Ορυχεία που δεν λειτουργούν	2	0,1	1,5
Σύνολο	134	175,5	1628,5

Πίνακας 5.3: Χαρακτηριστικά 134 υπόγειων εγκαταστάσεων αποθήκευσης αερίου υδρογόνου (UGS) στην Ευρώπη(πηγή Chachine και Guerrini 2000).

Οικονομικά στοιχεία

Η υπόγεια αποθήκευση είναι πιθανώς η πιο ανέξοδη αποθήκευση για μεγάλες ποσότητες υδρογόνου. Οι κύριες δαπάνες εξαρτώνται από την καταλληλότητα του δεδομένου σχηματισμού.

Ο παρακάτω πίνακας επεξηγεί τις δαπάνες επένδυσης για UGS εγκαταστάσεις με χωρητικότητα 100 εκατομμυρίων m³. Οι μετρήσεις των απωλειών υδρογόνου στις UGS εγκαταστάσεις δεν είναι διαθέσιμες.

ΤΥΠΟΣ	Κόστος επένδυσης λειτουργίας €/2000/m ³	Κόστος επένδυσης αποθήκευσης €/2000/m ³ /d
Εξαντλημένες πετρελαιοπηγές	0,4-0,7	38-65,1
Υδροφόρα στρώματα	0,4-0,7	38-65,1
Αλατούχα σπήλαια	0,8-1,1	7,6-10,9

Πίνακας 5.4: Δαπάνες επένδυσης για UGS εγκαταστάσεις σε χωρητικότητα 100x106 m³ στην Ευρώπη(πηγή Chachine και Guerrini 2000).

Υπάρχει ιδιαίτερη εμπειρία από τις UGS εγκαταστάσεις φυσικού αερίου παγκοσμίως και η διαφορά της ανάπτυξης και της οργάνωσης του υδρογόνου έναντι του φυσικού αερίου θα είναι δευτερεύουσα παρά τις πιθανώς υψηλότερες απώλειες και την υψηλότερη επένδυση για τους συμπιεστές υδρογόνου.

5.2.Μεταφορά του υδρογόνου

Υπάρχει διαφορά μεταξύ μεταφοράς και διανομής υδρογόνου. Η μεταφορά δείχνει την παράδοση του υδρογόνου από κεντρικές εγκαταστάσεις παραγωγής σε ένα ενιαίο σημείο και η διανομή αναφέρεται στην παράδοση του υδρογόνου σε ένα διανεμημένο δίκτυο, πόλη ή μια περιοχή. Γενικά, το υδρογόνο μπορεί να μεταφέρεται ως συμπιεσμένο αέριο, κρυογόνο υγρό ή στερεό (υδρίδιο μετάλλων). Η φθηνότερη μέθοδος παράδοσης θα εξαρτηθεί από την ποσότητα παράδοσης και την απόσταση.

5.2.1. Οδική μεταφορά

Βασικός μηχανισμός

Η οδική μεταφορά αέριου και υγρού υδρογόνου εφαρμόζεται συνήθως στη βιομηχανία σήμερα. Οι ειδικής χρήσης δεξαμενές τοποθετούνται σε ρυμουλκά που κινούνται με συμβατικά φορτηγά. Η ικανότητα μεταφοράς των δύο τύπων φορτηγών είναι σημαντικά διαφορετική. Τα κρυογόνα βυτιοφόρα είναι σε θέση σήμερα να μεταφέρουν περίπου 3.5 τόνους υδρογόνου, το οποίο είναι περίπου δέκα φορές περισσότερο από την χωρητικότητα των συμβατικών ρυμουλκών αέριου υδρογόνου. Τα βυτιοφόρα συμπιεσμένου αέριου υδρογόνου έχουν περιορισμένη χωρητικότητα λόγω του βάρους των σύγχρονων δεξαμενών πίεσης.

Είναι πιθανό να εφαρμοστεί μια διαφορετική ροή στην οδική μεταφορά του αέριου υδρογόνου έναντι της μεταφοράς υγρού υδρογόνου. Ενώ τα κρυογόνα βυτιοφόρα μπορούν να αδειάσουν υδρογόνο όπως και οποιοδήποτε άλλο υγρό, η εκφόρτωση αέριου υδρογόνου απαιτεί περισσότερο χρόνο. Επομένως προτείνεται να τοποθετηθούν ρυμουλκά στους σταθμούς τροφοδότησης καυσίμου και να χρησιμοποιηθεί η δεξαμενή ως μέσο αποθήκευσης. Αυτό υπονοεί ότι ο αριθμός ρυμουλκών αέριου υδρογόνου θα διπλασιαστεί τουλάχιστον.

Τομείς εφαρμογής

Τα κρυογόνα βυτιοφόρα και τα βυτιοφόρα που μεταφέρουν αέριο υδρογόνο χρησιμοποιούνται συνήθως για να διανείμουν υδρογόνο για βιομηχανικούς σκοπούς, π.χ. αν η ικανότητα των σωληνώσεων δεν είναι επαρκής για να παρέχει αρκετό υδρογόνο στους καταναλωτές ή σαν εφεδρικός ανεφοδιασμός σε περίπτωση προβλημάτων. Στο μέλλον, η οδική μεταφορά υδρογόνου θα χρησιμοποιηθεί για να παρέχει υδρογόνο σε σταθμούς ανεφοδιασμού καυσίμου ή σε αποκεντρωμένες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας.



Εικόνα 5.5: Όχημα που φορτώνεται με δεξαμενή υγρού υδρογόνου.

Τεχνικά στοιχεία

Οι χωρητικότητες των μεταφορέων υγρού και αέριου υδρογόνου περιορίζονται από το μέγιστο ακαθάριστο βάρος του οχήματος. Αυτό πάλι καθορίζεται από το βάρος των δεξαμενών αποθήκευσης που τοποθετούνται στα φορτηγά, σύμφωνα με μια μη ικανοποιητική αναλογία 100-150: 1 για την μεταφορά αέριου υδρογόνου.

Η εκφόρτωση και η φόρτωση είναι ένα σημαντικό ζήτημα για την μικρής απόστασης παράδοση υδρογόνου. Είναι γενικά γρηγορότερες για το υγρό υδρογόνο απ' ό,τι για το αέριο υδρογόνο. Το υγρό υδρογόνο ρέει λόγω βαρύτητας. Το αέριο υδρογόνο ξεφορτώνεται κομμάτι-κομμάτι και ολόκληρη η

διαδικασία παίρνει σημαντικό χρόνο. Επομένως προτείνεται να χρησιμοποιηθεί το ρυμουλκό ως ενδιάμεσο μέσο αποθήκευσης.

Ο παράγοντας φόρτωσης των βυτιοφόρων τίθεται 0.5 αναφερόμενος στην καθαρή παράδοση δεδομένου ότι τα βυτιοφόρα επιστρέφουν πάντα κενά στις κεντρικές εγκαταστάσεις.

Οικονομικά στοιχεία

Οι παράμετροι για την οικονομική αξιολόγηση της οδικής μεταφοράς υδρογόνου είναι η χρήση του οχήματος σύμφωνα με το χρόνο και την ετήσια απόσταση σε μίλια. Η μεταφορά μικρής και μεγάλης απόστασης αντιμετωπίζονται χωριστά. Μικρής απόστασης μεταφορά έχουμε όταν μπορεί το ταξίδι παράδοσης στον πελάτη να γίνει μέσα σε 8 ώρες μέσα σε μια εργάσιμη ημέρα. Η μεγάλης απόστασης μεταφορά ορίζεται για αποστάσεις που χρειάζονται περισσότερο από μία εργάσιμη ημέρα και όπου τα διαλείμματα του οδηγού καταλαμβάνουν σημαντικό μερίδιο στο γενικό χρόνο μεταφορών. Οι συνολικές εργάσιμες ημέρες το χρόνο θεωρούνται 240 με 8 ώρες απασχόλησης ανά ημέρα. Ο χρόνος για το χειρισμό φορτίων περιλαμβάνει τη φόρτωση και εκφόρτωση του ρυμουλκού. Οι μέσες ταχύτητες οχημάτων ορίζονται για τη μικρή απόσταση ως 60km/h και τη μεγάλη απόσταση ως 80km/h (λόγω αυτοκινητόδρομων).

5.2.2. Μεταφορά με πλοίο

Βασικός μηχανισμός

Το υγρό υδρογόνο μπορεί να μεταφερθεί χιλιάδες χιλιόμετρα πάνω σε μεγάλα πλοία. Η μεταφορά αυτή βασίζεται στην μελέτη της μεταφοράς υγρού φυσικού αερίου (LNG) με πλοία. Τα LNG βυτιοφόρα φέρουν LNG κάτω από το σημείο βρασμού του, στους -163°C . Το κρυογόνιο σύστημα δεξαμενών με τη μόνωση και την υποστήριξη δεξαμενών, η δομική ρύθμιση του πλοίου και η επεξεργασία εξάτμισης αερίου είναι χαρακτηριστικά τα οποία είναι παρόμοια με εκείνα που απαιτούνται για τα πλοία υγρού υδρογόνου. Η κύρια διαφορά μεταξύ LNG και LH_2 είναι το χαμηλότερο σημείο βρασμού του LH_2 στους -253°C . Αυτό αυξάνει την προσπάθεια για μόνωση. Αφετέρου, η πυκνότητα του LH_2 είναι πολύ χαμηλότερη από του LNG, που είναι ένα πλεονέκτημα για την κατασκευή του συστήματος δεξαμενών, εντούτοις φαίνεται να είναι ένα μειονέκτημα για το σχέδιο, τη βύθιση και την ικανότητα ελιγμών του καραβιού. Υποτίθεται ότι το σκάφος ωθείται από το υδρογόνο (π.χ. με κυψέλη καυσίμου ή μηχανή με H_2). Η μόνωση των δεξαμενών αποθήκευσης ρυθμίζεται έτσι ώστε το ποσό αερίου που εξατμίζεται να είναι ίσο περίπου με την ανάγκη καυσίμων της μηχανής.



Εικόνα 5.6: Αριστερά: Αρχή λειτουργίας των βυτιοφόρων υδρογόνου. Δεξιά: Μεταφορά LNG που αποτελεί παράδειγμα για τη μεταφορά υδρογόνου με πλοίο.

Τομείς εφαρμογής

Οι θαλάσσιες μεταφορές υγρού υδρογόνου μπορούν να εφαρμοστούν για να συνδέσουν περιοχές υψηλών δυνατοτήτων ανανεώσιμης ενέργειας με κέντρα υψηλής ζήτησης όπως την Ευρώπη. Αυτό θα μπορούσε να συμβεί για τις ηλιακές εγκαταστάσεις θερμικής παραγωγής ενέργειας στη Βόρεια Αφρική ή εγκαταστάσεις υδρογόνου από τις μεγάλες εγκαταστάσεις υδρο- παραγωγής στον Καναδά.

Τεχνικά στοιχεία

Το σκάφος είναι στη χαμηλότερη σειρά των γενικών μεγεθών σκαφών επειδή η ικανότητα του υγρού συστήματος αποθήκευσης υδρογόνου είναι παρόμοια με τα σημερινά στάσιμα συστήματα. Η μελέτη Abe (1998) έδειξε ότι σκάφη που φέρουν μέχρι 200.000m^3 LH_2 πρέπει να χρησιμοποιηθούν. Οι φυσικοί όγκοι των σημερινών LNG μεταφορέων είναι στο ίδιο μέγεθος, π.χ. LNG 147 (147.000m^3) της Moss Maritime. Σε αντίθεση με τη στάσιμη αποθήκευση, το ποσοστό εξάτμισης 0.2 - 0.4%/ημέρα που λαμβάνεται από τη μελέτη Abe (1998) δεν ελαχιστοποιείται, αλλά μάλλον έχει ως σκοπό να αντιστοιχεί στην κατανάλωση καυσίμων του συστήματος προώθησης.

		Μικρής κλίμακας (σήμερα)	Μεγάλης κλίμακας (μέλλον)
Φυσική ένταση	m3	11400	147000
Χωρητικότητα	t/tanker	810	10500
Καθαρή παράδοση		750	9718
Θερμοκρασία	oC	-235	-235
Σφαιρικές δεξαμενές		4	4
Ποσοστό εξάτμισης	%/ημέρα	0,03	0,2-0,4
Ισχύς μηχανής	HP		80000
Ταχύτητα πλοίου	kt	20	21
Απόδοση προώθησης	%		32
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	30	30

Πίνακας 5.5: Τεχνικά στοιχεία της μεταφοράς υδρογόνου με πλοίο.

Οικονομικά στοιχεία

Για τις θαλάσσιες μεταφορές μεγάλης κλίμακας εξετάζουμε τις πληροφορίες για τη συμβατική τεχνολογία LNG. Το κόστος επένδυσης για LNG βυτιοφόρα αναφέρεται στα 180 εκατομμύρια ευρώ (Statoil 2004). Λόγω της έλλειψης συμπληρωματικών αναλυτικών πληροφοριών για τις διαφορετικές δαπάνες μεταξύ εξοπλισμού για LNG και LH_2 , προτείνουμε να χρησιμοποιήσουμε ένα επιπρόσθετο 25% για τον πρόσθετο εξοπλισμό που απαιτείται για να χειριστεί τις κρυογόνες θερμοκρασίες (-253°C) για το υγρό υδρογόνο.

5.2.3. Μεταφορά με αγωγούς

Βασικός Μηχανισμός

Οι σωληνώσεις είναι αποτελεσματικές για μεγάλες ροές υδρογόνου. Κατά μήκος της διοχέτευσης με σωλήνες σε καθορισμένες αποστάσεις υπάρχει ένας συμπιεστής εγκατεστημένος, ο οποίος ανυψώνει την πίεση στο σωλήνα. Το αέριο ρέει από την υψηλή πίεση προς την χαμηλή, χάνοντας ένα συγκεκριμένο ποσό ενέργειας λόγω τριβής. Οι σωληνώσεις υδρογόνου είναι σε γενικές γραμμές παρόμοιες με τους αγωγούς φυσικού αερίου. Λόγω του μικρού μεγέθους του μορίου H_2 , διαφορετικές βαλβίδες και συμπιεστές πρέπει να χρησιμοποιηθούν.

Τομείς εφαρμογής

Οι σωληνώσεις υδρογόνου είναι σήμερα σε λειτουργία σε διάφορες περιοχές των ΗΠΑ, του Καναδά και της Ευρώπης με μήκος περίπου 720χλμ στις ΗΠΑ και 1.500χλμ στην Ευρώπη. Αυτές οι σωληνώσεις εξυπηρετούν πρωτίστως βιομηχανικούς σκοπούς. Η Γερμανία έχει μια σωλήνωση 210χλμ που λειτουργεί από το 1939, μεταφέροντας 8.900kg/h υδρογόνου μέσω αγωγού διαμέτρου 0.25m που λειτουργεί στα 2MPa.

Για μια οικονομία υδρογόνου, δύο διαφορετικοί τύποι σωληνώσεων απαιτούνται: ένα μεγάλης απόστασης σύστημα μεγάλης χωρητικότητας και ένα τοπικό μικρής χωρητικότητας σύστημα για να παρέχει σύνδεση με τους εκατοντάδες σταθμούς ανεφοδιασμού με καύσιμα των πελατών.

Όνομα	Χειριστής	Χώρα	Μήκος(km)	Πίεση (bar)
Rhine-Rhur		Γερμανία	240	1,1-30
Leuna-Merseburg	Linde		100	2-2,5
Europoort	Air Products	Ολλανδία	50	
Teeside	ICI	Ην.Βασίλειο	16	5
Χημική Βιομηχανία		Σουηδία	18	0,5-2,8
		Βέλγιο,Γαλλία,Ολλανδία	966	10

Πίνακας 5.6: Σωληνώσεις υδρογόνου στην Ευρώπη.

Τεχνικά στοιχεία

Οι σωληνώσεις υδρογόνου σήμερα κατασκευάζονται από εμπορικό χάλυβα σε διάμετρο 0.25-0.30m και λειτουργούν στα 1-3MPa με ροές 320-8.900kg/h (Amos 1998), ενώ οι αγωγοί φυσικού αερίου κατασκευάζονται από σωλήνα με 2.5m διάμετρο και έχουν πίεση λειτουργίας 7.5MPa.

Ο αγωγός υγραερίου μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη μεταφορά υδρογόνου, ανάλογα με το υλικό του σωλήνα, εντούτοις επειδή τα υδραυλικά χαρακτηριστικά του υδρογόνου και του φυσικού αερίου δεν είναι τα ίδια, η ικανότητα μεταφορών είναι διαφορετική. Για μεταφορά υδρογόνου μέσω του υπάρχοντος αγωγού φυσικού αερίου θα πρέπει να αντικατασταθούν οι συμπιεστές φυσικού αερίου με συμπιεστές κατάλληλους για υδρογόνο.

Διαρροές σε σωλήνες υδρογόνου

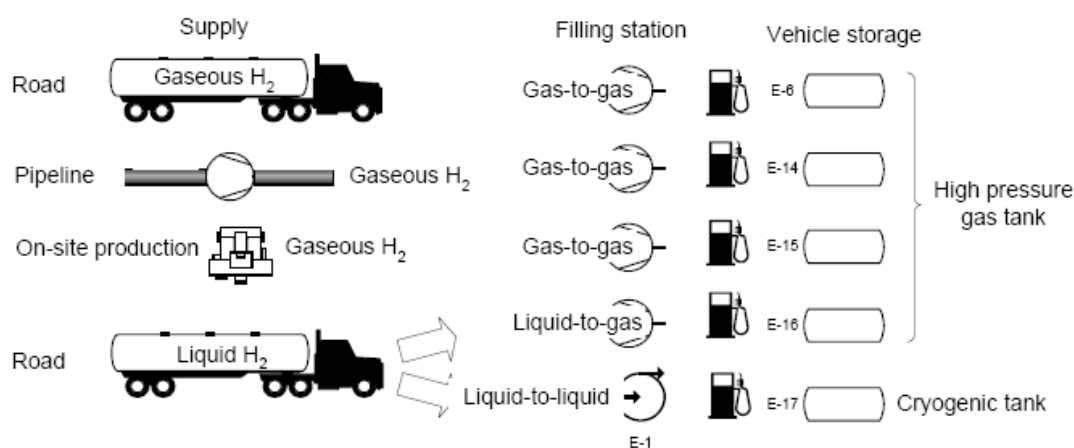
Οι Zittel και Altmann (1996) υποβάλλουν έκθεση για απώλεια 0.1% αερίου υδρογόνου από το υπάρχον βιομηχανικό πλέγμα διανομής υδρογόνου στη Γερμανία. Αυτό είναι το μόνο στοιχείο όσον αφορά τις απώλειες για τις σωληνώσεις υδρογόνου. Είναι ενδιαφέρον να εξεταστεί η διαρροή των αγωγών φυσικού αερίου. Ο Lelieveld μέτρησε τη διαρροή μεθανίου από τις ρωσικές σωληνώσεις φυσικού αερίου, οι οποίες καλύπτουν μεγάλες αποστάσεις, και τη βρήκε 0.7% (με διακύμανση 0.4-1.6%) συμπεριλαμβανομένων των συμπιεστών, των βαλβίδων και των μηχανών. Αναφέρθηκαν επίσης 0.5-0.8% απώλειες για τα δίκτυα διανομής χαμηλής πίεσης NG από αμερικάνικα έντυπα. Εντούτοις για διαφορετικούς λόγους, π.χ. ασφάλεια, οι σωληνώσεις υδρογόνου χτίζονται από διαφορετικά υλικά συναρμολόγησης έναντι των αγωγών φυσικού υγραερίου. Επομένως είναι πιθανό ότι η διαρροή των αγωγών φυσικού αερίου μπορεί τουλάχιστον να «αγγίξει» τη διαρροή υδρογόνου, η οποία προτείνεται 1.7%, με μια διακύμανση (0.9%-2.4%) για τα μη βιομηχανικά συστήματα σωληνώσεων υδρογόνου.

Οικονομικά στοιχεία

Οι πρόσφατες εκτιμήσεις για τα κόστη των σωληνώσεων υδρογόνου, διαφέρουν ανάλογα με τη διάμετρο σωληνώσεων και την τεχνολογία εγκατάστασης. Οι συμπίεστές χρειάζονται προκειμένου να κινηθεί το υδρογόνο στον σωλήνα, εάν η πίεση στις κεντρικές εγκαταστάσεις δεν είναι ικανοποιητική. Χαρακτηριστικά, για το φυσικό αέριο, εγκαθίστανται κάθε 100-150χλμ. Στην πράξη για όλα τα αέρια, το σχεδιάγραμμα εγκαταστάσεων είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης του κόστους επένδυσης, των λειτουργικών δαπανών και του ποσοστού παραγωγής. Για διάμετρο κάτω από το βέλτιστο οι κύριες δαπάνες είναι το κεφάλαιο συμπίεστών και οι λειτουργικές δαπάνες, ενώ για μεγαλύτερες διαμέτρους από τις βέλτιστες, το κόστος επένδυσης των σωλήνων επικρατεί. Οι συμπίεστές με παλινδρόμηση συνηθέστερα χρησιμοποιούνται για εφαρμογές υδρογόνου (Amos 1998). Είναι πρακτικό να τροφοδοτηθούν οι συμπίεστές από τις μηχανές υδρογόνου με μικρής ποσότητας υδρογόνο που λαμβάνεται από τη σωλήνωση, όπως γίνεται για τους αγωγούς φυσικού αερίου. Η σημαντικότερη λειτουργική δαπάνη για τις σωληνώσεις υδρογόνου είναι η συντήρηση των συμπίεστών. Μερικές απώλειες υδρογόνου μπορούν να εμφανιστούν στο δίκτυο σωληνώσεων, αλλά για τα συστήματα διοχέτευσης με σωλήνες φυσικού αερίου, αυτές οι απώλειες είναι λιγότερο από 1%.

5.3. Διανομή του υδρογόνου

Ο τομέας των οδικών μεταφορών μπορεί να εφοδιαστεί με υδρογόνο μέσω των πρατηρίων υδρογόνου παρόμοιων με τα σημερινά πρατήρια καυσίμων. Στα πρατήρια καυσίμου υδρογόνου παρέχεται αέριο ή υγρό H_2 προερχόμενο από οδικές μεταφορές ή αέριο H_2 , προερχόμενο από το δίκτυο σωληνώσεων ή παράγουν υδρογόνο επί τόπου. Υπάρχει επίσης και η ανάγκη των οχημάτων υγρό και αέριο υδρογόνο να αποθηκευτούν και να χρησιμοποιηθούν εν κίνηση. Έτσι, οι ακόλουθοι συνδυασμοί είναι κατανοητοί:



Εικόνα 5.7: Τρόποι εφοδιασμού πρατηρίων καυσίμου υδρογόνου.

Υπάρχουν σημαντικές τεχνικές διαφορές μεταξύ των πρατηρίων καυσίμου αερίου υδρογόνου έναντι αυτών του υγρού υδρογόνου. Επομένως αντιμετωπίζονται χωριστά. Η παρουσίαση εστιάζει στον εξοπλισμό διανομής των πρατηρίων καυσίμου και επομένως δεν περιλαμβάνει την παραγωγή και την παράδοση υδρογόνου.

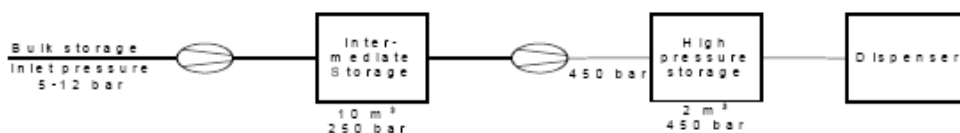
5.3.1. Πρατήρια καυσίμου αέριου υδρογόνου

Βασικός μηχανισμός

Τα βασισμένα σε αέριο υδρογόνο πρατήρια καυσίμων παρέχουν συμπιεσμένο H_2 για να χρησιμοποιηθεί από τα οχήματα. Το υδρογόνο παρέχεται σε χαμηλή πίεση με διακύμανση από 1-16MPa στο σύστημα διανομής. Ανάλογα με το σύστημα αποθήκευσης του οχήματος, το αέριο H_2 πρέπει να συμπιεστεί σε πιέσεις πάνω από το επίπεδο πίεσης της επί του οχήματος δεξαμενής, π.χ. σήμερα περίπου 45MPa για συστήματα δεξαμενών 35MPa και στο μέλλον 88MPa προκειμένου να γεμιστεί ένα σύστημα δεξαμενών 70MPa. Οι διανομείς για το συμπιεσμένο υδρογόνο λειτουργούν παρόμοια με εκείνους των συμβατικών βενζινάδικων.

Τεχνικά στοιχεία

Διαφορετικά τεχνικά συστήματα χρησιμοποιούνται σήμερα για τα πρατήρια καυσίμων αέριο-σε-αέριο υδρογόνο. Είναι δυνατό να αποφευχθεί μια συσκευή υψηλής αποθήκευσης σε χαμηλές χωρητικότητες με τη χρήση ενός συμπληρωματικού συμπιεστή. Εδώ, χρησιμοποιούνται εναλλάσσοντες συμπιεστές ή οι συμπιεστές μεμβρανών. Η διάσταση του συστήματος εξαρτάται επίσης από την πίεση παράδοσης του υδρογόνου στο σταθμό.



Εικόνα 5.8: Παράδειγμα διαμόρφωσης ενός σύγχρονου πρατηρίου αέριο-σε-αέριο.

Οικονομικά στοιχεία

Τα κύρια τεχνικά συστατικά για τους υπολογισμούς των δαπανών είναι: συμπιεστές, buffer αποθήκευσης και διανομείς. Οι δαπάνες συμπιεστών υπολογίζονται στα 2.100 €/kW στα 100 KW με εκθέτη ταξινόμησης 0.8 και οι δαπάνες για buffer αποθήκευσης υπολογίζονται σε 3.000 €/kg στα 75 MPA. Οι διανομείς κοστίζουν 16.000 €/dispenser για αέριο H_2 . Στο κόστος επένδυσης για τα τεχνικά συστατικά προστίθεται:

• γενικός εξοπλισμός:	25%
• άδειες και ξεκίνημα:	10%
• απρόβλεπτα έξοδα:	10%
• κεφάλαιο κίνησης, έδαφος, κ.λπ.:	7%

Οι σταθερές δαπάνες θεωρούνται 3.0% της επένδυσης ετησίως και οι μεταβλητές δαπάνες αποκλείοντας τα ενεργειακά κόστη ανέρχονται σε 0.5% της επένδυσης ετησίως.

5.3.2. Πρατήρια καυσίμου υγρού υδρογόνου

Βασικός μηχανισμός

Τα βασισμένα σε υγρό υδρογόνο πρατήρια καυσίμων μπορούν να παρέχουν υγρό ή συμπιεσμένο αέριο H_2 στα οχήματα, είτε συνδυασμό και των δύο. Το υγρό υδρογόνο παρέχεται με βυτιοφόρα από τις κεντρικές εγκαταστάσεις υδροποίησης και αποθηκεύεται στις κρυογόνες δεξαμενές στο σταθμό. Για

την υγρή διανομή, το LH_2 αντλείται στη δεξαμενή οχημάτων όπως γίνεται με τη βενζίνη ή το diesel, εντούτοις απαιτείται εξειδικευμένος κρυογόνος εξοπλισμός πλήρωσης. Για την διανομή αέριου υδρογόνου, το LH_2 συμπιέζεται σε περίπου 45MPa (σήμερα) ή 88MPa (μέλλον) και ατμοποιείται στη συνέχεια.



Εικόνα 5.9: Ρομπότ δεξαμενών σε υγρό πρατήριο καυσίμου υδρογόνου στον αερολιμένα του Μονάχου (αριστερή εικόνα) και ένα ειδικό κρυογόνο στόμιο για υγρό υδρογόνο (δεξιά εικόνα).

Οικονομικά στοιχεία

Υγρό-σε-αέριο

Τα κύρια τεχνικά συστατικά για τους υπολογισμούς δαπανών είναι: η υγρή αποθήκευση, η μονάδα ατμοποίησης και οι διανομείς. Η επένδυση για την αποθήκευση υγρού υδρογόνου υπολογίζεται σε 205.000 € για 1000kg LH_2 . Οι δαπάνες για την μονάδα ατμοποίησης υπολογίζονται από Simbeck (2002) σε 150.000 € για ένα ποσοστό 450 kg/d. Οι buffer αποθήκευσης υπολογίζονται σε 3.000 €/kg στα 75 MPa. Οι διανομείς λαμβάνονται 16.000 €/dispenser για αέριο H_2 .

Υγρό-σε-υγρό

Τα κύρια τεχνικά συστατικά για τους υπολογισμούς δαπανών είναι: η υγρή αποθήκευση, ο εξοπλισμός άντλησης και οι διανομείς. Η επένδυση για την υγρή αποθήκευση υπολογίζεται όπως ανωτέρω. Οι διανομείς υπολογίζονται σε 16.000 €/dispenser όπως για το αέριο H_2 ελλείψει πληροφοριών για τον υγρό διανομέα.

Στο κόστος επένδυσης για τα τεχνικά συστατικά προστίθεται:

- | | |
|----------------------------------|-----|
| • γενικός εξοπλισμός: | 25% |
| • άδειες και ξεκίνημα: | 10% |
| • απρόβλεπτα έξοδα: | 10% |
| • κεφάλαιο κίνησης, έδαφος, κτλ: | 7% |

Οι σταθερές δαπάνες θεωρούνται 3.0% της επένδυσης ετησίως και οι μεταβλητές δαπάνες αποκλείοντας τα ενεργειακά κόστη 0.5% της επένδυσης ετησίως.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ ΣΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ GAMS

6.1. Σενάριο αναφοράς για τη μεταφορά και τη διανομή του υδρογόνου

6.1.1. Εισαγωγικά

Ένα στοιχείο κλειδί για την ανάπτυξη του γενικού συστήματος υδρογόνου είναι η υποδομή αποθήκευσης και διανομής υδρογόνου. Ευρέως αναγνωρίζεται ότι ένα ενεργειακό σύστημα βασισμένο στο υδρογόνο θα ήταν ιδιαίτερα πολύπλοκο ως προς την υποδομή (περισσότερο από το φυσικό αέριο και την ηλεκτρική ενέργεια) και ένας μεγάλος αριθμός διαμορφώσεων είναι πιθανός.

Αυτή τη στιγμή το υδρογόνο παράγεται σε έναν περιορισμένο αριθμό εγκαταστάσεων και χρησιμοποιείται για την παραγωγή χημικών ουσιών ή την αναβάθμιση καυσίμων. Αποθηκεύεται κυρίως ως συμπιεσμένο αέριο ή υγρό και οι διαθέσιμες τεχνολογίες σήμερα επιτρέπουν τη διανομή με αέρια ή υγρή μορφή. Το σύστημα διανομής σήμερα αποτελείται κυρίως από σωληνώσεις και φορτηγά, με τα τελευταία να είναι σε θέση να μεταφέρουν και αέριο και υγρό υδρογόνο.

Μια σύντομη επισκόπηση στις σύγχρονες διαθέσιμες τεχνολογίες διανομής και αποθήκευσης υδρογόνου δείχνει τα εξής:

- Η αποθήκευση συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου σε δεξαμενές είναι η ωριμότερη τεχνολογία, αν και η πολύ χαμηλή πυκνότητα του υδρογόνου οδηγεί σε ανεπαρκή χρήση στο όχημα. Αφ' ετέρου, το υγρό υδρογόνο λαμβάνει λιγότερο όγκο αποθήκευσης από το αέριο αλλά απαιτεί κρυογόνα δοχεία. Επιπλέον, η υγροποίηση είναι πολύ ενεργειακά εντατική διαδικασία και οδηγεί σε μεγάλες απώλειες εξάτμισης.
- Η διανομή υδρογόνου μέσω σωληνώσεων γίνεται αποδεκτή ευρέως ως το πιο αποδοτικό μέσο για να καλυφθούν οι ανάγκες πελατών. Αφ' ετέρου, η διανομή υδρογόνου μέσω των υψηλής πίεσης κυλίνδρων και σωλήνων έχει περιορισμένη διακύμανση 100-200km από τη μονάδα παραγωγής. Επιπλέον, για διανομή μεγάλης απόστασης το υδρογόνο μεταφέρεται συνήθως σε υγρή μορφή.

Προκειμένου να ληφθεί μια αίσθηση για τη μελλοντική υποδομή υδρογόνου, ένας συνδυασμός του εφοδιασμού φυσικού αερίου και των δικτύων διανομής διυλισμένου πετρελαίου είναι ο κατάλληλος. Από αυτή την άποψη, οι σωληνώσεις μπορούν να διανείμουν το υδρογόνο σε περιοχές υψηλής ζήτησης και τα φορτηγά μπορούν να διανείμουν το υδρογόνο σε αγροτικές, καθώς και σε περιοχές χαμηλότερης ζήτησης. Εγκαταστάσεις παραγωγής και διανομής μπορούν να χτιστούν όπου η ζήτηση είναι αρκετά υψηλή. Το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί είτε σε αέρια είτε σε υγρή μορφή. Εντούτοις, λαμβάνοντας υπόψη τις υψηλές δαπάνες παράδοσης υγρού υδρογόνου (που οφείλονται κυρίως στη διαδικασία υγροποίησης), το υγρό υδρογόνο είναι πιθανότερο να χρησιμοποιηθεί σε οχήματα υδρογόνου, παρότι σε στατικές εφαρμογές

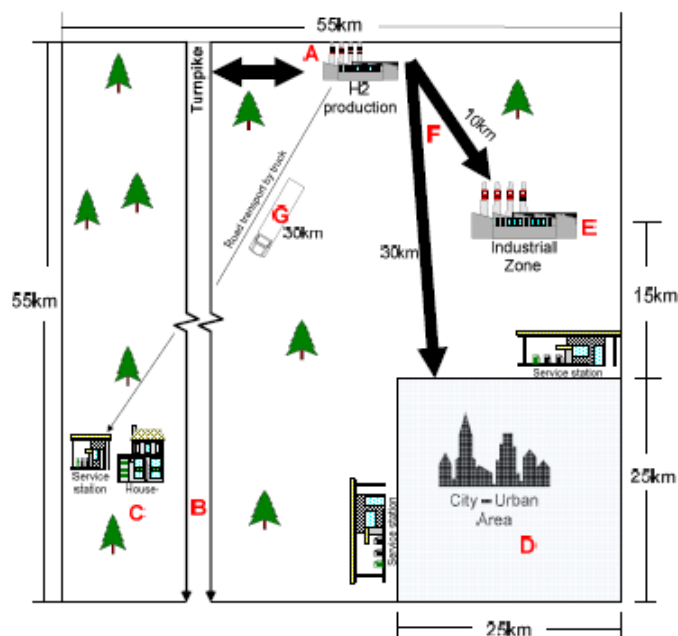
6.1.2. Περιγραφή του σεναρίου αναφοράς για τη μεταφορά και τη διανομή του υδρογόνου

Το σενάριο αναφοράς για τη διανομή υδρογόνου υποθέτει μια μέση περιοχή της ΕΕ που εφοδιάζεται με υδρογόνο περίπου στο 2050. Σε αυτή τη φάση η οικονομική επίδοση του δικτύου μπορεί να διαδραματίσει κρίσιμο ρόλο στον καθορισμό της έκτασης της διείσδυσης του υδρογόνου ως ενεργειακού παράγοντα.

Η τυποποιημένη διαμόρφωση του συστήματος αναφοράς παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.1. Οι Πίνακες 6.1 και 6.2 παρουσιάζουν κάποιες βασικές δημογραφικές πληροφορίες καθώς επίσης και τις

απαιτήσεις ζήτησης υδρογόνου για την περιοχή αναφοράς. Σύμφωνα με την Εικόνα 6.1, τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος αναφοράς είναι:

- Εγκατάσταση (Α) παραγωγής υδρογόνου ικανότητας 400MWH₂ (δεν μας ενδιαφέρει στην συγκεκριμένη ανάλυση ο τρόπος παραγωγής υδρογόνου που χρησιμοποιείται) που λειτουργεί 8000 ώρες το χρόνο. Αυτό το υψηλό ποσοστό λειτουργίας οφείλεται στην ενδεχόμενη μεγάλη χωρητικότητα αλλά κυρίως στο γεγονός ότι το γενικό φορτίο εμπεριέχει μικρή εποχιακή παραλλαγή.
- Η εγκατάσταση (Α) συνδέεται με σωλήνωση (turnpike) μεγάλης διαμέτρου (που είναι πολύ μέσα στο έδαφος) με άλλες παρόμοιες εγκαταστάσεις στο «βορρά» και στο «νότο» της περιοχής της μελέτης (Β). Αυτή η σωλήνωση χρησιμεύει ως μέσο αποθήκευσης, ως εργαλείο διαχείρισης των φορτίων και σαν εφοδιασμός έκτακτης ανάγκης σε περιπτώσεις βλάβης της εγκατάστασης παραγωγής. Η απόσταση της εγκατάστασης από τη σωλήνωση μπορεί να θεωρηθεί ότι είναι αμελητέα.
- Μια σωλήνωση συνδέει τις εγκαταστάσεις με μια τυποποιημένη βιομηχανική ζώνη (μέση απόσταση 10km), η οποία περιέχει, μεταξύ άλλων βιομηχανικών εγκαταστάσεων, CHP εγκαταστάσεις, οι οποίες χρησιμοποιούν υδρογόνο και ανήκουν στις μικρές ή μεσαίες ενεργειακές βιομηχανίες.
- Οι σταθμοί ανεφοδιασμού καυσίμου, που απορροφούν περισσότερο από τη μισή παραγωγή των εγκαταστάσεων, είναι τοποθετημένοι σε τουλάχιστον δύο ξεχωριστές θέσεις: οι αγροτικοί σταθμοί κατά μήκος των δρόμων που διασχίζουν την περιοχή και οι αστικοί σταθμοί που βρίσκονται συνήθως στο εξωτερικό του δαχτυλιδιού της αστικής περιοχής. Η τελευταία υπόθεση προέρχεται από τη δυσκολία να χτιστούν μεγάλα νέα δίκτυα σωληνώσεων σε περιοχές υψηλής πυκνότητας πληθυσμών. Μπορεί εύλογα να θεωρηθεί ότι όλοι οι αγροτικοί σταθμοί θα εφοδιάζονται από φορτηγά.
- Η αστική περιοχή (D) υποτίθεται ότι είναι 25x25km και περιέχει τα αστικά και προαστιακά μέρη αλλά μπορεί σχηματικά να θεωρηθεί ότι έχει ομοιόμορφη πυκνότητα 800 κατοίκων/km². Αυτό σημαίνει ότι η ζήτηση μπορεί να είναι επίσης να θεωρηθεί ότι διανέμεται ομοιόμορφα. Οι αποστάσεις που υποδεικνύονται στο χάρτη είναι οι μέσες αποστάσεις από τις εγκαταστάσεις στον καταναλωτή.



