



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ**

**ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ**

**ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ & ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ**

## **Διπλωματική Εργασία**

### **ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΤΙΚΗΣ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ (H<sub>2</sub>) ΩΣ ΜΕΣΟ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΠΕ**



**Φοιτητής: Μετεντζίδης Θεόφιλος**

**ΑΜ: 48347678**

**Επιβλέπων Καθηγητής: Γεώργιος Βόκας, Καθηγητής**

ΑΘΗΝΑ-ΑΙΓΑΛΕΩ, ΜΑΪΟΣ 2022



UNIVERSITY OF WEST ATTICA

FACULTY OF ENGINEERING

DEPARTMENT OF ELECTRICAL & ELECTRONICS ENGINEERING

**Diploma Thesis**

**HYDROGEN CONVERSION AND STORAGE TECHNOLOGIES  
USING RES**



**Student: Metentzidis Theofilos**  
**Registration Number: 48347678**

**Supervisor: Georgios Vokas**

**ATHENS-EGALEO, MAY 2022**

Η Διπλωματική Εργασία έγινε αποδεκτή και βαθμολογήθηκε από την εξής τριμελή επιτροπή:

ΒΟΚΑΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ Καθηγητής	ΚΑΜΙΝΑΡΗΣ ΣΤΑΥΡΟΣ Καθηγητής	ΚΑΛΚΑΝΗΣ ΚΩΝ/ΝΟΣ Επ. Καθηγητής
(Υπογραφή)	(Υπογραφή)	(Υπογραφή)

**Copyright** © Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ και ΜΕΤΕΝΤΖΙΔΗΣ ΘΕΟΦΙΛΟΣ**  
**Μάιος, 2022**

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 τον/την συγγραφέα του και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις θέσεις του επιβλέποντος, της επιτροπής εξέτασης ή τις επίσημες θέσεις του Τμήματος και του Ιδρύματος.

#### **ΔΗΛΩΣΗ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ**

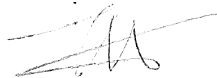
Ο κάτωθι υπογεγραμμένος Μετεντζίδης Θεόφιλος του Νικολάου, με αριθμό μητρώου 48347678 φοιτητής του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής της Σχολής ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ του Τμήματος ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ,

#### **δηλώνω υπεύθυνα ότι:**

«Είμαι συγγραφέας αυτής της διπλωματικής εργασίας και ότι κάθε βοήθεια την οποία είχα για την προετοιμασία της είναι πλήρως αναγνωρισμένη και αναφέρεται στην εργασία. Επίσης, οι όποιες πηγές από τις οποίες έκανα χρήση δεδομένων, ιδεών ή λέξεων, είτε ακριβώς είτε παραφρασμένες, αναφέρονται στο σύνολό τους, με πλήρη αναφορά στους συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Επίσης, βεβαιώνω ότι αυτή η εργασία έχει συγγραφεί από μένα αποκλειστικά και αποτελεί προϊόν πνευματικής ιδιοκτησίας τόσο δικής μου, όσο και του Ιδρύματος.

Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του διπλώματός μου.

Ο/Η Δηλών/ούσα



Μετεντζίδης Θεόφιλος

Σε αυτούς που ήρθαν και έφυγαν, σε αυτούς είναι ακόμη εδώ και γενικότερα σε όλους όσους συνέβαλαν, ο καθένας με τον δικό του τρόπο, για να φτάσω στο σήμερα.

## Πρόλογος

Μεταφορές, βιομηχανία, στέγαση, τομέας υπηρεσιών: η κινητήριος δύναμη για αυτές τις δραστηριότητες είναι οι ενέργειες απαραίτητες για την μεταφορά, για την παραγωγή, για την θέρμανση ή την ψύξη. Ο ηλεκτρισμός (ο οποίος δεν αποτελεί μια πηγή ενέργειας αλλά έναν φορέα ενέργειας) παίζει έναν αυξανόμενο ρόλο.

Η τάση αυτή, από τη μία, οφείλεται στην αύξηση των απαιτήσεων των προδιαγραφών για κτίρια (τόσο για οικιακά όσο και εμπορικά κτίρια), οδηγώντας σε μια μείωση στις απαιτήσεις για θέρμανση. Από την άλλη, η ανάπτυξη και η εκτεταμένη χρήση του ίντερνετ, των υπολογιστών και των τεχνολογιών πολυμέσων, συμπεριλαμβανομένων των αυτοματισμών στα γραφεία, έχει αυξήσει τον αριθμό του εξοπλισμού που χρησιμοποιείται, και επομένως, την κατανάλωση ενέργειας σε ορισμένους τομείς.

Η παραγωγή ηλεκτρισμού ξεκίνησε τον 19<sup>ο</sup> αιώνα και βασίστηκε στην υδροηλεκτρική ενέργεια, τον άνθρακα και το φυσικό αέριο. Τον 20<sup>ο</sup> αιώνα, η παραγωγή αυτή επεκτάθηκε και σε άλλες τεχνολογίες, όπως αυτή της πυρηνικής ενέργειας. Συνεπώς, υπήρξαν αυξημένοι ατμοσφαιρικοί ρύποι (διοξείδιο του άνθρακα, σωματίδια κλπ) και ρίσκα από την πυρηνική ενέργεια (όχι μόνο στα πλαίσια του εργοστασίου αλλά και όσον αφορά την αποθήκευση των ραδιενεργών αποβλήτων).

Η ανάγκη της μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα πίεσε προς την δημιουργία νέων «καθαρών» μεθόδων παραγωγής ηλεκτρισμού, όπως τα φωτοβολταϊκά ή ο άνεμος, με την υδροηλεκτρική ενέργεια να βρίσκεται ακόμα σε χρήση. Παρότι ο αριθμός των εγκαταστάσεων αυξήθηκε κατά πολύ κυρίως λόγω των επιδοτήσεων, αυτές οι εγκαταστάσεις τώρα επιτρέπουν μια σημαντική παραγωγή ανανεώσιμου ηλεκτρισμού, ένα ποσοστό το οποίο μπορεί να ξεπεράσει το 50% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με την χώρα και τις καιρικές συνθήκες.

Η παραγωγή ηλεκτρισμού, δυστυχώς, έχει ένα σημαντικό μειονέκτημα: τη μεταβλητότητα. Κυρίως εξαρτάται από τις μετεωρολογικές συνθήκες όπως ο άνεμος και η ηλιοφάνεια. Ακόμα και αν οι προγνώσεις είναι αρκετά ακριβείς, το μέγιστο της παραγωγής δεν συμπίπτει πάντα με αυτό της παραγωγής, κάτι που οδηγεί σε μεγαλύτερη παραγωγή από ότι ζήτηση. Συνεπώς, προκύπτει η ανάγκη της αποθήκευσης αυτής της πλεονάζουσας ενέργειας για μελλοντική χρήση, ανεξαρτήτως της μορφής της.

Ανάμεσα σε αρκετές διαθέσιμες τεχνολογίες, και ανάλογα με την χώρα και τις τρέχουσες ή αναμενόμενες πλεονάζουσες ποσότητες ενέργειας, οι οποίες είναι μερικές φορές αρκετά μεγάλες, αυτές που προκύπτουν θα πρέπει να αποθηκεύονται.

## ***Abstract***

Transport, industry, housing, services sector: the “drivers” of these activities are the energies necessary to move, produce, heat or light, distract, for example. Electricity (which is not an energy source but an energy vector) plays an increasing role.

This trend, on the one hand, is due to the increase in requests for standards for buildings (both residential and commercial buildings), leading to a reduction in heat requirements. On the other hand, development and extensive use of the Internet, computer and multimedia technologies, including office automation, have increased the number of equipment used and electricity consumption in some sectors.

Generation of electricity began in the nineteenth century and relied on hydropower, coal and natural gas. In the twentieth century this generation was extended to other technologies such as nuclear. Consequently, there have been increased atmospheric pollution (CO<sub>2</sub>, particulates, etc.) and nuclear risks (not only at the plant level but also with regard to storage of radioactive waste).

The need to reduce CO<sub>2</sub> emissions has pushed towards creation of new “clean” electricity production paths, such as photovoltaic or wind power, with hydropower still in use. Although the number of facilities has exploded mostly because of subsidies, these facilities now allow for a significant production of renewable electricity, which can reach more than 50% of total electricity production, depending on the country and weather conditions.

Electricity production unfortunately has a major drawback: variability. Mainly depends on meteorological conditions such as wind and sunshine. Even if forecasts are fairly accurate, production maxima do not always coincide with consumption, resulting in higher than demand production; hence, there arises the need to be able to store this excess electricity for later use, regardless of its form.

Among the many technologies available, and depending on the country and the current or expected surplus volumes, which are sometimes large, the one that is going to emerge should allow the maximum of this surplus to be stored.

## Περιεχόμενα

<i>Πρόλογος</i> .....	6
<i>Abstract</i> .....	7
<i>Εισαγωγή</i> .....	15
<b>1. Παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας</b> .....	<b>16</b>
<b>1.1 Μεγάλη αύξηση της ενεργειακής ζήτησης</b> .....	16
1.1.1 Η εξέλιξη της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας.....	16
1.1.2 Αποθήκευση ενέργειας.....	16
1.1.2.1 Φορτίο αιχμής καμπύλης ζήτησης.....	20
1.1.3 Κατανάλωση ανά τομέα της οικονομίας .....	20
1.1.4 Πρόβλεψη της εξέλιξης της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας.....	21
1.1.5 Προοπτικές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας .....	23
<b>1.2 Παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας</b> .....	24
1.2.1 Παραγωγή ενέργειας .....	24
1.2.1.1 Νέα ανάπτυξη ή πτώση της πυρηνικής ενέργειας ; .....	25
1.2.2 Αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας .....	26
1.2.3 Σημαντική αύξηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.....	28
1.2.3.1 Ενέργεια προερχόμενη από ανανεώσιμες πηγές: μια αναγκαιότητα.....	29
<b>2. Ηλεκτρική ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές</b> .....	<b>31</b>
<b>2.1 Τεχνολογίες</b> .....	31
2.1.1 Αιολική ενέργεια.....	31
2.1.1.2 Ανεμογεννήτριες .....	32
2.1.1.3 Παραγωγή από αιολική ισχύ .....	33
2.1.1.4 Αιολικά πάρκα .....	34
2.1.1.5 Προβλέψεις .....	34
2.1.2 Φωτοβολταϊκά .....	35
2.1.2.1 Προβλέψεις .....	36
2.1.3 Ηλιακή συγκέντρωση.....	37
2.1.4 Ενέργειες της θάλασσας.....	38
2.1.5 Βιομάζα, γεωθερμική ενέργεια .....	39
2.1.6 Ρεκόρ παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ.....	39
2.1.7 Σύγκριση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή.....	40
2.1.8 Ενεργειακή μετάβαση και ανανεώσιμη ενέργεια.....	41
<b>2.2 Μεταβλητότητα στην παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας</b> .....	43



2.2.1 Προβλέψεις παραγωγής και κατανάλωσης.....	43
2.2.2 Η ανάγκη για αποθήκευση.....	44
2.2.3 Εκτιμήσεις της πλεονάζουσας ενέργειας .....	45
2.3 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας .....	46
2.3.1 Γιατί αποθήκευση ενέργειας; .....	46
2.3.2 Χαρακτηριστικά ενός συστήματος αποθήκευσης .....	46
2.3.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης.....	46
2.3.3.1 Αντλησιοταμίευση .....	47
2.3.3.2 Αποθήκευση με μπαταρίες.....	48
2.3.3.3 Σφόνδυλοι.....	51
2.3.3.4 Υπερπυκνωτές.....	51
2.3.3.5 Αποθήκευση με χρήση υπεραγώγιμων μαγνητών (Super Conducting Energy Storage - SMES).....	52
2.3.4 Σύγκριση των διαθέσιμων λύσεων αποθήκευσης ενέργειας.....	52
2.3.5 Χαρακτηριστικά των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.....	53
2.3.6 Προϋποθέσεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας .....	55
3. Θεμελιώδεις αρχές της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο.....	57
3.1 Θεμελιώδεις αρχές.....	57
3.2 Υδρογόνο .....	58
3.2.1 Ιδιότητες.....	58
3.2.1.1 Η υψηλή ενεργειακή πυκνότητα .....	59
3.2.1.2 Χαμηλή πυκνότητα.....	59
3.2.1.3 Οι μεγάλοι όγκοι αποθήκευσης που απαιτούνται .....	59
3.2.2 Ασφάλεια.....	60
3.2.3 Τεχνολογίες παραγωγής .....	61
3.2.3.1 Γκρί Υδρογόνο .....	62
3.2.3.2 Μπλέ Υδρογόνο .....	63
3.2.3.3 Τιρκουάζ Υδρογόνο .....	63
3.2.3.4 Πράσινο Υδρογόνο .....	64
3.2.4 Βιομηχανική παραγωγή .....	64
3.2.3.1 Υδρογόνο και ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές .....	65
4. Ηλεκτρόλυση .....	66
4.1 Βασικές αρχές .....	66
4.2 Χημικές αντιδράσεις .....	66
4.2.1 Υπολογισμοί από θερμοδυναμικά δεδομένα.....	68
4.2.2 Τάση λειτουργίας - πυκνότητα ρεύματος.....	69

4.2.3	Παράμετροι λειτουργίας	70
4.2.4	Απόδοση κυψέλης	71
4.2.5	Ενέργεια διάσπασης του νερού	72
4.2.6	Κατανάλωση νερού	72
4.2.6.1	Οι δύο κύριες οικογένειες μονάδων ηλεκτρόλυσης	73
4.3	Αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης	73
4.3.1	Παράμετροι λειτουργίας	73
4.3.1.1	Δομικά στοιχεία	73
4.3.1.2	Επιρροή της θερμοκρασίας και της πίεσης	74
4.3.1.3	Τύπος ρεύματος	75
4.3.1.4	Πτώση τάσης	75
4.3.1.5	Μόλυνση του αερίου	76
4.3.2	Δομή αλκαλικών μονάδων ηλεκτρόλυσης	76
4.3.3	Βοηθητικός εξοπλισμός μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης	77
4.3.4	Βιομηχανικός εξοπλισμός	77
4.3.4.1	Ισχύς ηλεκτρόλυσης	77
4.3.4.2	Χρόνος εκκίνησης	78
4.3.4.3	Χρόνος ζωής	78
4.3.4.4	Αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης, μια δοκιμασμένη τεχνολογία	78
4.4	Μονάδες ηλεκτρόλυσης PEM (Ανταλλαγής πρωτονίων)	78
4.4.1	Θεμελιώδεις αρχές	78
4.4.2	Δομή μονάδων ηλεκτρόλυσης PEM	79
4.4.3	Υπόλοιπο εγκαταστάσεων	80
4.4.4	Επίδραση του καταλύτη	80
4.4.4.2	Ομάδα πολύτιμων μετάλλων	80
4.4.5	Παράμετροι λειτουργίας	81
4.4.5.1	Θερμοκρασία	81
4.4.5.2	Πίεση	81
4.4.5.3	Πυκνότητα ρεύματος	81
4.4.5.4	Περιοχή μεμβράνης	81
4.4.5.5	Απόδοση του ηλεκτρολύτη	82
4.4.5.6	Διάρκεια ζωής	82
4.4.6	Βιομηχανικός εξοπλισμός	82
4.4.7	Επεξεργασία και κατανάλωση νερού	83
4.4.7.1	Ηλεκτρόλυση PEM, μεγάλες δυνατότητες βελτίωσης	83
4.5	Ηλεκτρολύτης υψηλής θερμοκρασίας	83

4.6 Καθαρισμός υδρογόνου.....	86
4.6.1 Απομάκρυνση του υδροξειδίου του καλίου.....	86
4.6.2 Απομάκρυνση οξυγόνου .....	86
4.6.2.1 Μembrάνη παλλαδίου/αργύρου .....	86
4.6.2.2 Κρυογονική διαδικασία .....	87
4.6.3 Αφυδάτωση.....	87
4.6.3.1 Καθαρισμός.....	87
4.7 Σύγκριση τεχνολογιών .....	87
4.7.1 Χαρακτηριστικά των ηλεκτρολυτών.....	87
4.7.2 Ηλεκτρολύτης αλκαλικής μεμβράνης: ο καλύτερος συμβιβασμός; .....	88
4.7.2.1 Ηλεκτρολύτες για μετατροπή ενέργειας σε αέριο.....	89
5 Στρατηγικές μετατροπής ενέργειας σε αέριο.....	90
5.1 Μεταφορά υδρογόνου .....	90
5.1.1 Συμπίεση υδρογόνου .....	90
5.1.1.1 Συμπιεστής με έμβολο.....	90
5.1.1.2 Συμπιεστής μεμβράνης .....	90
5.1.1.3 Ιοντικός συμπιεστής .....	91
5.1.1.4 Θερμικός συμπιεστής .....	91
5.1.1.5 Ισορροπία της εγκατάστασης.....	92
5.1.1.6 Βοηθητικός εξοπλισμός και απόδοση .....	92
5.1.2 Υγροποίηση υδρογόνου .....	93
5.2 Μεταφορά υδρογόνου .....	94
5.2.1 Μέθοδοι μεταφοράς υδρογόνου .....	94
5.2.2 Άμεση έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου.....	95
5.2.2.1 Δίκτυο φυσικού αερίου .....	95
5.2.2. Έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου .....	96
5.2.2.1 Κριτήρια αξιόπιστης έγχυσης .....	96
5.3 Αποθήκευση υδρογόνου.....	97
5.3.1 Συμπίεση σε δεξαμενές.....	97
5.3.2 Σε υγρή μορφή.....	97
5.3.3 Στα μεταλλικά υδρίδια .....	98
5.3.4 Στα αποθέματα φυσικού αερίου.....	99
5.3.4.1 Αποθήκευση φυσικού αερίου .....	99
5.4 Μεθανοποίηση .....	100
5.4.1 Θερμοχημική μεθανοποίηση .....	100
5.4.1.1 Συνολική απόδοση της θερμοχημικής μεθανοποίησης .....	102

5.4.2 Μεθανοποίηση σε συνδυασμό με τη μετατροπή ενέργειας σε αέριο.....	102
5.4.3 Μεθανοποίηση, το κλειδί για την ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές .....	102
5.5 Χρήση του παραγόμενου υδρογόνου ή μεθανίου .....	102
5.5.1 Βιομηχανία .....	103
5.5.2 Ενέργεια - μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια.....	103
5.5.2.1 Κυψέλες καυσίμου.....	103
5.5.2.2 Τύποι κυψελών καυσίμου .....	103
5.5.2.3 Απόδοση κυψελών καυσίμου.....	104
5.5.2.4 Πλεονέκτημα των κυψελών καυσίμου.....	105
5.5.2.5 Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής ή μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.....	105
5.5.2.6 Αποδοτικότητα μετατροπής .....	105
5.5.3 Οικιακή χρήση.....	106
5.5.4.1 Υδρογόνο, μεθάνιο ή ηλεκτρόνιο; Άμεση χρήση του ηλεκτρισμού: μια προτεραιότητα .....	106
5.6 Ρυθμιστικό πλαίσιο .....	106
6. Εναλλακτικοί τρόποι αποθήκευσης.....	109
6.1 Μετατροπή ενέργειας σε υγρό.....	109
6.1.1 Συνθετικά καύσιμα.....	109
6.1.2 Μετατροπή ενέργειας σε υγρό.....	110
6.1.3 Μετατροπή αερίου σε υγρό.....	110
6.1.4 Πειράματα PtL .....	111
6.1.4.1 Παραγωγή συνθετικού ντίζελ.....	111
6.1.4.2 Έργο MefCO <sub>2</sub> - παραγωγή μεθανόλης.....	111
6.1.4.3 Έργο Soletair .....	112
6.1.4.4 Συμπέρασμα.....	112
6.2 Μετατροπή της ισχύος σε θερμότητα.....	113
6.2.1 Αντίληψη της μετατροπής της ισχύος σε θερμότητα.....	113
6.2.2 Αποθήκευση θερμότητας.....	113
6.3 Συνδυασμός PtH και PtL.....	114
7. Εφαρμογές μετατροπής ισχύος σε αέριο .....	115
7.1 Πρώιμες εξελίξεις.....	115
7.1.1 Πρόγραμμα HySolar (1986-1995) .....	115
7.1.2 Έργα σε κτηριακές εγκαταστάσεις.....	116
7.1.3 Διερευνητικά έργα.....	116
7.1.4 Πρώτα πειράματα πεδίου .....	117

7.1.4.1 Ηλιακό πάρκο/υδρογόνο (Γερμανία).....	117
7.1.4.2 Utsira (Νορβηγία).....	117
7.2 Ερευνητικά έργα.....	118
7.2.1 Το Ινστιτούτο ZSW στη Στουτγάρδη.....	118
7.2.2 Έργο WIND2H2.....	118
7.2.3 Εθνικά προγράμματα ή διεθνείς συνεργασίες.....	119
7.2.3.1 Παράδειγμα προγραμμάτων.....	119
7.2.3.2 Έργο INGRID.....	119
7.3 Πιλοτικά έργα.....	120
7.3.1 Η Γερμανία, ο ηγέτης.....	120
7.3.1.1 Enertrag - Prenzlau.....	120
7.3.1.2 Thüga/Mainova - Φρανκφούρτη.....	122
7.3.1.3 Viessmann - βιολογική μεθανοποίηση (bioPower2Gas).....	123
7.3.1.4 RH2-WKA.....	124
7.3.1.5 Herten.....	125
7.3.1.6 Mainz.....	125
7.3.1.7 Συμβατική μονάδα P2G.....	126
7.3.1.11 Άλλες εγκαταστάσεις στη Γερμανία.....	127
7.3.2 Γαλλία.....	127
7.3.2.1 Το έργο MYRTE.....	127
7.3.2.2 Έργο GRHYD.....	128
7.3.2.4 Βιομηχανικές μονάδες παραγωγής υδρογόνου.....	129
7.3.3.1 Δανία.....	129
7.3.3.2 Ολλανδία.....	130
7.3.3.3 Το Ηνωμένο Βασίλειο.....	131
7.3.3.4 Οι ΗΠΑ.....	132
7.3.3.5 Καναδάς.....	132
7.3.3.6 Ιαπωνία.....	132
7.3.3.7 Ελβετία.....	133
7.4 Σύγκριση των τρεχόντων έργων.....	133
7.4.1 Τεχνολογίες.....	133
7.4.2 Εφαρμογές.....	133
7.5 Μελλοντικές εφαρμογές μεγάλης κλίμακας.....	134
7.5.1 H2Teeside.....	134
7.5.2 Το “Μπλέ ενεργειακό συγκρότημα” των ΗΠΑ.....	135
7.5.3 REPowerEU.....	136

7.6 Πειραματικά αποτελέσματα .....	138
<b>8 Χρηματοοικονομική προσέγγιση της μετατροπής ενέργειας σε αέριο .....</b>	<b>140</b>
8.1 Ικανότητα μετατροπής υδρογόνου.....	140
8.1.1 Δυναμικότητα των ηλεκτρολυτών .....	140
8.1.2 Μετατροπή ενέργειας από αέριο σε ηλεκτρική ενέργεια .....	140
8.1.2.1 Ισχύς από κυψέλες καυσίμου.....	141
8.1.2.2 Συμπαγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας και συμβατικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής .....	141
8.2 Οικονομικές αξιολογήσεις της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο .....	142
8.2.1 Λειτουργικό κόστος εγκαταστάσεων.....	142
8.2.1.1 Το κόστος μιας εγκατάστασης .....	142
8.2.1.2 Το κόστος των πιλοτικών έργων.....	143
8.3 Επιχειρηματικό μοντέλο για την μετατροπή της ενέργειας σε αέριο.....	143
8.3.1 Εξεταζόμενο σύστημα .....	143
8.3.2 Τεχνοοικονομική ανάλυση.....	144
8.3.2.1 Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας .....	144
8.3.2.2 Σύγκριση τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.....	145
8.3.3 CAPEX.....	146
8.3.4 OPEX.....	147
8.3.5 Έσοδα .....	147
8.3.6 Επιπεδοποιημένο κόστος υδρογόνου .....	148
8.3.7 Συγκριτικές μελέτες .....	149
8.3.8 Σύγκριση με άλλες τεχνολογίες .....	150
8.3.9 Το ενεργειακό μείγμα και το κόστος για την κοινωνία .....	151
<b>9 Ο ρόλος της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο με σκοπό την ενεργειακή μετάβαση</b>	<b>153</b>
9.1 Επιπτώσεις της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο στα ενεργειακά συστήματα.	153
9.1.1 Νομοθεσία και κανονισμοί.....	153
9.1.1.1 Στόχοι ενεργειακής πολιτικής .....	153
9.1.2 Μια νέα αρχιτεκτονική για τα ενεργειακά δίκτυα.....	154
9.1.3.1 Μικροδίκτυο .....	155
9.1.3 Σύγκλιση των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου.....	156
9.2 Η τεχνολογία Power-to-gas και η συμβολή της στην προστασία του περιβάλλοντος .....	157
9.3 Μια νέα πρόκληση.....	157
9.4 Συμπεράσματα.....	159

## Εισαγωγή

Όντας αντιμέτωποι με τις περιβαλλοντικές προκλήσεις (ρύπανση, μειωμένα αποθέματα ορυκτών καυσίμων, πυρηνικά απόβλητα κλπ) και την αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια, υπάρχει μια ανάγκη για μια βιώσιμη επιλογή. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως ο άνεμος και ο ήλιος, δυστυχώς, συναρτώνται από τις καιρικές συνθήκες και συνεπώς σε μια μεταβλητότητα παραγωγής. Ως αποτέλεσμα, υπάρχει ήδη ένα κενό μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης σήμερα το οποίο στο μέλλον θα αυξηθεί. Είναι επομένως απαραίτητο να αποθηκευτεί η αχρησιμοποίητη ενέργεια η οποία παράγεται έτσι ώστε να υπάρχει δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί κατά την διάρκεια περιόδων υψηλής ζήτησης ή να χρησιμοποιηθεί σε μια άλλη μορφή.

Τι τεχνολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας; Η πρώτη λύση που έρχεται στο μυαλό είναι οι μπαταρίες. Παρότι μερικές έχουν αρκετά δυναμότητα αποθήκευσης, το κόστος και η περιορισμένη διάρκεια ζωής δεν επιτρέπουν την χρησιμοποίησή τους σε ευρεία κλίμακα. Άλλες λύσεις υπάρχουν, αλλά όλες είναι περιορισμένες στην δυνατότητα αποθήκευσης συγκριτικά με τις αναμενόμενες πλεονάζουσες ποσότητες.

Πέρα από την άμεση αποθήκευση ενέργειας, η άλλη προσέγγιση είναι η μετατροπή της σε μια άλλη μορφή έτσι ώστε να αποθηκευτεί. Εδώ έρχεται η ηλεκτρόλυση να παίζει έναν βασικό ρόλο, για παράδειγμα στην μετατροπή του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο, εξου και η αντίληψη της μετατροπής της ισχύος σε αέριο (power to gas).

Το υδρογόνο μπορεί να αποθηκευτεί σε διαφορετικές μορφές, να μετατραπεί σε ένα άλλο καύσιμο (π.χ. μεθάνιο) ή, αν αυτό είναι απαραίτητο, να μετατραπεί ξανά σε ηλεκτρική ισχύ με χρήση μιας κυψέλης καυσίμου ή ενός εργοστασίου τροφοδοτούμενου με αέριο. Οποιαδήποτε και να είναι η επιδιωκόμενη χρήση, η πλεονάζουσα ενέργεια θα αξιοποιηθεί.

Παρότι η προσέγγιση αυτή μοιάζει να είναι η πιο εκλεπτυσμένη στα πλαίσια της ενέργειας και της τεχνολογίας, εξακολουθεί να έχει κάποια αρνητικά. Από τη μια, το κόστος αυτών των εγκαταστάσεων είναι ακόμα υψηλό και, από την άλλη, η δυνατότητα μετατροπής υδρογόνου είναι χαμηλή συγκριτικά με τις τρέχουσες ποσότητες πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας και ακόμα περισσότερο για αυτές οι οποίες προβλέπονται για τις επόμενες δεκαετίες.

Παρόλα αυτά, η τεχνολογία της μετατροπής της ισχύος σε αέριο συνδυασμένη με μια αποκεντρωμένη προσέγγιση (τοπική χρήση του υδρογόνου ή του μεθανίου) και βελτιστοποιημένη διαχείριση σε όλα τα επίπεδα, όπως αυτό της παραγωγής, η διανομή και η χρήση θα επιτρέψουν μια καλύτερη κάλυψη των αναγκών καθώς επίσης και διευκόλυνση της σταθεροποίησης των ηλεκτρικών δικτύων.

Η συνεισφορά της μετατροπής της ισχύος σε αέριο μπορεί να διαπιστωθεί στην στο γενικό πλαίσιο της παραγωγής και κατανάλωσης της ενέργειας και των συσχετισμένων ζητημάτων.

## 1. Παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας

Τις πρόσφατες δεκαετίες, υπήρξε μια σημαντική αύξηση στην κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως σε όλους σχεδόν τους τομείς, μια αύξηση οδηγούμενη από τις επονομαζόμενες αναδυόμενες χώρες όπως η Κίνα και η Ινδία. Οι μη ανανεώσιμες πηγές της ενέργειας, οι οποίες ακόμα κυριαρχούν, οδήγησαν σε αύξηση της ρύπανσης, των οχλήσεων και των επιπέδων των αερίων θερμοκηπίου. Αντιμέτωποι με τις συνέπειες αυτών στον πληθυσμό, στην χλωρίδα, την πανίδα και το κλίμα, είναι απαραίτητη η στρέψη προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Ένας από τους παράγοντες άξιοι αναφοράς πριν την αποσαφήνιση της διαδικασίας της μετατροπής της ισχύος σε αέριο είναι η συνολική κατανάλωση ενέργειας, η εξέλιξή της και οι συσχετισμένες τεχνικές προκλήσεις (παραγωγή, διανομή και αποθήκευση).

### 1.1 Μεγάλη αύξηση της ενεργειακής ζήτησης

Η συνολική αύξηση της ευημερίας οδήγησε σε μια αύξηση των ενεργειακών απαιτήσεων στον μεταφορικό, τον βιομηχανικό, τον τριτογενή και τον οικιακό τομέα.

Η εξέλιξη του συνολικού εθνικού προϊόντος είναι ένας δείκτης της ενεργειακής κατανάλωσης, αν και παραμένει ένας παράγοντας αβεβαιότητας της σχέσης μεταξύ των δύο αυτών παραμέτρων, του οποίου οι εικασίες για τις επόμενες δεκαετίες προσπαθούν να προβλεφθούν με την μελέτη διαφόρων σεναρίων.

#### 1.1.1 Η εξέλιξη της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας

Τα δεδομένα των πρόσφατων δεκαετιών φανερώνουν σταθερή αύξηση στην κατανάλωση (Διάγραμμα 1.1), ακόμα κι αν αυτή επιβαρύνεται από τις κλιματικές μεταβολές ή την οικονομική κρίση.

Η ενέργεια αυτή έρχεται από διαφορετικές πηγές: Μη ανανεώσιμες πηγές όπως το πετρέλαιο, ο άνθρακας, το φυσικό αέριο και το ουράνιο και ανανεώσιμες όπως ο άνεμος, ο ήλιος και η υδροηλεκτρική ενέργεια. Η συνεισφορά κάθε μιας από αυτές τις πηγές ποικίλει από χώρα σε χώρα (Διάγραμμα 1.2).

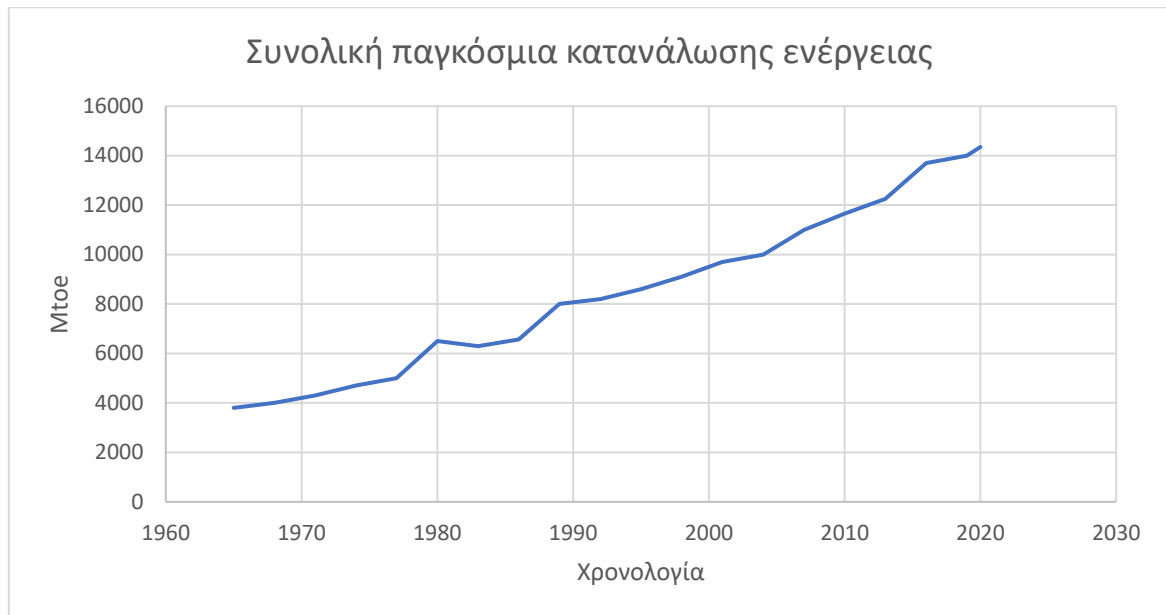
Μια σύγκριση στις τάσεις των καταναλώσεων δείχνει ότι για πολλές χώρες υπάρχει μια ροπή προς την μείωση ή την σταθεροποίηση των πρωτογενών καταναλώσεων ενέργειας (Διάγραμμα 1.3) κατά τις πρόσφατες δεκαετίες. Παρόλα αυτά, αυτό δεν σημαίνει ότι η κατανάλωση ανά τύπο ενέργειας ή τομέα έχει εξίσου μειωθεί ή σταθεροποιηθεί, όπως φαίνεται στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο.

#### 1.1.2 Αποθήκευση ενέργειας

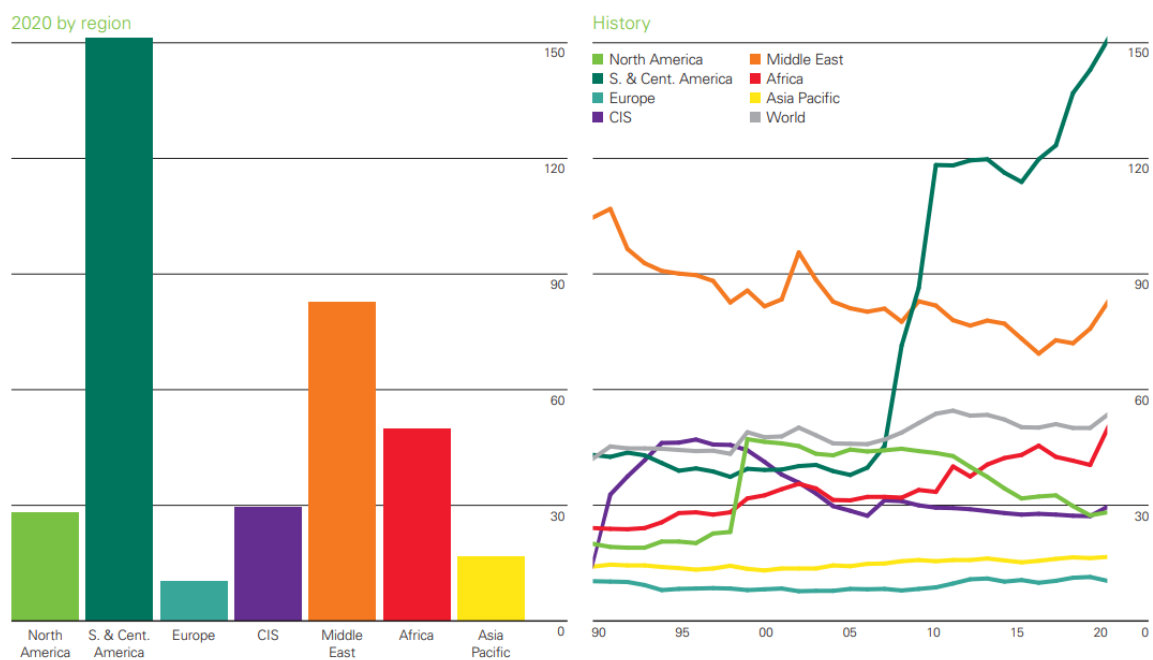
Όσο τα στερεά και τα υγρά καύσιμα μπορούν να αποθηκεύονται σε μεγάλες ποσότητες, η ηλεκτρική ισχύς μπορεί μονάχα να αποθηκεύεται σε μικρές ποσότητες σε σχέση με την παραγωγή και την κατανάλωση για τεχνικούς (κυρίως σχετικά μικρή χωρητικότητα



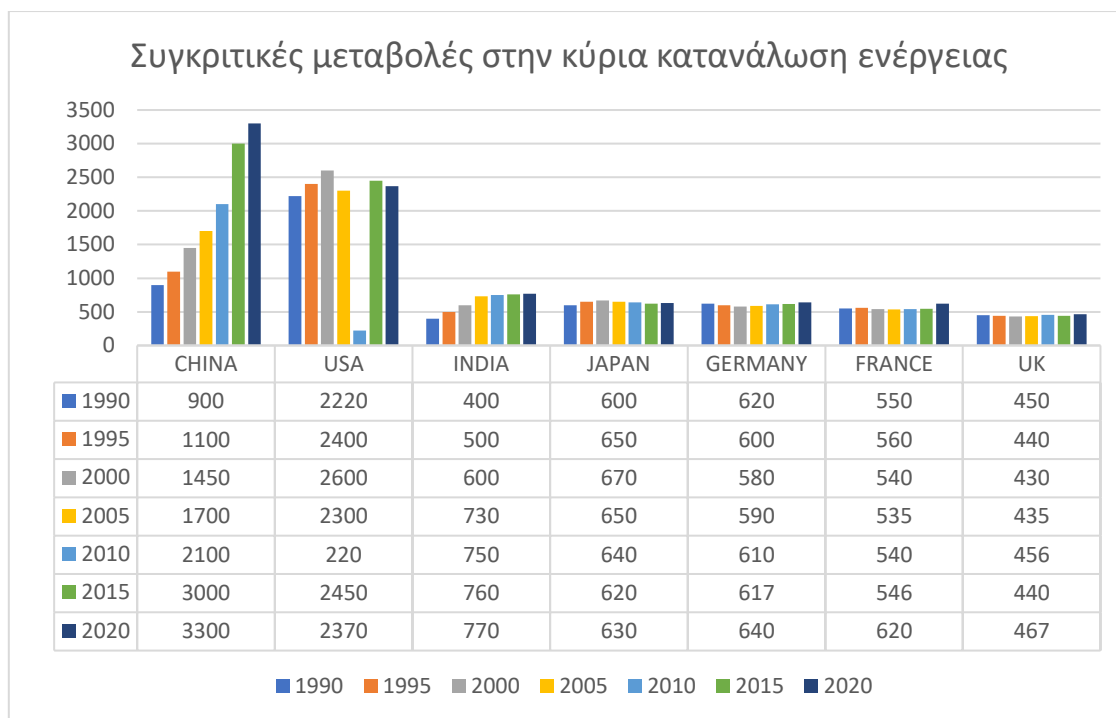
των διαθέσιμων συστημάτων) και οικονομικούς (υψηλά κόστη ανά κιλοβατώρα για μερικές λύσεις όπως οι μπαταρίες) λόγους.



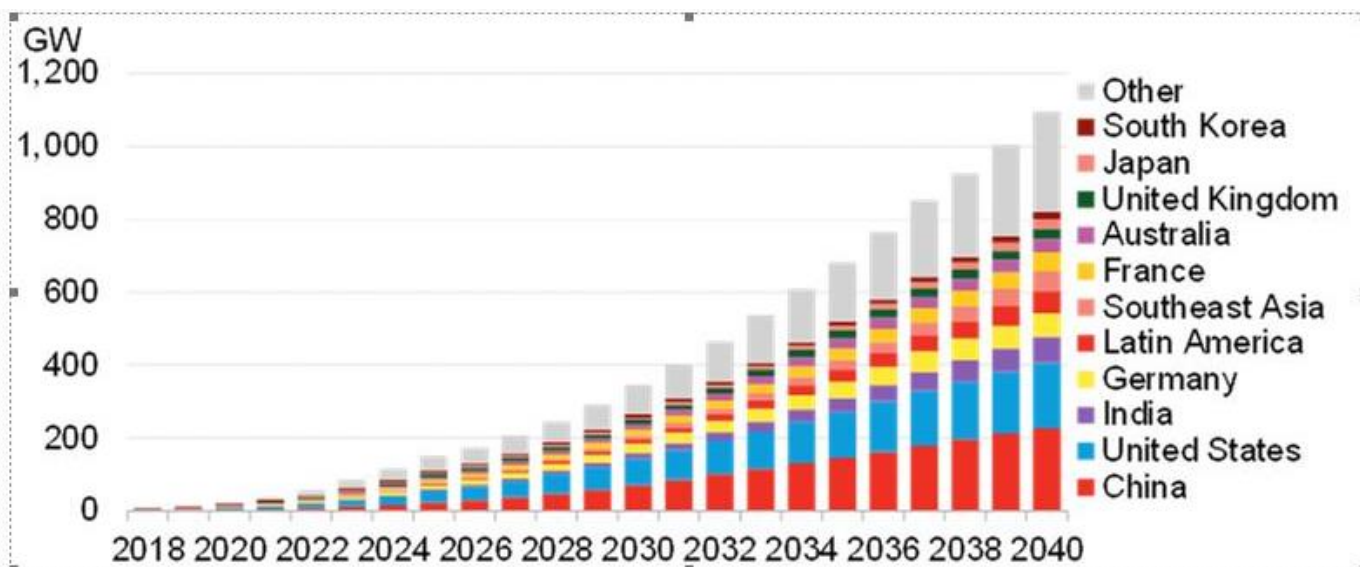
Διάγραμμα 1.1: Συνολική παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας με Mtoe (Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 20)



Διάγραμμα 1.2: Συνεισφορά των διαφορετικών ενεργειακών πηγών στην βόρεια Αμερική, την κεντρική Αμερική, την Ευρώπη, την Αφρική και τον κόσμο (Δεδομένα: US Energy Information Administration, AGEB (Γερμανία), BP Statistical Review 2021).



Διάγραμμα 1.3: Συγκριτικές μεταβολές στην κύρια κατανάλωση ενέργειας ανά χώρα και ανά έτος έως και το 2020



Source: BloombergNEF

Διάγραμμα 1.4: Δυνατότητες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τον κόσμο

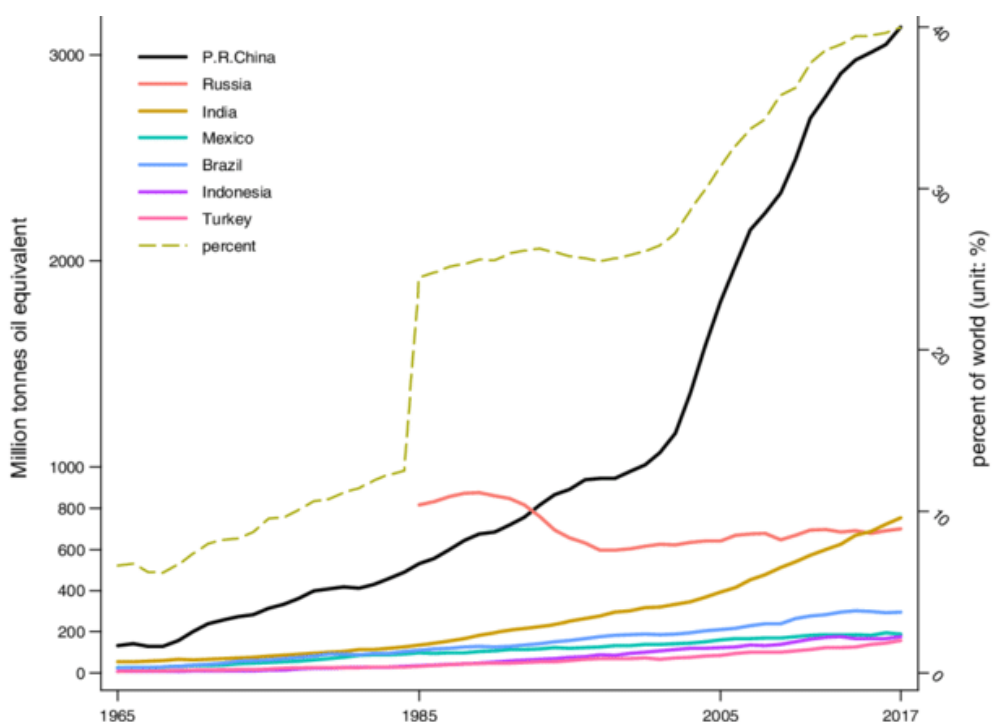
### Απόθεμα ασφαλείας για προϊόντα πετρελαίου και φυσικό αέριο

Κάθε χώρα αποθηκεύει φυσικό αέριο και αργό πετρέλαιο έτσι ώστε να εξασφαλίσει τις ανάγκες τις είτε σε περίπτωση μεγάλης ζήτησης είτε σε ενδεχόμενη έλλειψη. Ο ΙΕΑ (Διεθνής Ενεργειακός Οργανισμός - International Energy Agency) ζητάει και η Ευρωπαϊκή Ένωση επιβάλλει, για παράδειγμα, ένα ελάχιστο απόθεμα 90 ημερών προϊόντων πετρελαίου.

Στην Κίνα στην έλλειψη του 2014 υπήρχαν 91 εκατομμύρια βαρέλια, με την ημερήσια κατανάλωση να βρίσκεται στα 10.7 εκατομμύρια βαρέλια, κάτι που σήμαινε μονάχα 9 ημέρες κατανάλωσης. Ο στόχος της Κινεζικής κυβέρνησης είναι να διαθέτουν δυνατότητα αποθήκευσης 500 εκατομμυρίων βαρελιών το 2020.

Για το φυσικό αέριο, οι ΗΠΑ το 2016 είχαν μια μέγιστη δυνατότητα αποθήκευσης αντίστοιχη με 62 ημέρες κατανάλωσης και η Γερμανία έχει, θεωρητικά, 100 ημέρες αποθεμάτων εν αντιθέσει με το Ηνωμένο Βασίλειο που διαθέτει το μέγιστο 20 ημέρες.

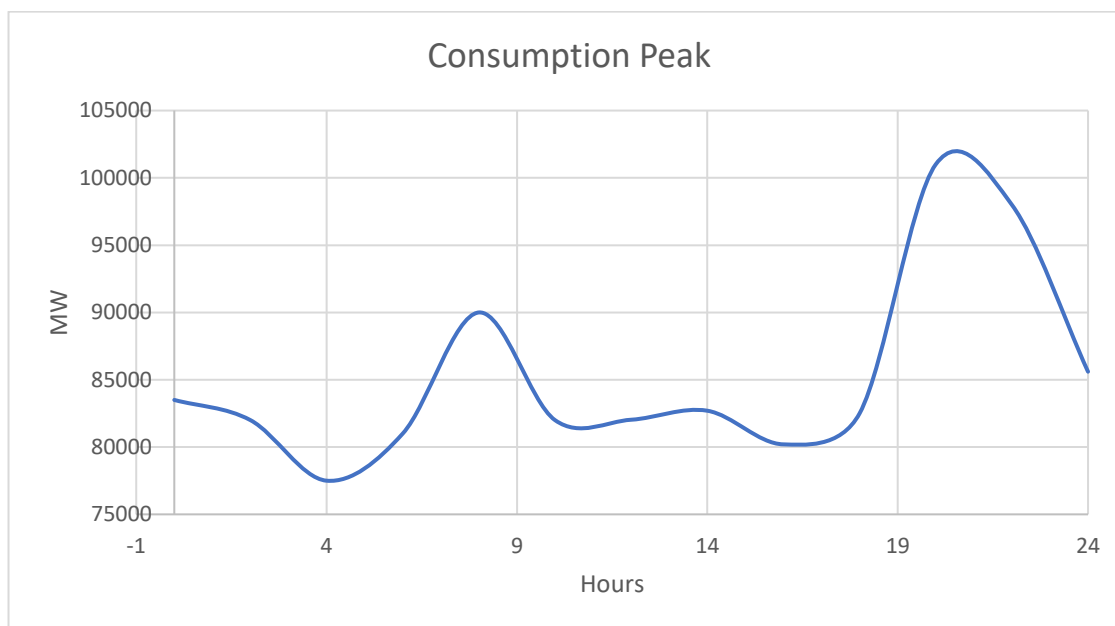
Αντίθετα με την αποθήκευση της ηλεκτρικής ισχύος και των καυσίμων, το υγροποιημένο φυσικό αέριο (Liquefied Natural Gas – LNG) και τα προϊόντα πετρελαίου επιτρέπουν αυτονομία για χρονικό διάστημα αρκετών μηνών (Πίνακας 1.2 – Η δυνατότητα αποθήκευσης αναφέρεται στους μέγιστους όγκους και όχι απαραίτητα σε αυτούς που αποθηκεύονται). Οι πραγματικοί όγκοι σε απόθεμα ποικίλουν ανάλογα με τις στρατηγικές διαχείρισης, τις τιμές της αγοράς (π.χ. αγορές όταν οι τιμές είναι χαμηλές) και το επίπεδο κατανάλωσης σε σχέση με την παραγωγή ή τις εισαγωγές.



Διάγραμμα 1.5: Μέγιστη δυνατότητα αποθήκευσης σε εκατομμύρια τόνους (Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2017)

### 1.1.2.1 Φορτίο αιχμής καμπύλης ζήτησης

Η διαχείριση των αιχμών στην καμπύλη φορτίου είναι κρίσιμη για τους παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας. Εξαρτάται κυρίως από την χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας. Η θέρμανση μέσω του ηλεκτρισμού είναι ακόμα αρκετά διαδεδομένη σε μερικές χώρες και, σε αρκετά χαμηλές θερμοκρασίες, η ζήτηση αυξάνεται ραγδαία. Οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας οφείλουν να είναι σε θέση να ανταποκριθούν σε αυτές χωρίς καμία καθυστέρηση. Θα πρέπει να ισορροπήσουν την παραγωγή πραγματικού χρόνου και την κατανάλωση και στιγμιαία να εξομαλύνουν αυτές τις καμπύλες.



Διάγραμμα 1.1: Ένα παράδειγμα μιας κατανάλωσης αιχμής

Σε περίπτωση που η ζήτηση είναι μεγαλύτερη της παραγωγής, η χαμηλή χωρητικότητα της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί είτε την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (εάν αυτό είναι δυνατό) είτε να εκκινήσουν σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φυσικού αερίου σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα.

### 1.1.3 Κατανάλωση ανά τομέα της οικονομίας

Ανάμεσα στους διαφόρους τομείς της οικονομίας (οικιακός, τριτογενής, βιομηχανικός, αγροτικός, μεταφορικός), έχουν υπάρξει διαφορές ως προς τους ρυθμούς στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας τα τελευταία χρόνια. Ενώ στις μακροχρόνια βιομηχανοποιημένες χώρες (ΗΠΑ, Ιαπωνία, Ηνωμένο Βασίλειο, Γερμανία κλπ) η

βιομηχανία είναι ικανή να μειώσει την κατανάλωσή της, ο μεταφορικός, ο οικιακός και ο τριτογενής τομέας έχουν παρουσιάσει σταθερή αύξηση στην κατανάλωση τα προηγούμενα χρόνια επηρεαζόμενοι μόνο από τις κλιματικές διακυμάνσεις (π.χ. ένας ήπιος χειμώνας μειώνει την κατανάλωση θερμότητας ενώ ένα ζεστό καλοκαίρι οδηγεί σε αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας λόγω των air condition). Η Κίνα δεν έχει δείξει ακόμα τέτοια τάση: Έχει ακόμα μια πολύ έντονη βιομηχανία ενέργειας (Διάγραμμα 1.5).

### **Συνολική κατανάλωση και τελική κατανάλωση**

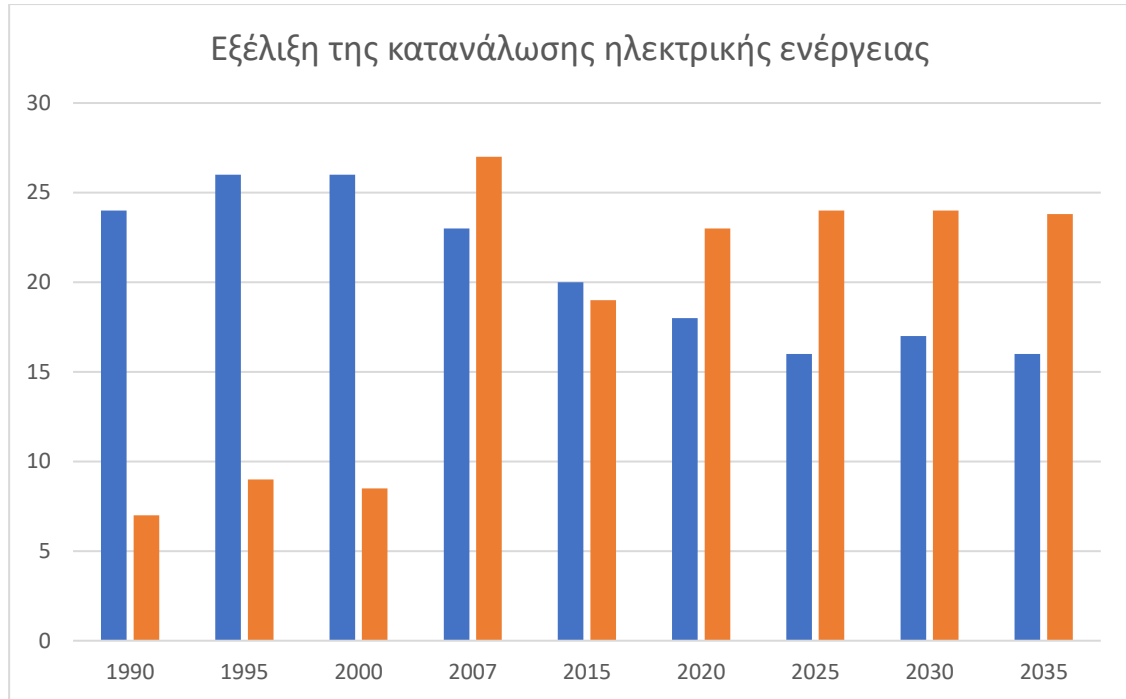
Η ενέργεια που περιέχεται σε ακατέργαστες πηγές όπως το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο, το ουράνιο αναπαριστά τι θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί εάν η απόδοση των «απομαστεύσεων» ήταν ίση με 100%. Παρόλα αυτά, οι διαφορετικές τεχνικές μετασχηματισμού (άνθρακας, ουράνιο ή φυσικό αέριο σε ηλεκτρισμό ή/και θερμότητα) μερικές φορές συνεπάγονται σημαντικές απώλειες (σε έναν πυρηνικό σταθμό μόνο το 1/3 της αρχικής ενέργειας μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό). Η ωφέλιμη ενέργεια καλείται ως τελική ενέργεια.