Εικόνα 6.1: Υπόθεση αναφοράς της αποθήκευσης και διανομής υδρογόνου σε μια μέση περιοχή της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Πληθυσμός	κάτοικοι	600000
Περιοχή	km ²	3025
Πληθυσμιακή πυκνότητα	κάτοικοι/km ²	198
Αστικός πληθυσμός	κάτοικοι	500000
Αστική περιοχή	km ²	625
Αστική πληθυσμιακή πυκνότητα	κάτοικοι/km ²	800
Νοικοκυριά/μαγαζιά που χρησιμοποιούν H ₂ (αστικά)	πλήθος	18000
Νοικοκυριά/μαγαζιά που χρησιμοποιούν H ₂ (αγροτικά)	πλήθος	3000
Αυτοκίνητα που λειτουργούν με H ₂	πλήθος	150000

Πίνακας 6.1: Δημογραφικές πληροφορίες για την περιοχή.

Χωρητικότητα εργοστασίου παραγωγής H ₂	MMH ₂	400
Ώρες λειτουργίας		8000
Ετήσια παραγωγή	ktoe	275

Πίνακας 6.2: Χαρακτηριστικά της εγκατάστασης παραγωγής υδρογόνου.

6.1.3. Περιγραφή των στοιχείων υποδομής

Τα απαραίτητα τμήματα υποδομής για το δίκτυο αποθήκευσης και διανομής υδρογόνου στην περιοχή αναφοράς πρέπει να προσδιοριστούν και να χαρακτηριστούν πλήρως από την άποψη της τεχνικής και οικονομικής επίδοσης προκειμένου να χρησιμοποιηθούν στα πρότυπα του ενεργειακού συστήματος.

6.1.3.1 Εγκατάσταση παραγωγής υδρογόνου

Η εγκατάσταση υδρογόνου συνδέεται άμεσα με σωλήνωση (turnpike), η οποία χρησιμεύει ως ενδιάμεσο εργαλείο αποθήκευσης και εξισορρόπησης φορτίων. Επομένως κανένα πρόσθετο σύστημα αποθήκευσης δεν είναι απαραίτητο στις εγκαταστάσεις. Για την τροφοδότηση σε μεγάλη ζήτηση με σωληνώσεις και οδικές μεταφορές, θεωρείται επίπεδο πίεσης 3MPa.

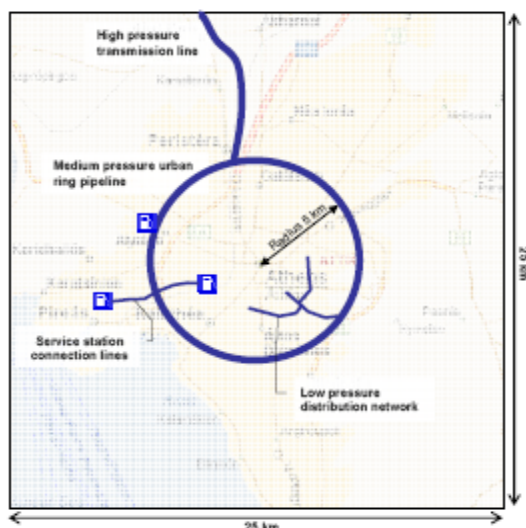
6.1.3.2 Οι σωληνώσεις

Λεπτομερείς υπολογισμοί σχεδιασμού και εφαρμοσμένης μηχανικής είναι απαραίτητοι προκειμένου να γίνει το τελικό σχέδιο των δικτύων σωληνώσεων υδρογόνου. Σε αυτή τη φάση, ακολουθείται το σχέδιο του ήδη υπάρχοντος συστήματος αγωγών φυσικού αερίου. Ξεκινώντας με μια σταθερή ενεργειακή ροή μέσω μιας σωλήνωσης με την ίδια διάμετρο με το αγωγό υγραερίου, λαμβάνοντας υπόψη τη χαμηλότερη ογκομετρική ενεργειακή πυκνότητα προκύπτει ότι απαιτείται ταχύτητα 3 φορές

υψηλότερη. Έναντι των αστικών συστημάτων φυσικού αερίου, είναι απαραίτητο να χρησιμοποιηθούν επίσης αυξανόμενες πιέσεις ώστε να αντισταθμιστεί το παραπάνω.

Αστικό σύστημα σωληνώσεων

Προκειμένου να υπολογιστεί το κόστος επένδυσης, το αστικό σύστημα σωληνώσεων πρέπει να διευκρινιστεί. Το κεντρικό στοιχείο είναι ένας κλειστός βρόχος, τυποποιημένος ως σωλήνωση δαχτυλιδιού ακτίνας 5km. Το δαχτυλίδι συνδέεται με την εγκατάσταση παραγωγής υδρογόνου μέσω μιας γραμμής μετάδοσης υψηλής πίεσης 38km (30km εκτός της πόλης + 8km στην αστική περιοχή).



Εικόνα 6.2: Σκίτσο του σχεδιαγράμματος του αστικού συστήματος σωληνώσεων υδρογόνου.

Υψηλής πίεσης γραμμή

Σωληνώσεις υψηλής πίεσης χρησιμοποιούνται για να ενώσουν τη μονάδα υδρογόνου με την αστική περιοχή. Η σωλήνωση σχεδιάζεται για να ικανοποιήσει μέγιστη ζήτηση 5kg/s. Η πίεση των συμπιεστών είναι 3MPa (παραγωγή υδρογόνου) και η πίεση παράδοσης στο δαχτυλίδι σωλήνωσης είναι 6MPa. Το μήκος της γραμμής θεωρείται στα 38km. Η ισχύς συμπιεστών υπολογίζεται στα 20MW (~ 3% της παραδοθείσας ενέργειας) σε μια διάμετρο 0.35m. Η θερμότητα του υδρογόνου μετά από τη συμπίεση υποτίθεται ότι χρησιμοποιείται για άλλους λόγους.

€2000		2000	2025	2050
Μήκος	km	38	38	38
Διάμετρος	m	0,35	0,35	0,35
Ικανότητα σωλήνωσης	kg/h	18000	18000	18000
Μέση παραδιδόμενη ενέργεια	ktoe/a	141	141	141
Ικανότητα μεταφοράς (απώλεια H₂)		99%	99%	99%
Ικανότητα μεταφοράς (συμπιεστή)		1,1%	1,1%	1,1%
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	40	40	40
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Κόστος FOM	€	482506	460466	405526
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€	2143907	2045976	1801864
Κόστος VOM	€	193003	184186	162211
Συγκεκριμένο ενεργειακό κόστος (H₂)	€/kWh	0,13	0,09	0,05
Ενεργειακό κόστος	€	2277112	1623140	973884

Πίνακας 6.3: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων υψηλής πίεσης.

Μεσαίας πίεσης δακτύλιος αγωγών για την πόλη

Ο αστικός δακτύλιος σωλήνων είναι η σπονδυλική στήλη διανομής για να εξασφαλιστεί μιας υψηλής ποιότητας παράδοση. Για μέγεθος αστικής περιοχής 25x25km, χρησιμοποιείται δακτύλιος ακτίνας 5km. Ο δακτύλιος πρέπει να υποστηρίζει μέγιστη ζήτηση 2.5kg/s σε κάθε κλάδο, δεδομένου ότι υποτίθεται ότι τα πρατήρια καυσίμου συνδέονται άμεσα με τον δακτύλιο λόγω της υψηλής μέγιστης ζήτησής τους. Ο δακτύλιος λειτουργεί με μέση πίεση 2MPa και με διάμετρο 0.2m.

€2000		2000	2025	2050
Μήκος	km	31	31	31
Διάμετρος	m	0,2	0,2	0,2
Ικανότητα σωλήνωσης	kg/h	9180	9180	9180
Μέση παραδιδόμενη ενέργεια	ktoe/a	141	141	141
Ικανότητα μεταφοράς (απώλεια H ₂)		99%	99%	99%
Ικανότητα μεταφοράς (συμπίεστή)				
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	40	40	40
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Κόστος FOM	€	254686	243052	214053
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€	1131638	1079947	951095
Κόστος VOM	€	101874	97221	85621
Συγκεκριμένο ενεργειακό κόστος (H ₂)	€/kWh	0,13	0,09	0,05
Ενεργειακό κόστος	€			

Πίνακας 6.4: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων μεσαίας πίεσης.

Γραμμές σύνδεσης πρατηρίων καυσίμου

Τα πρατήρια καυσίμου συνδέονται άμεσα με τον δακτύλιο με μέγιστη ζήτηση 0.067kg/s. Κανένας πρόσθετος συμπίεστής δεν υπάρχει. Επομένως χρησιμοποιείται σωλήνας με 0.1m διάμετρο σε μέσο μήκος 2.000m. Περαιτέρω υποτίθεται ότι 15 πρατήρια βενζίνης συνδέονται άμεσα στον δακτύλιο. Στο σύνολο, σωλήνωση 70km για τις συνδέσεις πρατηρίων καυσίμου πρόκειται να χρησιμοποιηθεί.

€2000		2000	2025	2050
Μήκος	km	70	70	70
Διάμετρος	m	0,1	0,1	0,1
Ικανότητα σωλήνωσης	kg/h	241,2	241,2	241,2
Μέση παραδιδόμενη ενέργεια	ktoe/a	113	113	113
Ικανότητα μεταφοράς (απώλεια H ₂)		99%	99%	99%
Ικανότητα μεταφοράς (συμπίεστή)				
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	40	40	40
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Κόστος FOM	€	497282	474567	417945
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€	2209559	2108629	1857042
Κόστος VOM	€	198913	189827	167178
Συγκεκριμένο ενεργειακό κόστος (H ₂)	€/kWh	0,13	0,09	0,05
Ενεργειακό κόστος	€			

Πίνακας 6.5: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων πρατηρίων καυσίμου.

Δίκτυο διανομής χαμηλής πίεσης

Κάθε καταναλωτής– σπίτι ή κατάστημα - πρέπει να συνδεθεί με το δίκτυο υδρογόνου. Σε όλο το σενάριο υποτίθεται ότι κανένας αγωγός υγραερίου δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη διανομή υδρογόνου, κάτι το οποίο μπορεί να είναι η πραγματικότητα σε μερικές περιοχές. Τα δίκτυα φυσικού αερίου παρουσιάζουν γραμμική σχέση μεταξύ του μήκους του δικτύου σωληνώσεων διανομής και του αριθμού καταναλωτών φυσικού αερίου (Castello). Το μέσο μήκος είναι 15.5m ανά πελάτη. Υπάρχουν 18.000 νοικοκυριά/καταστήματα που χρησιμοποιούν H₂ στην περίπτωση αναφοράς. Το συνολικό μήκος του δικτύου διανομής υδρογόνου χαμηλής πίεσης υπολογίζεται έτσι σε 272km (18.000 * 15.5m). Θεωρούνται 100 κλάδοι (με 180 καταναλωτές ο καθένας) με μήκος 2.72km έκαστος και με ικανότητα 0.015kg/s. Θεωρείται διάμετρος σωλήνων 0.02m. Ο αριθμός των αστικών κατοίκων είναι 500.000, με 2.43 κατοίκους ανά οικογένεια (206.000 νοικοκυριά στο σύνολο). Το 8.7% των νοικοκυριών χρησιμοποιεί υδρογόνο.

€2000		2000	2025	2050
Μήκος	km	272	272	272
Διάμετρος	m	0,02	0,02	0,02
Ικανότητα σωλήνωσης	kg/h	72	72	72
Μέση παραδιδόμενη ενέργεια	ktoe/a	28	28	28
Ικανότητα μεταφοράς (απώλεια H ₂)		99%	99%	99%
Ικανότητα μεταφοράς (συμπίεστή)				
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	40	40	40
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Κόστος FOM	€	1132012	1004909	791915
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€	5029838	4465086	3518694
Κόστος VOM	€	452805	401964	316766
Συγκεκριμένο ενεργειακό κόστος (H ₂)	€/kWh	0,13	0,09	0,05
Ενεργειακό κόστος	€			

Πίνακας 6.6: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων χαμηλής πίεσης.

Ανεφοδιασμός βιομηχανίας

Η σωλήνωση που συνδέει την εγκατάσταση παραγωγής υδρογόνου με την βιομηχανική περιοχή σχεδιάζεται για ζήτηση 1.33kg/s σε πίεση παράδοσης των 6MPa στο βιομηχανικό πελάτη. Η διάμετρος υπολογίζεται σε 0.15m με ταχύτητα ροής 30m/s. Η εγκατεστημένη ισχύς συμπίεστών είναι 6.3MW (3.9 % της παραδοθείσας ενέργειας χρησιμοποιούνται για τη συμπίεση).

€2000		2000	2025	2050
Μήκος	km	10	10	10
Διάμετρος	m	0,15	0,15	0,15
Ικανότητα σωλήνωσης	kg/h	4788	4788	4788
Μέση παραδιδόμενη ενέργεια	ktoe/a	80	80	80
Ικανότητα μεταφοράς (απώλεια H ₂)		99%	99%	99%
Ικανότητα μεταφοράς (συμπίεστή)				
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	40	40	40
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Κόστος FOM	€	44957	42903	37784
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€	199756	190631	167886
Κόστος VOM	€	17983	17161	15114
Συγκεκριμένο ενεργειακό κόστος (H ₂)	€/kWh	0,13	0,09	0,05
Ενεργειακό κόστος	€			

Πίνακας 6.7: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων βιομηχανίας.

Κύριος αγωγός (σωλήνωση Turnpike)

Η σωλήνωση Turnpike αποτελεί μέρος ενός μεγάλης απόστασης συστήματος αγωγών. Εξυπηρετεί διάφορους στόχους:

- Μέσο αποθήκευσης και εργαλείο διαχείρισης φορτίων
- Εφοδιασμός ανάγκης σε περιπτώσεις διακοπής της λειτουργίας της εγκατάστασης παραγωγής.

Σε αυτή τη φάση, δεν είναι δυνατό να βελτιστοποιηθεί η διάμετρος της σωλήνωσης ως συνάρτηση της αποθήκευσης, της ασφάλειας και του κόστους. Ελλείπει μεγάλης αποθήκευσης στο σχεδιάγραμμα υδρογόνου, υποτίθεται το ανώτερο όριο της διαμέτρου αγωγών υγραερίου, δηλαδή 1.500mm σε μέγιστη πίεση 7MPa.

€2000		2000	2025	2050
Μήκος	km	55	55	55
Διάμετρος	m	1,5	1,5	1,5
Ικανότητα σωλήνωσης	kg/h	23760	23760	23760
Μέση παραδιδόμενη ενέργεια	ktoe/a	275	275	275
Ικανότητα μεταφοράς (απώλεια H ₂)		99%	99%	99%
Ικανότητα μεταφοράς (συμπίεσση)				
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	40	40	40
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Κόστος FOM	€	2101415	2005425	1766151
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€	9337156	8910646	7847488
Κόστος VOM	€	840566	802170	706460
Συγκεκριμένο ενεργειακό κόστος (H ₂)	€/kWh	0,13	0,09	0,05
Ενεργειακό κόστος	€			

Πίνακας 6.8: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία σωληνώσεων Turnpike.

6.1.3.3 Πρατήρια καυσίμου

Για να υπολογιστεί το συνολικό κόστος επένδυσης των πρατηρίων καυσίμου, ο αριθμός πρατηρίων υδρογόνου πρέπει να υπολογιστεί. Σήμερα, περίπου 2.500 έως 3.500 αυτοκίνητα εξυπηρετούνται ανά πρατήριο καυσίμων στην Ευρώπη. Στην ΕΕ των 15, ο μέσος αριθμός επιβατικών αυτοκινήτων ανά 1000 άτομα είναι περίπου 450. Επομένως στην περίπτωση αναφοράς περίπου 225.000 αυτοκίνητα υπάρχουν, από τα οποία 150.000 οχήματα χρησιμοποιούν υδρογόνο. Αυτό σημαίνει 250 αυτοκίνητα υδρογόνου ανά 1.000 κατοίκους. Το ποσοστό των οχημάτων υδρογόνου είναι 56%. Σύμφωνα με τον αριθμό οχημάτων, υπάρχουν 50-75 πρατήρια καυσίμου στην αστική περιοχή.

Φαίνεται μη ρεαλιστικό να αυξηθεί ο αριθμός πρατηρίων λόγω του υδρογόνου. Επομένως υποτίθεται ότι τα 2/3 των πρατηρίων βενζίνης είναι εξοπλισμένα με υδρογόνο, δηλαδή 50 σταθμοί στην αστική περιοχή. Για να διανείμει το συνολικό ποσό του υδρογόνου, κάθε σταθμός πρέπει να πωλήσει περίπου 2200kg/d (ποσοστό καθημερινού μέσου όρου). Σύμφωνα με την ημερήσια διανομή της Praxair, η μέγιστη ζήτηση θα είναι 242kg/h προς το τέλος του απογεύματος (0.067kg/s). Το μέσο ποσοστό κατά τη διάρκεια των 15 ωρών της πώλησης είναι 147kg/h ή 24kg/h ανά διανομέα. Σύμφωνα με αυτό, κάθε διανομέας πρέπει να είναι σε θέση να υποστηρίξει 72 kg/h (κανόνας σχεδίου Simbeck 2002). Αυτό συμβαίνει με 6 γεμισμάτα ανά ώρα, δηλαδή κάθε 10 λεπτά, $6 * 13 = 78\text{kg/h}$.

Υπάρχει αγροτικός πληθυσμός 100.000 κατοίκων και υποθέτοντας 250 αυτοκίνητα υδρογόνου ανά 1.000 κατοίκους οδηγούμαστε σε έναν στόλο αυτοκινήτων υδρογόνου 25.000. Προκειμένου να διανεμηθούν 49ktoe υδρογόνου το χρόνο, 21 πρατήρια με τις ίδιες πωλήσεις με αυτές της αστικής περιοχής (2.200kg/d) θεωρούνται.

Στο μοντέλο τα πρατήρια καυσίμου που χρησιμοποιούνται είναι της μορφής αέριο-σε-αέριο, των οποίων ο εφοδιασμός με υδρογόνο γίνεται μέσω των σωληνώσεων ή με φορτηγά, και της μορφής υγρό-σε-υγρό, των οποίων ο εφοδιασμός γίνεται μόνο με φορτηγά.

		Αέριο-σε-αέριο στην αστική περιοχή			Αέριο-σε-αέριο στην αγροτική περιοχή			Υγρό-σε-υγρό στην αστική περιοχή			Υγρό-σε-υγρό στην αγροτική περιοχή		
€2000		2000	2025	2050	2000	2025	2050	2000	2025	2050	2000	2025	2050
Αριθμός πρατηρίων		50	50	50	21	21	21	50	50	50	21	21	21
Συνολική ζήτηση H ₂	ktoe/a	113	113	113	49	49	49	113	113	113	49	49	49
	kg/a	39347000	39347000	39347000	16525740	16525740	16525740	39347000	39347000	39347000	16525740	16525740	16525740
Καθημερινή παροχή καυσίμου	kg/d	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200
Χρήση ηλεκτρισμού	kWh/kgf	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Δαπάνες επένδυσης	€/kgf/d	955	847	634	955	847	634	877	779	583	877	779	583
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Επιτόκιο αναγωγής		8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%
Κόστος FOM	€	387462	343957	257501	162734	144462	108151	356109	316125	236665	149566	132773	99399
Παράγοντας διαθεσιμότητας		0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Συνολικό σταθερό κόστος	€	13574333	12050201	9021308	5701220	5061085	3788950	12475936	11075133	8291330	5239893	4651556	3482359
Τιμή ηλεκτρισμού	€/kWh	0,046	0,037	0,028	0,046	0,037	0,028	0,046	0,037	0,028	0,046	0,037	0,028
Ενεργειακό κόστος	€/kgf	0,10	0,08	0,06	0,10	0,08	0,06	0,04	0,03	0,02	0,04	0,03	0,02
Κόστος VOM	€	64577	57326	42917	27122	24077	18025	59352	52688	39444	24928	22129	16567
Συνολικό μεταβλητό κόστος	€	3865497	3114588	2356521	1623509	1308127	989739	1507321	1217359	920817	633075	511291	386743

Πίνακας 6.9: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία πρατηρίων καυσίμου.

6.1.3.4 Οδικές μεταφορές

Οι μεταφορές αέριου και υγρού υδρογόνου γίνονται μέσω φορτηγών των οποίων τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.10 (για υγρό υδρογόνο) και στον Πίνακα 6.11 (για αέριο υδρογόνο). Τα φορτηγά αυτά κινούνται στην αγροτική περιοχή και εφοδιάζουν τους σταθμούς καυσίμου με υδρογόνο.

€2000		2000	2025	2050
Χωρητικότητα	kg/tanker	3.370	3.370	3.370
Απόσταση	km	30	30	30
Μίλια	km/a	31901	31901	31901
Καθαρός ρυθμός παραγωγής	GJ/a	215009,7	215009,7	215009,7
	MWh/a	59724,93	59724,93	59724,93
	MW	7	7	7
	ktoe/a	5	5	5
Ώρες λειτουργίας	hours/a	8585	8585	8585
Δαπάνες επένδυσης	€/kW	76	70	57
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	6	6	6
Επιτόκιο αναγωγής		10%	10%	10%
Κόστος FOM	€/kW	7	7	7
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€/kg	0,10	0,09	0,08
	€/kWh	0,0029	0,0027	0,0024
	€/GJ	0,8	0,8	0,7
	€/toe	33,8	31,7	27,6
Απόδοση	lt/100km	34,7	34,7	34,7
Κόστος VOM	€/km	0,21	0,21	0,21
Τιμή Diesel	€/lt	0,87	0,87	0,87
Συνολικό μεταβλητό κόστος	€	16330	16330	16330
	€/kWh	0,000273	0,000273	0,000273
	€/GJ	0,08	0,08	0,08
	€/toe	3,2	3,2	3,2

Πίνακας 6.10: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία οδικής μεταφοράς υγρού υδρογόνου.

€2000		2000	2025	2050
Χωρητικότητα	kg/tanker	250	250	250
Απόσταση	km	30	30	30
Μίλια	km/a	55000	55000	55000
Καθαρός ρυθμός παραγωγής	GJ/a	27500,0	27500	27500
	MWh/a	7638,889	7638,889	7638,889
	MW	0,9	1	1
	ktoe/a	1	1	1
Ώρες λειτουργίας	hours/a	8585	8585	8585
Δαπάνες επένδυσης	€/kW	354	333	292
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	6	6	6
Επιτόκιο αναγωγής		10%	10%	10%
Κόστος FOM	€/kwy	58	58	58
Παράγοντας διαθεσιμότητας		98%	98%	98%
Συνολικό σταθερό κόστος	€/kg	0,54	0,52	0,49
	€/kWh	0,0162	0,0157	0,0146
	€/GJ	4,5	4,3	4,0
	€/toe	188,6	182,1	169,2
Απόδοση	lt/100km	34,7	34,7	34,7
Κόστος VOM	€/Km	0,21	0,21	0,21
Τιμή Diesel	€/lt	0,87	0,87	0,87
Συνολικό μεταβλητό κόστος	€	28154	28154	28154
	€/kWh	0,003686	0,003686	0,003686
	€/GJ	1,02	1,02	1,02
	€/toe	43	43	43

Πίνακας 6.11: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία οδικής μεταφοράς αέριου υδρογόνου.

6.1.3.5 Τεχνολογίες υγροποίησης και αποθήκευσης σε μεγάλη κλίμακα

Οι τεχνολογίες της υγροποίησης και της αποθήκευσης υγρού υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα είναι απαραίτητες για τη διανομή του υγρού υδρογόνου και τα κόστη τους εμπεριέχονται στην τελική τιμή του υγρού υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών. Ένα ποσοστό του αέριου υδρογόνου, αφού παραχθεί από την μονάδα παραγωγής, μέσω της διαδικασίας της υγροποίησης αποθηκεύεται σε μεγάλες δεξαμενές αποθήκευσης από τις οποίες εφοδιάζονται τα φορτηγά με υγρό υδρογόνο, τα οποία στη συνέχεια εφοδιάζουν τα πρατήρια υγρού υδρογόνου. Για το σενάριο αναφοράς θεωρούμε τα παρακάτω τεχνικά και οικονομικά στοιχεία:

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	22	22	22
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/kW	343	343	343
Κόστος FOM	€/kWh/h/y	27	27	27
Παράγοντας διαθεσιμότητας		0,96	0,96	0,96
Κόστος VOM	€/kgr/d/y	0	0	0
Χρήση ηλεκτρισμού	kWh(e) /kWh(H ₂)	0,2	0,2	0,2

Πίνακας 6.12: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία υγροποίησης.

€2000		2000	2025	2050
Τεχνική διάρκεια ζωής	χρόνια	30	30	30
Συνολικές δαπάνες επένδυσης	€/kW	177	157	118
Κόστος FOM	€/kWh/h/y	0	0	0
Παράγοντας διαθεσιμότητας		0,98	0,98	0,98
Κόστος VOM	€/kWh	0	0	0

Πίνακας 6.13: Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας υγρού υδρογόνου.

6.2. Περιγραφή του μοντέλου

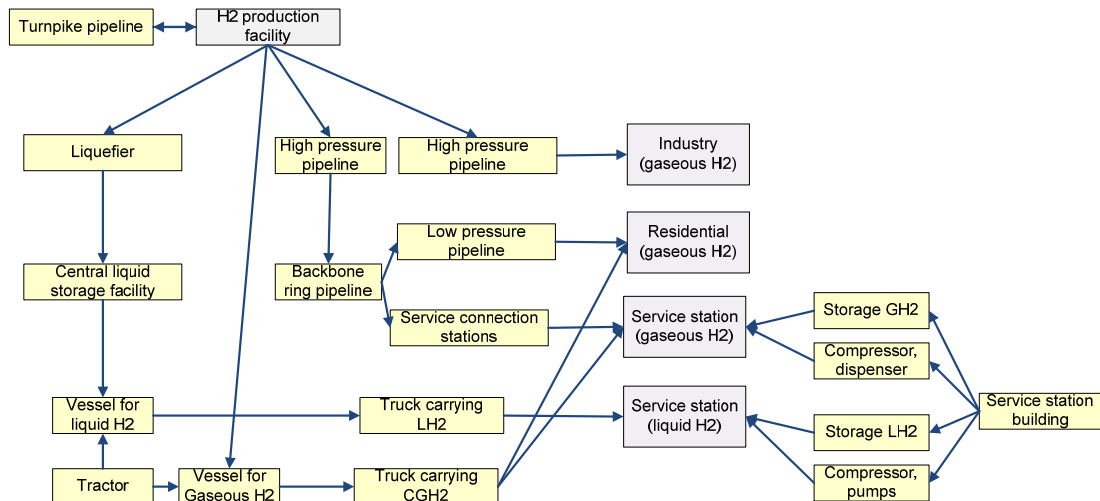
Το σενάριο αναφοράς που χρησιμοποιεί το μοντέλο για τη διανομή υδρογόνου υποθέτει μια μέση περιοχή της Ευρωπαϊκής Ένωσης που εφοδιάζεται με υδρογόνο, όταν αυτό θα έχει γίνει οικονομικά ανταγωνιστικό με τις άλλες πηγές ενέργειας. Κατασκευάστηκε ένα μοντέλο με τη βοήθεια του προγράμματος GAMS, το οποίο μπορεί να υπολογίσει τις τιμές σε €/toe, για τον κάθε διαθέσιμο τρόπο μεταφοράς και διανομής υδρογόνου. Για την κατασκευή του μοντέλου έγινε αρχικά χρήση της άλγεβρας του μοντέλου PROMHΘΕΑΣ που έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο E3MLab (ΕΜΠ) για το παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα. Το μοντέλο που αναπτύχθηκε σε GAMS επεκτάθηκε πέραν της αρχικής μορφής του στο πλαίσιο του PROMHΘΕΑ. Έτσι, μπορούν να υπολογιστούν διαχρονικά οι τιμές για τις διάφορες τεχνολογίες μεταφοράς υδρογόνου από το εργοστάσιο παραγωγής μέχρι τους τελικούς καταναλωτές. Με το μοντέλο αυτό έγινε δυναμική προσομοίωση της αγοράς υδρογόνου για τα έτη 2000 έως και το 2050. Τονίζεται ότι το μοντέλο δεν μορφοποιεί το σύστημα υδρογόνου ως πρόβλημα βελτιστοποίησης, αλλά μορφοποιεί τις αποφάσεις των οικονομικών παραγόντων της αγοράς υδρογόνου (παραγωγούς, καταναλωτές) και έτσι προσομοιώνει τη λειτουργία της πραγματικής αγοράς. Στο μοντέλο θεωρούνται ως δεδομένα διάφορα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών (θα αναλυθούν παρακάτω) και υπολογίζονται τα τελικά κόστη κάθε τεχνολογίας, καθώς και το τελικό κόστος που πληρώνει ο εκάστοτε καταναλωτής (οικιακός τομέας, βιομηχανικός τομέας, μεταφορές).

Στο μοντέλο εξετάζονται 12 τεχνολογίες μεταφοράς και διανομής υδρογόνου. Οι 6 από αυτές περιλαμβάνουν το δίκτυο σωληνώσεων, μέσω του οποίου θα μεταφέρεται μόνο αέριο υδρογόνο στην αστική περιοχή. Επιπλέον, εξετάζονται δύο τεχνολογίες μεταφοράς με φορτηγά για την αγροτική περιοχή, δύο τεχνολογίες διανομής μέσω πρατηρίων και οι τεχνολογίες υγροποίησης και αποθήκευσης του υγρού υδρογόνου που είναι απαραίτητες για τη διανομή υγρού υδρογόνου μέσω πρατηρίων. Σύντομα, οι τεχνολογίες είναι:

- Η *tripa*, δηλαδή η σωλήνωση *turnpike* με μήκος 55 km, που είναι εργαλείο αποθήκευσης και διαχείρισης φορτίου.
- Η *hripu*, δηλαδή η υψηλής πίεσης γραμμή, που ενώνει τη σωλήνωση *turnpike* και το εργοστάσιο παραγωγής υδρογόνου με την αστική περιοχή με μήκος 38 km.
- Η *mriru*, με μήκος 31 km, δηλαδή ο μεσαίας πίεσης αστικός δακτύλιος σωλήνων, που λειτουργεί σαν «κορμός» διανομής για να εξασφαλίσει μεγαλύτερη διαθεσιμότητα προμήθειας υδρογόνου.
- Η *lriru*, με μήκος 272 km, δηλαδή το αστικό δίκτυο διανομής χαμηλής πίεσης το οποίο συνδέει κατοικίες, καταστήματα και γραφεία με τον δακτύλιο.
- Η *mrirs*, με μήκος 70 km, δηλαδή οι γραμμές σύνδεσης μεσαίας πίεσης, οι οποίες ενώνουν τα πρατήρια καυσίμου με τον δακτύλιο.
- Η *hripi*, με μήκος 10 km, δηλαδή η σωλήνωση υψηλής πίεσης, που συνδέει απευθείας τη βιομηχανική περιοχή με την σωλήνωση *turnpike* και το εργοστάσιο παραγωγής υδρογόνου.
- Η *trg*, δηλαδή η μεταφορά αέριου υδρογόνου με φορτηγά στην αγροτική περιοχή.
- Η *trl*, δηλαδή η μεταφορά υγρού υδρογόνου με φορτηγά στην αγροτική περιοχή.

- H ssgg, δηλαδή η διανομή αέριου υδρογόνου από πρατήρια.
- H ssl, δηλαδή η διανομή υγρού υδρογόνου από πρατήρια.
- H liq, δηλαδή η τεχνολογία υγροποίησης.
- H ls, δηλαδή η αποθήκευση μεγάλης κλίμακας υγρού υδρογόνου.

Όλες οι παραπάνω τεχνολογίες φαίνονται στο ακόλουθο διάγραμμα (τα κίτρινα τετραγωνάκια αντιπροσωπεύουν τις τεχνολογίες υποδομής για το υδρογόνο).



Εικόνα 6.3: Διαγραμματική αναπαράσταση του μοντέλου μεταφοράς και διανομής του υδρογόνου.

Τα δεδομένα που επεξεργάζονται είναι:

- Η ετήσια ζήτηση σε ktoe της υπό μελέτης περιοχή, η οποία καλύπτεται με δίκτυο σωληνώσεων.
- Η διάμετρος (diam) και το μήκος (len) των σωληνώσεων που χρησιμοποιούνται.
- Οι ειδικοί παράγοντες rlpipes και arpipes που χαρακτηρίζουν την τεχνολογική πρόοδο και χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό του κόστους δαπανών για τα διάφορα είδη σωλήνων.
- Η διάρκεια ζωής (lft) και η διαθεσιμότητα (av) κάθε τεχνολογίας.
- Τα κεφαλαιουχικά κόστη (cc) των τεχνολογιών μεταφοράς υδρογόνου με φορτηγά, των τεχνολογιών διανομής μέσω πρατηρίων, της υγροποίησης υδρογόνου και της αποθήκευσης του υγρού υδρογόνου.
- Η μέση ετήσια απόσταση (milage) και η χωρητικότητα (cp) των φορτηγών που μεταφέρουν υδρογόνο στην αγροτική περιοχή.
- Η απόδοση (pq) και το ενεργειακό κόστος (enc) του συμπιεστή για τη γραμμή υψηλής πίεσης της αστικής περιοχής.
- Το επιτόκιο αναγωγής (dr) που θεωρείται σταθερό και ίσο με 8% για όλες τις τεχνολογίες εκτός από την οδική μεταφορά που είναι 10%.
- Ο παράγοντας f, που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους επένδυσης από το overnight κόστος, δηλαδή το κόστος για την άμεση κατασκευή.
- Το h2pcost είναι το μέσο κόστος παραγωγής του υδρογόνου ανά toe και ο συντελεστής q εκφράζει την μέση ενέργεια που παραδίδεται από κάθε σωλήνα σε ktoe.
- Οι σταθερές convt και convs χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους επένδυσης από το overnight κόστος, δηλαδή το κόστος για την άμεση κατασκευή.
- Οι σταθερές hours και days εκφράζουν αντίστοιχα τις ώρες και τις μέρες λειτουργίας της κάθε τεχνολογίας.
- Οι σταθερές efftruck και effliq εκφράζουν αντίστοιχα τα λίτρα καυσίμου ανά 100 χιλιόμετρα που καταναλώνονται από ένα φορτηγό και την απόδοση του υγροποιητή.
- Ο παράγοντας y εκφράζει την ετήσια πρόσοδο (annuity) του κεφαλαιουχικού κόστους των τεχνολογιών και δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$y(\text{tech}) = dr(\text{tech}) \times \frac{e^{dr(\text{tech}) \times lft(\text{tech})}}{e^{dr(\text{tech}) \times lft(\text{tech})} - 1}$$

και για κάθε τεχνολογία παίρνει τις ακόλουθες τιμές :

ANNUITY	
tripa	0,083
hpiu	0,083
mpipu	0,083
lpiu	0,083
mpips	0,083
hpiu	0,083
ls	0,088
trg	0,221
lq	0,097
trl	0,221
ssgg	0,114
ssll	0,114

Πίνακας 6.14: Η ετήσια πρόσοδος του κεφαλαιουχικού κόστους για κάθε τεχνολογία.

- Επιπλέον, εξωγενώς καθορίζεται και η τιμή του πετρελαίου (pdiesel), που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του τελικού κόστους της οδικής μεταφοράς και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται στη βιομηχανία (elec).

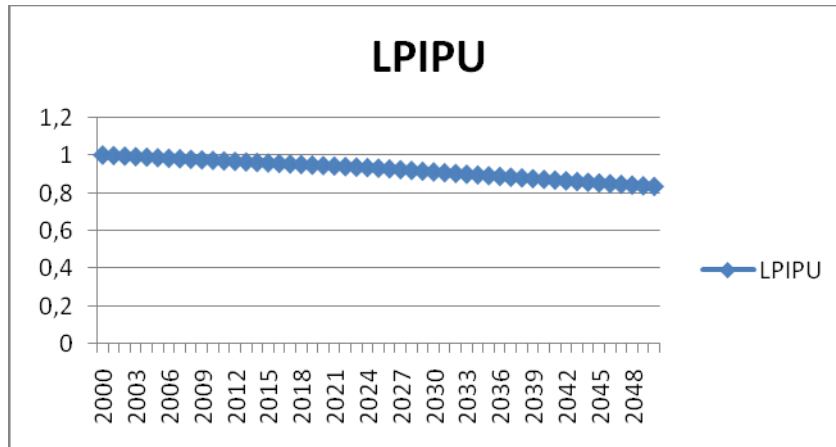
Το μοντέλο δεν ασχολείται με την οικονομική ανάπτυξη, η οποία προφανώς επηρεάζει την κατανάλωση και άρα την παραγωγή ενέργειας (και προφανώς υδρογόνου). Έτσι, η ζήτηση υδρογόνου θεωρείται εξωγενής παράμετρος. Προφανώς η φορολόγηση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα θα επηρεάσει τον τρόπο παραγωγής του υδρογόνου, αλλά όχι τη μεταφορά και τη διανομή του.

Οι βασικές εξισώσεις του μοντέλου είναι:

- Υπολογισμός κόστους κεφαλαίου για το σύνολο p των σωληνώσεων:

$$cc(\text{time}, p) = f(p) \times e^{apipes(\text{time})} + c1 * \ln(diam(p)) + c2 * \ln(len(p)) \times plpipes(\text{time}, p)$$

Ο παράγοντας $plpipes$ ισούται με τη μονάδα για όλες τις τεχνολογίες εκτός από την τεχνολογία $lpiu$, για την οποία είναι πάντα μικρότερος της μονάδας και μάλιστα πέφτει κατά τη διάρκεια των ετών, από 0,99 το 2000 σε 0,83 το 2050. Αυτός ο παράγοντας μας δείχνει ότι το κόστος για αυτήν την τεχνολογία μειώνεται με ταχύτερους ρυθμούς από ότι για τις υπόλοιπες, επειδή χρησιμοποιείται σε περισσότερα χιλιόμετρα, οπότε αναπτύσσεται πιο γρήγορα η μαζική βιομηχανική παραγωγή της και λόγω της οικονομικής κλίμακας που αναπτύσσεται οι τιμές της τεχνολογίας πέφτουν πολύ γρήγορα.



Διάγραμμα 6.1: Απεικόνιση της διαχρονικής μεταβολής του παράγοντα plripes.

	plripes
2000	1
2010	0,97
2020	0,94
2030	0,91
2040	0,87
2050	0,83

Πίνακας 6.15: Συνοπτικός πίνακας της διαχρονικής μεταβολής του παράγοντα plripes.

- Υπολογισμός fixed και variable κόστους για το σύνολο p των σωληνώσεων, σαν ποσοστά του κόστους κεφαλαίου:

$$fc(time, p) = cc(time, p) \times 2, \frac{5}{100}$$

$$vom(time, p) = cc(time, p) \times 0,01 + pq(p) \times h2pcost(time) \times q(p) \times 1000$$

Ο παράγοντας pq εκφράζει την απόδοση του συμπιεστή για τη γραμμή υψηλής πίεσης της αστικής περιοχής (hriru) και ισούται με 0,011, ενώ για τα υπόλοιπα είδη των σωληνώσεων τίθεται 0.

- Υπολογισμός τελικού μέσου κόστους για το σύνολο p των σωληνώσεων (σε €/toe):

$$t(time, p) = \frac{((cc(time, p) \times y(p) + fc(time, p)) \times av(p) + vom(time, p))}{(q(p) \times 1000)}$$

- Υπολογισμός τελικού μέσου κόστους για το σύνολο roadtr της οδικής μεταφοράς υδρογόνου (σε €/toe):

$$t(time, roadtr) = ((cc(time, roadtr) \times convtr \times y(roadtr) + fc(time, roadtr)) / (av(roadtr) \times$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει το κόστος μεταφοράς αερίου (trg) και υγρού υδρογόνου (trl) με φορτηγά για τις 8585 λειτουργικές ώρες ετησίως.

- Υπολογισμός τελικού μέσου κόστους για το σύνολο station των πρατηρίων (σε €/toe):

$$t(time, station) = ((1,03 \times (cc(time, station) \times convss \times y(station))) / (av(station) \times days)) +$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει το συνολικό κόστος των πρατηρίων καυσίμου θεωρώντας 357 μέρες λειτουργίας το χρόνο. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω (παράγραφος 5.3.2), οι σταθερές λειτουργικές δαπάνες θεωρούνται 3.0% του κόστους επένδυσης ετησίως και οι μεταβλητές δαπάνες ανέρχονται σε 0.5% της επένδυσης ετησίως.

- Υπολογισμός τελικού μέσου κόστους της υγροποίησης (σε €/toe):

$$t(time, llq) = \frac{\frac{cc(time, llq) \times y(llq) + dr(llq) \times cc(time, llq)}{av(llq) \times hours(llq)} + elec(time) \times effllq}{stath}$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει το συνολικό κόστος της μεθόδου της υγροποίησης θεωρώντας 8410 μέρες ώρες λειτουργίας το χρόνο.

- Υπολογισμός τελικού μέσου κόστους της αποθήκευσης υγρού υδρογόνου (σε €/toe):

$$t(time, ls) = \frac{\frac{cc(time, ls) \times y(ls)}{hours(ls) \times av(ls)}}{stath}$$

Η εξίσωση αυτή υπολογίζει το συνολικό κόστος για την αποθήκευση υδρογόνου θεωρώντας 8585 ώρες λειτουργίας το χρόνο.

- Υπολογισμός μέσου κόστους μεταφοράς υδρογόνου που θα πληρώσει ο τελικός καταναλωτής (σε €/toe):

Οικιακός τομέας:

$$t(time, res) = 0,85 \times (t(time, tplpa) + t(time, hplpu) + t(time, mplpu) + t(time, lplpu)) + 0,$$

Βιομηχανικός τομέας:

$$t(time, ind) = t(time, tplpa) + t(time, hplpl)$$

Μεταφορές(αέριο υδρογόνο):

$$t(time, tragas) = 0,7 \times (t(time, tplpa) + t(time, hplpu) + t(time, mplpu) + t(time, mplps)) +$$

Μεταφορές(υγρό υδρογόνο):

$$t(time, trallq) = t(time, plpa) + t(time, trl) + t(time, ssl) + t(time, llq) + t(time, ls)$$

- Υπολογισμός της τελικής τιμής που θα πληρώσει ο καταναλωτής για το υδρογόνο (σε €/toe):

Οικιακός τομέας:

$$h2price(time, res) = h2price(time - 1, res) + h2pcost(time) - h2pcost(time - 1) + t(time, r$$

Βιομηχανικός τομέας:

$$h2price(time, ind) = h2price(time - 1, ind) + h2pcost(time) - h2pcost(time - 1) + t(time, i$$

Μεταφορές(αέριο υδρογόνο):

$$h2price(time, tragas) = h2price(time - 1, tragas) + h2pcost(time) - h2pcost(time - 1) + t(t$$

Μεταφορές(υγρό υδρογόνο):

$$h2price(time, trallq) = h2price(time - 1, trallq) + h2pcost(time) - h2pcost(time - 1) + t(t$$

Όπως παρατηρείται, η τελική τιμή του υδρογόνου που πληρώνει ο κάθε τομέας καταναλωτών εξαρτάται από την αντίστοιχη τιμή του προηγούμενου έτους και τα κόστη μεταφοράς, διανομής και παραγωγής υδρογόνου του ίδιου και του προηγούμενου έτους.

6.3.Ανάλυση αποτελεσμάτων

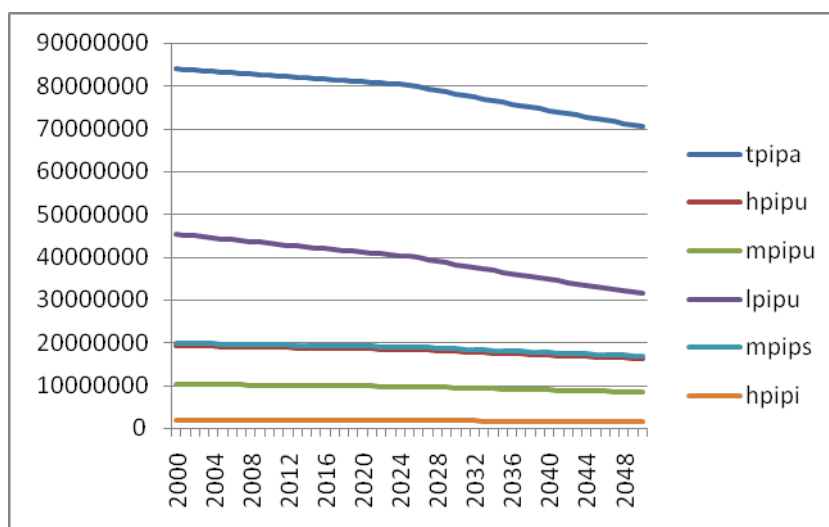
Αρχικά, το μοντέλο υπολογίζει τις δαπάνες επενδύσεων για τους αγωγούς. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον παρακάτω συνοπτικό πίνακα.

ΔΑΠΑΝΕΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΑΓΩΓΩΝ(€)						
	tripa	hripu	mpipu	lripu	mpips	hripi
2000	84.063.722	19.294.613	10.184.453	45.267.244	19.885.463	1.797.752
2010	82.504.422	18.936.717	9.995.542	43.160.370	19.516.607	1.764.405
2020	80.976.338	18.585.985	9.810.412	41.152.721	19.155.135	1.731.726
2030	78.202.695	17.949.369	9.474.381	38.311.083	18.499.024	1.672.410
2040	74.323.733	17.059.055	9.004.438	34.827.500	17.581.446	1.589.456
2050	70.652.030	16.216.312	8.559.605	31.667.333	16.712.897	1.510.935

Πίνακας 6.16: Δαπάνες επενδύσεων των αγωγών.

Η τεχνολογία με το μεγαλύτερο κόστος επένδυσης είναι η tripa, αφού είναι σχεδιασμένη για να ικανοποιεί τη συνολική ζήτηση υδρογόνου της βιομηχανικής και αστικής περιοχής, λειτουργώντας έτσι ως μέσο αποθήκευσης αέριου υδρογόνου και διαχείρισης φορτίου. Ακολουθεί η lripu, αφού το αστικό δίκτυο σωληνώσεων χαμηλής πίεσης απλώνεται σε πολλά χιλιόμετρα για να καλύψει όλη την αστική περιοχή (συγκεκριμένα στο μοντέλο υπολογίστηκε ότι χρειάζονται 272 χιλιόμετρα σωληνώσεων χαμηλής πίεσης για να καλυφθεί η αστική περιοχή). Από το κόστος επένδυσης προκύπτει το σταθερό κόστος λειτουργίας (FOM), το οποίο είναι το 2,5% του κόστους επένδυσης και το μεταβλητό κόστος λειτουργίας (VOM), το οποίο είναι το 1% του κόστους κεφαλαίου, με εξαίρεση την

τεχνολογία hripu, για την οποία το VOM είναι μεγαλύτερο εξαιτίας του επιπλέον κόστους του συμπίεσής.



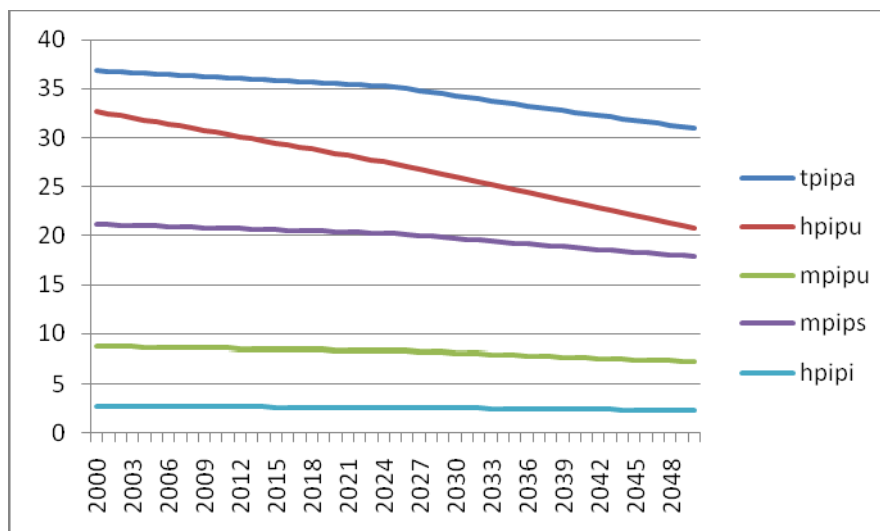
Διάγραμμα 6.2: Δαπάνες επενδύσεων των αγωγών.

Στη συνέχεια υπολογίζεται το τελικό μέσο κόστος των σωλήνων σε €/τοε, έτσι ώστε να έχουμε συγκρίσιμα μεγέθη. Ακολουθεί συνοπτικός πίνακας με τα αποτελέσματα:

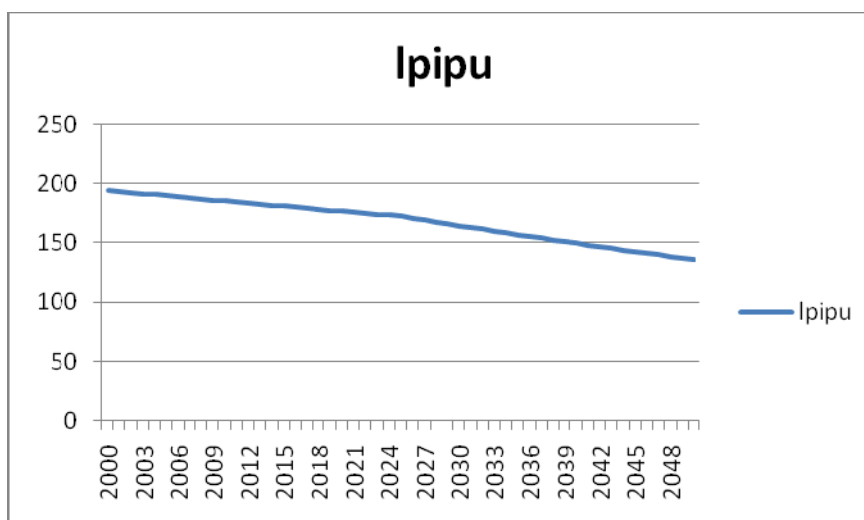
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΕΣΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΓΩΓΩΝ(€/ΤΟΕ)						
	tripa	hripu	mripu	mrips	hripi	lripu
2000	36,9	32,7	8,7	21,2	2,7	194,9
2010	36,2	30,6	8,5	20,8	2,6	185,9
2020	35,5	28,4	8,4	20,4	2,6	177,3
2030	34,3	26,1	8,1	19,7	2,5	165,0
2040	32,6	23,4	7,7	18,8	2,4	150,0
2050	30,9	20,8	7,3	17,8	2,3	136,4

Πίνακας 6.17: Συνολικό μέσο κόστος αγωγών(σε €/τοε).

Η πιο ακριβή τεχνολογία είναι αναμφίβολα η lripu, η οποία χρησιμοποιεί γραμμές με μικρή ικανότητα μεταφοράς και σε πολύ χαμηλή πίεση. Ακολουθεί η tripa, λόγω των υψηλών τεχνικών της απαιτήσεων και ύστερα οι μεσαίας πίεσης σωληνώσεις των πρατηρίων.



Διάγραμμα 6.3: Η διαχρονική πορεία του κόστους των αγωγών εκτός του αγωγού χαμηλής πίεσης (σε €/toe).



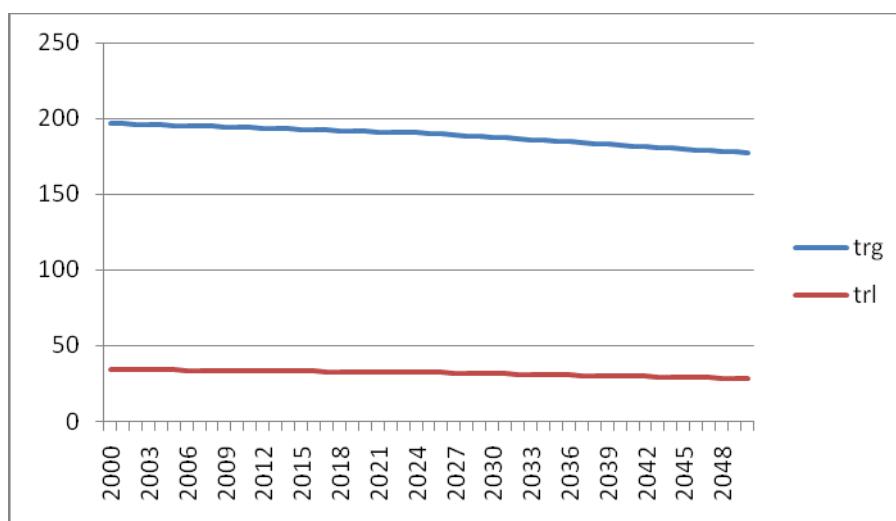
Διάγραμμα 6.4: Η διαχρονική πορεία του κόστους του αγωγού χαμηλής πίεσης Iripu(σε €/toe).

Προκύπτει ότι σε όλες τις τεχνολογίες μειώνεται το κόστος, σαν αποτέλεσμα της σταδιακής διείσδυσης του υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα και των τεχνοοικονομικών βελτιώσεων όλων των τεχνολογιών. Σταδιακά το ενδιαφέρον για το υδρογόνο αυξάνεται, όλο και πιο πολλά κεφάλαια δαπανώνται για την έρευνα και ανάπτυξη των τεχνολογιών μεταφοράς και σαν φυσικό αποτέλεσμα το κόστος μεταφοράς μειώνεται αρκετά. Επειδή μέχρι το 2025 προβλέπεται μικρή διείσδυση του υδρογόνου και άρα περιορισμένη βιομηχανική παραγωγή των τεχνολογιών μεταφοράς, το κόστος τους μέχρι τότε θα μειώνεται λίγο. Από το 2030 και μετά όμως θα παρατηρηθεί απότομη στροφή προς το υδρογόνο και τότε οι τιμές θα συρρικνώνονται με ακόμα γρηγορότερους ρυθμούς, καθώς όλο και περισσότεροι καταναλωτές θα στραφούν προς το υδρογόνο. Η τιμή της tripa το 2050 είναι περίπου 17% χαμηλότερη από το 2000, της hripu 37%, της mripu 14%, της mrips 15%, της hripi 14% και της Iripu 30%. Ειδικά η τεχνολογία Iripu, παρότι η ακριβέστερη σε όλη την υπό μελέτη περίοδο, θα βιώσει πολύ απότομη πτώση της τιμής της μετά το 2030, εξαιτίας της μαζικής βιομηχανικής παραγωγής της και της οικονομικής κλίμακας που θα αναπτυχθεί, αφού χρειάζονται πολλά χιλιόμετρα τέτοιων σωλήνων για να καλύψουν όλη την αστική περιοχή. Επίσης, θα μειωθεί πολύ το κόστος της τεχνολογίας hripu, εξαιτίας τεχνικών βελτιώσεων στα συστήματα των συμπιεστών.

Επιπλέον υπολογίζεται το τελικό μέσο κόστος της οδικής μεταφοράς υδρογόνου που παρουσιάζεται παρακάτω. Τα φορτηγά διαχωρίζονται στον τράκτορα, ο οποίος είναι ίδιος για το αέριο και το υγρό υδρογόνο, και στο σκάφος αποθήκευσης, που έχει διαφορετικό κόστος για την κάθε τεχνολογία.

ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΕΣΟ ΚΟΣΤΟΣ ΟΔΙΚΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ (€/toe)		
	trg	trl
2000	196,5	33,8
2010	193,8	33,1
2020	191,2	32,3
2030	187,3	31,1
2040	182,1	29,5
2050	176,9	27,8

Πίνακας 6.18: Συνολικό μέσο κόστος οδικής μεταφοράς αέριου (trg) και υγρού (trl) υδρογόνου (σε €/toe).



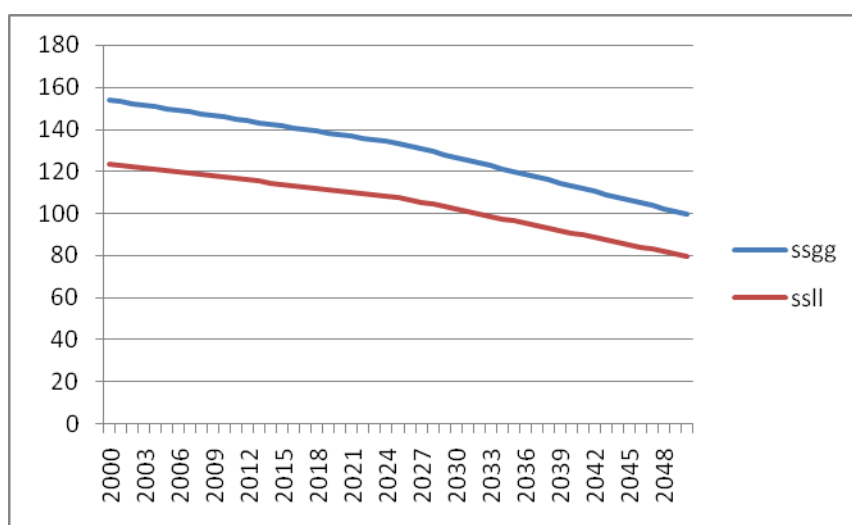
Διάγραμμα 6.5: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους οδικής μεταφοράς αέριου (trg) και υγρού (trl) υδρογόνου(σε €/toe).

Καταρχάς η οδική μεταφορά του υδρογόνου χρησιμοποιείται στο μοντέλο μόνο για την αγροτική περιοχή (για την αστική και την βιομηχανική περιοχή χρησιμοποιείται δίκτυο σωληνώσεων). Η οδική μεταφορά αέριου υδρογόνου είναι αρκετά ακριβότερη από την μεταφορά υγρού υδρογόνου, κυρίως εξαιτίας της διαφορετικής ικανότητας μεταφοράς των βυτίων. Τα κρυογόννα βυτιοφόρα τα οποία μεταφέρουν υγρό υδρογόνο είναι σε θέση να μεταφέρουν σήμερα 3,5 τόνους υδρογόνου (συγκεκριμένα 3,37 τόνους στο μοντέλο), σε αντίθεση με τα συμβατικά βυτιοφόρα αέριου υδρογόνου που έχουν περίπου την υποδεκαπλάσια χωρητικότητα (στο μοντέλο 250 κιλά υδρογόνο). Υπάρχει μια μείωση κόστους, κατά τη διάρκεια της υπό μελέτης περιόδου, για τα φορτηγά με αέριο υδρογόνο ίση με 10% και για αυτά με υγρό 18% περίπου.

Στο μοντέλο, για τη διανομή υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών (διαφόρων ειδών οχήματα), τόσο στην αστική όσο και στην αγροτική περιοχή, χρησιμοποιούνται πρατήρια υδρογόνου, παρόμοια με τα σημερινά πρατήρια καυσίμων. Αυτά τα πρατήρια διαχωρίζονται σε πρατήρια αέριου και υγρού υδρογόνου, με το τελικό τους μέσο κόστος να φαίνεται παρακάτω.

ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΕΣΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΤΑΘΜΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (€/toe)		
	ssgg	ssll
2000	153,8	123,2
2010	145,7	116,9
2020	137,5	110,6
2030	126,7	101,9
2040	113,3	90,7
2050	99,9	79,6

Πίνακας 6.19: Συνολικό μέσο κόστος πρατηρίων καυσίμου αέριου (ssgg) και υγρού (ssll) υδρογόνου(σε €/toe).



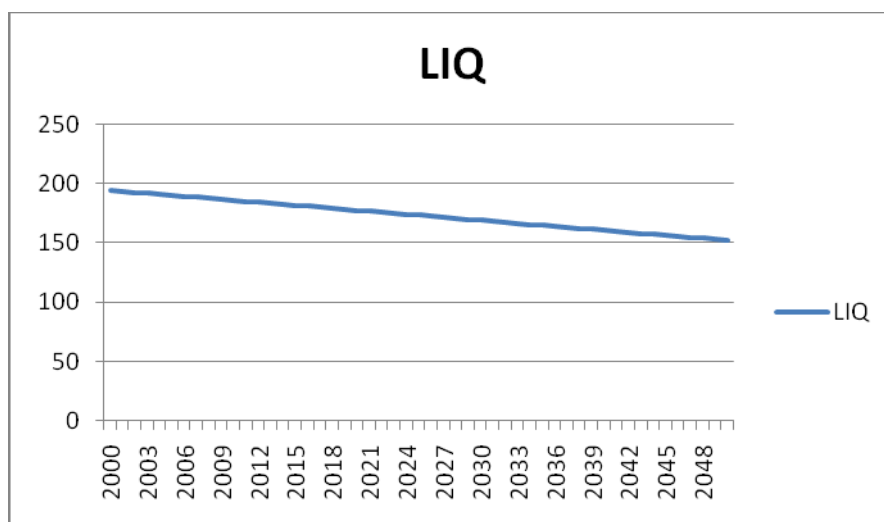
Διάγραμμα 6.6: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους πρατηρίων καυσίμου αέριου (ssgg) και υγρού (ssll) υδρογόνου(σε €/toe).

Οι αγροτικοί σταθμοί βρίσκονται κατά μήκος των δρόμων που διασχίζουν την περιοχή και οι αστικοί σταθμοί βρίσκονται συνήθως στο εξωτερικό του δαχτυλιδιού της αστικής περιοχής. Παρατηρείται ότι το κόστος των πρατηρίων αέριου υδρογόνου είναι μικρότερο σε σχέση με αυτά που διανέμουν υγρό υδρογόνο, κυρίως λόγω της μεγάλης χρησιμοποίησης ενέργειας (λόγω του συμπιεστή), περίπου 2,1KWh/kg, σε αντίθεση με τα πρατήρια υγρού υδρογόνου που έχουν 0,8 KWh/kg ενεργειακή χρήση. Κατά τη διάρκεια των 50 ετών το κόστος των πρατηρίων υγρού και αέριου υδρογόνου μειώνεται κατά το ίδιο ποσοστό (35%). Τα πρατήρια αέριου υδρογόνου τα οποία βρίσκονται στην αστική περιοχή εφοδιάζονται μέσω του δικτύου σωληνώσεων (τεχνολογίες trīpa, hrīpu, mīrīpu και mīrips), ενώ εκείνα στην αγροτική περιοχή με φορτηγά (τεχνολογίες trīpa και trg). Τα πρατήρια υγρού υδρογόνου εφοδιάζονται μόνο με οδική μεταφορά.

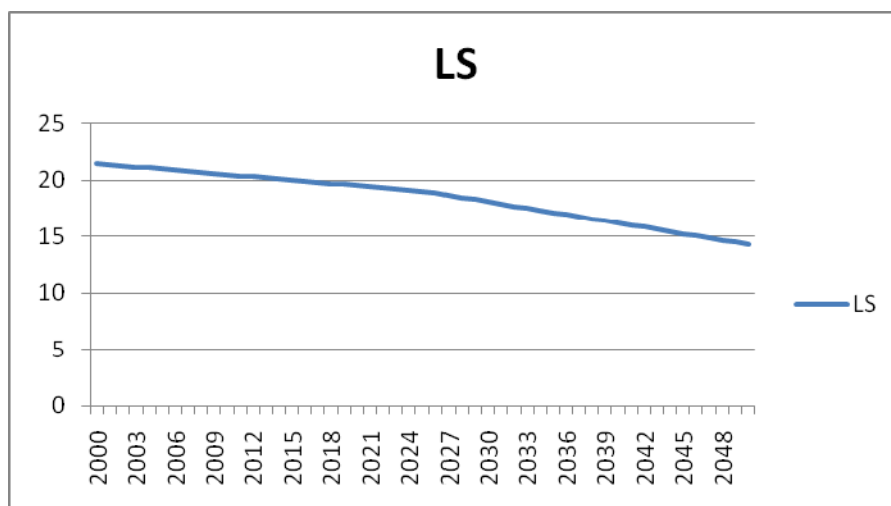
Όμως, για να φτάσουμε στην τελική τιμή του υδρογόνου, την οποία θα πληρώνει ο καταναλωτής, πρέπει να λάβουμε υπόψη μας και άλλες δύο τεχνολογίες που συνδέονται με το υγρό υδρογόνο, την υγροποίηση και την αποθήκευση σε μεγάλη κλίμακα υγρού υδρογόνου (το υδρογόνο παράγεται σε αέρια μορφή, οπότε για να χρησιμοποιηθεί ως υγρό, θα πρέπει να υγροποιηθεί και στη συνέχεια να αποθηκευτεί). Το μέσο κόστος τους φαίνεται παρακάτω.

ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΕΣΟ ΚΟΣΤΟΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ (€/toe)		
	liq	ls
2000	194,2	21,5
2010	185,8	20,5
2020	177,5	19,6
2030	169,1	18,1
2040	160,7	16,2
2050	152,4	14,3

Πίνακας 6.20: Συνολικό μέσο κόστος υγροποίησης (liq) και αποθήκευσης σε μεγάλη κλίμακα (ls) υδρογόνου(σε €/toe).



Διάγραμμα 6.7: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους υγροποίησης υδρογόνου(σε €/toe).



Διάγραμμα 6.8: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους μεγάλης κλίμακας αποθήκευσης υδρογόνου(σε €/toe).

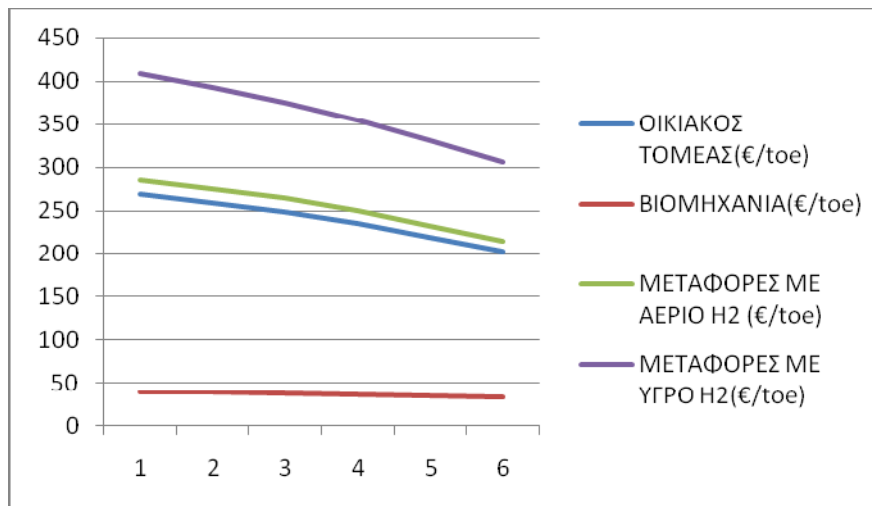
Το κόστος της υγροποίησης μειώνεται κατά 22.5% περίπου στην υπό μελέτη περίοδο και το κόστος της αποθήκευσης σε μεγάλη κλίμακα υγρού υδρογόνου κατά 34% περίπου.

Το μοντέλο υπολογίζει το μέσο κόστος μεταφοράς και διανομής που πληρώνει ο κάθε τομέας καταναλωτών (οικιακός, βιομηχανικός, τομέας μεταφορών).

1. Στον οικιακό τομέα περιλαμβάνονται και η αστική και η αγροτική περιοχή. Δεδομένου ότι η αστική περιοχή έχει πληθυσμό 500.000 και η αγροτική 100.000, δεχόμαστε ότι η συμμετοχή του αστικού καταναλωτή στη διαμόρφωση του τελικού κόστους είναι 85% και του αγροτικού 15%. Αυτός ο υπολογισμός γίνεται γιατί είναι προφανές ότι οι καταναλωτές θα πρέπει να πληρώνουν την ίδια τιμή (ισοσκελισμένη) για το υδρογόνο, ανεξάρτητα από το πού μένουν. Στον αστικό καταναλωτή παρέχεται αέριο υδρογόνο μέσω του δικτύου σωληνώσεων, οπότε ουσιαστικά πληρώνει το κόστος για τους σωλήνες trpa, hripu, mripu και lripu. Ο αγροτικός οικιακός καταναλωτής καταναλώνει αέριο υδρογόνο που του παρέχεται μέσω της σωλήνωσης trpa και της οδικής μεταφοράς trg (οπότε πληρώνει το άθροισμα των δύο τεχνολογιών).
2. Στον βιομηχανικό τομέα χρησιμοποιείται αποκλειστικά αέριο υδρογόνο, το οποίο φτάνει εκεί μέσω των σωληνώσεων trpa και mrips. Άρα, η βιομηχανία πληρώνει τα κόστη των δύο παραπάνω τεχνολογιών.
3. Στον τομέα των μεταφορών χρησιμοποιείται και αέριο και υγρό υδρογόνο και άρα θεωρούνται δύο διαφορετικές περιπτώσεις.
 - Στην περίπτωση που χρησιμοποιείται αέριο υδρογόνο δεχόμαστε ότι η συμμετοχή του αστικού καταναλωτή είναι 70% και του αγροτικού 30% (στην αστική περιοχή υπάρχουν 50 πρατήρια και στην αγροτική 21). Και πάλι αυτός ο υπολογισμός γίνεται γιατί όλοι οι καταναλωτές πρέπει να πληρώνουν την ίδια τιμή για το υδρογόνο που χρησιμοποιούν στα οχήματα τους ανεξάρτητα από το πού μένουν. Οπότε το συνολικό κόστος το οποίο πληρώνει ο τελικός καταναλωτής για αέριο υδρογόνο αποτελείται από το κόστος του πρατηρίου αέριου υδρογόνου (ssgg), από το 70% του κόστους του αστικού καταναλωτή (είναι το άθροισμα του κόστους των τεχνολογιών trpa, hripu, mripu και mrips) και από το 30% του κόστους του αγροτικού καταναλωτή (είναι το άθροισμα των τεχνολογιών trpa και trg).
 - Στην περίπτωση του υγρού υδρογόνου το τελικό κόστος δεν διαμορφώνεται μόνο από το άθροισμα των τεχνολογιών trpa, trl και ssl. Για τη διανομή υγρού υδρογόνου είναι απαραίτητη η υγροποίηση (liq) καθώς και η αποθήκευση σε μεγάλη κλίμακα του υγρού υδρογόνου (ls) (για το αέριο υδρογόνο ως αποθήκευση λειτουργεί η trpa). Οπότε το κόστος του καταναλωτή για το υγρό υδρογόνο είναι το άθροισμα όλων των παραπάνω τεχνολογιών.

	ΟΙΚΙΑΚΟΣ ΤΟΜΕΑΣ(€/toe)	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ(€/toe)	ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ ΜΕ ΑΕΡΙΟ H ₂ (€/toe)	ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ ΜΕ ΥΓΡΟ H ₂ (€/toe)
2000	269,4	39,6	285,2	409,6
2010	258,9	38,8	274,9	392,6
2020	248,5	38,1	264,8	375,5
2030	235,3	36,82	250,5	354,6
2040	219,3	34,9	232,4	329,8
2050	203,3	33,3	214,4	305,1

Πίνακας 6.21: Το μέσο κόστος μεταφοράς και διανομής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή (σε €/toe).



Διάγραμμα 6.9: Η διαχρονική πορεία του μέσου κόστους μεταφοράς και διανομής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή (σε €/toe).

Είναι φανερό ότι ο τομέας των μεταφορών που χρησιμοποιεί υγρό υδρογόνο παρουσιάζει διαχρονικά μεγαλύτερο κόστος από αυτόν με αέριο υδρογόνο, εξαιτίας κυρίως των διαδικασιών υγροποίησης και αποθήκευσης του υγρού υδρογόνου που αυξάνουν πολύ το τελικό κόστος. Οπότε, θεωρείται φυσιολογικό να αναπτυχθούν περισσότερο τα πρατήρια με αέριο υδρογόνο. Πάντως και οι δύο αυτές περιπτώσεις παρουσιάζουν μείωση του κόστους ίση με 26% κατά τη περίοδο 2000-2050. Αυτό είναι λογικό καθώς τα υδρογονοκίνητα οχήματα (με μηχανή εσωτερικής καύσης ή με κυψέλη καυσίμου) θα διεισδύουν όλο και περισσότερο στην αγορά αυτοκινήτου, ιδιαίτερα μετά το 2025. Το 2050 τα οχήματα που χρησιμοποιούν υδρογόνο θα έχουν μερίδιο περίπου 30% στις νέες πωλήσεις οχημάτων και 18% στον συνολικό στόλο των αυτοκινήτων που θα κυκλοφορούν στην Ευρωπαϊκή Ένωση (PRIMES-H2). Έτσι, τα πρατήρια υδρογόνου είναι καθοριστικής σημασίας για την διείσδυση στην αγορά των υδρογονοκινήτων αυτοκινήτων.