#### **1.1.4 Πρόβλεψη της εξέλιξης της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας**

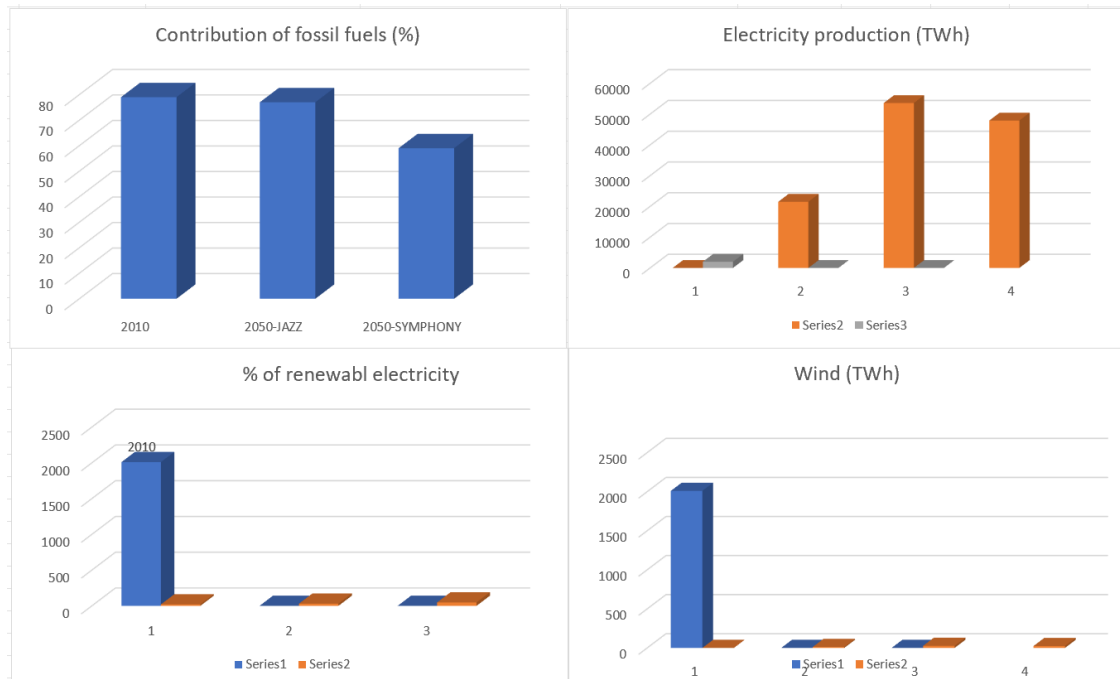
Προκειμένου να ανταποκριθούν με την αύξηση της ζήτησης, οι στρατηγικές κάθε χώρας διαφοροποιούνται ανάλογα με τα διαθέσιμα αποθέματα. Διαφορετικά μοντέλα προσπαθούν να προβλέψουν την εξέλιξη της κατανάλωσης. Καθότι οι αρχικές εισηγήσεις είναι μεταβαλλόμενες, τουλάχιστον δύο περιπτώσεις λαμβάνονται υπόψη: η μια με την εξέλιξη χρησιμοποιώντας την τρέχουσα μορφή της παραγωγής και της κατανάλωσης λίγο πολύ τροποποιημένες (υψηλή υπόθεση) και η άλλη με μια προσέγγιση ενεργειακού προσανατολισμού (χαμηλή υπόθεση).

Η Παγκόσμια Επιτροπή Ενέργειας (World Energy Council) δημοσίευσε μια μελέτη το 2013 [1] με δύο σενάρια: Το πρώτο σενάριο (Jazz) για ευρεία πρόσβαση σε προσιτή ενέργεια και το δεύτερο σενάριο (Symphony) βασισμένο σε μια προτεραιότητα ως προς τα περιβαλλοντικά ζητήματα.

Η παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα γνωρίσει μια σημαντική αύξηση: από 17% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας το 2010 θα αυξηθεί σε 27% (Jazz) ή 32% (Symphony). Η μελέτη αυτή ολοκληρώθηκε το 2016 [2] και επεκτάθηκε ως το 2016 σε τρία σενάρια: Modern Jazz, Unfinished Symphony και Hard Rock.



Διάγραμμα 1.2: Εξέλιξη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (Πηγή: UK Department of Business, Energy & Industrial Strategy, US Energy Information Administration, IEA, World Energy Outlook)



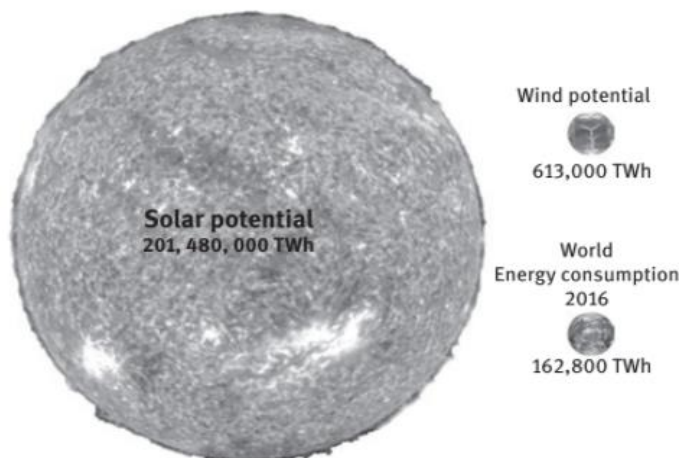
Διάγραμμα 1.3: Σενάρια World Energy Council 2020

Άλλη μελέτη του 2015 (BP Energy Outlook 2035) συμβαδίζει με αυτές τις προβλέψεις με 18,000 Mtoe πρωτογενούς ενέργειας να καταναλώνονται το 2035 (13,000 το 2010). Με παρόμοιο τρόπο, η αναφορά “Shell energy scenarios to 2050” αναμένει 880 Exa Joules παραγόμενης πρωτογενούς ενέργειας (21,000 Mtoe) και 157 Exa Joules κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (48,000 TWh).

### 1.1.5 Προοπτικές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Το 2009, ο Richard Perez, ένας από τους ειδικούς των IEA/SHC (Solar Resource Knowledge Management) συνέκρινε τις διαφορετικές πηγές ενέργειας με την παγκόσμια κατανάλωση [3]. Προκύπτει ότι η ηλιακή ενέργεια είναι, κατά πολύ, η ανανεώσιμη πηγή η οποία όχι μόνο μπορεί θεωρητικά να καλύψει όλες τις ανάγκες του ανθρώπινου είδους αλλά επίσης δεν έχει όριο στον χρόνο, τουλάχιστον όσο ο ήλιος είναι ενεργός. Στην μελέτη αυτή, η αιολική ενέργεια μπορεί να έχει μια σημαντική συνεισφορά στην παραγωγή ενέργειας.

Η ετήσια ηλιακή ενέργεια που φτάνει στην επιφάνεια της γής είναι περίπου 200 εκατομμύρια TWh. Θεωρητικά, θα ήταν εφικτό να παραχθούν 30 εκατομμύρια TWh ηλεκτρικές ετησίως από τον ήλιο (φωτοβολταϊκά ή ηλιακή συγκέντρωση με 15% βαθμό απόδοσης), 613,000 TWh από τον άνεμο και 4,000 TWh από την γεωθερμία και την υδροηλεκτρική ενέργεια. Η παγκόσμια πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας το 2016 έφτασε τους 14,000 Mtoe (περίπου 162,800 TWh) ή το 1/1.200 της τελικής ηλιακής ενέργειας που λαμβάνεται από τον ήλιο.



Εικόνα 1.1: Αιολικό και ηλιακό δυναμικό σε σύγκριση με την παγκόσμια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

### Περιορισμοί

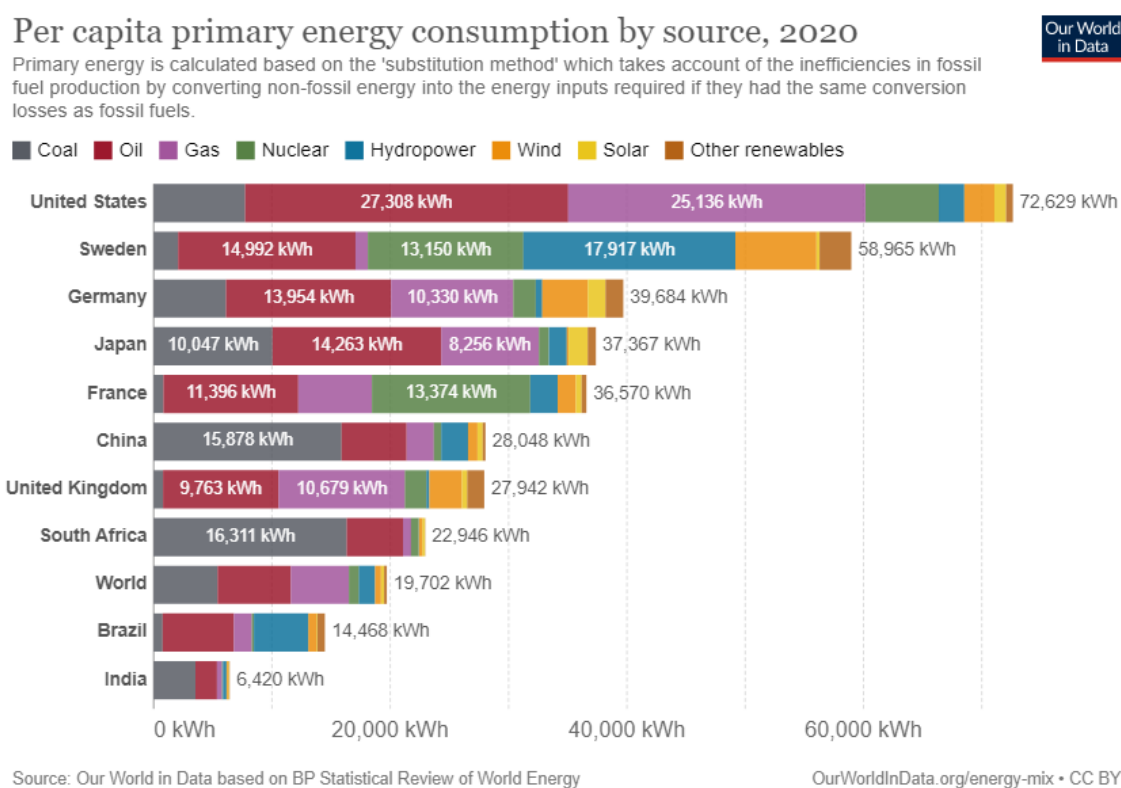
Αυτές οι πηγές ενέργειας παράγουν μόνο ηλεκτρισμό (ή θερμότητα) ο οποίος μπορεί να χρησιμοποιηθεί από όλους τους τομείς της οικονομίας και ενδεχομένως να αντικαταστήσουν κατά πολύ τις μη ανανεώσιμες. Αυτές οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορεί να μην αντικαθιστούν άμεσα όλες τις άλλες

## 1.2 Παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας

Στον αστικό τομέα, η συνολική αύξηση στο βιοτικό επίπεδο και στην επιθυμητή ασφάλεια καθώς επίσης και η ανάπτυξη των τεχνολογιών, όπως τα πολυμέσα και το διαδίκτυο, οδήγησαν σε αύξηση ή σταθεροποίηση σε ένα υψηλό επίπεδο την κατανάλωση ενέργειας. Παρόλες τις μειώσεις στην κατανάλωση των διαφόρων εξαρτημάτων, η πολυπλοκότητά τους εν μέρει ακυρώνει τις προσπάθειες για μείωση της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας.

### 1.2.1 Παραγωγή ενέργειας

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι ακόμα εξαρτημένη από μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που ποικίλουν από χώρα σε χώρα (Πίνακας 1.3).



Πίνακας 1.3: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή

Οι συγκρίσεις αυτές δείχνουν όχι μόνο την σημασία του άνθρακα αλλά και την μεγάλη εξάρτηση μερικών χωρών σε μια μόνο τεχνολογία όπως η Γαλλία με την πυρηνική (78% το 2016), για παράδειγμα, ενώ άλλες χώρες έχουν τουλάχιστον και μια δεύτερη πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. υδροηλεκτρική για την Κίνα και άνθρακας για την Γερμανία ή τις ΗΠΑ). Η παραγωγή της Σουηδίας κυρίως διαχωρίζεται μεταξύ της υδροηλεκτρικής (47% το 2015) και της πυρηνικής ενέργειας (34%). Στην Ιαπωνία, η συνολική διακοπή λειτουργίας τον Μάρτιο του 2011 των πυρηνικών σταθμών που ακολούθησαν το ατύχημα της Φουκοσίμα οδήγησε σε μια αύξηση της συνεισφοράς του φυσικού αερίου και του άνθρακα (ο πρώτος αντιδραστήρας επανήλθε σε λειτουργία τον Σεπτέμβριο του 2015).

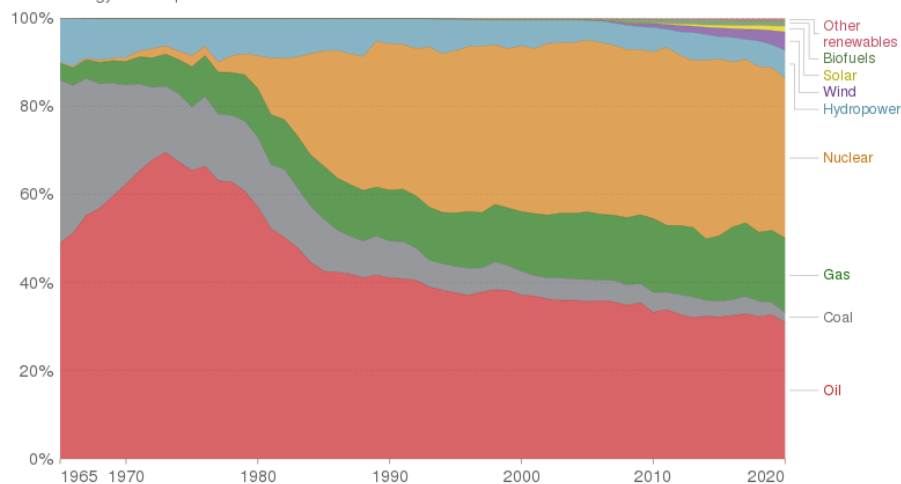


### 1.2.1.1 Νέα ανάπτυξη ή πτώση της πυρηνικής ενέργειας ;

Στο τέλος του 2015, 441 πυρηνικοί αντιδραστήρες ήταν λειτουργικοί παγκοσμίως ισχύος 383 GW. Παρήγαγαν περίπου το 11% της παγκόσμιας ηλεκτρικής ενέργειας. Μολονότι πολλοί βρίσκονται σε φάση κατασκευής ή σχεδίασης, ειδικά στην Κίνα και την Ρωσία, το 2040 σχεδόν 200 θα πρέπει να απενεργοποιηθούν (το 2016 το 56% ήταν άνω των 30 χρονών και το 15% άνω των 40 χρονών). Οι αριθμοί των νέων αντιδραστήρων είναι ακόμα αμφισβητούμενοι λόγω καθυστερήσεων σε πολλά εργοτάξια (περίπλοκες κατασκευές, αυξημένα μέτρα προστασίας και υψηλά κόστη) και, στην καλύτερη περίπτωση, το ποσοστό της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να παραμείνει σταθερό. Οι υπό κατασκευή σταθμοί ωφελούνται από τις υψηλές τιμές επιδοτήσεων: για τους Βρετανικούς σταθμούς στο Hinkley Point C (η μελέτη των οποίων ξεκίνησε το 2007 και η κατασκευή τους από την Γαλλική EDF και την Γενική Κινεζική Εταιρεία Πυρηνικής Ενέργειας αποφασίστηκε το 2016), η τιμή της τιμής των 92.50 δολαρίων (με κυβερνητική εγγύηση) είναι μεγαλύτερη της διπλάσιας τιμής στην αγορά ενέργειας. Οι επενδυτές είναι επίσης αντιμέτωποι με τα υψηλά κόστη της αναβάθμισης των πυρηνικών σταθμών ούτως ώστε να εναρμονιστούν με τους αυξανόμενους κανόνες ασφαλείας (στην Γαλλία, υπολογίζεται ότι είναι πάνω από 100 εκατομμύρια ευρώ). Ορισμένοι επενδυτές θέτουν εκτός λειτουργίας μερικά πυρηνικά εργοστάσια καθότι δεν είναι κερδοφόρα, καθώς το κόστος της kWh έχει γίνει υψηλότερη από εκείνη της αγοράς (η Exelon σχεδιάζει να θέσει εκτός λειτουργίας δύο πυρηνικούς σταθμούς το 2017 και το 2018). Η Westinghouse, μια θυγατρική εταιρεία της Ιαπωνικής Toshiba και μια από τις καινοτόμες εταιρείες, αντιμετωπίζουν οικονομικές δυσκολίες. Η Γαλλία θα χρειαστεί να αναδομήσει τον τομέα της (EDF και AREVA) και να χρηματοδοτήσει την λειτουργία του. Ο αριθμός των κρατών που σχετίζονται με την ανεξάρτηση από τα πυρηνικά επίσης μεγαλώνει (Ελβετία και Νότια Κορέα το 2017).

### Energy consumption by source, France

Primary energy consumption is measured in terawatt-hours (TWh). Here an inefficiency factor (the 'substitution' method) has been applied for fossil fuels, meaning the shares by each energy source give a better approximation of final energy consumption.



Source: BP Statistical Review of World Energy  
Note: 'Other renewables' includes geothermal, biomass and waste energy.

Διάγραμμα 1.7: Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Γαλλία το 2020

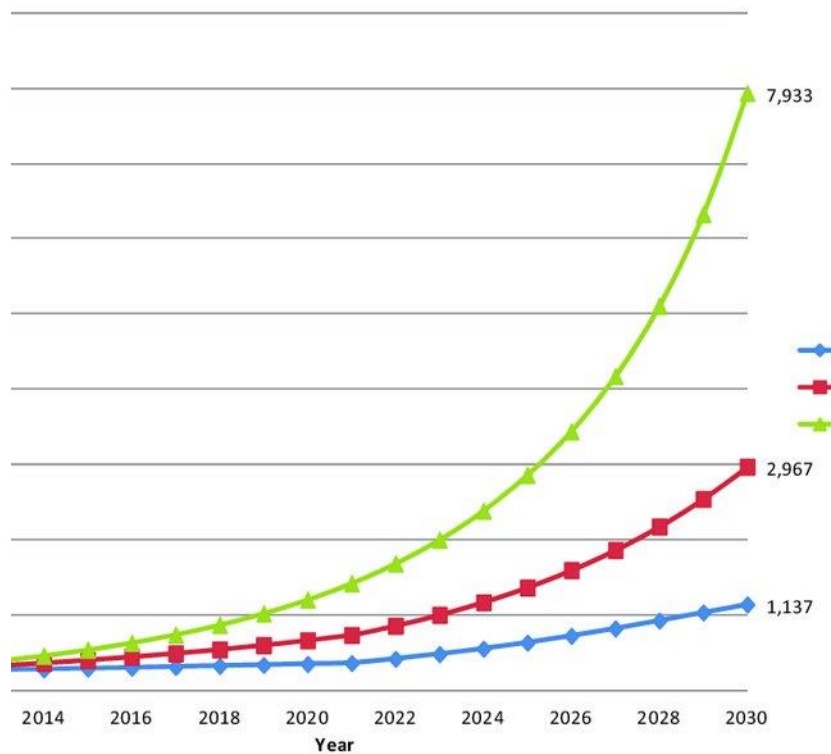
Η διαχείριση των εκατοντάδων χιλιάδων τόνων πυρηνικών αποβλήτων που δημιουργήθηκαν και που θα δημιουργηθούν θα είναι ακόμα περισσότερο μείζονος σημασίας, παρόλο που κανένα κράτος μέχρι στιγμής δεν ήταν σε θέση να τα ξεφορτωθεί για ένα πολύ μεγάλο χρονικό διάστημα. Ενώ η έμφαση από πλευράς κυβερνήσεων και επενδυτών δίνεται σε πυρηνικούς σταθμούς που δεν θα εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>), τα συνεπαγόμενα απόβλητα δεν είναι αμελητέα. Παγκοσμίως, 266,000 τόνοι βαρέων μετάλλων (tHM) από χρησιμοποιημένα πυρηνικά καύσιμα αποθηκεύτηκαν το 2016 με μια ετήσια αύξηση 7,000 τόνων. Στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα, 122,000 κυβικά μέτρα ραδιενεργών αποβλήτων παρήχθησαν το 2016, συμπεριλαμβανομένων 3,200 tHM σχεδόν 200 κυβικά μέτρα ραδιενεργών αποβλήτων υψηλού επιπέδου.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας φανέρωσε την σχετικά χαμηλή απόδοση των πυρηνικών σταθμών, συγκρινόμενη με την αντίστοιχη πρωτογενή ενέργεια, η οποία γενικότερα δεν ξεπέρασε το 30-35%. (Πίνακας 1.4). Οι σταθμοί παραγωγής φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (Combined Cycle gas turbine - CCGT) έχουν απόδοση που φτάνει το 60%.

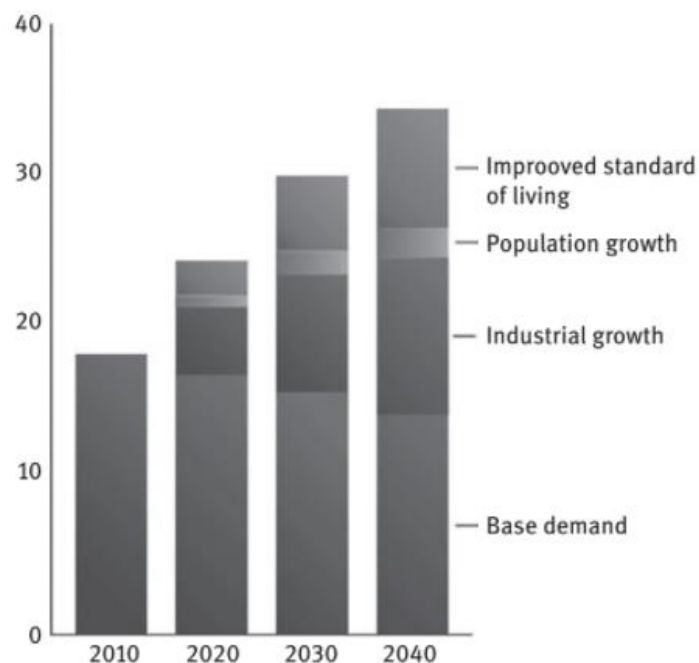
#### 1.2.2 Αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

Παρόλα τα οφέλη στην ενεργειακή απόδοση των αγαθών των καταναλωτών, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σταθερή ή αυξάνεται (Πίνακας 1.5), αλλά σε παγκόσμιο επίπεδο ακόμα αυξάνεται.

### Electricity usage (TWh) of Data Centers 2010-2030



Διάγραμμα 1.5: Αύξηση στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε TWh (Πηγή: World Energy Council, IEA, ENERDATA).



Διάγραμμα 1.7: Παράγοντες που επηρεάζουν την παγκόσμια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε χιλιάδες TWh (ExxonMobil).

Μια Γερμανική μελέτη έχει δείξει ότι οι παράγοντες που ευθύνονται για αυτήν την αύξηση είναι η αύξηση του πληθυσμού, αλλά πάνω από όλα η αύξηση των εισοδημάτων

(αυξημένες δαπάνες στα κεφαλαιουχικά αγαθά). Αυτό επιβεβαιώνεται από την μελέτη της ExxonMobil (Πίνακας 1.9) όπου παρουσιάζεται η αυξητική τάση του βελτιωμένου βιοτικού επιπέδου στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας [4].

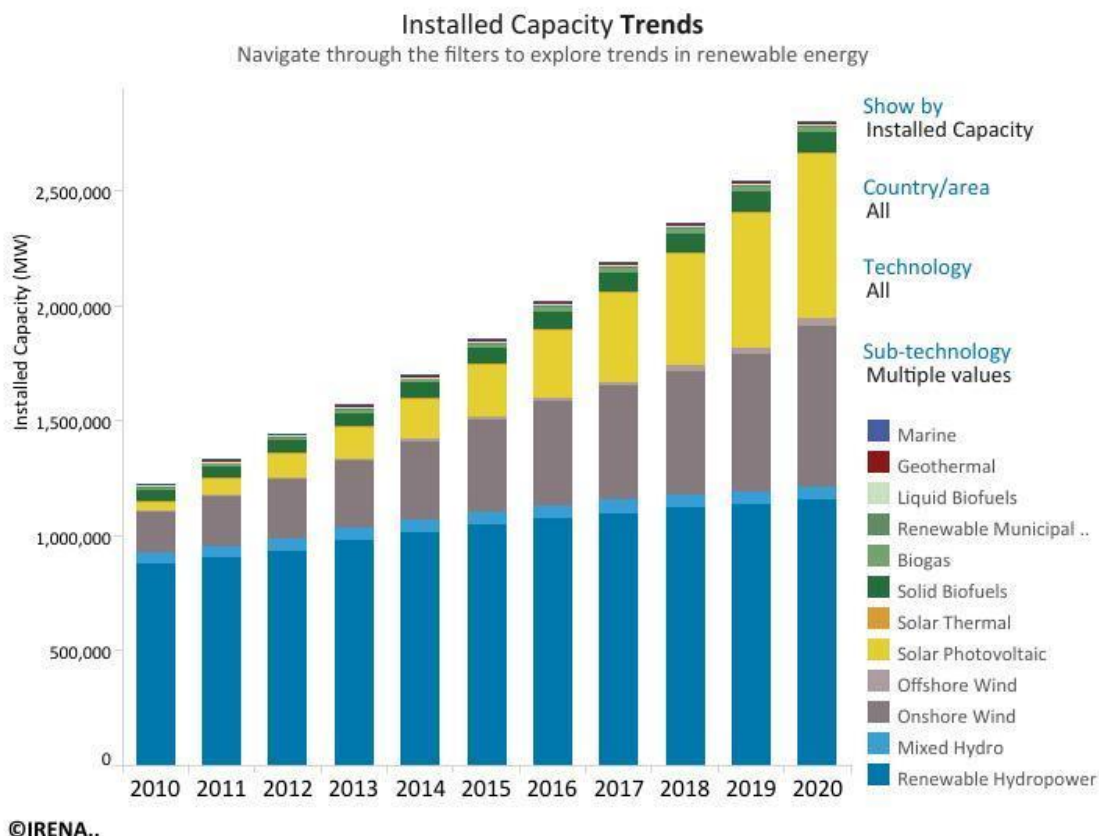
### ***Το ηλεκτρικό όχημα***

Για τα ηλεκτρικά οχήματα ή τα plugin ηλεκτρικά οχήματα (σχεδόν 2 εκατομμύρια σε κυκλοφορία παγκοσμίως το τέλος του 2015 ήτοι το 0.15% του παγκόσμιου στόλου οχημάτων), οι προβλέψεις για τις επερχόμενες δεκαετίες όσον αφορά τον αριθμό τους είναι εξαιρετικά ευμετάβλητες και συχνά αρκετά αισιόδοξες (22 εκατομμύρια σύμφωνα με την μελέτη IEA 4DS ή ακόμα και 140 εκατομμύρια σύμφωνα με την μελέτη IEA 2DS!). Ο πολλαπλασιασμός τους μπορεί να αυξήσει σημαντικά την κατανάλωση ενέργειας για τις φορτίσεις, θέτοντας υπό πίεση τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας με εμφανές το ρίσκο αποσταθεροποίησής τους καθώς η φόρτιση μπορεί να πραγματοποιηθεί από τον χρήστη οποιαδήποτε στιγμή. Η αποσταθεροποίηση είναι πιθανότερο να προκληθεί από την ταχεία αύξηση του φορτίου παρά λόγω της συνολικής κατανάλωσης. Υποθέτοντας 2 εκατομμύρια ηλεκτρικά οχήματα που καταναλώνουν 30 kWh ημερησίως για 300 ημέρες, η ετήσια ζήτηση θα είναι 18 TWh αντίστοιχη του 3% της κατανάλωσης της Γερμανίας του 2016. Εάν το 5% των οχημάτων χρησιμοποιεί έναν φορτιστή 60 kW, η στιγμιαία ζήτηση θα είναι 6 GW (60% της ισχύος των πυρηνικών σταθμών της Γερμανίας).

### **1.2.3 Σημαντική αύξηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές**

Τα τελευταία χρόνια έχει υπάρξει μια αύξηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, κυρίως από τα φωτοβολταϊκά και τον άνεμο. Η τάση αυτή πρόκειται να συνεχίσει και στις επόμενες δεκαετίες.

Χωρίς να υπολογίζουμε την υδροηλεκτρική ισχύ, η συνολική παγκόσμια παραγωγή είναι ακόμα ανεπαρκής. Εάν ο ρυθμός αύξησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (άνεμο και φωτοβολταϊκά) είναι μεγάλος, δεν θα πρέπει να αποκρύπτεται η περιορισμένη συνεισφορά του (προς το παρόν) στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η τάση αυτή είναι απίθανο να ανατραπεί τις επερχόμενες δεκαετίες ενόψει της μεγάλης αύξησης στην κατανάλωση. Τα αναμενόμενα αποτελέσματα είναι ακόμα πιο απογοητευτικά εάν αυτή η παραγωγή συγκριθεί με την συνολική κατανάλωση ενέργειας (Πίνακας 1.6) που ακόμα εξαρτάται από με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.



Διάγραμμα 1.8: Παγκόσμια ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές το 2020 (IRENA)

	2000	2010	2015	2025	2040	2050
Ενέργεια από ΑΙΠΕ	3.000	4.250	5.560	7.200	10.000	23.000
Υδροηλεκτρική ενέργεια	2.650	3.510	3.950	4.690	5.860	8.000
Παγκόσμια παραγωγή ενέργειας	116.300	145.400	160.500	194.000	210.000	193.000

Πίνακας 1.6: Προβλέψεις παγκόσμιες αύξησης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε TWh (Δεδομένα: ExxonMobil, IRENA, BP).

### 1.2.3.1 Ενέργεια προερχόμενη από ανανεώσιμες πηγές: μια αναγκαιότητα

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα (άνθρακα, πετρέλαιο, φυσικό αέριο ή ουράνιο) χρησιμοποιεί πεπερασμένους πόρους οι οποίοι είναι επίσης σημαντικοί και για άλλους τομείς (μεταφορές, χημικά κλπ). Ο ηλεκτρισμός μπορεί να παραχθεί από ανανεώσιμες ενέργειες. Η ανάγκη για αύξηση αυτής της παραγωγής δεν είναι μόνο οικονομική αλλά και οικολογική (κάνοντας τα μη ανανεώσιμα ακατέργαστα υλικά να διαρκούν, ως προς τα πυρηνικά, δεν θα υπάρχουν εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ή άλλως ρυπογόνων ή δεν θα υπάρχει η ανάγκη για αποθήκευση ή ανακύκλωση των απορριμμάτων).

### ***Αναφορές***

- [1] World Energy Council, World Energy Scenarios – Composing Energy Future to 2015, 2013.
- [2] World Energy Council, World Energy Scenarios – The Grand Transition, 2016.
- [3] A Fundamental Look at Supply Side Energy Reserves for the Planet, Marc Perez and Richard Perez, 2009, Updated 2015.
- [4] ExxonMobil, The Outlook for Energy: A View to 2040, 2015.
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSOE, Power in Transition, R&I Roadmap 2017–2026, 2017.

## 2. Ηλεκτρική ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές

Τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά γνώρισαν σημαντική ανάπτυξη από την δεκαετία του 1980, λόγω εν μέρει ότι οι ενέργειες αυτές είναι (σχεδόν) δωρεάν καθώς το «καύσιμο» δεν κοστίζει τίποτα και είναι διαθέσιμο σε αφθονία. Ποικίλες κυβερνητικές επιχορηγήσεις έχουν παίξει έναν σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη αυτή. Σήμερα, το αδύναμο σημείο της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές (εκτός από την υδροηλεκτρική ενέργεια και την γεωθερμία) είναι ότι η παραγωγή δεν σχετίζεται με την κατανάλωση και συνάμα εξαρτάται από τις μετεωρολογικές συνθήκες (άνεμος και ήλιος). Συνεπώς, η σημερινή ανάγκη για βελτιστοποιημένη διαχείριση συνδυάζεται ακόμα με τις μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (όπως ο άνθρακας, το φυσικό αέριο και το ουράνιο) προκειμένου να εξισορροπηθεί η παραγωγή με τις ανάγκες της ζήτησης.

### 2.1 Τεχνολογίες

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες είναι μια εναλλακτική στις μη ανανεώσιμες πηγές για πολλούς λόγους:

- Τα «καύσιμα» δεν χρειάζεται να εισαχθούν όπως το πετρέλαιο ή το φυσικό αέριο
- Επιτρέπει την ενισχυμένη ενεργειακή αυτο-επάρκεια
- Μειώνει τα κόστη (λιγότερα έξοδα συναλλαγών)
- Ενισχύει την βιομηχανοποίηση (ανεμογεννήτριες και εργοστάσια παραγωγής πύργων, ηλεκτρονικός έλεγχος)

**Ιδιαιτερότητα στον ηλεκτρισμό από υδροηλεκτρικά:** Οι τεχνολογίες που θα παρουσιαστούν χαρακτηρίζονται κυρίως από την περιοδικότητα και την μεταβλητότητα, κάτι που δεν ισχύει για την υδροηλεκτρική ισχύ και την γεωθερμική ενέργεια, για παράδειγμα. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί μπορούν να ελεγχθούν (να εκκινήσουν κατόπιν αιτήματος) και η ισχύς τους μπορεί να ποικίλει ανάλογα με την ροή του νερού. Για το κατά πόσο μπορούν να συνεισφέρουν στην ευστάθεια του ηλεκτρικού δικτύου, δεν έχει τεθεί ακόμα θέμα αποθήκευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στα πλαίσια των ικανοτήτων απόδοσης ισχύος, σε πολλές χώρες, αντίθετα από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, η υδροηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αναπτυχθεί καθότι η δυνατότητες για μεγάλα αποθέματα έχουν συνήθως εξαντληθεί.

#### 2.1.1 Αιολική ενέργεια

Η παραγωγή αιολικής ενέργειας [1] διαχωρίζεται σε χερσαίες (onshore) και υπεράκτιες (offshore) εγκαταστάσεις (Εικόνα 2.1) που συνήθως ομαδοποιούνται μεταξύ τους σε πάρκα των δεκάδων ή και εκατοντάδων ανεμογεννητριών.

**«Όχληση» των εγκαταστάσεων:** οι εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών συνήθως αντιμετωπίζουν αντιδράσεις από κατοίκους ή περιβαλλοντικές οργανώσεις (προστασίας του περιβάλλοντος, της αλιείας κλπ). Κριτικές για τις ανεμογεννήτριες συμπεριλαμβάνουν τη μη ενσωμάτωσή τους στο φυσικό περιβάλλον, τους κινδύνους για τα πτηνά και τον θόρυβο.



Εικόνα 2.1: Υπεράκτιο αιολικό πάρκο

Έρευνες έχουν δείξει, παρόλα αυτά, ότι αυτοί είναι υπερβολικοί φόβοι. Ο θόρυβος των χερσαίων αιολικών πάρκων καλύπτεται από τον θόρυβο του ανέμου.

Είναι επίσης απαραίτητο να συγκρίνουμε τις μερικές εκατοντάδες ανεμογεννήτριες με τους εκατοντάδες χιλιάδες πυλώνες μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τις συνδεδεμένες γραμμές μεταφοράς τα οποία προκαλούν οπτική όχληση στα διάφορα τοπία και δημιουργούν ηλεκτρομαγνητικά πεδία τα οποία μερικές φορές εγκαθίστανται σε κατοικημένες περιοχές.

### 2.1.1.2 Ανεμογεννήτριες

Η ισχύς παραγόμενη από ανεμογεννήτριες αυξάνεται. Το 2016, η Siemens παρουσίασε ένα μοντέλο 7 MW με έναν δρομέα διαμέτρου 154 μέτρων και το 2017 η Vestas παρουσίασε ένα μοντέλο 9.5 MW με διάμετρο πτερυγίου 164 μέτρα και συνολικό ύψος 220 μέτρων. Κάθε ανεμογεννήτρια υπεράκτιου πάρκου μπορεί να παράξει πάνω από 32 GWh ετησίως, εξυπηρετώντας τις ανάγκες 7,000 νοικοκυριών (με μέση κατανάλωση στις 4,500 kWh/νοικοκυριό).



### Επαναλειτουργία

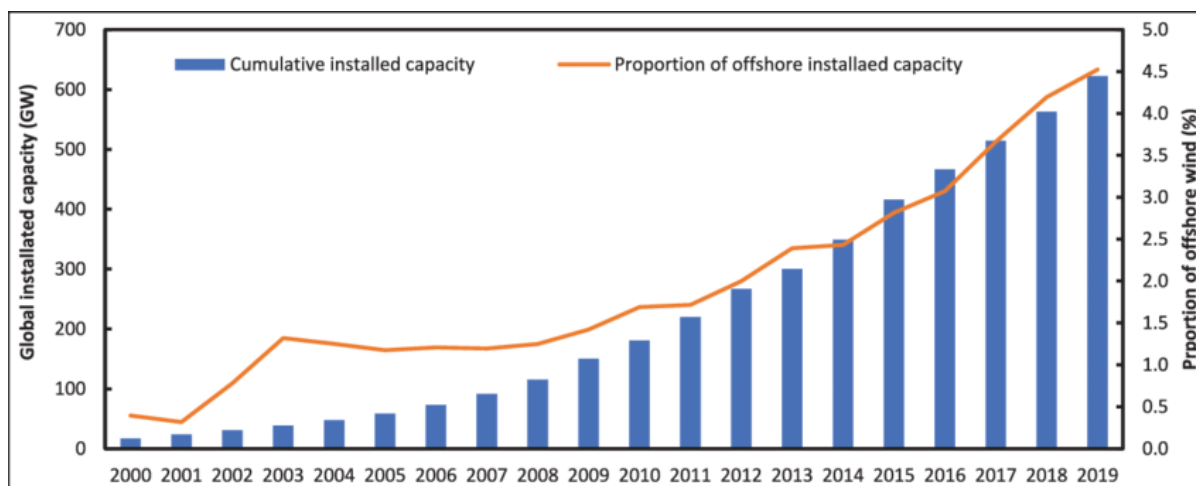
Η διαδικασία αυτή περιλαμβάνει την αντικατάσταση παλαιών ανεμογεννητριών με νέα, μεγαλύτερης ισχύος. Αυτό συμβαίνει είτε για την αύξηση της παρεχόμενης ισχύος είτε για την μείωση της έκτασης για την αντίστοιχη ισχύ.

#### 2.1.1.3 Παραγωγή από αιολική ισχύ

Η παγκόσμια δυνατότητα παραγωγής ισχύος από αιολικά το 2016 (487 GW, μια αύξηση της τάξεως των 54 GW σε σχέση με το 2015) αναπαριστούν την αντίστοιχη ισχύ 450 πυρηνικών σταθμών παραγωγής (Πίνακας 2.1). Θα πρέπει να αναφερθεί παρόλα αυτά, ότι αυτή είναι μια θεωρητική μέγιστη ισχύς. Η μέση παγκόσμια παραγωγή το 2016 αναπαριστούσε το 28% της θεωρητικής παραγωγής και το 33-43% της παραγωγής από υπεράκτια αιολικά πάρκα της Ευρώπης.



Διάγραμμα 2.1: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων στην Ευρώπη μέχρι και το 2019



Διάγραμμα 2.2: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων παγκοσμίως μέχρι και το 2019 και το ποσοστό των υπεράκτιων αιολικών πάρκων ως προς τα χερσαία

#### 2.1.1.4 Αιολικά πάρκα

Στο τέλος του 2016, περισσότερα από 341,000 ανεμογεννήτριες ήταν εγκατεστημένες σε παγκόσμιο επίπεδο, συμπεριλαμβανομένων 105,000 στην Κίνα, 52,000 στις ΗΠΑ και 28,000 στην Γερμανία. Οι ΗΠΑ, η Ινδία και η Κίνα είναι οι χώρες που ηγούνται ως προς τις εγκαταστάσεις υπεράκτιων πάρκων (Πίνακας 2.2).

Τα **υπεράκτια** αιολικά αναπτύσσονται ολοένα και περισσότερο παρά τις τεχνικές δυσκολίες [2]. Η Ευρώπη, με την πλειονότητα των αιολικών πάρκων παγκοσμίως που αναπαριστά μια εγκατεστημένη ισχύ της τάξεως των 12.6 GW το 2016 (14.4 GW στον υπόλοιπο κόσμο), ακόμα έχει τον μεγαλύτερο αριθμό με συνολικά 3,600 ανεμογεννήτριες κυρίως στην Βόρεια Θάλασσα, με το Ηνωμένο Βασίλειο να ηγείται (Πίνακας 2.3).

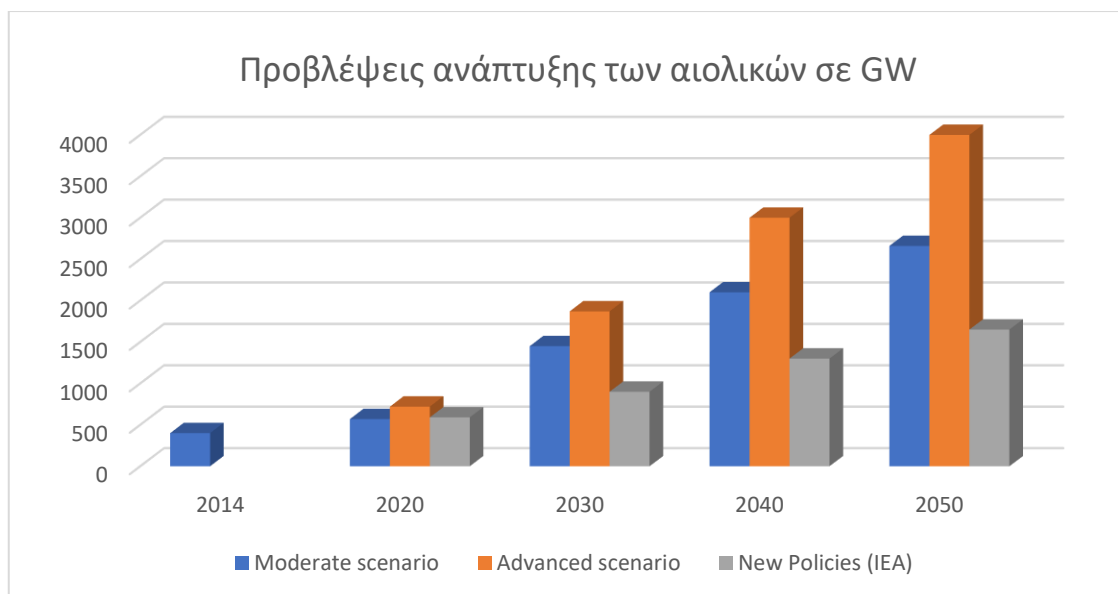
Για τα υπεράκτια αιολικά, η Siemens κάλυψε το 96.4% της Ευρωπαϊκής αγοράς το 2016 με την Vestas να καλύπτει την υπόλοιπη ζήτηση.

Σε άλλες χώρες, τα υπεράκτια αιολικά αρχίζουν να αναπτύσσονται γρήγορα ή και με πιο αργούς ρυθμούς. Η Κίνα είχε μια εγκατεστημένη ισχύ στα 1.6 GW το 2016 και οι ΗΠΑ εγκαινίασαν το πρώτο πάρκο (Block Island Wind Park) στο τέλος του 2016.

#### 2.1.1.5 Προβλέψεις

Στις προβλέψεις του Παγκόσμιου Συμβουλίου Αιολικής Ενέργειας (Global Energy Wind Energy Council), η εγκατεστημένη ισχύς θα αυξανόταν σε 720 GW το 2020 (Διάγραμμα 2.2).

Σε περίπτωση που η αιολική ενέργεια ωφελοούταν από τις μεγάλες βοήθειες όπως η εγγυημένη τιμή για την ηλεκτρική ενέργεια ή μια προσαύξηση για την kWh, η προσέγγιση αυτή μπορεί και να αλλάξει.



Διάγραμμα 2.2: Προβλέψεις ανάπτυξης των αιολικών σε GW (Global Wind Energy Council).

Το πρώτο 2017, ο πάροχος ενέργειας της Γερμανίας, η EnBW κέρδισε έναν διαγωνισμό για ένα αιολικό πάρκο 900 MW χωρίς κάποια βοήθεια ή προσαύξηση στην kWh. Αυτό μπορεί να αποδοθεί στα τεχνικά επιτεύγματα (ανεμογεννήτριες μεγάλης ισχύος με καλύτερο βαθμό απόδοσης), με τις βέλτιστες οικονομικά συνθήκες, η τεχνολογία αυτή αποδεικνύει τις δυνατότητές της.

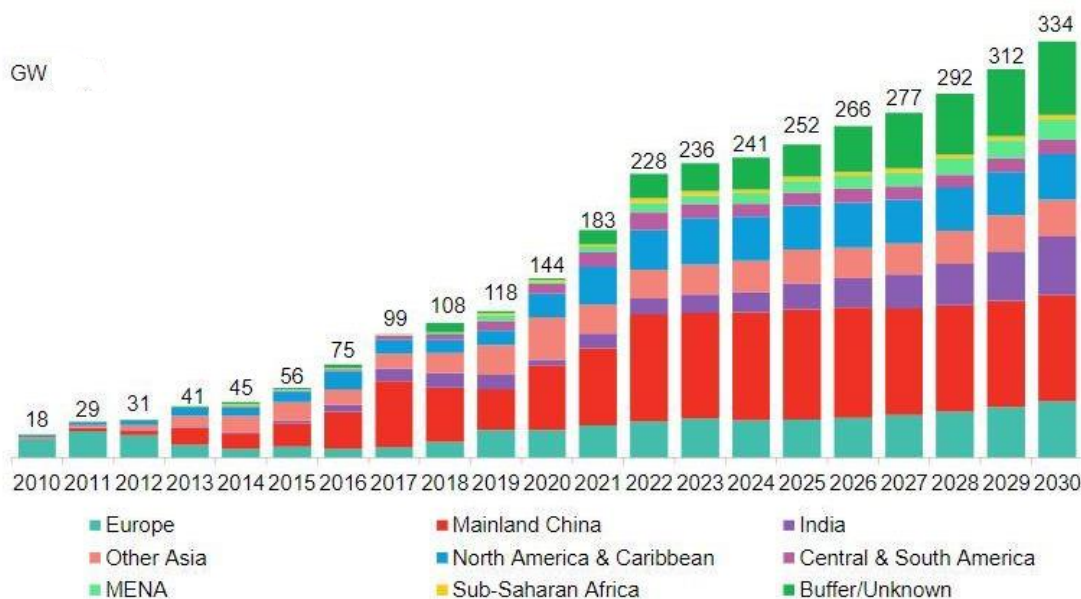
### 2.1.2 Φωτοβολταϊκά

Η ηλιακή ενέργεια από φωτοβολταϊκά μπορεί να διαχωριστεί σε τρεις κατηγορίες: πάρκα μεγάλης κλίμακας, εγκαταστάσεις σε οροφές βιομηχανικών, αγροτικών και οικιακών κτισμάτων και μικρές εγκαταστάσεις σε οροφές κατοικιών. Τα φωτοβολταϊκά επομένως είναι η μόνη τεχνολογία η οποία μπορεί εύκολα να εφαρμοστεί σε μικρή κλίμακα (σε οικιακό επίπεδο).

Η συνεισφορά και η ανάπτυξη των τομέων αυτών, ειδικά για τον οικιακό τομέα, ποικίλει από χώρα σε χώρα και από χρόνο σε χρόνο (η τιμή αγοράς της kWh ποικίλει και μειώνεται). Στην Γερμανία, η κατανομή της ισχύος ανά τομέα το 2015 ήταν 36% για εγκαταστάσεις σε έδαφος, 30% σε εμπορικά κτίσματα, 19% σε κατοικίες και 15% σε δημόσια ή αγροτικά κτίσματα.

Η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς το 2016 ήταν 312 GW (75 GW περισσότερα από το 2015, συμπεριλαμβανομένων των 34 στην Κίνα), των οποίων τα 101 GW βρίσκονται στην Ευρώπη (41 GW στη Γερμανία, 19 GW στην Ιταλία και 11 GW στο Ηνωμένο Βασίλειο), 77 GW στην Κίνα και 42 GW στις ΗΠΑ.

Τα μεγαλύτερα ηλιακά πάρκα βρίσκονται κυρίως στις ΗΠΑ, την Κίνα και την Ινδία (Πίνακας 2.4).



Διάγραμμα 2.3: Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών πάρκων ανά ήπειρο μέχρι και το 2021 και πρόβλεψη έως και το 2030(Πηγή BloombergNEF)

Για να μειωθεί η εκμετάλλευση του εδάφους, επιπλέοντα αιολικά πάρκα εγκαταστάθηκαν σε λίμνες και ταμιευτήρες φραγμάτων όπως το Huainan στην Κίνα με μια ισχύ των 40 MW. Άλλα υπάρχουν είτε σχεδιάζονται στην Ιαπωνία (13.7 MW), στο Ηνωμένο Βασίλειο (6.3 MW) και τη Σιγκαπούρη. Στην Ινδία, μερικά κανάλια άρδευσης είναι καλυμμένα με φωτοβολταϊκά πλαίσια γεγονός που ελαττώνει την εξάτμιση. Η περιοχή του Gujarat στην Ινδία έχει διάφορα επιτεύγματα να επιδείξει: το πιο σημαντικό από αυτά είναι ένα μήκος 3.6 km για μια ισχύ 10 MW. Άλλες περιοχές όπως οροφές σιηράγγων μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν: Στο Βέλγιο, μια σιδηροδρομική σήραγγα είναι καλυμμένη με πλαίσια ισχύος 4 MW.

### 2.1.2.1 Προβλέψεις

Η πτώση στις τιμές των φωτοβολταϊκών πλαισίων (0.37 δολάρια ανά W το 2016) οδήγησε στην ανάπτυξη των μεγάλης κλίμακας φωτοβολταϊκών πάρκων και έχουν αντίκτυπο στην τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα με Διεθνή Υπηρεσία Ενέργειας (International Energy Agency - IEA) και την Ένωση για την Ευρωπαϊκή Βιομηχανία Φωτοβολταϊκών (European Photovoltaic Industry Association), η εγκατεστημένη ισχύς αναμένεται να αναπτυχθεί ραγδαία τις επόμενες δεκαετίες.

Ακόμα και τώρα που η πτώση στις τιμές των πλαισίων επέκτεινε την αγορά, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά παραμένει περιορισμένη. Η συγκεκριμένη παραγωγή είναι της τάξεως του 2% της συνολικής παραγωγής σε 17 χώρες: 10% στην Ανδόρα, 7% σε Ιταλία και Ελλάδα και 6% στην Γερμανία. Η Κίνα, διαθέτει εγκατεστημένη ισχύ 77 GW και η παραγωγή της ήταν 66 τρισεκατομμύρια kWh το 2016, η ενέργεια από φωτοβολταϊκά ανέρχεται στο 1% της συνολικής παραγωγής.

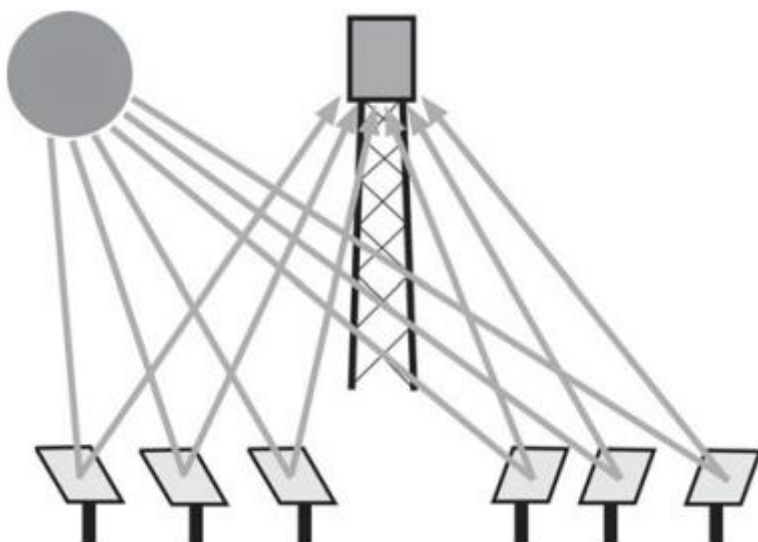
### 2.1.3 Ηλιακή συγκέντρωση

Στην τεχνολογία CSP (Concentrating Solar Power - Ηλιακή Συγκέντρωση), ανακλαστές αντανακλούν ηλιακή ακτινοβολία είτε στην κορυφή ενός πύργου είτε σε έναν σωλήνα όπου η ενέργεια αυτή θερμαίνει ένα υγρό (νερό, λάδι κλπ) το οποίο οδηγείται σε έναν εναλλάκτη (Εικόνα 2.2).

Ένα από τα πλεονεκτήματα της τεχνολογίας αυτής είναι ότι μπορεί να λειτουργεί και με απουσία ηλιακού φωτός (νύχτα) εάν κατά τη διάρκεια της ημέρας η θερμότητα αποθηκευτεί σε λιωμένα άλατα, για παράδειγμα, και ανακτηθεί τη νύχτα για την λειτουργία μιας τουρμπίνας. Αν και χρησιμοποιούνταν από τον 19ο αιώνα, το πρώτο σημαντικό έργο σε βιομηχανική εγκατάσταση χρονολογείται στα χρόνια 1960 και 1970. Στο τέλος του 2016, η εγκατεστημένη ισχύς ήταν 5.02 GW (4.94 GW το 2015). Η Ισπανία με 2.36 GW ηγείται στον συγκεκριμένο τομέα ακολουθούμενη από τις ΗΠΑ με 1.8 GW με τις επόμενες χώρες να είναι η Ινδία, η Νότιος Αφρική και το Ισραήλ. Οι περισσότερες από τις εγκαταστάσεις μεγάλης ισχύος βρίσκονται στην Ισπανία και τις ΗΠΑ.

Οι ΗΠΑ είχαν 17 εγκαταστάσεις σε λειτουργία το 2016. Η εγκατάσταση στο Ivanpah στην Καλιφόρνια, η οποία ξεκίνησε την λειτουργία της το 2013, αποτελείται από τρεις μονάδες των 300,000 κατευθυνόμενων ανακλαστήρων οι οποίοι αντανακλούν την ακτινοβολία στο κέντρο ενός πύργου 150 μέτρων. Η μέγιστη παραγωγή είναι 377 MW.

Στην Ισπανία, 52 σταθμοί ήταν λειτουργικοί στο τέλος του 2016, πολλοί με ισχύ 50 MW και μερικοί με ικανότητα αποθήκευσης θερμότητας. Ο ένας βρίσκεται στην Ανδαλουσία με παραγωγή ενέργειας  $2 * 50$  MW χρησιμοποιώντας 28,500 τόνους λιωμένου άλατος, επιτρέποντας την παραγωγή άλλων 50 MW το βράδυ για χρονικό διάστημα 7.5 ωρών. Η εγκατάσταση Gemsolar κοντά στη Σεβίλλη (Εικόνα 2.3) χρησιμοποιεί 2,650 κινητούς ανακλαστές για να συγκεντρώνει τις ακτίνες σε έναν πύργο 140 μέτρων.



Εικόνα 2.2: Διάγραμμα εγκατάστασης ηλιακής συγκέντρωσης





Εικόνα 2.3: Σταθμός ηλιακής συγκέντρωσης Gemasolar (Andalusian Energy Agency)

Το άλας (νιτρικό άλας) θερμαίνεται στους 565 βαθμούς κελσίου και παράγει ατμό ο οποίος λειτουργεί μια τουρμπίνα με ηλεκτρική ισχύ 19.9 MW. Με την χρήση του αποθηκευμένου λιωμένου άλατος, η αυτονομία χωρίς ήλιο αγγίζει τις 15 ώρες και η εγκατάσταση μπορεί να λειτουργεί συνεχώς για αρκετές εβδομάδες 24 ώρες την ημέρα με μέση ετήσια παραγωγή στις 110 GWh.

Εγκαινιάστηκε το 2016 η πρώτη φάση του σταθμού παραγωγής Noor στο Μαρόκο το οποίο έχει ισχύ 10 MW. Η δεύτερη φάση θα φτάσει τη συνολική ισχύ στα 580 MW.

Η τεχνολογία αυτή χρησιμοποιείται κυρίως σε περιοχές με ισχυρή ηλιοφάνεια. Άλλος ένας σημαντικός περιορισμός είναι το υψηλό κόστος τέτοιων εγκαταστάσεων κάτι που αντιμετωπίστηκε από τις πτώσεις στις τιμές των φωτοβολταϊκών πλαισίων. Οι προβλέψεις για το 2030 εκτιμούν, ανάλογα με τα σενάρια, μια εγκατεστημένη ισχύ μεταξύ 8 και 35 GW.

#### 2.1.4 Ενέργειες της θάλασσας

Μια ποικιλία διαφορετικών σχεδίων που περιλαμβάνουν διάφορες τεχνολογίες αξιολογούνται ανα τον κόσμο. Η θαλάσσια ενέργεια μπορεί να είναι αυτή των κυμάτων, της παλίρροιας και των ρευμάτων.

Οι **τουρμπίνες θαλάσσιων ρευμάτων** είναι υποθαλάσσιες ανεμογεννήτριες ευρισκόμενες εκεί που τα ρεύματα της θάλασσας είναι μεγάλα ή στην ροή ενός ποταμού. Ο υπάρχων εξοπλισμός είναι είτε εφαρμοσμένος σε έναν πύργο ο οποίος είναι στηριγμένος στον πάτο της θάλασσας είτε σε ένα πλαίσιο τοποθετημένο στον πάτο της θάλασσας (Ένα μοντέλο με διάμετρο 10 μέτρων και παραγωγή ισχύος 500 kW για ένα ρεύμα της τάξεως των 3 m/s.

Οι διάφοροι περιορισμοί οι οποίοι σχετίζονται με την συγκεκριμένη προσέγγιση σημαίνει ότι οι εν δυνάμει θαλάσσιες περιοχές (ρεύματα μεγαλύτερα των 2 m/s και γεωγραφικά προσβάσιμες) είναι ακόμα περιορισμένες. Οι πειραματικές δομές (Γαλλία, Ηνωμένο Βασίλειο, Νορβηγία) είναι σχετικά χαμηλής ισχύος που γενικότερα δεν ξεπερνούν το 1 MW με ένα αρκετά υψηλό κόστος ανά kW. Εάν η παραγωγή είναι μερικές φορές διακοπτόμενη, τότε είναι πολύ προβλέψιμη, δεδομένης της τακτικότητας των παλιρροιών και των ρευμάτων.

Η **Παλιρροϊκή ενέργεια** είναι λειτουργική σε τέσσερις χώρες: Τη Νότιο Κορέα (Λίμνη Sihwa, 254 MW, 2011), την Γαλλία (Rance, 240 MW, 1966), τον Καναδά (20 MW) και την Κίνα (5 MW). Απαιτεί ένα κατάλληλο μέρος, μεγάλες επενδύσεις και μπορεί να οδηγήσει σε ρίσκο ως προς το οικοσύστημα.

Η εκμετάλλευση της **κυματικής ενέργειας** έχει προσελκύσει το ενδιαφέρον αρκετών σχεδίων. Όμως, τα πειράματα ως τώρα δεν έχουν παρουσιάσει πειστικά αποτελέσματα για να οδηγήσουν σε μεγάλης κλίμακας εμπορευματοποίηση. Άλλα χρησιμοποιούν επιπλέοντες σημαδούρες δεμένες στον πάτο της θάλασσας και είναι συνδεδεμένες με μια γεννήτρια (Carnegie Wave Energy με το μοντέλο της CETO 6 διαμέτρου 20 μέτρων ικανή να παράξει 1 MW) ή ταλαντούμενα πλαίσια.

Τα συστήματα αυτά αντιμετωπίζουν τεχνικές δυσκολίες σχετιζόμενες με τις συνθήκες της θάλασσας (οξειδωση, καταιγίδες) ή της τεχνολογίας (μηχανικά προβλήματα).

**Περιορισμένο δυναμικό της θαλάσσιας ενέργειας:** Όλες οι προτάσεις που προτάθηκαν αντιμετωπίζουν δύο κύρια προβλήματα. Τα υψηλά κόστη, τόσο της επένδυσης όσο και της συντήρησης, και επίσης την παραγόμενη ενέργεια σε συνδυασμό με τις τεχνικές δυσκολίες εξαιτίας του θαλάσσιου περιβάλλοντος. Ενώ πολλές χώρες έχουν προγράμματα αξιολόγησης τα οποία βρίσκονται εν εξελίξει και το συνολικό θεωρητικό δυναμικό προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι εξαιρετικά μεγάλο, η παγκόσμια συνεισφορά στην παραγωγή ενέργειας είναι αμελητέα, της τάξεως του 0.5 GW το 2015 για όλες τις μονάδες που βρίσκονται σε λειτουργία.

### 2.1.5 Βιομάζα, γεωθερμική ενέργεια

Ακόμα και όντας μια έμμεση πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η ανανεώσιμη πηγή των ακατέργαστων υλικών (βιομάζα) και η ενέργεια εντός της γης (γεωθερμία) καθιστά δυνατή την κατάταξη του συγκεκριμένου τρόπου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως ανανεώσιμης. Όμως, η δυνατότητα της διαχείρισης της παραγόμενης ενέργειας (ισχύς και χρόνος λειτουργίας) δεν την καθιστά ως μια μεταβαλλόμενη και διακοπτόμενη πηγή όπως ο ήλιος και ο αέρας.

### 2.1.6 Ρεκόρ παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ

Στην **Γερμανία**, στις 12 Δεκεμβρίου 2014 στις 13:30 η παραγωγή έφτασε τα 29.7 GW. Την ίδια ημέρα, 562 GWh παράχθηκαν αναπαριστώντας το 30% της παραγόμενης ενέργειας της Γερμανίας. Ανάμεσα στο 2015 και το 2017, διάφορες ημέρες γνώρισαν σημαντική συνεισφορά από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας: 74% στις 25 Ιουλίου 2015, 90% για αρκετές ώρες στις 8 Μαΐου 2016 και 85% για μέρος της 30ης Απριλίου 2017.

Στην **Πορτογαλία**, το 2015, η ετήσια συνεισφορά ήταν 48% τις τον Μάιο του 2016 με τα αιολικά, τα φωτοβολταϊκά και τα υδροηλεκτρικά να παρέχουν το 100% της ηλεκτρικής ισχύος για 107 ώρες. Στην **Ισπανία**, το 2013, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές είχε μια σημαντική συνεισφορά (54% τον Απρίλιο, κυρίως υδροηλεκτρικά και αιολικά). Ένα μέγιστο της τάξεως του 59.6% της παραγωγής ενέργειας επιτεύχθηκε το 2014. Στην **Δανία**, στις 28 Οκτωβρίου 2013 στις 2:00, το 122% της κατανάλωσης προερχόταν από αιολικά. Για το 2013, η παραγωγή ξεπέρασε την κατανάλωση για 90 ώρες (1,000 ώρες επρόκειτο να επιτευχθούν το 2020). Το 2014, ο άνεμος παρήγαγε το 39% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και το 42% για το 2015. Κατά το χρονικό διάστημα μεταξύ Ιουνίου και Αυγούστου 2016, η **Κόστα Ρίκα** παρήγαγε μόνο από ανανεώσιμες πηγές για 76 ημέρες. Χρησιμοποιώντας όλες τις διαθέσιμες ανανεώσιμες πηγές, το ρεκόρ για το έτος 2015 ήταν 299 ημέρες.

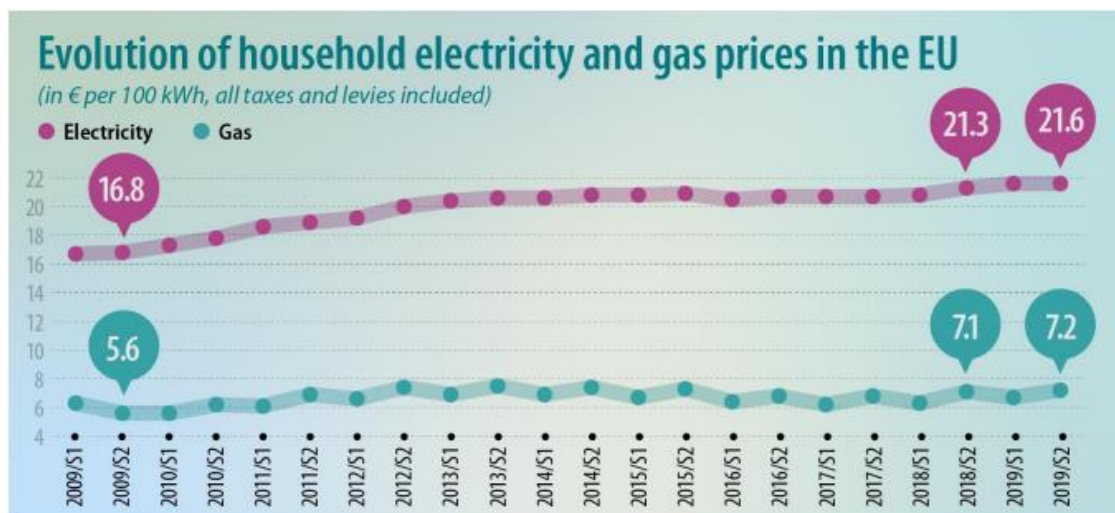
### 2.1.7 Σύγκριση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή

Η τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με την πρωτογενή ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε ποικίλει ανάλογα με την ανάπτυξη των τεχνολογιών και τις επεκτάσεις τους. Εάν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακά ή αιολικά ήταν αρχικά υψηλότερη από την μέση τιμή της ενέργειας από μη ανανεώσιμες πηγές, αυτή τελικά έπεσε με την ανάπτυξη νέων εγκαταστάσεων.

**«Ισότητα δικτύου»:** Είναι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενη από ανανεώσιμες σε σύγκριση με αυτή από μη ανανεώσιμες πηγές. Για μερικές χώρες (Γερμανία και Νότιο Ιταλία) η ισότητα αυτή έχει επιτευχθεί. Για ηλιακά φωτοβολταϊκά συστήματα, για παράδειγμα, αυτό σημαίνει χαμηλότερο κόστος kWh από ότι του δικτύου, συνεπώς πλεονεκτεί η απευθείας κατανάλωση της συγκεκριμένης ενέργειας από την έγχυσή της στο δίκτυο.

**Σταθμισμένο κόστος της ενέργειας:** Αυτό το κριτήριο σύγκρισης των κοστών των διαφόρων ενεργειών λαμβάνει υπόψη όλα τα εμπλεκόμενα και, ανάμεσα σε άλλα, μεταβλητές όπως το αρχικό κεφάλαιο, το λειτουργικό κόστος, το καύσιμο και την συντήρηση. Γίνεται εκτίμηση των συγκεκριμένων κόστων για ολόκληρο τον κύκλο ζωής της εγκατάστασης. Πολλές πρόσφατες έρευνες έχουν συγκρίνει τα κόστη των διαφορετικών πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Παρουσιάζουν ένα εύρος κόστους για κάθε τεχνολογία δείχνοντας και παρόμοιες τάσεις, αλλά οι γενική τάση είναι η πτώση στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενη από ανανεώσιμες.





Πίνακας 2.6: Σύγκριση τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και αερίου για τα έτη 2009-2019 (Πηγή Eurostat)

Τα κόστη της ισχύος από φωτοβολταϊκά ή αιολικά θα συνεχίσουν να μειώνονται όσο ο αριθμός των εγκαταστάσεων αυξάνεται (χαμηλότερες τιμές φωτοβολταϊκών πλαισίων και ανεμογεννητριών) την ώρα που άλλες πηγές, ειδικά τα πυρηνικά τείνουν να αυξάνονται (γήρανση των εγκαταστάσεων, κόστη συντήρησης, απορρύπανση κλπ).

### 2.1.8 Ενεργειακή μετάβαση και ανανεώσιμη ενέργεια

Ως ένα κομμάτι της ενεργειακής μετάβασης, πολλές χώρες έχουν θέσει στόχους ως προς την μείωση της χρήσης των μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για παραγωγή ενέργειας. Σύμφωνα με τα χρονοδιαγράμματα, οι προθεσμίες είναι το 2025, το 2030 και το 2050. Παρόλα αυτά, λίγες μόνο χώρες έθεσαν το κατάλληλο νομικό πλαίσιο και επένδυσαν προς επίτευξη των συγκεκριμένων στόχων. Για πολλές χώρες, η ενεργειακή μετάβαση αυτή είναι εφικτή. Αναρίθμητες μελέτες δείχνουν ότι υπάρχει δυνατότητα επίτευξης μετάβασης σε 100% ενέργεια από ανανεώσιμες από το 2030 μέχρι το 2050.

Η Ευρώπη έχει θέσει ένα ελάχιστο 27% συνεισφοράς των ΑΠΕ μέχρι το 2030 με μια ελάχιστη βελτίωση 30% στην ενεργειακή απόδοση και ένα 40% στην μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.

Ανάμεσα στους πρωτοπόρους, η Γερμανία λάνσαρε ένα φιλόδοξο πρόγραμμα ενεργειακής μετάβασης με το όνομα Energiewende για το 2050:

- Μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 80% σε σχέση με τα επίπεδα εκπομπών του 1990.
- Μείωση της κατανάλωσης πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας κατά 50% τουλάχιστον συγκριτικά με το 2008.
- Παραγωγή του 80% της ενέργειας από ΑΠΕ (35% το 2020, 50% το 2030 και 65% το 2040).
- Αύξηση στην ετήσια παραγωγικότητα ενέργειας κατά 2.1% μέσο όρο στον θερμοηλεκτρικό και τον τομέα μεταφορών.

Η ιδέα της μετατροπής της ισχύος σε αέριο αντιμετωπίζεται ως ένας παράγοντας-κλειδί κάτω το οποίο εξηγεί τον αριθμό των πειραμάτων με την συγκεκριμένη τεχνολογία στην Γερμανία.

### ***Η έννοια του “Energiewende”***

Πολλά κράτη σχεδιάζουν την ενεργειακή τους μετάβαση αλλά συχνά δίχως ένα ξεκάθαρο πλάνο παγκόσμιας κλίμακας ή/και μια σειρά από λογικά και μακροπρόθεσμα μέτρα. Αντιθέτως, μερικές φορές τίθεται δεσμευτικοί και μη ρεαλιστικοί στόχοι. Το Energiewende είναι ένα Γερμανικό πλάνο το οποίο παρουσιάστηκε από την Καγκελάρια Άνγκελα Μέρκελ το 2011 μετά την έκρηξη στα πυρηνικά εργοστάσια της Φουκουσίμα στην Ιαπωνία. Το πρώτο μέτρο που ανακοινώθηκε ήταν η σταδιακή απεξάρτηση από την πυρηνική ενέργεια μέχρι το 2022. Αυτό έχει οδηγήσει σε πολλές αλλαγές και άνοιγμα νέων δρόμων, όπως για παράδειγμα η βελτιστοποίηση της ενεργειακής απόδοσης και η αντίληψη της μετατροπής της ισχύος σε αέριο ως ένα μέσο αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας. Η αναταραχή αυτή επέτρεψε στην βιομηχανία και την έρευνα της Γερμανίας να βρίσκεται στην πρώτη γραμμή σε πολλούς τομείς. Παρόλες τις δυσκολίες, τα ερωτήματα και τις αμφιβολίες, η Γερμανία συνεχίζει στην πορεία αυτή.

Το 2014, το Γερμανικό Ινστιτούτο Fraunhofer IWES (Institute for Wind Energy and Energie Systemtechnik) δημοσίευσε μια μελέτη δείχνοντας την εφαρμοσιμότητα της μετάβασης αυτής, τόσο σε οικονομικό επίπεδο (απαιτούμενες επενδύσεις) όσο και σε τεχνολογικό (νέα «μονοπάτια») και κοινωνικό (δημιουργία θέσεων εργασίας, νέες εξειδικεύσεις).

Η Γαλλία ψήφισε έναν νόμο το 2015 για την ενεργειακή μετάβαση, η οποία προέβλεπε σημαντική συνεισφορά των ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, την κατανάλωση θερμικής ισχύος και κατανάλωση καυσίμου μέχρι το 2030. Παρόλα αυτά, η πολιτική αυτή παρεμποδίζεται από την κυριαρχία της πυρηνικής ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (78% το 2016) και την άρνηση απεξάρτησης από την ίδια, καθώς επίσης και εμπόδια διοικητικής φύσεως για τα αιολικά και τις μονάδες βιοαερίου, για παράδειγμα.

Το 2015, μια μελέτη που δημοσιεύθηκε από το Royal Society of Chemistry απέδειξε την βιωσιμότητα ενός πλάνου για τις ΗΠΑ για ενέργεια από 100% ανανεώσιμες όσον αφορά τον τομέα των μεταφορών, της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τον τομέα μεταφορών και την βιομηχανία. Αυτό θα απαιτούσε την χρήση όλων των διαθέσιμων τεχνολογιών (χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών, φωτοβολταϊκών, ηλιακής συγκέντρωσης και ενέργειες της θάλασσας). Η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να διατεθεί μέσω τεχνολογιών όπως η ηλιακή συγκέντρωση, η αντλησιοταμίευση, οι μπαταρίες και το υδρογόνο.

Για πολλά άλλα κράτη όπως ο Καναδάς, η Αυστραλία και το Ηνωμένο Βασίλειο, η μετάβαση σε 100% ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τουλάχιστον για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είναι πιθανή μεταξύ των ετών 2035 και 2050. Ανάλογα με την

διαθεσιμότητα των ανανεώσιμων πηγών, αυτές που συνεισφέρουν κυρίως είναι τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά σε συνδυασμό με την αντλησιοταμίευση για αποθήκευση.

**Η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών:** Μια μελέτη από την International Energy Agency η οποία εκδόθηκε στο τέλος του 2014 προέβλεψε ότι τα φωτοβολταϊκά θα γίνουν η κύρια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας το 2050, ακολουθούμενη από τα αιολικά. Άλλες πηγές, παρόλων των τεχνολογικών επιτευγμάτων, αναμένεται να παραμείνουν σε χαμηλά επίπεδα συνεισφοράς τους στην παραγωγή ενέργειας λόγω στο υψηλό τους κόστος, την πολυπλοκότητά τους ή (την σχετικά) μειωμένη ισχύ η οποία πρόκειται να παραμείνει περιορισμένη σε χρήση. Από την άλλη μεριά, η ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια θα επιτρέψει την εξάλειψη της ανάγκης για μη ανανεώσιμες πηγές (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, ουράνιο) καθώς η αρχική ενέργεια (αέρας, άνεμος) είναι δωρεάν. Επίσης, η τιμή του εξοπλισμού (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά πλαίσια) θα συνεχίσει να μειώνεται. Το κόστος συντήρησης δεν μπορεί να συγκριθεί με αυτό των συμβατικών σταθμών παραγωγής, πόσο δε μάλλον το ζωτικής σημασίας ζήτημα με τα ραδιενεργά απόβλητα των πυρηνικών σταθμών και η γηρανση τους. Όλα αυτά θα πρέπει να οδηγήσουν σε σταθερές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας ανανεώσιμης προέλευσης.

## 2.2 Μεταβλητότητα στην παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

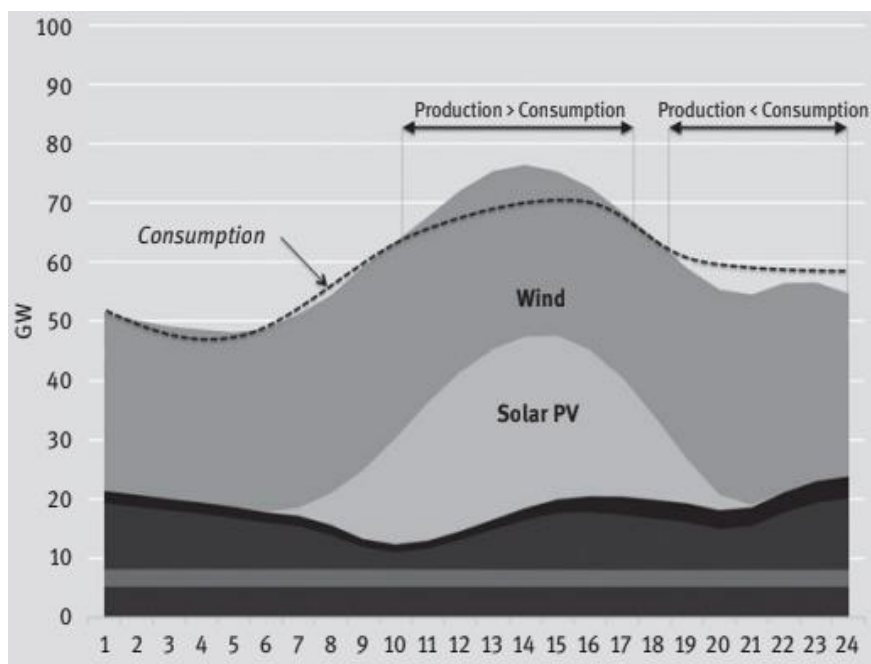
Μια μεγάλη ποσότητα ενέργειας παραγόμενη από ανανεώσιμες πηγές δεν προκύπτει απαραίτητα όταν η ζήτηση είναι μεγάλη αλλά εξαρτάται από τις καιρικές και περιβαλλοντολογικές συνθήκες (Διάγραμμα 2.9). Η συνολική διαχείριση παραγωγής και κατανάλωσης είναι επομένως ιδιαιτέρως σημαντική, καθώς είτε το σύστημα θα πρέπει να απορροφήσει ποσότητες ηλεκτρικής ισχύος που μπορούν να το οδηγήσουν στην επίτευξη της μέγιστης χωρητικότητας μεταφοράς είτε θα πρέπει να σταματήσει ή να μειωθεί η παραγωγή μερικών σταθμών ή ακόμα χειρότερα να τεθούν εκτός παραγωγικής διαδικασίας φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα.

### 2.2.1 Προβλέψεις παραγωγής και κατανάλωσης

Οι προβλέψεις του καιρού (ήλιος, αέρας) αποτελούν έναν σημαντικό παράγοντα στην διαχείριση της ροής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στο συνολικό πλαίσιο παραγωγής ενέργειας. Οι προβλέψεις αυτές, ειδικά αυτές που αφορούν ισχυρές καταιγίδες και ανέμους, είναι επίσης ιδιαίτερα σημαντικές για την ασφάλεια των εγκαταστάσεων αιολικών.

### 2.2.2 Διαχείριση ροής ηλεκτρικής ενέργειας

Η σημασία της διαχείρισης της παραγωγής / κατανάλωσης θα γίνει ακόμα μεγαλύτερη με την ανάπτυξη της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.



Διάγραμμα 2.9: Παράδειγμα μιας αλλαγής στην παραγωγή/κατανάλωση από ανανεώσιμες

Είναι ευκολονόητο πως, στην συντηπτική πλειοψηφία των περιπτώσεων, οι περιοχές που η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται είναι μακριά από τις περιοχές στις οποίες αυτή καταναλώνεται, ειδικά όσον αφορά τα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Ως εκ τούτου, είναι γεννάται η ανάγκη για γραμμές μεταφοράς μεγάλου μήκους. Η ιδανική διαχείριση επίσης συνεισφέρει στην μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας μέσω βελτιστοποίησης της αποθήκευσης (απαιτείται λιγότερο) ή του φορτίου των γραμμών μεταφοράς. Η δυνατότητα αποθήκευσης θα μειώσει τις ανάγκες για τοπικές, περιφερειακές και διεθνείς διασυνδέσεις για εισαγωγή ή εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μειώνοντας έτσι και τις απώλειες.

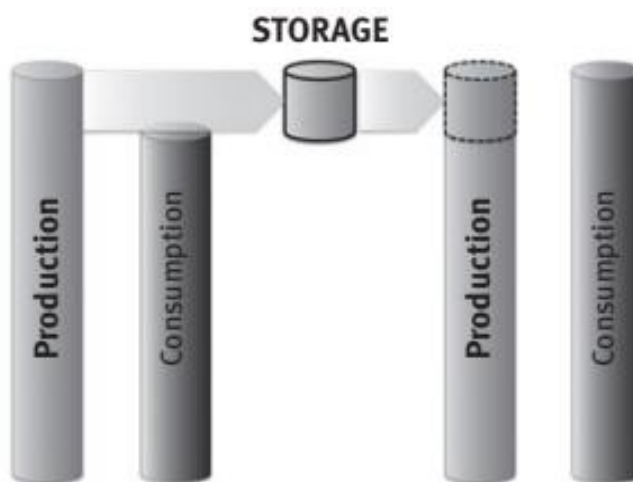
### 2.2.2 Η ανάγκη για αποθήκευση

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά εφικτή την «μεταφορά» της διαθέσιμης ενέργειας στον χρόνο (Εικόνα 2.4): αποθήκευση στην περίπτωση χαμηλής ζήτησης ή υψηλής παραγωγής και ανάκτησή της σε αντίθετη περίπτωση. Ακόμα και αν η δυνατότητα αποθήκευσης είναι περιορισμένη, αυξάνεται με αυτόν τον τρόπο η ευελιξία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και μειώνονται οι ανάγκες για εγκατάσταση νέων γραμμών μεταφοράς, ιδιαίτερα δε στην περίπτωση που η αποθήκευση γίνεται τοπικά.

Οι τεχνολογίες απευθείας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας είναι ακόμα κοστοβόρες ή περιορισμένες σε δυνατότητα αποθήκευσης και ένας από τους στόχους είναι η μείωση των κόστων αυτών ή η ανάπτυξη νέων εναλλακτικών.

Η αποθήκευση σχετίζεται με την δυνατότητα παραγωγής (capacity value) ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας και συσχέτιση της παραγωγής με την κατανάλωση. Η ηλιακή ενέργεια από φωτοβολταϊκά έχει μια σημαντική capacity value όταν οι αιχμές στην παραγωγή και οι αιχμές στην κατανάλωση συμπίπτουν (π.χ. στην Ισπανία). Για την Δανία, η αιολική ισχύς είναι αυτή που έχει την μεγαλύτερη capacity value.

**Ανανεώσιμη ενέργεια: μια πρόκληση για την παραγωγή και τις μεταφορές.** Η διακοπτόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές αυξάνει τις καταπονήσεις στο ηλεκτρικό δίκτυο, το οποίο θα πρέπει να είναι σε θέση να διαχειριστεί τις αιχμές της παραγωγής οι οποίες δεν συμπίπτουν με τις αιχμές της ζήτησης, ακόμα και σε μικρές περιόδους της ημέρας. Μόνο η αποθήκευση επιτρέπει την βελτιστοποίηση της ενεργειακής απόδοσης των διαφόρων πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα αυτά, πολλά κράτη (όπως η Ισπανία, η Πορτογαλία και η Γερμανία) έχουν αποδείξει ότι τα υψηλά ποσοστά συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών, που μερικές φορές φτάνουν και στο 100% (Πορτογαλία) μπορούν να ενσωματωθούν στο δίκτυο χωρίς την διατάραξη ή - ακόμα χειρότερα- την αποσταθεροποίηση αυτού.



Εικόνα 2.4: Πλεονεκτήματα της αποθήκευσης για την ρύθμιση του δικτύου

### 2.2.3 Εκτιμήσεις της πλεονάζουσας ενέργειας

Οι ποσότητες της παραγόμενης ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας πρόκειται να αυξηθούν. Η μεταβλητότητά τους θα οδηγήσει σε περιόδους που η παραγωγή θα υπερβαίνει την κατανάλωση. Μια λύση θα μπορούσε να είναι η εξαγωγή της ενέργειας αυτής σε γειτονικές χώρες εάν κι αυτές δεν έχουν περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας και αν η δυνατότητα μεταφοράς ενέργειας του δικτύου είναι επαρκής. Για μεγάλες ποσότητες πλεονάζουσας ενέργειας, η μόνη λύση προκειμένου η ενέργεια αυτή να μην χαθεί είναι η αποθήκευσή της σε κάθε μορφή.

## 2.3 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας

Η ανάγκη της σύγκλισης της παραγωγής και της κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας με τις ολοένα και αυξανόμενες ποσότητες ενέργειας από ΑΠΕ απαιτεί μια σημαντική δυνατότητα αποθήκευσης στην περίπτωση υπερβολικής παραγωγής. Μπορεί επίσης να σταθεροποιήσει ή να ρυθμίσει το δίκτυο.

### 2.3.1 Γιατί αποθήκευση ενέργειας;

Ο ηλεκτρισμός παράγεται και χρησιμοποιείται σε μια συνεχή διαδικασία όπου είναι απαραίτητη η εξισορρόπηση της παροχής και της ζήτησης. Με την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ να αυξάνεται, τα δίκτυα μερικές φορές μπορεί να βρεθούν σε οριακή κατάσταση ως προς την δυνατότητα μεταφοράς ισχύος. Επίσης, μπορούν να προκύψουν προβλήματα τεχνικής φύσεως όπως διακοπές καθώς επίσης και δυσμενείς καιρικές συνθήκες. Η ισορροπία μπορεί να επιτευχθεί μόνο μέσω της αποθήκευσης ενέργειας.

Η αποθήκευση ενέργειας επιτρέπει:

- Την ταχεία ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου (50 ή 60 Hz) για μικρά χρονικά διαστήματα
- Μετάβαση μεταξύ μονάδων παραγωγής που απαιτούν μεγάλα χρονικά διαστήματα εκκίνησης.
- Διαχείριση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς αποθήκευση των πλεονασμάτων.

### 2.3.2 Χαρακτηριστικά ενός συστήματος αποθήκευσης

Ποιά είναι τα σημαντικά κριτήρια για την επιλογή της αποθήκευσης; Ανάμεσα σε αυτά που θα πρέπει να εξεταστούν είναι:

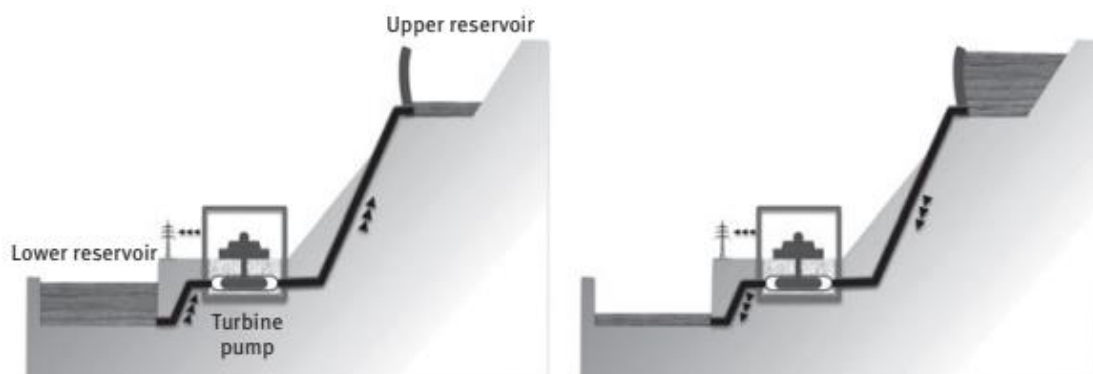
- Η δυνατότητα αποθήκευσης
- Ο χρόνος απόκρισης
- Χρονικό διάστημα φόρτισης - εκφόρτισης
- Συχνότητα
- Αριθμός κύκλων φορτίσεων - εκφορτίσεων
- Απόδοση
- Χρόνος ζωής
- Τιμή αποθηκευμένης kWh

### 2.3.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης

Υπάρχουν πολλές διαθέσιμες τεχνολογίες για αποθήκευση ενέργειας. Υπάρχει σαφής διαφοροποίηση μεταξύ αυτών από τα φαινόμενα που περιλαμβάνονται στην εκάστοτε τεχνολογία που επηρεάζουν την δυνατότητα αποθήκευσης, την απόδοση, τον όγκο, την διάρκεια ζωής τους, την μέθοδο μετατροπής σε ηλεκτρισμό, το επίπεδο γήρανσης και το κόστος.

### 2.3.3.1 Αντλησιοταμίευση

Η τεχνολογία αποθηκεύει ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο έμμεσο. Μια μονάδα αντλησιοταμίευσης (pumped hydrostorage station - PHS) αποτελείται από δύο μεγάλους ταμιευτήρες σε διαφορετικά ύψη με αντλίες και γεννήτριες (Εικόνα 2.5).



Εικόνα 2.5: Αρχή της αντλησιοταμίευσης.

Όταν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλή, αυτή χρησιμοποιείται για την τροφοδοσία αντλιών οι οποίες μεταφέρουν νερό στην άνω δεξαμενή. Όταν η ζήτηση υπερβεί την συνηθισμένη παραγωγή, το νερό στον άνω ταμιευτήρα απελευθερώνεται και ενεργοποιεί έτσι τις γεννήτριες της εγκατάστασης. Οι γεννήτριες έτσι παράγουν ενέργεια η οποία εγχύεται στο δίκτυο. Για πλεονάσματα ενέργειας από ΑΠΕ, η τεχνολογία αυτή της αποθήκευσης είναι ιδιαίτερης σημασίας καθώς έχει να κάνει με μεγάλες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες διοχετεύονται σε μικρά χρονικά διαστήματα.

Η τεχνολογία αυτή χρησιμοποιείται από το 1920. Το 2016, μια ισχύς 150 GW για ένα χρονικό διάστημα περίπου 10 ωρών εγκαταστάθηκε σε παγκόσμια κλίμακα (21 GW στις ΗΠΑ και 38 στην Ευρώπη) αντιστοιχίζοντας έτσι σε μια ενέργεια περίπου 500 GWh. Η ισχύς αυτή διαχωρίζεται σε περίπου 400 μονάδες των 0.4 η κάθε μια κατά μέσο όρο. Ο μεγαλύτερος σταθμός βρίσκεται στις ΗΠΑ (Βιρτζίνια) με ισχύ 3 GW και δυνατότητα αποθήκευσης 30 GWh.

Το 1999, η Ιαπωνία διέθετε μια μονάδα στην περιοχή Okinawa χρησιμοποιώντας την θάλασσα ως τον κάτω ταμιευτήρα (παράκτια μονάδα αντλησιοταμίευσης). Η προσέγγιση αυτή είναι ενδιαφέρουσα για τοπική διαχείριση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας καθώς το 80% του πληθυσμού ζει κοντά στην θάλασσα σύμφωνα με έρευνα που αφορά το 2016. Η Ολλανδία παρόλα αυτά, υπολογίζει να κάνει χρήση της θάλασσας ως άνω ταμιευτήρα.

Ένα υβριδικό σύστημα αντλησιοταμίευσης-αιολικών βρίσκεται προς αξιολόγηση στην Γερμανία και συγκεκριμένα στην περιοχή Gaildorf με τέσσερις ανεμογεννήτριες ισχύος 13.6 MW. Στην βάση της εγκατάστασης των αιολικών βρίσκεται μια δεξαμενή 40,000 κυβικών μέτρων επιτρέποντας την αποθήκευση νερού από έναν χαμηλότερο ταμιευτήρα με μια υψομετρική διαφορά 200 μέτρων όταν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλή ή σε περίπτωση που υπάρξει ένα πλεόνασμα παραγωγής. Η ισχύς παραγωγής των γεννητριών είναι 16 MW.

Μελέτες διεξήχθησαν επίσης Γερμανία για την χρήση εγκαταλελειμμένων ορυχείων άνθρακα ως κάτω ταμιευτήρα και την επιφάνεια μιας λίμνης. Τα πλεονεκτήματα είναι τα μεγάλα ύψη υδατόπτωσης (πάνω από 1,000 μέτρα) καθώς επίσης και η ανάκτηση θερμότητας με το νερό να φτάνει τους 40 βαθμούς κελσίου. Στην Αυστραλία, ένα σχέδιο προβλέπει τον συνδυασμό ενός φωτοβολταϊκού πάρκου 150 MW και την αξιοποίηση μη χρησιμοποιημένων ορυχείων χρυσού ως κάτω ταμιευτήρα προς παραγωγή άνω των 330 MW.

Παρόλο που το θεωρητικό δυναμικό είναι σημαντικό για μερικές χώρες, τα επιτεύγματα είναι περιορισμένα όσον αφορά την εύρεση της χρυσής τομής μεταξύ της μέγιστης δυνατής ισχύος (αναλόγως του ύψους της υδατόπτωσης και το μέγεθος των ταμιευτήρων), των γεωλογικών περιορισμών και τα υψηλά κόστη επενδύσεων.

### 2.3.3.2 Αποθήκευση με μπαταρίες

Η αποθήκευση με χρήση μπαταριών προσφέρει, συγκριτικά με τις προηγούμενες λύσεις που προτάθηκαν, ως πλεονεκτήματα ρυθμιζόμενη ισχύ και χωρητικότητα που μπορεί να ποικίλει από οικιακής χρήσεως (μερικές kWh) σε ρύθμιση ισχύος μεγάλης κλίμακας (αρκετές εκατοντάδες MWh). Επιπροσθέτως, η δυνατότητα αποθήκευσης μπορεί να αυξηθεί με τρόπο αρκετά απλό, προσθέτοντας επιπλέον μπαταρίες.

Αν και οι τεχνολογίες συσσωρευτών μπορούν να λάβουν διαφορετικές προσεγγίσεις, οι περισσότερο διαδεδομένες είναι οι μπαταρίες μολύβδου οξέος, ιόντων λιθίου (Li-ion) ή παράγωγα (λιθίου φωσφορικού άλατος). Οι μπαταρίες μολύβδου οξέος χρησιμοποιούνται ακόμα παρόλης της χαμηλής ενεργειακής τους πυκνότητας (30-50 Wh/kg) λόγω του χαμηλού τους κόστους. Η μεγαλύτερη εγκατάσταση στην Ευρώπη βρίσκεται στα νησιά Shetland όπου 3,168 μπαταρίες συνολικής χωρητικότητας 3 MWh χρησιμοποιούνται προς ρύθμιση της παραγωγής ενέργειας του τοπικού σταθμού παραγωγής.

Η τεχνολογία ιόντων λιθίου κυριαρχεί λόγω στη συνεχή πτώση των τιμών (από 1,000 δολάρια το 2010 στα 230 το 2016) ακολουθούμενη από μια αύξηση στην παγκόσμια παραγωγή. Η μεγαλύτερη σε πλήθος παραγωγή γίνεται στην Ασία (Κίνα και Νότια Κορέα) αλλά η μεγαλύτερη σε ισχύ πραγματοποιείται στο εργοστάσιο της Tesla “Gigafactory 1” στην Νεβάδα των ΗΠΑ, το οποίο παρήγαγε 35 GWh κυψελών το 2020 για ηλεκτρικά οχήματα και αποθήκευση ενέργειας. Στην Γερμανία, η Mercedes ήταν η πρώτη που έθεσε σε λειτουργία το πρώτο της εργοστάσιο το 2012 και το 2018 το δεύτερο.

Το 2016, η εταιρία STEAG Energy Services εγκατέστησε στην Γερμανία έξι μονάδες των 15 MW (συνολικά 90 MW) προς σταθεροποίηση της παραγωγής ενός ανθρακικού σταθμού παραγωγής. Πολλά άλλα έργα μεγάλης ισχύος, άνω των 10 MW, έχουν εγκατασταθεί ή πρόκειται να εγκατασταθούν.





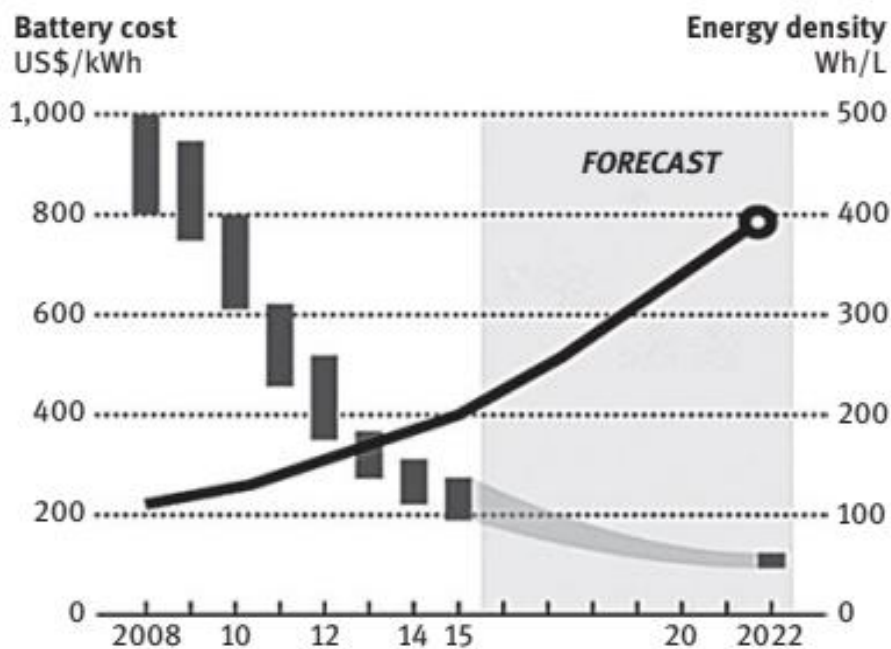
Εικόνα 2.6: Εγκατάσταση αποθήκευσης ισχύος 30 MW.

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου πρόκειται να παίξουν έναν εξαιρετικά σημαντικό ρόλο στην αποθήκευση ακολουθώντας την ανάπτυξη που θα οδηγήσει στην αύξηση της χωρητικότητας και την πτώση των τιμών.

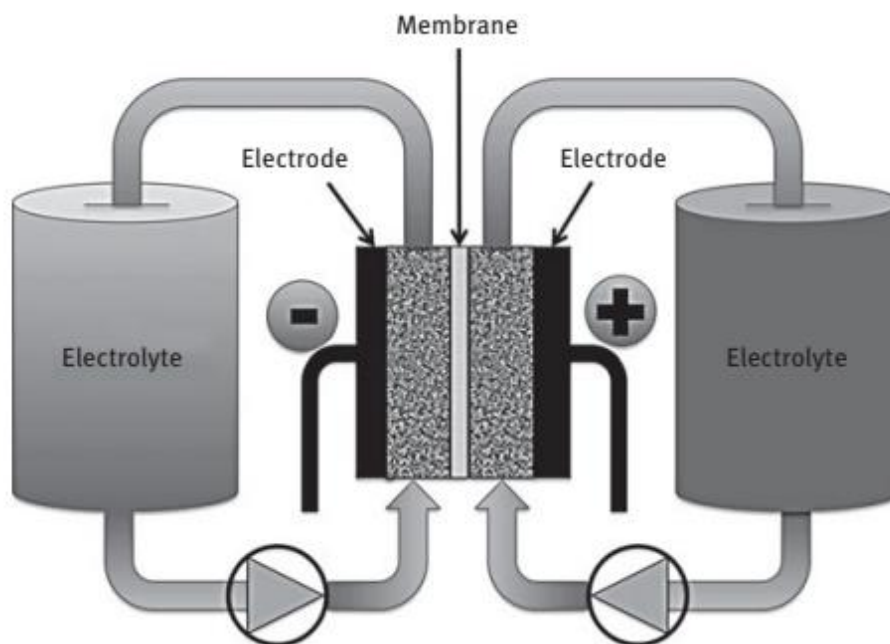
**Μπαταρίες οικιακής χρήσης:** Η έννοια αυτή καλύπτει οικιακά φωτοβολταϊκά σε συνδυασμό με μπαταρίες οικιακής χρήσης (2-6 kWh αποθήκευσης). Αυτή η προσέγγιση επιτρέπει την τοπική χρήση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς αποσυμφόρηση του δικτύου και, ανάλογα με τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, μειώνει το κόστος. Στην Γερμανία, όπου και εφαρμόστηκε μια καινοτόμα πολιτική, εγκαταστάθηκαν περισσότερες από 50.000 τέτοιες μονάδες το 2016.

**Οι μπαταρίες νατρίου - θείου (NaS),** οι οποίες εμπορευματοποιήθηκαν από την Ιαπωνική εταιρεία NGK Insulators, λειτουργούν σε υψηλές θερμοκρασίες (τουλάχιστον 300 βαθμούς κελσίου) και παρέχουν ένα κόστος αποθήκευσης ανά kWh χαμηλότερο από το αντίστοιχο των συσσωρευτών Li-ion. Η συνολική παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς είναι της τάξεως των μερικών εκατοντάδων MW. Η εταιρεία Futamata Wind Development χρησιμοποιεί 17 μονάδες των 34 MW προς σταθεροποίηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ένα αιολικό πάρκο ισχύος 51 MW.

Άλλα ηλεκτροχημικά συστήματα επιτρέπουν επίσης την αποθήκευση της ενέργειας. Οι **μπαταρίες οξειδοαναγωγής** (Εικόνα 2.7) χρησιμοποιούν δύο δεξαμενές που περιέχουν τους ηλεκτρολύτες οι οποίοι κυκλοφορούν εντός του πυρήνα μιας κυψέλης αποτελούμενη από δύο χώρους οι οποίοι διαχωρίζονται από μια μεμβράνη.



Διάγραμμα 2.16: Εξέλιξη των τιμών και της ενεργειακής πυκνότητας των συσσωρευτών τεχνολογίας ιόντων - λιθίου (Πηγή: US Department of Energy).



Εικόνα 2.7: Αρχή λειτουργίας συσσωρευτών οξειδοαναγωγικού τύπου.

Οι ηλεκτρολύτες που χρησιμοποιούνται γενικότερα είναι άλατα βαναδίου. Η τεχνολογία αυτή επιτρέπει την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας συγκριτικά με άλλου τύπου μπαταριών. Ανάμεσα στο 2005 και το 2008 διεξήχθη στην Ιαπωνία ένα πείραμα που περιελάμβανε ένα αιολικό πάρκο 30 MW συνοδευόμενο από μπαταρίες οξειδοαναγωγικού τύπου ισχύος 6 MW. Άλλα αιολικά πάρκα στην Αυστραλία και την

Σκωτία χρησιμοποιούν αυτές τις μπαταρίες προς εξομάλυνση των διακυμάνσεων στην παραγωγή. Στην Γερμανία, ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας EWE σχεδιάζει το 2023 μια μπαταρία 120 MW χρησιμοποιώντας δύο υπόγεια σπήλαια προς αποθήκευση και των δύο ρευστών.

Οι μπαταρίες οξειδοαναγωγικού τύπου παρέχουν μια εναλλακτική στις μπαταρίες λιθίου ως προς το θέμα της διάρκειας ζωής τους, τον αριθμό των κύκλων φόρτισης εκφόρτισης και το κόστος ανά kWh. Το μειονέκτημα είναι ο μικρότερος βαθμός απόδοσης αλλά αυτό το αρνητικό αποζημιώνεται από την αρκετά εύκολη αύξηση της χωρητικότητας μέσω της πρόσθεσης περισσότερων δεξαμενών αποθήκευσης. Πολλοί πάροχοι παγκοσμίως είναι ενεργοί στην συγκεκριμένη αγορά.

### 2.3.3.3 Σφόνδυλοι

Ένας σφόνδυλος αποτελείται από μια στρεφόμενη μάζα (Συνθετικό υλικό, ατσάλι ή άλλο υλικό) μηχανικά συνδεδεμένο με έναν ηλεκτρική μηχανή (κινητήρα/γεννήτρια). Η κατασκευή αυτή τοποθετείται μέσα σε έναν θάλαμο με μειωμένη πίεση για αποφυγή τριβών. Όταν χρειάζεται να αποθηκευτεί ηλεκτρική ενέργεια, ο κινητήρας εκκινείται, στρέφοντας τον σφόνδυλο (ηλεκτρική ενέργεια σε κινητική ενέργεια). Όταν ο κινητήρας δεν τροφοδοτείται, η μάζα εξακολουθεί και στρέφεται. Όταν είναι απαραίτητη η ανάκτηση της ενέργειας, ο σφόνδυλος εκτελεί ζεύξη με τον κινητήρα στρέφοντας τον άξονά του, ο οποίος λειτουργεί ως γεννήτρια.

Οι σφόνδυλοι είναι κατάλληλη για αποθήκευση ενέργειας για ένα σχετικά μικρό χρονικό διάστημα (για λίγα λεπτά έως μερικά δεκάδες λεπτά) με ένα εξαιρετικά μικρό χρονικό διάστημα απόκρισης (μερικά ms). Οι κύκλοι φόρτισης - εκφόρτισης πρέπει να είναι μικροί καθώς, ανάλογα και με το μοντέλο, οι απώλειες μπορούν να ξεπεράσουν το 5% ανά ώρα. Για τις μονάδες που κυκλοφορούσαν στην αγορά το 2016, η ισχύς τέτοιων αποθηκευτικών διατάξεων κυμαίνεται στα πλαίσια των μερικών δεκάδων kW.

Οι ήδη υπάρχουσες εγκαταστάσεις χρησιμοποιούν πάρκα αποτελούμενα από πολλούς σφονδύλους. Το 2016, το 80% των εγκαταστάσεων ήταν στις ΗΠΑ και το 10% στην Ευρώπη. Η Αμερικανική εταιρεία Beacon Power εξόπλισε αναρίθμητες εγκαταστάσεις: Το 2011, 20 MW στην Νέα Υόρκη (200 μονάδες των 100 kW έκαστη) και στην Πενσυλβάνια το 2014 με την ίδια ισχύ. Στο Μόναχο, το 2015, η SWM (Stadtwerk Munchen) εγκατέστησε 28 μονάδες 22 kW έκαστη με ικανότητα παροχής ενέργειας 100 kWh. Προς σταθεροποίηση των δικτύων του Ηνωμένου Βασιλείου και της Ιρλανδίας, μια εγκατάσταση με μέγιστη δυνατότητα ισχύος 500 kW και δυνατότητα αποθήκευσης 10 kWh εγκαταστάθηκε το 2017.

### 2.3.3.4 Υπερπυκνωτές

Είναι ουσιαστικά πυκνωτές με τροποποιημένη δομή, επιτρέποντάς τους να αποθηκεύουν μεγάλες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα πολύ μικρό χρονικό διάστημα φόρτισης. Μπορούν επίσης να την αποδώσουν σχεδόν χωρίς καθόλου απώλειες και, εάν αυτό είναι απαραίτητο, σε μικρό χρονικό διάστημα. Οι υπερπυκνωτές χαρακτηρίζονται επίσης από ένα μεγάλο αριθμό κύκλων φόρτισης - εκφόρτισης, περίπου της τάξεως των μερικών εκατοντάδων χιλιάδων. Ο κύριος περιορισμός στην χρήση τους είναι το μεγάλο κόστος

της μεγάλης ισχύος. Χρησιμοποιούνται κυρίως για λόγους σταθεροποίησης δικτύων για μικρά χρονικά διαστήματα (μερικών δευτερολέπτων). Για λόγους σύγκρισης, η μπαταρία Li-ion της Tesla είναι 21 mm σε διάμετρο, 70 mm σε μήκος, έχει βάρος 66 gr και μπορεί να αποθηκεύσει 21.3 Wh. Για αποθήκευση της ίδιας ηλεκτρικής ενέργειας, θα χρειαζόντουσαν πέντε υπερπυκνωτές 3 V και 3,000 F (δυνατότητα αποθήκευσης μονάδος στις 3.75 Wh στα 3 V DC) με συνολικό βάρος 2.6 κιλά.



Εικόνα 2.8: Υπερπυκνωτές και μπαταρία Li-ion προς αποθήκευση 21 Wh.

Ο κύριος περιορισμός των υπερπυκνωτών αποτελεί το υψηλό κόστος για μεγάλη ισχύ (για μια συσκευή 2.7 V/ 3,000 F το κόστος ήταν 50 δολάρια το 2017, ενώ οι μπαταρίες Li-ion με την ίδια χωρητικότητα κοστίζουν περίπου 10 φορές λιγότερο). Παρόλα αυτά, διαθέτουν έναν εξαιρετικά μεγάλο αριθμό κύκλων φόρτισης - εκφόρτισης (άνω του ενός εκατομμυρίου) και έναν πολύ μικρό χρόνο φόρτισης/ εκφόρτισης (της τάξεως των ms).

#### 2.3.3.5 Αποθήκευση με χρήση υπεραγωγίων μαγνητών (Super Conducting Energy Storage - SMES)

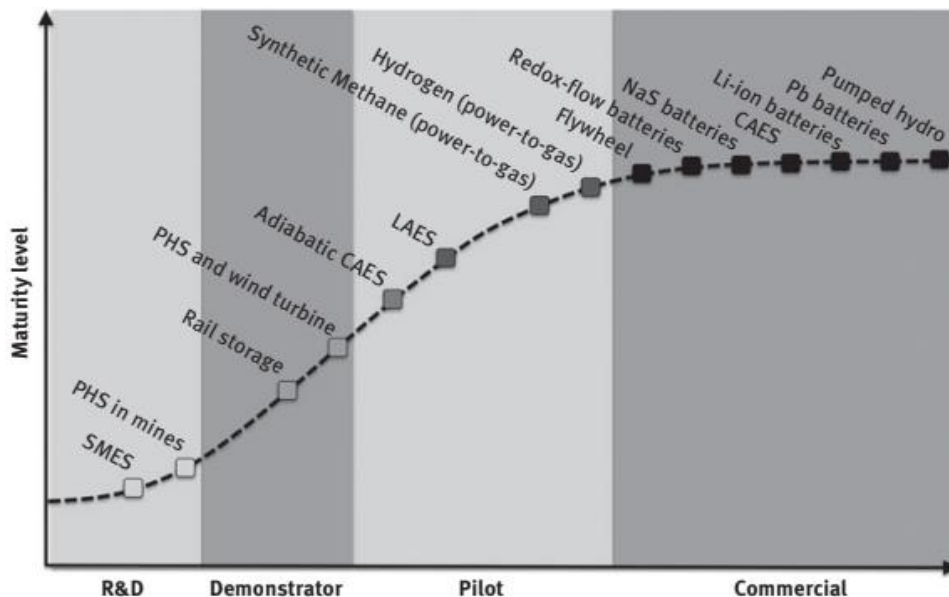
Στην προκειμένη περίπτωση, η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται ως μαγνητικό πεδίο παραγόμενο από ρεύμα το οποίο κινείται εντός ενός πηνίου και διατηρείται σε εξαιρετικά χαμηλές θερμοκρασίες, απαιτώντας ένα σύνθετο κρυογενικό σύστημα χρησιμοποιώντας υδρογόνο ή υγρό ήλιο. Αν και ο χρόνος απόκρισης είναι πολύ μικρός και η απόδοση είναι μεγάλη (>95%) το κόστος είναι ένα σοβαρό εμπόδιο κυρίως λόγω του εξοπλισμού που απαιτείται για την διατήρηση των χαμηλών θερμοκρασιών.

#### 2.3.4 Σύγκριση των διαθέσιμων λύσεων αποθήκευσης ενέργειας

Αναλογιζόμενοι τις διαφορετικές τεχνολογίες ανά τον κόσμο που βρίσκονται σε λειτουργία, η αντλησιοταμίευση κυριαρχεί και ευθύνεται για περισσότερο από το 96% της

παγκόσμιας αποθηκευτικής δυνατότητας το 2016. Σε σύγκριση, συσσωρευτές για σταθεροποίηση του δικτύου είναι ισχύος 1.7 GW (0.6 GW μόνο στις ΗΠΑ), η ηλεκτρομηχανική αποθήκευση (Συμπίεση αέρα, σφόνδυλοι κλπ) έχει ισχύ 1.6 GW και η θερμική αποθήκευση είναι ισχύος 3.1 GW.

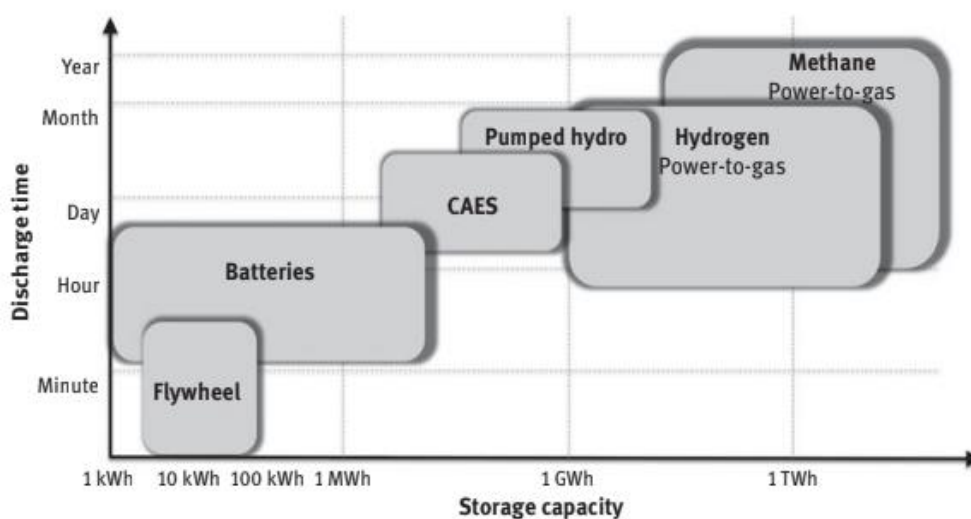
Οι διαφορετικές τεχνολογίες βρίσκονται σε διαφορετικά επίπεδα προόδου, γεγονός που εξηγεί είτε το κόστος τους (χαμηλό ή υψηλό) είτε τον βαθμό ενσωμάτωσής τους (Διάγραμμα 2.21).



Διάγραμμα 2.21: Σύγκριση διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης ως προς την ωριμότητά τους

### 2.3.5 Χαρακτηριστικά των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας

Κάθε τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας διαθέτει χαρακτηριστικά που διαμορφώνει την χρήση: Κόστος, Δυνατότητα αποθήκευσης κλπ. Το διάγραμμα 2.22 αναπαριστά τις διαφορετικές προσεγγίσεις (Πίνακας 2.8).



Διάγραμμα 2.22: Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.



	Flywheels	Batteries	Pumped hydro	CAES <sup>a</sup>	Micro SMES	SMES <sup>b</sup>	Capacitors
Efficiency	~ 90%	~ 75%	~ 75%	~ 70%+ fuel	~ 95%	~ 95%	~ 90%
Energy range	1 MJ–5 MWh	0.5–50 MWh	0.5–10 GWh	50–5,000 MWh	1–500 MJ	0.5–1,500 MWh	1–10 MJ
Power range	1–10 MW	0.5–100 MW	0.5–3 GW	0.1–1 GW	1–30 MW	10–1,000 MW	1–10 MW
Modular	Yes	Yes	No	No	Yes	Possible	Yes
Cycle life	10,000	2,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Charge time	Minutes	Hours	Hours	Hours	Seconds–minutes	Minutes–hours	Seconds
Siting ease	Good	Moderate	Poor	Poor	Good	Poor	Easy
Storage measure	Easy	Poor	Easy	Easy	Easy	Easy	
Lead time	Weeks	Months	Years	Years	Weeks	Years	Weeks
Environmental impact	Benign	Moderate	Large	Large	Small	Moderate	Small
Environmental control	None	Some	Some	Required	Small	Some	None
Risk	Small	Moderate	Moderate	Moderate	Small	Moderate	Small
Thermal requirement	LN <sub>2</sub> <sup>c</sup>	Air conditioning	None	Cooling	LHe <sup>d</sup>	LHe	None
Maturity	Under development	Mature	Mature	Available	Available	Under development	Available

<sup>a</sup>Compressed air energy storage.