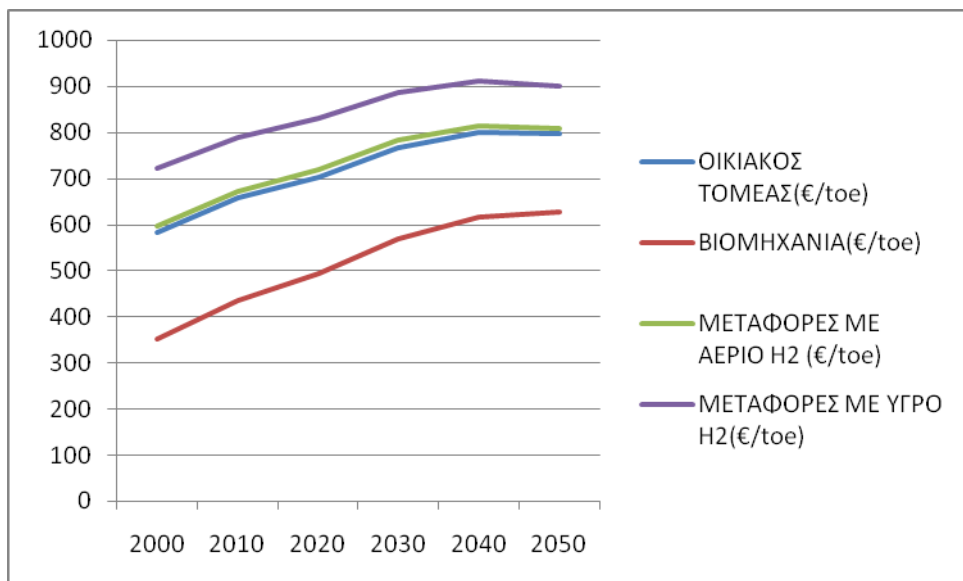
Για τον οικιακό τομέα τα κόστη ξεκινούν από 269€/toe το 2000 και καταλήγουν στα 203€/toe το 2050, καταγράφοντας μια μείωση της τάξης του 25%. Παρ' όλα αυτά το κόστος για τον οικιακό τομέα παραμένει αρκετά υψηλό εξαιτίας του γεγονότος ότι για να εφοδιαστεί ο οικιακός τομέας χρησιμοποιείται όλο το δίκτυο μεταφοράς με σωληνώσεις. Παρόλα αυτά, σταδιακά όλο και περισσότερα σπίτια και καταστήματα θα μπαίνουν στο δίκτυο του υδρογόνου καθώς βέβαια και το κόστος του πετρελαίου και του φυσικού αερίου προβλέπεται ότι θα αυξηθούν αρκετά μέσα στα επόμενα χρόνια, εξαιτίας της σταδιακής μείωσης της παραγωγής τους και του φόρου άνθρακα που αποφάσισε η διεθνής κοινότητα για να αντιμετωπίσει την κλιματική αλλαγή.

Ο τομέας της βιομηχανίας παραμένει ο φθηνότερος σε όλη την περίοδο. Ξεκινάει από τα 39,5€/toe το 2000 και καταλήγει στα 33€/toe το 2050, με μια μείωση περίπου 16%.

Η τελική τιμή, όμως, που πληρώνει ο κάθε τομέας καταναλωτών για να χρησιμοποιεί το υδρογόνο ως καύσιμο δεν καθορίζεται μόνο από τα κόστη μεταφοράς, διανομής και αποθήκευσης του. Για να υπολογιστεί η τελική τιμή θα πρέπει να ληφθεί υπ' όψιν και το κόστος παραγωγής του υδρογόνου. Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει τις τελικές τιμές του υδρογόνου ανά τομέα καταναλωτή.

	ΟΙΚΙΑΚΟΣ ΤΟΜΕΑΣ(€/toe)	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ(€/toe)	ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ ΜΕ ΑΕΡΙΟ H ₂ (€/toe)	ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ ΜΕ ΥΓΡΟ H ₂ (€/toe)
2000	582,2	352,3	598,0	722,4
2010	656,5	436,3	672,5	790,1
2020	703,4	493,2	719,6	830,4
2030	767,8	569,3	783,0	887,1
2040	800,5	616,2	813,5	911,0
2050	797,7	627,7	808,8	899,6

Πίνακας 6.22:Η τελική τιμή υδρογόνου για κάθε καταναλωτή(σε €/toe).



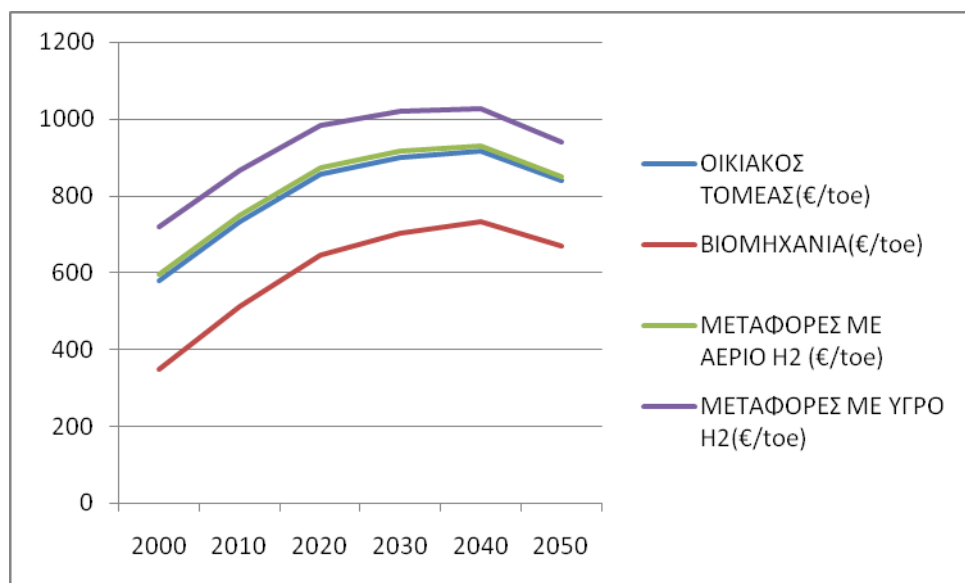
Διάγραμμα 6.10:Η διαχρονική πορεία της τελικής τιμής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή (σε €/toe).

Από τον Πίνακα 6.21 προκύπτει ότι το κόστος μεταφοράς και διανομής υδρογόνου είναι μεγαλύτερο για τις μεταφορές με υγρό υδρογόνο και ακολουθούν οι μεταφορές με αέριο υδρογόνο. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, επειδή το κόστος παραγωγής υδρογόνου είναι το ίδιο για όλους τους τομείς καταναλωτών, στον τομέα των μεταφορών να αντιστοιχεί η υψηλότερη τιμή υδρογόνου σε όλη τη χρονική διάρκεια και ακολουθούν ο οικιακός τομέας και η βιομηχανία. Η τελική τιμή του υδρογόνου για όλους τους τομείς καταναλωτών αυξάνεται μέχρι το 2040, γιατί, ενώ το κόστος μεταφοράς και διανομής υποχωρεί, αυξάνεται το κόστος παραγωγής του υδρογόνου, ενώ παρατηρείται την τελευταία δεκαετία της μελέτης σταθεροποίηση με τάση μείωσης των τιμών. Αυτό είναι λογικό γιατί το υδρογόνο έχει πλέον διεισδύσει στην αγορά, η τελική του ζήτηση αυξάνεται και λόγω οικονομίας κλίμακας μειώνεται η τιμή.

Όταν, όμως, επιβάλλεται φόρος άνθρακα το κόστος της παραγωγής υδρογόνου μεταβάλλεται με αποτέλεσμα να αλλάζει και η τελική τιμή που πληρώνει ο καταναλωτής. Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι τελικές τιμές υδρογόνου ανά τομέα καταναλωτών, με την επιβολή φόρου άνθρακα στην παραγωγή του υδρογόνου.

	ΟΙΚΙΑΚΟΣ ΤΟΜΕΑΣ(€/toe)	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ(€/toe)	ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ ΜΕ ΑΕΡΙΟ H ₂ (€/toe)	ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ ΜΕ ΥΓΡΟ H ₂ (€/toe)
2000	580,0	350,2	595,8	720,2
2010	731,4	511,2	747,4	864,9
2020	856,1	645,8	872,4	983,2
2030	900,2	701,8	915,5	1019,5
2040	915,5	731,2	928,6	1026,1
2050	838,0	668,0	849,1	939,9

Πίνακας 6.23: Η τελική τιμή υδρογόνου για κάθε καταναλωτή όταν έχει επιβληθεί στην παραγωγή φόρος άνθρακα(σε €/toe).



Διάγραμμα 6.11: Η διαχρονική πορεία της τελικής τιμής υδρογόνου για κάθε καταναλωτή όταν έχει επιβληθεί στην παραγωγή φόρος άνθρακα (σε €/toe).

Από την σύγκριση των Πινάκων 6.22 και 6.23 προκύπτει ότι οι τιμές του υδρογόνου είναι πιο υψηλές όταν έχει επιβληθεί στην παραγωγή φόρος άνθρακα. Αυτό οφείλεται στο ότι το κόστος παραγωγής του υδρογόνου αυξάνεται με την επιβολή φόρου άνθρακα, καθώς αυξάνονται τα κόστη των τεχνολογιών παραγωγής υδρογόνου. Αξίζει, όμως, να σημειωθεί ότι από το 2030 μέχρι το 2040 σταθεροποιούνται οι τιμές, ενώ την επόμενη δεκαετία αρχίζει μια μείωση των τιμών του υδρογόνου καθώς λαμβάνουν σημαντικό μερίδιο στην παραγωγή τεχνολογίες φιλικές προς το περιβάλλον (κυρίως οι BGFLS και NHT), οι οποίες μειώνουν το συνολικό κόστος παραγωγής. Έτσι, με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα, παρατηρείται ότι την τελευταία δεκαετία έχουμε μια σαφή πτώση των τιμών του υδρογόνου για όλες τις κατηγορίες καταναλωτών, αφού εκτός από το κόστος μεταφοράς που υποχωρεί, συρρικνώνεται και το κόστος παραγωγής.

Τέλος, για μία καλύτερη απεικόνιση της μελλοντικής αγοράς υδρογόνου, θα πρέπει να υπολογιστεί το συνολικό ποσό για επενδύσεις στην Ευρώπη. Παραπάνω, θεωρήθηκε μια τυπική περιοχή της Ευρώπης με μέση ετήσια ζήτηση 275ktoe. Διαιρώντας τη συνολική ζήτηση για ολόκληρη την Ευρωπαϊκή Ένωση, όπως προσδιορίστηκε προηγουμένως, με τα 275 ktoe (που είναι η συνολική ζήτηση της «τυπικής περιοχής») υπολογίζεται πόσες τέτοιες «τυπικές περιοχές» εφοδιάζονται με υδρογόνο ανά έτος στην Ευρώπη και ύστερα, αφού έχει υπολογιστεί μέσω του μοντέλου το συνολικό κόστος επένδυσης για κάθε τεχνολογία σωληνώσεων για μια τυπική περιοχή, θα υπολογιστεί το συνολικό κόστος για κάθε τεχνολογία στην Ευρώπη, το οποίο φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΓΙΑ ΣΩΛΗΝΩΣΕΙΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ(€)						
	tripa	hripu	mpipu	lripu	mpips	hripi
2030	312.810.780,9	71.797.474,3	37.897.522,5	153.244.333	73.996.094,4	6.689.641
2035	3.104.906.367	712.649.463	376.164.333	1.487.637.970	734.472.591	66.400.233
2040	6.432.381.291	1.476.383.676	779.293.200	3.014.161.800	1.521.594.274	137.560.225
2045	9.591.430.334	2.201.460.164	1.162.017.005	4.395.661.015	2.268.874.437	205.118.332
2050	12.640.290.381	2.901.245.671	1.531.391.237	5.665.573.816	2.990.089.145	270.319.982

Πίνακας 6.24: Συνολικό αθροιστικό κόστος επενδύσεων για σωληνώσεις υδρογόνου στην Ευρώπη(σε €).

Στη συνέχεια υπολογίζεται το αντίστοιχο κόστος για τις υπόλοιπες τεχνολογίες μεταφοράς και διανομής υδρογόνου, πολλαπλασιάζοντας το συνολικό κόστος επένδυσης για μια περιοχή, όπως λαμβάνεται από το TECHPOL, με τον αριθμό των «τυπικών περιοχών» κάθε χρονιάς και προκύπτει ο παρακάτω πίνακας, με τα συνολικά κόστη το 2050.

	ssgg	ssll	liq	lsls	trg	trl
2050	9.332.466.842	9.429.088.225	4.086.963.491	7.030.053.811	3.645.298.567	1.534.234.876

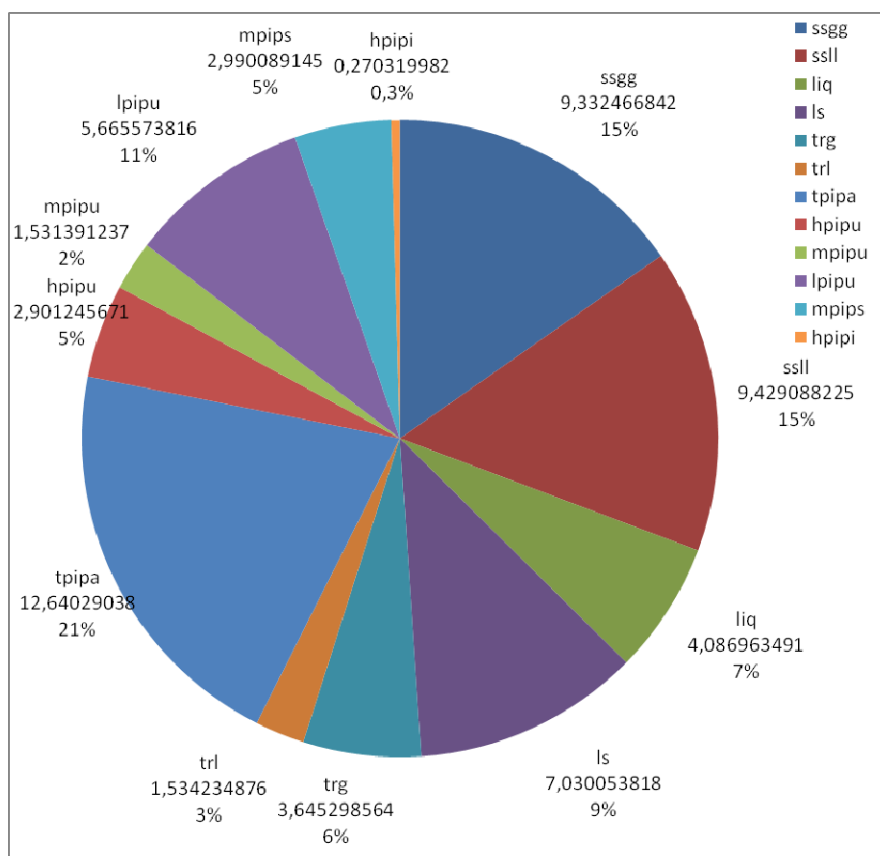
Πίνακας 6.25: Συνολικό αθροιστικό κόστος επενδύσεων για τα πρατήρια καυσίμου (ssgg, ssll), για την υγροποίηση(liq), για την αποθήκευση σε μεγάλη κλίμακα(lsls) και για τις οδικές μεταφορές αερίου και υγρού υδρογόνου(trg,trl) στην Ευρώπη το 2050(σε €).

6.4. Συμπεράσματα

Η κυρίαρχη τεχνολογία για τη διανομή υδρογόνου θα είναι οι αγωγοί (σωληνώσεις). Αυτό οφείλεται στη σχέση αποτελεσματικότητας- κόστους των αγωγών σε σύγκριση με άλλες μορφές διανομής, εφόσον η ζήτηση είναι επαρκής για να δικαιολογηθεί η κατασκευή τους. Στην πραγματικότητα ο τρόπος εισαγωγής του υδρογόνου στην Ευρώπη προϋποθέτει την εμφάνιση της ζήτησης υδρογόνου και των δικτύων διανομής αρχικά σε περιοχές με μεγάλο πληθυσμό και υψηλή ζήτηση ενέργειας και τη σταδιακή εξάπλωση τους σε περιοχές μικρότερης ζήτησης ενέργειας. Αυτό το στοιχείο είναι συνεπές με την οικονομικά αποδοτική επέκταση της υποδομής και μπορεί επίσης να δικαιολογηθεί από τη μεγαλύτερη περιβαλλοντική πίεση που χαρακτηρίζει περιοχές με μεγάλη πυκνότητα πληθυσμού που θα μπορούσαν να ευνοήσουν την πρόωρη εισαγωγή του υδρογόνου ως ενεργειακού φορέα, ακόμη και πριν καταστεί ανταγωνιστικό σε σχέση με τις συμβατικές εναλλακτικές.

Οι Turnpike αγωγοί συνδέουν τις διάφορες εγκαταστάσεις παραγωγής και επιπλέον ενεργούν ως μέσο αποθήκευσης. Αντιπροσωπεύουν ένα καλό μέτρο για τη συνολική επέκταση του δικτύου αγωγών. Οι συνδέσεις με βιομηχανικές χρήσεις δεν ακολουθούν το πρότυπο της ταχείας επέκτασης πέραν του 2040, λόγω της βραδείας αύξησης της ζήτησης των μεγάλης κλίμακας σταθερών κυψελών καυσίμου. Από την άλλη πλευρά, την περίοδο αυτή οι αγωγοί μέσης πίεσης επεκτείνονται ραγδαία (αντικατοπτρίζοντας την αύξηση του αριθμού των πόλεων στις οποίες παρέχεται υδρογόνο). Επίσης, οι χαμηλής πίεσης αγωγοί οι οποίοι προμηθεύουν τα νοικοκυριά επεκτείνονται με γρήγορο ρυθμό σε αντιστοιχία με την αυξημένη χρήση των μικρής κλίμακας σταθερών κυψελών καυσίμου για οικιακές / εμπορικές εφαρμογές. Οι αγωγοί σύνδεσης των πρατηρίων έχουν ταχεία επέκταση μέχρι το 2035, με την εισαγωγή των οχημάτων H₂ICE. Μετά το 2035 όμως, επεκτείνονται πιο αργά λόγω των αυξήσεων στα ποσοστά χρησιμοποίησης, μετά την εξάπλωση του υδρογόνου για οδικές μεταφορές, καθώς και λόγω της εισαγωγής των κυψελών καυσίμου στα οχήματα, στα οποία απαιτείται μόλις το 40% του υδρογόνου που καταναλώνεται από τα οχήματα H₂ICE. Η επέκταση του συστήματος αγωγών συμπληρώνεται με την αύξηση της χρήσης των φορτηγών για τις απομακρυσμένες αγροτικές περιοχές ή για άλλες περιοχές που δεν είναι συνδεδεμένες με το δίκτυο.

Αυτό ισχύει ιδιαίτερα όσον αφορά τα αγροτικά πρατήρια υδρογόνου. Επομένως, βάσει της ζήτησης, το 2050 το ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα είναι ακόμη σε σχετικά πρώιμο στάδιο μετάβασης στην οικονομία του υδρογόνου. Το μήκος των διαφόρων τύπων αγωγών είναι ένας μη επαρκής δείκτης των πραγματικών απαιτήσεων υποδομής, διότι τα διάφορα είδη αγωγών χαρακτηρίζονται από πολύ διαφορετικό κόστος. Επιπλέον, οι αγωγοί δεν είναι το μόνο είδος υποδομής που απαιτείται για την κάλυψη της ζήτησης. Συγκεκριμένα, το σενάριο αναφοράς απαιτεί την κατασκευή εγκαταστάσεων αποθήκευσης υγρού υδρογόνου, μονάδων υγροποίησης και εξειδικευμένων πρατηρίων, καθώς και τη χρησιμοποίηση φορτηγών μεταφοράς υδρογόνου.



Διάγραμμα 6.12: Οη συνολικές επενδύσεις το 2050 ανά τύπο της υποδομής (σε δισεκατομμύρια €₂₀₀₅ και τα αντίστοιχα ποσοστά επί των συνολικών υποδομών).

Οη συνολικές αθροιστικές επενδύσεις για τις υποδομές θα ανέλθουν σε 61,05 δισεκατομμύρια €. Το νούμερο αυτό μπορεί να φαίνεται κάπως χαμηλό, ιδιαίτερα σε σύγκριση με τις αθροιστικές επενδύσεις σε άλλες τεχνολογίες υδρογόνου (π.χ. σύστημα κυψελών καυσίμου και εργοστάσια παραγωγής υδρογόνου). Αυτό συνδέεται άμεσα με το μοντέλο της σταδιακής γεωγραφικής επέκτασης του συστήματος. Αυτό το μοντέλο είναι οικονομικό από πλευράς υποδομών. Οη αγωγοί αντιπροσωπεύουν μεγάλο μέρος των επενδύσεων της υποδομής (περίπου 43%). Το μεγαλύτερο μέρος αυτών των επενδύσεων καταλήγει στους τυνηρική αγωγούς, που έχουν και το μεγαλύτερο κόστος επένδυσης (12,7 δισεκατομμύρια € ή 21% της συνολικής επένδυσης). Επίσης, μεγάλα ποσοστά έχουν οη τεχνολογίες ssgg και ssll, με περίπου 15% του συνολικού ποσού η καθεμία και ακολουθούν η lpihu με περίπου 11% και η αποθήκευση υγρού υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα με 9%.

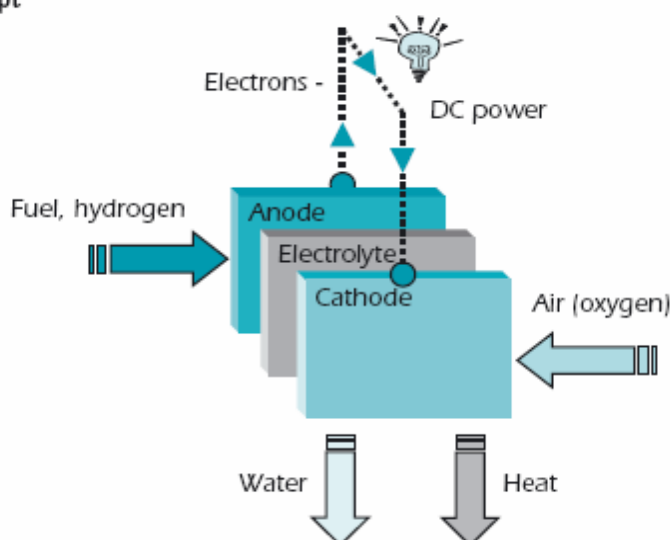
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΜΕΛΕΤΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΟΧΗΜΑΤΩΝ

7.1. Οι κυψέλες καυσίμου

7.1.1. Η λειτουργία των κυψέλων καυσίμου

Κυψέλη καυσίμου είναι η συσκευή η οποία χρησιμοποιεί υδρογόνο (ή πλούσια σε υδρογόνο καύσιμα) και οξυγόνο για να παράγει ηλεκτρική ενέργεια μέσω μιας ηλεκτροχημικής διαδικασίας. Μια κυψέλη καυσίμου αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια - ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο (ή άνοδος) και ένα θετικό ηλεκτρόδιο (ή κάθοδος) - που περικλείουν έναν ηλεκτρολύτη. Το υδρογόνο τροφοδοτεί την άνοδο και το οξυγόνο τροφοδοτεί την κάθοδο. Τα άτομα του υδρογόνου, ενεργοποιημένα από τον ηλεκτρολύτη, διασπώνται σε πρωτόνια και ηλεκτρόνια, τα οποία ακολουθούν διαφορετική πορεία προς την κάθοδο. Τα ηλεκτρόνια περνούν από εξωτερικό κύκλωμα, παράγοντας έτσι ηλεκτρική ενέργεια. Για κυψέλες καυσίμου πολυμερών ηλεκτρολυτών και φωσφορικού οξέος, τα πρωτόνια κινούνται μέσω του ηλεκτρολύτη προς την κάθοδο για να ενωθούν με το οξυγόνο και τα ηλεκτρόνια, παράγοντας νερό και θερμότητα. Για τις κυψέλες καυσίμου αλκαλικού ανθρακικού άλατος και στερεών οξειδίων, τα αρνητικά ιόντα ταξιδεύουν μέσω του ηλεκτρολύτη προς την άνοδο όπου ενώνονται με υδρογόνο για να παράγουν νερό και ηλεκτρόνια. Τα ηλεκτρόνια από την πλευρά της ανόδου δεν μπορούν να περάσουν μέσω του ηλεκτρολύτη προς τη θετικά φορτισμένη κάθοδο, αλλά πρέπει να κινηθούν μέσω ηλεκτρικού κυκλώματος για να φθάσουν στην άλλη πλευρά της κυψέλης. Αυτή η κίνηση ηλεκτρονίων είναι το ηλεκτρικό ρεύμα. Επειδή δεν υπάρχει καμία καύση, οι κυψέλες καυσίμου δεν προκαλούν καμία εκπομπή. Οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε στάσιμες εφαρμογές, όπως την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή τη θέρμανση των κτιρίων, καθώς και για την κίνηση οχημάτων, λεωφορείων και τρένων.

Fuel Cell Concept



Εικόνα 7.1: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου.

7.1.2. Τα είδη κυψελών καυσίμου

Types of Fuel Cells

Phosphoric Acid FC
(PAFC), 250 kW
United Technologies



Low-Temp

High Temp



Alkaline Fuel Cell
(AFC), Space Shuttle
12 kW
United Technologies

Proton Exchange
Membrane (PEM)
50 kW, Ballard



Molten Carbonate FC
(MCFC) 250 kW
FuelCell Energy,

Solid Oxide FC
(SOFC) 100 kW
Siemens-
Westinghouse

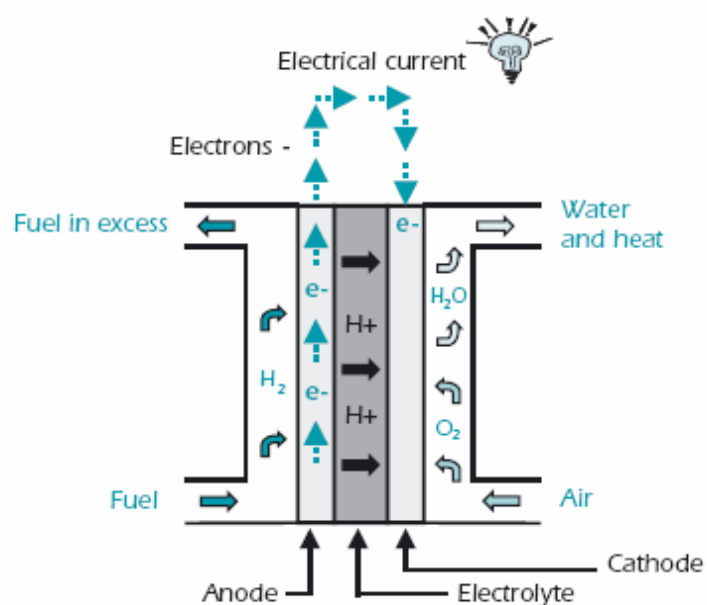


Εικόνα 7.2: Τύποι κυψελών καυσίμου.

7.1.2.1 Με μεμβράνη πολυμερών ηλεκτρολυτών (PEM)

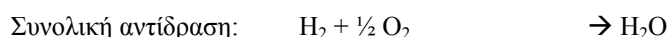
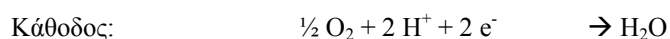
Οι κυψέλες καυσίμου μεμβρανών πολυμερών ηλεκτρολυτών (PEM), οι οποίες επίσης αποκαλούνται επίσης κυψέλες καυσίμου μεμβρανών ανταλλαγής πρωτονίων ή κυψέλες καυσίμου πολυμερών ηλεκτρολυτών (PEFC), προσφέρουν χαμηλό βάρος και όγκο έναντι άλλων κυψελών καυσίμου. Οι κυψέλες καυσίμου PEM χρησιμοποιούν ένα στερεό πολυμερές σώμα ως ηλεκτρολύτη και πορώδη ηλεκτρόδια άνθρακα που περιέχουν έναν καταλύτη λευκόχρυσου. Χρειάζονται μόνο υδρογόνο, οξυγόνο από τον αέρα και νερό για να λειτουργήσουν και δεν απαιτούν διαβρωτικά ρευστά όπως μερικές κυψέλες καυσίμου. Τροφοδοτούνται με καθαρό υδρογόνο, το οποίο παρέχεται από δεξαμενές αποθήκευσης ή από συσκευές επί του οχήματος (reformer).

PEM Fuel Cell



Εικόνα 7.3:Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου PEM.

Οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις αρχίζουν με την εισαγωγή υδρογόνου στην άνοδο, η οποία παρέχει ένα πρωτόνιο, ελευθερώνοντας ένα ηλεκτρόνιο που πρέπει να περάσει μέσω εξωτερικού κυκλώματος για να φθάσει στην κάθοδο. Το πρωτόνιο οδηγείται μέσω της μεμβράνης στην κάθοδο για να αντιδράσει με οξυγόνο και το ηλεκτρόνιο επιστροφής:



Οι κυψέλες καυσίμου PEM λειτουργούν σε σχετικά χαμηλές θερμοκρασίες, γύρω στους 80°C. Η χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας τους επιτρέπει να ξεκινούν γρήγορα (λιγότερος χρόνος προθέρμανσης) και έχει ως αποτέλεσμα τη μικρότερη χρήση του συστήματος, δηλαδή μεγαλύτερη διάρκεια. Εντούτοις, απαιτούν καταλύτη που να ανήκει στα ευγενή μέταλλα (λευκόχρυσος) για να χωρίσει τα ηλεκτρόνια και τα πρωτόνια του υδρογόνου, αυξάνοντας έτσι το κόστος των συστημάτων. Ο καταλύτης λευκόχρυσου είναι επίσης εξαιρετικά ευαίσθητος στο CO, γεγονός το οποίο καθιστά απαραίτητη τη χρησιμοποίηση ενός πρόσθετου αντιδραστήρα για να μειώσει το CO εάν το υδρογόνο προέρχεται από καύσιμα με αλκοόλη ή από υδρογονάνθρακες. Οι κυψέλες καυσίμου PEM χρησιμοποιούνται κυρίως στις μεταφορές καθώς και σε μερικές στάσιμες εφαρμογές.

Λόγω του γρήγορου χρόνου ξεκινήματος, της χαμηλής ευαισθησίας στον προσανατολισμό, και της ευνοϊκής αναλογίας δύναμης/βάρους τους, οι κυψέλες καυσίμου PEM είναι ιδιαίτερα κατάλληλες για χρήση στα αυτοκίνητα και στα λεωφορεία.

		1-5kWel PEMFC		250kWel PEMFC	
		κατάσταση προόδου	μακροπρόθεσμα	κατάσταση προόδου	μακροπρόθεσμα
Ηλεκτρική χωρητικότητα	kWel	1 έως 5	1 έως 5	250	250
Ηλεκτρική απόδοση	%	28	32	35	42
Συνολική απόδοση	%	80	90	76	84
Διάρκεια ζωής stack	h	10000	40000		40000
Διαθεσιμότητα	%				
Καύσιμο		φυσικό αέριο	φυσικό αέριο	φυσικό αέριο,βιοαέριο	φυσικό αέριο,βιοαέριο
Μετασχηματισμός		με ατμό	με ατμό	με ατμό	με ατμό

Πίνακας 7.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος PEMFC.

7.1.2.2 Με φωσφορικό οξύ (PAFC)

Οι κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος (PAFC) χρησιμοποιούν υγρό φωσφορικό οξύ ως ηλεκτρολύτη και πορώδη ηλεκτρόδια άνθρακα που περιέχουν καταλύτη λευκόχρυσου. Οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που εμφανίζονται στα PAFCs είναι οι ίδιες όπως στα PEMFCs.

Το PAFC θεωρείται «πρώτη γενιά» των σύγχρονων κυψελών καυσίμου. Είναι ένας από τους ωριμότερους τύπους κυψελών, ο πρώτος που χρησιμοποιείται εμπορικά και χαρακτηρίζεται ο πιο εμπορικός με πάνω από 200 μονάδες αυτήν την περίοδο σε λειτουργία. Αυτός ο τύπος κυψέλης καυσίμου χρησιμοποιείται για στάσιμη ηλεκτρική παραγωγή, αλλά κάποια PAFCs έχουν χρησιμοποιηθεί για να τροφοδοτήσουν μεγάλα οχήματα όπως λεωφορεία πόλεων. Τα PAFCs είναι πιο ανεκτικά σε ακαθαρσίες από τα κύτταρα PEM, τα οποία εύκολα «δηλητηριάζονται» από το μονοξειδίο του άνθρακα – το οποίο μειώνει την αποδοτικότητα της κυψέλης καυσίμου. Έχουν απόδοση 85% όταν χρησιμοποιούνται για συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, αλλά είναι λιγότερο αποδοτικές στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (37 % έως 42 %). Τα PAFCs είναι επίσης λιγότερο ισχυρά από άλλες κυψέλες καυσίμου, λαμβάνοντας υπόψη το βάρος και τον όγκο τους. Κατά συνέπεια, αυτές οι κυψέλες καυσίμου είναι μεγάλες και βαριές. Τα PAFCs είναι επίσης ακριβά. Όπως οι κυψέλες καυσίμου PEM, τα PAFCs απαιτούν έναν ακριβό καταλύτη λευκόχρυσου, ο οποίος αυξάνει το κόστος της κυψέλης καυσίμου. Χαρακτηριστικά οι δαπάνες κυμαίνονται μεταξύ \$4.000/kW και \$4.500/kW. Αν και το ενδιαφέρον για τα PAFC έχει εξασθενήσει, εντούτοις αυτά διαδραματίζουν αυτήν την περίοδο καίριο ρόλο σε στρατιωτικές εφαρμογές.

		κατάσταση προόδου		μακροπρόθεσμα
		200		
Ηλεκτρική χωρητικότητα	kWel	200		
Ηλεκτρική απόδοση	%	37		
Συνολική απόδοση	%	87		
Διάρκεια ζωής stack	h	40000		
Διαθεσιμότητα	%	>90		
Καύσιμο		φυσικό αέριο,μη αεροβικό αέριο		
Μετασχηματισμός		με ατμό		

Πίνακας 7.2: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος PAFC.

7.1.2.3 Με μεθανόλη (DMFC)

Οι περισσότερες κυψέλες καυσίμου τροφοδοτούνται από υδρογόνο, το οποίο μπορεί να τροφοδοτήσει το σύστημα κυψελών καυσίμου άμεσα ή μπορεί να παραχθεί μέσα στο σύστημα με την διάσπαση των πλούσιων σε υδρογόνο καυσίμων όπως η μεθανόλη, η αιθανόλη και τα καύσιμα υδρογονανθράκων. Οι κυψέλες καυσίμου DMFCs τροφοδοτούνται από καθαρή μεθανόλη. Τα DMFCs δεν έχουν πολλά από τα προβλήματα αποθήκευσης που έχουν άλλες κυψέλες καυσίμου δεδομένου ότι η μεθανόλη έχει υψηλότερη πυκνότητα ενεργειακού όγκου από το υδρογόνο - εν τούτοις μικρότερη από τη βενζίνη ή το diesel. Η μεθανόλη είναι επίσης ευκολότερο να μεταφερθεί και ο ανεφοδιασμός της θα γίνει

χρησιμοποιώντας την τρέχουσα υποδομή δεδομένου ότι είναι υγρό, όπως η βενζίνη. Η τεχνολογία κυψελών καυσίμου μεθανόλης είναι σχετικά νέα έναντι αυτής των κυψελών καυσίμου που τροφοδοτούνται από καθαρό υδρογόνο και η έρευνα και ανάπτυξη είναι κατά προσέγγιση 3-4 έτη πίσω από αυτήν άλλων τύπων κυψελών καυσίμου. Εν τούτοις, το DMFC εμφανίζεται να έχει μεγάλες προοπτικές για την αντικατάσταση μπαταριών για εφαρμογές κινητών τηλεφώνων και φορητών προσωπικών υπολογιστών και διάφοροι κατασκευαστές εισάγουν ήδη τις εμπορικές εκδόσεις αυτών των εφαρμογών.

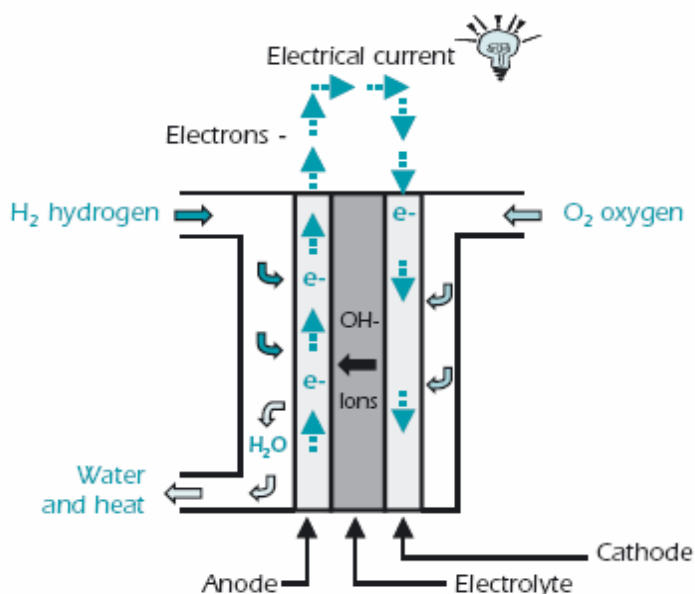
		250kWel DMFC		υβριδικό DMFC	
		κατάσταση προόδου	μακροπρόθεσμα	2010	μακροπρόθεσμα
Ηλεκτρική χωρητικότητα	kWel	250	250	1000	1000
Ηλεκτρική απόδοση	%	47	52	55	56
Συνολική απόδοση	%	83	86	90	90
Διάρκεια ζωής stack	h	<<40000	40000		40000
Διαθεσιμότητα	%	80	90	80	90
Κάυσιο		φυσικό αέριο, βιοαέριο	φυσικό αέριο, βιοαέριο	φυσικό αέριο, βιοαέριο	φυσικό αέριο, βιοαέριο
Μετασχηματισμός		με ατμό	με ατμό	με ατμό	με ατμό

Πίνακας 7.3: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος DMFC.