<sup>b</sup>Superconducting magnetic energy storage.

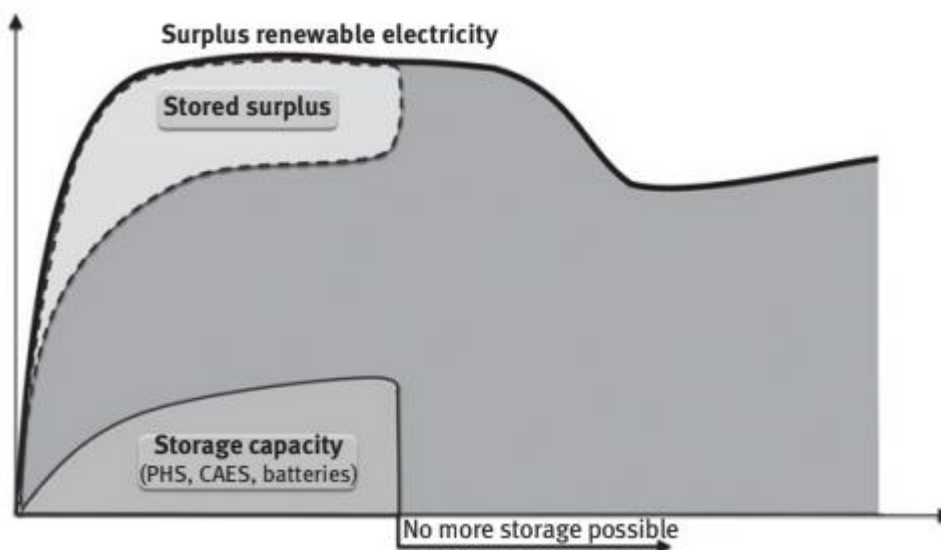
<sup>c</sup>Liquid nitrogen.

<sup>d</sup>Liquid helium.

Πίνακας 2.8: Σύγκριση των κύριων χαρακτηριστικών των τεχνολογιών αποθήκευσης

Το κύριο ζήτημα για την λύσεις που παρουσιάστηκαν είναι η περιορισμένη δυνατότητα αποθήκευσης στον χρόνο: όταν οι μπαταρίες είναι φορτισμένες ή όταν ο άνω ταμιευτήρας ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης είναι πλήρης δεν είναι πλέον δυνατή η αποθήκευση της πλεονάζουσας ισχύος από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά (Σχήμα 2.23). Μια επέκταση στην χωρητικότητα, εάν αυτή είναι δυνατή, προϋποθέτει νέες επενδύσεις.

Καθίσταται επομένως αναγκαία η εύρεση μιας νέας προσέγγισης η οποία θα υπερβεί τον συγκεκριμένο περιορισμό και την χρήση μιας τεχνολογίας η οποία θα προσφέρει πρακτικά απεριόριστη δυνατότητα αποθήκευσης.



Διάγραμμα 2.23: Διακοπτόμενη αποθήκευση.

### 2.3.6 Προϋποθέσεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Παγκοσμίως, τα 156 GW της αποθήκευσης που ήταν διαθέσιμα το 2016 επαρκούν μονάχα για το 2.6% της δυνατότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι δυνατότητες αποθήκευσης σε παγκόσμιο επίπεδο με συνδυασμό όλων των τεχνολογιών είναι ακόμα πολύ μικρές σε σύγκριση με τις καταναλώσεις. Η παραγωγή μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές τις επερχόμενες δεκαετίες καθώς επίσης και τα αναμενόμενα πλεονάσματα θα απαιτούν δυνατότητες αποθήκευσης ενέργειας οι οποίοι δεν αντιστοιχούν με τις τρέχουσες.

Το Γερμανικό Ινστιτούτο Fraunhofer εκτιμά ότι για 100% συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας στην Γερμανία το 2050 θα απαιτούνται δυνατότητες αποθήκευσης 24 GWh από συσσωρευτές, 60 GWh από αντλησιοταμίευση και 33 GWh (power to gas) δηλαδή ένα σύνολο 117 GWh για μια μόνο χώρα συγκριτικά με τις 500 GWh της παγκόσμιας δυνατότητας αποθήκευσης ενέργειας για το έτος 2016.

#### ***Η ανάπτυξη της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σχετίζεται με την αποθήκευση***

Η ανάπτυξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και οι τάσεις για αποκεντροποίηση πηγαίνουν χέρι με χέρι με τις τεχνολογίες αποθήκευσης σε όλα τα επίπεδα: σε οικιακό, περιφερειακό και βιομηχανικό επίπεδο. Για κάθε ένα από αυτούς τους τομείς υπάρχουν κατάλληλες τεχνολογίες. Παρόλα αυτά, σε επίπεδο παγκόσμιου δικτύου, λύσεις που θα επιτρέψουν την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων θα αποδειχθούν απαραίτητες.

Η πραγματική συνολική διαθέσιμη αποθηκευτική δυνατότητα (κυρίως αντλησιοταμίευση) σε σχέση με την κατανάλωση δείχνει ότι, στην καλύτερη περίπτωση, μπορεί να εξομαλύνει τις αιχμές τοπικής ζήτησης. Η αύξηση στην παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας θα οδηγήσει αναπόφευκτα σε διακυμάνσεις, αποτέλεσμα του ότι η παραγωγή θα είναι μερικές φορές μεγαλύτερη από ότι η ζήτηση, κάτι που απαιτεί ικανότητες αποθήκευσης της

ενέργειας που δεν συνάδουν με τα μεγέθη αποθηκευτικής ικανότητας που είναι αυτή την στιγμή διαθέσιμες. Οι διάφοροι περιορισμοί των συμβατικών μεθόδων (κόστη, περιορισμένη ικανότητα αποθήκευσης, μερικές φορές μικρή ή και καθόλου δυνατότητα επέκτασης) αφήνει χώρο για μια άλλη τεχνολογία η οποία θα μπορούσε πιθανόν να υπερβεί τα προαναφερθέντα εμπόδια: μια τεχνολογία μετατροπής της ισχύος σε αέριο η οποία αποτελεί μια τεχνολογική καινοτομία όσον αφορά το θέμα της αποθήκευσης.

Η δυνατότητα αποθήκευσης είναι (σχεδόν) απεριόριστη: Το 2016, η Ευρωπαϊκή Κομισιόν όρισε την αποθήκευση της ενέργειας συμπεριλαμβάνοντας κάθε τεχνολογία προς μετατροπή του παραγόμενου ηλεκτρισμού σε κάποια άλλη μορφή. Ο ορισμός αυτός έδωσε την δυνατότητα στην προαναφερθείσα τεχνολογία να παίζει καθοριστικό ρόλο στην ρύθμιση των ροών ενέργειας και της αποθήκευσης.

## ***Αναφορές***

1. Global Wind Energy Council GWEC, Global Wind Statistics 2016, 2017.
2. IRENA (2016), Innovation Outlook: Offshore Wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
3. The United States Army War College, Space-Based Solar Power: A Technical, Economic and Operational Assessment, Jeffrey L. Caton, April 2015.
4. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi, Abschlussbericht KonStGas, Integration fluktuierende erneuerbarer Energien durch Konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen, Mai 2017.



### 3. Θεμελιώδεις αρχές της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο

Όταν η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση, τί μπορεί να γίνει με αυτήν την πλεονάζουσα ηλεκτρική ισχύ η οποία μπορεί να θεωρηθεί ως «δωρεάν»;

Αυτό είναι ένα ζήτημα στο οποίο η τεχνολογία Power To Gas (P2G) καλείται να δώσει λύσεις.

Η τεχνολογία P2G αποτελεί την χρήση της πλεονάζουσας ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας προς παραγωγή ενός καυσίμου η οποία μπορεί να αποθηκευτεί ή να χρησιμοποιηθεί άμεσα.

Ποιές είναι οι συνθήκες και οι τεχνολογίες που περιλαμβάνονται;

- Η σημαντική παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας
- Η παραγωγή σε ορισμένα χρονικά διαστήματα να υπερβαίνει την κατανάλωση
- Η άμεση παραγωγή καυσίμου με χρήση της συγκεκριμένης ενέργειας
- Η αποθήκευση, η χρήση ή η επεξεργασία του καυσίμου αυτού

Η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο είναι εφικτή χάριν της **ηλεκτρόλυσης** η οποία επιτρέπει τον διαχωρισμό του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο.

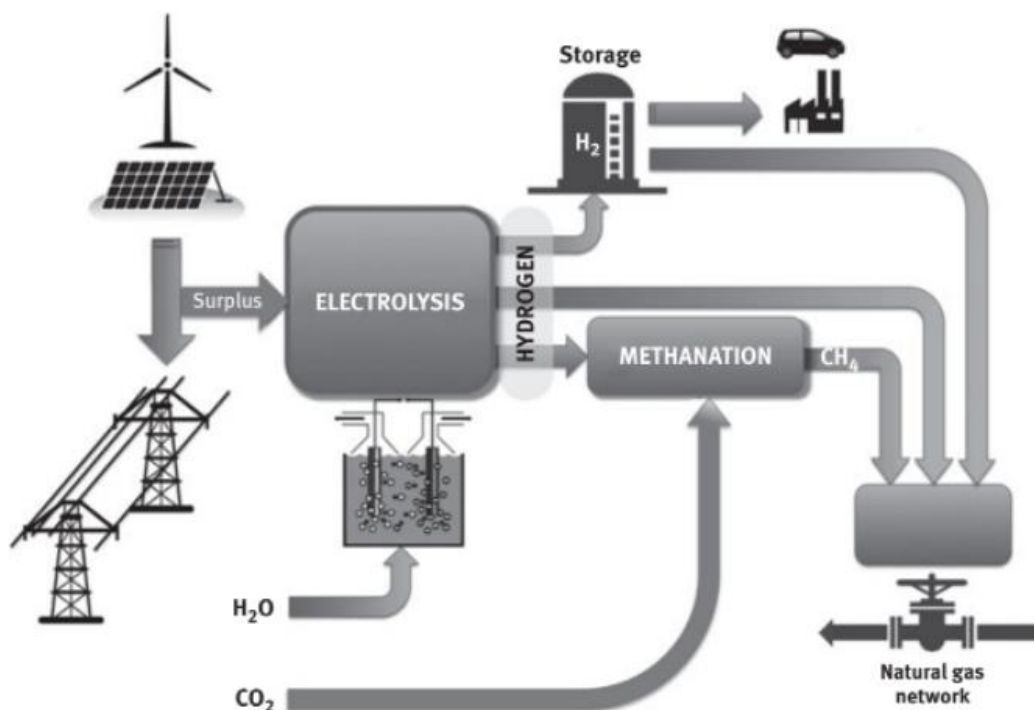
Όλα τα στοιχεία για την ιδέα του P2G είχαν ήδη γίνει αντιληπτά:

- Αιολική μηχανή προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- Συσκευή ηλεκτρόλυσης για μετατροπή σε υδρογόνο
- Αποθήκευσή του προς μελλοντική χρήση

#### 3.1 Θεμελιώδεις αρχές

Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται από μια **συσκευή ηλεκτρόλυσης**. Αυτή παράγει υδρογόνο και οξυγόνο τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν με διάφορους τρόπους:

- Απευθείας για την βιομηχανία (Βιομηχανία πετρωμάτων, χημική βιομηχανία, ηλεκτρονικά κλπ)
- Έγχυσή τους στο δίκτυο φυσικού αερίου
- Παραγωγή μεθανίου (CH<sub>4</sub>) από μεθανιοποίηση το οποίο τελικά θα εγχύεται στο δίκτυο φυσικού αερίου



Εικόνα 3.1: Σχηματική απεικόνιση τεχνολογίας Power to Gas (P2G).

Το υδρογόνο ή το μεθάνιο που παράγονται, με ανάμειξή τους με φυσικό αέριο, μπορούν να αποθηκεύονται σε δεξαμενές φυσικού αερίου.

### 3.2 Υδρογόνο

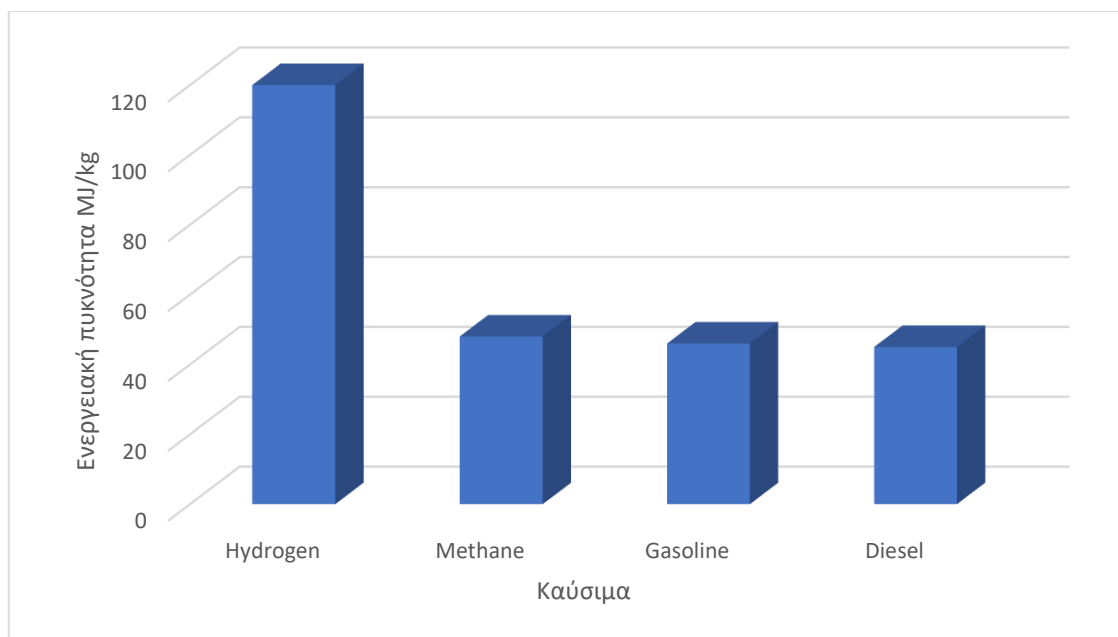
Το υδρογόνο ανακαλύφθηκε ως στοιχείο από τον Henry Cavendish το 1766. Ο Lavoisier ήταν αυτός που έδωσε το όνομα στο στοιχείο αυτό το 1788 (Hydrogenium) από το Ελληνικό «ύδρο» (hydro) και «γόνος» (gene). Το 1800, οι Βρετανοί Nicholson και Carlisle χρησιμοποίησαν για πρώτη φορά την ηλεκτρόλυση του νερού για την παραγωγή του. Υγροποιήθηκε από τον James Dewar το 1898.

Το υδρογόνο είναι το απλούστερο στοιχείο: το άτομό του αποτελείται από έναν πυρήνα σχηματισμένο από ένα πρωτόνιο γύρω από το οποίο περιστρέφεται ένα ηλεκτρόνιο.

Το υδρογόνο είναι μια πηγή ενέργειας, αποτελεί όμως έναν **φορέα ενέργειας**. Αν και είναι το πιο διαδεδομένο στοιχείο στο διάστημα, πρακτικά δεν βρίσκεται σε ελεύθερη μορφή στην γή.

#### 3.2.1 Ιδιότητες

Το υδρογόνο είναι το ελαφρύτερο στοιχείο (μοριακό βάρος = 2.016 g για 2.24 λίτρα κάτω από φυσιολογικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης) κάτι που αποτελεί πλεονέκτημα για τα μπαλόνια και τα ζέπελιν αλλά μειονέκτημα για την μεταφορά του και την αποθήκευσή του. Είναι ένα άχρωμο, άοσμο και μη τοξικό αέριο.



Διάγραμμα 3.4: Σύγκριση των ενεργειακών πυκνοτήτων

### 3.2.1.1 Η υψηλή ενεργειακή πυκνότητα

Σε σύγκριση με άλλα καύσιμα, το υδρογόνο περιέχει στην ίδια μάζα μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας (Διάγραμμα 3.4).

Παρόλα αυτά, η υψηλή ενεργειακή πυκνότητα του υδρογόνου αντιστοιχεί σε μεγάλες ποσότητες λόγω της χαμηλής πυκνότητάς του.

### 3.2.1.2 Χαμηλή πυκνότητα

Στην αέρια μορφή του, η πυκνότητά του είναι 0.0899 σε σύγκριση με τον αέρα (1 Nm<sup>3</sup> υδρογόνου ζυγίζει μόλις 89.9 g σε σύγκριση με τον αέρα που το αντίστοιχο βάρος είναι 1,204 g/Nm<sup>3</sup> και του φυσικού αερίου που είναι 651 g/Nm<sup>3</sup>). Υγροποιημένο σε μια θερμοκρασία -252.76 °C (20.39 °K) η πυκνότητά του είναι μόλις 70.79 g/L.

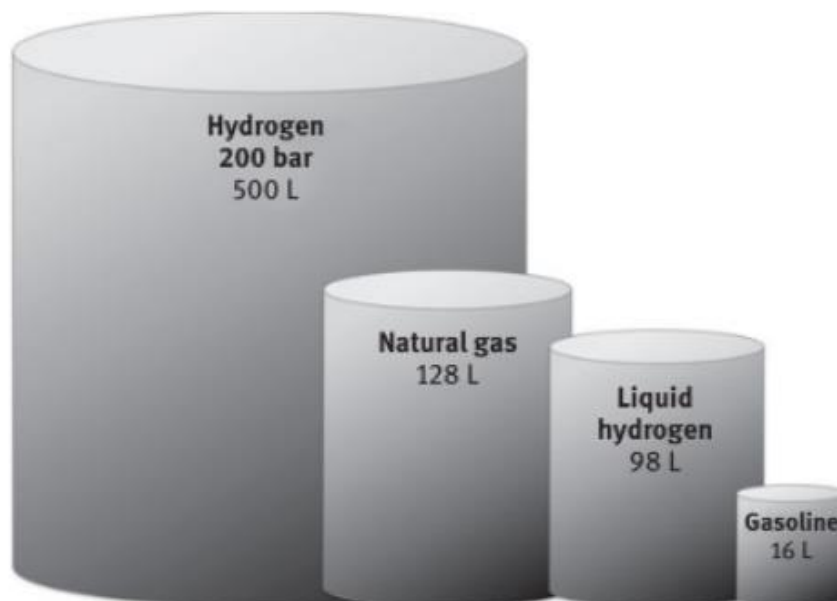
Τα δύο αυτά χαρακτηριστικά εξηγούν τις μεγάλες ποσότητες που απαιτούνται για την αποθήκευση ή την ειδική απομόνωση για τις δεξαμενές υγρού υδρογόνου. Επιπροσθέτως, η υγροποίηση του υδρογόνου απαιτεί μεγάλες ποσότητες ενέργειας (άνω του 40-50% του ενεργειακού του αποθέματος αναλόγως με την χωρητικότητα της μονάδος παραγωγής) (Πίνακας 3.1).

### 3.2.1.3 Οι μεγάλοι όγκοι αποθήκευσης που απαιτούνται

Για την ίδια ποσότητα τελικής ενέργειας (σε αυτήν την περίπτωση 250 kWh), στον Πίνακα 3.2 και το Σχήμα 3.5 παρουσιάζονται οι όγκοι που απαιτούνται προς αποθήκευση βενζίνης, φυσικού αερίου και υδρογόνου.

	<b>Βενζίνη</b>	<b>Φυσικό αέριο</b>	<b>Συμπιεσμένο Υδρογόνο(CGH<sub>2</sub>)</b>	<b>Υγροποιημένο Υδρογόνο(LH<sub>2</sub>)</b>
<b>Πίεση (bar)</b>	1	200	200	700
<b>Βάρος (kg)</b>	20	18	7	7
<b>Όγκος (L)</b>	16	128	500	98

Πίνακας 3.2: Σύγκριση των όγκων που απαιτούνται προς αποθήκευση των ίδιων ποσοτήτων ενέργειας.



Εικόνα 3.2: Σύγκριση των όγκων που απαιτούνται για την αποθήκευση της ίδιας ποσότητας ενέργειας.

Η αποθήκευση υδρογόνου σε δεξαμενές είναι σίγουρα δυνατή, αλλά για πολύ μεγάλες ποσότητες (χιλιάδες ή εκατομμύρια κυβικά μέτρα) η λύση αυτή είναι μη πρακτική.

### **Δεξαμενές υγρού υδρογόνου για οχήματα**

Το υγρό υδρογόνο δοκιμάστηκε να τροφοδοτήσει οχήματα με κυψέλες καυσίμου ή με θερμικές μηχανές. Η δεξαμενή του μοντέλου της BMW hydrogen 7 δοκιμάστηκε στα τέλη της δεκαετίας του 2000 περιέχοντας 8 κιλά υγρού υδρογόνου με συνολικό βάρος 168 κιλά, μια αναλογία 1:21. Ο όγκος της δεξαμενής ήταν περίπου 300 L.

### **3.2.2 Ασφάλεια**

Από την φωτιά που ξέσπασε στο αερόπλοιο Hindenburg το 1937 και έπειτα, αυτοί που δεν γνωρίζουν θεώρησαν το υδρογόνο ως κάτι το επικίνδυνο. Η αρνητική αντίληψη των ανθρώπων περί της ασφάλειας δεν θα πρέπει να αμεληθεί.

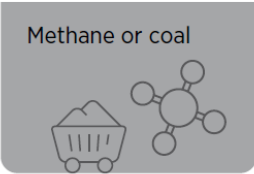



Σίγουρα δεν πρόκειται για μια τεχνολογία η οποία δεν εγκυμονεί κινδύνους, όπως άλλωστε συμβαίνει και στην περίπτωση και των υπολοίπων καυσίμων (βενζίνη, πετρέλαιο, φυσικό αέριο κλπ). Κάθε ένα καύσιμο, παρόλα αυτά, έχει τις δικές του ιδιαιτερότητες. Το υδρογόνο έχει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Μικρή ενέργεια ανάφλεξης (20 μJ συγκριτικά με τα 290 μJ του φυσικού αερίου)
- Σε περίπτωση διαρροής, το υδρογόνο αναφλέγεται πιο συχνά από ότι άλλα αέρια
- Το μικρό μέγεθος του μορίου του επιτρέπει να διαχέεται μέσα σε υλικά και να τα εξασθενεί
- Η ευφλεκτότητα κυμαίνεται μεταξύ 4% και 75%
- Η θερμοκρασία αυτανάφλεξης είναι υψηλή (585 βαθμούς κελσίου)

Τα χαρακτηριστικά αυτά δεν το καθιστούν ένα ακίνδυνο αέριο, δείχνουν όμως ότι το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί (κυρίως στην βιομηχανία) λαμβάνοντας φυσικά υπόψη τις ιδιαιτερότητές του.

### 3.2.3 Τεχνολογίες παραγωγής

Οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου διαφέρουν ως προς την κατάσταση της ανάπτυξης, την απαιτούμενη πρώτη ύλη και τους πόρους (φυσικό αέριο, πετρέλαιο, άνθρακας, βιομάζα, νερό) και τις σχετικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Συμβατικές μέθοδοι παραγωγής με μεγάλες, μικρές αλλά ακόμα και μηδενικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα αναφέρονται συχνά με τους χρωματικούς όρους «Γκρι», «Μπλέ», «Τυρκουάζ» και «Πράσινο». Συγκεκριμένα, στην Εικόνα 3.3 απεικονίζονται τόσο οι τρόποι με τους οποίους παράγεται το υδρογόνο

Color	<b>GREY</b> HYDROGEN	<b>BLUE</b> HYDROGEN	<b>TURQUOISE</b> HYDROGEN*	<b>GREEN</b> HYDROGEN
Process	SMR or gasification	SMR or gasification with carbon capture (85-95%)	Pyrolysis	Electrolysis
Source	Methane or coal 	Methane or coal 	Methane 	Renewable electricity 

Εικόνα 3.3: Τεχνολογίες παραγωγής Υδρογόνου (Πηγή: International Renewable Energy Agency, IRENA)

Σε μια μελλοντική οικονομία υδρογόνου, θα χρειαστούν διεργασίες βιομηχανικής κλίμακας για να ανταποκρίνονται στην υψηλή ζήτηση υδρογόνου και να μειώνουν τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις της παραγωγής υδρογόνου σε εύλογο χρονικό διάστημα. Κατά συνέπεια, η παρούσα εργασία επικεντρώνεται σε τεχνολογίες που είναι πιθανό να είναι κατάλληλες για την παραγωγή υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα στο εγγύς και

μεσοπρόθεσμο μέλλον, οι οποίες μάλιστα θα εκλύουν από ελάχιστους έως και μηδενικούς ρύπους.

Οι επιλεγμένες τεχνολογίες βασίζονται σε πρώτες ύλες με υφιστάμενο δίκτυο διανομής μεγάλης κλίμακας, όπως δηλαδή του φυσικού αερίου, και χαρακτηρίζονται από υψηλό επίπεδο τεχνολογικής ωριμότητας. Αυτό, από τεχνοοικονομική άποψη, είναι απόλυτα συμφέρον καθώς δεν θα χρειαστεί η δημιουργία από την αρχή ενός δικτύου διανομής υδρογόνου, κάτι που θα εκτόξευε το κόστος του εγχειρήματος κατά πολύ μεγάλο βαθμό.

Επιπλέον, οι τεχνολογίες παραγωγής υδρογόνου επιλέγονται έτσι ώστε να περιλαμβάνουν ένα δείγμα για κάθε ένα από τα χρώματα του υδρογόνου:

- Γκρι Υδρογόνο : Το Υδρογόνο που λαμβάνεται με αναμόρφωση υδρογονανθράκων, όπως το μεθάνιο, με ατμό
- Μπλέ υδρογόνο : Το Υδρογόνο που λαμβάνεται με αναμόρφωση υδρογονανθράκων, όπως το μεθάνιο, με δέσμευση και αποθήκευση του εκλυόμενου διοξειδίου του άνθρακα
- Τιρκουάζ Υδρογόνο : Το Υδρογόνο που λαμβάνεται με πυρόλυση μεθανίου
- Πράσινο Υδρογόνο : Το Υδρογόνο που λαμβάνεται με ηλεκτρόλυση νερού, ο ακρογωνιαίος λίθος της τεχνολογίας Power to Gas

Στις υποενότητες που ακολουθούν, παρουσιάζεται συνοπτικά η κάθε τεχνολογία παραγωγής υδρογόνου.

### 3.2.3.1 Γκρι Υδρογόνο

Το «Γκρι» υδρογόνο προέρχεται από το φυσικό αέριο και παράγεται από ορυκτά καύσιμα, καθιστώντας το τη λιγότερο ανανεώσιμη μορφή υδρογόνου. Το μεγαλύτερο μέρος του υδρογόνου που παράγεται σήμερα είναι «Γκρι» υδρογόνο. Είναι σχετικά φθηνό και χρησιμοποιείται συνήθως στη χημική βιομηχανία για την παρασκευή λιπασμάτων και για τη διύλιση πετρελαίου.

Το «Γκρι» υδρογόνο παράγεται με αναμόρφωση του φυσικού αερίου, μια τεχνική επεξεργασίας που χρησιμοποιείται για την αναδιάταξη της μοριακής δομής των υδρογονανθράκων. Σε αυτή τη διαδικασία, το μεθάνιο -το πρωταρχικό στοιχείο του φυσικού αερίου- αναμιγνύεται με ατμό σε υψηλή θερμοκρασία για να παραχθεί υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα μέσω μιας καταλυτικής χημικής αντίδρασης.

Σχεδόν 10 κιλά διοξειδίου του άνθρακα απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα για κάθε 1 κιλό γκρι υδρογόνου που παράγεται. Αυτή η υψηλή αναλογία παραγωγής CO<sub>2</sub> δίνει σε αυτή τη μορφή υδρογόνου την ονομασία «Γκρι».

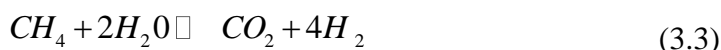
Το γκρι υδρογόνο θεωρείται ως μια «ενδιάμεση» εναλλακτική ενεργειακή λύση καθώς ο κόσμος απεξαρτάται από τα ορυκτά καύσιμα. Όμως, ο αντίκτυπός του στο κλίμα είναι συνολικά αρνητικός, όπως η γεώτρηση για πετρέλαιο ή η εξόρυξη άνθρακα.

### 3.2.3.2 Μπλέ Υδρογόνο

Το μπλε υδρογόνο είναι υδρογόνο που παράγεται από φυσικό αέριο με τη διαδικασία αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό, όπου το φυσικό αέριο αναμιγνύεται με πολύ θερμό ατμό και καταλύτη. Πραγματοποιείται μια χημική αντίδραση που λείπει ως προϊόντα υδρογόνο και μονοξείδιο του άνθρακα (3.1). Σε αυτό το μείγμα προστίθεται νερό, μετατρέποντας το μονοξείδιο του άνθρακα σε διοξείδιο του άνθρακα και περισσότερο υδρογόνο (3.2).



Οι δύο αυτές υπό-αντιδράσεις οδηγούν στην τελική αντίδραση που χαρακτηρίζει το «Μπλέ» υδρογόνο (3.3):



Εάν οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στη συνέχεια συλλεχθούν και αποθηκευτούν υπόγεια, η διαδικασία θεωρείται ουδέτερη ως προς τον άνθρακα και το υδρογόνο που προκύπτει ονομάζεται «Μπλε υδρογόνο».

Όμως, υπάρχει κάποια διαμάχη σχετικά με το μπλε υδρογόνο, επειδή η παραγωγή φυσικού αερίου οδηγεί αναπόφευκτα σε εκπομπές μεθανίου από τις λεγόμενες διαφυγόντες διαρροές, οι οποίες είναι διαρροές μεθανίου από τη διαδικασία γεώτρησης, εξόρυξης και μεταφοράς.

Το μεθάνιο δεν διαρκεί στην ατμόσφαιρα όσο το διοξείδιο του άνθρακα, αλλά είναι πολύ πιο ισχυρό ως αέριο του θερμοκηπίου. Σε διάστημα 100 ετών, ένας τόνος μεθανίου μπορεί να θεωρηθεί ισοδύναμος με 28 έως 36 τόνους διοξειδίου του άνθρακα, σύμφωνα με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας.

### 3.2.3.3 Τιρκουάζ Υδρογόνο

Μια νέα εναλλακτική λύση που από πολλές απόψεις βρίσκεται κάπως μεταξύ του μπλε και του πράσινου υδρογόνου είναι το λεγόμενο «τιρκουάζ» υδρογόνο το οποίο προέρχεται από την πυρόλυση του μεθανίου.

Όπως το γκρι και το μπλε υδρογόνο, το τυρκουάζ υδρογόνο χρησιμοποιεί επίσης μεθάνιο ως πρώτη ύλη, αλλά η διαδικασία κινείται με θερμότητα που παράγεται με ηλεκτρισμό και όχι με την καύση ορυκτών καυσίμων. Όπως το μπλε και το γκρι υδρογόνο, η πυρόλυση μεθανίου παράγει υδρογόνο και άνθρακα ως έξοδο, ωστόσο, σε αντίθεση με διαδικασία αναμόρφωσης των υδρογονανθράκων, ο άνθρακας είναι σε στερεή μορφή και όχι σε CO<sub>2</sub>. Κατά συνέπεια, δεν υπάρχει απαίτηση για αποθήκευση του παραγόμενου άνθρακα και αυτός μπορεί ακόμη και να χρησιμοποιηθεί σε άλλες εφαρμογές, όπως για παράδειγμα ως βελτιωτικό εδάφους ή για την κατασκευή ορισμένων προϊόντων, όπως τα ελαστικά. Όταν η ηλεκτρική ενέργεια που οδηγεί στην πυρόλυση είναι ανανεώσιμη, η διαδικασία είναι μηδενικού άνθρακα, ή ακόμη και αρνητικού άνθρακα εάν η πρώτη ύλη είναι βιομεθάνιο και όχι ορυκτό μεθάνιο (φυσικό αέριο).

#### 3.2.3.4 Πράσινο Υδρογόνο

Η τεχνολογία αυτή βασίζεται στην παραγωγή υδρογόνου μέσω μιας χημικής διαδικασίας γνωστής ως **ηλεκτρόλυση**. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιεί ηλεκτρικό ρεύμα για τον διαχωρισμό του υδρογόνου από το οξυγόνο του νερού. Εάν αυτή η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, θα παράγουμε, επομένως, ενέργεια χωρίς να εκπέμπουμε διοξείδιο του άνθρακα στην ατμόσφαιρα.

Όπως επισημαίνει ο Παγκόσμιος Οργανισμός Ενέργειας (International Energy Agency) σε σχετική μελέτη που διεξήχθη το 2020, αυτή η μέθοδος λήψης πράσινου υδρογόνου θα εξοικονομούσε τους 830 εκατομμύρια τόνους CO<sub>2</sub> που εκπέμπονται ετησίως όταν το αέριο αυτό παράγεται με τη χρήση ορυκτών καυσίμων. Ομοίως, η αντικατάσταση όλου του «Γκρί» υδρογόνου στον κόσμο θα απαιτούσε 3.000 TWh/έτος από νέες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ισοδύναμη με τη σημερινή ζήτηση της Ευρώπης.

Ωστόσο, υπάρχουν ορισμένες αμφιβολίες σχετικά με τη βιωσιμότητα του πράσινου υδρογόνου λόγω του υψηλού κόστους παραγωγής του, εύλογες αμφιβολίες που θα εξαφανιστούν καθώς θα προχωρά η σταδιακή απεξάρτηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνθρακα και, κατά συνέπεια, η παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας θα γίνεται φθηνότερη.

#### 3.2.4 Βιομηχανική παραγωγή

Η παγκόσμια παραγωγή υπολογίστηκε στους 85 εκατομμύρια τόνους το 2019 (σχεδόν 1,015 m<sup>3</sup>) που το 96% εξ' αυτών παρήχθη από μη ανανεώσιμες πηγές: φυσικό αέριο (50%), υγρούς υδρογονάνθρακες (30%) και άνθρακας (16%) ή ως ένα παραπροϊόν της χημικής βιομηχανίας (π.χ. παραγωγή χλωρίνης από ηλεκτρόλυση). Κάθε παραγόμενος τόνος συνεπάγεται παραγωγή 11 τόνων CO<sub>2</sub>. Μονάχα το 4% παράγεται από ηλεκτρόλυση, συνήθως από ηλεκτρισμό που παράγεται από μεγάλα φράγματα.



### **Αναμόρφωση υδρογονανθράκων**

Η αναμόρφωση του ατμού ή απλά αναμόρφωση περιλαμβάνει αντίδραση υδρογονωμένων χημικών ενώσεων (υδρογονάνθρακες όπως φυσικό αέριο, πετρέλαιο, βενζίνη ή αλκοόλες όπως η μεθανόλη κι η αιθανόλη) ή του άνθρακα με ατμό ή οξυγόνο σύμφωνα με την εξής αντίδραση (για υδρογονάνθρακες):



Περίπου το 95% του υδρογόνου χρησιμοποιείται στην πετρελαϊκή (αποθείωση) και την χημική βιομηχανία (παραγωγή αμμωνίας για λίπασμα ή μεθανόλη) και το υπόλοιπο είναι διαθέσιμο για εμπορικούς σκοπούς (εμπορικό υδρογόνο). Είναι επίσης το καύσιμο για διαστημικούς πυραύλους.

#### **3.2.3.1 Υδρογόνο και ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές**

Στις προηγούμενες υποενότητες του κεφαλαίου αυτού, έγινε κατανοητό πως οι μόνες δύο τεχνολογίες οι οποίες είναι σε θέση να παράξουν υδρογόνο με ελάχιστες ή ακόμα και καθόλου εκπομπές αερίων θερμοκηπίου είναι το Μπλέ και το Πράσινο Υδρογόνο. Ως εκ τούτου, στα επόμενα κεφάλαια της εργασίας θα παρουσιαστούν εφαρμογές ανά τον κόσμο όσον αφορά τις δύο αυτές τεχνολογίες και θα αξιολογηθούν τα αντίστοιχα αποτελέσματα.

Προς το παρόν, η μόνη μέθοδος για αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας είναι η παραγωγή υδρογόνου από ηλεκτρόλυση. Το υδρογόνο αυτό ανοίγει τον δρόμο, άμεσα ή έμμεσα, για πολλές χρήσεις στην βιομηχανία, τις μεταφορές και την ενέργεια σε όλους τους τομείς της οικονομίας.

## 4. Ηλεκτρόλυση

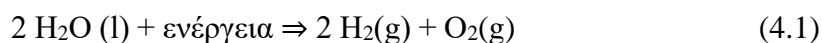
Η συνεχής ηλεκτρόλυση ανακαλύφθηκε το 1800 από τους βρετανούς Nicholson και Carlisle, προέρχεται από τις Ελληνικές λέξεις «ήλεκτρον» και «λύσις» και επιτρέπει την παραγωγή υδρογόνου σε μεγάλες ποσότητες. Η αναμόρφωση του φυσικού αερίου και των υδρογονανθράκων και η αεριοποίηση του άνθρακα το παραγκώνισαν, εκτός από χώρες στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια είναι άφθονη (όπως για παράδειγμα ο Καναδάς).

### 4.1 Βασικές αρχές

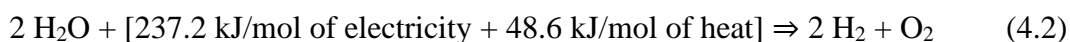
Το κύριο στοιχείο της τεχνολογίας P2G είναι η **μονάδα ηλεκτρόλυσης** η οποία επιτρέπει την παραγωγή υδρογόνου από την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια. Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης που χρησιμοποιούνται μπορούν να καταταχθούν σε δύο κύριες κατηγορίες: τις αλκαλικές (alkaline) και τις μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (proton exchange membrane - PEM), των οποίων τα χαρακτηριστικά θα αναλυθούν εις βάθος. Άλλες τεχνολογίες προς αξιολόγηση ή σε διαδικασία ανάπτυξης όπως για παράδειγμα η ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας.

### 4.2 Χημικές αντιδράσεις

Η αποσύνθεση του νερού με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά εφικτό τον διαχωρισμό του υδρογόνου και του οξυγόνου σύμφωνα με την παρακάτω αντίδραση:



Η ενέργεια που πρόκειται να προμηθευτεί για τον διαχωρισμό του νερού αποτελείται από ηλεκτρική και θερμική ενέργεια:

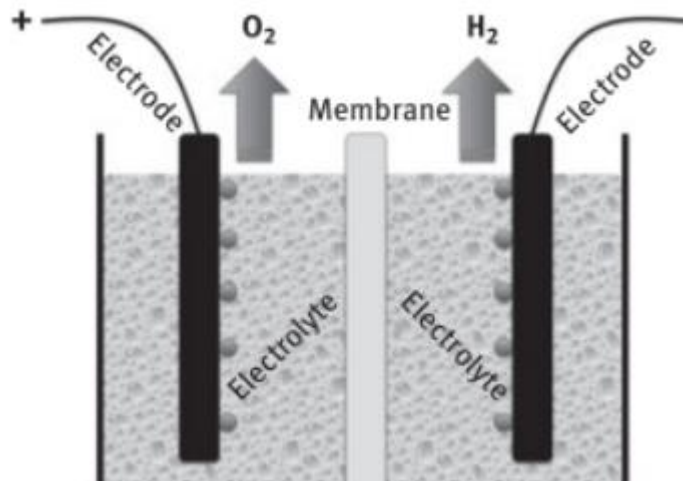
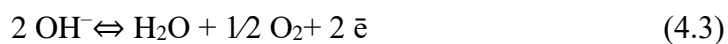


Η μονάδα ηλεκτρόλυσης αποτελείται από έναν ηλεκτρολύτη και δύο ηλεκτρόδια διαχωρισμένα από μια μεμβράνη ή ένα διάφραγμα.

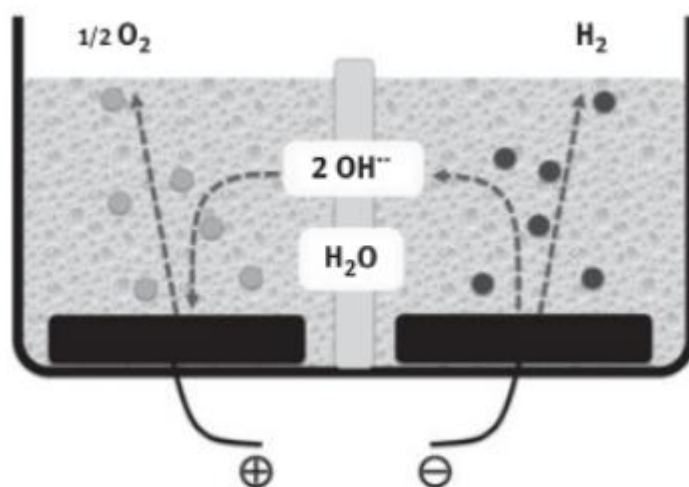
Σε ένα ηλεκτροχημικό κελί, το νερό διασπάται όταν μια συγκεκριμένη τιμή τάσης (κρίσιμη τιμή τάσης) εφαρμοστεί μεταξύ των δύο ηλεκτροδίων.

Σε κατάσταση ισορροπίας, υπάρχει πάντοτε μια μερική διάσπαση του νερού σε ιόντα υδρογόνου (H<sup>+</sup>) και υδροξυλίου (OH<sup>-</sup>). Σε αλκαλικό μέσο, τα ιόντα υδροξυλίου κυριαρχούν.

Στην άνοδο (θετικό ηλεκτρόδιο), τα ιόντα OH<sup>-</sup> διασπώνται σύμφωνα με την αντίδραση της οποίας το σταθερό δυναμικό είναι E<sub>0</sub> είναι ίσο με -0.4 V:



Σχήμα 4.1: Αρχή λειτουργίας ηλεκτρόλυσης.



Σχήμα 4.2: Αρχή λειτουργίας ενός ηλεκτροχημικού κελιού (αλκαλική ηλεκτρόλυση).

Στην κάθοδο (αρνητικό ηλεκτρόδιο), η αντίδραση που πραγματοποιείται με μια σταθερή διαφορά δυναμικού E<sub>0</sub> στα -0.827 V είναι η ακόλουθη:



Η ελάχιστη διαφορά δυναμικού που απαιτείται για τον διαχωρισμό του νερού είναι 1.227 V υπό κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης.

#### 4.2.1 Υπολογισμοί από θερμοδυναμικά δεδομένα

Οι κανόνες της θερμοδυναμικής επιτρέπουν την επεξήγηση των ηλεκτροχημικών φαινομένων.

Η ηλεκτρική και η θερμική ενέργεια μετατρέπονται σε “αποθηκευμένη” χημική ενέργεια σε προϊόντα υδρογόνου και οξυγόνου. Η ενέργεια που απαιτείται για την αποσύνθεση του νερού είναι η ενθαλπία  $\Delta H$  του σχηματισμού του νερού (285.84 kJ/mol υπό κανονικές συνθήκες). Μόνο η ελεύθερη ενέργεια  $\Delta G$ , γνωστή και ως ελεύθερη ενέργεια του Gibbs, πρόκειται να προμηθευτεί στα ηλεκτρόδια σε ηλεκτρική μορφή. Η υπόλοιπη ενέργεια που αναπαριστάται από την θερμική ενέργεια ως μια λειτουργία της θερμοκρασίας και της διαφοράς εντροπίας  $\Delta S$ . Η διαφορά της ενθαλπίας δίνεται από την σχέση  $\Delta G_0 = \Delta H_0 - T\Delta S_0$  (εξίσωση Gibbs-Helmholtz).

Η ενθαλπία ενός συστήματος ανταποκρίνεται στην συνολική ενέργεια του συστήματος. Η εντροπία χαρακτηρίζει τον βαθμό της αταξίας ενός συστήματος.

Διαφορετικές εξισώσεις ελέγχουν την ισορροπία του συστήματος H<sub>2</sub> – O<sub>2</sub> / H<sub>2</sub>O και καθιστούν εφικτό τον υπολογισμό του ελάχιστου δυναμικού που απαιτείται για την ηλεκτρόλυση από θερμοδυναμικά δεδομένα υπό σταθερή πίεση και θερμοκρασία:

$$E_{\text{cell}} = \frac{-\Delta G}{nF}$$

όπου το  $\Delta G_0$  αποτελεί την ελεύθερη ενέργεια του Gibbs, ο συντελεστής  $n$  τον αριθμό των ηλεκτρονίων και το  $F$  την σταθερά Faraday.

Η εξίσωση των Gibbs - Helmholtz  $\Delta G_0 = \Delta H_0 - T\Delta S_0$  επιτρέπει τον καθορισμό, από τα διαθέσιμα δεδομένα για τα στοιχεία που συμπεριλαμβάνονται στην αντίδραση (την ενθαλπία του σχηματισμού του νερού είναι  $\Delta H_0 = 285.84$  kJ/mol και η εντροπία entropy  $\Delta S_{\text{tot}} = 0.163$  kJ/mol), την ελάχιστη θεωρητικά τάση για την εκκίνηση της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης (ανάστροφη τάση) η οποία είναι 1.277 V υπό πίεση 1 bar και θερμοκρασία 298 K (25°C).

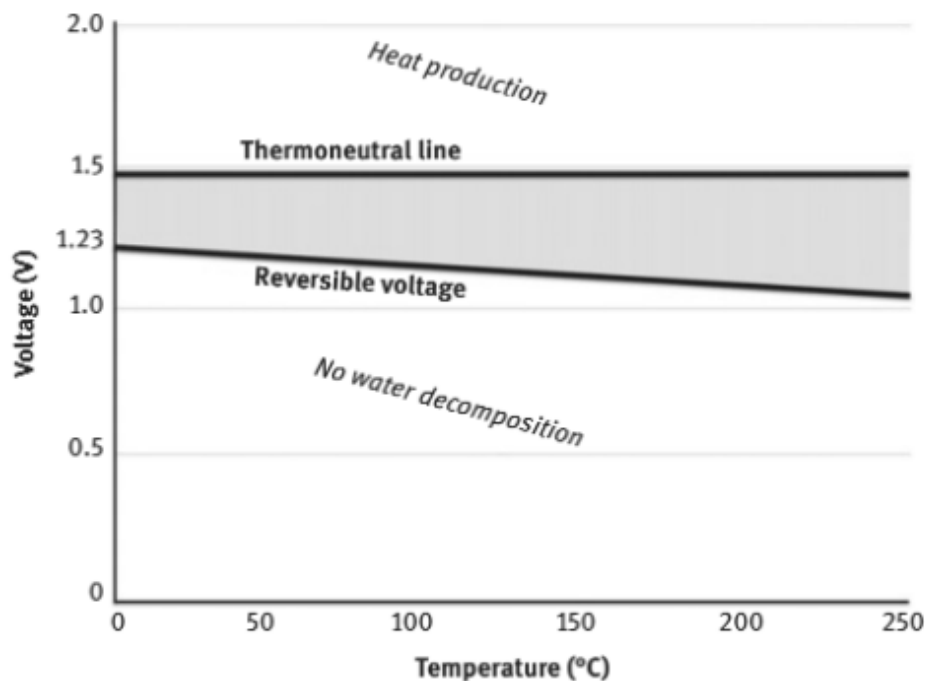
Χωρίς την πρόσθεση ή την παραγωγή θερμικής ενέργειας (αδιαβατικές συνθήκες), η ελάχιστη ισόθερμη τάση διάσπασης του νερού (θερμοουδέτερη τάση), η οποία επίσης μπορεί να υπολογιστεί από τα θερμοδυναμικά δεδομένα, είναι 1.48 V υπό κανονικές συνθήκες (1 bar και 298 K) (Πίνακας 4.1).

Η θερμοκρασία και η τάση που εφαρμόζεται επηρεάζει τον τύπο της αντίδρασης και της παραγωγής υδρογόνου.

Η ανάστροφη τάση  $V_{\text{rev}}$  με δεδομένες θερμοκρασίες και πιέσεις ορίζεται από την εξίσωση του Nernst:

$$V_{\text{rev}} = V_0 + \frac{RT}{2F} \times \ln \frac{P_{\text{H}_2} P_{\text{O}_2}^{1/2}}{P_{\text{H}_2\text{O}}}$$

όπου το  $P_{\text{H}_2}$ , το  $P_{\text{O}_2}$  και το  $P_{\text{H}_2\text{O}}$  ορίζονται ως οι πιέσεις της μονάδας ηλεκτρόλυσης και  $V_0$  η ανάστροφη τάση υπό κανονικές συνθήκες. Η εικόνα 4.4 παρουσιάζει την ανάστροφη τάση συναρτήσει της πίεσης σε διαφορετικές θερμοκρασίες.



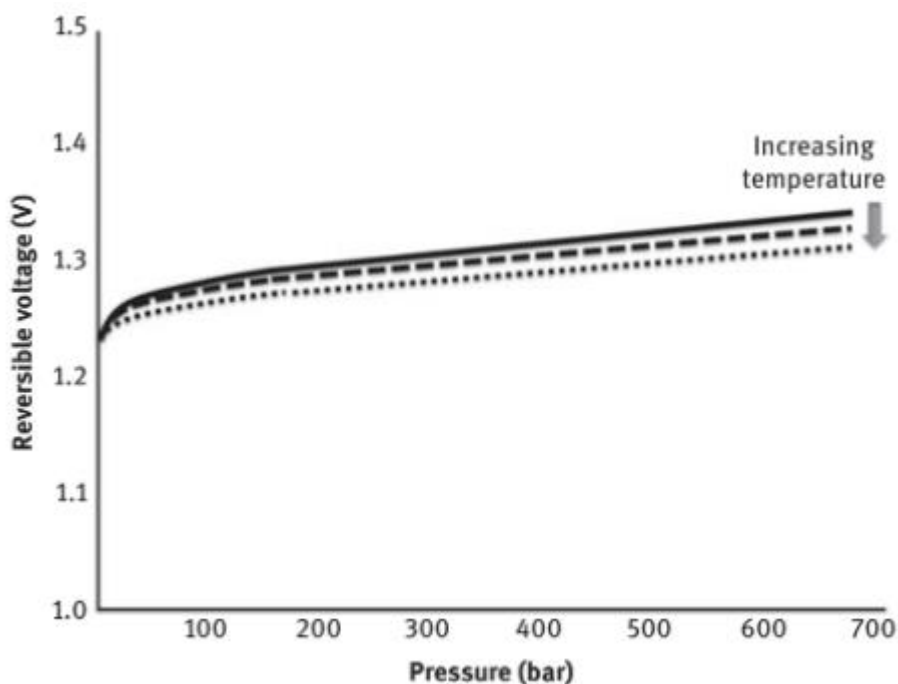
Διάγραμμα 4.3: Επιρροή της θερμοκρασίας και της τάσης στις παραμέτρους της ηλεκτρόλυσης (για ιδανικό κελί).

Ανάλογα με την θερμοκρασία στην οποία πραγματοποιείται η ηλεκτρόλυση (Εικόνα 4.5), διακρίνονται τρεις ζώνες: μια στην οποία δεν μπορεί να παραχθεί υδρογόνο, μια στην οποία η αντίδραση είναι ενδόθερμη (απαιτείται η παροχή θερμότητας για την πραγματοποίησή της) και η τελευταία στην οποία η αντίδραση είναι εξώθερμη (παραγωγή θερμότητας). Κατά μήκος της θεμοουδέτερης γραμμής δεν απαιτείται ούτε η παροχή θερμικής ούτε ψυκτικής ισχύος.

Οι πραγματικές τάσεις λειτουργίας ποικίλουν και κυμαίνονται από 1.7V μέχρι και 2.0V. Αυτό ανταποκρίνεται σε μια απόδοση της τάξεως του 75-85%.

#### 4.2.2 Τάση λειτουργίας - πυκνότητα ρεύματος

Αν η τάση αποτελεί τον πλέον απαραίτητο παράγοντα στην παραγωγή υδρογόνου υπό τις βέλτιστες συνθήκες, το εφαρμοζόμενο ρεύμα παίζει ρόλο στην ποσότητα του υδρογόνου που παράγεται (Εικόνα 4.6).



Εικόνα 4.4: Επιρροή της πίεσης στις παραμέτρους της ηλεκτρόλυσης (για ιδανικό κελλί).

#### 4.2.3 Παράμετροι λειτουργίας

Πολλοί είναι οι παράγοντες που επιδρούν στην λειτουργία της μονάδας ηλεκτρόλυσης και συνεπώς την παραγωγή υδρογόνου. Ανάλογα με την τεχνολογία που χρησιμοποιείται, οι παράγοντες αυτοί είναι οι ακόλουθοι:

- Θερμοκρασία
- Πίεση
- Ηλεκτρική αντίσταση του ηλεκτρολύτη (ή αγωγιμότητα)
- Ποιότητα ηλεκτρολύτη (προσμίξεις, μειωμένη καθαρότητα κλπ)
- Συγκέντρωση του ηλεκτρολύτη (ιξώδες)
- Ροή του ηλεκτρολύτη
- Υλικά των ηλεκτροδίων (ηλεκτρική αγωγιμότητα, χημική αντίσταση κλπ)
- Απόσταση μεταξύ των ηλεκτροδίων
- Μέγεθος και ευθυγράμμιση των ηλεκτρολυτών
- Αέριες φυσαλίδες στην επιφάνεια των ηλεκτροδίων
- Υλικό μεμβράνης
- Τύπος ρεύματος

Κατά τη διάρκεια της ηλεκτρόλυσης, το νερό καταναλώνεται και και θα πρέπει να υπάρξει πρόσθεση επιπλέον νερού προκειμένου να διατηρηθούν οι ίδιες συγκεντρώσεις του ηλεκτρολύτη για την ηλεκτρόλυση σε ένα αλκαλικό μέσο. Επίσης, η κυκλοφορία του νερού στο διάλυμα νερού/ηλεκτρολύτη θα πρέπει να καθιστά εφικτή την απομάκρυνση των φυσαλίδων αερίων υδρογόνου και οξυγόνου που σχηματίζονται την επιφάνεια των ηλεκτροδίων και προαιρετικά να ομογενοποιεί την συγκέντρωση του διαλύματος.

#### 4.2.4 Απόδοση κυψέλης

Η ηλεκτρική απόδοση μιας κυψέλης μπορεί να υπολογιστεί σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$\eta_{\text{electrical}} (\%) = \frac{U_{\text{anode}} - U_{\text{cathode}}}{U_{\text{cell}}}$$

---

#### Ποιά τιμή θερμότητας να υπολογίζω;

Η ανώτερη θερμική τιμή (Higher Heating Value - HHV) συμπεριλαμβάνει όλη την ενέργεια που απελευθερώνεται από μια αντίδραση μεταξύ της αρχικής και της τελικής κατάστασης στην ίδια θερμοκρασία (συνήθως 25 βαθμούς Κελσίου). Θα πρέπει αυτή, επομένως, να χρησιμοποιείται για υπολογισμό της απόδοσης.

---

Άλλη μια έκφραση είναι η απόδοση Faraday:

$$\eta_{\text{Faraday}} = \frac{\Delta G}{\Delta G + \text{losses}}$$

Μπορεί επίσης να εκφραστεί συναρτήσει της θερμικής απόδοσης:

$$\eta_{\text{thermal}} = \frac{\Delta H}{\Delta G + \text{losses}}$$

#### Χρήση της κατώτερης θερμικής τιμής;

Αναλόγως της τελικής εφαρμογής, θα πρέπει να υπολογίζεται είτε η ανώτερη θερμική τιμή (HHV - 285 kJ/mol) ή η κατώτερη θερμική τιμή (LHV - 241.8 kJ/mol).

Για την ηλεκτρολύση που χρησιμοποιεί νερό σε υγρή μορφή, θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη η ανώτερη θερμική τιμή για τον υπολογισμό της απόδοσης.

Εάν η θερμότητα της συμπύκνωσης του νερού δεν λαμβάνεται υπόψη, θα πρέπει να χρησιμοποιείται η κατώτερη θερμική ισχύς. Για τάση κελιού 1.8 V, για παράδειγμα, οι αντίστοιχες τιμές απόδοσης είναι:

- 1.48/1.8 V = 0.82 (82%) λαμβάνοντας την ανώτερη θερμιδική τιμή
- 1.23/1.8 V = 0.69 (69%) λαμβάνοντας την κατώτερη θερμιδική τιμή

Καθώς το σύστημα δεν είναι ιδανικό, άλλου είδους απώλειες και καταναλώσεις από βοηθητικό εξοπλισμό (αντλίες, συστήματα ελέγχου κλπ) θα πρέπει επίσης να λαμβάνονται υπόψη.

Η πραγματική απόδοση είναι επίσης μια εξίσωση του τύπου και του μεγέθους της μονάδας ηλεκτρόλυσης.

#### 4.2.5 Ενέργεια διάσπασης του νερού

Πόση ενέργεια απαιτείται για την διάσπαση του νερού; Αν και τα θερμοδυναμικά δεδομένα μπορούν να δώσουν θεωρητικές τιμές, τα διάφορα παρασιτικά φαινόμενα (π.χ. αντίσταση των διαφόρων στοιχείων) καθώς επίσης και ο βοηθητικός εξοπλισμός απαιτούν μεγαλύτερη ενέργεια.

Η θεωρητική απόδοση μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης αντιστοιχεί στην ανώτερη θερμική τιμή του υδρογόνου, η οποία υπό φυσιολογικές συνθήκες (298 K και 1 bar) απαιτεί 3.54 kWh/Nm<sup>3</sup> ή 39.4 kWh/kg (υποθέτοντας ότι όλη η θερμότητα της διάσπασης του νερού ανακτάται και η τελική θερμοκρασία του νερού είναι ίση με την αρχική θερμοκρασία).

Η ύπαρξη φυσικών παραμέτρων όπως η δομή των υλικών, η εσωτερική διάταξη, η γήρανση συγκεκριμένων εξαρτημάτων, ο βοηθητικός εξοπλισμός (αντλίες, συμπιεστές κλπ) σημαίνει ότι η πραγματική απαιτούμενη ενέργεια για την διάσπαση είναι μεγαλύτερη της θεωρητικής τιμής.

Για 75% απόδοση, η ενέργεια που απαιτείται σε θεωρητικό επίπεδο είναι 4.7 kWh/Nm<sup>3</sup> ή 52 kWh/kg.

#### 4.2.6 Κατανάλωση νερού

Η θεωρητική ποσότητα νερού που απαιτείται για την ηλεκτρόλυση δίνεται από την εξής αντίδραση:



Για 1 mol παραγόμενου υδρογόνου (22.4 L) η ποσότητα του νερού που απαιτείται θα είναι 18 g ή 18 cm<sup>3</sup>.

Όγκος υδρογόνου (m <sup>3</sup> )	Όγκος νερού
100	80400 L
1000	804 m <sup>3</sup>
1000000	804000 m <sup>3</sup>

Πίνακας 4.2: Ποσότητα νερού που απαιτείται συναρτήσει με τον όγκο υδρογόνου

Οι αριθμοί αυτοί παρουσιάζουν έναν παράγοντα στον οποίο σπάνια δίνεται η κατάλληλη σημασία, ο οποίος είναι η κατανάλωση νερού εάν λάβουμε υπόψη την πλεονάζουσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες τις επερχόμενες δεκαετίες.

Εάν η απαίτηση ενέργειας θεωρηθεί 5 kWh/Nm<sup>3</sup> υδρογόνου, ένα ετήσιο πλεόνασμα 1 TWh αντιστοιχεί σε παραγωγή 200 εκατομμυρίων m<sup>3</sup> υδρογόνου κάτι που συνεπάγεται απαίτηση τουλάχιστον 160 εκατομμυρίων m<sup>3</sup> νερού.

Για λόγους σύγκρισης, αυτό αντιστοιχεί ένα καθόλου αμελητέο ποσοστό της ετήσιας κατανάλωσης νερού μεγάλων πόλεων (το Τόκιο έχει 750, το Λονδίνο 440 και το Βερολίνο 220 εκατομμύρια m<sup>3</sup>).



Αναλόγως με την χώρα, η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια θα ξεπεράσει κατά πολύ την τιμή αυτή με αποτέλεσμα η κατανάλωση των ποσοτήτων νερού να είναι ακόμη μεγαλύτερες.

#### 4.2.6.1 Οι δύο κύριες οικογένειες μονάδων ηλεκτρόλυσης

Παρότι παραδοσιακά αποτελούσε ένα διάλυμα οξέος που κατέστη εφικτή την αναπαράσταση του φαινομένου αυτού, η αλκαλική ηλεκτρόλυση ήταν αυτή που χρησιμοποιήθηκε σε βιομηχανικό επίπεδο, επιτρέποντας στα χημικά που είναι ευκολότερα στην χρήση τους και λιγότερο βλαβερά για τα υλικά.

Άλλη μια τεχνολογία που αναπτύχθηκε αργότερα, βασισμένη στην χρήση συγκεκριμένων μεμβρανών στις οποίες τα πρωτόνια (H<sup>+</sup>) ανταλλάσσονται (PEM).

Ακολουθώντας την ανάπτυξη των κυψελών καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας, προκύπτει μια νέα τεχνολογία βασισμένη στην καινοτομία αυτή.

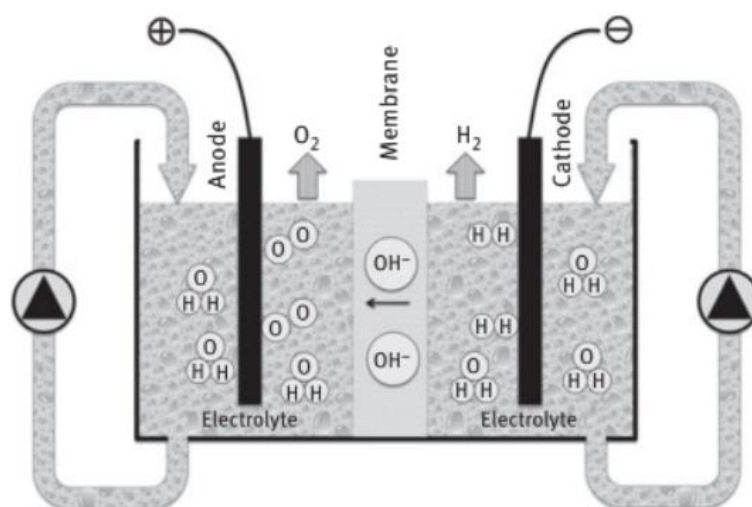
### 4.3 Αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης

Ο τύπος αυτός είναι ο παλαιότερος που χρησιμοποιείται σε βιομηχανικό επίπεδο και βασίζεται στην ύπαρξη αλκαλικού ηλεκτρολύτη. Πλεονεκτεί λόγω της μεγάλης χρήσης του κάτι που καθιστά την συγκεκριμένη τεχνολογία ως αξιόπιστη και ανταγωνιστική.

#### 4.3.1 Παράμετροι λειτουργίας

##### 4.3.1.1 Δομικά στοιχεία

Ένα ηλεκτρολυτικό κελί (Εικόνα 4.8) αποτελείται από ένα αλκαλικό διάλυμα, δύο ηλεκτρόδια και μια μεμβράνη (ή διάφραγμα) που επιτρέπει την διέλευση των ιόντων OH<sup>-</sup>



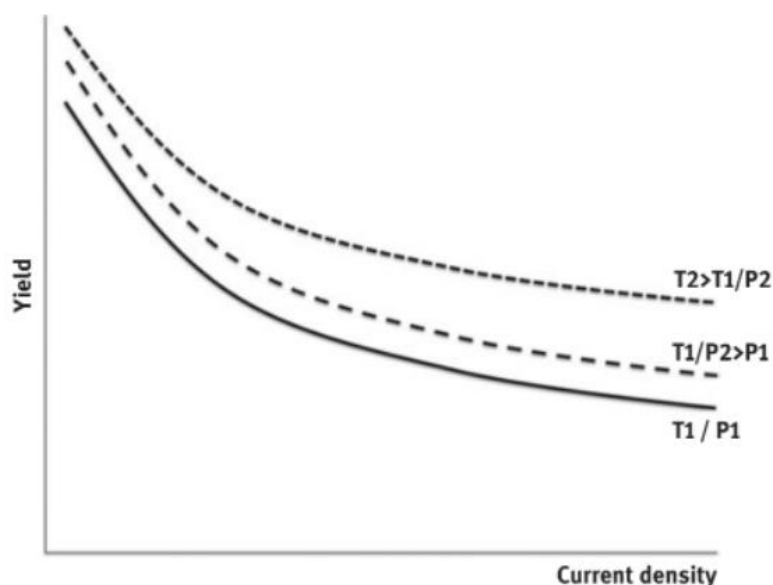
Εικόνα 4.8: Ένα τυπικό κελί μιας αλκαλικής μονάδας ηλεκτρόλυσης.

Ο πιο κοινά χρησιμοποιημένος ηλεκτρολύτης είναι το υδροξείδιο του καλίου (ΚΟΗ) το οποίο είναι περισσότερο αγώγιμο και λιγότερο βλαπτικό για από το υδροξείδιο του νατρίου, με μια συγκέντρωση μεταξύ 25% και 30%. Πρόσθετες ουσίες χρησιμοποιούνται προκειμένου να αυξηθεί η ιονική δραστηριότητα και να μειωθεί η δραστική ικανότητα του ηλεκτρολύτη.

Το διάφραγμα είναι κατασκευασμένο από πορώδη υλικά, τα οποία επιτρέπουν τα ιόντα OH<sup>-</sup> να κυκλοφορούν, διαχωρίζοντάς τα από το υδρογόνο και το οξυγόνο που σχηματίζονται. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται είναι είτε αμίαντος, είτε μικροπορώδη υλικά είτε νικέλιο. Θα χρειαστεί να σημειωθεί πως το διάφραγμα δεν θα πρέπει να έρχεται σε επαφή με τα ηλεκτρόδια. Τα ηλεκτρόδια (άνοδος και κάθοδος) είναι γενικά κατασκευασμένα από νικέλιο ή από κράματα αυτού (Ni/Fe, Ni/Co/Zn, Ni/Mo κλπ).

#### 4.3.1.2 Επιρροή της θερμοκρασίας και της πίεσης

Η εξίσωση των Gibbs - Helmholtz συμπεριλάμβανε την θερμοκρασία στον υπολογισμό της τάσης λειτουργίας. Είναι ένας παράγοντας ο οποίος επηρεάζει την απόδοση. Γενικότερα, η θερμοκρασία λειτουργίας για τις αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης ποικίλει μεταξύ 40 και 90 βαθμών κελσίου.



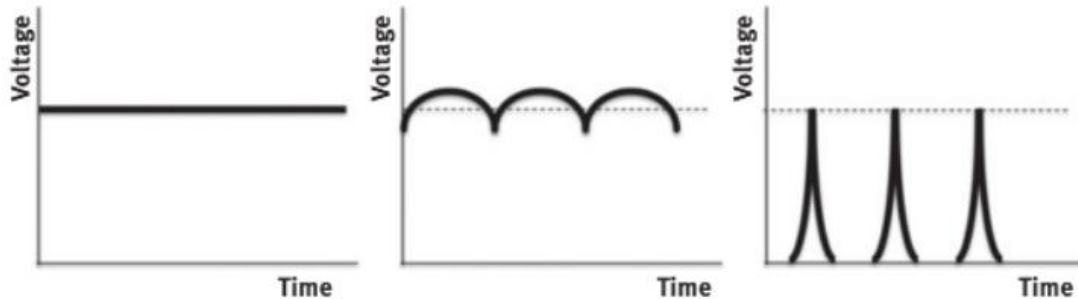
Διάγραμμα 4.9: Σχηματική απεικόνιση επιρροής της θερμοκρασίας και της πίεσης στην απόδοση.

Ανάλογα με την διαμόρφωσή τους, οι μονάδες ηλεκτρόλυσης μπορούν να παρέχουν υδρογόνο (και οξυγόνο) σε ατμοσφαιρική πίεση ή σε υψηλή πίεση άνω των 60 bar (πίνακας 4.3).

Η συνδυασμένη επιρροή των δύο αυτών παραμέτρων (πίεσης και θερμοκρασίας) φαίνονται στην εικόνα 4.9. Με δεδομένα σταθερή πυκνότητα ρεύματος, η πίεση έχει δευτερεύον ρόλο καθότι η απόδοση βελτιώνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας.

#### 4.3.1.3 Τύπος ρεύματος

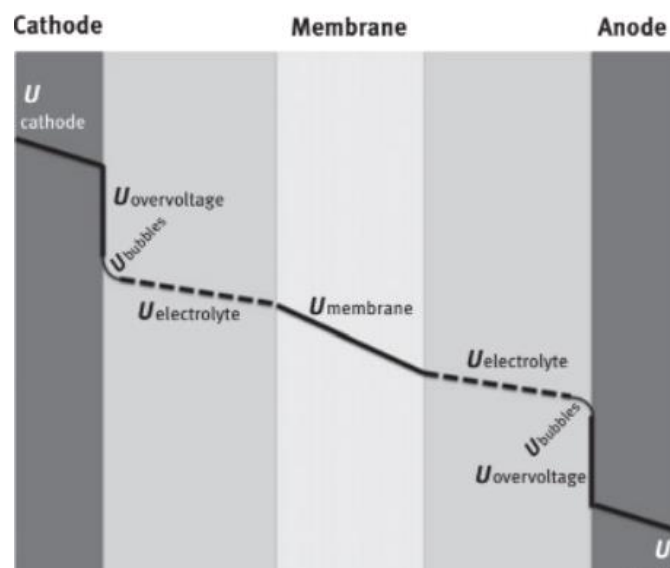
Το συνεχές ρεύμα (DC) που χρησιμοποιείται είναι γενικά σταθερό. Παρόλα αυτά, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και ένα ρεύμα μεταβλητού πλάτους ή ένα παλμικό ρεύμα (Εικόνα 4.10).



Εικόνα 4.10: Τύποι ρεύματος (DC τάση - Σταθερή DC κυματομορφή τάσης - DC τάση σύντομων παλμών).

#### 4.3.1.4 Πτώση τάσης

Η ηλεκτρόλυση αποτελεί ένα πολύπλοκο φαινόμενο λόγω των αναρίθμητων επιπέδων και αντιδράσεων που περιλαμβάνονται στην διαδικασία αυτή.



Εικόνα 4.11: Πτώσεις τάσης κατά μήκος της αλυσίδας.

Σχετικά με το ηλεκτροχημικό κομμάτι, οι πτώσεις τάσης σε κάθε επίπεδο και στα διάφορα εξαρτήματα συσσωρεύονται. Το σχήμα 4.11 απεικονίζει τις απώλειες αυτές:

- Απώλειες στην άνοδο και την κάθοδο
- Υπερτάσεις στην επιφάνεια των ηλεκτροδίων
- Απώλειες λόγω των αερίων φυσαλίδων
- Απώλειες λόγω του ηλεκτρολύτη
- Απώλειες λόγω της μεμβράνης

#### 4.3.1.5 Μόλυνση του αερίου

Όταν η μεμβράνη είναι εν μέρει διαπερατή από αέρια, αυτό οδηγεί στην διάχυση του οξυγόνου μέσα στον χώρο στον οποίο παράγεται το υδρογόνο και αντιστρόφως. Η καθαρότητα του υδρογόνου που παράγεται θα πρέπει γενικότερα να ξεπερνάει το 99.5%.

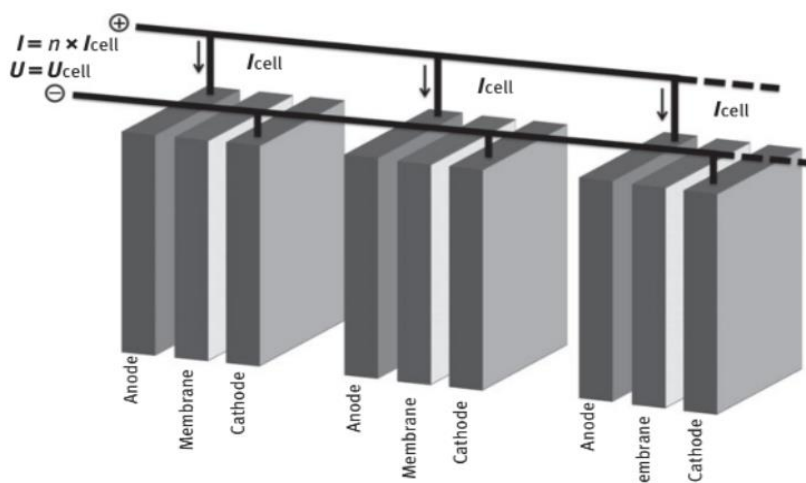
#### 4.3.2 Δομή αλκαλικών μονάδων ηλεκτρόλυσης

Τα ηλεκτρόδια και η μεμβράνη (ή το διάφραγμα) μπορούν να είναι δομημένα με ή χωρίς την ύπαρξη κάποιου κενού (gap zero).

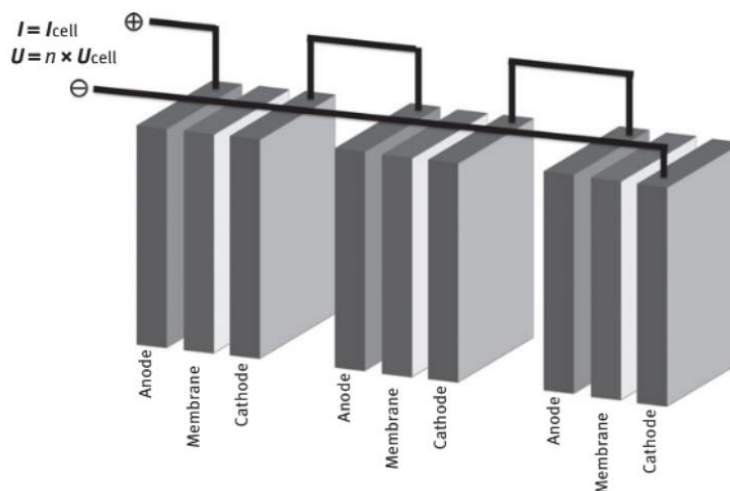
Η δομή της ομάδας κυψελών μπορεί να έχει δύο διατάξεις: μονοπολική και διπολική.

Στην μονοπολική δομή (Εικόνα 4.13), όλες οι άνοδοι και οι κάθοδοι τροφοδοτούνται απευθείας από πηγές ρεύματος οι οποίες παρέχουν ίδια τάση σε όλα τα κελιά.

Στην διπολική διάταξη (Εικόνα 4.14), τροφοδοτούνται άμεσα μονάχα τα τερματικά ηλεκτρόδια με ρεύμα και τάση αντίστοιχη με το άθροισμα των τάσεων κάθε κελιού.



Εικόνα 4.13: Μονοπολική διάταξη.



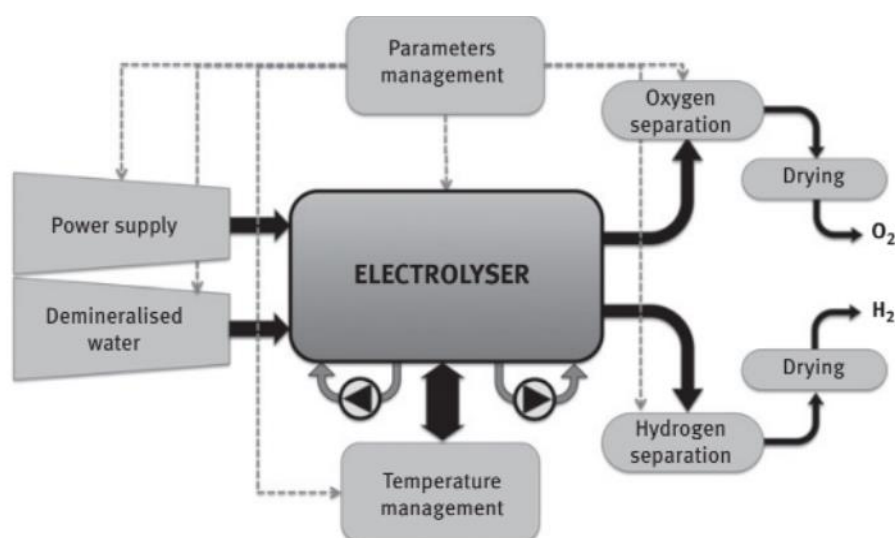
Εικόνα 4.14: Διπολική διάταξη.

Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης βιομηχανικού τύπου έχουν πρακτικά όλες υιοθετήσει την διπολική διάταξη η οποία επιτρέπει μεγαλύτερη πυκνότητα ρεύματος. Στον πίνακα 4.4 παρουσιάζονται οι δύο αυτές διατάξεις με τοποθέτηση των ηλεκτροδίων.

#### 4.3.3 Βοηθητικός εξοπλισμός μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης

Η μονάδα ηλεκτρόλυσης είναι συνδασμένη με εξοπλισμό (Εικόνα 4.16: Δομή μονάδας) που είναι απαραίτητος για βέλτιστη λειτουργία:

- Απομετάλλωση του νερού και της μονάδος τροφοδοσίας (αντλίες)
- Μονάδα διαχωρισμού του οξυγόνου από το υδρογόνο
- Μονάδες αποξήρανσης και των δύο αερίων
- Μονάδα ελέγχου θερμοκρασίας
- Συνεχή ισχύς (ρεύμα και τάση)
- Μονάδα ελέγχου και διαχείρισης των διαφόρων παραμέτρων



Σχήμα 4.16: Βοηθητικός εξοπλισμός μονάδας ηλεκτρόλυσης.

#### 4.3.4 Βιομηχανικός εξοπλισμός

##### 4.3.4.1 Ισχύς ηλεκτρόλυσης

Η ισχύς αυτή υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη την πυκνότητα ρεύματος, την παρεχόμενη τάση και τον αριθμό των κυψελών. Επιτρέπει την βελτιστοποίηση της σχεδίασης σύμφωνα με την ποσότητα υδρογόνου που πρόκειται να παραχθεί.

Οι πιο σημαντικές υπάρχουσες βιομηχανικές μονάδες που λειτουργούν συνεχώς, χρησιμοποιώντας συνήθως την υδροηλεκτρική ενέργεια μπορούν να παράξουν πάνω από 30,000 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή αμμωνίας και λιπασμάτων.

#### 4.3.4.2 Χρόνος εκκίνησης

Στην περίπτωση της ψυχρής εκκίνησης, οι αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης απαιτούν ένα χρονικό διάστημα άνω των 20 λεπτών προκειμένου να γίνουν λειτουργικές. Όσον αφορά την τεχνολογία μετατροπής της ισχύος σε αέριο, ο χρόνος εκκίνησης θα πρέπει ιδανικά να είναι μηδενικός προκειμένου να μην χαθεί ηλεκτρική ενέργεια σε περίπτωση που υπάρξει πλεόνασμα στην παραγωγή. Προς αποφυγή του περιορισμού αυτού, η απομόνωση της μονάδας προς διατήρηση της θερμοκρασίας άνω των 30 βαθμών κελσίου μπορεί να επιτρέψει την εκκίνησή της σε μερικά δευτερόλεπτα.

#### 4.3.4.3 Χρόνος ζωής

Για αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης, τα στοιχεία που φθείρονται είναι οι μεμβράνες και τα ηλεκτρόδια, τα οποία πρέπει συχνά να συντηρούνται. Αναλογικά με το μέγεθος της εγκατάστασης, τον τύπο της λειτουργίας (συνεχής ή όχι) και άλλες παραμέτρους, ο χρόνος ζωής μιας μονάδας ποικίλει από 50,000 μέχρι 90,000 ώρες.

#### 4.3.4.4 Αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης, μια δοκιμασμένη τεχνολογία

Οι αλκαλικές μονάδες ηλεκτρόλυσης έχουν μια μακρά εμπειρία όσον αφορά την βελτιστοποίηση της απόδοσής τους (υλικά που χρησιμοποιούνται, απόδοση, χρόνος ζωής, κόστος). Το διαθέσιμο εύρος ισχύος (άνω των μερικών MW) επιτρέπει την χρησιμοποίησή τους στην διερεύνηση της τεχνολογίας μετατροπής της ισχύος σε αέριο.

### 4.4 Μονάδες ηλεκτρόλυσης PEM (Ανταλλαγής πρωτονίων)

Ακολουθώντας την ανάπτυξη των κυψελών καυσίμου PEM (Proton Exchange Membrane - Μembrάνη Ανταλλαγής πρωτονίων) για διαστημικά προγράμματα των Ηνωμένων Πολιτειών, η General Electric έκανε χρήση της ίδιας τεχνολογίας για την κατασκευή μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης το 1966 (SPE - Solid Polymer Electrolyser). Τα πρώτα εμπορικά μοντέλα μεγάλης ισχύος (100 kW, 20 Nm<sup>3</sup> υδρογόνου ανά ώρα) κατασκευάστηκαν από την εταιρεία ABB το 1987.)

#### 4.4.1 Θεμελιώδεις αρχές

Μια μεμβράνη επικαλυμμένη από έναν καταλύτη διαχωρίζει την άνοδο από την κάθοδο (Εικόνα 4.20). Οι αντιδράσεις αποσύνθεσης του νερού πραγματοποιούνται στην άνοδο.

Το νερό αποσυντίθεται στην άνοδο:



Αφού περάσει μέσα από την μεμβράνη, τα πρωτόνια H<sup>+</sup> αντιδρούν με την κάθοδο προς δημιουργία ατόμων υδρογόνου:



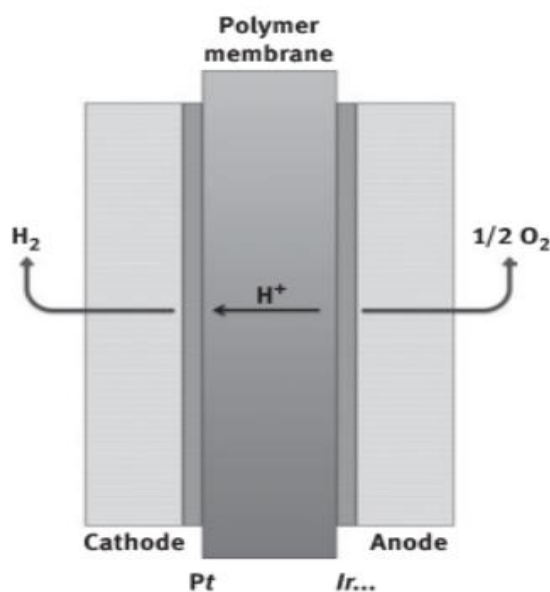
Ο πυρήνας της μονάδας ηλεκτρόλυσης PEM είναι η μεμβράνη PEM. Η αντίδραση είναι εξαιρετικά αργή και μόνο η χρήση καταλυτών επιταχύνει την διεξαγωγή της.

#### 4.4.2 Δομή μονάδων ηλεκτρόλυσης PEM

Το βασικό δομικό στοιχείο είναι η MEA (Membrane Electrode Assembly - Εικόνα 2.21). Αποτελείται από μια μεμβράνη πάχους περίπου 100-300 μm, επικαλυμμένο σε κάθε πλευρά με καταλύτη η κατασκευή του οποίου βασίζεται σε πολύτιμα μέταλλα (Πλατίνα, Ιρίδιο, Ρουθένιο) καθώς επίσης και τα ηλεκτρόδια (ή συλλέκτες ρεύματος).

Η μεμβράνη θα πρέπει να έχει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Υψηλή ιονική αγωγιμότητα σε S/cm για να επιτρέπεται η κυκλοφορία των πρωτονίων
- Χαμηλή διαπερατότητα σε αέρια, ειδικά στο υδρογόνο και το οξυγόνο, προκειμένου να αποφευχθεί η διάχυσή τους σε άλλα τμήματα.
- Πολύ καλή αντίσταση σε χημικά
- Πολύ καλή θερμική και μηχανική σταθερότητα
- Υψηλή διαπερατότητα στο νερό



Εικόνα 4.21: Δομή μιας κατασκευής μεμβράνης - ηλεκτροδίου

Η **μεμβράνη** είναι ένα υλικό που επιτρέπει την διέλευση των πρωτονίων υδρογόνου (H<sup>+</sup>). Η παλαιότερη είναι η Nafion που αναπτύχθηκε τη δεκαετία του 1960 από την Αμερικανική εταιρεία Du Pont de Nemours και είναι διαθέσιμη είτε σε μορφή σκόνης είτε φύλλων διαφόρων παχών.

Άλλες μεμβράνες έχουν αναπτυχθεί, είτε αυτής της οικογενείας συμπολυμερών είτε προκειμένου να είναι σε θέση να λειτουργούν σε υψηλότερες θερμοκρασίες (άνω των 100 βαθμών κελσίου). Αυτές βασίζονται στην οικογένεια της πολυβενζιμιδαζόλης ενισχυμένη με ένα οξύ (φωσφορικό ήθειικό οξύ) ή πυριδίνη. Το κόστος των μεμβρανών αυτών είναι

γενικά υψηλό. Το 2017, η μεμβράνη Nafion κόστιζε περισσότερα από 1,000 ευρώ/m<sup>2</sup> για πάχος 117 μm.

Η μεμβράνη αυτή είναι επικαλυμμένη με καταλύτη (π.χ. πλατίνα για την κάθοδο και ιρίδιο ή ρουθένιο για την άνοδο) με την μορφή πολύ λεπτών σωματιδίων προκειμένου να διαθέτει μια μεγάλη επιφάνεια επαφής.

Ο **συλλέκτης ρεύματος** σε επαφή με τον καταλύτη επιτρέπει την ροή ρεύματος και την απομάκρυνση των παραγόμενων αερίων (στρώση διάχυσης αερίου - gas diffusion layer). Θα πρέπει να είναι πορώδες, καλός ηλεκτρικός αγωγός, να έχει αντοχή στην οξείδωση και να απομακρύνει το παραγόμενο οξυγόνο.

Οι **διπολικές πλάκες** λειτουργούν ως ηλεκτρόδια και κυκλοφορητές νερού. Διαθέτουν κανάλια μέσα στα οποία τα στοιχεία κυκλοφορούν. Επίσης, διαχωρίζουν τα κελιά μεταξύ τους (Εικόνα 4.23).

Μια στοιχειώδης διάταξη κυψελών (ΜΕΑ, διανομείς ρεύματος, διπολική πλάκα) σχηματίζει μια στοίβα. Οι εμπορικοί ηλεκτρολύτες αποτελούνται από πολλές δεκάδες στοίβες.

#### 4.4.3 Υπόλοιπο εγκαταστάσεων

Όσον αφορά τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες, είναι όλοι βοηθητικοί γύρω από μια κυψέλη ή μια στοίβα (βλ. Σχήμα 4.16).

#### 4.4.4 Επίδραση του καταλύτη

Ο καταλύτης δρα ως επιταχυντής της διάσπασης του νερού. Είναι επομένως απαραίτητο να βελτιστοποιηθεί η συγκέντρωση (εκφρασμένη σε mg/cm<sup>2</sup> ή g/m μεμβράνης) στη δομή του (το λεπτότερο δυνατό μέγεθος σωματιδίων) και την κατανομή του στη μεμβράνη (ομοιογενής διασπορά).

Το υψηλό κόστος των καταλυτών έχει ως αποτέλεσμα τη μετάβαση σε όλο και πιο χαμηλά φορτία από λίγα mg/cm<sup>2</sup> σε λιγότερο από 1 mg/cm<sup>2</sup>, ο συμβιβασμός είναι η εξαιρετική καταλυτική ενεργοποίηση και σταθερότητα του καταλύτη με την πάροδο του χρόνου (με μια μικρή μείωση της απόδοσης). Ακόμη και αν αυτές οι φορτίσεις φαίνονται να είναι μικρές, οι οποίες μπορούν να φτάσουν σε αρκετά m<sup>2</sup>, αντιπροσωπεύουν ένα σημαντικό κόστος.

#### 4.4.4.2 Ομάδα πολύτιμων μετάλλων

Το μέταλλο που χρησιμοποιείται ως καταλύτης στην κάθοδο είναι η πλατίνα, προαιρετικά σε συνδυασμό με άλλα μέταλλα. Το μέταλλο αυτό παράγεται κυρίως στη Νότια Αφρική, τη Ρωσία και τον Καναδά. Η τιμή του είναι πολύ μεταβλητή (Εικόνα 4.26 σε δολάρια ΗΠΑ) και επηρεάζει έντονα την τιμή της ΜΕΑ. Συγκριτικά, τα τελευταία 10 χρόνια, η τιμή του χρυσού έχει ανέλθει στο μέγιστο των 1.900 δολαρίων ΗΠΑ ανά ουγγιά με μέσο όρο 1.200 δολάρια ΗΠΑ.



Για την άνοδο, το ρουθίνιο και κυρίως το ιρίδιο είναι πιο σταθερό ή τα οξειδιά τους που χρησιμοποιούν ως καταλύτες.

---

### **Αντικατάσταση της πλατίνας;**

Με την υψηλή και μεταβλητή τιμή της, η πλατίνα συμβάλλει στο υψηλότερο κόστος των ηλεκτρολυτών PEM. Για πολλά χρόνια, έχουν διεξαχθεί πολυάριθμες μελέτες για την εξεύρεση εναλλακτικής λύσης, χωρίς ωστόσο επιτυχία. Ενώ ορισμένα μέταλλα έχουν δείξει θετικά εργαστηριακά αποτελέσματα, οι καταλυτικές τους ιδιότητες μειώνονται ταχέως με την πάροδο του χρόνου (μερικές εκατοντάδες ώρες στην καλύτερη περίπτωση). Οι εργασίες στη βιομηχανία προσανατολίζονται μάλλον προς μια μείωση του φορτίου των πολύτιμων μετάλλων με παράλληλη διατήρηση της καταλυτικής δραστηριότητας για μεγάλο χρονικό διάστημα.

---

## **4.4.5 Παράμετροι λειτουργίας**

Όπως και με τον αλκαλικό ηλεκτρολύτη, παράγοντες όπως η θερμοκρασία και η πίεση επηρεάζουν την απόδοση του ηλεκτρολύτη PEM.

### **4.4.5.1 Θερμοκρασία**

Για δεδομένη τάση, η παραγωγή υδρογόνου αυξάνεται με τη θερμοκρασία. Είναι σημαντικό, ωστόσο, να μην υπερβαίνουμε ένα ορισμένο όριο που εξαρτάται από τη φύση της μεμβράνης, ώστε να μην την υποβαθμίσουμε. Γενικά, η θερμοκρασία παραμένει μεταξύ 70 και 90 °C.

### **4.4.5.2 Πίεση**

Οι ηλεκτρολύτες τύπου PEM μπορούν να παρέχουν απευθείας υδρογόνο υπό υψηλές πιέσεις (πάνω από 100 bar).

### **4.4.5.3 Πυκνότητα ρεύματος**

Οι ηλεκτρολύτες τύπου PEM μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε υψηλότερες πυκνότητες ρεύματος από τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες, επιτρέποντας έτσι υψηλότερη παραγωγή υδρογόνου. Οι πυκνότητες μπορούν να φτάσουν αρκετά A/cm<sup>2</sup> ανάλογα με τις παραμέτρους, συμπεριλαμβανομένου του πάχους της μεμβράνης.

### **4.4.5.4 Περιοχή μεμβράνης**

Αυτή η παράμετρος καθορίζει τον όγκο παραγωγής υδρογόνου επηρεάζοντας την εφαρμοζόμενη πυκνότητα ρεύματος ανά μονάδα επιφάνειας της μεμβράνης (σε A/cm<sup>2</sup> ή A/m<sup>2</sup>). Αυτή η πυκνότητα ρεύματος πρέπει να βελτιστοποιηθεί για να επιτευχθεί τόσο

υψηλή παραγωγή υδρογόνου όσο και για να υπάρξει μέγιστη διάρκεια ζωής της μεμβράνης και των καταλυτών.

#### 4.4.5.5 Απόδοση του ηλεκτρολύτη

Όπως και για την αλκαλική ηλεκτρόλυση, όπου οι θερμοδυναμικές παράμετροι της διάσπασης του νερού είναι πανομοιότυπες, η θεωρητική ελάχιστη ενέργεια διάσπασης κατά μήκος της θερμοουδέτερης καμπύλης είναι 3,54 kWh/Nm<sup>3</sup> υδρογόνου, αν ληφθεί υπόψη η HHV.

Η απαιτούμενη ενέργεια εξαρτάται επίσης από τη μέγιστη παραγωγική ικανότητα του ηλεκτρολύτη. Γενικά, κυμαίνεται μεταξύ 5 και 8 kWh/Nm<sup>3</sup> ανάλογα με τη χωρητικότητα των μονάδων. Σε ατμοσφαιρική πίεση, το υδρογόνο παράγεται με καθαρότητα άνω του 99,995%.

#### 4.4.5.6 Διάρκεια ζωής

Τα στοιχεία που υποβαθμίζονται είναι η μεμβράνη και οι καταλύτες (τα σωματίδια συνδυάζονται μειώνοντας την καταλυτική απόδοση). Το 2017, η διάρκεια ζωής υπερβαίνει τις 40.000 ώρες σε συνεχή λειτουργία.

#### 4.4.6 Βιομηχανικός εξοπλισμός

Εδώ παρουσιάζονται μόνο ορισμένοι προμηθευτές ηλεκτρολυτών PEM μεγάλης ισχύος, συμβατών με το σενάριο ισχύς σε καύσιμο.

Ο Siemens Silyzer 200) με ισχύ 1.25 MW μπορεί να παράγει υδρογόνο υπό πίεση 35 bar.

Η Proton OnSite (ΗΠΑ) έχει αναπτύξει έναν αρθρωτό ηλεκτρολύτη ισχύος 1 ή 2 MW. Ο 1 MW μοντέλο με τον βοηθητικό εξοπλισμό του καταλαμβάνει ένα δοχείο 12,2 μέτρων (40 ποδιών) και μπορεί να Ο Siemens Silyzer 200 (Εικόνα 4.27 και Πίνακας 4.5) με ισχύ 1,25 MW μπορεί να παράγει υδρογόνο υπό πίεση 35 bar.

Ο ηλεκτρολύτης Silyzer 300 με ισχύ 6 MW αξιολογήθηκε στην Αυστρία στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού έργου H2Future πριν από την εμπορική διάθεση το 2018. Το υδρογόνο που παράγεται χρησιμοποιείται από τη χαλυβουργία Voestalpine.

Η Proton OnSite (ΗΠΑ) έχει αναπτύξει έναν αρθρωτό ηλεκτρολύτη ισχύος 1 ή 2 MW. Ο 1 MW μοντέλο με τον βοηθητικό εξοπλισμό του καταλαμβάνει ένα δοχείο των 12,2 μέτρων (40 ποδιών) και μπορεί να παράγει έως και 200 m<sup>3</sup> υδρογόνου ανά ώρα.

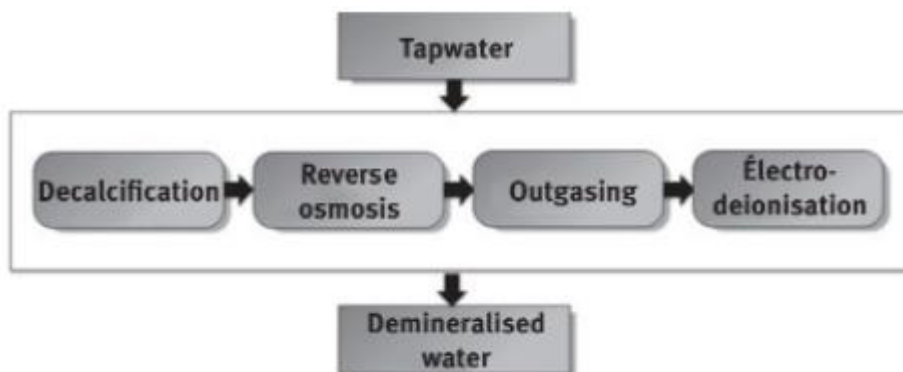
Η στοίβα ηλεκτρολύτη PEM υψηλής ισχύος της Hydrogenics (Εικόνα 4.28) μπορεί να παράγει έως 285 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου κάτω από 40 bar. Έχει διαστάσεις 1,00 × 0,80 × 0,55 m.

Η Hydrogenics στον Καναδά, η ITM Power στη Μεγάλη Βρετανία, η AREVA H<sub>2</sub> Gen στη Γαλλία και η Giner στις ΗΠΑ προσφέρουν επίσης ηλεκτρολύτες PEM με ισχύ άνω του 1 MW.

#### 4.4.7 Επεξεργασία και κατανάλωση νερού

Το αρχικό στοιχείο για την ηλεκτρόλυση είναι το νερό. Οι κυψέλες του ηλεκτρολύτη PEM είναι ευαίσθητες σε πολυάριθμες μολύνσεις. Για το λόγο αυτό, το νερό πρέπει να πληροί ορισμένα κριτήρια, όπως η αγωγιμότητα και η συγκέντρωση ακαθαρσιών.

Η εγκατάσταση power-to-gas στο Mainz της Γερμανίας χρησιμοποιεί έναν ηλεκτρολύτη τύπου PEM και επεξεργάζεται το νερό σε διάφορα στάδια (Εικόνα 4.29) για να παρέχει απομεταλλωμένο νερό.



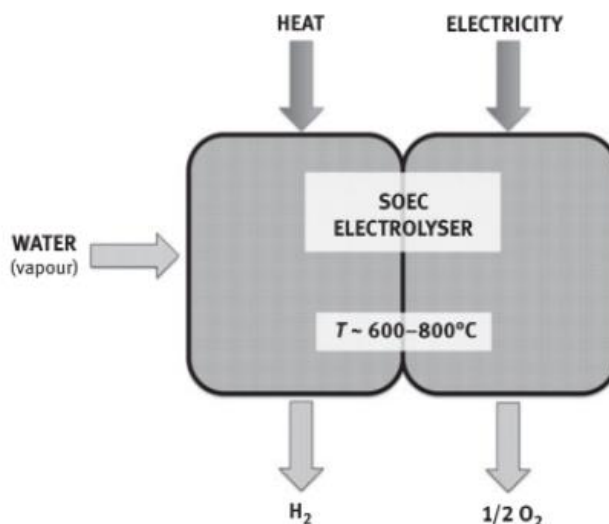
Σχήμα 4.29: Προκαταρκτική επεξεργασία νερού.

##### 4.4.7.1 Ηλεκτρόλυση PEM, μεγάλες δυνατότητες βελτίωσης

Η πιο πολύπλοκη δομή σε σχέση με την αλκαλική ηλεκτρόλυση και ορισμένα ειδικά εξαρτήματα (μεμβράνη και καταλύτες) καθιστούν τον ηλεκτρολύτη PEM ακόμη ακριβό. Η τεχνολογία αυτή είναι σχετικά πρόσφατη σε σύγκριση με την αλκαλική ηλεκτρόλυση, αλλά έχει μεγάλες δυνατότητες βελτίωσης των επιδόσεων όσον αφορά τη συνολική απόδοση και τη μείωση του κόστους.

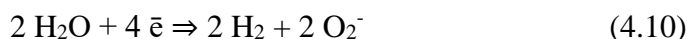
#### 4.5 Ηλεκτρολύτης υψηλής θερμοκρασίας

Αυτή η τεχνολογία (SOEC - κυψέλη ηλεκτρολύτη στερεού οξειδίου) που παρουσιάζεται στην εικόνα 4.30 αποσκοπεί στην επίτευξη υψηλής απόδοσης με χαμηλότερη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από άλλες οικογένειες ηλεκτρολυτών. Η αντίδραση διάσπασης του νερού πραγματοποιείται σε υψηλές θερμοκρασίες (500-900°C) και απαιτεί μια εξωτερική πηγή θερμότητας που μπορεί να ληφθεί από μια βιομηχανική διεργασία. Οι υψηλές θερμοκρασίες απαιτούν ειδικά υλικά, όπως κεραμικά για ηλεκτρόδια και τον ηλεκτρολύτη.



Εικόνα 4.30: Αρχή της ηλεκτρόλυσης υψηλής θερμοκρασίας.

Σε υψηλή θερμοκρασία, το νερό εξατμίζεται και διασπάται στην κάθοδο σύμφωνα με την αντίδραση:



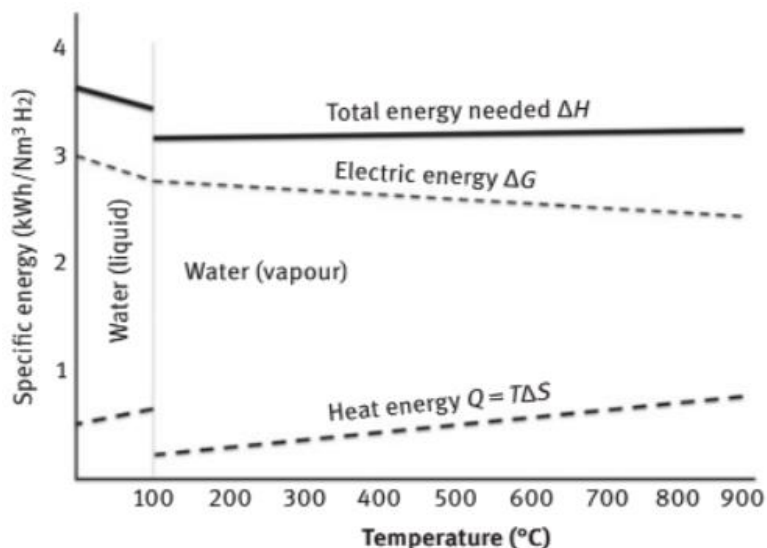
Τα ανιόντα O<sub>2</sub><sup>-</sup> διέρχονται από τη μεμβράνη και σχηματίζουν οξυγόνο στην άνοδο:



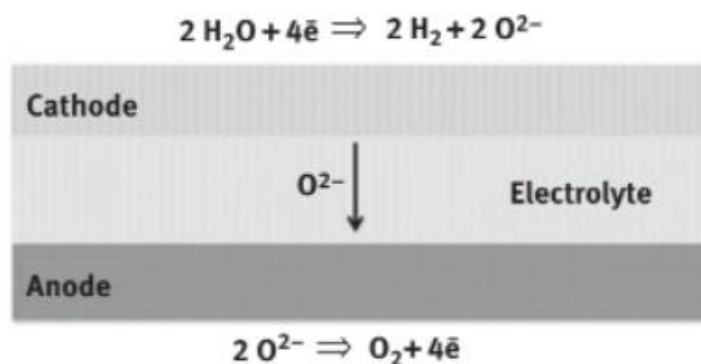
Οι θερμοδυναμικές συνθήκες για την αντίδραση αυτή είναι ενεργειακά ευνοϊκότερες από την ηλεκτρόλυση χαμηλής θερμοκρασίας. Η ενέργεια Gibbs ΔG της αντίδρασης πηγαίνει από 237 kJ/mol σε θερμοκρασία δωματίου σε 183 kJ/mol στους 900°C, ενώ η μοριακή ενθαλπία ΔH (συνολική απαιτούμενη ενέργεια) μεταβάλλεται ελάχιστα (Εικόνα 4.31). Μέρος της ενέργειας μπορεί να παρέχεται από εξωτερική πηγή θερμότητας (TΔS).

Η δομή (Εικόνα 4.32) αποτελείται από έναν στερεό ηλεκτρολύτη (σταθεροποιημένο μικτό οξείδιο του ζirkονίου και του υτρίου) και ηλεκτρόδια, ένα μικτό οξείδιο του λανθανίου, του στροντίου και του μαγγανίου (LSM) για την άνοδο και ένα μείγμα νικελίου για την κάθοδο. Τα ηλεκτρόδια έχουν πορώδη δομή και οι αντιδράσεις διάσπασης του νερού λαμβάνουν χώρα στην επιφάνειά τους. Τα ιόντα O<sub>2</sub><sup>-</sup> κυκλοφορούν στον ηλεκτρολύτη χρησιμοποιώντας τις κρυσταλλικές ατέλειες.

Η ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας επιτρέπει χαμηλότερη τάση από την αλκαλική ή την PEM και υψηλή πυκνότητα ρεύματος (έως 12 A/cm<sup>2</sup> στο εργαστήριο). Οι εξελίξεις προσανατολίζονται προς ένα αναστρέψιμο σύστημα κυψελών στερεού οξειδίου όπου ο ηλεκτρολύτης (ηλεκτρολυτική κυψέλη στερεού οξειδίου) μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί ως κυψέλη καυσίμου (κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου) χρησιμοποιώντας υδρογόνο, φυσικό αέριο ή μεθάνιο.



Εικόνα 4.31: Ενεργειακό ισοζύγιο σε συνάρτηση με τη θερμοκρασία.



Εικόνα 4.32: Δομή μιας κυψέλης και αντιδράσεις.

Το ευρωπαϊκό έργο GrInHy (Πράσινο βιομηχανικό υδρογόνο, 2016-2019) με οκτώ εταιρούς σε πέντε χώρες, συμπεριλαμβανομένης της Sunfire για τη Γερμανία, αποσκοπεί στην επικύρωση της χρήσης της αντιστρεπτής ηλεκτρόλυσης υψηλής θερμοκρασίας σε χαλβουργείο για την παραγωγή υδρογόνου με την απαιτούμενη ποιότητα και σε βιομηχανικές οικονομικές συνθήκες.

### Πυρηνικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και SOEC

Η θερμότητα από έναν πυρηνικό αντιδραστήρα θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για την παροχή υπέρθερμου ατμού στους 500°C, ο οποίος θα τροφοδοτούσε έναν ηλεκτρολύτη υψηλής θερμοκρασίας. Η γαλλική EDF και η AREVA NP αξιολόγησαν την παραγωγή υδρογόνου από πυρηνικό αντιδραστήρα 600 MWth. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του ηλεκτρολύτη θα ήταν της τάξης του 3,2 kWh/Nm<sup>3</sup> αλλά θα απαιτούσε πρόσθετη υποδομή. Καμία από τις μελέτες δεν είχε βιομηχανική συνέχεια, καθώς η γαλλική πυρηνική ενέργεια εισέρχεται σε φάση αναδιάρθρωσης.

Η τεχνολογία SOEC προσφέρει καλύτερη συνολική απόδοση της ηλεκτρόλυσης από άλλες τεχνολογίες και η αντιστρεψιμότητα καθιστά δυνατή τη γρήγορη μετατροπή της σε κυψέλη καυσίμου με ηλεκτρική απόδοση 55%. Με τη γερμανική εταιρεία Sunfire, η ιαπωνική Toshiba και η Fuel Cell Energy των ΗΠΑ δραστηριοποιούνται επίσης στον τομέα αυτό. Η έρευνα επικεντρώνεται κυρίως σε στη βελτίωση της υποβάθμισης της απόδοσης της κυψέλης.

#### **4.6 Καθαρισμός υδρογόνου**

Το υδρογόνο που παράγεται από τον ηλεκτρολύτη πρέπει να υποβληθεί σε μια σειρά εργασιών προκειμένου να προσαρμοστεί στις μετέπειτα χρήσεις, ιδίως στον καθαρισμό του ώστε να πληροί τα κριτήρια του προορισμού του.

Ανάλογα με τις προβλεπόμενες εφαρμογές, το υδρογόνο πρέπει να πληροί ορισμένα πρότυπα καθαρότητας. Οι μεμβράνες ή τα ηλεκτρόδια που χρησιμοποιούνται δεν είναι εντελώς αδιαπέραστα από το οξυγόνο, του οποίου μικρές ποσότητες (0,1-0,2%) αναμειγνύονται στη συνέχεια με το υδρογόνο. Το παραγόμενο υδρογόνο περιέχει επίσης ίχνη νερού ή υδροξειδίου του καλίου για αλκαλική ηλεκτρόλυση. Οι συγκεντρώσεις των ρύπων εξαρτώνται από τις παραμέτρους λειτουργίας (θερμοκρασία, πίεση κ.λπ.).

##### **4.6.1 Απομάκρυνση του υδροξειδίου του καλίου**

Για την αλκαλική ηλεκτρόλυση, η χρήση ενός καθαριστήρα εξαλείφει τα ίχνη ηλεκτρολύτη, ψύχει το υδρογόνο και συλλέγει το νερό για επαναχρησιμοποίηση μετά την επεξεργασία.

##### **4.6.2 Απομάκρυνση οξυγόνου**

Η τεχνολογία που θα υιοθετηθεί για την απομάκρυνση του παρασυρόμενου οξυγόνου εξαρτάται από την βαθμό καθαρότητας που απαιτείται και από τους όγκους που πρέπει να υποβληθούν σε επεξεργασία.

###### **4.6.2.1 Μembrάνη παλλαδίου/αργύρου**

Οι μεμβράνες αυτές καθιστούν δυνατή την εξαγωγή των μορίων υδρογόνου με διάσπαση σε μονοατομικό υδρογόνο στην επιφάνεια της μεμβράνης Pd/Ag και στη συνέχεια διαχέεται όπου πραγματοποιείται ιονισμός και ακολουθεί επανασύνδεση σε διατομικό υδρογόνο μετά τη διέλευση από τη μεμβράνη αυτή. Η διαδικασία αυτή παρέχει υψηλής καθαρότητας υδρογόνο (>99,999%), αλλά το κόστος των μεμβρανών είναι υψηλό.

Οι κύριες παράμετροι είναι η πίεση, η θερμοκρασία (300-400°C) και η το πάχος της μεμβράνης. Ο τακτικός καθαρισμός της επιφάνειας της μεμβράνης την καθιστά δυνατή την εξάλειψη των μορίων που παραμένουν στην επιφάνεια.

Μελετώνται και άλλες μεμβράνες (κεραμικές, πολυμερείς), αλλά η διαχωριστική τους ικανότητα είναι χαμηλότερη από εκείνη του παλλαδίου/αργύρου.

#### 4.6.2.2 Κρυογονική διαδικασία

Το προς καθαρισμό αέριο μείγμα υποβάλλεται αρχικά σε επεξεργασία για την απομάκρυνση κάθε ένωσης που μπορεί να στερεοποιηθεί κατά την κρυογονική επεξεργασία (νερό κ.λπ.), στη συνέχεια συμπιέζεται και διέρχεται από μια σειρά εναλλακτών (όπου ψύχεται από εξωτερική πηγή και/ή μια σειρά κατακρατημάτων με βαλβίδα Joule-Thompson) και διαχωριστών όπου οι υδρογονάνθρακες συμπυκνώνονται, αφήνοντας ένα ολοένα και πιο καθαρό υδρογόνο.

#### 4.6.3 Αφυδάτωση

Η ξήρανση του υδρογόνου πραγματοποιείται γενικά από μονάδες εξοπλισμένες με μοριακά κόσκινα σε θερμοκρασία -60°C. (σημείο δρόσου). Η αναγέννηση του απορροφητικού υλικού γίνεται θερμικά.

##### 4.6.3.1 Καθαρισμός

Η προσέγγιση που χρησιμοποιείται για τον καθαρισμό του υδρογόνου πρέπει να προσανατολίζεται προς τα κριτήρια τελικής χρήσης προκειμένου να βελτιστοποιηθούν οι επενδύσεις, το κόστος και το συνολικό ενεργειακό ισοζύγιο.

### 4.7 Σύγκριση τεχνολογιών

Οι λειτουργικές τεχνολογίες σε ένα ευρύ φάσμα ισχύος είναι η αλκαλική και η PEM. Η ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας (SOEC) βρίσκεται ακόμη σε φάση ανάπτυξης.

#### 4.7.1 Χαρακτηριστικά των ηλεκτρολυτών

Κάθε τεχνολογία προσφέρει χαρακτηριστικά που εξαρτούν τη χρήση της σε ένα δεδομένο πεδίο ή για ένα συγκεκριμένη εφαρμογή (Πίνακας 4.6).

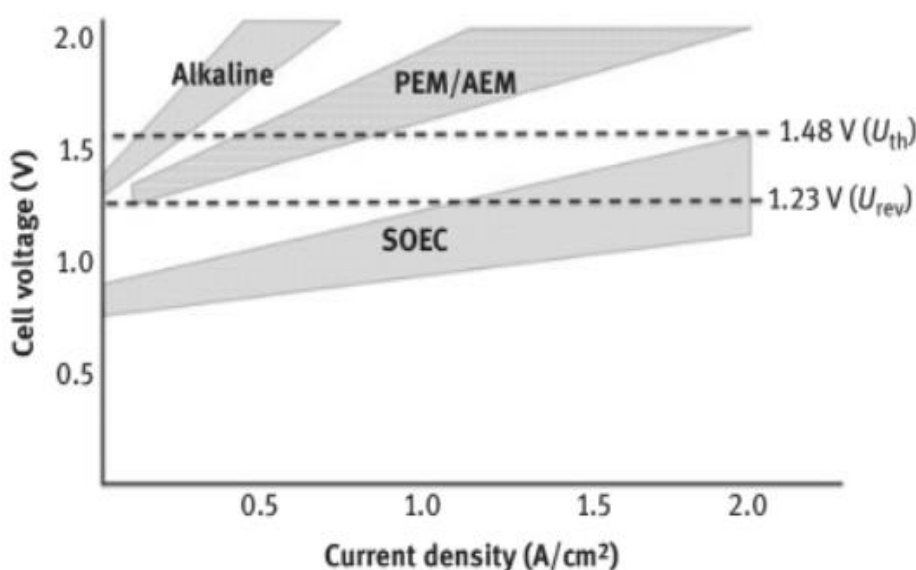
Ο ηλεκτρόλυσης τύπου PEM έχει το πλεονέκτημα ότι αποφεύγει τα χημικά επιθετικά διαλύματα καλίου και ότι έχει μεγαλύτερο εύρος λειτουργίας. Δέχεται υψηλότερο ρεύμα πυκνότητα ρεύματος. Ωστόσο, απαιτεί μια ειδική μεμβράνη υψηλού κόστους.

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση, από την άλλη πλευρά, επωφελείται από την εμπειρία δεκαετιών και βελτιστοποίηση της απόδοσης και του κόστους.

Οι ηλεκτρολύτες SOEC υπόσχονται υψηλότερη απόδοση αλλά πρέπει να αποδείξουν την αντοχή τους σε μακροπρόθεσμα λόγω των θερμικών καταπονήσεων στις οποίες υποβάλλονται (Σχήμα 4.36).