7.1.2.4 Αλκαλική κυψέλη καυσίμου (AFC)

Οι αλκαλικές κυψέλες καυσίμου (AFCs) ήταν από τις πρώτες τεχνολογίες κυψελών που αναπτύχθηκαν και ήταν ο πρώτος τύπος που χρησιμοποιήθηκε ευρέως στο αμερικανικό διαστημικό πρόγραμμα. Αυτές οι κυψέλες καυσίμου χρησιμοποιούν υδροξείδιο καλίου σε νερό ως ηλεκτρολύτη και μπορούν να χρησιμοποιήσουν ποικίλα μη-πολύτιμα μέταλλα ως καταλύτη στην άνοδο και την κάθοδο. Υψηλής θερμοκρασίας AFCs λειτουργούν σε θερμοκρασίες μεταξύ 100°C και 250°C. Εντούτοις, τα πιο πρόσφατα AFCs λειτουργούν σε χαμηλότερες θερμοκρασίες κατά προσέγγιση 23°C με 70°C. Τα AFCs είναι υψηλής απόδοσης κυψέλες καυσίμου λόγω του ρυθμού με τον οποίο οι χημικές αντιδράσεις πραγματοποιούνται στο κύτταρο. Είναι επίσης πολύ αποδοτικά, φθάνοντας σε αποδοτικότητες 60% στις διαστημικές εφαρμογές. Το μειονέκτημα αυτού του τύπου κυψελών καυσίμου είναι ότι «δηλητηριάζεται» εύκολα από το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), γεγονός που έχει περιορίσει το ενδιαφέρον για την εμπορευματοποίησή του. Στην πραγματικότητα, ακόμη και μικρή ποσότητα CO₂ στον αέρα μπορεί να έχει επιπτώσεις στη λειτουργία του κυττάρου. Η ευαισθησία στη δηλητηρίαση έχει επιπτώσεις επίσης στη διάρκεια ζωής της κυψέλης. Προφανώς, οι λύσεις, οι οποίες περιλαμβάνουν καθαρισμό του CO₂ με τη βοήθεια προσρόφησης, αυξάνουν την ανταγωνιστικότητα του AFC. Το κόστος είναι ένας σημαντικός παράγοντας για μακρινές αποστάσεις όπως το διάστημα. Εντούτοις, για να είναι εμπορικά ανταγωνιστικές, αυτές οι κυψέλες καυσίμου θα πρέπει να γίνουν περισσότερο οικονομικώς αποδοτικές. Τα AFC stack έχουν αποδειχθεί ότι διατηρούν αρκετά σταθερή λειτουργία για περισσότερο από 8.000 λειτουργικές ώρες. Για να είναι οικονομικά βιώσιμες σε μεγάλης κλίμακας εφαρμογές, αυτές οι κυψέλες καυσίμου πρέπει να φθάσουν σε χρόνους λειτουργίας που υπερβαίνουν τις 40.000 ώρες. Μαζί με την υψηλή ευπάθεια στη δηλητηρίαση από το CO₂, αυτό είναι ενδεχομένως το σημαντικότερο εμπόδιο στην εμπορευματοποίηση αυτής της τεχνολογίας κυψελών καυσίμου.

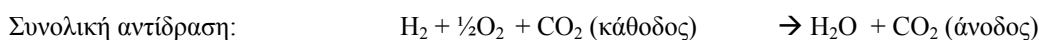
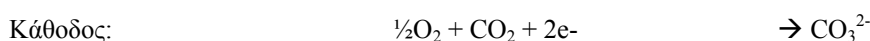
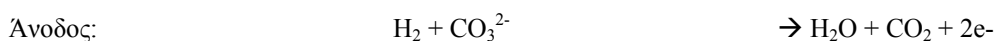
Alkaline Fuel Cell



Εικόνα 7.4: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου AFC.

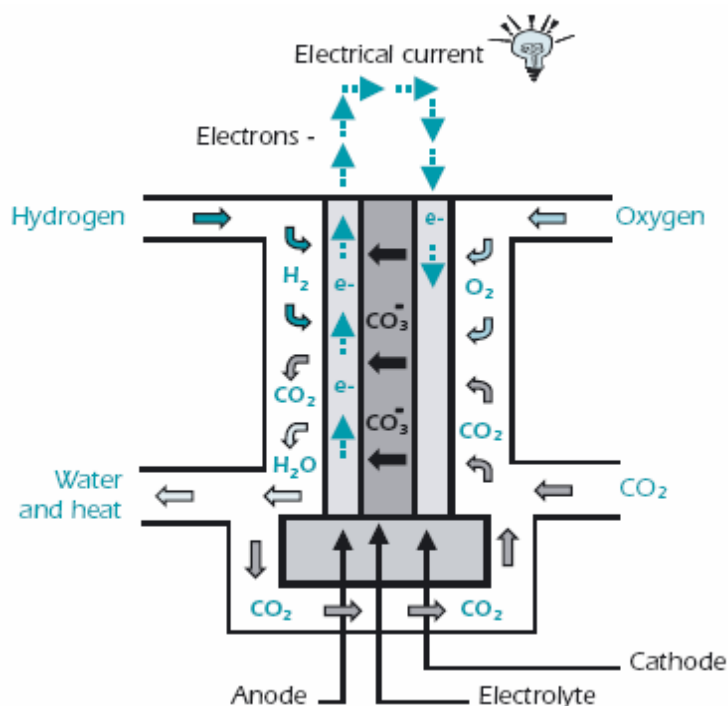
7.1.2.5 Με λιωμένο ανθρακικό άλας (MCFC)

Οι κυψέλες καυσίμου ανθρακικού άλατος (MCFCs) αναπτύσσονται αυτήν την περίοδο για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εγκαταστάσεις παραγωγής φυσικού αερίου, σε βιομηχανικές και στρατιωτικές εφαρμογές. Τα MCFCs είναι υψηλής θερμοκρασίας κυψέλες καυσίμου που χρησιμοποιούν έναν ηλεκτρολύτη που αποτελείται από λιωμένο μίγμα ανθρακικού άλατος και μια πορώδη, χημικά αδρανή κεραμική μήτρα οξειδίων αλουμινίου (LiAlO_2) λιθίου. Οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που εμφανίζονται σε MCFCs μπορούν να συνοψιστούν ως εξής:



Δεδομένου ότι λειτουργούν σε εξαιρετικά υψηλές θερμοκρασίες 650°C και παραπάνω, μη-πολύτιμα μέταλλα μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως καταλύτες στην άνοδο και την κάθοδο, μειώνοντας τις δαπάνες. Η βελτιωμένη απόδοση είναι ένας λόγος που τα MCFCs προσφέρουν σημαντική μείωση κόστους επένδυσης σε σχέση με τις κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος. Τα MCFCs μπορούν να φθάσουν σε αποδόσεις 60%, αρκετά υψηλότερα από τις αποδόσεις 37-42% των κυψελών καυσίμου φωσφορικού οξέος. Όταν η θερμότητα συγκρατείται και χρησιμοποιείται, οι γενικές αποδόσεις του καυσίμου μπορούν να είναι μέχρι και 85%. Αντίθετα από τις αλκαλικές κυψέλες καυσίμου και τις κυψέλες καυσίμου μεμβρανών πολυμερών ηλεκτρολυτών, τα MCFCs δεν απαιτούν reformer για να μετατρέψει τα καύσιμα σε υδρογόνο. Λόγω των υψηλών θερμοκρασιών στις οποίες λειτουργούν, αυτά τα καύσιμα μετατρέπονται σε υδρογόνο μέσα στην ίδια την κυψέλη καυσίμου με μια διαδικασία που αποκαλείται εσωτερικός ανασχηματισμός, ο οποίος μειώνει επίσης το κόστος. Το μειονέκτημα της τεχνολογίας MCFC είναι η διάρκεια. Οι υψηλές θερμοκρασίες στις οποίες αυτές οι κυψέλες λειτουργούν και ο διαβρωτικός ηλεκτρολύτης που χρησιμοποιείται επιταχύνουν τη διάβρωση και μειώνουν τη ζωή των κυψελών. Οι επιστήμονες ερευνούν αυτήν την περίοδο αντιδιαβρωτικά υλικά ως συστατικά αυτών των κυψελών καθώς επίσης και σχέδια κυψελών καυσίμου που αυξάνουν το χρόνο λειτουργίας τους χωρίς να μειώνουν την απόδοση.

Molten Carbonate Fuel Cell

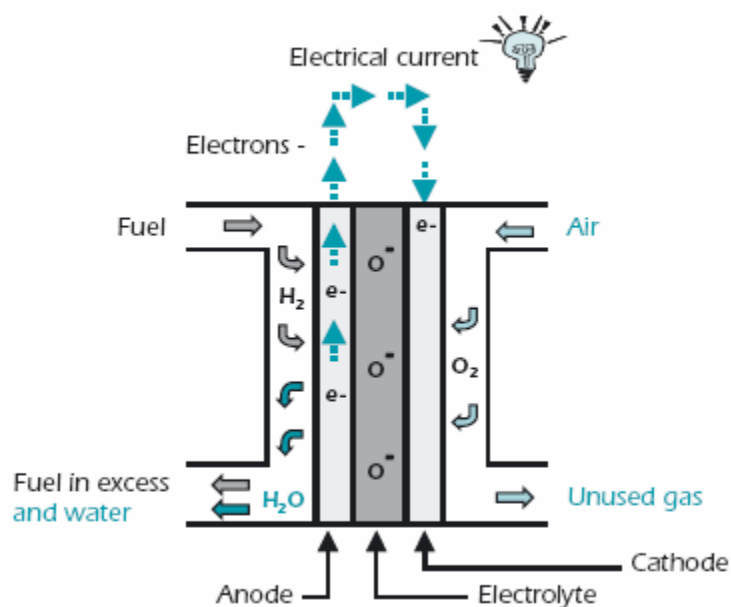


Εικόνα 7.5: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου MCFC.

7.1.2.6 Με στερεό οξείδιο (SOFC)

Οι κυψέλες καυσίμου στερεών οξειδίων (SOFC) χρησιμοποιούν μια σκληρή, κεραμική ένωση ως ηλεκτρολύτη. Τα SOFCs αναμένεται να είναι περίπου 50-60% αποδοτικά στη μετατροπή των καυσίμων σε ηλεκτρική ενέργεια, εντούτοις, υπολογισμοί δείχνουν ότι μπορούν να φτάσουν σε αποδόσεις άνω του 70%. Σε εφαρμογές με σκοπό να συγκρατήσουν και να χρησιμοποιήσουν τη θερμότητα που χάνεται (συμπαράγωγη), οι αποδόσεις θα μπορούσαν να φτάσουν το 80-85%. Οι κυψέλες καυσίμου στερεών οξειδίων λειτουργούν σε υψηλές θερμοκρασίες, γύρω στους 1.000°C. Αφαιρούν την ανάγκη για καταλύτη και με αυτόν τον τρόπο μειώνουν το κόστος. Μπορούν επίσης τα SOFCs να επεξεργαστούν τα καύσιμα εσωτερικά, το οποίο επιτρέπει τη χρήση ποικίλων καυσίμων και μειώνει το κόστος που συνδέεται με την προσθήκη reformer στο σύστημα. Τα SOFCs είναι επίσης ο ανθεκτικότερος στο θείο τύπος κυψελών καυσίμου. Επιπλέον, δεν δηλητηριάζονται από το μονοξείδιο του άνθρακα, το οποίο μπορεί ακόμη και να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο. Αυτό επιτρέπει στα SOFCs να χρησιμοποιήσουν αέρια που αποτελούνται από άνθρακα. Η λειτουργία σε υψηλή θερμοκρασία έχει και μειονεκτήματα. Οδηγεί σε αργό ξεκίνημα και απαιτεί σημαντικό θερμικό προστατευτικό κάλυμμα για να διατηρήσει τη θερμότητα. Οι υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας θέτουν επίσης αυστηρές απαιτήσεις διάρκειας στα υλικά. Η ανάπτυξη υλικών χαμηλού κόστους με υψηλή διάρκεια στις θερμοκρασίες λειτουργίας των κυψελών είναι η βασική τεχνική πρόκληση που αντιμετωπίζει αυτή η τεχνολογία. Οι επιστήμονες ερευνούν επίσης αυτήν την περίοδο τη δυνατότητα για την ανάπτυξη χαμηλής θερμοκρασίας SOFCs που λειτουργούν σε ή κάτω από 800°C. Τα προϊόντα SOFCs χαμηλότερης θερμοκρασίας παράγουν λιγότερη ηλεκτρική ενέργεια, εντούτοις, τα υλικά που θα λειτουργήσουν σε αυτήν τη χαμηλότερη θερμοκρασία δεν έχουν προσδιοριστεί.

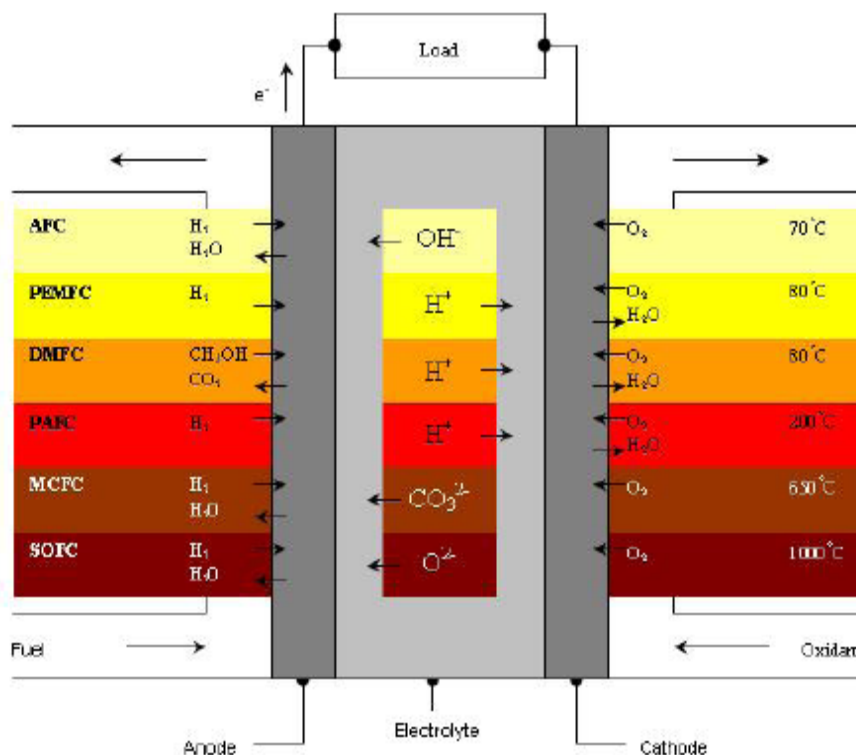
Solid Oxide Fuel Cell



Εικόνα 7.6: Απεικόνιση μιας κυψέλης καυσίμου SOFC.

		1kWel SOFC		250kWel SOFC		συμπίεσμένο υβριδικό SOFC	
		κατάσταση προόδου	μακροπρόθεσμα	κατάσταση προόδου	μακροπρόθεσμα	κατάσταση προόδου	μακροπρόθεσμα
Ηλεκτρική χωρητικότητα	kWel	1	1	250	250	244	400
Τουρμπίνα αερίου AC						65	100
Ηλεκτρική απόδοση	%	28	32	47	49	58	60
Συνολική απόδοση	%	80	90	80	85	80	85
Διάρκεια ζωής stack	h	2000	40000	40000	100000	40000	100000
Διαθεσιμότητα	%	>90	90				
Καύσιμο		φυσικό αέριο, άνθρακας	φυσικό αέριο, άνθρακας	φυσικό αέριο, βιοαέριο	φυσικό αέριο, βιοαέριο	φυσικό αέριο, βιοαέριο	φυσικό αέριο, βιοαέριο
Μετασχηματισμός		με ατμό, με καταλυτική οξείδωση	με ατμό, με καταλυτική οξείδωση	με ατμό	με ατμό	με ατμό	με ατμό

Πίνακας 7.4: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος SOFC.



Εικόνα 7.7: Γενική αρχή λειτουργίας και θερμοκρασίες λειτουργίας των διαφορετικών τύπων κυψελών καυσίμου.

7.2. Fuel cell οχήματα

7.2.1. Εισαγωγικά

Αν και δεν αναμένονται να φθάσουν στη μαζική αγορά πριν από το 2020, τα fuel-cell οχήματα (FCVs) μπορούν στο προσεχές μέλλον να συμβάλλουν στη βελτίωση της οδικής μεταφοράς. Αυτή η νέα τεχνολογία έχει τη δυνατότητα να μειώσει σημαντικά την ενεργειακή χρήση και τις επιβλαβείς εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, καθώς επίσης και την εξάρτησή από το πετρέλαιο.

Τα FCVs αντιπροσωπεύουν μια ριζική απομάκρυνση από οχήματα με συμβατικές μηχανές εσωτερικής καύσης. Όπως τα οχήματα με ηλεκτρική μπαταρία, τα FCVs κινούνται με ηλεκτρικούς κινητήρες. Αλλά ενώ τα οχήματα με ηλεκτρική μπαταρία χρησιμοποιούν ηλεκτρική ενέργεια από εξωτερική πηγή (και την αποθηκεύουν σε μπαταρία), τα FCVs δημιουργούν την ηλεκτρική ενέργεια που τους χρειάζεται. Οι κυψέλες καυσίμου (fuel-cells) του οχήματος δημιουργούν την ηλεκτρική ενέργεια μέσω μιας χημικής διαδικασίας χρησιμοποιώντας καύσιμο υδρογόνο και οξυγόνο από τον αέρα.

Τα FCVs μπορούν να εφοδιαστούν με καθαρό αέριο υδρογόνο αποθηκευμένο σε δεξαμενές υψηλής πίεσης, εντός του οχήματος. Μπορούν επίσης να εφοδιαστούν με καύσιμα πλούσια σε υδρογόνο όπως η μεθανόλη, το φυσικό αέριο, ή ακόμα και η βενζίνη αλλά αυτά τα καύσιμα πρέπει πρώτα να μετατραπούν σε αέριο υδρογόνο από μια συσκευή, εντός του οχήματος, αποκαλούμενη «reformer».

Τα FCVs που κινούνται με καθαρό υδρογόνο δεν εκπέμπουν ρύπους, μόνο νερό και θερμότητα ενώ εκείνα που χρησιμοποιούν καύσιμα πλούσια σε υδρογόνο εκπέμπουν ελάχιστους ατμοσφαιρικούς ρύπους. Επιπλέον, τα FCVs μπορούν να είναι δύο φορές αποδοτικότερα από τα συμβατικά οχήματα και μπορούν επίσης να ενσωματώσουν άλλες προηγμένες τεχνολογίες για να αυξήσουν την αποδοτικότητά τους.

7.2.2. Πλεονεκτήματα fuel cell οχημάτων

- ΜΕΙΩΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΠΟΥ ΣΥΜΒΑΛΛΟΥΝ ΣΤΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ : Η χρήση καυσίμων όπως η βενζίνη ή το diesel συμβάλλει στην ατμοσφαιρική ρύπανση και στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Τα FCVs χρησιμοποιώντας καθαρό υδρογόνο δεν εκπέμπουν ατμοσφαιρικούς ρύπους. Εάν το υδρογόνο παράγεται με τον ανασχηματισμό καυσίμων, μερικά αέρια απελευθερώνονται, αλλά πολύ λιγότερα σε σχέση με αυτά που εκπέμπουν τα συμβατικά οχήματα.
- ΑΥΞΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ : Οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης μετατρέπουν λιγότερο από το 20% της ενέργειας του καυσίμου (βενζίνη) σε κινητική ενέργεια. Τα οχήματα που χρησιμοποιούν ηλεκτρικούς κινητήρες που τροφοδοτούνται από κυψέλες υδρογόνου είναι πιο αποδοτικά αφού εκμεταλλεύονται το 40-60% της ενέργειας των καυσίμων. Ακόμη και τα FCVs που παίρνουν το υδρογόνο από τη βενζίνη μπορούν να χρησιμοποιήσουν το 40% της ενέργειας του καυσίμου.
- ΕΥΕΛΙΞΙΑ ΣΤΟΝ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟ : Τα κύτταρα καυσίμου μπορούν να παρέχουν πολύ περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από τις μπαταρίες των 12 V των συμβατικών αυτοκινήτων. Επομένως, τα FCVs μπορούν να εξοπλιστούν με περιπλοκότερα και ισχυρότερα ηλεκτρονικά συστήματα από εκείνα που βρίσκονται στα συμβατικά οχήματα βενζίνης. Παραδείγματος χάριν, μερικοί κατασκευαστές οχημάτων σχεδιάζουν οχήματα τα οποία χρησιμοποιούν ηλεκτρονική οδήγηση και φρενάρισμα. Η εξάλειψη του τιμονιού και του άξονα τιμονιού μπορεί να καταστήσει αυτά τα οχήματα ασφαλέστερα.



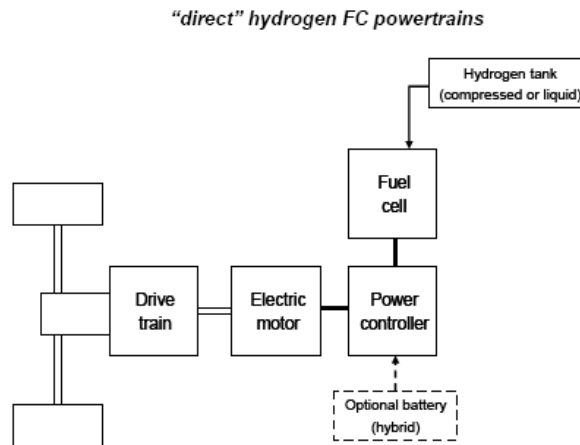
Εικόνα 7.8: Τμήματα fuel cell οχημάτων.

- ΑΘΟΡΥΒΑ : Τα οχήματα με κύτταρα καυσίμου είναι πολύ πιο αθόρυβα από αυτά με μηχανές εσωτερικής καύσης αν και ο θόρυβος του αέρα και του δρόμου θα ενοχλεί όσο υψηλότερες είναι οι ταχύτητες.
- ΔΕΝ ΧΡΕΙΑΖΟΝΤΑΙ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ : Μειώνουν με αυτόν τον τρόπο την εξάρτηση από το πετρέλαιο.

7.2.3. Ο εφοδιασμός των fuel cells με υδρογόνο

Υπάρχουν δύο τρόποι εφοδιασμού των κυψελών καυσίμου με υδρογόνο: ο άμεσος εφοδιασμός και ο έμμεσος εφοδιασμός. Παρακάτω παρουσιάζονται αυτοί οι δύο τρόποι.

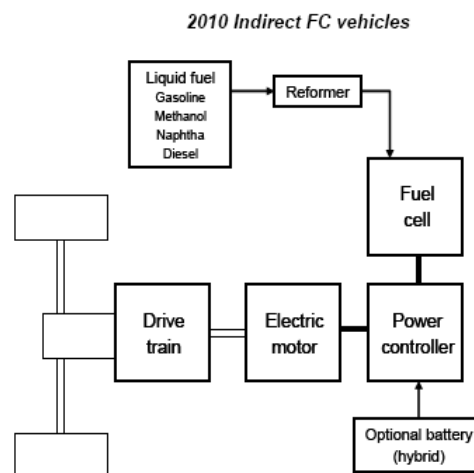
ΑΜΕΣΟΣ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΣ



Εικόνα 7.9: Απεικόνιση του άμεσου εφοδιασμού.

Το υδρογόνο μπορεί να βρίσκεται στο όχημα είτε με συμπιεσμένη μορφή σε ένα υψηλής πίεσης σκεύος, είτε με υγρή μορφή σε μια κρυογόνου δεξαμενή. Αν και έχει χρησιμοποιηθεί ως πρότυπο η πίεση των 35MPa, αναμένεται ότι θα επικρατήσει η πίεση των 70MPa. Εάν τροφοδοτείται άμεσα με υδρογόνο δεν εκπέμπεται κανένας ρύπος στο σημείο της χρήσης.

ΕΜΜΕΣΟΣ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΣ



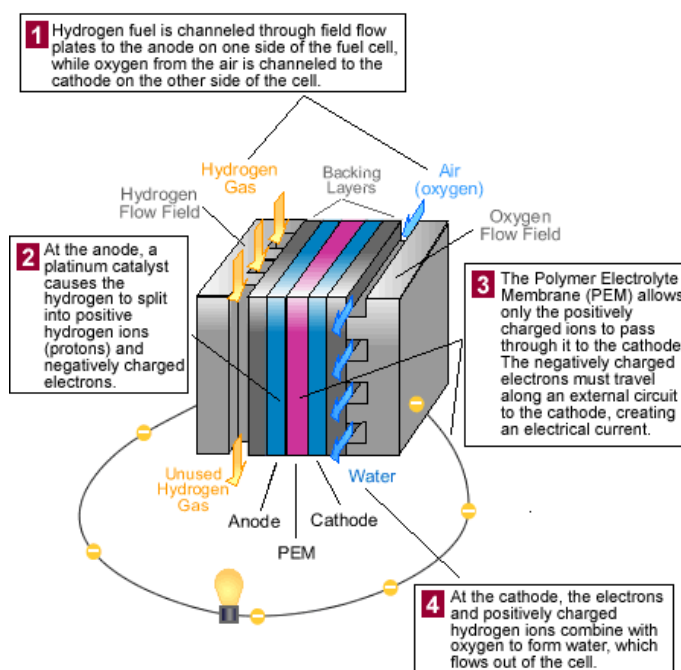
Εικόνα 7.10: Απεικόνιση του έμμεσου εφοδιασμού.

Μια λύση για την υποδομή υδρογόνου και τη σειρά ζητημάτων και προκλήσεων που προκύπτουν είναι η παραγωγή υδρογόνου από υγρά καύσιμα επί του οχήματος. Τέτοια οχήματα εξοπλίζονται με μικρής κλίμακας reformers, ικανούς να μετατρέψουν τη βενζίνη, τη μεθανόλη ή ακόμα και το diesel σε υδρογόνο, με το οποίο έπειτα εφοδιάζουν τις κυψέλες καυσίμου. Αυτά τα οχήματα αντιπροσωπεύουν μια απολύτως διαφορετική προσέγγιση που συνδυάζει την επί του οχήματος παραγωγή και χρήση υδρογόνου. Τα πλεονεκτήματα της αποφυγής της διανομής και της αποθήκευσης του υδρογόνου επί του οχήματος αντισταθμίζονται από την πολύ μεγαλύτερη πολυπλοκότητα του οχήματος, την πρόκληση δημιουργίας ενός μικρού και αποδοτικού reformer, από το σύστημα ελέγχου που περιλαμβάνει τον reformer και την πρόσθετη μάζα οχήματος.

7.2.4. Πώς λειτουργούν τα fuel cell οχήματα

Υπάρχουν διάφορα είδη κυψελών καυσίμου, αλλά τα Polymer Electrolyte Membrane (PEM) είναι ο τύπος που χρησιμοποιείται κυρίως στα αυτοκίνητα. Μία κυψέλη καυσίμου PEM χρησιμοποιεί καύσιμο υδρογόνο και οξυγόνο από τον αέρα για να παράγει ηλεκτρική ενέργεια.

Το διάγραμμα παρακάτω δείχνει πώς αυτές οι κυψέλες καυσίμου λειτουργούν.



Εικόνα 7.11: Απεικόνιση της λειτουργίας των κυψελών καυσίμου που χρησιμοποιούνται στα οχήματα.

1) Μία κυψέλη καυσίμου είναι μια συσκευή που χρησιμοποιεί το υδρογόνο (ή τα πλούσια σε υδρογόνο καύσιμα) και οξυγόνο για να δημιουργήσει ηλεκτρική ενέργεια. Οι κυψέλες καυσίμου είναι ενεργειακά πιο αποδοτικές από τις μηχανές καύσεως και το υδρογόνο που χρησιμοποιούν μπορεί να προέλθει από ποικίλες πηγές. Εάν καθαρό υδρογόνο χρησιμοποιείται ως καύσιμο, οι κυψέλες καυσίμου εκπέμπουν μόνο θερμότητα και νερό, περιορίζοντας τους ατμοσφαιρικούς ρύπους.

2) PEM Fuel Cell:

Η κυψέλη καυσίμου PEM αποτελείται από μια μεμβράνη ηλεκτρολυτών που βρίσκεται μεταξύ μιας ανόδου (αρνητικό ηλεκτρόδιο) και μιας καθόδου (θετικό ηλεκτρόδιο).

PEM:

Το PEM είναι μια λεπτή, στερεή, οργανική ένωση και περίπου τόσο πυκνή όσο 2 έως 7 φύλλα χαρτιού. Αυτή η μεμβράνη λειτουργεί ως ηλεκτρολύτης, ουσία δηλαδή που άγει τα φορτισμένα ιόντα (σε αυτήν την περίπτωση πρωτόνια), αλλά δεν άγει τα ηλεκτρόνια. Αυτό δημιουργεί ηλεκτρική ενέργεια. Αυτή η μεμβράνη πρέπει να κρατηθεί υγρή για να άγει τα μόρια.

Άνοδος:

Η άνοδος είναι το ηλεκτρόδιο στο οποίο η οξείδωση (απώλεια ηλεκτρονίων) πραγματοποιείται. Σε μια κυψέλη καυσίμου, η άνοδος είναι φορτισμένη αρνητικά. Η άνοδος αποτελείται από μόρια λευκόχρυσου που στηρίζονται ομοιόμορφα σε μόρια άνθρακα. Ο λευκόχρυσος ενεργεί ως καταλύτης και αυξάνει το ποσοστό της διαδικασίας της οξείδωσης. Η άνοδος είναι πορώδης έτσι ώστε το υδρογόνο να μπορεί να περάσει διαμέσω της.

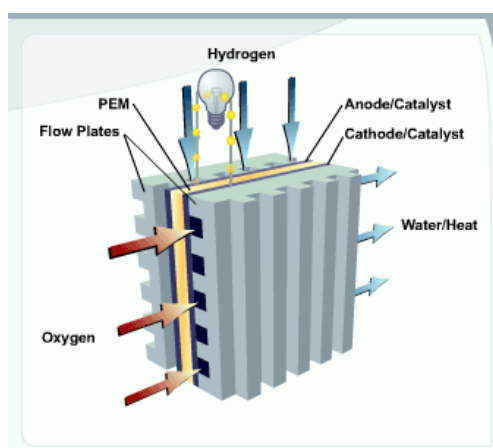
Κάθοδος:

Η κάθοδος είναι το ηλεκτρόδιο στο οποίο η μείωση στη φορά των ηλεκτρονίων πραγματοποιείται. Σε μια κυψέλη καυσίμου, η κάθοδος είναι φορτισμένη θετικά. Η κάθοδος αποτελείται από μόρια λευκόχρυσου που στηρίζονται ομοιόμορφα σε μόρια άνθρακα. Ο λευκόχρυσος ενεργεί ως καταλύτης, που αυξάνει το ποσοστό της διαδικασίας της μείωσης. Η κάθοδος είναι πορώδης έτσι ώστε το οξυγόνο μπορεί να περάσει διαμέσω της.

Flow plates:

Τα flow plates εκτελούν διάφορες σημαντικές λειτουργίες:

1. διοχετεύουν το υδρογόνο και το οξυγόνο στα ηλεκτρόδια,
2. στέλνουν το νερό και τη θερμότητα μακριά από το κύτταρο καυσίμου, και
3. άγουν τα ηλεκτρόνια από την άνοδο στο ηλεκτρικό κύκλωμα και από το κύκλωμα πίσω στην κάθοδο.



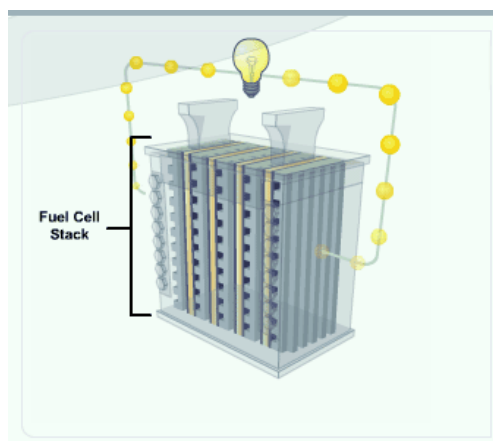
Εικόνα 7.12: Απεικόνιση μιας PEM κυψέλης καυσίμου.

3)Κυψέλη καυσίμου:

Το ποσό ενέργειας που παράγεται από μία κυψέλη καυσίμου εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, συμπεριλαμβανομένου του τύπου κυψελών καυσίμου, του μεγέθους κυψελών, της θερμοκρασίας στην οποία λειτουργεί και της πίεσης με την οποία το αέριο εισέρχεται στην κυψέλη. Μία ενιαία κυψέλη καυσίμου παράγει λιγότερο από 1.16 V - μη αρκετή ηλεκτρική ενέργεια για ακόμη και τις μικρότερες εφαρμογές.

Fuel cell stack:

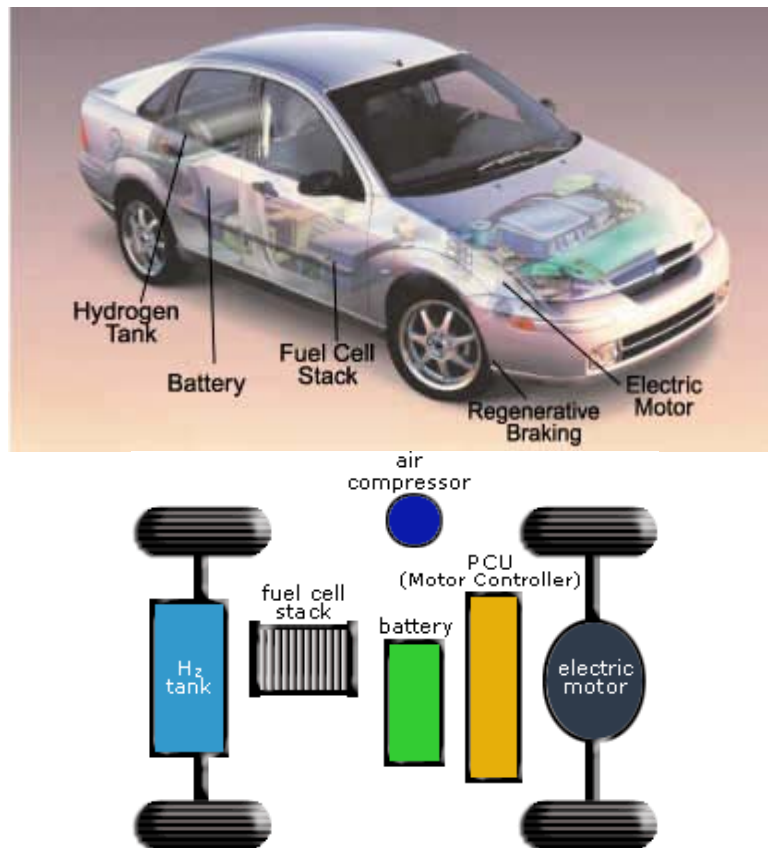
Για να αυξηθεί το ποσό ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται, οι μεμονωμένες κυψέλες καυσίμου συνδυάζονται σε ένα «stack» κυψελών καυσίμου. Ένα stack κυψελών καυσίμου μπορεί να αποτελείται από εκατοντάδες κυψέλες καυσίμου.



Εικόνα 7.13: Απεικόνιση ενός fuel cell stack.

7.2.5. Fuel cell systems

Οι κυψέλες καυσίμου PEM είναι το κέντρο ενός συστήματος ενσωματωμένης προώθησης, που είναι ριζικά διαφορετικό από τα συμβατικά συστήματα οχημάτων. Η εικόνα παρακάτω παρουσιάζει τα βασικά συστατικά ενός τέτοιου συστήματος.



Εικόνα 7.14: Τα βασικά μέρη ενός fuel cell συστήματος.

Ένα FCV, όπως αυτό επάνω, χρησιμοποιεί καθαρό υδρογόνο ως καύσιμο, που αποθηκεύεται επί του οχήματος σε δεξαμενές υψηλής πίεσης. Άλλα FCVs έχουν ως σκοπό να χρησιμοποιήσουν υγρά καύσιμα όπως η βενζίνη ή η μεθανόλη, τα οποία αποθηκεύονται σε μια συμβατική δεξαμενή. Τα FCVs που χρησιμοποιούν αυτά τα καύσιμα χρειάζονται επίσης έναν reformer καυσίμων που διασπάει τα καύσιμα σε υδρογόνο για το κύτταρο καυσίμου, σε διοξείδιο του άνθρακα και σε νερό. Αν και αυτή η διαδικασία παράγει διοξείδιο του άνθρακα, παράγει πολύ λιγότερο από το ποσό που παράγεται από οχήματα που κινούνται με βενζίνη.

Τα οχήματα κυψελών καυσίμου μπορούν επίσης να εξοπλιστούν με συστήματα φρεναρίσματος που συγκρατούν την ενέργεια που χάνεται συνήθως κατά τη διάρκεια του φρεναρίσματος και την αποθηκεύουν σε μια μπαταρία.

7.3. Σύγχρονοι τύποι οχημάτων

7.3.1. Ηλεκτρικά οχήματα

Τι είναι ένα ηλεκτρικό όχημα

Το ηλεκτρικό όχημα είναι ένα όχημα που χρησιμοποιεί ηλεκτρικούς κινητήρες αντί για μηχανή εσωτερικής καύσης. Σε ένα ηλεκτρικό όχημα (EV), μια μπαταρία ή άλλη ενεργειακή συσκευή

αποθήκευσης χρησιμοποιείται για να αποθηκεύσει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει ο κινητήρας. Οι μπαταρίες του EV πρέπει να ξαναγεμιστούν με τη σύνδεση του οχήματος σε μια πηγή ισχύος. Μερικά ηλεκτρικά οχήματα έχουν τα ίδια φορτιστές, άλλα συνδέονται με έναν φορτιστή που βρίσκεται έξω από το όχημα. Και οι δύο τύποι, εντούτοις, χρησιμοποιούν την ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από το ηλεκτρικό δίκτυο. Αν και η ηλεκτρική παραγωγή συμβάλει στην ατμοσφαιρική ρύπανση, τα EVs έχουν μηδενικές εκπομπές επειδή οι μηχανές τους δεν παράγουν ρυπογόνα αέρια.