Property	Alkaline	PEM	SOEC
Electrolyte	KOH	Membrane	Solid state
Charge carrier	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>	O <sup>2-</sup>
Operating temperature	40–90°C	Up to 100°C	600–800°C
Hydrogen pressure	Up to 30 bar	Up to 200 bar	Up to 30 bar
Electrodes	Ni/Fe	Pt, Ir, Ru	Mixed oxides
Power variation range	20–100%	0–100%	0–100%
Electrical efficiency (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.5–5.0	4.5–9.0	About 4.0
Current density	<1 A/cm <sup>2</sup>	5–8 A/cm <sup>2</sup>	Many A/cm <sup>2</sup>
Rated life	8–15 years	4–7 years	>10 years

Πίνακας 4.6: Σύγκριση αλκαλικών ηλεκτρολυτών, ηλεκτρολυτών PEM και SOEC.



Εικόνα 4.36: Σύγκριση των ηλεκτρικών παραμέτρων των διαφόρων τεχνολογιών ηλεκτρολυτών.

#### 4.7.2 Ηλεκτρολύτης αλκαλικής μεμβράνης: ο καλύτερος συμβιβασμός;

Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες χρησιμοποιούν υδροξείδιο του καλίου το οποίο είναι διαβρωτικό και μπορεί να σχηματίσει ανθρακικές αποθέσεις αντιδρώντας με το CO<sub>2</sub> του αέρα. Ο τύπος PEM χρησιμοποιεί μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων και πολύτιμα μέταλλα ως καταλύτες που αυξάνουν το κόστος.

Η έρευνα προσπαθεί να αναπτύξει μια αλκαλική μεμβράνη (μεμβράνη ανταλλαγής ανιόντων) βασισμένη σε πολυσουλφόνες, εξαλείφοντας έτσι την ανάγκη ενός υγρού ηλεκτρολύτη, τα ιόντα OH<sup>-</sup>, που περνούν μέσα από τη μεμβράνη. Οι αξιολογούμενοι καταλύτες, με βάση το νικέλιο ή το κοβάλτιο, δεν χρησιμοποιούν πολύτιμα μέταλλα.

Οι αντιδράσεις του ηλεκτροδίου είναι αυτές της αλκαλικής ηλεκτρόλυσης και οι θερμοκρασίες λειτουργίας μεταξύ 50 και 70°C. Τα υλικά για τη μεμβράνη μπορεί να είναι η βενζυλτριαιθυλαμίνη, για παράδειγμα, να χρησιμοποιείται ως λειτουργική ομάδα.



Η προσέγγιση αυτή θα συνδυάσει τα πλεονεκτήματα και των δύο τεχνολογιών. Ωστόσο, θα πρέπει να σημειωθεί πρόοδος προκειμένου να αποφευχθεί η μείωση των επιδόσεων με την πάροδο του χρόνου, η αύξηση της απόδοσης (με μεγαλύτερη πυκνότητα ρεύματος από την αλκαλική ηλεκτρόλυση) και τη σταθεροποίηση των καταλυτών.

#### 4.7.2.1 Ηλεκτρολύτες για μετατροπή ενέργειας σε αέριο

Για τη χρήση τους στην ιδέα power-to-gas, οι ηλεκτρολύτες πρέπει να πληρούν ορισμένα βασικά κριτήρια:

- Μεγάλη χωρητικότητα (μερικές εκατοντάδες έως μερικές χιλιάδες Nm<sup>3</sup> /h)
- Ευρύ φάσμα λειτουργίας (τουλάχιστον 0-100%)
- Γρήγορος χρόνος απόκρισης

Οι ηλεκτρολύτες πρέπει να είναι σε θέση να απορροφούν ταχέως τις αιχμές παραγωγής της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Όπως και στην περίπτωση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύση φυσικού αερίου, αυτό έχει ως αποτέλεσμα την ανάγκη για υψηλή ισχύ αιχμής με δυνατότητα σχετικά σύντομου χρόνου λειτουργίας στη μέγιστη ισχύ. Αυτό όμως είναι μία από τις προϋποθέσεις για την ανάκτηση όλης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας.

#### *Αναφορές*

[1] Boudesocque, N. and al. Hydrogen production by thermal water splitting using a thermal plasma. WHEC 16 / June 13–16, 2006, Lyon, France.

[2] Rongé, J. and al. Solar Hydrogen Reaching Maturity. Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP Energies nouvelles, 2015.

## 5 Στρατηγικές μετατροπής ενέργειας σε αέριο

### 5.1 Μεταφορά υδρογόνου

Μόλις η περίσσεια ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή υδρογόνου, πρέπει να χρησιμοποιηθεί άμεσα ή έμμεσα. Κάθε μία από αυτές τις επιλογές καλύπτει τις ανάγκες διαφορετικών τομέων της οικονομίας. Μετά τον καθαρισμό και ανάλογα με τη σχεδιαζόμενη εφαρμογή, το υδρογόνο πρέπει να μεταφέρεται σε αέρια ή τελικά σε υγρή μορφή.

#### 5.1.1 Συμπίεση υδρογόνου

Είτε χρησιμοποιείται τοπικά είτε μεταφέρεται, ο όγκος του υδρογόνου πρέπει να μειωθεί είτε με συμπίεση είτε με υγροποίηση. Ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το υδρογόνο που παράγεται μπορεί ήδη να συμπιεστεί στην έξοδο του ηλεκτρολύτη σε πιέσεις έως και μερικές δεκάδες bar.

Για υψηλότερους ρυθμούς συμπίεσης χρησιμοποιούνται τέσσερις τεχνολογίες:

- Εμβολοφόρος συμπιεστής
- Συμπιεστής διαφράγματος
- Ιοντικά υγρά
- Θερμικός συμπιεστής

Ποια πίεση πρέπει να καθοριστεί; Εξαρτάται από την προβλεπόμενη χρήση του υδρογόνου (Σχήμα 5.1).

##### 5.1.1.1 Συμπιεστής με έμβολο

Ένα ή περισσότερα έμβολα συμπιέζουν το αέριο (Σχήμα 5.2). Μπορούν να συνδεθούν πολλά στάδια για την επίτευξη υψηλών πιέσεων. Με την επιλογή των κατάλληλων υλικών αποφεύγεται κάθε λιπαντικό που μπορεί να μολύνει το αέριο.

Οι πιέσεις μπορούν να φτάσουν τα 1.000 bar (ορισμένα μοντέλα της γερμανικής εταιρείας Andreas Hofer μπορούν να συμπιέσουν αέριο μέχρι 4.500 bar).

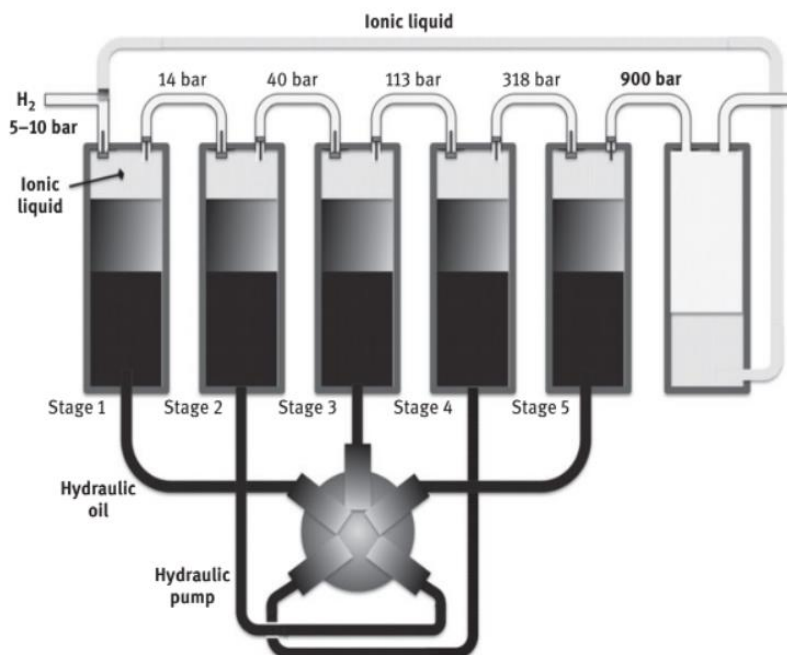
##### 5.1.1.2 Συμπιεστής μεμβράνης

Σε αυτόν τον τύπο συμπιεστή (εικόνες 5.3 και 5.4), ένα έμβολο κινεί μια μεμβράνη που συμπιέζει το αέριο. Τα μοντέλα υψηλής απόδοσης διαθέτουν μεταλλικές μεμβράνες. Διάφορες βαθμίδες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την επίτευξη υψηλών πιέσεων (έως και 1.000 bar το 2017).

### 5.1.1.3 Ιοντικός συμπιεστής

Η γερμανική εταιρεία Linde άρχισε το 2002 να αναπτύσσει έναν ιοντικό συμπιεστή ο οποίος εμπορευματοποιήθηκε το 2009 για υδρογόνο.

Σε αυτόν τον τύπο εξοπλισμού (Σχήμα 5.5), το αέριο συμπιέζεται από ένα πρακτικά ασυμπίεστο ιοντικό υγρό που αντικαθιστά τα έμβολα. Μια υδραυλική αντλία κινεί το ιοντικό υγρό μεταξύ δύο κυλίνδρων.



Σχήμα 5.5: Αρχή του πολυβάθμιου ιοντικού συμπιεστή.

Σε σύγκριση με τους συμπιεστές εμβόλου ή διαφράγματος, ο ιοντικός συμπιεστής είναι χαρακτηρίζεται από τις μικρές του διαστάσεις (1,1 m ύψος για τον IC90 - εικόνα 5.7).

Μία μονάδα είναι εγκατεστημένη στο μοναδικό σταθμό υδρογόνου στην Ελβετία που υπάρχει το 2017 για οχήματα κυψελών καυσίμου με δεξαμενές 350 ή 700 bar.

### 5.1.1.4 Θερμικός συμπιεστής

Έχουν γίνει πολλές μελέτες για την αποθήκευση υδρογόνου σε υδρίδια. Το επόμενο βήμα ήταν η δυνατότητα επίτευξης υψηλών πιέσεων στην έξοδο της δεξαμενής υδριδίων [1].

Η πρώτη συμπίεση πραγματοποιείται κατά τη διάρκεια της πλήρωσης υπό χαμηλή πίεση του δεξαμενής υδριδίων σε χαμηλή ή κανονική θερμοκρασία. Η εκρόφηση που ενεργοποιείται με θέρμανση αυξάνει την πίεση του υδρογόνου στην έξοδο. Η κυκλική λειτουργία (σε χαμηλή θερμοκρασία προσρόφηση-απορρόφηση με θέρμανση) επιτρέπει πρακτικά συνεχή συμπίεση.

Αναπτύχθηκε από τη νορβηγική εταιρεία Hystorsys με ένα πρώτο εμπορικό μοντέλο που παρουσιάστηκε το 2013, το χρησιμοποιούμενο υδρίδιο απορροφά υδρογόνο σε

μονοατομική μορφή στην κρυσταλλική δομή του και προσφέρει σημαντική αποθηκευτική ικανότητα.

Στο πρώτο στάδιο, το υδρογόνο συμπιέζεται από 10 έως περίπου 50 bar. Στο δεύτερο στάδιο, η πίεση αυξάνεται περαιτέρω σε τουλάχιστον 200 bar. Ο εναλλασσόμενος θερμοκρασιακός κύκλος εφαρμόζεται και στα δύο στάδια (χαμηλή θερμοκρασία 20 °C και υψηλή θερμοκρασία 140 °C).

Ο συμπιεστής βασίζεται σε έξι δοχεία πίεσης μεταλλικού υδριδίου (τρία σε κάθε στάδιο) και σε έναν ελεγκτή που εκτελεί ένα σύστημα με βάση το χρόνο για τη θέρμανση και την ψύξη των δοχείων σύμφωνα με μια καθορισμένη ακολουθία. Έτσι, με την περιοδική θέρμανση/ψύξη (Σχήμα 5.9) των έξι δοχείων επιτυγχάνεται συνεχής συμπίεση υδρογόνου. Η τεχνολογία αυτή μειώνει σημαντικά τον αριθμό των κινητών εξαρτημάτων εκτός των βαλβίδων και χαρακτηρίζεται από αθόρυβη λειτουργία. Τα συστήματα γίνονται όλο και πιο συμπαγή και η επιλογή των υδρογονανθράκων επιτρέπει την προσαρμογή του εξοπλισμού στην τελική χρήση.

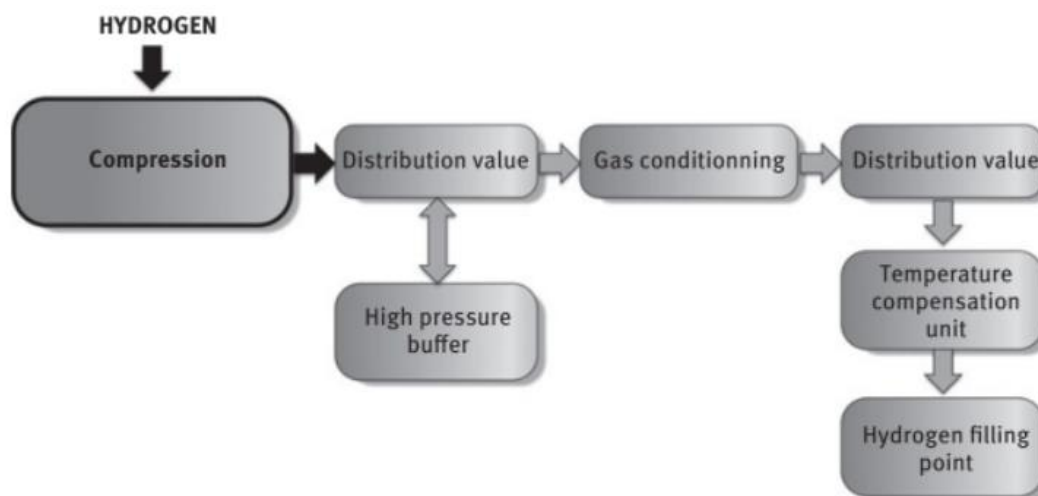
#### 5.1.1.5 Ισοροπία της εγκατάστασης

Οι συμπιεστές που περιγράφονται στην παρούσα ενότητα απαιτούν όλες τις συνδέσεις (αερίου, υγρού, ηλεκτρικές) οι οποίες καθιστούν δυνατή τη σύνδεση όλων των εξαρτημάτων μεταξύ τους, προς τον ηλεκτρολύτη και προς τους ακόλουθους σταθμούς είτε για έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου είτε σε ένα σταθμό υδρογόνου (Σχήμα 5.10).

Άλλος βοηθητικός εξοπλισμός είναι, για παράδειγμα, αισθητήρες ή έλεγχος και ρύθμιση. Η λειτουργία τους συμβάλλει επίσης στη βελτιστοποίηση της ηλεκτρόλυσης.

#### 5.1.1.6 Βοηθητικός εξοπλισμός και απόδοση

Ο βοηθητικός εξοπλισμός για τη βέλτιστη λειτουργία ενός ηλεκτρολύτη μπορεί να συμβάλει στην αποδοτικότητα της ηλεκτρόλυσης, εάν έχουν σχεδιαστεί με μέγιστη απόδοση και αξιοπιστία, ώστε να επιτρέπουν την εντατική χρήση, ιδίως κατά τις αιχμές της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.



Σχήμα 5.10: Παράδειγμα βοηθητικού εξοπλισμού για ένα πρατήριο υδρογόνου.

### 5.1.2 Υγροποίηση υδρογόνου

Η βιομηχανική υγροποίηση υδρογόνου χρησιμοποιεί διάφορες διεργασίες με ήλιο, υδρογόνο ή μείγματα αερίων ως ψυκτικό μέσο. Η απλούστερη μέθοδος υγροποίησης του υδρογόνου είναι αυτή του Joule- Thompson (κύκλος Linde). Για πολύ μεγάλες ποσότητες, οι κύκλοι της Claude (προ-ψύξη με υγρό άζωτο) και Brayton (ήλιο ή νέον) χρησιμοποιούνται σήμερα.

Η βασική μέθοδος υγροποίησης βασίζεται στα ακόλουθα στάδια: το υδρογόνο αρχικά συμπιέζεται. Στη συνέχεια ψύχεται περαιτέρω μέσω πολυβάθμιων εναλλακτών υγρού αζώτου στους 196°C (78 K). Η εκτόνωση μέσω βαλβίδας διαστολής προκαλεί μερική υγροποίηση (ισενθαλπική διαστολή Joule-Thompson). Το εναπομένον αέριο υδρογόνο στη συνέχεια επιστρέφει στον συμπιεστή αφού περάσει από εναλλάκτη θερμότητας όπου ο κύκλος επαναλαμβάνεται. Το υγρό υδρογόνο αποθηκεύεται σε μονωμένη δεξαμενή για περαιτέρω διανομή.

Το κρυογενικό υδρογόνο, που αναφέρεται ως υγρό υδρογόνο (LH<sub>2</sub>), έχει πυκνότητα 70,8 kg/m<sup>3</sup> στο κανονικό σημείο βρασμού (-253°C), με κρίσιμη πίεση 13 bar και κρίσιμη θερμοκρασία -240 °C. Το LH<sub>2</sub> έχει πολύ καλύτερη ενεργειακή πυκνότητα από το συμπιεσμένο. Τα μειονεκτήματα είναι οι απώλειες εξάτμισης (boil-off) και η ανάγκη για υπερ-μονωμένα κρυογονικά δοχεία.

---

#### *Ενέργειες συμπίεσης και υγροποίησης*

Η συμπίεση του υδρογόνου σε πιέσεις μεταξύ 200 και 700 bar απαιτεί ενέργεια που εξαρτάται από την τελική πίεση και την επιλεγμένη μέθοδο συμπίεσης (ισόθερμη, αδιαβατική, πολλαπλών σταδίων). Η ενέργεια αυτή εξαρτάται επίσης από την αρχική πίεση. Για αδιαβατική συμπίεση (χωρίς ανταλλαγή θερμότητας με το εξωτερικό περιβάλλον), η ενέργεια συμπίεσης είναι της τάξης των 10-16 MJ/kg υδρογόνου για πιέσεις 200-700 bar, η οποία αντιπροσωπεύει μεταξύ 8% και 12% του ενεργειακού περιεχομένου του υδρογόνου (υψηλότερη θερμογόνος δύναμη). Εάν ληφθούν υπόψη οι σχετικές απώλειες (κατανάλωση βοηθητικού εξοπλισμού κ.λπ.)

λαμβάνεται υπόψη, η ενέργεια συμπίεσης είναι 15-20 MJ/kg, δηλαδή 10-15% του ενεργειακού περιεχομένου.

Η ενέργεια που απαιτείται για την υγροποίηση του υδρογόνου αντιπροσωπεύει μεγαλύτερο ποσοστό του ενεργειακού του περιεχομένου (LHV 119,9 MJ/kg). Αν θεωρητικά αρκούν περίπου 11,8 MJ/kg για την υγροποίηση του υδρογόνου (στην περίπτωση μιας ιδανικής διαδικασίας υγροποίησης), στην πραγματικότητα, και ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας υγροποίησης, απαιτούνται ελάχιστες τιμές της τάξης των 40 MJ/kg (για μεγάλη δυναμικότητα από 1.000 kg/h), ή πρακτικά τουλάχιστον 30% του ενεργειακού περιεχομένου.

---

## 5.2 Μεταφορά υδρογόνου

### 5.2.1 Μέθοδοι μεταφοράς υδρογόνου

Εάν η τοπική χρήση του υδρογόνου ή η έγχυσή του στο δίκτυο φυσικού αερίου είναι η βέλτιστη λύση, μπορεί να μεταφερθεί σε σχετικά μεγάλες ποσότητες με διάφορους τρόπους:

- Με αγωγό
- Συμπιεσμένο σε δεξαμενές ή φιάλες
- Σε υγρή μορφή

Τα κυριότερα δίκτυα αγωγών καθαρού υδρογόνου βρίσκονται στην Ευρώπη (1.600 χλμ.) και στις ΗΠΑ (2.600 χλμ.) και διαχειρίζονται από τους κύριους παραγωγούς (Air Liquide, Γαλλία, Linde, Γερμανία και Air Products, ΗΠΑ). Αντιπροσωπεύουν συνολικά περίπου 4.500 χιλιόμετρα το 2016. Συνδέουν ορισμένες εγκαταστάσεις παραγωγής απευθείας με τους χρήστες τους.

---

#### ***Ένα δίκτυο αφιερωμένο στο υδρογόνο;***

Μια μελέτη του γερμανικού ερευνητικού κέντρου Forschungszentrum Jülich του 2016 [2] ποσοτικοποίησε την κατασκευή ενός δικτύου αγωγών υδρογόνου για τη Γερμανία. Τα προτεινόμενα 40.000 χιλιόμετρα θα χωρίζονταν σε ένα δίκτυο μεταφοράς (12.000 χιλιόμετρα) και ένα δίκτυο διανομής (29.700 χιλιόμετρα). Το κόστος του έργου θα ήταν 18,7 δισεκατομμύρια ευρώ με μεταφορική ικανότητα 2,93 εκατομμυρίων τόνων υδρογόνου (περίπου 33 δισεκατομμύρια Nm<sup>3</sup>) ετησίως για την τροφοδοσία κυρίως ενός δικτύου περίπου 10.000 πρατηρίων το κόστος του οποίου δεν περιλαμβάνεται στο σχέδιο. Μια μελέτη του Εθνικού Εργαστηρίου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας το 2012 υπολόγισε το κόστος μεταξύ 2,8 και 5 εκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ ανά πρατήριο.

---

Η μεταφορά συμπιεσμένου υδρογόνου εμποδίζεται από τη χαμηλή πυκνότητά του ακόμη και σε υψηλές πιέσεις. Η οδική παράδοση ανά κύλινδρο μεταφέρει περίπου 300 kg υδρογόνου, δηλαδή 3400 Nm<sup>3</sup> υπό πίεση 200 bar.

Η γερμανική εταιρεία Wystrach έχει αναπτύξει μια σειρά δοχείων για τη μεταφορά υδρογόνου με βάση φιάλες. Η μεγαλύτερη χωρητικότητα μονάδας είναι 45,5 Nm<sup>3</sup> σε 250 bar.

Το υγροποιημένο (το οποίο απορροφά τουλάχιστον το 30% της ενέργειάς του) υδρογόνο απαιτεί θερμικά μονωμένες δεξαμενές για τη μείωση των απωλειών λόγω εξάτμισης. Το μόνο πλεονέκτημα είναι η μείωση του κόστους οδικής μεταφοράς του υδρογόνου λόγω της υψηλότερης πυκνότητας από εκείνη του συμπιεσμένου υδρογόνου. Μια δεξαμενή 45 m<sup>3</sup> μπορεί να παραδώσει περίπου 3,2 τόνους LH<sub>2</sub>.

Το ναυπηγείο Kawasaki Heavy Industries Shipyard βρίσκεται στη διαδικασία ανάπτυξης μιας δεξαμενής LH<sub>2</sub> πλοίου μεταφοράς με αρκετές δεξαμενές χωρητικότητας 1.000 m<sup>3</sup> μονάδας.

## 5.2.2 Άμεση έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου

Αυτή είναι η πιο λογική και τεχνικά απλή επιλογή: Το καθαρισμένο υδρογόνο εγχέεται στο υπάρχον δίκτυο φυσικού αερίου. Η προσέγγιση αυτή θα πρέπει να εξασφαλίζει διαφάνεια για τον τελικό χρήστη, ο οποίος δεν θα πρέπει να μεταβάλει τις ρυθμίσεις του εξοπλισμού φυσικού αερίου.

Το υδρογόνο που προστίθεται στο φυσικό αέριο μπορεί να επηρεάσει την υποδομή μέσω:

- Τάση ή διάβρωση που προκαλείται από υδρογόνο
- Αυξημένους κινδύνους ασφάλειας κατά τη μεταφορά, τη διανομή και τη χρήση
- Υποβάθμιση των επιδόσεων του εξοπλισμού του τελικού χρήστη
- Υποβάθμιση των επιδόσεων ή της ποιότητας των βιομηχανικών διεργασιών

### 5.2.2.1 Δίκτυο φυσικού αερίου

Όπως και με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, το φυσικό αέριο μεταφέρεται στον τελικό χρήστη μέσω μιας σειράς αγωγών (Πίνακας 5.1). Οι διάμετροι και οι πιέσεις κυμαίνονται από 1.4 m έως 100 bar για το δίκτυο μεταφοράς έως τα 100 mbar για τις κατοικίες, για παράδειγμα.

1. US: 2,225,032 km	11. Australia: 34,612 km
2. Russia: 259,913 km	12. Germany: 34,335 km
3. Canada: 100,000 km	13. Algeria: 29,642 km
4. China: 86,921 km	14. Brazil: 27,468 km
5. Ukraine: 45,597 km	15. Kazakhstan: 26,963 km
6. Argentina: 39,850 km	16. France: 23,345 km
7. UK: 39,778 km	17. Italy: 23,190 km
8. Iran: 38,906 km	18. Indonesia: 21,704 km
9. Mexico: 37,008 km	19. Hungary: 20,877 km
10. India: 35,676 km	20. Poland: 16,349 km

Source: CEOWORLD magazine

Πίνακας 5.1: Έκταση δικτύου φυσικού αερίου ανά τον κόσμο

Τα δίκτυα αυτά επιτρέπουν τη μεταφορά και διανομή μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου, τόσο σε ετήσια βάση (90 δισεκατομμύρια Nm<sup>3</sup> για τη Γερμανία ή 130 για την Ιαπωνία) όσο και στα πλαίσια της ροής (εκατομμύρια Nm<sup>3</sup>/h). Επιπλέον, αντιπροσωπεύουν μια μη αμελητέα αποθηκευτική ικανότητα.

Για παράδειγμα, ένα τμήμα 80 χλμ. με διάμετρο 105 cm υπό πίεση 70 bar περιέχει 5,7 εκατομμύρια Nm<sup>3</sup> φυσικού αερίου.

### **Διάχυση υδρογόνου και ευθραυστότητα σε κράματα χάλυβα**

Δεδομένου του μικρού μεγέθους του μορίου του υδρογόνου, οποιαδήποτε μηχανική ή κρυσταλλική ατέλεια σε αγωγούς φυσικού αερίου, μηχανές αερίου ή αεριοστρόβιλους μπορεί να οδηγήσει στη διάχυση του υδρογόνου στη δομή όπου βρίσκεται σε ατομική μορφή (H<sup>+</sup>). Το υδρογόνο μπορεί επίσης να υπάρχει κατά τη διαδικασία κατασκευής (χύτευση χάλυβα, εργασίες συγκόλλησης κ.λπ.). Αυτό το εγκλωβισμένο υδρογόνο μπορεί να οδηγήσει σε ευθραυστότητα των χάλυβων. Ωστόσο, η επιφάνειά τους υφίσταται παθητικοποίηση η οποία μειώνει τους κινδύνους διάχυσης. Μπορεί να συμβεί αν δημιουργηθούν ελαττώματα (ακραία μεταβολή της θερμοκρασίας, υψηλή μηχανική καταπόνηση κ.λπ.). Ο κίνδυνος αυτός αυξάνεται με τη συγκέντρωση υδρογόνου στο φυσικό αέριο.

---

#### **5.2.2. Έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου**

Το μέγιστο επίπεδο έγχυσης υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου δεν καθορίζεται για όλες τις χώρες. Είναι πολύ μεταβλητό χωρίς να υπάρχει έγκυρος επιστημονικός ή τεχνικός λόγος που να προβάλλεται

Μια αναγκαία εναρμόνιση, βασισμένη σε τεχνικά και επιστημονικά κριτήρια, θα επέτρεπε τις εγχύσεις και τις ανταλλαγές σε ευρωπαϊκό επίπεδο, για παράδειγμα, καθώς είναι δυνατή μόνο με βάση τη χώρα που έχει καθορίσει τη χαμηλότερη συγκέντρωση υδρογόνου.

##### **5.2.2.1 Κριτήρια αξιόπιστης έγχυσης**

Πρέπει να επαληθεύονται πολυάριθμες παράμετροι, από τον σταθμό έγχυσης έως τον τελικό χρήστη (νοικοκυριά, βιομηχανία, ενέργεια κ.λπ.):

- Δίκτυο μεταφορών (σωλήνες από μέταλλο ή πλαστικό): πιθανή ευθραυστότητα στα υλικά
- Δίκτυο διανομής: συμβατότητα συμπίεστών και μέτρησης ή ελέγχου συσκευών
- Δίκτυο μεταφοράς και διανομής: εκτίμηση των απωλειών υδρογόνου
- Νοικοκυριά: συμβατότητα οικιακού εξοπλισμού (π.χ. λέβητες)
- Ενέργεια: συμβατότητα αεριοστροβίλων ή μονάδων συμπαραγωγής
- Μεταφορές: συμβατότητα με οχήματα φυσικού αερίου άνω του 2%

Ξεχωριστά, κάθε παράμετρος μπορεί να επιτρέψει την έγχυση υψηλών επιπέδων υδρογόνου σε δίκτυα φυσικού αερίου, επιτρέποντας έως και 10%. Ωστόσο, πρέπει να διασφαλίζεται η απόλυτη συμβατότητα για όλους τους χρήστες ανεξαρτήτως του επιπέδου έγχυσης.

Όλες οι απαραίτητες προσαρμογές (αισθητήρες, εστίες ή λέβητες, εξοπλισμός σωληνώσεων μεταφοράς και διανομής κ.λπ.) μπορεί επίσης να οδηγήσουν σε σημαντικό κόστος της τάξης των πολλών εκατοντάδων εκατομμυρίων ευρώ για την Ευρώπη.

Μεταξύ του 2014 και του 2015, διεξήχθη στη Γερμανία ένα πείραμα από το διανομέα Schleswig-Holstein Netz AG σε δύο τοποθεσίες, αυξάνοντας σταδιακά τη συγκέντρωση υδρογόνου έως και 10%. Οι χρήστες (νοικοκυριά και εστιατόρια) που αντιπροσωπεύουν



176 συσκευές (κουζίνες, λέβητες ή μονάδες μικρο-ΣΗΘΥΑ, συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας) δεν διαπίστωσαν καμία ανωμαλία ή διαφορά.

---

### **Διαχωρισμός του εγγεόμενου υδρογόνου από το φυσικό αέριο**

Μια άλλη επιλογή είναι, ανάλογα με την προοριζόμενη χρήση, η εξαγωγή του εγγεόμενου υδρογόνου από το φυσικό αέριο. Αυτή η επιλογή απαιτεί ένα πρόσθετο βήμα. Οι διαθέσιμες τεχνολογίες περιλαμβάνουν:

- Προσρόφηση υπό πίεση (PSA)
- Διαχωρισμός με μεμβράνη
- Κρυογονική διεργασία
- Ηλεκτροχημικός διαχωρισμός
- Εκτός από το κόστος του εξοπλισμού και της επεξεργασίας, θα πρέπει να γίνει επανεισαγωγή ή χρήση του διαχωρισμένου φυσικού αερίου

Το αυστριακό πρόγραμμα HylyPure [3] μελέτησε το διαχωρισμό του υδρογόνου που εγγέεται στο δίκτυο φυσικού αερίου. Η Αυστρία επιτρέπει συγκέντρωση υδρογόνου έως και 4%. Η διαδικασία αποτελείται από τρία στάδια: προ-διαχωρισμός με επιλεκτική πολυμερή μεμβράνη, εμπλουτισμός με PSA και στη συνέχεια καθαρισμός. Το ανακτώμενο υδρογόνο έχει καθαρότητα 99,97%, συμβατό με κυψέλες καυσίμου για οχήματα υδρογόνου.

---

## **5.3 Αποθήκευση υδρογόνου**

Αφού το παραγόμενο καθαρισμένο υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί άμεσα ή να διοχετευθεί στο δίκτυο φυσικού αερίου, μπορεί επίσης να αποθηκευτεί χωριστά σε μεγάλες ποσότητες πριν από τη χρήση ή την έγχυση. Είναι δυνατές διαφορετικές προσεγγίσεις.

### **5.3.1 Συμπίεση σε δεξαμενές**

Αυτή η λύση είναι η απλούστερη, αλλά δεδομένης της χαμηλής πυκνότητας του υδρογόνου, θα απαιτούσε μεγάλους όγκους αποθήκευσης ακόμη και υπό υψηλές πιέσεις. Θα ήταν ασυμβίβαστη για τις ποσότητες που παράγονται με περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας με το power-to-gas.

### **5.3.2 Σε υγρή μορφή**

Η ενέργεια που απαιτείται για την υγροποίηση του υδρογόνου είναι πολύ σημαντική σε σχέση με το ενεργειακό περιεχόμενο, με αποτέλεσμα τη χαμηλή συνολική απόδοση. Επιπλέον, η μεταφορά και η αποθήκευση απαιτούν ειδικά σχεδιασμένες και δαπανηρές δεξαμενές. Οι εφαρμογές του υγρού υδρογόνου είναι επίσης περιορισμένες (διαστημικοί εκτοξευτές, ορισμένοι σταθμοί πλήρωσης για οχήματα με κυψέλες καυσίμου, βιομηχανία και έρευνα).

### 5.3.3 Στα μεταλλικά υδρίδια

Ορισμένα κράματα μπορούν να συνδυαστούν με υδρογόνο για να σχηματίσουν υδρίδια μετάλλων: MgH<sub>2</sub>, Mg<sub>2</sub>NiH<sub>4</sub>, LaNi<sub>5</sub>H<sub>4</sub>, NaAlH<sub>4</sub> κ.λπ. Η απορρόφηση του υδρογόνου πραγματοποιείται στην επιφάνεια του μετάλλου ή κράματος (φυσική και/ή χημική προσρόφηση) και στη συνέχεια διαχέεται μέσα στο δομή του κρυσταλλικού πλέγματος. Αυτά τα υδρίδια μπορούν έτσι να αποθηκεύουν υδρογόνο σε δομή τους και να το απελευθερώνουν εάν θερμανθούν.

Η αποθήκευση υδρογόνου σε υδρίδια δεν απαιτεί υψηλές πιέσεις και παρέχει το αποθηκευμένο υδρογόνο σε σταθερή ρυθμιζόμενη πίεση. Το αντίτιμο είναι το βάρος του συστήματος: το αποθηκευμένο υδρογόνο αντιπροσωπεύει μερικά τοις εκατό της μάζας ανάλογα με το χρησιμοποιούμενο υδρίδιο- οι θεωρητικές τιμές (Πίνακας 5.3) σπάνια επιτυγχάνονται. Οι θερμοκρασίες εκρόφησης των ενώσεων με χρήσιμα ποσοστά αποθήκευσης (>5%) είναι επίσης σχετικά υψηλές.

Αυτό έχει ως αποτέλεσμα ένα σημαντικό βάρος των μονάδων αποθήκευσης που χρησιμοποιούν υδρίδια, όπως αυτές που είναι εγκατεστημένες, στα γερμανικά υποβρύχια τύπου U212 για την τροφοδοσία κυψελών καυσίμου. Δεκαοκτώ δεξαμενές ζυγίζουν η καθεμία 4,4 τόνους και περιέχουν 55 kg υδρογόνου (620 Nm<sup>3</sup>) που αντιπροσωπεύουν το 1,25% του το συνολικό βάρος.

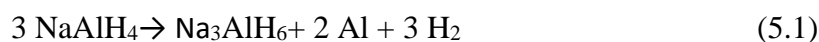
Hydride	Hydrogen storage % mass	Desorption temperature at 1 bar in °C
La Ni <sub>5</sub> H <sub>6</sub>	1.4	25
TiV <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2.6	40
ZrMn <sub>2</sub> H <sub>3</sub>	1.8	167
NaAlH <sub>4</sub>	5.0	220
MgH <sub>2</sub>	7.6	>300

Πίνακας 5.3: Ιδιότητες ορισμένων υδριδίων.

Κατά την πλήρωση υπό πίεση (γενικά 20-30 bar), καθώς η αντίδραση είναι εξώθερμη, είναι απαραίτητο να ψύχεται το σύστημα. Το αποθηκευμένο υδρογόνο απελευθερώνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας του συστήματος σε συνάρτηση με το υδρίδιο. Συνεπώς, η διαχείριση της θερμικής ροής είναι η πιο κρίσιμη παράμετρος που πρέπει να διαχειριστεί.

Ο συμβιβασμός που πρέπει να βρεθεί έγκειται μεταξύ της αποθηκευτικής ικανότητας (βάρος H<sub>2</sub>/βάρος υδριδίου), των συνθηκών απελευθέρωσης (θερμοκρασία και πίεση) και της σταθερότητας μέσα στον χρόνο του υδριδίου.

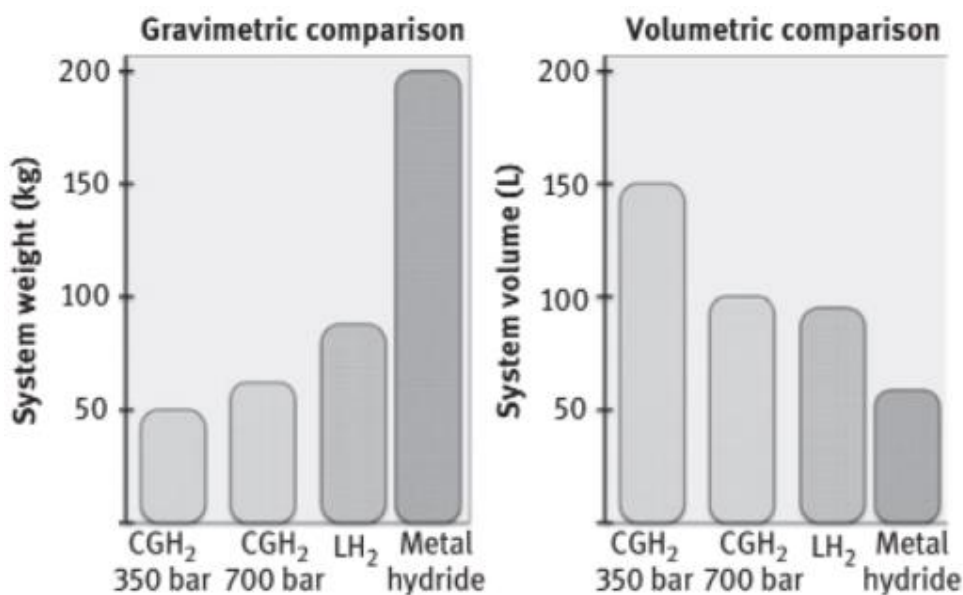
Μεταξύ των χρησιμοποιούμενων υδριδίων, το αλανικό νάτριο (NaAlH<sub>4</sub>) επιτρέπει την απεικόνιση του μηχανισμού απελευθέρωσης υπό την επίδραση θερμότητας:



Η αποθήκευση του υδρογόνου σε υδρίδια, ωστόσο, προσφέρει ασφάλεια σε σχέση με την αποθήκευση σε αέριο ή υγρό.

Ένας από τους ηγέτες στον τομέα αυτό είναι η γαλλική εταιρεία McPhy, η οποία έχει αναπτύξει μονάδες για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων υδρογόνου σε υδρίδια μαγνησίου (MgH<sub>2</sub>) έως και 1.000 kg μέχρι το 2020. Οι εν λόγω μονάδες μπορούν να συνδυαστούν με αποθήκευση θερμότητας σε μια μονάδα αλλαγής φάσης: η θερμότητα που απελευθερώνεται κατά την αποθήκευση χρησιμοποιείται στη συνέχεια για την εκρόφιση του υδρογόνου.

Τα βασικά στοιχεία είναι σφαιρίδια υδριδίου βάρους 1 kg (χωρητικότητα αποθήκευσης 500 L υδρογόνου ή 43 g) στοιβαγμένα σε κυλίνδρους, τα οποία στη συνέχεια τοποθετούνται σε δοχεία με εξωτερικό έλεγχο και στοιχεία θερμικής διαχείρισης, ηλεκτρονικά στοιχεία ρύθμισης κ.λπ. (Εικόνα 5.16).



Αν τα υδρίδια προσφέρουν πλεονεκτήματα όσον αφορά την ασφάλεια της αποθήκευσης (π.χ. όχι υψηλές πιέσεις) ή τον καταλαμβανόμενο όγκο σε σύγκριση με τις δεξαμενές (αέριο ή υγρό υδρογόνο), το κύριο μειονέκτημα είναι το βάρος του συστήματος (δεξαμενή και υδρίδια) υδρογόνου που αντιπροσωπεύει στην καλύτερη περίπτωση 4-5% των υδριδίων (Εικόνα 5.17).

### 5.3.4 Στα αποθέματα φυσικού αερίου

#### 5.3.4.1 Αποθήκευση φυσικού αερίου

Προκειμένου να επωφεληθεί από ένα στρατηγικό απόθεμα σε περίπτωση διακοπής της παράδοσης ή υψηλής ζήτησης, κάθε χώρα διαθέτει μεγάλους όγκους χώρων αποθήκευσης φυσικού αερίου, γενικά και κυρίως σε φυσικά σπήλαια. Η προσθήκη υδρογόνου στο φυσικό αέριο θα επέτρεπε την αποθήκευση του χωρίς πρόσθετες επενδύσεις.

Οι διαθέσιμες χωρητικότητες αποθήκευσης για μεγάλες ποσότητες υδρογόνου θα εξαρτηθούν από το ποσοστό που θα γίνει αποδεκτό (Πίνακας 5.4).

Υποθέτοντας ότι η ενέργεια παραγωγής υδρογόνου είναι 5 kWh/Nm<sup>3</sup>, κάθε εκατομμύριο παραγόμενα Nm<sup>3</sup> θα μπορούσε να αποθηκεύσει το ισοδύναμο 5 GWh πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας. Για ποσοστό έγχυσης 5%, η Γερμανία θα μπορούσε να αποθηκεύσει 5,5 TWh ηλεκτρικής ενέργειας και 33 για τις ΗΠΑ. Επιπλέον, η αποθήκευση αυτή θα μπορούσε να πραγματοποιείται συνεχώς, το υδρογόνο-φυσικό αέριο να διοχετεύεται στη συνέχεια στο δίκτυο για χρήση.

	Natural gas storage capacity (million Nm <sup>3</sup> )	Hydrogen injected		
		2%	5%	10%
USA	132,000	2,640	6,600	13,200
Germany	22,000	440	1,100	2,200
Japan	20,000	400	1,000	2,000
France	14,000	280	700	1,400

Πίνακας 5.4: Πιθανή χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου αναμεμιγμένου με φυσικό αέριο (εκατ. m<sup>3</sup>).

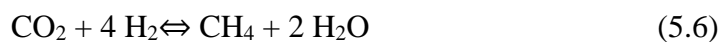
## 5.4 Μεθανοποίηση

### 5.4.1 Θερμοχημική μεθανοποίηση

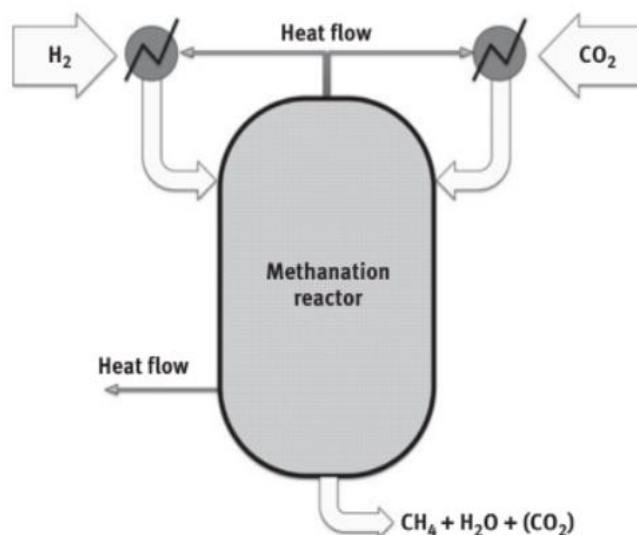
Η μεθανοποίηση (Σχήμα 5.22) είναι η διαδικασία μετατροπής του υδρογόνου σε μεθάνιο σύμφωνα με τις αντιδράσεις:



Η συνολική αντίδραση είναι



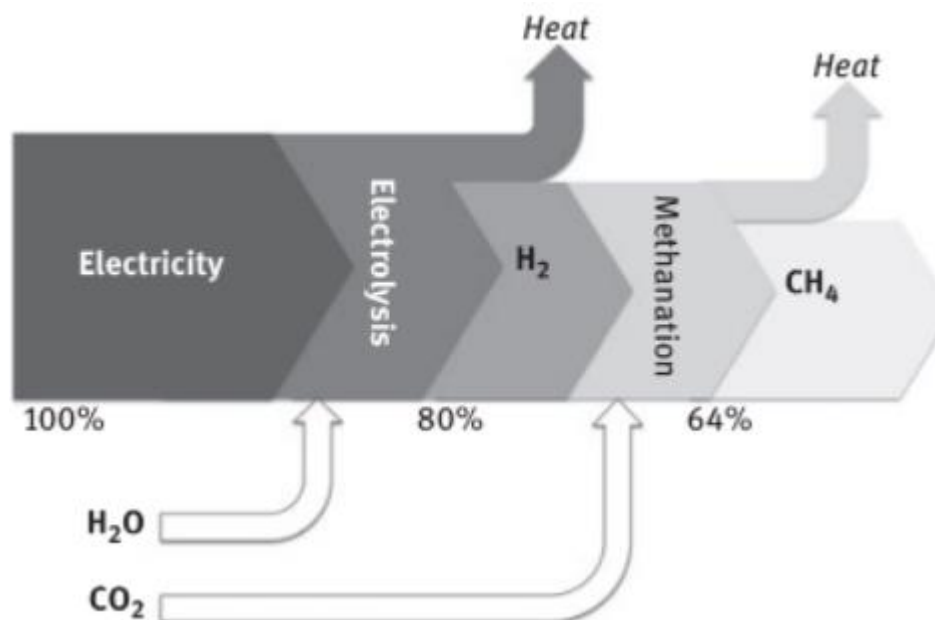
Η αντίδραση είναι εξώθερμη (έκλυση θερμότητας:  $\Delta H = -164,9 \text{ kJ/mol}$  υπό κανονικές συνθήκες) και λαμβάνει χώρα παρουσία καταλύτη, συνήθως με τη μορφή σφαιριδίων μέσω των οποίων διέρχονται τα αέρια.



Σχήμα 5.22: Σχηματική απεικόνιση θερμοχημικής μεθανοποίησης.

Η απόδοση είναι της τάξης του 80% με περιεκτικότητα σε μεθάνιο μεγαλύτερη από 90%. Αυτό το ποσοστό μετατροπής εξαρτάται από τη θερμοκρασία και την πίεση.

Η μεθανοποίηση μπορεί να πραγματοποιηθεί χωρίς άμεσο έλεγχο της θερμοκρασίας (η οποία μπορεί να ανέλθει στους 700°C) με τη χρήση μιας σειράς αντιδραστήρων με ψύξη με αέριο μεταξύ του καθενός. Η άλλη επιλογή είναι η ρύθμιση της θερμοκρασίας της αντίδρασης με τη χρήση συστήματος ψύξης και ανάκτηση της θερμότητας που απελευθερώνεται.



Σχήμα 5.24: Απόδοση της αλυσίδας μετατροπής ενέργειας σε αέριο με μεθανοποίηση

Στην έξοδο του αντιδραστήρα λαμβάνεται ένα μείγμα μεθανίου και υδρογόνου. Το μεθάνιο (συνθετικό φυσικό αέριο) μπορεί να εγχυθεί στο δίκτυο φυσικού αερίου μετά από επεξεργασία, ώστε το επίπεδο υδρογόνου να είναι αντίστοιχο με το επιτρεπόμενο.

#### **5.4.1.1 Συνολική απόδοση της θερμοχημικής μεθανοποίησης**

Όπως κάθε μετασχηματισμός, η απόδοση αυτού του σταδίου (Σχήμα 5.24) επηρεάζει την τελική απόδοση της τεχνολογίας μετατροπής ενέργειας σε αέριο.

Τα καλύτερα ποσοστά μετατροπής μόνο για τη μεθανοποίηση φθάνουν το 80%. Η ανάκτηση της απελευθερούμενης θερμότητας καθιστά δυνατή τη βελτίωση της συνολικής απόδοσης.

#### **5.4.2 Μεθανοποίηση σε συνδυασμό με τη μετατροπή ενέργειας σε αέριο**

Η μεθανοποίηση συνίσταται στη χρησιμοποίηση οργανικών αποβλήτων, όπως για παράδειγμα της λυματολάσπης, για να παράγει, με αναερόβια ζύμωση μικροοργανισμών, ένα αέριο μείγμα του οποίου το πιο συστατικά του είναι το μεθάνιο (50-85%) και το διοξείδιο του άνθρακα (15-50%). Μετά την καθαρισμό, το μεθάνιο διοχετεύεται στο σύστημα φυσικού αερίου ή χρησιμοποιείται απευθείας για την τροφοδοτεί ένα πρατήριο οχημάτων φυσικού αερίου ή χρησιμοποιείται τοπικά για συμπαραγωγή ή συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας σε μονάδα με ανάκτηση της παραγόμενης θερμότητας.

Στην προσέγγιση της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο, το CO<sub>2</sub> που παράγεται από τη μονάδα μεθανοποίησης μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μονάδες μεθανοποίησης.

#### **5.4.3 Μεθανοποίηση, το κλειδί για την ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές**

Η τεχνολογία αυτή επιτρέπει τη μετατροπή του υδρογόνου που παράγεται από ηλεκτρόλυση με χρήση πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας σε μεθάνιο. Στη συνέχεια μπορεί να ενσωματωθεί στο δίκτυο διανομής φυσικού αερίου ή στις μονάδες αποθήκευσης, χωρίς αλλαγές στο δίκτυο ή για τους χρήστες. Ακόμη και αν η απόδοση της μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο μειώνεται μέσω αυτής της προσέγγισης, η ενσωμάτωση του μεθανίου στο ενεργειακό κύκλωμα δεν απαιτεί καμία τροποποίηση των υφιστάμενων διαδικασιών και εγκαταστάσεων.

### **5.5 Χρήση του παραγόμενου υδρογόνου ή μεθανίου**

Το υδρογόνο και το μεθάνιο είναι αγαθά που χρησιμοποιούνται ήδη από διάφορους τομείς της οικονομίας. Η πρόσθετη παραγωγή λόγω της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο μπορεί να ανοίξει άλλες προοπτικές ή να επηρεάσει τις αγορές (τιμή των αερίων αυτών, για παράδειγμα, ή ανάπτυξη νέων χρήσεων).

Η παραγωγή υδρογόνου από την πλεονάζουσα ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να επιτρέψει την αντικατάσταση μέρους του υδρογόνου που παράγεται από την αναμόρφωση υδρογονανθράκων και/ή να ανοίξει τελικά άλλες χρήσεις. Για κάθε TWh πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας, είναι δυνατόν να παραχθούν 200 εκατομμύρια Nm<sup>3</sup> υδρογόνου (υπόθεση 5 kWh/Nm<sup>3</sup>).

### 5.5.1 Βιομηχανία

Ο πρώτος πελάτης του υδρογόνου είναι η πετροχημική βιομηχανία κυρίως για την αποθείωση. Μια άλλη σημαντική χρήση είναι η παραγωγή αμμωνίας για λιπάσματα.

Το υδρογόνο, εξαιρουμένων των πετροχημικών και της παραγωγής αμμωνίας, χρησιμεύει ως βάση για πολλούς τομείς, από την παραγωγή χάλυβα έως τα εκλεκτά χημικά και τα ηλεκτρονικά. Ακόμη και το αν και οι ποσότητες είναι σχετικά μικρές, η καθαρότητα του υδρογόνου που παράγεται με ηλεκτρόλυση και η δυνατότητα παραγωγής του σε τοπικό επίπεδο ή ακόμη και επί τόπου θα αποτελούσε πλεονέκτημα.

### 5.5.2 Ενέργεια - μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια

Η προσέγγιση αυτή, η οποία θα μπορούσε να ονομαστεί P2G2P (power-to-gas-to-power), περιλαμβάνει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδρογόνο ή μεθάνιο που παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης ή μεθανοποίησης. Για τη μετατροπή αυτή, οι υπάρχουσες τεχνολογίες καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα ισχύος: Μονάδες συμπαραγωγής, κυψέλες καυσίμου ή μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο αέριο.

#### 5.5.2.1 Κυψέλες καυσίμου

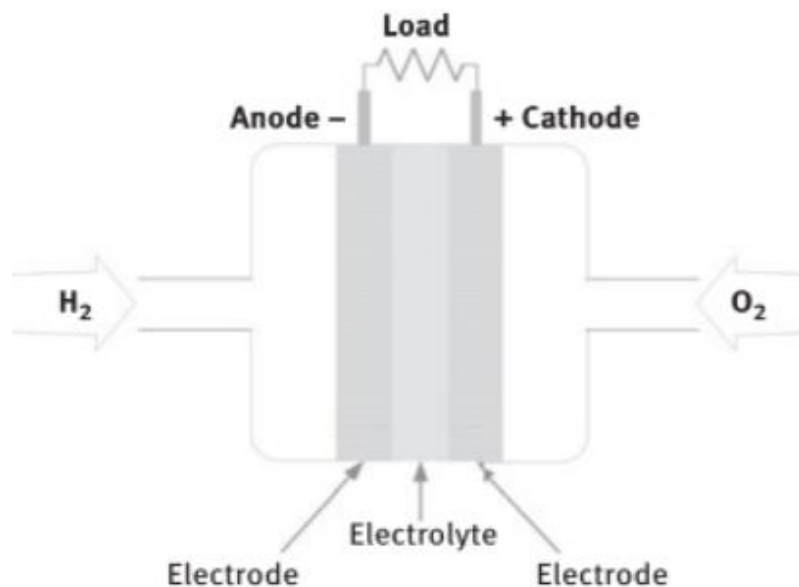
Αυτή η τεχνολογία λειτουργεί με την ίδια αρχή όπως η ηλεκτρόλυση PEM με την ίδια δομή, αλλά το υδρογόνο και το οξυγόνο (ή ο αέρας) που εγχέονται αντιδρούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Εικόνα 5.31). Η αρχή ανακαλύφθηκε το 1838 από τον Ελβετό Schönbein και από τον Άγγλο Grove το 1839 [5]. Μόλις στα μέσα της δεκαετίας του 1960 η τεχνολογία αυτή αναπτύχθηκε από τη NASA για τις πρώτες διαστημικές πτήσεις και προς τη δεκαετία του 1990 έγιναν διαθέσιμες κυψέλες καυσίμου υψηλής ισχύος που φθάνουν την ισχύ των μεγαβάτ.

#### 5.5.2.2 Τύποι κυψελών καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου διακρίνονται κυρίως από τον τύπο του ηλεκτρολύτη και τη θερμοκρασία λειτουργίας (Πίνακας 5.5).

Η ονομασία τους αντικατοπτρίζει τον ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιείται:

- PEMFC (κυψέλη καυσίμου με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων)
- DMFC (κυψέλη καυσίμου άμεσης μεθανόλης)
- PAFC (κυψέλη καυσίμου φωσφορικού οξέος)
- AFC (αλκαλική κυψέλη καυσίμου)
- MCFC (κυψέλη καυσίμου λιωμένου ανθρακικού άλατος)
- SOFC (κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου)



Εικόνα 5.31: Σχηματική απεικόνιση μιας τυπικής κυψέλης καυσίμου.

Τύπος	Μέση Θερμοκρασία	Καύσιμο Ανόδου	Ions	Καύσιμο Καθόδου
PEMFC	80-120	H <sub>2</sub>	H <sup>+</sup> →	O <sub>2</sub>
DMFC	110	Μεθανόλη	H <sup>+</sup> →	O <sub>2</sub>
PAFC	200	H <sub>2</sub>	H <sup>+</sup> →	O <sub>2</sub>
AFC	80	H <sub>2</sub>	→OH <sup>-</sup>	O <sub>2</sub>
MCFC	650	H <sub>2</sub>	→(CO <sub>3</sub> ) <sup>2-</sup>	O <sub>2</sub>
SOFC	800-900	CH <sub>4</sub>	→O <sup>2-</sup>	O <sub>2</sub>

Πίνακας 5.5: Προδιαγραφές τύπων κυψελών καυσίμου.

Οι κυψέλες καυσίμου που λειτουργούν σε χαμηλές θερμοκρασίες (<200°C) χρησιμοποιούν πολύτιμα μέταλλα (πλατίνα) ως καταλύτες και στα δύο ηλεκτρόδια. Προκύπτει το ίδιο πρόβλημα με τους ηλεκτρολύτες τύπου PEM, όσον αφορά το κόστος αυτών των καταλυτών και την πραγματική αδυναμία αντικατάστασής τους.

Οι κυψέλες καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας (MCFC ή SOFC) δεν τους απαιτούν, αλλά χρησιμοποιούν ειδικά κράματα. Ορισμένοι τύποι δεν μπορούν να χρησιμοποιήσουν υδρογόνο (π.χ. SOFC), αλλά μόνο φυσικό αέριο ή μεθάνιο.

Άλλοι, όπως τα PEMFC και AFC, μπορούν να χρησιμοποιήσουν μεθάνιο, αλλά τροφοδοτώντας το πρώτα σε αναμορφωτή για μετατροπή σε υδρογόνο που μπορεί στη συνέχεια να χρησιμοποιηθεί από την κυψέλη.

### 5.5.2.3 Απόδοση κυψελών καυσίμου

Ανάλογα με τον τύπο και την ισχύ, η ηλεκτρική απόδοση μπορεί να φτάσει το 50-60% και πάνω από 90% εάν ανακτάται η θερμότητα, καθώς οι αντιδράσεις στην κυψέλη καυσίμου είναι εξώθερμες.



#### 5.5.2.4 Πλεονέκτημα των κυψελών καυσίμου

Σε σύγκριση με μια μονάδα συμπαραγωγής ή μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο αέριο, μια κυψέλη καυσίμου δεν έχει σχεδόν καθόλου κινούμενα μέρη (εκτός από τον βοηθητικό εξοπλισμό, όπως αντλίες, ανεμιστήρες κ.λπ.). Οι μονάδες που λειτουργούν σε χαμηλές θερμοκρασίες (<100°C) έχουν πολύ σύντομο χρόνο εκκίνησης. Το 2008, η κυβέρνηση της Νότιας Κορέας ξεκίνησε ένα μεγάλο πρόγραμμα εξοπλισμού κυψελών καυσίμου υψηλής ισχύος για τη σταθεροποίηση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας με ταυτόχρονη ανάκτηση θερμότητας.

#### 5.5.2.5 Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής ή μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας

Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο ή οι μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής ισχύος μπορούν να επωφεληθούν από αυτή την πρόσθετη παραγωγή καυσίμου και να χρησιμοποιήσουν μεθάνιο για τη λειτουργία τους. Αυτό ισχύει ήδη για ορισμένες μονάδες μεθανοποίησης και ορισμένα έργα μετατροπής ενέργειας σε αέριο (π.χ. Enertrag στο Βερολίνο). Για αυτές τις δύο τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η χρήση μεθανίου από μεθανοποίησης είναι καταλληλότερη επειδή δεν απαιτεί τροποποίηση ορισμένων εξαρτημάτων ή νέες ρυθμίσεις για την καύση (οι PEMFC χρησιμοποιούν απευθείας υδρογόνο, εξοικονομώντας ένα βήμα). Ωστόσο, λόγω των χαμηλών συνολικών αποδόσεων (στην καλύτερη περίπτωση 35-40% από τις ανανεώσιμες πηγές στην τελική ηλεκτρική ενέργεια), η προσέγγιση αυτή θα πρέπει να χρησιμοποιείται όταν η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας υπερβαίνει την ικανότητα αποθήκευσης ή όταν οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορούν να καλυφθούν με άλλο τρόπο.

Σε πολλές χώρες, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο αποτελούν σημαντικό στοιχείο για τη σταθεροποίηση των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους αιχμής της ζήτησης. Ωστόσο, χρησιμοποιούνται όλο και λιγότερο λόγω της πτώσης της τιμής του άνθρακα (σημαντική παραγωγή φυσικού αερίου με κέλυφος στις ΗΠΑ), η οποία ευνοεί όσους τον χρησιμοποιούν. Η δυνατότητα ύπαρξης μεγάλων ποσοτήτων μεθανίου θα μπορούσε να αναζωογονήσει τη χρήση τους, καθώς έχουν πολύ σύντομο χρόνο εκκίνησης.

#### 5.5.2.6 Αποδοτικότητα μετατροπής

Η ηλεκτρική απόδοση της προσέγγισης P2G2P ποικίλλει ανάλογα με την επιλεγμένη μονοπάτι (Σχήμα 5.34). Είτε πρόκειται για τη χρήση κυψέλης καυσίμου, είτε για τη χρήση μονάδας συμπαραγωγής ή σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύση φυσικού αερίου, οι αποδόσεις μετατροπής είναι στην καλύτερη περίπτωση 40% για σταθερές εφαρμογές.

Συνολικά ανακτάται μόνο το ένα τρίτο της αρχικής ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, ανάλογα με τη στρατηγική παραγωγής ή εφοδιασμού που αποφασίζεται, η προσέγγιση αυτή μπορεί να έχει οικονομική ή/και στρατηγική αιτιολόγηση (π.χ. ασφάλεια εφοδιασμού), είτε σε επίπεδο παραγωγού ενέργειας ή των βιομηχανικών χρηστών.

Η συνολική αποδοτικότητα μπορεί να βελτιωθεί σημαντικά με την ανάκτηση της θερμότητας που παράγεται. Η ανάκτηση αυτή θα είναι ακόμη πιο εύκολη εάν η μονάδα

μετατροπής αερίου σε ηλεκτρική ενέργεια εγκατασταθεί κοντά στο χρήστες (τοπική τηλεθέρμανση).

### 5.5.3 Οικιακή χρήση

Η οικιακή χρήση καθαρού υδρογόνου περιορίζεται σήμερα σε μερικά πειράματα σε τομείς όπως η μικρο-ΣΗΘΥΑ. Στη Δανία, ένα πείραμα που διεξήχθη το 2008 στο νησί Lolland επικύρωσε την άμεση χρήση υδρογόνου για την τροφοδοσία οικιακών κυψελών καυσίμου χαμηλής ισχύος μέσω ενός δικτύου διανομής υδρογόνου που παράγεται με ηλεκτρόλυση (ηλεκτρική ενέργεια από ανεμογεννήτριες). Ωστόσο, το μεθάνιο που προέρχεται από μεθανοποίηση και διοχετεύεται στο δίκτυο φυσικού αερίου προσφέρει τη βέλτιστη λύση που δεν απαιτεί αλλαγές στον οικιακό εξοπλισμό που λειτουργεί με φυσικό αέριο.

#### 5.5.4.1 Υδρογόνο, μεθάνιο ή ηλεκτρόνιο; Άμεση χρήση του ηλεκτρισμού: μια προτεραιότητα

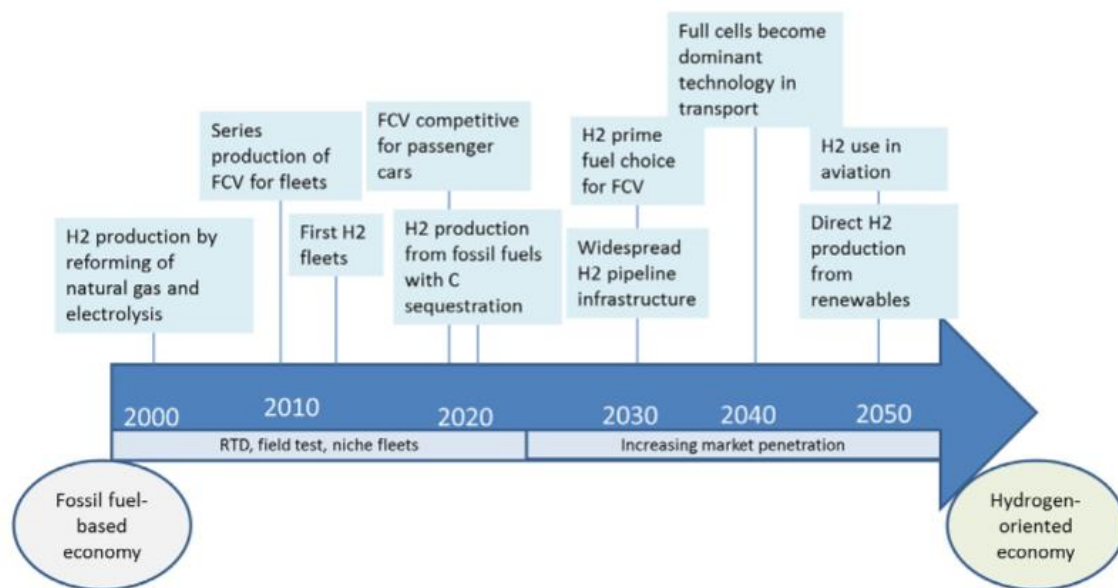
Εάν η ηλεκτρόλυση κατέστησε δυνατή την ανάκτηση του πλεονάσματος ηλεκτρικής ενέργειας ανανεώσιμης προέλευσης, η σχετικά χαμηλή συνολική ενεργειακή απόδοση και η υποδομή που πρέπει να εγκατασταθεί πρέπει να οδηγήσουν πρώτα στην άμεση χρήση αυτής της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διάφοροι τομείς εφαρμογής (βιομηχανία, ενέργεια και μεταφορές) πρέπει να βελτιστοποιηθούν περαιτέρω όσον αφορά ενεργειακής απόδοσης και εξοπλισμού.

Ωστόσο, η τεχνολογία μετατροπής ενέργειας σε αέριο είναι ο μόνος τρόπος για την αποθήκευση των μεγάλων αναμενόμενων πλεονασμάτων. Το παραγόμενο υδρογόνο και το μεθάνιο από τη μεθανοποίηση συμβάλλουν στη συνολική ενεργειακή απόδοση, το πρώτο βήμα για την ενεργειακή μετάβαση.

Υπάρχουν ακόμη πολλά τεχνολογικά εμπόδια, αλλά τα έργα και τα επιτεύγματα καθιστούν δυνατή την εμπορική αξιοποίηση της τεχνολογίας αυτής σε μεγάλη κλίμακα.

## 5.6 Ρυθμιστικό πλαίσιο

Για να επιταχυνθεί η εξάπλωση του υδρογόνου και των κυψελών καυσίμου, πρέπει να αρθούν ορισμένα εμπόδια. Στην Εικόνα 5.32 παρουσιάζεται η φιλόδοξη ευρωπαϊκή πρόταση για μια οικονομία προσανατολισμένη στο υδρογόνο. Το βασικό ερώτημα είναι γιατί έχει αποτύχει μέχρι στιγμής. Ένα σημαντικό εμπόδιο είναι η έλλειψη συντονισμένων ενεργειών μεταξύ των ενδιαφερομένων μερών (όπως οι κατασκευαστές αυτοκινήτων, οι προμηθευτές καυσίμων και οι καταναλωτές) και τεχνολογικών προτύπων, τα οποία θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε οικονομίες κλίμακας. Δεδομένου ότι πολλές επενδύσεις σε ενεργειακά συστήματα υδρογόνου απαιτούν μακροπρόθεσμο ορίζοντα τουλάχιστον 10-20 ετών, αυτό αποτελεί σημαντικό πρόβλημα, καθώς όλα αυτά τα ζητήματα αυξάνουν τους κινδύνους σε μακροπρόθεσμες επενδύσεις. **Επιπλέον, η έλλειψη σαφών και δεσμευτικών στόχων μείωσης των εκπομπών αποθαρρύνει τους δυνητικούς επενδυτές.**



Εικόνα 5.32: Προρεία προς μια οικονομία υδρογόνου

Ωστόσο, υπάρχει ήδη ένα ευρύ χαρτοφυλάκιο τεχνολογικά ουδέτερων πολιτικών στην Ευρώπη, οι οποίες υποστηρίζουν έμμεσα τη χρήση του υδρογόνου και των κυψελών καυσίμου. Τέτοιες πολιτικές είναι, για παράδειγμα, τα συστήματα φορολόγησης των οχημάτων με βάση τις εκπομπές CO<sub>2</sub> των οχημάτων (όπως τα τέλη ταξινόμησης, οι φόροι ιδιοκτησίας κ.λπ.) και οι επιδοτήσεις αγοράς οχημάτων χαμηλών εκπομπών. Εκτός αυτού, υπάρχουν επίσης ορισμένα σημαντικά μη νομισματικά μέτρα που εφαρμόζονται στα οχήματα μηδενικών εκπομπών, όπως η δωρεάν χρήση δημόσιων χώρων στάθμευσης, η χρήση λεωφορειολωρίδων και η δωρεάν είσοδος σε ζώνες μηδενικών εκπομπών στις πόλεις.

Επιπλέον, τα αυστηρότερα πρότυπα οικονομίας καυσίμου θα υποστήριζαν την εισαγωγή των αυτοκινήτων κυψελών καυσίμου (Fuel Cell Vehicles – FCV), δεδομένου ότι αποτελούν μια τεχνολογία αυτοκινήτων χαμηλών εκπομπών και συμβάλλουν στην εκπλήρωση των συμφωνιών μεταξύ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και της αυτοκινητοβιομηχανίας.

Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή δέσμη μέτρων για την ενέργεια και το κλίμα (2020 και 2030), ένας από τους κύριους στόχους είναι η αύξηση της ποσότητας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, γεγονός που καθιστά την ενσωμάτωση των μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα πιο δύσκολη. Στο πλαίσιο αυτό, το υδρογόνο θα μπορούσε να αποτελέσει συνδετικό κρίκο μεταξύ του τομέα της ενέργειας και των μεταφορών (καθώς και με άλλους ενεργειακούς τομείς). Ωστόσο, η επιτυχία αυτής της σύζευξης του τομέα εξαρτάται από την ετήσια διαθεσιμότητα ηλεκτρικής ενέργειας χαμηλού κόστους από ΑΠΕ, καθώς και από τη μείωση του κόστους επένδυσης του συστήματος ηλεκτρόλυσης.

Για τη χρήση του υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών, η μείωση του κόστους των FCV είναι ζωτικής σημασίας. Σε αυτό το πολύ πρώιμο στάδιο τα FCV και το υδρογόνο απαιτούν διαφορετικές φορολογικές απαλλαγές καθώς και επιδοτήσεις για να γίνουν ανταγωνιστικά με τα συμβατικά αυτοκίνητα. Ωστόσο, οι άμεσες επιδοτήσεις θα πρέπει να κατανέμονται μεταξύ όλων των εμπλεκόμενων φορέων για να αποφευχθεί το πρόβλημα «της κότας και του αυγού», να διευκολυνθεί η τόνωση της αγοράς και να ελαχιστοποιηθούν οι επενδυτικοί κίνδυνοι.

Για να μπορέσει το υδρογόνο να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στην απαλλαγή του ενεργειακού συστήματος από τον άνθρακα, οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής πρέπει να παρέχουν σταθερό, μακροπρόθεσμο πολιτικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, καθοδηγώντας την ενεργειακή μετάβαση σε όλους τους τομείς. Η μετάβαση αυτή απαιτεί συντονισμό μεταξύ όλων των εμπλεκόμενων φορέων. Η εναρμόνιση των προτύπων και των κωδίκων ασφαλείας για την παραγωγή υδρογόνου και τη χρήση του σε όλες τις περιφέρειες και τους τομείς θα δημιουργήσει πλεονεκτήματα οικονομικών κλίμακας και, κατά συνέπεια, μείωση του κόστους των τεχνολογιών υδρογόνου. **Επιπλέον, η βελτίωση και η προσαρμογή των υφιστάμενων πολιτικών και μέτρων (όπως οι εκπομπές CO<sub>2</sub> κανονισμοί, φόροι κ.λπ.), σύμφωνα με τις μακροπρόθεσμες περιβαλλοντικές στόχους, θα υποστήριζε τη χρήση του υδρογόνου στο ενεργειακό σύστημα.**

## **Αναφορές**

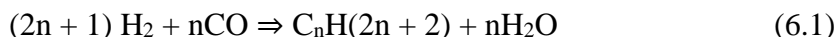
- [1] Laurencelle, F and al. Experiments on a Metal Hydride Based Hydrogen Compressor, *Journal of Alloys and Compounds*, 475 (2009), 810–816.
- [2] Robinius, M. Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen. Thesis, 2015.
- [3] Liemberger, W. Extraction of Green Hydrogen at Fuel Cell Quality from Mixtures with Natural Gas. *Chemical Engineering Transactions*. 52, (2016).
- [4] Tegel M. and al. An Efficient Hydrolysis of MgH<sub>2</sub>-Based materials. *International Journal of Hydrogen Energy*. 42, 4 (2017), 2167–2176.
- [5] Bossel, U. The Birth of the Fuel Cell 1835–1845. 2000. European Fuel Cell Forum.
- [6] EMSA European Maritime Safety Agency. Study on the Use of Fuel Cell in Shipping. 2017. DNV GL Maritime.
- [7] Amela Ajanovic , Reinhard Haas , Economic prospects and policy framework for hydrogen as fuel in the transport sector, *Energy Policy* 123 (2018) 280–288

## 6. Εναλλακτικοί τρόποι αποθήκευσης

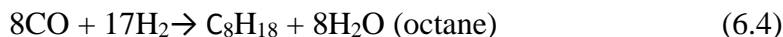
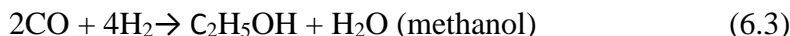
### 6.1 Μετατροπή ενέργειας σε υγρό

#### 6.1.1 Συνθετικά καύσιμα

Στη δεκαετία του 1920, οι Γερμανοί χημικοί Franz Fischer και Hans Tropsch κατάφεραν να συνθέσουν τους πρώτους υδρογονάνθρακες σύμφωνα με την εξώθερμη αντίδραση που ονομάζεται Fischer- Tropsch (FT) π.χ. για τα αλκάνια:



Τα αρχικά υλικά ήταν υδρογόνο και μονοξείδιο του άνθρακα (syngas) από αέριο. Απαιτήθηκε καταλύτης (σίδηρος, κοβάλτιο ή ρουθίνιο) και η αντίδραση πραγματοποιήθηκε υπό υψηλή πίεση και θερμοκρασία. Η επιλογή των συνθηκών (σύνθεση του μίγματος, καταλύτης, θερμοκρασία, πίεση κ.λπ.) καθιστά δυνατή τη λήψη διαφορετικών υδρογονανθράκων:



Ως αποτέλεσμα των συνεχώς αυξανόμενων ανακαλύψεων κοιτασμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου και της αντίστοιχης μείωσης των τιμών, η προσέγγιση αυτή δεν ήταν τόσο επιτυχής όσο αναμενόταν.

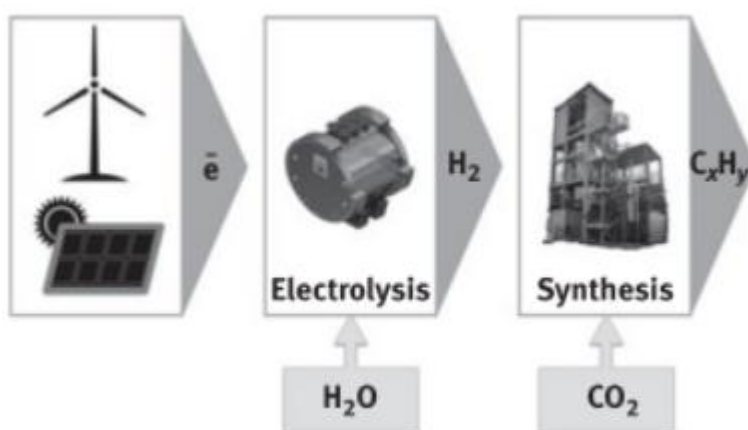
Χρησιμοποιήθηκε, ωστόσο, από χώρες που δεν διέθεταν πόρους πετρελαίου ή φυσικού αερίου (η Γερμανία από τα μέσα της δεκαετίας του 1930 και τον Δεύτερο Παγκόσμιο Πόλεμο για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων) ή δεν είχαν πρόσβαση στην αγορά καυσίμων.

Ωστόσο, το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές τις επόμενες δεκαετίες θα αυξήσει τη διαθεσιμότητα υδρογόνου σε σημαντικές ποσότητες και μπορεί να επιτρέψει την ανανέωση αυτής της τεχνολογίας για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων ή χημικών ουσιών.

Ο όρος «συνθετικό» μπορεί να είναι παραπλανητικός: Δεν σημαίνει ότι τα καύσιμα παράγονται από βασικά άτομα (H, C και O) αλλά από χημική μετατροπή.

### 6.1.2 Μετατροπή ενέργειας σε υγρό

Για την παραγωγή του αρχικού μίγματος (syngas) που χρησιμοποιείται από την αντίδραση FT, η power-to-gas παρέχει υδρογόνο, ενώ το διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) μπορεί να προέρχεται από μια μονάδα βιοαερίου ή να συλλαμβάνεται από τον αέρα. Το CO<sub>2</sub> ανάγεται σε μονοξείδιο του άνθρακα (CO) χρησιμοποιώντας οξυγόνο από τον αέρα. Η ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας παρέχει τις βέλτιστες συνθήκες για τη χρήση της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας στην παραγωγή υδρογονανθράκων (Εικόνα 6.1): η ηλεκτρόλυση με ατμό την καθιστά την αύξηση της απόδοσης της ηλεκτρόλυσης και της μετατροπής σε υδρογονάνθρακες.



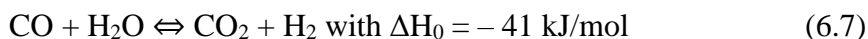
Εικόνα 6.1: Σχηματική απεικόνιση του Power-to-liquid.

### 6.1.3 Μετατροπή αερίου σε υγρό

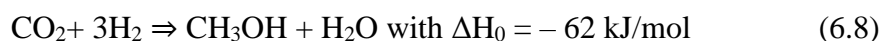
Στην προσέγγιση αυτή, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται ως αφετηρία για την παραγωγή συνθετικών ενώσεων. Το πρώτο βήμα είναι η παραγωγή syngas σύμφωνα με τις αντιδράσεις



Δύο σημαντικές αντιδράσεις είναι η εξώθερμη αντίδραση μετατόπισης αερίων του νερού, η οποία μετατρέπει CO σε υδρογόνο και η αντίστροφη μετατόπιση αερίων νερού. Οι δύο αυτές αντιδράσεις συνυπάρχουν σε ισορροπία που μεταβάλλεται ανάλογα με τη θερμοκρασία:



Η σύνθεση της μεθανόλης, για παράδειγμα, γίνεται σύμφωνα με την αντίδραση:

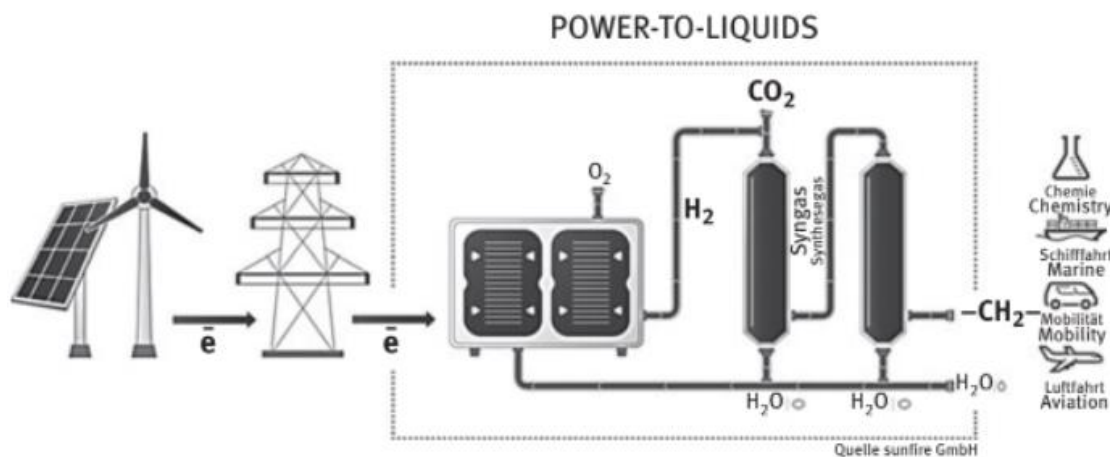


Τα πειράματα αποσκοπούν κυρίως στην παραγωγή συνθετικών καυσίμων [1].

## 6.1.4 Πειράματα PtL

### 6.1.4.1 Παραγωγή συνθετικού ντίζελ

Η πιλοτική μονάδα που ξεκίνησε από την Audi και πραγματοποιήθηκε από την Sunfire (Εικόνα 6.2) κατασκευάστηκε στο Werlte και λειτουργεί από τα τέλη του 2014. Η μονάδα παράγει συνθετικό ντίζελ (Εικόνα 6.3).



Σχήμα 6.2: Power-to-liquid με ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας

Ένας ηλεκτρολύτης SOEC υψηλής θερμοκρασίας (10 bar και 800°C) που παρέχεται από την Sunfire διαχωρίζει το νερό σε υδρογόνο και οξυγόνο με απόδοση 90%.

Το υδρογόνο αντιδρά με CO<sub>2</sub> από μονάδα βιοαερίου σε αντιδραστήρα υπό πίεση και θερμοκρασία για την παραγωγή υγρού υδρογονάνθρακα (Blue Crude). Η απόδοση της λειτουργίας είναι της τάξης του 70%. Με απόσταξη, αυτός ο υδρογονάνθρακας μπορεί να μετατραπεί σε συνθετικό ντίζελ (160 L/ημέρα με απόδοση 80%) χωρίς θείο ή αρωματικά και με υψηλό αριθμό κετανίου (Εικόνα 6.4). Ανάλογα με τον τύπο της απόσταξης, άλλα καύσιμα όπως βενζίνη, κηροζίνη κ.λπ. μπορούν να παραχθούν.

Μια παρόμοια μονάδα πρόκειται να εγκατασταθεί στη Νορβηγία (βιομηχανικό πάρκο Heroya) με έναρξη παραγωγής το 2020. Οι εταιρείες Nordic Blue Crude, Sunfire (ηλεκτρόλυση υψηλής θερμοκρασίας), Climeworks (δέσμευση CO<sub>2</sub> από τον αέρα) και EDL Anlagenaubau (υποδομές) συμμετέχουν σε αυτό το έργο με αρχική δυναμικότητα 10 εκατ. λίτρα/έτος.

### 6.1.4.2 Έργο MefCO<sub>2</sub> - παραγωγή μεθανόλης

Μια εγκατάσταση κοντά στο Ντόρτμουντ της Γερμανίας παράγει μεθανόλη από υδρογόνο που λαμβάνεται με ηλεκτρόλυση (ηλεκτρολύτης 1 MW Hydrogenics που παράγει 200 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου). Το CO<sub>2</sub> προέρχεται από το εργοστάσιο ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα Steag. Η μονάδα παραγωγής μεθανόλης αναπτύχθηκε από την Carbon Recycling

International. Η παραγωγή ξεκίνησε το 2017 με δυναμικότητα 250.000 L/έτος. Στην Ισλανδία λειτουργεί ήδη μια εγκατάσταση με δυναμικότητα 5 εκατομμυρίων L/έτος.

#### 6.1.4.3 Έργο Soletair

Το εν λόγω ερευνητικό έργο διεξήχθη από το Φινλανδικό Ερευνητικό Κέντρο (σύλληψη της CO<sub>2</sub> από τον αέρα), το φινλανδικό πανεπιστήμιο της Lappeenranta (ηλεκτρολύτης) και το γερμανικό Ινστιτούτο Τεχνολογίας KIT - Ινστιτούτο Τεχνολογίας της Καρλσρούης (συμπαγής σύνθεσης αντιδραστήρας που αναπτύχθηκε από την INERATEC – Εικόνα 6.5).

Ο αρχικός εξοπλισμός επέτρεψε την επικύρωση της λειτουργίας της μονάδας που εγκαταστάθηκε στη Φινλανδία (Εικόνα 6.6), η οποία χρησιμοποιεί την ηλεκτρική ενέργεια ενός φωτοβολταϊκού σταθμού. Η χωρητικότητά της είναι 80 L βενζίνης την ημέρα και τον Ιούλιο του 2017 παρήχθησαν σχεδόν 200 L μετά την πρώτη εκκίνηση.

Το γερμανικό Ινστιτούτο Fraunhofer πραγματοποιεί το έργο του "Strom als Rohstoff" (ηλεκτρική ενέργεια ως πρώτη ύλη) από το 2015. Διάφορα επιδεικτικά συστήματα στοχεύουν στην παραγωγή υπεροξειδίου του υδρογόνου (H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>), αιθυλενίου (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) ή αλκοολών (C<sub>1</sub>-C<sub>20</sub>). Οι στόχοι του έργου είναι να καταδειχθεί η σκοπιμότητα αυτών των επιλογών PtL.

#### 6.1.4.4 Συμπέρασμα

Η τεχνολογία Power-to-gas με τη διαθεσιμότητα υδρογόνου (ή μεθανίου) από ηλεκτρική ενέργεια ανανεώσιμης προέλευσης ανοίγει μια νέα προοπτική για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων ή χημικών ενώσεων υψηλής καθαρότητας και αποτελεί εναλλακτική λύση για τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, φυσικό αέριο και άνθρακα) [2]. Η επιτευχθείσα απόδοση καθιστά δυνατή την πρόβλεψη εμπορικής παραγωγής.

Ένα άλλο πλεονέκτημα είναι οι χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου για την PtL με χρήση ανανεώσιμων ηλεκτρικής ενέργειας, CO<sub>2</sub> και νερό σε σύγκριση με το συμβατικό πετρέλαιο ή άλλες χημικές ουσίες που λαμβάνονται από φυσικό αέριο, πετρέλαιο ή άνθρακα. Η παραγωγή καυσίμου μπορεί να επιταχυνθεί από την ευρωπαϊκή Οδηγία της Επιτροπής για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για την περίοδο μετά το 2020 (RED II), από Δεκέμβριο του 2016, η οποία θα εισάγει σταδιακή κατάργηση των συμβατικών βιοκαυσίμων.



## 6.2 Μετατροπή της ισχύος σε θερμότητα

### 6.2.1 Αντίληψη της μετατροπής της ισχύος σε θερμότητα

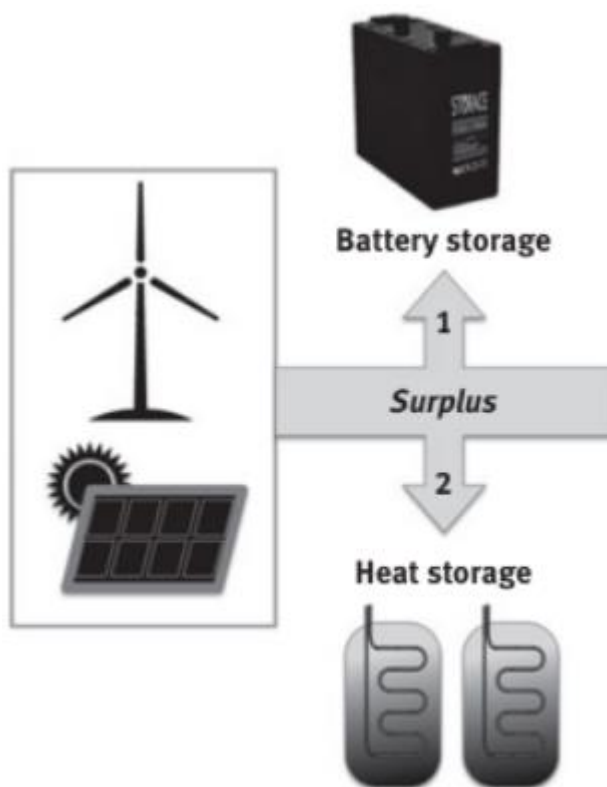
Μια άλλη επιλογή για την αποθήκευση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μετατροπή της σε θερμότητα που αποθηκεύεται σε δεξαμενές ή άλλα υλικά, σε οικιακό, αστικό ή βιομηχανικό επίπεδο. Η επιλογή αυτή θα μπορούσε να αποτελέσει εναλλακτική λύση για τη συμπληρωματική αποθήκευση μπαταριών, όταν δεν υπάρχει διαθέσιμη μονάδα μετατροπής ενέργειας σε αέριο για την απορρόφηση της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας όταν η μπαταρία είναι πλήρως φορτισμένη (Σχήμα 6.7).

Ωστόσο, η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε θερμότητα θα πρέπει να ενεργοποιείται μόνο όταν η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πλεονάζει και δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί διαφορετικά.

### 6.2.2 Αποθήκευση θερμότητας

Εκτός από το νερό, μπορούν να χρησιμοποιηθούν και άλλα υλικά για την αποθήκευση θερμότητας από τη μετατροπή της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας: υλικά αλλαγής φάσης, πέτρα, σκυρόδεμα κ.λπ.

Οι «θερμικές μπαταρίες» χρησιμοποιούν ένα άλας αλλαγής φάσης αντί για νερό. Η γερμανική εταιρεία HM Heizkörper έχει αναπτύξει μια υβριδική (Εικόνα 6.8) μπαταρία νερού/οξικού νατρίου (διάμετρος 40cm για ύψος 1,8m) ικανή να αποθηκεύει λανθάνουσα θερμότητα 2 kWh για μεγάλο χρονικό διάστημα (αρκετές εβδομάδες ή μήνες).



Σχήμα 6.7: Σχηματική απεικόνιση της έννοιας της μετατροπής ενέργειας σε θερμότητα

Αυτός ο τύπος αποθήκευσης πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας προσφέρει σημαντική αυτονομία σε σχέση με την αποθήκευση σε νερό.

---

### **Υβριδικό έργο θερμότητας-ηλεκτρικής ενέργειας**

Ένα έργο αποθήκευσης θερμότητας υλοποιείται στο Αμβούργο από τη Siemens-Gamesa, το Τεχνικό Πανεπιστήμιο του Αμβούργου-Χάρμπουργκ και τον τοπικό προμηθευτή ενέργειας Hamburg Energie. Σε περίπτωση πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας ένας ανεμιστήρας κυκλοφορεί τον αέρα μέσω αντιστάσεων που θερμαίνουν τον αέρα αυτό στους 600°C για να ζεστάνουν 200 m<sup>3</sup> μονωμένων βράχων. Σε περίπτωση ανάγκης ηλεκτρικής ενέργειας, ένας ανεμιστήρας στέλνει κρύο αέρα που θερμαίνεται μέσω των βράχων. Ζεστό αέρας εξατμίζει νερό και αυτός ο ατμός λειτουργεί μια τουρμπίνα 1,5 MW. Η συνολική απόδοση, ωστόσο, δεν υπερβαίνει το 25%. Η νορβηγική επιχείρηση Energy Nest χρησιμοποιεί την ίδια προσέγγιση για την αποθήκευση, αλλά με ειδικό σκυρόδεμα. Η θερμότητα μεταδίδεται στο σκυρόδεμα μέσω ενός ολοκληρωμένου δικτύου σωλήνων.

---

### **6.3 Συνδυασμός PtH και PtL**

Για τη βιομηχανία, η τεχνολογία PtH έχει πολύ σύντομο χρόνο αντίδρασης και μπορεί να χρησιμοποιήσει σχεδόν αμέσως την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια. Η διαδικασία PtL απαιτεί ένα χρόνο εκκίνησης για να έχει νερό ή ατμό σε δεδομένη θερμοκρασία. Ο συνδυασμός των δύο προσεγγίσεων βασίζεται στη χρήση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας για να τροφοδοτηθεί πρώτα η μονάδα PtH ώστε να χρησιμοποιηθεί αμέσως αυτό το πλεόνασμα και στη συνέχεια να επιτρέψει στη μονάδα PtL να αναλάβει με ατμό στην απαιτούμενη θερμοκρασία.

### **Αναφορές**

[1] Power-to-Liquids, Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel, German Environment Agency (Umwelt Bundestamt), September 2016.

[2] Integration of Power-to-Liquids into the Ongoing Transformation Process, German Environment Agency (Umwelt Bundestamt), June 2016.

## 7. Εφαρμογές μετατροπής ισχύος σε αέριο

### 7.1 Πρώιμες εξελίξεις

#### 7.1.1 Πρόγραμμα HySolar (1986-1995)

Στα μέσα της δεκαετίας του 1980, υπογράφηκε δεκαετής ερευνητική σύμβαση μεταξύ της Σαουδικής Αραβίας και της Γερμανίας για το πρόγραμμα HySolar (Υδρογόνο από ηλιακή ενέργεια). Το πρόγραμμα αυτό προέβλεπε το σχεδιασμό και την εγκατάσταση, μεταξύ 1985 και 1989, ενός κτιρίου στη Στουτγάρδη (Εικόνα 7.1), όπου στεγαζόταν μια πιλοτική μονάδα 10 kW. Χρησιμοποιούσε ηλεκτρική ενέργεια από φωτοβολταϊκά (14,7 kW) για την παραγωγή υδρογόνου (ηλεκτρολύτης 2 kW με απόδοση 80%), το οποίο συμπιεζόταν στα 200 bar και αποθηκευόταν σε δεξαμενές. Το παραγόμενο υδρογόνο έχει χρησιμοποιηθεί για την έρευνα στην καταλυτική καύση, για κυψέλες καυσίμου (αλκαλική κυψέλη καυσίμου [AFC]) ή τύπου κυψέλης καυσίμου φωσφορικού οξέος [PAFC]) ή για τροποποιημένες μηχανές εσωτερικής καύσης.

Μια διδακτική και ερευνητική μονάδα 2 kW (φωτοβολταϊκά πάνελ και ηλεκτρολύτης) εγκαταστάθηκε στις στέγες του Πανεπιστημίου του Ryad. Μια επιδεικτική μονάδα που χρησιμοποιεί ηλεκτρική ενέργεια από φωτοβολταϊκά πάνελ (3.800 m<sup>2</sup>) κατασκευάστηκε βόρεια του Ryad και τέθηκε σε λειτουργία το 1993. Αποτελούνταν από έναν ηλεκτρολύτη 350 kW που τροφοδοτούσε συμπιεσμένο υδρογόνο σε 150 bar αποθηκευμένο σε δεξαμενές.

---

#### *HySolar, ένα πρόδρομο πρόγραμμα*

Η προσέγγιση αυτού του προγράμματος έθεσε τα θεμέλια για μια εγκατάσταση μετατροπής ενέργειας σε αέριο (P2G). Οι πολυάριθμοι επισκέπτες (έως και 3.000 ετησίως) μπόρεσαν να κρίνουν την εγκυρότητα αυτής της ιδέας παρά τις σχετικά χαμηλές αποδόσεις που συνδέονται με την τεχνολογική ανάπτυξη εκείνης της εποχής. Οι στόχοι και οι προβληματισμοί αντιστοιχούσαν σε εκείνους των σημερινών εγκαταστάσεων.

---

Τη δεκαετία του 1990 πραγματοποιήθηκαν και άλλα πειράματα. Ένα από αυτά, υπό την καθοδήγηση του ισπανικού ινστιτούτου Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial, περιελάμβανε ολόκληρη την ενεργειακή αλυσίδα:

- Φωτοβολταϊκά πάνελ (144 μονάδες) που παρήγαγαν 7,5 kW
- Αλκαλικός ηλεκτρολύτης 5,2 kW (1 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου)
- Σύστημα καθαρισμού και στη συνέχεια αποθήκευση υδρογόνου με συνδυασμό μεταλλικών υδριδίων και δεξαμενή υπό πίεση 6 ή 200 bar
- Μικτή κυψέλη καυσίμου PAFC 10 kW, ικανή να χρησιμοποιεί υδρογόνο ή μεθανόλη με αναμορφωτή

### 7.1.2 Έργα σε κτηριακές εγκαταστάσεις

Στο πρόγραμμα που διεξήχθη μεταξύ 1992 και 1995 από το γερμανικό ινστιτούτο Fraunhofer στο Φράιμπουργκ, σχεδιάστηκε ειδικά ένα κτίριο χαμηλής ενεργειακής κατανάλωσης. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ελαχιστοποιήθηκε με τη χρήση εξοπλισμού εξοικονόμησης ενέργειας. Περιελάμβανε:

- Φωτοβολταϊκά πάνελ (34 m<sup>2</sup> που παράγουν 4.500 kWh/έτος)
- Μπαταρίες μολύβδου-οξέος για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας με χωρητικότητα 19,2 kWh
- Έναν ηλεκτρολύτη τύπου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) 2 kW που παράγει υδρογόνο υπό πίεση 30 bar
- Εξωτερική αποθήκευση υδρογόνου (15 m<sup>3</sup>) και οξυγόνου (7,5 m<sup>3</sup>)
- Μια κυψέλη καυσίμου τύπου PEM

Το υδρογόνο χρησιμοποιήθηκε για θέρμανση με καταλυτική καύση χωρίς φλόγα. Χρησιμοποιήθηκε επίσης για το μαγείρεμα. Όταν η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά δεν επαρκούσε ή όταν οι μπαταρίες αποφορτίζονταν, μια κυψέλη καυσίμου αναλάμβανε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Λειτουργούσε σε θερμοκρασία 70°C με ηλεκτρική απόδοση 60%. Η παραγόμενη θερμότητα ανακτήθηκε για τη θέρμανση του νερού.

Η ηλιακή ενέργεια χρησιμοποιήθηκε επίσης για το θερμικό μέρος με 12 m<sup>2</sup> συλλεκτών. Μετά τον πειραματισμό και την αποσυναρμολόγηση του εξοπλισμού, το κτίριο εξακολουθεί να στεγάζει γραφεία.

Σε ακόμη μικρότερη κλίμακα, ο Ελβετός Markus Friedli εξόπλισε το σπίτι του στο 1990 με ένα σύστημα που συνδυάζει ηλιακή ενέργεια και υδρογόνο. Φωτοβολταϊκά πάνελ με μέγιστη ισχύ 7,4 kW τροφοδοτούσαν έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη 10 kW. Το παραγόμενο υδρογόνο (0,3-0,95 Nm<sup>3</sup>/h) καθαρίζεται (απομάκρυνση της μεταφερόμενης ποτάσας, του οξυγόνου και του νερού), συμπιέζεται και αποθηκεύεται σε μια ρυθμιστική δεξαμενή και στη συνέχεια σε υδρίδια (δεξαμενή 91 L βάρους 235 kg και περιεκτικότητας έως 19 Nm<sup>3</sup> υδρογόνου). Το υδρογόνο τροφοδοτεί μια σόμπα και ένα τροποποιημένο μικρό λεωφορείο που αποθηκεύει επίσης υδρογόνο σε υδρίδια.

Άλλα πειράματα για τη χρήση υδρογόνου που παράγεται από αιολική ή φωτοβολταϊκή ενέργεια σε επίπεδο κατοικίας έχουν διεξαχθεί από τη δεκαετία του 1980.

### 7.1.3 Διερευνητικά έργα

Στις αρχές της δεκαετίας του 2000 πραγματοποιήθηκαν σε πολλές χώρες διερευνητικά έργα. Αυτά περιλαμβάνουν τα εξής:

- Στη Μεγάλη Βρετανία μεταξύ 2000 και 2004 (έργο PURE στο νησί Unst)
- Στις ΗΠΑ το 2001 στο Ρίνο και το 2004 στο Σικάγο
- Στον Καναδά το 2003
- Στην Ιταλία το 1997 και το 2000
- Στη Γερμανία το 2003 (έργο PHOEBUS)

Τα περισσότερα από αυτά τα έργα χρησιμοποίησαν μια κυψέλη καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC) με ισχύ λίγων κιλοβάτ (συνήθως λιγότερο από 10 kW) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αποθηκευμένο υδρογόνο.

## 7.1.4 Πρώτα πειράματα πεδίου

### 7.1.4.1 Ηλιακό πάρκο/υδρογόνο (Γερμανία)

Το έργο αυτό, που ξεκίνησε το 1987, βασίστηκε σε μια φωτοβολταϊκή μονάδα 350 kW που συνδέθηκε με τρεις ηλεκτρολύτες περίπου 100 kW ο καθένας. Το παραγόμενο υδρογόνο αποθηκεύτηκε σε αέρια μορφή (δεξαμενές 6.000 m<sup>3</sup> υπό πίεση 30 bar) ή σε υγρή μορφή (δεξαμενές 3.000 L).

Το αέριο υδρογόνο, αναμειγμένο με φυσικό αέριο, τροφοδοτούσε διάφορους λέβητες ή μετατρέπονταν σε ηλεκτρική ενέργεια από τρεις κυψέλες καυσίμου (μία τοποθετημένη σε περονοφόρο ανυψωτικό μηχάνημα και οι άλλες δύο σταθερές, αντίστοιχα, τύπου AFC των 7 και 79 kW). Ένα πρατήριο υγρού υδρογόνου, που κατασκευάστηκε σε άλλο χώρο, χρησιμοποιήθηκε για να δοκιμαστεί η πλήρωση δεξαμενών τροποποιημένων MEK (μηχανών/κινητήρων εσωτερικής καύσης) που προμηθεύτηκαν από την BMW και λειτουργούσαν με υδρογόνο.

### 7.1.4.2 Utsira (Νορβηγία)

Μια από τις πρώτες πλήρεις εγκαταστάσεις ήταν αυτή του νορβηγικού νησιού Utsira και πειραματίστηκε μεταξύ 2004 και 2008. Σε αυτό το νησί των 220 κατοίκων τέθηκαν σε λειτουργία το 2003 δύο ανεμογεννήτριες ισχύος 600 kW η καθεμία. Για να μπορεί να αποθηκεύεται η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια, χρησιμοποιήθηκε μια εγκατάσταση που αποτελείται από έναν ηλεκτρολύτη, έναν συμπιεστή υδρογόνου και μια δεξαμενή για την αποθήκευσή του. Αυτό το υδρογόνο τροφοδοτούσε μια κυψέλη καυσίμου και μια γεννήτρια εσωτερικής καύσης που παρείχε ηλεκτρική ενέργεια αδιάλειπτα (έως και 48 ώρες χωρίς άνεμο) σε δέκα σπίτια του νησιού. Ένας σφόνδυλος ρύθμιζε την ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο από ανεμογεννήτριες (Εικόνα 7.2).

Η τελική ηλεκτρική απόδοση ήταν της τάξης του 25%, αλλά επέτρεπε τη συνεχή τροφοδοσία του σπιτιών, ένα σημαντικό σημείο σε ένα νησί. Στο τέλος του πειράματος, μόνο το που διατηρήθηκε ήταν οι ανεμογεννήτριες.

---

### Πρώιμες ελπιδοφόρες προσεγγίσεις

Όλα αυτά τα αρχικά πειράματα επικύρωσαν την τεχνολογία P2G παρά τους τεχνολογικούς περιορισμούς που αφορούσαν κυρίως τον εξοπλισμό που δεν ήταν πάντα βελτιστοποιημένος ή που είχε χαμηλή απόδοση. Έργα μεγάλης χρονικής περιόδου έδειξαν επίσης οικονομική και κοινωνική βιωσιμότητα (π.χ. πειραματισμός σε νησιά), επιτρέποντας μια περίοδο έδειξαν επίσης οικονομική και κοινωνική βιωσιμότητα (π.χ. πειραματισμός σε νησιά), επιτρέποντας μια αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.

## 7.2 Ερευνητικά έργα

Σε συνέχεια των ερευνητικών προγραμμάτων αυτής της τεχνολογίας από τη δεκαετία του 1980 έως τη δεκαετία του 2000, άλλα ινστιτούτα, εταιρείες και οργανισμοί δρομολόγησαν μονάδες υψηλότερης ισχύος, συνδυάζοντας τις τεχνολογικές εξελίξεις των τελευταίων ετών (π.χ. μεθανοποίηση).

### 7.2.1 Το Ινστιτούτο ZSW στη Στουτγάρδη

Σε συνεργασία με το Ινστιτούτο IWES του Fraunhofer, το γερμανικό ερευνητικό κέντρο για την ηλιακή ενέργεια και το υδρογόνο ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung) κοντά στη Στουτγάρδη και η εταιρεία ETOGAS (πρώην Solarfuel GmbH, που εξαγοράστηκε το 2017 από την ελβετική εταιρεία Hitachi Zosen Inova) αξιολόγησαν έναν επιδεικτικό φορέα υψηλής ισχύος 250 kW<sub>el</sub>. (Εικόνα 7.3).

Η εγκατάσταση, η οποία αποτελεί συνέχεια μιας μονάδας χαμηλής ισχύος που είχε δρομολογηθεί 3 χρόνια πριν, αποτελείται από:

- Έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη (Σχήμα 7.4) ισχύος 295 kW που παρέχει έως και 65 Nm<sup>3</sup> υδρογόνου ανά ώρα (ή 300 m<sup>3</sup> ανά ημέρα) υπό πίεση 6-11 bar
- Μονάδα μεθανοποίησης με δυναμικότητα μεθανίου έως 15 Nm<sup>3</sup> /h

Μετά από αυτό το έργο, το γερμανικό Υπουργείο Οικονομικών και Βιομηχανίας αποφάσισε να δρομολογήσει ένα άλλο πρόγραμμα για την ανάπτυξη μιας μονάδας 1 MW το 2017.

### 7.2.2 Έργο WIND2H<sub>2</sub>

Το αμερικανικό έργο WIND2H<sub>2</sub> υπό την ηγεσία του Εθνικού Εργαστηρίου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (NREL) και τον ενεργειακό πάροχο XcelEnergy μεταξύ 2007 και 2010 διερεύνησε διάφορες επιλογές (Εικόνα 7.5).

Η ηλεκτρική ενέργεια παρεχόταν από ένα φωτοβολταϊκό σταθμό 10 kW και δύο ανεμογεννήτριες (10 και 100 kW). Το υδρογόνο που παρήχθη είτε από δύο ηλεκτρολύτες PEM των 6 kW (2,25 kg H<sub>2</sub>/ημέρα) είτε από έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη των 33 kW (12 kg H<sub>2</sub>/ημέρα) συμπιεζόταν υπό πίεση 240 bar και αποθηκευόταν (χωρητικότητα 115 kg). Αυτό το υδρογόνο επέτρεψε την τροφοδοσία:

- Μια κυψέλη καυσίμου 5 kW
- Έναν τροποποιημένο κινητήρα εσωτερικής καύσης 60 kW και μια γεννήτρια (P2G2P)
- Ένα πρατήριο καυσίμων, μετά από συμπίεση σε 400 bar και αποθήκευση (χωρητικότητα 18 kg)

Το πρόγραμμα αυτό επέτρεψε να επιβεβαιωθεί η καλύτερη απόδοση του ηλεκτρολύτη PEM (57% έναντι 41% για τον αλκαλικό) και να υπολογιστεί το κόστος του υδρογόνου σε 5,83 δολάρια ΗΠΑ για ένα μεγαλύτερο ηλεκτρολύτη 2,33 MW.

### 7.2.3 Εθνικά προγράμματα ή διεθνείς συνεργασίες

Πολλά εθνικά ή ευρωπαϊκά προγράμματα έχουν υλοποιηθεί ή υλοποιούνται σε διάφορες τομείς που σχετίζονται με την έννοια P2G. Αφορούν κυρίως το υδρογόνο.

#### 7.2.3.1 Παράδειγμα προγραμμάτων

- NaturalHy (2004-2009) με κόστος 17 εκατ. ευρώ για τη μελέτη του υδρογόνου έγχυσης υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου
- HyMAT για τη μελέτη της επίδρασης του υδρογόνου στις ιδιότητες των χαλύβων
- HySAFE (2004-2009) που καλύπτει θέματα ασφάλειας που σχετίζονται με τη χρήση του υδρογόνου
- IdealHy για την ανάπτυξη μιας ιδέας για τη μείωση των ενεργειακών απαιτήσεων για το υγροποίηση του υδρογόνου
- HELMET (2014-2017) για τη μελέτη της ηλεκτρόλυσης σε υψηλές θερμοκρασίες (800°C)

#### 7.2.3.2 Έργο INGRID

Αυτό το ευρωπαϊκό έργο (λύσεις αποθήκευσης πράσινης ενέργειας με βάση το υδρογόνο υψηλής χωρητικότητας για την εξισορρόπηση του δικτύου) ξεκίνησε το 2012 και προγραμματίζεται μέχρι το 2016 με κόστος 24 εκατ. ευρώ αξιοποίησε την ηλεκτρική ενέργεια που παρήγαγε ένα αιολικό πάρκο στην Τροία της Ιταλίας. Περιελάμβανε έναν ηλεκτρολύτη της Hydrogenics (1,2 MW - 240 Nm<sup>3</sup>/h), αποθήκευση 750 kg σε υδρίδια (McPhy Energy), δηλαδή 39 MWh και μια κυψέλη καυσίμου 60 kW. Εκτός από τον πειραματισμό με διάφορες παραμέτρους, πραγματοποιήθηκαν μελέτες προσομοίωσης των διαφόρων στοιχείων σε προκειμένου να βελτιστοποιηθεί η λειτουργία της εγκατάστασης (Εικόνα 7.6).

Το παραγόμενο υδρογόνο χρησιμοποιήθηκε για τη μεταφορά (πρατήριο καυσίμων), την έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου ή στη βιομηχανία.

---

#### ***Ποια ήταν τα πραγματικά οφέλη αυτών των προγραμμάτων;***

Το συνολικό κόστος των ευρωπαϊκών και εθνικών προγραμμάτων ανέρχεται σε εκατοντάδες εκατομμύρια ευρώ ή δολάρια ΗΠΑ. Ενώ ορισμένα έδωσαν αποτελέσματα που μπορούν να αξιοποιηθούν για πειράματα με λειτουργικές εγκαταστάσεις P2G, άλλα, συχνά λόγω έλλειψης πληροφοριών ή σαφών συμπερασμάτων, δεν αποκαλύπτουν αν πραγματικά συνέβαλαν στην καλύτερη κατανόηση διαφόρων φαινομένων ή βοήθησαν στην ανάπτυξη λειτουργικών έργων.

---

## 7.3 Πιλοτικά έργα

Πολλές εγκαταστάσεις, κυρίως στη Γερμανία, είναι επιδεικτικές αυτής της τεχνολογίας, η ισχύς των οποίων δεν σχετίζεται ακόμη με τις μελλοντικές ανάγκες αποθήκευσης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Ωστόσο, οι συνθήκες λειτουργίας αντικατοπτρίζουν εκείνες που απαιτούνται σε μεγαλύτερη κλίμακα.

Μεταξύ των πολλών πρωτοβουλιών, είτε αυτές που προσφέρουν μια μοναδική ιδιαιτερότητα είτε λίγες που δείχνουν τις διαφορετικές πιθανές προσεγγίσεις αυτής της τεχνολογίας θα παρουσιαστούν.

### 7.3.1 Η Γερμανία, ο ηγέτης

Η Γερμανία μπορεί να θεωρηθεί πρωτοπόρος στη διερεύνηση διαφορετικών προσεγγίσεων της P2G. Μέσω της ιστοσελίδας τα μέσα του 2017, περισσότερες από 30 εγκαταστάσεις βρίσκονταν υπό αξιολόγηση ή υπό κατασκευή (Σχήμα 7.7).

#### 7.3.1.1 Enertrag - Prenzlau

Μια από τις πρώτες εγκαταστάσεις, που κατασκευάστηκε το 2009 και λειτούργησε το 2011, συνδυάζοντας πολλές τεχνολογικές προσεγγίσεις, είναι αυτή της γερμανικής εταιρείας Enertrag στο Prenzlau, κοντά στο Βερολίνο (Εικόνες 7.8 και 7.9).

Η εγκατάσταση (Πίνακας 7.2) προσφέρει μεγάλη ευελιξία, επιτρέποντας την επιλογή τρόπων λειτουργίας και καλύπτοντας διαφορετικές ανάγκες.

Διαθέσιμοι τρόποι λειτουργίας:

- Μέγιστη παραγωγή υδρογόνου
- Εγγυημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με λειτουργία μονάδων συμπαραγωγής, εάν είναι απαραίτητο, για τη σταθεροποίηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
- Λειτουργία πρόβλεψης με βάση δωρεές μετεωρολογικές προβλέψεις για την εξασφάλιση συγκεκριμένης ηλεκτρικής ενέργειας. παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- Ρύθμιση του δικτύου με ανάγκες που ανακοινώνονται 24 ώρες νωρίτερα





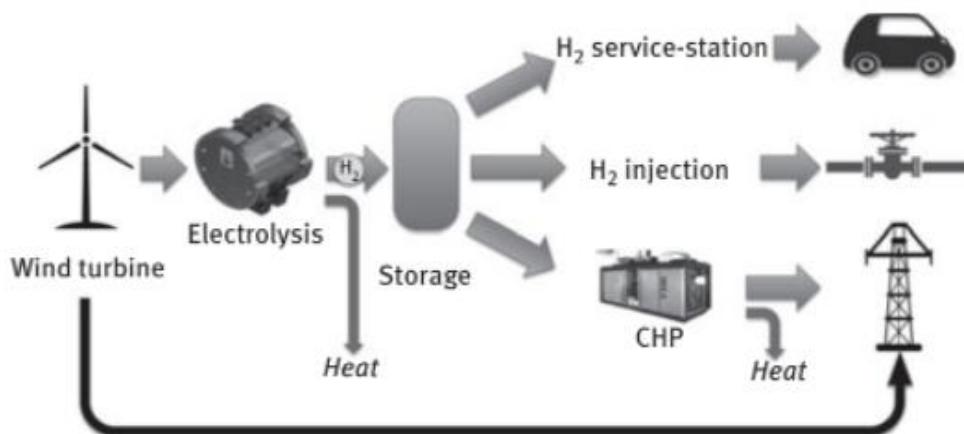
Εικόνα 7.7: Έργα μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο στη Γερμανία στα μέσα του 2017 (DENA - Strategisplatform Power to Gas).