Αυτά τα μικρά οχήματα χρησιμοποιούνται συνήθως σε μικρές αποστάσεις. Η χρήση τους περιορίζεται στις περιοχές με όρια ταχύτητας τα 45 χιλιόμετρα την ώρα ή για υπηρεσίες σε πανεπιστημιούπολεις, στους αερολιμένες ή σε θέρετρα.



Εικόνα 7.15: Βύσμα σε ένα ηλεκτρικό όχημα για τη σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο.

Τα ηλεκτρικά οχήματα με συστήματα συνεχούς ρεύματος (DC) καταναλώνουν περίπου 0.4kWh/ μίλι, ενώ εκείνα με συστήματα εναλλασσόμενου (AC) ρεύματος καταναλώνουν περίπου 0.174 έως 0.288kWh/ μίλι.

Το κόστος μετατροπής ενός συμβατικού οχήματος σε ένα ηλεκτρικό όχημα μπορεί να είναι υψηλό. Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα μπορούν να κινηθούν είτε με εναλλασσόμενο ρεύμα (AC) είτε με συνεχές (DC). Εάν ο κινητήρας είναι AC, θα είναι πιθανώς ένας τριφασικός κινητήρας εναλλασσόμενου ρεύματος των 240V με μπαταρίες 300V. Ένας DC κινητήρας μπορεί να είναι από 96V έως 192V.

7.3.2. Υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα

Τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα (HEVs) συνδυάζουν τα οφέλη της οικονομίας καυσίμων και των χαμηλών εκπομπών με τη δύναμη, την ποικιλία και την ευκολία της συμβατικής τροφοδότησης με καύσιμα diesel και βενζίνη. Οι τεχνολογίες HEV έχουν επίσης τη δυνατότητα συνδυασμού με εναλλακτικά καύσιμα και κύτταρα καυσίμου για να παρέχουν πρόσθετα οφέλη.

Τι είναι ένα υβριδικό ηλεκτρικό όχημα

Τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα (HEVs) συνδυάζουν την εσωτερική μηχανή ενός συμβατικού οχήματος με μπαταρία και τον ηλεκτρικό κινητήρα ενός ηλεκτρικού οχήματος. Ο συνδυασμός προσφέρει χαμηλές εκπομπές, με δύναμη, ποικιλία και τροφοδότηση με καύσιμα (βενζίνη και diesel) συμβατικού οχήματος-και τα HEVs δεν χρειάζονται να συνδεθούν με πρίζα. Τα υβριδικά ηλεκτρικά

οχήματα του μέλλοντος θα μπορούσαν να χρησιμοποιήσουν εναλλακτικά καύσιμα όπως το biodiesel, το φυσικό αέριο, ή η αιθανόλη. Η ευελιξία τους τα καθιστά κατάλληλα και για μεταφορά επιβατών.

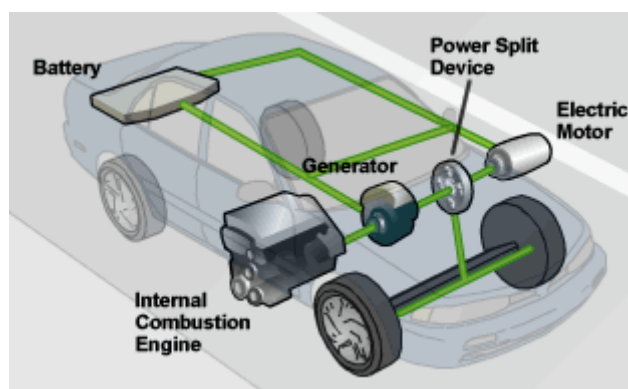
Πώς λειτουργεί ένα υβριδικό ηλεκτρικό όχημα

Τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα τροφοδοτούνται από δύο πηγές ενέργειας-μία μονάδα ενεργειακής μετατροπής (όπως μια μηχανή εσωτερικής καύσης ή μία κυψέλη καυσίμου) και μια ενεργειακή συσκευή αποθήκευσης (όπως οι μπαταρίες ή τα ultracapacitors). Η μονάδα ενεργειακής μετατροπής μπορεί να τροφοδοτηθεί από βενζίνη, diesel, συμπιεσμένο φυσικό αέριο, υδρογόνο ή άλλα καύσιμα. Τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα έχουν τη δυνατότητα να είναι δύο έως τρεις φορές πιο οικονομικά στην κατανάλωση καυσίμου από τα συμβατικά οχήματα.

Η μηχανή παρέχει την περισσότερη ενέργεια στο όχημα και ο ηλεκτρικός κινητήρας επιπρόσθετη ενέργεια όταν χρειάζεται, όπως στην επιτάχυνση και στην προσπέραση. Αυτό δίνει τη δυνατότητα να χρησιμοποιείται μια πιο μικρή και πιο αποτελεσματική μηχανή. Η ηλεκτρική ενέργεια του κινητήρα παράγεται από το φρενάρισμα και τον βενζινοκινητήρα, έτσι ώστε τα HEVs δεν χρειάζονται φόρτιση.

Όταν το όχημα ξεκινάει, η μηχανή «ανάβει» με την βενζίνη. Εάν χρειάζεται, ο ηλεκτρικός κινητήρας λειτουργεί ως γεννήτρια, μετατρέποντας την ενέργεια από την μηχανή σε ηλεκτρική και την αποθηκεύει σε μια μπαταρία. Η μηχανή κινεί το όχημα και αν χρειάζεται διοχετεύει ενέργεια στην μπαταρία για μετέπειτα χρήση. Σε στιγμές επιτάχυνσης το όχημα χρησιμοποιεί την μηχανή και τον ηλεκτρικό κινητήρα. Εάν χρειαστεί επιπλέον ενέργεια, ο ηλεκτρικός κινητήρας εφοδιάζεται από την μπαταρία.

Στη διάρκεια του φρεναρίσματος, αντί ο ηλεκτρικός κινητήρας να χρησιμοποιήσει ενέργεια για να στρέψει τους τροχούς, οι στρεφόμενοι τροχοί γυρνούν τον κινητήρα και παράγουν ηλεκτρική ενέργεια. Η χρήση της ενέργειας των τροχών για τον κινητήρα οδηγεί στην επιβράδυνση του οχήματος. Όταν το όχημα σταματήσει, όπως σε ένα κόκκινο φανάρι, η μηχανή και ο κινητήρας σταματούν αυτόματα για να μην σπαταλιέται ενέργεια. Η μπαταρία τροφοδοτεί τα υπόλοιπα συστήματα, όπως το air-condition.



Εικόνα 7.16: Απεικόνιση των λειτουργικών τμημάτων ενός υβριδικού ηλεκτρικού οχήματος.

Πλεονεκτήματα ενός υβριδικού ηλεκτρικού οχήματος

- Αυτά τα προηγμένα οχήματα μειώνουν τη χρήση και τις δαπάνες καυσίμων διατηρώντας την υψηλή απόδοση και προστατεύουν τη δημόσια υγεία και το περιβάλλον.
- Τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα μπορούν να διανύσουν 40 έως 70 μίλια με ένα γαλόνι βενζίνης, πολύ περισσότερα από ένα συμβατικό όχημα.

- Τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα είναι οικονομικά ανταγωνιστικά με τα παρόμοια συμβατικά οχήματα. Όποια επιπλέον κόστη υπάρχουν για την απόκτηση HEVs μπορούν να αντισταθμιστούν από την εξοικονόμηση κόστους από τα καύσιμα και τα φορολογικά κίνητρα.
- Αντίθετα από τα ηλεκτρικά οχήματα, οι μπαταρίες των HEVs δεν χρειάζονται επαναφόρτιση. Επαναφορτίζονται με το φρενάρισμα και από τις επί του οχήματος γεννήτριες.
- Τα HEVs έχουν χαμηλότερες εκπομπές από τα συμβατικά οχήματα της ίδιας κατηγορίας επειδή ο ηλεκτρικός κινητήρας αντισταθμίζει το πόσο η εσωτερική μηχανή χρησιμοποιείται. Επιπλέον, τα HEVs έχουν τη δυνατότητα να λειτουργήσουν μόνο ηλεκτρικά. Με αυτόν τον τρόπο, το όχημα λειτουργεί χωρίς εκπομπές. Ένα προηγμένο λογισμικό ελέγχου μπορεί εύκολα να διαχειριστεί τα λειτουργικά χαρακτηριστικά της μηχανής, γεγονός που επιτρέπει στο όχημα να είναι αποδοτικότερο και να μολύνει λιγότερο. Η λειτουργία της μηχανής μπορεί να περιοριστεί επειδή η μπαταρία βοηθά στη λειτουργία του οχήματος και η μηχανή μπορεί να απενεργοποιηθεί κατά τη διάρκεια των χρόνων μη χρήσης, όπως στις στάσεις. Η μηχανή μπορεί επίσης να λειτουργήσει πιο ομαλά, καταναλώνοντας έτσι λιγότερα καύσιμα και μειώνοντας την ρύπανση. Τέλος, ένα HEV powertrain μπορεί άμεσα να τροφοδοτήσει τα ηλεκτρικά τμήματα του οχήματος, παραδείγματος χάριν χρησιμοποιώντας την ηλεκτρική μηχανή αντί της υδραυλικής δύναμης για την οδήγηση, προκαλώντας αύξηση της απόδοσης.
- Μειώνουν την εξάρτηση από το πετρέλαιο. Τα HEVs καίνε λιγότερο καύσιμο, ενώ σχεδιάζεται και η χρήση εναλλακτικών καυσίμων.

7.3.3. Plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα

Τα plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα (PHEVs) συνδυάζουν τα οφέλη των ηλεκτρικών οχημάτων και των υβριδικών ηλεκτρικών οχημάτων. Όπως τα ηλεκτρικά οχήματα, συνδέονται με το ηλεκτρικό δίκτυο και μπορούν να τροφοδοτηθούν από την αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια. Όπως τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα, έχουν τις μηχανές που επιτρέπουν καλύτερη ποικιλία οδήγησης και επαναφόρτιση μπαταρίας.

Τι είναι ένα plug-in υβριδικό ηλεκτρικό όχημα

Τα plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα (PHEVs) μπορούν να φορτιστούν με ηλεκτρική ενέργεια όπως τα ηλεκτρικά οχήματα και να κινηθούν υπό τη δύναμη μηχανών όπως τα υβριδικά ηλεκτρικά. Ο συνδυασμός προσφέρει μεγαλύτερη ποικιλία οδήγησης, εξοικονόμηση καυσίμου και χρημάτων και λιγότερες εκπομπές ρυπογόνων αερίων. Τα plug-in υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα (PHEVs) είναι ακόμα υπό ανάπτυξη. Η έρευνα και οι προσπάθειες ανάπτυξης τα φέρνουν πιο κοντά στη διαδεδομένη εμπορευματοποίηση.

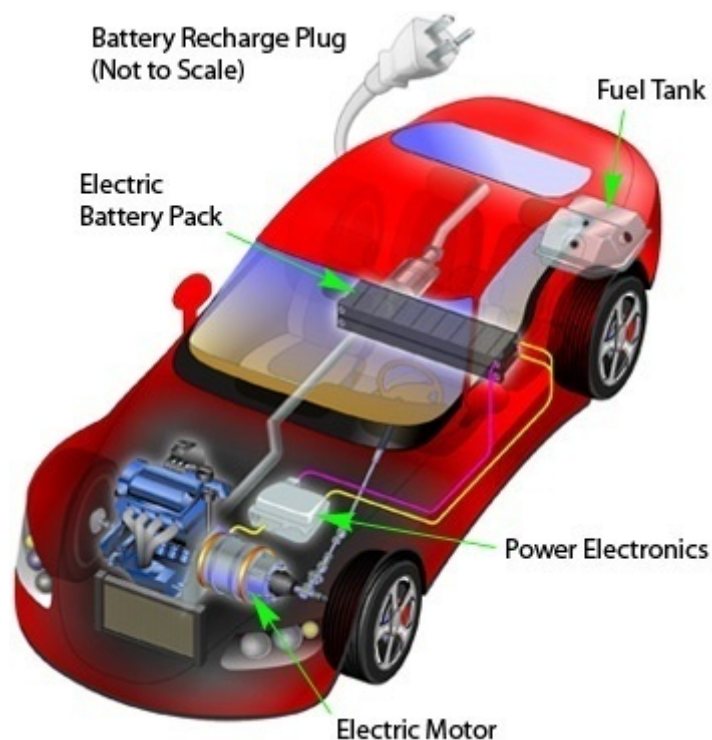
Πώς λειτουργεί ένα plug-in υβριδικό ηλεκτρικό όχημα

Όπως τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα, τα PHEVs τροφοδοτούνται από δύο πηγές ενέργειας-μία μονάδα ενεργειακής μετατροπής (όπως μια μηχανή εσωτερικής καύσης ή μία κυψέλη καυσίμου) και μια ενεργειακή συσκευή αποθήκευσης (συνήθως μπαταρίες). Η μονάδα ενεργειακής μετατροπής μπορεί να τροφοδοτηθεί από βενζίνη, diesel, συμπιεσμένο φυσικό αέριο, υδρογόνο ή άλλα καύσιμα.

Οι μπαταρίες μπορούν να φορτιστούν με τη σύνδεσή τους σε δίκτυο των 110V-ικανότητα που τα συμβατικά υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα δεν διαθέτουν. Επίσης, οι μπαταρίες μπορούν να φορτιστούν από τη μονάδα ενεργειακής μετατροπής όταν απαιτείται.

Τα PHEVs έχουν ένα μεγαλύτερο «πακέτο» μπαταριών από τα συμβατικά υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα. Κατά τη διάρκεια της τυπικής καθημερινής οδήγησης, το μεγαλύτερο μέρος της ενέργειας των PHEVs προέρχεται από την αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια. Παραδείγματος χάριν, ένας οδηγός PHEV μπορεί να οδηγήσει προς και από την εργασία του χρησιμοποιώντας μόνο ηλεκτρική

ενέργεια, να φορτίσει το όχημα τη νύχτα, και να είναι έτοιμος και πάλι το πρωί. Εντούτοις, η μηχανή μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μακρύτερα ταξίδια, και το PHEV δεν χρειάζεται να φορτιστεί για να λειτουργήσει.



Εικόνα 7.17: Απεικόνιση ενός plug-in υβριδικού ηλεκτρικού οχήματος.

Πλεονεκτήματα ενός plug-in υβριδικού ηλεκτρικού οχήματος

- Τα PHEVs χρησιμοποιούν κυρίως ηλεκτρική ενέργεια και οι μπαταρίες επαναφορτίζονται με τη σύνδεσή τους στο ηλεκτρικό δίκτυο, και συνεπώς μπορούν να μειώσουν σημαντικά τη χρήση καυσίμου και τις δαπάνες για αυτό.
- Μειώνουν την εξάρτηση από το πετρέλαιο. Τα PHEVs είναι πολύ αποδοτικά-απαιτούν λιγότερες ποσότητες καυσίμων προερχόμενων από το πετρέλαιο- και χρησιμοποιούν κυρίως ηλεκτρική ενέργεια. Τα PHEVs μπορούν επίσης να σχεδιαστούν ώστε να χρησιμοποιούν εναλλακτικά καύσιμα και όχι βενζίνη και diesel.
- Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ενεργειακός μεταφορέας παρά μια πηγή ενέργειας. Κατά συνέπεια, τα περιβαλλοντικά οφέλη από τα PHEVs εξαρτώνται εν μέρει από την πηγή ηλεκτρικής ενέργειας από την οποία τα PHEVs φορτίζονται. Εάν η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από αποδοτικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας, τα οφέλη μπορούν να είναι ουσιαστικά. Επίσης, τα PHEVs έχουν χαμηλότερες εκπομπές από τα συμβατικά οχήματα της ίδιας κατηγορίας επειδή ο ηλεκτρικός κινητήρας αντισταθμίζει το πόσο η εσωτερική μηχανή χρησιμοποιείται. Επιπλέον, τα PHEVs έχουν τη δυνατότητα να λειτουργήσουν μόνο ηλεκτρικά. Με αυτόν τον τρόπο, το όχημα λειτουργεί χωρίς εκπομπές. Η λειτουργία της μηχανής μπορεί να περιοριστεί επειδή η μπαταρία βοηθά στη λειτουργία του οχήματος και η μηχανή μπορεί να απενεργοποιηθεί κατά τη διάρκεια των χρόνων μη χρήσης, όπως στις στάσεις. Η μηχανή μπορεί επίσης να λειτουργήσει πιο ομαλά, καταναλώνοντας έτσι λιγότερα καύσιμα και μειώνοντας την ρύπανση. Τέλος, ένα PHEV powertrain μπορεί άμεσα να τροφοδοτήσει τα ηλεκτρικά τμήματα του οχήματος, παραδείγματος χάριν χρησιμοποιώντας την ηλεκτρική μηχανή αντί της υδραυλικής δύναμης για την οδήγηση, προκαλώντας αύξηση της απόδοσης.
- Τα PHEVs έχουν τη δυνατότητα να ενισχύσουν το σύστημα παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ζήτηση ηλεκτρισμού παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις, καθώς είναι

γενικά υψηλή κατά τη διάρκεια της ημέρας και χαμηλή τη νύχτα. Η φόρτιση των μπαταριών PHEV τη νύχτα θα εκμεταλλευόταν τη χαμηλή ζήτηση. Εάν τα PHEVs αναπτύσσονταν, η ικανότητα των μπαταριών των PHEV θα μπορούσε επίσης να χρησιμοποιηθεί για να βοηθήσει στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Οι οδηγοί PHEV θα φόρτιζαν τα οχήματά τους όταν οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλές και θα πωλούσαν την ηλεκτρική ενέργεια όταν η ζήτηση και οι τιμές είναι υψηλές. Αυτό θα μπορούσε να βοηθήσει στην ικανοποίηση της μέγιστης ζήτησης χωρίς τη δημιουργία νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού.

7.3.4. Οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης

Μια μηχανή εσωτερικής καύσης είναι ένας κινητήρας στον οποίο η καύση του καυσίμου γίνεται σε ένα θάλαμο καύσης που βρίσκεται ολόκληρος μέσα στο κινητήρα. Σύμφωνα με ένα γενικό ορισμό, ο κινητήρας εσωτερικής καύσης είναι μια θερμική μηχανή, στην οποία καίγεται ένα καύσιμο παρουσία αέρα μέσα σε ένα θάλαμο (θάλαμος καύσης) και από την εξώθερμη αντίδραση του καυσίμου με τον οξειδωτή (θερμική καύση ελεύθερης φλόγας σε αέρια κατάσταση), που είναι το οξυγόνο του αέρα, δημιουργούνται θερμά αέρια.



Εικόνα 7.18: Απεικόνιση μιας μηχανής εσωτερικής καύσεως.

Λειτουργία

Οι τετράχρονοι κινητήρες εσωτερικής καύσης έχουν 4 βασικά βήματα:

1. Εισαγωγή
 - Το μίγμα καυσίμων εισέρχεται στο θάλαμο καύσης.
2. Συμπίεση
 - Το μείγμα τίθεται υπό πίεση.
3. Καύση / Εκτόνωση
 - Το μείγμα καίγεται και εκτονώνεται, πιέζοντας τα κινούμενα μέρη του κινητήρα ώστε να εκτελέσει χρήσιμο έργο.
4. Εξαγωγή
 - Τα προϊόντα της καύσης εξέρχονται από το θάλαμο καύσης.

Καύσιμα

Σήμερα τα καύσιμα τα οποία χρησιμοποιούνται είναι:

- Πετρέλαιο:
 - Βενζίνη
 - Diesel
 - Υγροποιημένο αέριο πετρελαίου
 - Συμπιεσμένο φυσικό αέριο
- Άνθρακας:
 - Η περισσότερη μεθανόλη γίνεται από τον άνθρακα.
 - Η βενζίνη μπορεί να γίνει από τον άνθρακα
 - Το diesel μπορεί να γίνει από τον άνθρακα
- Βιοκαύσιμα
- Υδρογόνο

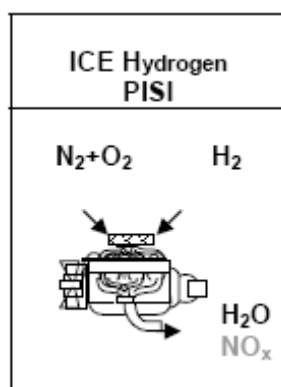
Μόλυνση του περιβάλλοντος

Οι μηχανές εσωτερικής καύσης παράγουν ρυπογόνα αέρια, λόγω της ελλιπούς καύσης των ανθρακούχων καυσίμων. Τα κύρια παράγωγα της διαδικασίας είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), νερό και κάποια αιθάλη. Τα αποτελέσματα της εισπνοής αυτών των αερίων έχουν μελετηθεί στους ανθρώπους και τα ζώα και περιλαμβάνουν το άσθμα, τον καρκίνο του πνεύμονα, τα καρδιαγγειακά προβλήματα και τον πρόωρο θάνατο. Υπάρχουν εντούτοις μερικά πρόσθετα προϊόντα της διαδικασίας καύσης που περιλαμβάνουν οξείδια του θείου και του αζώτου και μερικούς υδρογονάνθρακες. Τα ρυπογόνα αυτά αέρια είναι υπεύθυνα σε μεγάλο βαθμό για το φαινόμενο του θερμοκηπίου και για την τρύπα του όζοντος. Τέλος, οι μηχανές εσωτερικής καύσης συμβάλλουν στην ηχορρύπανση. Η κυκλοφορία αυτοκινήτων και φορτηγών, καθώς και αεροπλάνων δημιουργεί έντονο θόρυβο.

7.3.5. Οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης που έχουν ως καύσιμο το υδρογόνο

Το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο για τις μηχανές εσωτερικής καύσης (H_2ICE). Το υδρογόνο μπορεί να βρίσκεται στο όχημα είτε με συμπιεσμένη μορφή σε ένα υψηλής πίεσης σκεύος, είτε με υγρή μορφή σε μια κρυογόνο δεξαμενή. Αν και έχει χρησιμοποιηθεί ως πρότυπο η πίεση των 35MPa, αναμένεται ότι θα επικρατήσει η πίεση των 70MPa. Αυτό το επίπεδο πίεσης είναι απαραίτητο για να αποθηκεύσει μια επαρκή ποσότητα υδρογόνου σε έναν λογικό όγκο. Η χρήση υγρού υδρογόνου δημιουργεί επίσης το πρόβλημα της μακροπρόθεσμης αποθήκευσης δεδομένου ότι η είσοδος θερμότητας σε μια δεξαμενή με -253°C δεν μπορεί να αποφευχθεί και υπάρχει και μία βαθμιαία απώλεια υδρογόνου από τη δεξαμενή εάν το όχημα δεν χρησιμοποιείται για κάποιο διάστημα. Ο συνδυασμός υδρογόνου ως ενεργειακός μεταφορέας με τις αποδεδειγμένες και καλά κατανοητές τεχνολογίες μηχανών θεωρείται ως η τελευταία βραχυπρόθεσμη λύση που θα μπορούσε να γεφυρώσει το χάσμα μέχρι την πλήρη ανάπτυξη των οχημάτων κυττάρων καυσίμου. Η καύση του H_2 παράγει νερό, πτητικές οργανικές ενώσεις χωρίς μεθάνιο και μονοξείδιο του άνθρακα, αλλά και σημαντικές ποσότητες οξειδίων του αζώτου. Δεδομένης της έμφυτης ανεπάρκειας της μηχανής εσωτερικής καύσεως, ένα H_2ICE δεν είναι σε θέση να παρέχει ουσιαστική μείωση των εκπομπών και

να έχει την ίδια απόδοση όπως ένα όχημα με κυψέλη καυσίμου. Η χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο μηχανών έχει εξεταστεί σε μάλλον περιορισμένη βάση με ποικίλα αποτελέσματα κατά τη διάρκεια αρκετών δεκαετιών. Το υδρογόνο μπορεί να εφαρμοστεί στις συμβατικές μηχανές εμβόλων καθώς επίσης και στις μηχανές συμπίεσης διπλού τύπου καυσίμων, σε μηχανές ομοιογενούς συμπίεσης (HCCI) και μηχανές όπου η ανάφλεξη επηρεάζεται μέσω της επιφάνειας ή σε μηχανές με καταλυτική ανάφλεξη. Υπάρχουν πολυάριθμα θετικά χαρακτηριστικά γνωρίσματα του υδρογόνου ως καύσιμο, που αφορούν συνήθως την ταχύτητα καύσης του. Εντούτοις υπάρχουν επίσης μερικά μειονεκτήματα και περιορισμοί. Οι μηχανές που τροφοδοτούνται με καύσιμο το υδρογόνο έχουν μειωμένη ισχύ, που οφείλεται κυρίως στην χαμηλή θερμοαντική αξία του υδρογόνου. Μια μηχανή υδρογόνου όταν χρησιμοποιείται πρέπει να είναι 40-60% στοιχειομετρικά μεγαλύτερη στο μέγεθος απ' ότι μια μηχανή που χρησιμοποιεί βενζίνη για την ίδια παραγωγή ισχύος και ροπής. Κάποια τεχνικά χαρακτηριστικά των μηχανών αυτών παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα.



Εικόνα 7.19: Αρχή λειτουργίας της μηχανής εσωτερικής καύσης με υδρογόνο.

Κατανάλωση ενέργειας	MJ/100km	151
Βελτίωση απόδοσης		
Κύκλοι στις πόλεις		14%
Κύκλοι στις λεωφόρους		16%
Ποικιλία	km	
Τεχνική διάρκεια ζωής	a	όπως τα συμβατικά

Πίνακας 7.5: Τεχνικά στοιχεία για τις μηχανές εσωτερικής καύσης με υδρογόνο.

Οι σημερινές μηχανές εσωτερικής καύσης με υδρογόνο δεν επιτυγχάνουν την ισχύ των συμβατικών μηχανών βενζίνης. Ο λόγος είναι ότι ο όγκος του υδρογόνου στη διάρκεια της καύσης είναι το ένα τρίτο του όγκου της βενζίνης και λόγω αυτής της απώλειας η θερμοαντική αξία της συνολικής ένωσης είναι χαμηλότερη.

7.4.Οικονομική ανάλυση μελλοντικής αγοράς οχημάτων

7.4.1. Ανάλυση των τύπων αυτοκινήτων που χρησιμοποιούν υδρογόνο

Μία από τις κυριότερες χρήσεις του υδρογόνου είναι ως καύσιμο για οχήματα. Υπό την έννοια αυτή, το υδρογόνο, εισάγεται ως φορέας ενέργειας στον τομέα των οδικών μεταφορών.

Για να περιγραφεί ένα υδρογονοκίνητο όχημα, τα πρωτογενή του στοιχεία (κινητήρας, επί του οχήματος αποθήκευση και ανασχηματισμός) θα πρέπει να χαρακτηριστούν και να οριστούν. Αυτή η προσέγγιση που ακολουθήθηκε δεν είναι μόνο για τα οχήματα που κινούνται με υδρογόνο, αλλά και για τους υπόλοιπους τύπους οχημάτων, που ανταγωνίζονται τα οχήματα που χρησιμοποιούν υδρογόνο.

Δύο είδη οχημάτων με κινητήρες που χρησιμοποιούν το υδρογόνο περιλαμβάνονται στη μελέτη, τα αυτοκίνητα με κυψέλες καυσίμου και αυτά με κινητήρα εσωτερικής καύσης. Ο κινητήρας με κυψέλη καυσίμου είναι περαιτέρω διαφοροποιημένος όσον αφορά τα stacks και το σύστημα. Επιπλέον, τα stacks και τα συστήματα διαφοροποιούνται ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται στα αυτοκίνητα κυψελών καυσίμου (βενζίνη ή υδρογόνο). Από την άλλη πλευρά, οι κινητήρες εσωτερικής καύσης, τεχνικά δεν είναι διαφορετικοί από τις μηχανές εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιούνται σήμερα στα οχήματα που κινούνται με βενζίνη. Ωστόσο, σε κοινή βάση δεδομένων έχουν διαφορετικές οικονομικές επιδόσεις, οπότε αποφασίστηκε να συμπεριληφθούν ως μια διαφορετική τεχνολογία στην ανάλυσή μας.

Για την αποθήκευση υδρογόνου στο αυτοκίνητο, δύο επιλογές περιλαμβάνονται στην ανάλυση: υδρογόνο σε υγρή μορφή και υδρογόνο σε αέρια μορφή. Οι δύο αυτές επιλογές ανταγωνίζονται στην ανάλυση, δεδομένου ότι κάθε μία από αυτές χρειάζεται τις δικές τις συγκεκριμένες υποδομές. Reformers βενζίνης επί του οχήματος, περιλαμβάνονται επίσης στην μελέτη, ώστε να καταστεί δυνατή η παραγωγή υδρογόνου επί του οχήματος. Οι reformers έχουν χρησιμοποιηθεί στα οχήματα με κυψέλη καυσίμου, παρακάμπτοντας με αυτό τον τρόπο την ανάγκη για υποδομή για τη διανομή υδρογόνου.

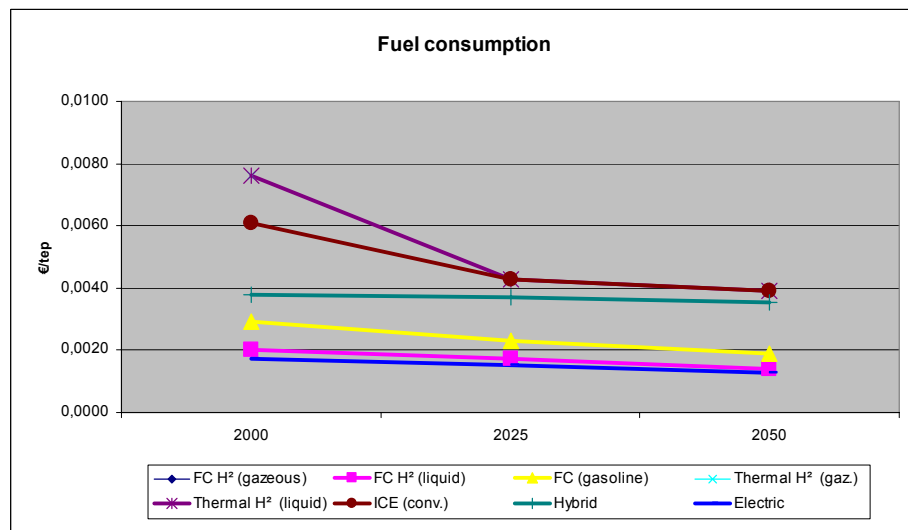
Συνολικά, στη μελέτη μας οι τεχνολογίες για κινητές εφαρμογές (αυτοκίνητα) είναι: δύο τύποι από stack κυψελών καυσίμου, δύο τύποι συστημάτων κυψελών καυσίμου, δύο είδη για επί του οχήματος αποθήκευση του υδρογόνου, ένα είδος επί του οχήματος μετατροπή και ένας κινητήρας εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιεί το υδρογόνο. Όλα αυτά οδηγούν σε οκτώ διαφορετικές τεχνολογίες υδρογόνου στον τομέα των οδικών μεταφορών. Τα συστατικά αυτά συνδυάζονται για να καθορίσουν πέντε νέους τύπους οχημάτων:

- Αυτοκίνητα με κυψέλες καυσίμου που χρησιμοποιούν υγρό υδρογόνο
- Αυτοκίνητα με κυψέλες καυσίμου που χρησιμοποιούν αέριο υδρογόνο
- Αυτοκίνητα με κυψέλες καυσίμου με reformer επί του οχήματος που χρησιμοποιούν βενζίνη
- Αυτοκίνητα με μηχανή εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιούν υγρό υδρογόνο
- Αυτοκίνητα με μηχανή εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιούν αέριο υδρογόνο

Τα αυτοκίνητα που χρησιμοποιούν υδρογόνο ανταγωνίζονται με τα υπόλοιπα είδη αυτοκινήτου που περιλαμβάνονται στην ανάλυσή μας (βενζινοκίνητα με μηχανή εσωτερικής καύσης, υβριδικά, plug-in υβριδικά, ηλεκτρικά). Η απόφαση αγοράς αυτοκινήτου λαμβάνεται με βάση το κόστος ανά χιλιόμετρο για κάθε τύπου αυτοκινήτου. Σε κάθε έτος, η αυξημένη δραστηριότητα των μεταφορών δημιουργεί την ανάγκη για νέες άδειες κυκλοφορίας οχημάτων και οι διάφοροι τύποι οχημάτων ανταγωνίζονται για να αποκτήσουν μερίδιο στη νέα αγορά. Το μερίδιό τους στην νέα αγορά (σύμφωνα με το μοντέλο PRIMES) καθορίζεται με μια συνάρτηση Weibull :

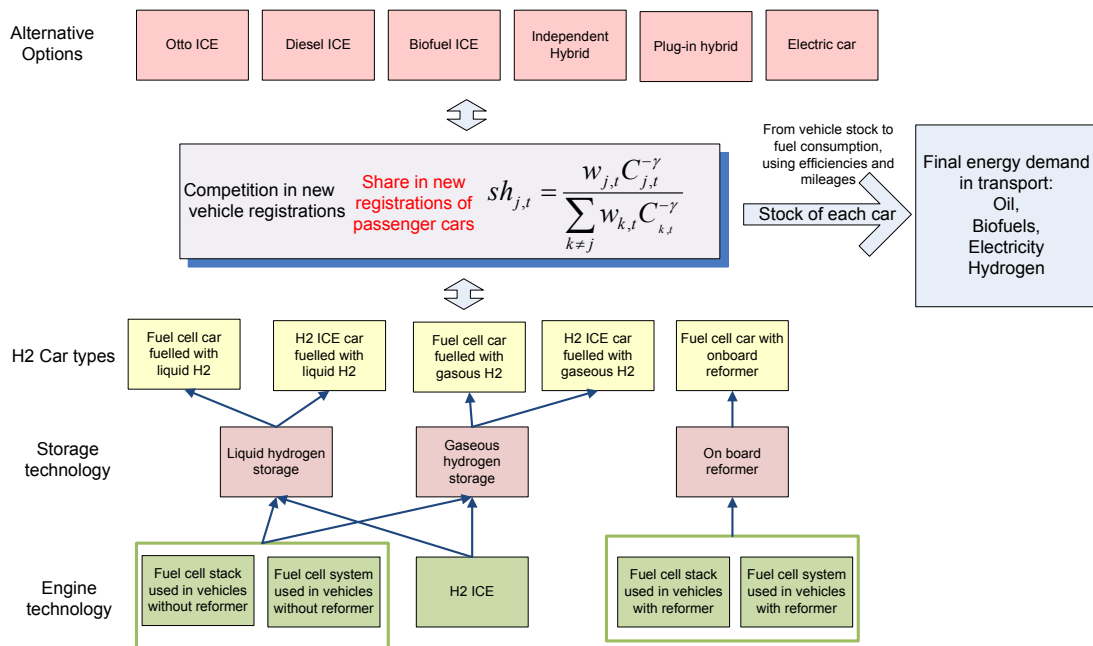
$$sh_{j,t} = \frac{w_{j,t} C_{j,t}^{-\gamma}}{\sum_{k \neq j} w_{k,t} C_{k,t}^{-\gamma}}$$

όπου $C_{j,t}$ είναι το κόστος ανά χιλιόμετρο του οχήματος j κατά το έτος t , w είναι ένα «βάρος» που αντιπροσωπεύει τη σχετική ωριμότητα της τεχνολογίας που επηρεάζει και το μερίδιο κάθε τεχνολογίας και ο εκθέτης γ αντιπροσωπεύει τις συνθήκες που επηρεάζουν τις αποφάσεις επενδύσεων (όπως η αποδοχή των νέων τεχνολογιών στον τομέα). Τα νέα αυτοκίνητα προστίθενται στα υπάρχοντα. Από το απόθεμα των αυτοκινήτων και εφαρμόζοντας την απόδοση και τις ετήσιες μέσες αποστάσεις, η κατανάλωση καυσίμου μπορεί να καθοριστεί.



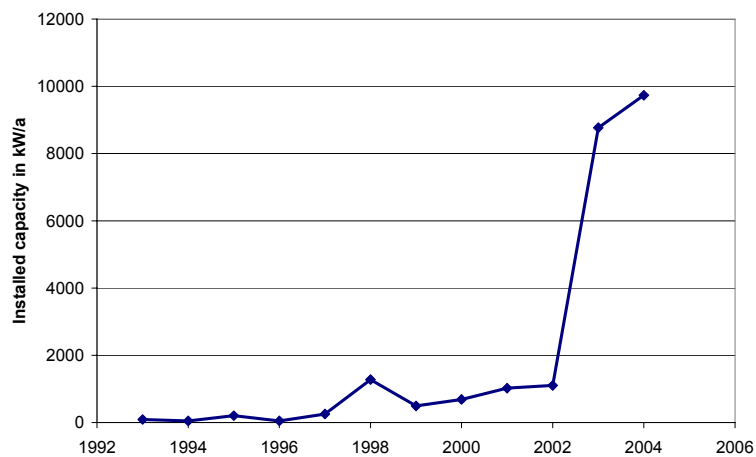
Διάγραμμα 7.1: Η κατανάλωση καυσίμου σε tep/100km για τους διάφορους τύπους αυτοκινήτων που εξετάζονται.

Το παρακάτω σχήμα δείχνει τις σχετικές τεχνολογίες με υδρογόνο που συμμετέχουν στην παρούσα ανάλυση και τον τρόπο με τον οποίο συνδυάζονται έτσι ώστε να καθοριστούν οι διαφορετικοί τύποι υδρογονοκίνητων αυτοκινήτων.

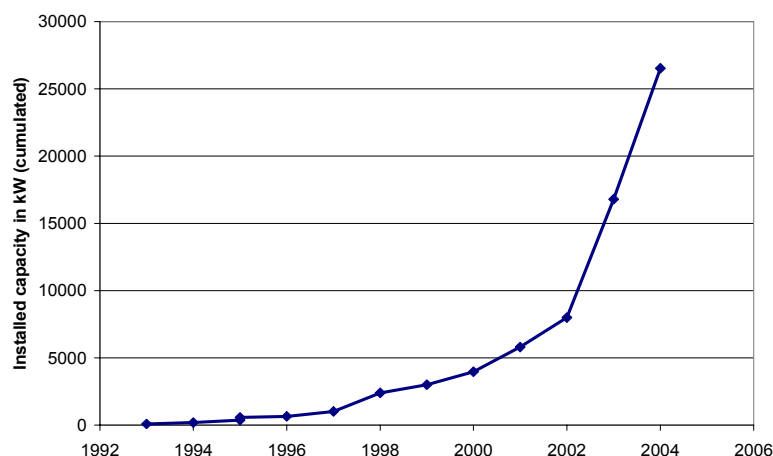


Εικόνα 7.20: Διάγραμμα της χρήσης του υδρογόνου στον τομέα των οδικών μεταφορών.

Στα επόμενα διαγράμματα, αναλύεται η εγκατεστημένη ισχύς σε κιλοβάτ των οχημάτων που χρησιμοποιούν κυψέλες καυσίμου (σε οχήματα επίδειξης, αφού το σημερινό κόστος των κυψελών καυσίμου είναι απαγορευτικό για βιομηχανική παραγωγή). Σχεδόν όλα αυτά τα οχήματα χρησιμοποιούν κυψέλες PEFC, με μοναδική εξαίρεση τα οχήματα με αλκαλικές κυψέλες AFC που χρησιμοποίησε η ρωσική AvtoVaz. Στο δεύτερο διάγραμμα, δίνεται η αθροιστική χωρητικότητα.



Διάγραμμα 7.2: Εγκατεστημένη ισχύς σε κιλοβάτ των οχημάτων που χρησιμοποιούν κυψέλες καυσίμου.



Διάγραμμα 7.3: Η αθροιστική χωρητικότητα σε κιλοβάτ των οχημάτων που χρησιμοποιούν κυψέλες καυσίμου.

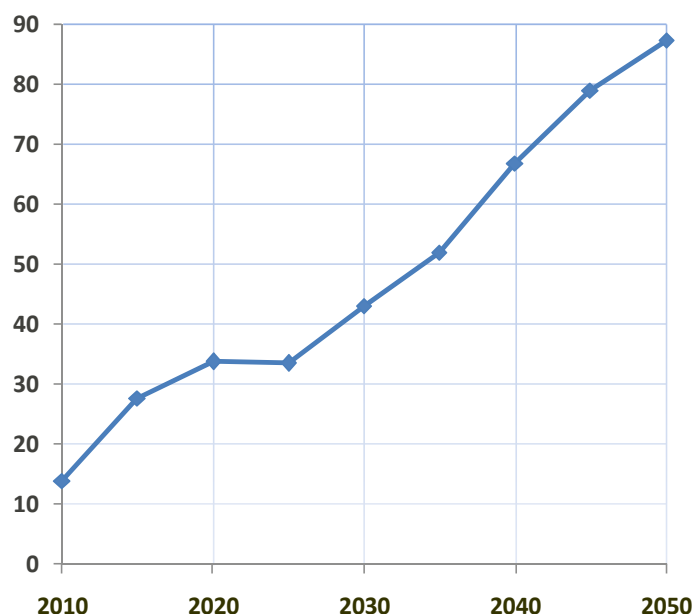
7.4.2. Σενάριο αναφοράς (Primes-H₂)

Το βασικό σενάριο υποθέτει ότι ο πληθυσμός στην ΕΕ των 27 παραμένει ουσιαστικά αμετάβλητος μεταξύ του 2000 και του 2050. Σε μακροπρόθεσμη βάση, η δυναμική της γήρανσης του πληθυσμού επικρατεί και εμφανίζεται πτώση πληθυσμού. Αυτό ισχύει ιδιαίτερα για ορισμένες χώρες, συμπεριλαμβανομένων των νέων κρατών μελών, όπου η σημερινή διάρθρωση των ηλικιών συνεπάγεται επιτάχυνση της πτώσης, με απουσία μιας μεγάλης αύξησης στα ποσοστά γονιμότητας. Ο Πίνακας 7.6 δείχνει την αύξηση του πληθυσμού στην ΕΕ-15, στα νέα κράτη μέλη που προσχώρησαν στην ΕΕ το Μάιο του 2004 (NMS-12) και στην ΕΕ-27. Σύμφωνα με το βασικό σενάριο για την ΕΕ-15 η αύξηση του κατά κεφαλήν εισοδήματος μέχρι το 2030 είναι γενικά συνεπής με τη μακροχρόνια εμπειρία τα τελευταία 25 χρόνια. Σε μακροπρόθεσμη βάση, μια ελαφρά επιβράδυνση θα συμβεί αντανakλώντας την βραδύτερη αύξηση του πληθυσμού σε ηλικία εργασίας. Το κατά κεφαλήν εισόδημα στα νέα κράτη μέλη αναμένεται να συγκλίνει σταθερά, έστω και αργά, προς τον μέσο όρο της ΕΕ-15. Το 1992 ήταν μόλις το 35%, τη στιγμή της προσχώρησης ανερχόταν σε 43%, ενώ το 2030 προβλέπεται ότι θα φθάσει το 60% και το 2050 το 77%. Η ευρωπαϊκή οικονομία σταδιακά αλλάζει τη δομή της καθώς τομείς με υψηλότερη προστιθέμενη αξία αναπτύσσονται ταχύτερα από τον τομέα της ενέργειας και των υλικών. Ο Πίνακας 7.6 δείχνει το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης του ΑΕΠ ανά κάτοικο στην ΕΕ-15, στα νέα κράτη μέλη που προσχώρησαν στην ΕΕ το Μάιο του 2004 (NMS-12) και στην ΕΕ-27.

	1990-2000	2000-2010	2010-2030	2030-2050	2005-2050
Πληθυσμός					
ΕΕ-15	0,35	0,42	0,12	-0,04	0,09
Κατάσταση νέων μελών	-0,17	-0,29	-0,46	-0,72	-0,55
ΕΕ-27	0,24	0,27	0,01	-0,16	-0,03
ΑΕΠ					
ΕΕ-15	1,79	1,63	1,85	1,33	1,65
Κατάσταση νέων μελών	1,07	4,08	2,9	2,59	2,88
ΕΕ-27	1,78	1,95	2,01	1,52	1,84

Πίνακας 7.6: Η αύξηση του πληθυσμού και το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης του ΑΕΠ ανά κάτοικο στην ΕΕ-15, στα νέα κράτη μέλη που προσχώρησαν στην ΕΕ το Μάιο του 2004 (NMS-12) και στην ΕΕ-27.

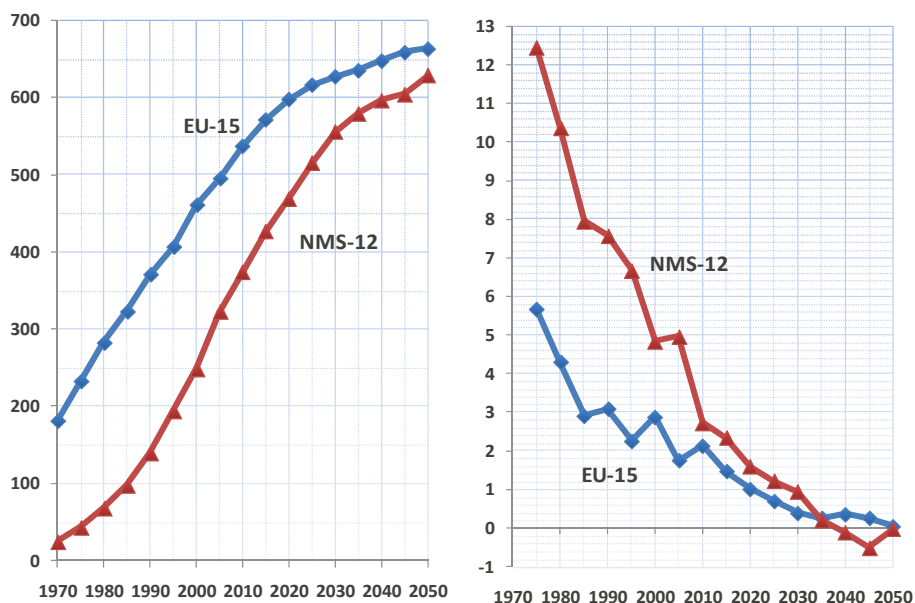
Οι υποθέσεις καλύπτουν και τη πολιτική για το κλίμα. Η ΕΕ αναμένεται να οδηγήσει την παγκόσμια προσπάθεια, πράγμα το οποίο σημαίνει ότι έχει τις πιο μεγάλες τιμές άνθρακα. Είναι δεδομένο ότι μετά το 2025 η πολιτική για το κλίμα θα επιταχυνθεί σε απάντηση των δυσκολότερων στόχων για το κλίμα εκείνης της περιόδου και θα καλύπτει σταδιακά όλες τις δραστηριότητες που εκπέμπουν. Το επίπεδο της τιμής του άνθρακα στην ΕΕ-27 φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 7.4: Αξία άνθρακα σε €/tn CO₂ στο σενάριο αναφοράς για την ΕΕ-27.

Εκτός από την ισχυρή πολιτική για το κλίμα, το βασικό σενάριο προϋποθέτει φορολογική στήριξη (μερική απαλλαγή από τη φορολογία για μηδενικές εκπομπές οχημάτων ως απάντηση σε προβλήματα αστικής ρύπανσης). Εκτός από αυτές τις περιβαλλοντικές πρωτοβουλίες, το βασικό σενάριο δεν περιλαμβάνει ειδικά μέτρα για την προώθηση του υδρογόνου ως εναλλακτική λύση για το ενεργειακό σύστημα: οι δυνάμεις της αγοράς και της τεχνολογικής ανάπτυξης θα αναλάβουν μόνες τους να οδηγήσουν την διείσδυση του υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών. Υπό την έννοια αυτή, ο κύριος στόχος του βασικού σεναρίου είναι να εξετάσει την εξέλιξη της οικονομίας του υδρογόνου, όσον αφορά τις οδικές μεταφορές με οχήματα.

Το βασικό σενάριο προτείνει μια επιβράδυνση της αύξησης της δραστηριότητας στις οδικές μεταφορές που οφείλεται στη μείωση του πληθυσμού και στα αποτελέσματα του κορεσμού σχετικά με την κινητικότητα των ανθρώπινων πόρων. Το Διάγραμμα 7.5 δείχνει την ιδιοκτησία αυτοκινήτων ανά 1000 κατοίκους στην ΕΕ-15 και στα νέα κράτη μέλη που προσχώρησαν στην ΕΕ το Μάιο του 2004 (NMS-12), καθώς και το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης του αποθέματος των επιβατικών αυτοκινήτων. Στην ΕΕ-15, οι συνέπειες του κορεσμού στην ιδιοκτησία αυτοκινήτων γίνονται ιδιαίτερα αισθητές μετά το 2020. Η ιδιοκτησία αυτοκινήτων στα νέα κράτη μέλη είναι σήμερα γύρω στα μέσα της καμπύλης διείσδυσης με ραγδαία αύξηση του ποσοστού ιδιοκτησίας. Τα πρώτα πραγματικά σημάδια κορεσμού θα συμβούν μετά το 2030, όταν το ποσοστό ιδιοκτησίας θα έχει περάσει πάνω από 500 αυτοκίνητα ανά χίλιους κατοίκους σε σύγκριση με 625 αυτοκίνητα ανά χίλιους κατοίκους στην ΕΕ των 15. Οι εν λόγω επιπτώσεις κορεσμού συνεπάγονται μια αισθητή επιβράδυνση της αύξησης των αποθεμάτων των αυτοκινήτων. Ο συνδυασμός της μειωμένης ανάπτυξης των αποθεμάτων και των σημερινών ποσοστών απόσυρσης κανονικά θα οδηγήσει σε σχεδόν σταθερές νέες ταξινομήσεις γύρω από τα σημερινά επίπεδα.



Διάγραμμα 7.5: Ιδιοκτησία αυτοκινήτων ανά 1000 κατοίκους (αριστερή εικόνα) και ποσοστό ετήσιας αύξησης του αποθέματος αυτοκινήτων (δεξιά εικόνα).

7.4.3. Κόστος των διαφόρων τύπων αυτοκινήτων

Όπως είναι εμφανές, προς το παρόν κανένα όχημα που χρησιμοποιεί υδρογόνο δεν είναι συγκρίσιμο οικονομικά με τα υπόλοιπα οχήματα (βενζινοκίνητα, υβριδικά, ηλεκτρικά και plug-in υβριδικά). Τα υδρογονοκίνητα οχήματα ακόμα δεν βρίσκονται στο στάδιο της βιομηχανικής παραγωγής και σαν αποτέλεσμα τα κόστη τους είναι τεράστια.

Από τα 9 είδη αυτοκινήτων που ανταγωνίζονται μεταξύ τους στη μελέτη μας, τα **αυτοκίνητα με μηχανή εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιούν βενζίνη** είναι σήμερα τα φθηνότερα και μάλιστα με μεγάλη διαφορά. Το κόστος τους είναι πολύ μειωμένο εξαιτίας της οικονομίας κλίμακας, αφού αποτελούν ένα τεράστιο ποσοστό της παγκόσμιας αγοράς αυτοκινήτων. Το συνολικό κόστος αγοράς ενός μέσου αυτοκινήτου ανέρχεται σήμερα στα 17.687€, από τα οποία το μεγαλύτερο μέρος 15.000€ είναι το «σώμα» του αυτοκινήτου και τα υπόλοιπα είναι το κόστος της μηχανής, που οδηγεί σε ένα συνολικό κόστος 0,2€/km (μαζί με το κόστος καυσίμου). Αυτό το κόστος αγοράς προβλέπεται να αυξηθεί στα επόμενα χρόνια εξαιτίας της αύξησης του κόστους της μηχανής και της αύξησης της τιμής της βενζίνης οδηγώντας σε συνολικό κόστος 0,21€/km το 2025 και 0,23€/km το 2050.

€2000		2000	2025	2050
Ικανότητα ηλεκτρικής μηχανής	kW/όχημα	77	70	70
Ικανότητα stack	kW/όχημα			
Ικανότητα αποθήκευσης (H2)	kg			
Ικανότητα αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	kWh			
Κόστος stack	€/kW			
Κόστος FC συστήματος/μηχανής	€/kW			
Κόστος μηχανής	€/kW	20	28	32
Διάρκεια ζωής του stack	ώρες			
Διάρκεια ζωής του συστήματος	ώρες			
Κόστος αποθήκευσης (H2)	€/kgH2	0	0	0
Κόστος αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	€/kWh			
Κόστος reformer	€/kW	0	0	0
Κόστος μηχανής	kW/όχημα	1540	1960	2240
Κόστος μηχανής και reformer	kW/όχημα	0	0	0
Συνολικό κόστος μηχανής	kW/όχημα	2687	3419	3908
Κόστος 'σώματος'	kW/όχημα	15000	15000	15000
Συνολικό κόστος οχήματος	kW/όχημα	17687	18419	18908
Εφοδιασμός με καύσιμο	tep/100km	0,0061	0,0043	0,0039
Κατανάλωση (/συμβατικό)	%	100%	70%	64%
Κόστος καυσίμου	€/tep	493	878	1351
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO2/toe	3	3	3
Παράγοντας χρησιμοποίησης	km/χρόνο	15000	15000	15000
Κόστος συντήρησης	€/χρόνο	354	368	378
Διάρκεια ζωής οχήματος	χρόνια	14	14	14
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικό κόστος (με φόρο άνθρακα)	€/km	0,20	0,21	0,23

Πίνακας 7.7: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών οχημάτων με μηχανές εσωτερικής καύσης.

Τα υβριδικά αυτοκίνητα έχουν αρχίσει τα τελευταία χρόνια να εισβάλλουν στην αγορά του αυτοκινήτου, εξαιτίας κυρίως φορολογικών και άλλων προνομίων που δίνονται από το κράτος σε μια προσπάθεια να στραφούν οι πολίτες σε πιο οικολογικά μέσα μεταφοράς. Το κόστος τους το 2000 είναι περίπου 21.961€. Το κόστος της μηχανής είναι 6.961€ και αποτελείται από το κόστος του κινητήρα εσωτερικής καύσης και του ηλεκτροκινητήρα, τα οποία σήμερα είναι σχεδόν ίσα. Στο μέλλον προβλέπεται μια μείωση της τιμής των υβριδικών που προέρχεται από τη πτώση τιμής της αποθήκευσης και του ηλεκτροκινητήρα. Πάντως το κόστος ανά χιλιόμετρο παραμένει ουσιαστικά σταθερό σε όλη την περίοδο, στα 0,23€/km.

€2000		2000		2025		2050	
		ICE	ELE	ICE	ELE	ICE	ELE
Ικανότητα ηλεκτρικής μηχανής	kW/όχημα	57	50	57	50	57	50
Ικανότητα stack	kW/όχημα						
Ικανότητα αποθήκευσης (H2)	kg						
Ικανότητα αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	kWh		1,5		1,5		1,5
Κόστος stack	€/kW						
Κόστος FC συστήματος/μηχανής	€/kW						
Κόστος μηχανής	€/kW	20	27	20	15	20	12
Διάρκεια ζωής του stack	ώρες						
Διάρκεια ζωής του συστήματος	ώρες						
Κόστος αποθήκευσης (H2)	€/kgH2						
Κόστος αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	€/kWh	1000		520		400	
Κόστος reformer	€/kW	0		0		0	
Κόστος μηχανής	kW/όχημα	2490		1890		1720	
Κόστος μηχανής και reformer	kW/όχημα	1500		780		600	
Συνολικό κόστος μηχανής	kW/όχημα	6961		4658		4047	
Κόστος 'σώματος'	kW/όχημα	15000		15000		15000	
Συνολικό κόστος οχήματος	kW/όχημα	21961		19658		19047	
Εφοδιασμός με καύσιμο	tep/100km	0,0038		0,0037		0,0035	
Κατανάλωση (/συμβατικό)	%	62%		61%		58%	
Κόστος καυσίμου	€/tep	493		878		1351	
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO2/toe	3		3		3	
Παράγοντας χρησιμοποίησης	km/χρόνο	15000		15000		15000	
Κόστος συντήρησης	€/χρόνο	439		393		381	
Διάρκεια ζωής οχήματος	χρόνια	14		14		14	
Επιτόκιο αναγωγής		8%		8%		8%	
Συνολικό κόστος (με φόρο άνθρακα)	€/km	0,23		0,22		0,23	

Πίνακας 7.8: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των υβριδικών οχημάτων.

Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα, εξαιτίας του μεγάλου κόστους της αποθήκευσης παραμένουν μια μη ανταγωνιστική λύση για όλη την περίοδο που εξετάζουμε. Η τιμή τους το 2000 είναι περίπου 44.000€ και παρουσιάζει μια πτώση στη διάρκεια του χρόνου, φτάνοντας τα 26.700€ το 2050. Αυτή η μείωση όμως δεν είναι αρκετή και έτσι τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα θεωρούνται η χειρότερη οικονομικά τεχνολογία το 2050, αν και φιλική προς το περιβάλλον. Το κόστος ανά χιλιόμετρο ξεκινάει από τα 0,40€/km και φτάνει τα 0,25€/km το 2050.

€2000		2000	2025	2050
Ικανότητα ηλεκτρικής μηχανής	kW/όχημα	60	60	60
Ικανότητα stack	kW/όχημα			
Ικανότητα αποθήκευσης (H2)	kg			
Ικανότητα αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	kWh	30	30	30
Κόστος stack	€/kW			
Κόστος FC συστήματος/μηχανής	€/kW			
Κόστος μηχανής	€/kW	27	15	12
Διάρκεια ζωής του stack	ώρες			
Διάρκεια ζωής του συστήματος	ώρες			
Κόστος αποθήκευσης (H2)	€/kgH2			
Κόστος αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	€/kWh	500	260	200
Κόστος reformer	€/kW	0	0	0
Κόστος μηχανής	kW/όχημα	1620	900	720
Κόστος μηχανής και reformer	kW/όχημα	15000	7800	6000
Συνολικό κόστος μηχανής	kW/όχημα	28994	15177	11723
Κόστος 'σώματος'	kW/όχημα	15000	15000	15000
Συνολικό κόστος οχήματος	kW/όχημα	43994	30177	26723
Εφοδιασμός με καύσιμο	tep/100km	0,0017	0,0015	0,0013
Κατανάλωση (/συμβατικό)	%	28%	25%	21%
Κόστος καυσίμου	€/tep	1903	2022	2049
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO2/toe	5	5	5
Παράγοντας χρησιμοποίησης	km/χρόνο	15000	15000	15000
Κόστος συντήρησης	€/χρόνο	177	177	177
Διάρκεια ζωής οχήματος	χρόνια	14	14	14
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικό κόστος (με φόρο άνθρακα)	€/km	0,40	0,29	0,25

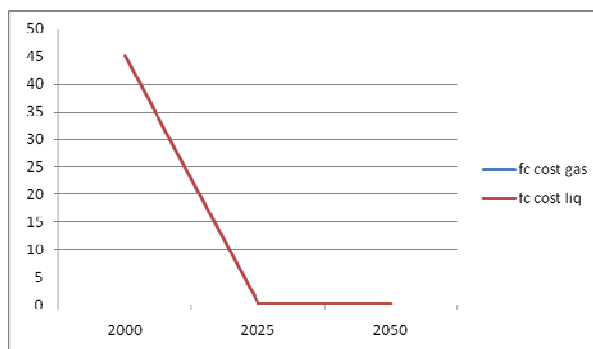
Πίνακας 7.9: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών οχημάτων.

Τα υβριδικά plug-in αυτοκίνητα έχουν το ίδιο κόστος μηχανής με τα υβριδικά, αλλά είναι ακριβότερα εξαιτίας του ακριβότερου συστήματος αποθήκευσης που απαιτείται. Το 2000 το κόστος τους είναι 0,31 €/km και το 2050 φτάνει στα 0,25 €/km, καθιστώντας τη συγκεκριμένη τεχνολογία μη ανταγωνιστική.

€2000		2000		2025		2050	
		ICE	ELE	ICE	ELE	ICE	ELE
Ικανότητα ηλεκτρικής μηχανής	kW/όχημα	57	50	57	50	57	50
Ικανότητα stack	kW/όχημα						
Ικανότητα αποθήκευσης (H2)	kg						
Ικανότητα αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	kWh		6,5		6,5		6,5
Κόστος stack	€/kW						
Κόστος FC συστήματος/μηχανής	€/kW						
Κόστος μηχανής	€/kW	20	27	20	15	20	12
Διάρκεια ζωής του stack	ώρες						
Διάρκεια ζωής του συστήματος	ώρες						
Κόστος αποθήκευσης (H2)	€/kgH2						
Κόστος αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	€/kWh	1000		520		400	
Κόστος reformer	€/kW	0		0		0	
Κόστος μηχανής	kW/όχημα	2490		1890		1720	
Κόστος μηχανής και reformer	kW/όχημα	6500		3380		2600	
Συνολικό κόστος μηχανής	kW/όχημα	15683		9194		7536	
Κόστος 'σώματος'	kW/όχημα	15000		15000		15000	
Συνολικό κόστος οχήματος	kW/όχημα	30683		24194		22536	
Εφοδιασμός με καύσιμο	tep/100km	0,0019	0,0009	0,0019	0,0008	0,0018	0,0006
Κατανάλωση (/συμβατικό)	%						
Κόστος καυσίμου	€/tep	493	1903	878	2022	1351	2049
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO2/toe	3		3		3	
Παράγοντας χρησιμοποίησης	km/χρόνο	15000		15000		15000	
Κόστος συντήρησης	€/χρόνο	614		484		451	
Διάρκεια ζωής οχήματος	χρόνια	14		14		14	
Επιτόκιο αναγωγής		8%		8%		8%	
Συνολικό κόστος (με φόρο άνθρακα)	€/km	0,31		0,26		0,25	

Πίνακας 7.10: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των plug-in υβριδικών οχημάτων.

Τα οχήματα με κυψέλες καυσίμου που χρησιμοποιούν υδρογόνο προβλέπεται ότι θα είναι ανταγωνιστικά με τα υπόλοιπα είδη αυτοκινήτων προς το τέλος της περιόδου που εξετάζουμε. Η βασική παράμετρος που κάνει αυτά τα αυτοκίνητα τόσο ακριβά σήμερα είναι το τεράστιο κόστος των κυψελών καυσίμου που υπολογίζεται σήμερα στα 37.000€/kW,εκτινάσσοντας έτσι το συνολικό κόστος ενός αυτοκινήτου με κυψέλη καυσίμου στα 4,5 περίπου εκατομμύρια €.



Διάγραμμα 7.6: Μείωση του κόστους των κυψελών καυσίμου υδρογόνου στη διάρκεια του χρόνου.

Πάντως, με την σταδιακή χρησιμοποίηση του υδρογόνου και την παράλληλη ανάπτυξη των αναγκαίων υποδομών, οι κυψέλες καυσίμου θα βρίσκονται πλέον στο στάδιο της βιομηχανικής παραγωγής από το 2035 και μετά και λόγω της οικονομικής κλίμακας και των τεχνολογικών αλμάτων το κόστος τους προβλέπεται να μειωθεί ραγδαία και να φτάσει τα 76€/kW το 2025 και τα 48€/kW το 2050 (το κόστος ισομοιράζεται μεταξύ του συστήματος των κυψελών καυσίμου και των stacks). Παράλληλα μειώνεται, όπως έχει ήδη αναφερθεί, το κόστος για την αποθήκευση και έτσι η τιμή το 2050 για ένα αυτοκίνητο με κυψέλη καυσίμου και αέριο υδρογόνο θα είναι 23.025€ και για υγρό υδρογόνο 22.920€, δηλαδή 0,21€ ανά χιλιόμετρο (απλά για το αέριο υδρογόνο απαιτείται λίγο μεγαλύτερο κόστος αποθήκευσης).

€2000		Με αέριο H2			Με υγρό H2		
		2000	2025	2050	2000	2025	2050
Ικανότητα ηλεκτρικής μηχανής	kW/όχημα	90	90	80	90	90	80
Ικανότητα stack	kW/όχημα	70	70	60	70	70	60
Ικανότητα αποθήκευσης (H2)	kg	6	6	6	6	6	6
Ικανότητα αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	kWh	1,3	1,15	1	1,3	1,15	1
Κόστος stack	€/kW	1500	38	24	1500	38	24
Κόστος FC συστήματος/μηχανής	€/kW	35500	38	24	35500	38	24
Κόστος μηχανής	€/kW	27	15	12	27	15	12
Διάρκεια ζωής του stack	ώρες						
Διάρκεια ζωής του συστήματος	ώρες						
Κόστος αποθήκευσης (H2)	€/kgH2	467	67	60	200	67	50
Κόστος αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	€/kWh	1000	520	400	1000	520	400
Κόστος reformer	€/kW	0	0	0	0	0	0
Κόστος μηχανής	kW/όχημα	2592430	6670	3840	2592430	6670	3840
Κόστος μηχανής και reformer	kW/όχημα	4102	1000	760	2500	1000	700
Συνολικό κόστος μηχανής	kW/όχημα	4529650	13380	8025	4526855	13380	7920
Κόστος 'σύμματος'	kW/όχημα	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Συνολικό κόστος οχήματος	kW/όχημα	4544650	28380	23025	4541855	28380	22920
Εφοδιασμός με καύσιμο	tep/100km	0,0020	0,0017	0,0014	0,0020	0,0017	0,0014
Κατανάλωση (/συμβατικό)	%	33%	28%	23%	33%	28%	23%
Κόστος καυσίμου	€/tep	1446	1111	984	1446	1111	984
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO2/toe	0	0	0	0	0	0
Παράγοντας χρησιμοποίησης	km/χρόνο	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Κόστος συντήρησης	€/χρόνο	442	354	212	442	354	212
Διάρκεια ζωής οχήματος	χρόνια	10	14	14	10	14	14
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%	8%	8%	8%
Συνολικό κόστος (με φόρο άνθρακα)	€/km	45,21	0,27	0,21	45,18	0,27	0,21

Πίνακας 7.11: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των οχημάτων με κυψέλες καυσίμου(υδρογόνο).

Τα αυτοκίνητα με κυψέλες καυσίμου που χρησιμοποιούν ως καύσιμο βενζίνη δεν θεωρούνται οικονομικά ανταγωνιστικά. Η τιμή τους είναι πάντα ακριβότερη από αυτά που χρησιμοποιούν υδρογόνο και το 2050 φτάνει στα 0,24€/km (εξαιτίας αυξημένου κόστους των stacks).

€2000		2000	2025	2050
Ικανότητα ηλεκτρικής μηχανής	kW/όχημα	90	90	80
Ικανότητα stack	kW/όχημα	70	70	60
Ικανότητα αποθήκευσης (H2)	kg			
Ικανότητα αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	kWh	1,3	1,15	1
Κόστος stack	€/kW	2100	150	42
Κόστος FC συστήματος/μηχανής	€/kW	35500	38	24
Κόστος μηχανής	€/kW	27	15	12
Διάρκεια ζωής του stack	ώρες			
Διάρκεια ζωής του συστήματος	ώρες			
Κόστος αποθήκευσης (H2)	€/kgH2	0	0	0
Κόστος αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	€/kWh	1000	520	400
Κόστος reformer	€/kW	4650	27	8
Κόστος μηχανής	kW/όχημα	2634430	14510	4920
Κόστος μηχανής και reformer	kW/όχημα	326800	2488	880
Συνολικό κόστος μηχανής	kW/όχημα	5165866	29653	10118
Κόστος 'σώματος'	kW/όχημα	15000	15000	15000
Συνολικό κόστος οχήματος	kW/όχημα	5180866	44653	25118
Εφοδιασμός με καύσιμο	tep/100km	0,0029	0,0023	0,0019
Κατανάλωση (/συμβατικό)	%	48%	38%	31%
Κόστος καυσίμου	€/tep	493	878	1351
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO2/toe	2	2	2
Παράγοντας χρησιμοποίησης	km/χρόνο	15000	15000	15000
Κόστος συντήρησης	€/χρόνο	442	354	212
Διάρκεια ζωής οχήματος	χρόνια	10	14	14
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%
Συνολικό κόστος (με φόρο άνθρακα)	€/km	51,52	0,41	0,24

Πίνακας 7.12: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των οχημάτων με κυψέλες καυσίμου(βενζίνη).

Τα αυτοκίνητα με μηχανές εσωτερικής καύσης που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το υδρογόνο είναι μία από τις εναλλακτικές τεχνολογίες αυτοκινήτων που θα διαδραματίσουν σπουδαίο ρόλο στη μελλοντική αγορά αυτοκινήτου. Το σημερινό τους κόστος είναι 0,35€/km, αλλά από το 2025 και μετά θα είναι οικονομικά ανταγωνιστικά με τα βενζινοκίνητα, αφού το κόστος τους θα είναι 0,24€/km και το 2050 0,22€/km. Το κόστος της μηχανής τους είναι προφανώς το ίδιο με τα βενζινοκίνητα, αλλά έχουν μεγάλο κόστος αποθήκευσης, το οποίο μειώνεται πολύ κάνοντας τα μια οικονομική λύση για το μέλλον (και πάλι αυτά που χρησιμοποιούν αέριο υδρογόνο είναι λίγο πιο ακριβά εξαιτίας μεγαλύτερου κόστους αποθήκευσης).

€2000		Με αέριο H2			Με υγρό H2		
		2000	2025	2050	2000	2025	2050
Ικανότητα ηλεκτρικής μηχανής	kW/όχημα	77	70	70	77	70	70
Ικανότητα stack	kW/όχημα						
Ικανότητα αποθήκευσης (H2)	kg	21	12	11	21	12	11
Ικανότητα αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	kWh						
Κόστος stack	€/kW						
Κόστος FC συστήματος/μηχανής	€/kW						
Κόστος μηχανής	€/kW	20	28	28	20	28	28
Διάρκεια ζωής του stack	ώρες						
Διάρκεια ζωής του συστήματος	ώρες						
Κόστος αποθήκευσης (H2)	€/kgH2	467	67	59	200	67	50
Κόστος αποθήκευσης (ηλεκτρ.)	€/kWh						
Κόστος reformer	€/kW	0	0	0	0	0	0
Κόστος μηχανής	kW/όχημα	1540	1960	1960	1540	1960	1960
Κόστος μηχανής και reformer	kW/όχημα	9807	804	649	4200	804	550
Συνολικό κόστος μηχανής	kW/όχημα	19795	4822	4551	10013	4822	4379
Κόστος 'σύμματος'	kW/όχημα	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Συνολικό κόστος οχήματος	kW/όχημα	34795	19822	19551	25013	19822	19379
Εφοδιασμός με καύσιμο	tep/100km	0,0076	0,0043	0,0039	0,0076	0,0043	0,0039
Κατανάλωση (/συμβατικό)	%	125%	70%	64%	125%	70%	64%
Κόστος καυσίμου	€/tep	1446	1111	984	1446	1111	984
Περιεκτικότητα σε άνθρακα	tCO2/toe	0	0	0	0	0	0
Παράγοντας χρησιμοποίησης	km/χρόνο	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Κόστος συντήρησης	€/χρόνο	531	424	354	531	424	354
Διάρκεια ζωής οχήματος	χρόνια	14	14	14	14	14	14
Επιτόκιο αναγωγής		8%	8%	8%	8%	8%	8%
Συνολικό κόστος (με φόρο άνθρακα)	€/km	0,43	0,24	0,22	0,35	0,24	0,22

Πίνακας 7.13: Συγκεντρωτικός πίνακας με οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των οχημάτων με μηχανές εσωτερικής καύσης υδρογόνου.

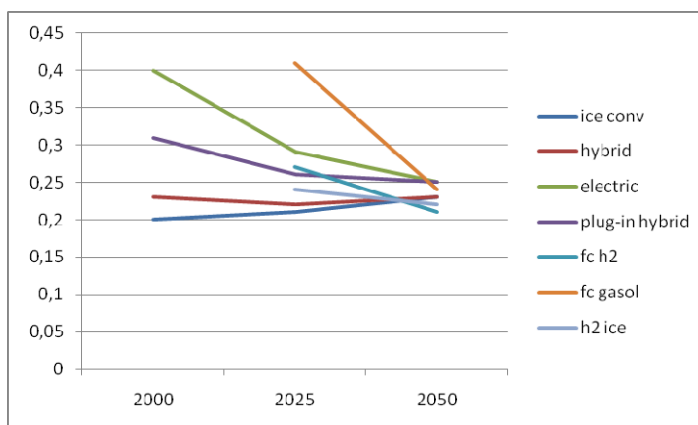
7.4.4. Σχολιασμός για την αλλαγή της αγοράς αυτοκινήτων στο διάστημα 2000 με 2050

Το ετήσιο κόστος των οχημάτων περιλαμβάνει το, ανηγμένο σε ετήσια βάση, κόστος απόκτησης, τα πάγια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος των καυσίμων (συμπεριλαμβανομένων των φόρων). Τα βενζινοκίνητα αυτοκίνητα είναι σήμερα η πιο οικονομικά αποδοτική λύση. Το πλεονέκτημα κόστους εξηγεί σε μεγάλο βαθμό τη σταδιακή «ντηζελοποίηση» των Ευρωπαϊκών αυτοκινήτων, που επήλθε κατά τα τελευταία είκοσι χρόνια. Αυτή η τεχνολογία διατηρεί το πλεονέκτημα μέχρι το 2035 παρά την αύξηση των τιμών του πετρελαίου και της φορολογίας. Ωστόσο, κατά τη διάρκεια της ανάλυσης αυτό το πλεονέκτημα μειώνεται σταθερά έναντι των άλλων τεχνολογιών. Υβριδικά αυτοκίνητα έχουν ήδη εισαχθεί στην αγορά κατά την τελευταία δεκαετία και οι πωλήσεις τους έχουν αυξηθεί. Σύμφωνα με τους υπολογισμούς, το κόστος αυτής της τεχνολογίας προς το παρόν κατά 14% μεγαλύτερο από το κόστος των βενζινοκινήτων. Αυτή η διαφορά αναμένεται να μειωθεί σταθερά και να εξαλειφθεί μέχρι το 2050. Από την άλλη πλευρά, τα υβριδικά plug-in (σήμερα μία λιγότερο ανταγωνιστική επιλογή) είναι περίπου 35% πιο δαπανηρά απ' ό,τι τα βενζινοκίνητα. Βελτιώσεις στο κόστος της μπαταρίας μετά το 2020 σημαίνουν ότι η διαφορά θα πρέπει να μειώνεται συνεχώς, παρά την αύξηση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των υψηλότερων τιμών του

άνθρακα. Η επιλογή αυτή, ωστόσο, μαζί με το καθαρά ηλεκτρικό αυτοκίνητο, δεν αναμένεται να γίνει πλήρως ανταγωνιστική ακόμα και το 2050.

Τα αυτοκίνητα υδρογόνου με κινητήρες εσωτερικής καύσης μπορούν θεωρητικά να χρησιμοποιηθούν ακόμα και σήμερα με κόστος περίπου 29% υψηλότερο σε σχέση με τα συμβατικά βενζινοκίνητα οχήματα, παρά το επιπλέον κόστος αποθήκευσης επί του οχήματος (αλλά υποθέτοντας ότι το υδρογόνο δεν φορολογείται). Φυσικά η έλλειψη παραγωγής υδρογόνου και υποδομών διανομής παρεμποδίζει την εισαγωγή τους στην αγορά. Η τεχνολογία αυτή αναμένεται να αυξήσει την ελκυστικότητά της και να πλησιάσει τις τιμές των ICE με βενζίνη μέχρι το 2050. Η εισαγωγή του υδρογόνου στον τομέα των αυτοκινήτων θα πυροδοτήσει σταδιακή αύξηση της φορολογίας, οδηγώντας με αυτόν τον τρόπο σε αύξηση του συνολικού κόστους μετά το 2035 (PRIMES-H₂). Οι κυψέλες καυσίμου, οι οποίες παρέχουν τις μεγαλύτερες δυνατότητες για αλλαγή του στόλου των επιβατικών αυτοκινήτων, είναι σήμερα απαγορευτικά ακριβές.

Προς το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου και αν υποθεθεί ανάπτυξη των υποδομών παραγωγής και διανομής υδρογόνου, οι κυψέλες καυσίμου θα γίνουν πραγματικοί ανταγωνιστές των συμβατικών οχημάτων. Αυτό ισχύει, παρά την υποτιθέμενη αύξηση της φορολογίας του υδρογόνου, λόγω της πολύ υψηλής απόδοσης των κινητήρων που τροφοδοτούνται από κυψέλες καυσίμου. Αν υποθέσουμε ότι υπάρχει υποδομή για διανομή υδρογόνου, τα αυτοκίνητα κυψελών καυσίμου με επί του οχήματος reformers δεν είναι ελκυστικά ακόμη και ως μεταβατική λύση.



Διάγραμμα 7.7: Εξέλιξη κόστους των οχημάτων στη διάρκεια του χρόνου.

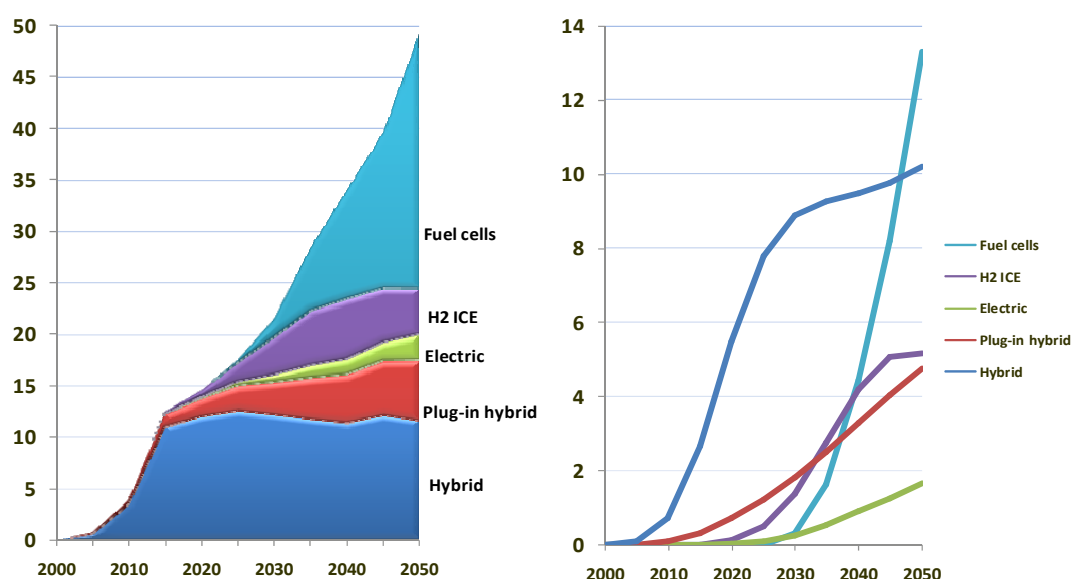
Το Διάγραμμα 7.8 δείχνει το ποσοστό των μη συμβατικών επιβατηγών αυτοκινήτων στις νέες ταξινομήσεις αυτοκινήτων και στο συνολικό απόθεμα. Μεσοπρόθεσμα, τα αυτοκίνητα με κινητήρα εσωτερικής καύσης κυριαρχούν στις νέες ταξινομήσεις, διατηρώντας το 80% του μεριδίου αγοράς το 2030. Έως τότε, τα υβριδικά (συμπεριλαμβανομένων των plug-ins) λαμβάνουν το 15% της αγοράς, ενώ τα υδρογονοκίνητα με κινητήρα εσωτερικής καύσης, παρά την ελκυστικότητά τους, περιορίζονται σε περίπου 5%, λόγω της ακόμη περιορισμένης υποδομής για παραγωγή και διανομή υδρογόνου. Τα ICE αυτοκίνητα υδρογόνου αποτελούν την κινητήρια δύναμη για την ανάπτυξη της υποδομής αυτής, κατά την περίοδο μεταξύ 2025 και 2030 και συνεπώς ανοίγουν το δρόμο για την εισαγωγή των οχημάτων κυψελών καυσίμου. Η τελευταία δεκαετία της μελέτης χαρακτηρίζεται από ταχεία metamorphosis του τομέα των οδικών μεταφορών κυρίως από την απογείωση των πωλήσεων οχημάτων κυψελών καυσίμου. Κατά τη διάρκεια αυτής της δεκαετίας τα συστήματα κυψελών καυσίμου και αποθήκευσης επί του οχήματος είναι αρκετά φθηνά, ώστε να καθιστούν τα αυτοκίνητα που χρησιμοποιούν κυψέλες καυσίμου ανταγωνιστικά με τα συμβατικά. Με την ανάπτυξη υποδομών διανομής υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα, τα οχήματα με κυψέλες καυσίμου φθάνουν το 25% των νέων πωλήσεων το 2050. Μετά την εισαγωγή των κυψελών καυσίμου, το μερίδιο αγοράς των συμβατικών οχημάτων αρχίζει να μειώνεται γρήγορα, ενώ τα άλλα νέα οχήματα σταθεροποιούν το μερίδιό τους στην αγορά.

Η δεξιά πλευρά του Διαγράμματος 7.8 δείχνει τα μερίδια των διαφόρων τεχνολογιών στο συνολικό απόθεμα. Η εξεταζόμενη περίοδος μπορεί να διαιρεθεί σε τρία στάδια :

- Το χρονικό διάστημα μέχρι 2020, όπου η κυριαρχία των συμβατικών οχημάτων προσβάλλεται μόνο από την διείσδυση των υβριδικών (κυρίως των ανεξάρτητων ,με σταδιακή εισαγωγή των plug-ins).
- Η περίοδος από το 2020 έως 2035 χαρακτηρίζεται από την μετάβαση σε μια αγορά με πολλές επιλογές ουσιαστικά ανταγωνιστικές και από μία σχετική διάβρωση της δεσπόζουσας θέσης των συμβατικών οχημάτων. Το υδρογόνο εισάγεται πρώτα με τα ICE οχήματα, οι κυψέλες καυσίμου κάνουν την εμφάνισή τους, ενώ για τα υβριδικά ξεκινάει ο κορεσμός.
- Η περίοδος 2035 έως 2050 χαρακτηρίζεται από την ταχεία εισαγωγή των κυψελών καυσίμου συνοδευόμενη από μείωση του στόλου των H₂ ICE οχημάτων. Το 2050, οι κυψέλες καυσίμου αντιπροσωπεύουν το ένα τέταρτο των συνολικών νέων ταξινομήσεων, ενώ το μερίδιό τους στον πληθυσμό των οχημάτων είναι 13% και θα αυξηθεί ραγδαία.

Συγκεκριμένα, το 2050 τα μερίδια των τεχνολογιών αυτοκινήτων στο συνολικό στόλο των αυτοκινήτων θα είναι:

1. Συμβατικά βενζινοκίνητα: 64,1%
2. Αυτοκίνητα με κυψέλες καυσίμου: 13,3%
3. Υβριδικά: 11,1%
4. Υδρογονοκίνητα με κινητήρα εσωτερικής καύσης: 5,2%
5. Plug-in υβριδικά: 4,7%
6. Ηλεκτρικά: 1,7%



Διάγραμμα 7.8: Το μερίδιο % των διαφόρων τύπων οχημάτων στο στόλο οχημάτων (αριστερή εικόνα) και στο απόθεμα επιβατικών αυτοκινήτων (δεξιά εικόνα) στην ΕΕ-27.

7.4.5. Άλλες σημαντικές παράμετροι για την εισαγωγή στην αγορά οχημάτων υδρογόνου

Όσον αφορά τον τομέα των οδικών μεταφορών που αποτελεί το βασικό σημείο εισόδου στην αγορά για τις τεχνολογίες υδρογόνου ένα ειδικό θέμα προκύπτει σχετικά με τη φορολογία: είναι ευρέως αποδεκτό ότι κατά τα αρχικά στάδια της εισαγωγής μιας νέας τεχνολογίας η φορολογία των καυσίμων σε ισότιμη βάση με συμβατικές τεχνολογίες θα έκοβε τις προοπτικές της και θα απέτρεπε την περαιτέρω ανάπτυξη. Εάν η τεχνολογία αρχίζει να διεισδύει με την υποκατάσταση των καυσίμων τα οποία φορολογούνται, αυτό φυσικά θα δημιουργούσε ένα έλλειμμα στα δημόσια έσοδα. Αυτό ισχύει ιδιαίτερα για τις περιοχές όπως η Ευρώπη, όπου η φορολογία των καυσίμων (κυρίως για τις οδικές μεταφορές) είναι μεγάλη. Κατά συνέπεια, είναι φυσικό ότι σε περίπτωση επιτυχίας του νέου φορέα ενέργειας, η φορολογία για αυτόν θα πρέπει να εισαχθεί σταδιακά τουλάχιστον. Η έκταση και η ταχύτητα αυτής της προσαρμογής θα εξαρτηθεί από την ενεργειακή πολιτική (αντιστάθμιση μεταξύ της προώθησης μιας καθαρής τεχνολογίας και της απώλειας φορολογικών εσόδων).

Τα οχήματα με κυψέλες καυσίμου χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος απόκτησης και χαμηλό κόστος λειτουργίας. Ως εκ τούτου είναι εύλογο να αναμένεται ότι οι αποδόσεις τους θα βελτιωθούν καθώς αυξάνεται η ετήσια χρήση των οχημάτων. Το 2030 τα συμβατικά αυτοκίνητα παραμένουν σχεδόν σίγουρα η πιο οικονομικά αποδοτική επιλογή στο υπόλοιπο του ΟΟΣΑ και στον υπόλοιπο κόσμο, ενώ υπάρχει μικρή πιθανότητα ότι τα υδρογονοκίνητα οχήματα (μόνο τα ICE στην περίπτωση των 15.000 χιλιομέτρων το χρόνο και τα οχήματα με κυψέλες καυσίμου στην περίπτωση των 25.000 χιλιομέτρων) να γίνουν ανταγωνιστικά από άποψη κόστους. Ο λόγος για αυτή την πρόωρη εμφάνιση αυτών των πιθανοτήτων είναι η υψηλή φορολογία των καυσίμων για τις μεταφορές στην Ευρώπη. Έως το 2050 υπάρχουν αρκετές πιθανότητες το κόστος των κυψελών καυσίμου να είναι ανταγωνιστικό με τα συμβατικά αυτοκίνητα σε όλο τον κόσμο και ιδιαίτερα στις αναπτυσσόμενες χώρες όπου το κόστος του υδρογόνου είναι πιθανό να είναι χαμηλότερο. Ωστόσο, ακόμη και το 2050, υπάρχει περισσότερο από 70% πιθανότητα ότι τα συμβατικά οχήματα, ιδιαίτερα τα ντιζελοκίνητα, να παραμείνουν η πιο οικονομικά αποδοτική επιλογή, παρά τις υψηλές τιμές πετρελαίου.

Το σχετικό κόστος των διαφόρων επιλογών είναι σημαντικός παράγοντας για τη διείσδυση των τεχνολογιών, αλλά δεν είναι ο μοναδικός. Βασικοί παράγοντες-κλειδιά είναι οι εξής:

- Το απόθεμα οχημάτων. Αντίθετα με τον σταθερό εξοπλισμό που χαρακτηρίζεται από πολύ μεγάλη τεχνική διάρκεια ζωής, τα οχήματα έχουν μικρότερη μέση ζωή (συνήθως περίπου 14 έτη για τα ιδιωτικά οχήματα και μικρότερη για τα επαγγελματικά). Ωστόσο, ακόμη και αυτή η μικρότερη διάρκεια ζωής σημαίνει ότι, ελλείψει ταχείας απόσυρσης πολλά οχήματα παλιάς γενιάς κυκλοφορούν για χρόνια στη αγορά, επηρεάζοντας έτσι το συνολικό απόθεμα.
- Η ανάπτυξη των υποδομών. Τα οχήματα υδρογόνου (αλλά και, σε μικρότερο βαθμό, τα plug-in ηλεκτρικά οχήματα) προϋποθέτουν την ύπαρξη του δικτύου παραγωγής, μεταφοράς, αποθήκευσης και διανομής για παροχή ενέργειας στον τελικό καταναλωτή. Στην περίπτωση του υδρογόνου, αυτό μπορεί να έχει ιδιαίτερα υψηλή ένταση κεφαλαίου η οποία συνεπάγεται σταδιακή γεωγραφική επέκταση που αρχίζει με τις πυκνοκατοικημένες περιοχές και φτάνει σε πιο αραιοκατοικημένες. Το γεγονός ότι η διαθεσιμότητα δεν μπορεί να είναι καθολική στα πρώτα στάδια θα μπορούσε να αποδειχθεί ένα σημαντικό εμπόδιο για τη μεγάλης κλίμακας εισαγωγή του υδρογόνου στις οδικές μεταφορές.
- Εκτός από τα παραπάνω τεχνικά θέματα, άλλοι παράγοντες που μπορούν να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο ιδιαίτερα σε σχέση με τις ριζικά νέες τεχνολογίες αποκαλούνται «social networking effects». Μεταξύ αυτών των παραγόντων κλειδί θεωρείται η αποδοχή των καταναλωτών και ο μιμητισμός (η τάση των καταναλωτών να αντιγράφουν τη συμπεριφορά των άλλων).

7.4.6. Συμπεράσματα

Από την μελέτη των διαφόρων τύπων οχημάτων, την εξέλιξη της αγοράς αυτοκινήτων στη διάρκεια του χρόνου και τους παράγοντες που την επηρεάζουν, προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα για τη σημασία του υδρογόνου ως καύσιμο στον τομέα των μεταφορών:

- Είναι σαφές ότι η εισαγωγή υδρογόνου ως ενεργειακού φορέα στο ευρωπαϊκό σύστημα θα απαιτήσει πιο γρήγορες τεχνολογικές εξελίξεις στις τεχνολογίες υδρογόνου και πρόσθετες πολιτικές και μέτρα για την προώθηση της χρήσης του, παρέχοντας επιπλέον κίνητρα για τη μετάβαση σε μια οικονομία βασισμένη στο υδρογόνο.
- Ο τομέας των μεταφορών εμφανίζει τις υψηλότερες δυνατότητες για διείσδυση υδρογόνου, με τις κυψέλες καυσίμου να έχουν τα υψηλότερα ποσοστά διείσδυσης. Η πρόωρη εμφάνιση των υδρογονοκίνητων οχημάτων με κινητήρα εσωτερικής καύσης οδηγεί τις εξελίξεις στις υποδομές παραγωγής και διανομής υδρογόνου, αλλά δεν μπορεί από μόνη της να αλλάξει τον τομέα των μεταφορών και, τελικά, ανταγωνίζεται με τις κυψέλες καυσίμου.
- Το μεγάλο εμπόδιο που αντιμετωπίζουν τα αυτοκίνητα κυψελών καυσίμου είναι η συνεχής βελτίωση των αυτοκινήτων με κινητήρα εσωτερικής καύσης. Αυτό σημαίνει ότι η μελλοντική επιτυχία της οικονομίας του υδρογόνου εξαρτάται από τις τεχνολογικές εξελίξεις, με τη μείωση του κόστους των κυψελών καυσίμου, να είναι η εξέλιξη-κλειδί.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα συμπεράσματα που εξήχθησαν από την μελέτη της οικονομίας του υδρογόνου. Με την προσομοίωση του μοντέλου της παραγωγής και του δικτύου αποθήκευσης, μεταφοράς και διανομής του υδρογόνου στο πρόγραμμα GAMS, με την μελέτη της αντίστοιχης βιβλιογραφίας και με την ανάλυση των δεδομένων που συγκεντρώθηκαν προέκυψαν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

Στον τομέα της παραγωγής του υδρογόνου:

Την πενταετία 2010 με 2015, η αγορά υδρογόνου, που βρίσκεται ακόμα σε πολύ πρόωμη φάση ανάπτυξης, κυριαρχείται από 3 τεχνολογίες, την GSR, την CGF και την OPO. Η GSR είναι η πιο ώριμη τεχνολογία και το 2000 είχε ποσοστό στην αγορά 60% της συνολικής παραγωγής, αλλά εξαιτίας της ολοένα αυξανόμενης τιμής του φυσικού αερίου το ποσοστό της στη συνολική παραγωγή πέφτει αρκετά και φτάνει το 2015 το 45% περίπου. Αντίθετα, η CGF, η οποία έχει το μικρότερο τελικό κόστος από όλες τις τεχνολογίες, αυξάνει το μερίδιό της στην αγορά, που φτάνει το 2015 το 40%.

Μέχρι το 2035, η CGF έχει 54% της συνολικής παραγωγής υδρογόνου, ενώ το μερίδιο της GSR συνεχίζει να συρρικνώνεται φτάνοντας στο 23%. Τα μερίδια της OPO και της BPY είναι αντίστοιχα 5% και 4% (το μερίδιο της OPO μειώνεται αρκετά εξαιτίας της αλματώδους αύξησης της τιμής του πετρελαίου), ενώ νέες τεχνολογίες κερδίζουν μερίδια στην αγορά :η BGFL έχει ήδη 4% και η WEN 2%.

Από το 2035 μέχρι το 2045, πολλές τεχνολογίες ανταγωνίζονται μεταξύ τους κερδίζοντας μερίδια στην αγορά. Η CGF κυριαρχεί στην αγορά, εξαιτίας του χαμηλού της κόστους και το 2045 έχει μερίδιο 59% στη συνολική παραγωγή υδρογόνου. Η GSR λόγω της αύξησης της τιμής του φυσικού αερίου περιορίζεται στο 14% περίπου, η OPO στο 3% και η BPY φτάνει στο 4,5% περίπου και BGFL κερδίζει περίπου το 6%. Επίσης, 2 καινούργιες τεχνολογίες κερδίζουν μερίδια στην αγορά: η NHT, δηλαδή οι θερμοχημικοί κύκλοι με χρήση πυρηνικής ενέργειας, που έχει πλέον το 4,4% της αγοράς και η CGS, δηλαδή η αεριοποίηση άνθρακα με CCS, που κερδίζει μερίδιο 1,5% περίπου.

Τέλος, το 2050, που είναι και το τέλος της υπό μελέτης περιόδου, η CGF συνεχίζει να κυριαρχεί στην αγορά με ένα μερίδιο 62%. Η NHT ,που στην αρχή της περιόδου δεν ήταν καν σε φάση μαζικής παραγωγής, το 2050 έχει κερδίσει περίπου 8,5% της αγοράς. Η GSR έχει μόλις 8,3%, ενώ είχε ξεκινήσει από το 53%. Δηλαδή, παρατηρείται ότι ενώ οι 3 κύριες τεχνολογίες το 2010 (CGF, GSR, OPO) είχαν το 98,5% της αγοράς, το 2050 έχουν το 73% και αυτό οφείλεται στην εξάρτησή τους από τα ορυκτά καύσιμα, οι τιμές των οποίων αυξάνονται αλματωδώς στην υπό μελέτη περίοδο. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα έχουν κερδίσει ένα σημαντικό μερίδιο στην αγορά: η BGFL το 6,5%, η BPY το 4,5% και η BGFS το 2%. Τέλος, η WEN έχει μερίδιο 2% και η CGS (που είναι η μοναδική τεχνολογία με CCS που κερδίζει μερίδιο στην αγορά) το 1,8%.

Για το κόστος παραγωγής του υδρογόνου, προκύπτει ότι στη διάρκεια του χρόνου αυξάνεται. Η αύξηση αυτή προέρχεται κατά βάση από την αύξηση του κόστους των τεχνολογιών που κυριαρχούν στην αγορά, δηλαδή της CGF και της GSR. Βέβαια οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, βιομάζα και πυρηνική ενέργεια παρουσιάζουν συρρίκνωση του κόστους τους, αλλά εξαιτίας του μικρού μεριδίου τους στην αγορά δεν παίζουν σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του τελικού μέσου κόστους για την παραγωγή υδρογόνου. Καθώς όμως οι παραπάνω τεχνολογίες κερδίζουν μερίδιο στην αγορά, παρουσιάζεται συρρίκνωση του ρυθμού αύξησης του μέσου κόστους για την παραγωγή. Έτσι, ενώ τη δεκαετία 2010 με 2020, το μέσο κόστος αυξήθηκε κατά 14% και τη δεκαετία 2020 με 2030 κατά 20%, όταν οι νέες τεχνολογίες εισέλθουν δυναμικά στην αγορά, το μέσο κόστος θα αυξηθεί μόλις κατά 7% τη δεκαετία 2030 με 2040 και θα κρατηθεί σχεδόν σταθερό τη δεκαετία 2040 με 2050.

Η επιβολή φόρου για τις εκπομπές CO₂ μετά το 2010 επιφέρει αλλαγές στον τομέα της παραγωγής, οι σημαντικότερες από τις οποίες είναι:

Την πενταετία 2010 με 2015, το ποσοστό της GSR συρρικνώνεται στο 37%, ενώ και η CGF αυξάνει το μερίδιό της στην αγορά, αλλά όχι στο βαθμό που το είχε αυξήσει όταν δεν υπήρχε ο φόρος άνθρακα. Από το 2010 και μέχρι το 2030, η CGS είναι η φθηνότερη τεχνολογία και κερδίζει το 2015 ένα 15% της συνολικής παραγωγής υδρογόνου.

Το 2025, εισέρχονται στην αγορά 3 νέες τεχνολογίες, η SMR, η BGFL και η BGFLS. Από αυτές, την μεγαλύτερη δυνατότητα να πάρει μερίδιο στην αγορά έχει η BGFLS, η οποία οδηγεί σε καθαρή μείωση του διοξειδίου του άνθρακα της ατμόσφαιρας και προφανώς επωφελείται από τον ολοένα αυξανόμενο φόρο άνθρακα. Όμως, επειδή είναι μια μη δοκιμασμένη σε μεγάλη κλίμακα τεχνολογία, θα αργήσει να κυριαρχήσει στην αγορά και μέχρι το 2035, θα έχει μερίδιο της τάξης του 5%. Το 2035, η CGS κυριαρχεί με μερίδιο 41%, αφού παραμένει πολύ φθηνή και ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά. Το 2035, οι τεχνολογίες που κυριαρχούσαν αρχικά (GSR, CGF, OPO) έχουν χάσει σημαντικό μερίδιο στην αγορά και έχουν συνολικό μερίδιο 23% περίπου, ενώ χωρίς το φόρο άνθρακα είχαν το 81%. Οι υπόλοιπες τεχνολογίες που δεν παράγουν ρύπους αυξάνουν τα μερίδιά τους στην αγορά: η BPY και η BGFS έχουν 5% και 4% αντίστοιχα, ενώ οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν πυρηνική ενέργεια κερδίζουν συνολικό μερίδιο 8,5%, με τη WEN, που είναι μια ήδη ώριμη τεχνολογία να έχει μερίδιο 5%.

Από το 2035 μέχρι το 2045, η CGS κυριαρχεί στην αγορά, εξαιτίας του χαμηλού της κόστους και το 2045 έχει μερίδιο 46% στη συνολική παραγωγή υδρογόνου. Οι τεχνολογίες που κυριαρχούσαν αρχικά (gsr, cgf, opo) έχουν πέσει συνολικά στο 10%. Η BGFLS πλέον κερδίζει το 14% περίπου της αγοράς, ενώ και οι υπόλοιπες τεχνολογίες που χρησιμοποιούν βιομάζα έχουν σταθερά μερίδια στην αγορά. Σε αυτή τη δεκαετία, το κόστος της NHT μειώνεται πολύ και γίνεται πλέον ανταγωνιστική κερδίζοντας ένα 7,5% το 2045, ενώ η WEN, που είναι η οικονομικότερη από τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ηλεκτρόλυση, διατηρεί ένα 5%.

Τέλος, το 2050, που είναι και το τέλος της υπό μελέτης περιόδου, η CGS συνεχίζει να κυριαρχεί στην αγορά με ένα μερίδιο 41%. Η BGFLS, που ευνοείται με την αύξηση του φόρου άνθρακα, έχει διεισδύσει πολύ στην αγορά, κερδίζοντας μερίδιο 22% και δείχνοντας τις καλύτερες προοπτικές για το μέλλον. Πλέον, η NHT είναι μια καθιερωμένη τεχνολογία και κερδίζει το τρίτο μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά με 9,3%. Από τις υπόλοιπες τεχνολογίες, η BPY έχει το 6,5% της αγοράς, η BGFS το 4,5%, η WEN το 5,5% και η CGF το 3% περίπου.

Με την εισαγωγή του φόρου άνθρακα, το μέσο κόστος για την παραγωγή υδρογόνου αυξάνεται. Έτσι, το 2020 το μέσο κόστος με τη φορολόγηση άνθρακα είναι κατά 33% μεγαλύτερο από το αντίστοιχο χωρίς φορολόγηση, δείχνοντας έτσι τον αρνητικό αντίκτυπο που θα έχει αρχικά στην αγορά υδρογόνου ο φόρος άνθρακα. Όμως, μετά το 2020 η αγορά μέσω του ανταγωνισμού των τεχνολογιών (και της εισαγωγής της τεχνολογίας CCS) αυτορυθμίζεται και οδηγείται σε συρρίκνωση της διαφοράς του κόστους για τις δύο περιπτώσεις. Ειδικά, μετά το 2040, με την εισαγωγή της BGFLS, η οποία οδηγεί σε καθαρή αφαίρεση διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα, και της NHT, της οποίας το κόστος πέφτει σημαντικά μετά το 2040, οδηγούμαστε σε διαφορά κόστους μόλις 6%, με προοπτική κιόλας να γίνει ακόμα μικρότερη ή και μηδενική. Παρατηρείται, δηλαδή, ότι μετά το 2050 η φορολόγηση άνθρακα, όχι μόνο δεν θα επηρεάσει αρνητικά την αγορά υδρογόνου, αλλά αντίθετα θα της δώσει μεγαλύτερη ώθηση, αφού θα επιβαρυνθεί το κόστος παραγωγής για άλλες μορφές ενέργειας, ανταγωνιστικές ως προς το υδρογόνο, όπως το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο, ο άνθρακας κλπ.

Για το δίκτυο αποθήκευσης, μεταφοράς και διανομής υδρογόνου:

Οι συνολικές αθροιστικές επενδύσεις υποδομής θα ανέλθουν σε 61,05 δισεκατομμύρια €. Οι αγωγοί, που θα αναλάβουν το μεγαλύτερο μέρος της διανομής υδρογόνου, αντιπροσωπεύουν μεγάλο μέρος των επενδύσεων της υποδομής (περίπου 43%). Το μεγαλύτερο μέρος αυτών των επενδύσεων καταλήγει στους τυπικούς αγωγούς, που έχουν και το μεγαλύτερο κόστος επένδυσης (12,7 δισεκατομμύρια € ή 21% της συνολικής επένδυσης). Επίσης, μεγάλα ποσοστά έχουν τα πρατήρια καυσίμου ssgg και sslI (απαραίτητα για τον τομέα των μεταφορών) με περίπου 15% του συνολικού ποσού και ακολουθούν η σωλήνωση Ipiru με περίπου 11% και η αποθήκευση υγρού υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα με 9%.

Ο τομέας των μεταφορών που χρησιμοποιεί υγρό υδρογόνο παρουσιάζει διαχρονικά μεγαλύτερο κόστος από αυτόν με αέριο υδρογόνο, εξαιτίας κυρίως των διαδικασιών υγροποίησης και αποθήκευσης του υγρού υδρογόνου που αυξάνουν πολύ το τελικό κόστος. Οπότε, θεωρούμε φυσιολογικό να

αναπτυχθούν περισσότερο τα πρατήρια με αέριο υδρογόνο. Πάντως και οι δύο αυτές περιπτώσεις παρουσιάζουν μια μείωση του κόστους ίση περίπου με 26% κατά τη περίοδο 2000-2050.

Για τον οικιακό τομέα, τα κόστη μεταφοράς και διανομής ξεκινούν από 269€/toe το 2000 και καταλήγουν στα 203€/toe το 2050, καταγράφοντας μια μείωση της τάξης του 25%. Παρ' όλα αυτά το κόστος για τον οικιακό τομέα παραμένει υψηλό εξαιτίας του γεγονότος ότι για να εφοδιαστεί ο οικιακός τομέας χρησιμοποιείται όλο το δίκτυο μεταφοράς με σωληνώσεις. Έτσι, σταδιακά όλο και περισσότερα σπίτια και καταστήματα θα μπαίνουν στο δίκτυο του υδρογόνου καθώς βέβαια και το κόστος του πετρελαίου και του φυσικού αερίου προβλέπεται ότι θα αυξηθούν αρκετά μέσα στα επόμενα χρόνια.

Ο τομέας της βιομηχανίας παραμένει ο φθηνότερος σε όλη την περίοδο. Ξεκινάει από τα 39,5€/toe το 2000 και καταλήγει στα 33€/toe το 2050, με μια μείωση περίπου 16%.

Η τελική τιμή υδρογόνου για τους καταναλωτές καθορίζεται από το κόστος παραγωγής και μεταφοράς του υδρογόνου. Έτσι, το 2050 οι τιμές για τους καταναλωτές θα έχουν διαμορφωθεί ως εξής: 797€/toe για τον οικιακό τομέα, 627 €/toe για τη βιομηχανία, 808€/toe για τις μεταφορές με αέριο υδρογόνο και 899 €/toe για τις μεταφορές με υγρό υδρογόνο.

Όταν, όμως, επιβάλλεται φόρος άνθρακα το κόστος της παραγωγής υδρογόνου αυξάνεται με αποτέλεσμα να αυξάνει και η τελική τιμή που πληρώνει ο καταναλωτής. Έτσι οι τιμές διαμορφώνονται ως εξής: 838€/toe για τον οικιακό τομέα, 668€/toe για τη βιομηχανία, 849€/toe για τις μεταφορές με αέριο υδρογόνο και 939€/toe για τις μεταφορές με υγρό υδρογόνο.

Για τη μελλοντική αγορά οχημάτων:

Το χρονικό διάστημα μέχρι το 2020, η κυριαρχία (80%) των συμβατικών οχημάτων προσβάλλεται μόνο από την διείσδυση των υβριδικών (κυρίως των ανεξάρτητων με μόνο μία σταδιακή εισαγωγή των plug-ins υβριδικών οχημάτων).

Η περίοδος από το 2020 έως 2035 χαρακτηρίζεται από την μετάβαση σε μια αγορά με πολλές επιλογές ουσιαστικά ανταγωνιστικές και από μία σχετική διάβρωση της δεσπόζουσας θέσης των συμβατικών οχημάτων. Το υδρογόνο εισάγεται πρώτα με τα ICE οχήματα, οι κυψέλες καυσίμου κάνουν την εμφάνισή τους, ενώ για τα υβριδικά ξεκινάει ο κορεσμός.

Η περίοδος 2035 έως το 2050 χαρακτηρίζεται από την ταχεία εισαγωγή των κυψελών καυσίμου (των οποίων η τιμή θα έχει μειωθεί κατακόρυφα) συνοδευόμενη από μείωση του αποθέματος των H₂ ICE οχημάτων. Το 2050, οι κυψέλες καυσίμου αντιπροσωπεύουν το ένα τέταρτο των συνολικών νέων ταξινομήσεων, το μερίδιό τους στον πληθυσμό των οχημάτων εξακολουθεί να είναι 13%, αλλά απογειώνεται.

Συγκεκριμένα, το 2050 αρκετοί τύποι οχημάτων θα ανταγωνίζονται μεταξύ τους (αφού τα κόστη τους θα είναι παρεμφερή) και τα μερίδια τους στο συνολικό στόλο των αυτοκινήτων θα είναι:

Συμβατικά βενζινοκίνητα: 64,1%

Αυτοκίνητα με κυψέλες καυσίμου: 13,3%

Υβριδικά: 11,1%

Υδρογονοκίνητα με κινητήρα εσωτερικής καύσης: 5,2%

Plug-in υβριδικά: 4,7%

Ηλεκτρικά: 1,7%

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ-ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1]. “Concrete transition issues towards a fully-fledged use of hydrogen as an energy carrier”, Dries Haeseldonckx Doctoral Thesis, April 2009.
- [2]. “CO₂ Separation-State of the Art and Future Prospects”, GCEP Energy Workshop, Rodney Allam.
- [3]. “Basic Research needs for hydrogen economy”, Massachusetts Institute of Technology, Mildred Dresselhaus, 24 June 2004.
- [4]. “Hydrogen and Fuel Cells-Review of National R&D Programs”, International Energy Agency, 2004.
- [5]. “World Energy Technology Outlook-Weto H₂”, European Commission, 2006.
- [6]. “Technology Innovation and Development-The Process of Achieving a sustainable Energy Future”, C. Lowell Miller, 2004.
- [7]. “Concentrating Solar Power”, Tom Mancini, Sandia National Laboratories, 2005.
- [8]. “Hydrogen Production Options: Overview of Technology Options”, Hydrogen Production Technical Team of the FreedomCAR and Fuel Partnership, January 2009.
- [9]. “Thermochemical Production of Hydrogen from Solar and Nuclear Energy”, Ken Schultz, April 2003.
- [10]. “The Wind-to-Hydrogen Project”, K.W.Harisson, G.D.Martin, T.G.Ramsden and W.E.Kramer, March 2009.
- [11]. “Cascade Mints: B.1.3: Hydrogen Production Options-Hydrogen Distribution”, July 2007.
- [12]. “Cascade Mints: B.1.3.2: Reference Case for Hydrogen Distribution”, S.Schmid (DLR), N.Kouvaritakis and V.Panos (ICCS-NTUA), July 2007.
- [13]. “Modelling Infrastructure for a Fossil Hydrogen Energy Economy with CO₂ Sequestration”, Joan M. Ogden, March 2003.
- [14]. “The role of Hydrogen in Supply Systems with high share of Renewables”, Dr. Harry Lehmann, April 2006.
- [15]. “A Techno-Economic Assessment of Hydrogen Production by Gasification of Biomass”, D. Bowen, 2003.
- [16]. “Cost of some Hydrogen Fuel Infrastructure Options”, M. Mintz, S. Folga, January 2005.
- [17]. “Cascade Mints: B.2.1: Historical Statistical Evolution of Technical and Economic Characteristics of Technologies”, W. Krewitt and S.Schmid, July 2007.
- [18]. “Basic Research Needs for the Hydrogen Economy”, Office of Science-U.S. Department of Energy, May 2003.
- [19]. “European Hydrogen Energy Roadmap”, Martin Wietschel, Philipp Seydel and Reinhold Wurster, 2004.

- [20]. "Cascade Mints: C.2.7: Stochastic World Energy Models: PROMETHEUS", N.Kouvaritakis and V.Panos, July 2007.
- [21]. "Nuclear Hydrogen R&D Plan", U.S. Department of Energy, Office of Nuclear Energy, Science and Technology, March 2004.
- [22]. "The Impact of Carbon Sequestration on the Cost of Electricity and Hydrogen in Europe in the Medium Term", by Evangelos Tzimas and Stathis D. Peteres, May 2004.
- [23]. "Hydrogen from biomass", T.Milne, C.Elan and R.Evans, October 2004.
- [24]. "Cascade Mints: B.1.1: Fuel cell technologies", July 2007.
- [25]. "Cascade Mints: D.2.1.2: Baseline Scenarios-PRIMES", N.Kouvaritakis, V.Panos and P.Capros (ICCS-NTUA), July 2007.
- [26]. "Hydrogen: the first step", Raj Choudhury, June 2004.
- [27]. "Hydrogen Supply: cost estimate for hydrogen pathways-scoping analysis", D.Simbeck and E.Chang, July 2002.
- [28]. "An assessment of the near-term Costs of Hydrogen Refueling Stations and Station Components", Institute Of Transportation Studies, University Of California, Davis, 2006.
- [29]. "Survey of the Economics of Hydrogen Technologies", C.E.G. Padró and V. Putsche, September 1999.
- [30]. "Annual Energy Outlook 2005", Energy Information Administration.
- [31]. http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/co2capt_en.pdf
- [32]. <http://www.afdc.energy.gov/afdc/fuels/hydrogen.html>
- [33]. <http://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen>
- [34]. http://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_tax
- [35]. <http://science.howstuffworks.com/carbon-tax.htm>
- [36]. <http://www.fueleconomy.gov/>
- [37]. <http://www.afdc.energy.gov/afdc/vehicles/index.html>
- [38]. http://en.wikipedia.org/wiki/Internal_combustion_engine
- [39]. http://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_capture_and_storage
- [40]. <http://auto.howstuffworks.com/>
- [41]. <http://www.energy.gov>
- [42]. <http://www.eere.energy.gov/solar/csp>
- [43]. <http://www.hydrogennow.org>
- [44]. <http://www.usea.org>
- [45]. <http://www.nextgenerationnuclearplant.com>
- [46]. <http://www.iea.org>
- [47]. <http://www.sandia.gov>

- [48]. http://www.iop.org/activity/groups/events/file_7093.pdf
- [49]. <http://www.econogics.com/en/heconomy>
- [50]. <http://www.dlr.de>
- [51]. <http://www.fuelcelltoday.com>
- [52]. <http://www.cordis.europa.eu/sustdev/energy>