---

### **Έργο H2BER**

Οι στόχοι είναι η βελτιστοποίηση ενός σταθμού εξυπηρέτησης υδρογόνου για το μελλοντικό διεθνές Βερολίνο αεροδρόμιο του Βερολίνου (υποτίθεται ότι θα λειτουργούσε το 2011, αλλά δεν έχει ακόμη λειτουργήσει το 2017). Το υδρογόνο παράγεται επιτόπου με ηλεκτρολύτη και αποθηκεύεται σε δεξαμενές ή σε υδρίδια σε διαφορετικές πιέσεις. Πιέσεις παράδοσης 350 και 700 bar είναι διαθέσιμες ανάλογα με τα οχήματα.

---



Εικόνα 7.9: Σχηματική απεικόνιση της εγκατάστασης της Enertrag.

### 7.3.1.2 Thüga/Mainova - Φρανκφούρτη

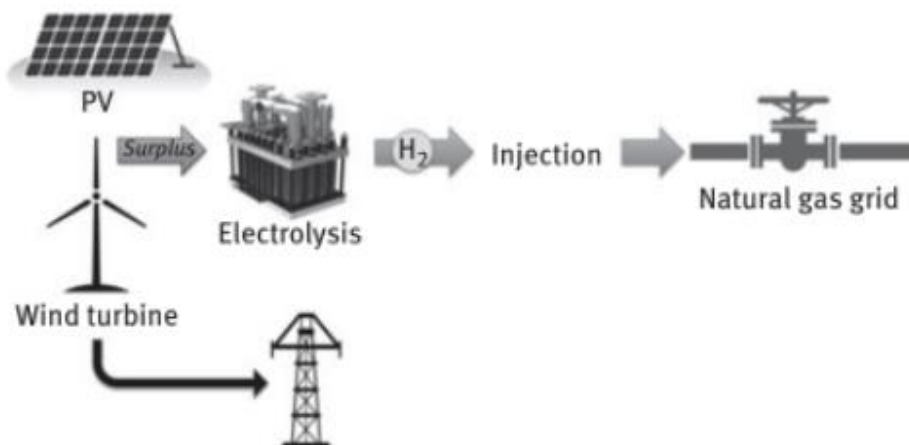
Το 2012, ο όμιλος προμηθευτών ενέργειας Thüga ξεκίνησε ένα έργο εγκατάστασης P2G. Στη διεύθυνση 2013, οι διάφορες μονάδες εγκαταστάθηκαν στη Φρανκφούρτη σε μια τοποθεσία της Μαινοβα, του τοπικού προμηθευτή ενέργειας (Εικόνα 7.10).

Η εγκατάσταση περιλαμβάνει:

- Έναν ηλεκτρολύτη τύπου PEM 320 kW με χωρητικότητα έως 60 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου
- Μια μονάδα έγχυσης υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου (μεταξύ 2% και 5%) υπό πίεση 3,5 bar

Κάθε μονάδα εγκαταστάθηκε σε εμπορευματοκιβώτιο 20 ποδών, ενώ ο ηλεκτρολύτης προμηθεύτηκε από την ITM Power (Εικόνα 7.11).

Από τον Νοέμβριο του 2013, το παραγόμενο υδρογόνο (130 kg/ημέρα) εγχύθηκε για πρώτη φορά στο δίκτυο φυσικού αερίου υπό πίεση που δεν απαιτούσε συμπιεστή (Σχήμα 7.12). Τα επίσημα εγκαίνια πραγματοποιήθηκαν τον Μάρτιο του 2014 και το έργο συνεχίστηκε μέχρι το 2016 με πιθανή επέκταση μιας μονάδας μεθανοποίησης το 2017. Μέχρι το 2015, η συνολική απόδοση μετατροπής υδρογόνου ήταν 77%. Παρακολούθηση και έλεγχος γινόταν από το κέντρο ελέγχου της Μαινοβα.

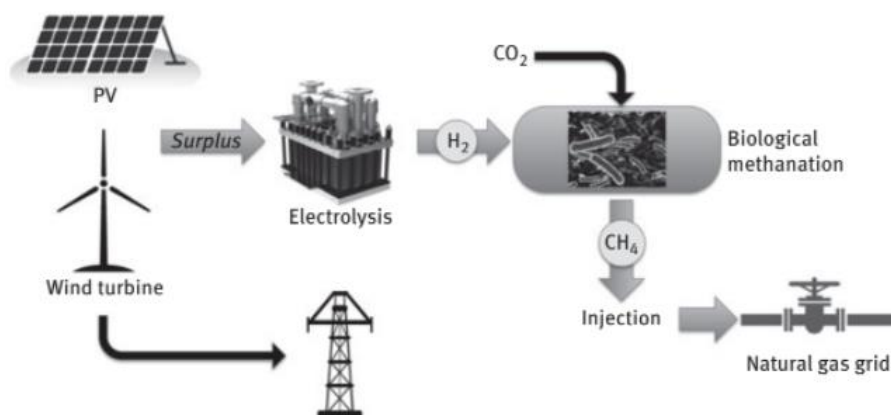


Εικόνα 7.10: Σχηματική αναπαράσταση του εργοστασίου Thüga στη Φρανκφούρτη

### 7.3.1.3 Viessmann - βιολογική μεθανοποίηση (bioPower2Gas)

Μια μονάδα επίδειξης βιολογικής μεθανοποίησης της MicrobEnergy, θυγατρικής της Viessmann, δοκιμάστηκε μέχρι το τέλος του 2014 με σταθερή παραγωγή αερίου (έως 5 Nm<sup>3</sup>/h) που περιείχε περισσότερο από 98% μεθάνιο (Εικόνα 7.13).

Στις αρχές του 2015, μια μονάδα που εγκαταστάθηκε στο Allendorf στην έδρα της Viessmann (Εικόνες 7.14 και 7.15) χρησιμοποιεί υδρογόνο που παράγεται τοπικά από ένα PEM- τύπου ηλεκτρολύτη που προμήθευσε η Schmack Carbotech.



Εικόνα 7.13: Έννοια της μονάδας βιολογικής μεθανοποίησης της Viessmann.

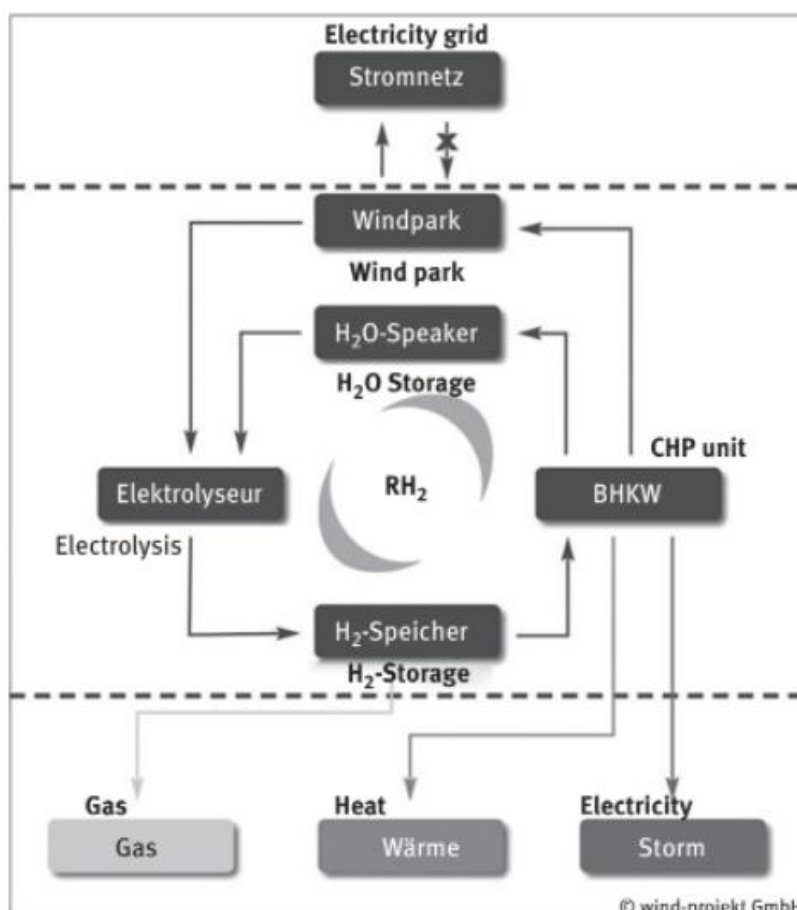
Η δυνατότητα παραγωγής υδρογόνου μέχρι 220 Nm<sup>3</sup>/h χρησιμοποιήθηκε από τις μονάδες βιολογικής μεθανοποίησης (2) και (3) με δυναμικότητα 55 Nm<sup>3</sup>/h. Το απαιτούμενο CO<sub>2</sub> προέρχεται από μια μονάδα βιοαερίου. Το επόμενο βήμα που επιτρέπει τη μεθανοποίηση 400 Nm<sup>3</sup> υδρογόνου ανά ώρα εγκρίθηκε.

### 7.3.1.4 RH<sub>2</sub>-WKA

Το έργο RH<sub>2</sub>-WKA (RH<sub>2</sub>-Werder/Kessin/Altentreptow), που εγκαινιάστηκε το 2013, σχεδιάστηκε για να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια κυρίως για το αιολικό πάρκο (Εικόνα 7.16).

Το έργο αυτό χρησιμοποιεί την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια από 28 ανεμογεννήτριες (εκ των οποίων 15 ισχύος 7,5 MW) συνολικής ισχύος 140 MW που παρέχονται από την Enercon. Τρεις αλκαλικοί ηλεκτρολύτες ισχύος 1 MW (Hydrogenics HySTAT) μπορούν να παράγουν έως και 210 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου. Μετά την ξήρανση και τον διαχωρισμό του οξυγόνου, το υδρογόνο συμπιέζεται σε 300 bar (συμπιεστής Hofer) και αποθηκεύεται σε 120 χάλυβδινες φιάλες (810 kg, δηλαδή 9.500 Nm<sup>3</sup> που αντιπροσωπεύουν μια ενέργεια 27 MWh). Δύο μονάδες συμπαραγωγής (Senergie GmbH) 160 και 90 kW (250 kWth και 400 kWth, αντίστοιχα) τροποποιήθηκαν ώστε να λειτουργούν με υδρογόνο. Η παραγόμενη θερμότητα χρησιμοποιείται από ένα κοντινό αγρόκτημα (Εικόνα 7.17).

Η χωρητικότητα αποθήκευσης υδρογόνου επιτρέπει στις μονάδες συμπαραγωγής να λειτουργούν 28 ώρες στη μέγιστη ταχύτητα. Μια δεύτερη φάση (RH<sub>2</sub>-PtG) περιλαμβάνει την εγκατάσταση μιας μονάδας έγχυσης υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου σε πίεση 25 bar. Η μέγιστη επιτρεπόμενη συγκέντρωση είναι 2%.



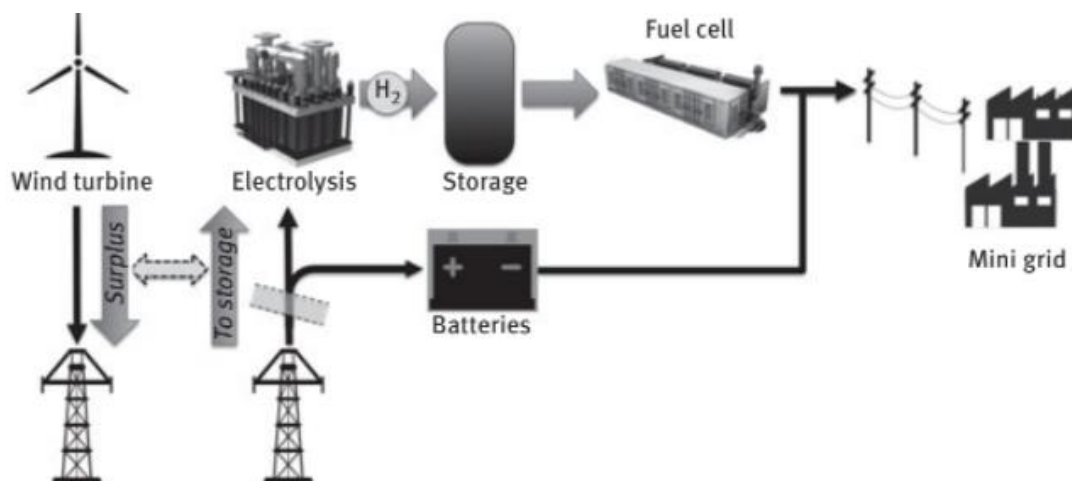
Εικόνα 7.16: Σχηματική αναπαράσταση του της εγκατάστασης RH<sub>2</sub>-WKA (WIND projekt GmbH).

### 7.3.1.5 Herten

Η εγκατάσταση αυτή (Εικόνα 7.18), που εγκαινιάστηκε το 2013 στο πλαίσιο του έργου H<sub>2</sub>Herten, χρησιμοποιεί το παραγόμενο υδρογόνο για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα τοπικό μίνι δίκτυο.

Καθώς το αιολικό πάρκο βρίσκεται πολύ μακριά από τον ηλεκτρολύτη, η χρησιμοποιούμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι "εικονική": όταν το αιολικό πάρκο παράγει πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια, η ίδια ποσότητα λαμβάνεται από το δίκτυο για να τροφοδοτήσει τον ηλεκτρολύτη.

Η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται εν μέρει σε μπαταρίες ιόντων λιθίου και εν μέρει χρησιμοποιείται από τον ηλεκτροπαραγωγό 280 kW (30 Nm<sup>3</sup>/h) ηλεκτρολύτη για ετήσια παραγωγή περίπου 6.500 kg υδρογόνου. Αυτό το αποθηκεύεται και χρησιμοποιείται από κυψέλη καυσίμου 50 kW που παρέχει ηλεκτρική ενέργεια σε ερευνητικό κέντρο και ένα βιομηχανικό και εμπορικό πάρκο (Mini Grid). Η μονάδα αυτή έχει σχεδιαστεί για να είναι να μπορεί να λειτουργεί αυτόνομα, χρησιμοποιώντας τις 250 MWh ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονται ετησίως.



Εικόνα 7.18: Σχηματική απεικόνιση της εφαρμογής που εγκαταστάθηκε στο Herten.

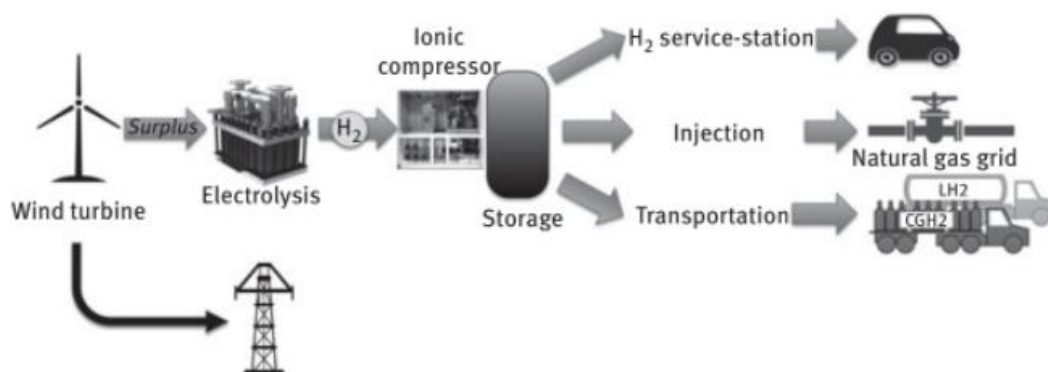
### 7.3.1.6 Mainz

Το Energiepark Mainz (Εικόνες 7.19 και 7.20), που εγκαινιάστηκε τον Μάρτιο του 2015, είναι μια ερευνητική μονάδα για την παραγωγή υδρογόνου από αιολική ηλεκτρική ενέργεια. Βρίσκεται στο στις εγκαταστάσεις του δημοτικού φορέα παροχής ενέργειας (Stadtwerke) του Μάιντς (Εικόνα 7.21).

Αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο που περιλαμβάνει τέσσερις ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 10 MW, τρεις ηλεκτρολύτες ισχύος 2 MW έκαστος (Εικόνα 7.22) που παρέχονται από τη Siemens (1.000 Nm<sup>3</sup>/h υπό πίεση 35 bar), έναν ιοντικό συμπιεστή της Linde και αποθήκευση σε δύο δεξαμενές 82 m<sup>3</sup>.

Το παραγόμενο υδρογόνο είτε παραδίδεται με ρυμουλκούμενα, είτε χρησιμοποιείται από ένα επιτόπιο πρατήριο καυσίμων (Εικόνα 7.23), είτε εγχέεται στο δίκτυο φυσικού αερίου.

Το υδρογόνο (500 MWh το 2017) παρέχεται επίσης στην Greenpeace Energy, η οποία παραδίδει το μείγμα "proWindgas" με έως 1% υδρογόνο αναμεμιγμένο με φυσικό αέριο.



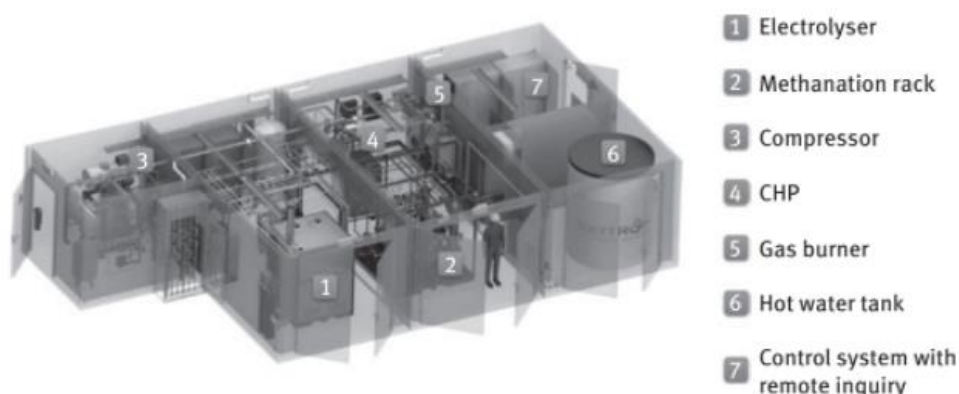
Εικόνα 7.21: Το σχέδιο του Energiepark στο Mainz.

### 7.3.1.7 Συμβατική μονάδα P2G

Η γερμανική εταιρεία Exytron έχει αναπτύξει μια μικρού μεγέθους μονάδα P2G. Ένας σταθμός επίδειξης (21 kW σε ηλεκτρολύτη 4 Nm<sup>3</sup>/h) τέθηκε σε λειτουργία στο Ροστόκ το 2015. Οι δοκιμές πεδίου ξεκίνησαν στα τέλη του 2016 στην πόλη Alzey κοντά στο Μανχάιμ για μια οικιστική μονάδα 37 κατοικιών (Εικόνα 7.31).

Το πλήρες σύστημα (Εικόνα 7.32) περιλαμβάνει τον αλκαλικό ηλεκτρολύτη (62 kW-10 Nm<sup>3</sup>/h) με χρήση φωτοβολταϊκού πάρκου 125 kW, μονάδα μεθανοποίησης (2,5 Nm<sup>3</sup>/h), λέβητες συμπίκνωσης, μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ), αποθήκευση ζεστού νερού και σύστημα ελέγχου μονάδας.

Οι κατοικίες θα τροφοδοτούνται επίσης με θερμότητα από την τηλεθέρμανση. Όταν χρειάζεται "πράσινη" ηλεκτρική ενέργεια, αυτή παρέχεται από το δίκτυο.



Εικόνα 7.32: Πλήρες σύστημα για τη μονάδα κατοικίας

### 7.3.1.11 Άλλες εγκαταστάσεις στη Γερμανία

Από το 2012 λειτουργούν πολλά ερευνητικά έργα, ενίοτε με ηλεκτρολύτες σχετικά μεγάλης ισχύος:

- Το BioCONNECT χρησιμοποιεί βιολογική μεθανοποίηση (MicrobEnergy) με ανάκτηση CO<sub>2</sub> από ζυθοποιείο
- Fraunhofer IWES στο Bad Hersfeld (ηλεκτρολύτης 25 kW) με θερμοχημική μεθανοποίηση και CO<sub>2</sub> από μονάδα βιοαερίου
- Το ερευνητικό ινστιτούτο υδρογόνου BTU Cottbus με ηλεκτρολύτη 145 kW
- Από το 2015, η RWE δοκιμάζει μια πειραματική μονάδα στο Ibbenbüren. Ένα σύστημα 150 kW ηλεκτρολύτης μπορεί να παράγει έως και 30 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου που εγχέεται στο φυσικό αέριο δίκτυο

### 7.3.2 Γαλλία

Παραδόξως, ενώ η Γαλλία εξακολουθεί να βασίζεται στην πυρηνική ενέργεια (η οποία αντιπροσωπεύει περίπου το 78% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2017), έχουν πραγματοποιηθεί, βρίσκονται σε εξέλιξη ή σχεδιάζονται ορισμένα καινοτόμα έργα P2G.

#### 7.3.2.1 Το έργο MYRTE

Πρόκειται για ένα έργο έρευνας και σκοπιμότητας που βρίσκεται στην Κορσική, στη Vignola κοντά στο Ajaccio με στόχο τη μελέτη της σταθεροποίησης του ηλεκτρικού δικτύου (Εικόνες 7.33 και 7.34).

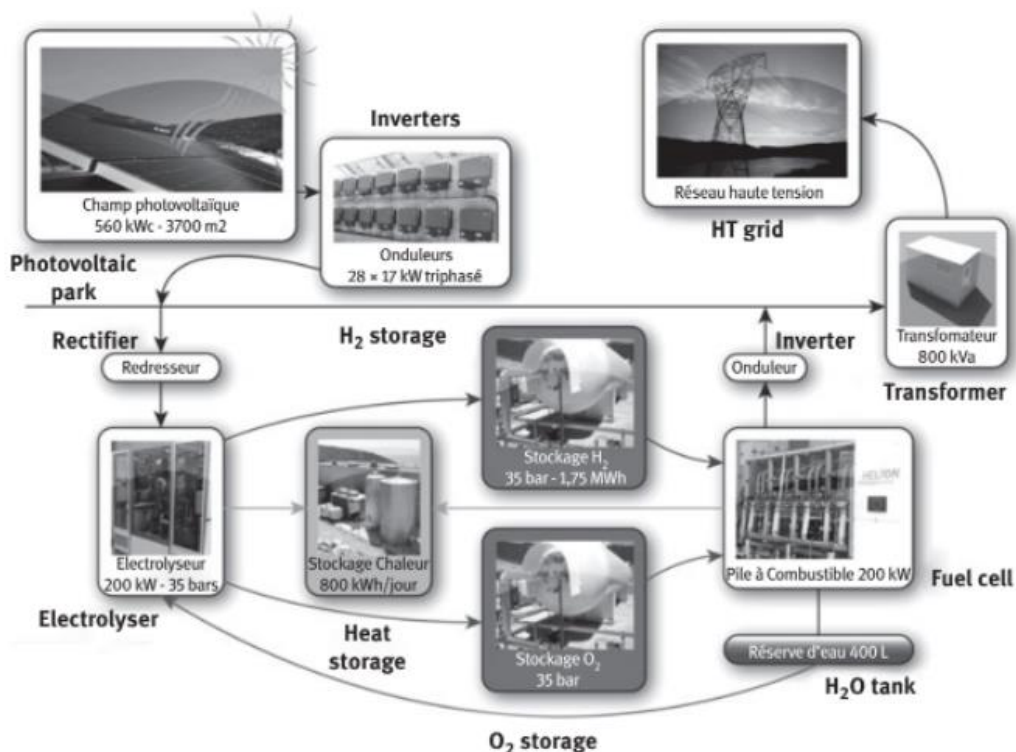
Με κόστος 21 εκατομμυρίων ευρώ, το πρόγραμμα ξεκίνησε το 2006 και διευθύνεται από το Πανεπιστήμιο της Κορσικής, την εταιρεία HELION και την επιτροπή πυρηνικής ενέργειας. Εγκαινιάστηκε στις αρχές του 2012 (Εικόνα 7.35).

Αποτελείται από τα ακόλουθα στοιχεία:

- Ένα φωτοβολταϊκό πάρκο 550 kW
- Έναν ηλεκτρολύτη 200 kW που παρέχει υδρογόνο (40 Nm<sup>3</sup>/h) σε πίεση 35 bar
- Μονάδες αποθήκευσης υδρογόνου (τέσσερις δεξαμενές) και οξυγόνου (δύο δεξαμενές) υπό πίεση 35 bar, με χωρητικότητα 28 m<sup>3</sup> για κάθε δεξαμενή.
- Αποθήκευση θερμότητας
- Κυψέλη καυσίμου PEMFC 200 kW

Σκοπός του έργου είναι ο καθορισμός στρατηγικών για τη διαχείριση και τη σταθεροποίηση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Η επιλογή που μελετάται είναι η εξομάλυνση της παραγωγής αιολικής ενέργειας - μια άλλη είναι η χρήση της κυψέλης καυσίμου για την παραγωγή επιπλέον ηλεκτρικής ενέργειας σε περίπτωση αιχμής της ζήτησης. Το Πανεπιστήμιο της Κορσικής λειτουργεί την εγκατάσταση και συντονίζει τις δραστηριότητες έρευνας και ανάπτυξης.





Εικόνα 7.33: Σχέδιο έργου MYRTE (Πανεπιστήμιο της Κορσικής).

### 7.3.2.2 Έργο GRHYD

Το έργο επίδειξης GRHYD που συντονίζεται από τον πάροχο ενέργειας Engie ξεκίνησε στα τέλη του 2013 και έχει δύο στόχους:

- Έγχυση υδρογόνου που παράγεται με ηλεκτρόλυση στο τοπικό δίκτυο φυσικού αερίου
- Αξιολόγηση του καυσίμου υθάνιο, ενός μείγματος υδρογόνου (6-20%) και φυσικού αερίου για μεταφορές

Το απαιτούμενο υδρογόνο παράγεται με ηλεκτρόλυση (ηλεκτρολύτης τύπου PEM που παρέχεται από την AREVA/CETH<sub>2</sub>), συμπιέζεται και αποθηκεύεται σε μεταλλικά υδρίδια (McPhy Energy).

Το πρώτο μέρος αφορά μια συνοικία 200 κατοικιών χαμηλής ενεργειακής κατανάλωσης που παραδόθηκε στα τέλη του 2015 και η οποία θα τροφοδοτείται το 2018 με ένα μείγμα φυσικού αερίου και υδρογόνου (λιγότερο από 20%) για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης, ζεστού νερού και μαγειρέματος.

Το δεύτερο μέρος θα αφορά ένα στόλο λεωφορείων (αρχικά προβλέπονται τουλάχιστον 50) που θα χρησιμοποιούν αρχικά μόνο φυσικό αέριο. Ο σταθμός εξυπηρέτησης θα εγκατασταθεί στο αμαξοστάσιο αυτών των λεωφορείων. Το υθάνιο παραδίδεται υπό πίεση 200 bar για να γεμίσει τις δεξαμενές των λεωφορείων.

Μειώνει τις εκπομπές (CO, HC, NO<sub>x</sub>) έως και 50% σε σύγκριση με τη χρήση μόνο φυσικού αερίου. Ο γαλλικός διαχειριστής δικτύου φυσικού αερίου GRTgaz συντονίζει το έργο επίδειξης (Εικόνα 7.36) για την παραγωγή μεθανίου από πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια,



η οποία παράγεται από τέσσερις ανεμογεννήτριες (10 MW) και βρίσκεται στη βιομηχανική ζώνη του Fos-sur-Mer (πλατφόρμα INNOVEX). Οι δύο αξιολογημένοι ηλεκτρολύτες που προμήθευσε η McPhy Energy (PEM και αλκαλικοί των 500 kW ο καθένας) θα παράγουν έως 200 Nm<sup>3</sup>/ημέρα υδρογόνο που θα χρησιμοποιηθεί εν μέρει για απευθείας έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου και εν μέρει για μεθανοποίηση (25 Nm<sup>3</sup>/ημέρα), του οποίου ο εξοπλισμός παρέχεται από την εταιρεία Atmostat. Το CO<sub>2</sub> δεσμεύεται από μια κοντινή μεταλλουργική μονάδα. Το παραγόμενο μεθάνιο θα διοχετεύεται επίσης στο δίκτυο φυσικού αερίου. Αυτό το έργο αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2018.

#### **7.3.2.4 Βιομηχανικές μονάδες παραγωγής υδρογόνου**

Η κατασκευάστρια εταιρεία ηλεκτρολυτών NeL ASA έχει υπογράψει συμφωνία με τη γαλλική εταιρεία H<sub>2</sub>V PRODUCT για την προμήθεια 40 αλκαλικών μονάδων (100 MW) που θα εγκατασταθούν στη Νορμανδία. Το έργο αυτό (2018-2020) θα επιτρέψει την παραγωγή υδρογόνου (100.000 τόνοι/έτος όταν η εγκατάσταση θα είναι πλήρως λειτουργική) να εγχέεται σε στο δίκτυο φυσικού αερίου, να παρέχεται στη βιομηχανία ή να χρησιμοποιείται για μεθανοποίηση.

---

#### ***Στη Γαλλία, τα έργα εξακολουθούν να είναι περιορισμένα***

Το MYRTE στην Κορσική, το GRHYD, το Jupiter 1000 και ενδεχομένως το υπό προετοιμασία H<sub>2</sub>V PRODUCT είναι τα μόνα έργα με ηλεκτρική ισχύ για την αξιοποίηση των αποτελεσμάτων για μεγαλύτερες μονάδες P2G. Ωστόσο, δεν είναι επίσης σαφές εάν τα έργα αυτά θα χρησιμοποιήσουν πραγματικά την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας. Δεν προβλέπεται κανένας άλλος πειραματισμός, ενώ η ADEME και η ένωση NEGAWATT, για παράδειγμα, έχουν δημοσιεύσει μελέτες σχετικά με τη δυνατότητα αύξησης του ποσοστού της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές έως και 100% το 2050 με μεγάλο πλεόνασμα παραγωγή προς διαχείριση.

---

#### **7.3.3.1 Δανία**

Ήδη από το 2006, η Δανία άρχισε να μελετά την παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια. Το πρώτο λειτουργικό σύστημα το 2007 αποτελούνταν από δύο PEM 4 kW και δύο PEMFC ισχύος 2 και 7,5 kW. Το παραγόμενο οξυγόνο και υδρογόνο αποθηκεύονταν χωριστά σε δύο δεξαμενές (25 και 12,5 m<sup>3</sup>) υπό χαμηλή πίεση. Το υδρογόνο χρησιμοποιούνταν από τις κυψέλες καυσίμου και το οξυγόνο από τη μονάδα επεξεργασίας λυμάτων.

Ο πειραματισμός σε επίπεδο περιοχής ξεκίνησε το 2007 στην τοποθεσία Vestenskon στο νησί Lolland. Ένας ηλεκτρολύτης χρησιμοποιούσε την ηλεκτρική ενέργεια μιας ανεμογεννήτριας και το παραγόμενο υδρογόνο, μετά την αποθήκευση, διανεμήθηκε μέσω ενός ειδικού δικτύου που τροφοδοτούσε αρχικά πέντε σπίτια και στη συνέχεια επεκτάθηκε σε άλλα 30. Οι κυψέλες καυσίμου χαμηλής ισχύος που εγκαταστάθηκαν σε οικίσκους (PEMFC της δανικής εταιρείας IRD) χρησιμοποίησαν απευθείας καθαρό υδρογόνο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (0,9-2,0 kW) και θερμότητας (0,8-2,0 kW).

Το έργο "BioCat" (P2G μέσω βιολογικής κατάλυσης), το οποίο βασίζεται στη μετατροπή υδρογόνου σε μεθάνιο με τη χρήση μικροοργανισμών παρουσία CO<sub>2</sub>, ξεκίνησε τον Φεβρουάριο του 2013 και από τον Απρίλιο του 2016 η εγκατάσταση στο Avedore λειτουργεί. Στο πλαίσιο του έργου ForskEL, προγραμματίζονται δύο ακόμη πιλοτικά έργα με αλκαλικούς ηλεκτρολύτες ισχύος 1,2 MW (PEM) και 1 MW, αρχής γενομένης από το 2017.

### 7.3.3.2 Ολλανδία

Ένα σύστημα επίδειξης δοκιμάστηκε στο Rozenburg (μέρος του οικισμού του Ρότερνταμ) μέχρι το 2015. Περιελάμβανε έναν ηλεκτρολύτη και μια μονάδα μεθανοποίησης που στεγάζονταν σε δύο δοχεία και μια μονάδα CO<sub>2</sub> μονάδα αποθήκευσης για τη μεθανοποίηση. Η ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτούνταν από φωτοβολταϊκά πάνελ και από το δίκτυο, εάν ήταν απαραίτητο.

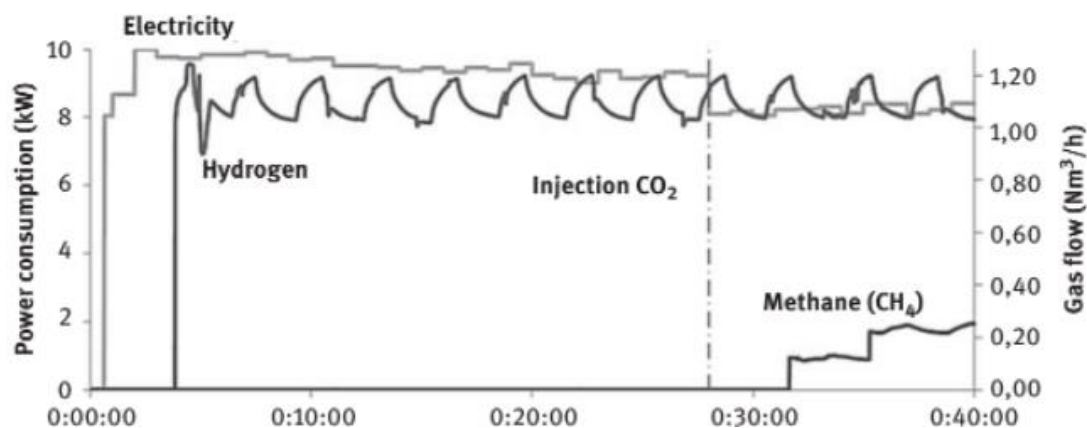
Η εγκατάσταση περιελάμβανε:

- Έναν ηλεκτρολύτη τύπου PEM με παραγωγική ικανότητα 1,0 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου (2,27 kg/ημέρα) υπό πίεση 13,8 bar, με απόδοση περίπου 47%.
- Μονάδα ξήρανσης (προσρόφηση υπό πίεση)
- Μονάδα μεθανοποίησης με τέσσερις αντιδραστήρες με συνολική απόδοση 73% (Σχήμα 7.37).
- Χρωματογράφο για τη μέτρηση της σύνθεσης του αερίου από τη μονάδα μεθανοποίησης και να ελέγχεται ότι πληροί τις προδιαγραφές για την έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου

Λαμβάνοντας υπόψη τους αρχικούς ελέγχους, ο ηλεκτρολύτης είναι λειτουργικός μετά από 4 λεπτά. (παραγωγή υδρογόνου). Η μονάδα μεθανοποίησης χρειάζεται περίπου 37 λεπτά προτού παραχθεί μεθάνιο (Εικόνες 7.38 και 7.39).

Κατά τη διάρκεια αυτού του πειράματος, το μεθάνιο έπρεπε να πληροί τα ακόλουθα κριτήρια:

- Δείκτης Wobbe μεταξύ 44,10 και 44,41 MJ/m<sup>3</sup>.
- Λιγότερο από 0,5 mol% οξυγόνο
- Λιγότερο από 10,3 mol% CO
- Λιγότερο από 0,1 mol% υδρογόνο



Εικόνα 7.39: Χρόνος έναρξης των διαφόρων διαδικασιών (DNV GL).

Μια σειρά αισθητήρων έλεγχε τις παραμέτρους και η έγχυση μπορούσε να διακοπεί μόλις ένας από αυτούς δεν πληρούσε τις καθορισμένες τιμές. Το πείραμα αυτό κατέδειξε τη βιωσιμότητα της ιδέας. Λόγω του μικρού μεγέθους της εγκατάστασης, οι αποδόσεις (ιδίως του ηλεκτρολύτη) μπορούσαν να βελτιωθούν.

Το άλλο έργο Hystock ξεκίνησε το 2017 από την Gasunie New Energy και την Gasunie EnergyStock με μια πιλοτική μονάδα που αποτελείται από έναν ηλεκτρολύτη 1 MW. Η μονάδα χρησιμοποιεί ηλεκτρική ενέργεια από φωτοβολταϊκό σταθμό με 5.000 μονάδες και βρίσκεται κοντά σε τον υπόγειο χώρο αποθήκευσης φυσικού αερίου στο Zuidwending (επαρχία Groningen). Το παραγόμενο υδρογόνο θα συμπιέζεται και θα αποθηκεύεται σε φιάλες για χρήση στις μεταφορές ή στη βιομηχανία.

### 7.3.3.3 Το Ηνωμένο Βασίλειο

Το 2016 ξεκίνησε ένα έργο στο Levenmouth (ανεμογεννήτρια 750 kW, αλκαλικός ηλεκτρολύτης 30 kW, αποθήκευση 11 kg υδρογόνου) με χρήση υδρογόνου από ένα πρατήριο καυσίμων (οχήματα με range extender) και για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (κυψέλη καυσίμου 10 kW και λέβητας υδρογόνου).

Ένα άλλο έργο στο Aberdeen της Σκωτίας (Aberdeen Hydrogen Bus Project) προμηθεύει ένα στόλο 10 λεωφορείων υδρογόνου. Η εγκατάσταση περιλαμβάνει έναν αλκαλικό ηλεκτρολύτη ισχύος 1 MW (20 kg/h υδρογόνου), δύο συμπιεστές, αποθήκευση κάτω από 500 bar και έναν σταθμό πλήρωσης κάτω από 350 bar.

Στο πλαίσιο του έργου HyDeploy που ξεκίνησε το 2017 και χρηματοδοτείται από την Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) και συντονίζεται από την National Grid, η ITM Power θα παρέχει έναν ηλεκτρολύτη 500 kW για την παραγωγή υδρογόνου που θα διοχετεύεται στο δίκτυο φυσικού αερίου της πανεπιστημιούπολης του Keele University με σχεδόν 340 οικιστικά, ερευνητικά ή βιομηχανικά κτίρια. Κατά τη διάρκεια μιας περιόδου 3 ετών, ο στόχος θα είναι να επιτευχθεί ποσοστό έγχυσης 20% κατ' όγκο χωρίς αλλαγή στον εξοπλισμό που χρησιμοποιεί φυσικό αέριο και επίσης να αξιολογηθεί η αντίληψη των χρηστών με σκοπό τη γενίκευση της έγχυσης υδρογόνου.

#### 7.3.3.4 Οι ΗΠΑ

Το έργο WIN2H<sub>2</sub> (2007-2010), το οποίο διαχειρίστηκαν το NREL και η Xcel Energy, αποτέλεσε ένα πρώτο βήμα προς την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τη χρήση υδρογόνου για τις μεταφορές.

Ένα έργο P2G που βρίσκεται στο Golden του Κολοράντο, έχει προγραμματιστεί από τον Σεπτέμβριο του 2014 έως τον Μάρτιο του 2016 στα εργαστήρια του NREL με έναν ηλεκτρολύτη 150 kW για την παραγωγή υδρογόνου. Το CO<sub>2</sub> μετατράπηκε σε μεθάνιο μέσω βιολογικής μεθανοποίησης. Το παραγόμενο αέριο χρησιμοποιήθηκε σε κυψέλη καυσίμου.

Το Πανεπιστήμιο της Καλιφόρνιας στο Irvine, σε συνεργασία με την Proton Onsite ως πάροχο ενός ηλεκτρολύτη, ξεκίνησε ένα έργο παραγωγής υδρογόνου στα μέσα του 2016. Από τα μέσα του 2017 διοχετεύεται μετά από συμπύεση στο δίκτυο φυσικού αερίου του πανεπιστημίου και τροφοδοτεί τον αεριοστρόβιλο που παράγει ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα.

Στην Καλιφόρνια, η Hydrogenics και η StratosFuel ξεκίνησαν το έργο παραγωγής χωρίς επιπτώσεις (Zero Impact Production - ZIP) στο Palm Springs της Καλιφόρνια το 2017. Ένας ηλεκτρολύτης PEM ισχύος 2,5 MW αναμένεται να παρέχει υδρογόνο με παραγωγική ικανότητα 1.000 kg/ημέρα. Το υδρογόνο θα χρησιμοποιείται από τη StratosFuel για τα πρατήρια καυσίμων της.

Η SoCalGas εγκαινίασε στις αρχές του 2017 έναν φορέα επίδειξης, με την υποστήριξη του Τμήματος Ενέργειας. Θα τοποθετηθεί στις εγκαταστάσεις του NREL Energy (Energy Systems Integration Facility) και θα περιλαμβάνει μια εγκατάσταση βιολογικής μεθανοποίησης.

#### 7.3.3.5 Καναδάς

Το 2015, η Glencore εγκαινίασε ένα έργο Mini Grid για το ορυχείο νικελίου Raglan που τροφοδοτεί το τοπικό δίκτυο 25 kV. Ένας αλκαλικός ηλεκτρολύτης ισχύος 315 kW χρησιμοποιεί το ηλεκτρική ενέργεια μιας ανεμογεννήτριας 3 MW (οι διακυμάνσεις φιλτράρονται από έναν σφόνδυλο) και τροφοδοτεί υδρογόνο αποθηκευμένο υπό πίεση σε τρεις δεξαμενές με μια κυψέλη καυσίμου PEM των 200 kW που συμπληρώνουν την αποθήκευση της μπαταρίας (250 kW/250 kWh) ή το ντίζελ γεννήτρια diesel.

Η Enbridge Gas Distribution σε συνεργασία με την Hydrogenics Corp. πραγματοποίησε ένα έργο με ηλεκτρολύτη 2 MW στο Markham του Οντάριο, ο οποίος λειτούργησε μέχρι το μέσα του 2017. Η канаδική ένωση φυσικού αερίου έχει ξεκινήσει μια κοινή ομάδα εργασίας P2G με τις ΗΠΑ για την εξέταση κατευθυντήριων γραμμών για την ανάμιξη υδρογόνου στο δίκτυο διανομής φυσικού αερίου των δύο χωρών.

#### 7.3.3.6 Ιαπωνία

Το πρώτο έργο P2G του Οργανισμού Ανάπτυξης Νέας Ενέργειας και Βιομηχανικής Τεχνολογίας (NEDO), το οποίο ξεκίνησε το 2015, βρίσκεται στην πόλη Kofu, στο νομό Yamanashi, δυτικά του Τόκιο. Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από ένα φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 1 MW, ηλιακές μονάδες στην οροφή του κέντρου επισκεπτών και μια

υδροηλεκτρική γεννήτρια. Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται από έναν ηλεκτρολύτη της Kobelco Eco-Solutions Co. για την παραγωγή υδρογόνου αποθηκευμένου υπό πίεση, το οποίο τροφοδοτεί μια κυψέλη καυσίμου Panasonic που αντισταθμίζει την έλλειψη ηλεκτρικής ενέργειας σε περίπτωση χαμηλής ηλιακής παραγωγής.

### 7.3.3.7 Ελβετία

Ο υβριδικός σταθμός Aarmat (Regio Energie Solothurn) που λειτουργεί από το 2015 συνδυάζει συμβατικές μονάδες (λέβητας και ΣΗΘΥΑ με καύσιμο φυσικό αέριο, αποθήκευση θερμότητας) με μια εγκατάσταση P2G. Ένας ηλεκτρολύτης PEM (350 kW) που παρέχεται από την Proton Onsite παράγει έως και 60 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνο που αποθηκεύεται υπό πίεση 30 bar σε δεξαμενές (180 m<sup>3</sup>) και στη συνέχεια εγχέεται στο δίκτυο φυσικού αερίου. Στο πλαίσιο των ευρωπαϊκών έργων "Horizon 2020" και "Store & Go", προγραμματίζεται για το 2018 μια μονάδα βιολογικής μεθανοποίησης.

---

### Άλλες αξιολογήσεις

Πολλές άλλες χώρες (Αυστρία, Σουηδία, Ελλάδα, Ισπανία, Ταϊλάνδη κ.λπ.) έχουν αξιολογήσει, εκτελούν ή σχεδιάζουν εγκαταστάσεις P2G. Σε γενικές γραμμές, πρόκειται συχνά για προγράμματα στα οποία συμμετέχουν πανεπιστήμια ή ερευνητικά ιδρύματα και κέντρα που δίνουν έμφαση στην επίδειξη.

---

## 7.4 Σύγκριση των τρεχόντων έργων

### 7.4.1 Τεχνολογίες

Οι κύριες πηγές ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας είναι είτε κατά κύριο λόγο αιολικές, είτε ηλιακές, είτε συνδυασμός και των δύο. Οι αλκαλικοί ηλεκτρολύτες εξακολουθούν να χρησιμοποιούνται αν και η απόδοσή τους είναι χαμηλότερη από εκείνη του τύπου PEM. Το πλεονέκτημα είναι το χαμηλότερο κόστος και η αποδεδειγμένη τεχνολογία. Το παραγόμενο υδρογόνο αποθηκεύεται γενικά, σε πρώτη φάση υπό πίεση που δεν υπερβαίνει τα 250 bar. Οι περισσότερες εγκαταστάσεις χρησιμοποιούν δεξαμενές, καθώς η αποθήκευση σε υδρίδια είναι ακριβότερη.

### 7.4.2 Εφαρμογές

Λαμβάνοντας υπόψη τα έργα και τις επιδείξεις στη Γερμανία που είναι πιο αντιπροσωπευτικές, οι εφαρμογές μπορούν να χωριστούν σε τέσσερις κατηγορίες (Πίνακας 7.3):

- Έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου
- Άμεση χρήση για πρατήρια καυσίμων

- Μεθανοποίηση (θερμοχημική ή βιολογική) και έγχυση μεθανίου στο δίκτυο φυσικού αερίου.
- Μετατροπή υδρογόνου (ή μεθανίου) σε χημική ένωση ή καύσιμο (power-to-liquid).

Project	Electricity	Electrolyser	MW methanation	Use
Enertrag-Prenzlau	Wind	Alkaline	0.5	Injection, service station, CHP
RH2-WKA	Wind	Alkaline	1	Injection, CHP
Grapzow	Wind, PV	Alkaline	1	Injection, CHP
E.ON Falkenhagen	Wind	Alkaline	2	Injection
Audi e-gas	Wind, PV	Alkaline	6 biological	CH <sub>4</sub> injection
RWE Ibbenbüren	Wind, PV	PEM	0.1	Injection
Herten	Wind	PEM	0.15	Fuel cell
GPJoule	Wind, PV	PEM	0.2	Injection, CHP
Thüga/Mainova	Wind, PV	PEM	0.4	Injection
E.ON Reitbrook	Wind	PEM	1.5	Injection
Energiepark Mainz	Wind	PEM	6	Injection, service station
CO2RECT	Wind, PV	PEM	0.1 chemical	CH <sub>4</sub> injection
Viessmann-bioPower2Gas	Wind, PV	PEM	0.4 biological	Injection

Πίνακας 7.3: Στοιχεία ορισμένων γερμανικών έργων

## 7.5 Μελλοντικές εφαρμογές μεγάλης κλίμακας

### 7.5.1 H<sub>2</sub>Teesside

Η BP δήλωσε ότι επεξεργάζεται σχέδια για μια μεγάλη εγκατάσταση που θα μπορούσε να παράγει έως και 1 GW μπλε υδρογόνου" έως το 2030.

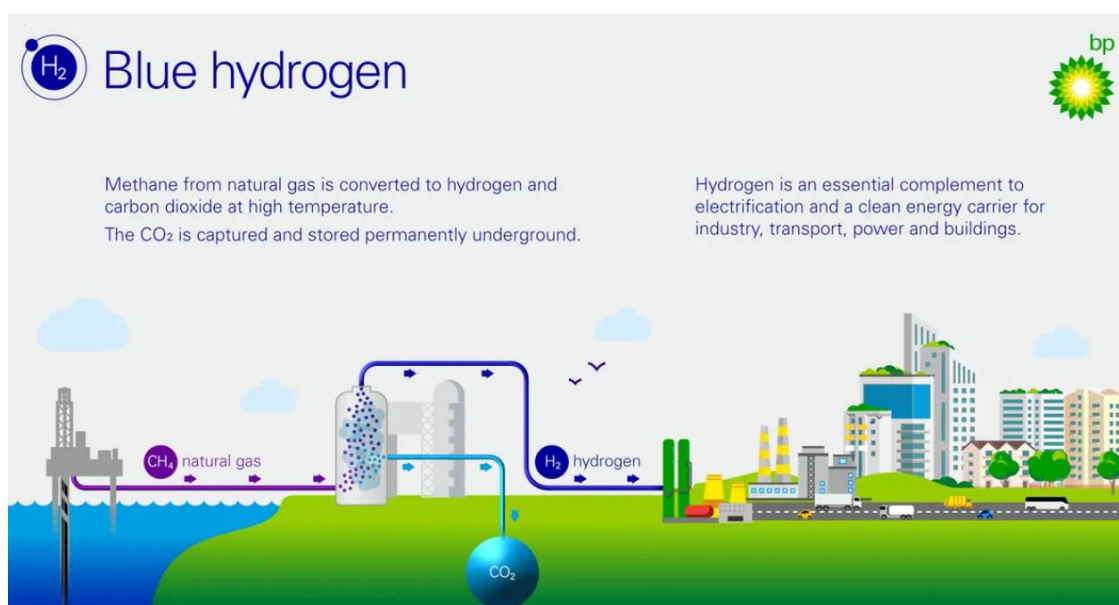
Το λεγόμενο μπλε υδρογόνο αναφέρεται στο υδρογόνο που παράγεται με χρήση φυσικού αερίου, με τις εκπομπές CO<sub>2</sub> που παράγονται κατά τη διαδικασία να δεσμεύονται και να αποθηκεύονται. Η προτεινόμενη ανάπτυξη, η οποία περιγράφεται από την BP ως το "μεγαλύτερο έργο υδρογόνου στο Ηνωμένο Βασίλειο", θα εδρεύει στο Teesside, στη βορειοανατολική Αγγλία. Σύμφωνα με τον γίγαντα πετρελαίου και φυσικού αερίου, η ανάπτυξη H<sub>2</sub>Teesside θα είναι σε θέση να "συλλάβει και να στείλει προς αποθήκευση" έως και δύο εκατομμύρια μετρικούς τόνους διοξειδίου του άνθρακα κάθε χρόνο. Η κυβέρνηση του Ηνωμένου Βασιλείου επιθυμεί να διαθέτει 5 GW δυναμικότητας υδρογόνου χαμηλών εκπομπών άνθρακα έως το 2030.

Το υδρογόνο, που περιγράφεται από τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας ως "ευέλικτος φορέας ενέργειας", έχει ποικίλες εφαρμογές. Η BP δήλωσε ότι το υδρογόνο που παράγεται από το H<sub>2</sub>Teesside θα μπορούσε, μεταξύ άλλων, να παρέχει ενέργεια σε κατοικίες και στη βιομηχανία ή "να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο για βαριές μεταφορές".

Η τελική επενδυτική απόφαση για την ανάπτυξη θα ληφθεί το 2024. Εάν όλα πάνε σύμφωνα με το σχέδιο, 500 μεγαβάτ δυναμικότητας θα μπορούσαν να είναι σε παραγωγή μέχρι το 2027 ή νωρίτερα, δήλωσε η BP. Η δυναμικότητα αναφέρεται στη μέγιστη ποσότητα που μπορεί να παράγει μια εγκατάσταση.

Τα τελευταία χρόνια, ορισμένες μεγάλες βιομηχανικές επιχειρήσεις έχουν ανακοινώσει σχέδια για την ενσωμάτωση πράσινου υδρογόνου στις δραστηριότητές τους. Επιπλέον, μεγάλες οικονομίες, όπως η Ευρωπαϊκή Ένωση, έχουν καταρτίσει σχέδια για την εγκατάσταση τουλάχιστον 40 GW ηλεκτρολυτών ανανεώσιμου υδρογόνου μέχρι το 2030.

Επιπρόσθετα, ο νέος διευθύνων σύμβουλος της γερμανικής εταιρείας κοινής ωφέλειας RWE τόνισε τον σημαντικό ρόλο που μπορεί να διαδραματίσει το υδρογόνο στην απαλλαγή από τον άνθρακα των ενεργοβόρων βιομηχανιών.



Πίνακας 7.40: Πρόγραμμα H<sub>2</sub>TESSIDE

### 7.5.2 Το “Μπλέ ενεργειακό συγκρότημα” των ΗΠΑ

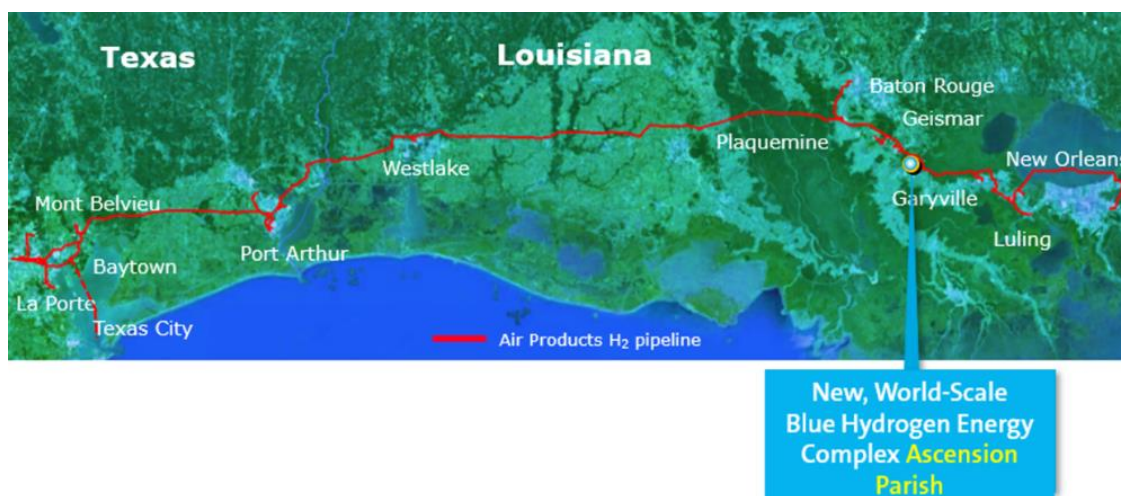
Το μπλε ενεργειακό συγκρότημα υδρογόνου της Air Products, που αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2026, θα καταστήσει τη Λουιζιάνα ηγέτη στη μετάβαση των ΗΠΑ στην καθαρή ενέργεια. Υποστηρίζοντας τους φιλόδοξους στόχους της πολιτείας για το κλίμα, την ενέργεια και την οικονομική ανταγωνιστικότητα, το συγκρότημα θα παράγει πάνω από 750 εκατ. κυβικά πόδια ημερησίως υδρογόνου για τους πελάτες της Air Products στις ακτές του Κόλπου των ΗΠΑ και αμμωνία για τις παγκόσμιες αγορές υδρογόνου, συμπεριλαμβανομένων των μεταφορών/κινητικότητας. Το έργο θα είναι επίσης η μεγαλύτερη λειτουργία δέσμευσης άνθρακα για δέσμευση στον κόσμο.

Ένα μέρος του μπλε υδρογόνου από αυτό το έργο θα συμπιέζεται και θα παρέχεται στους πελάτες από το εκτεταμένο δίκτυο αγωγών υδρογόνου της Air Products στην Ακτή του Κόλπου των ΗΠΑ, το μεγαλύτερο στον κόσμο, που εκτείνεται σε απόσταση 700+ χιλιομέτρων από τον κόλπο Galveston, TX έως τη Νέα Ορλεάνη. Σήμερα, το δίκτυο



αγωγών μπορεί να προμηθεύει τους πελάτες με περισσότερα από 1,6 δισεκατομμύρια m<sup>3</sup> υδρογόνου την ημέρα από ~25 εγκαταστάσεις παραγωγής, συμπεριλαμβανομένου του μπλε υδρογόνου που παρέχεται από την εγκατάσταση Port Arthur, TX, η οποία έχει δεσμεύσει ~1 εκατομμύριο τόνους CO<sub>2</sub> ετησίως από το 2013.

Περίπου το 95% του CO<sub>2</sub> που παράγεται στην εγκατάσταση θα συλλεχθεί, θα συμπιεστεί και θα μεταφερθεί με ασφάλεια με αγωγό σε πολλαπλές τοποθεσίες δέσμησης στην ενδοχώρα που βρίσκονται κατά μήκος ενός διαδρόμου αγωγών που εκτείνεται έως και 35 χιλιόμετρα ανατολικά της νέας εγκατάστασης παραγωγής. Πάνω από 5 εκατομμύρια MTPY CO<sub>2</sub> θα δεσμευτούν μόνιμα σε γεωλογικό χώρο πόρων που θα εξασφαλιστούν από την Πολιτεία της Λουιζιάνα περίπου ένα χιλιόμετρο κάτω από την επιφάνεια.



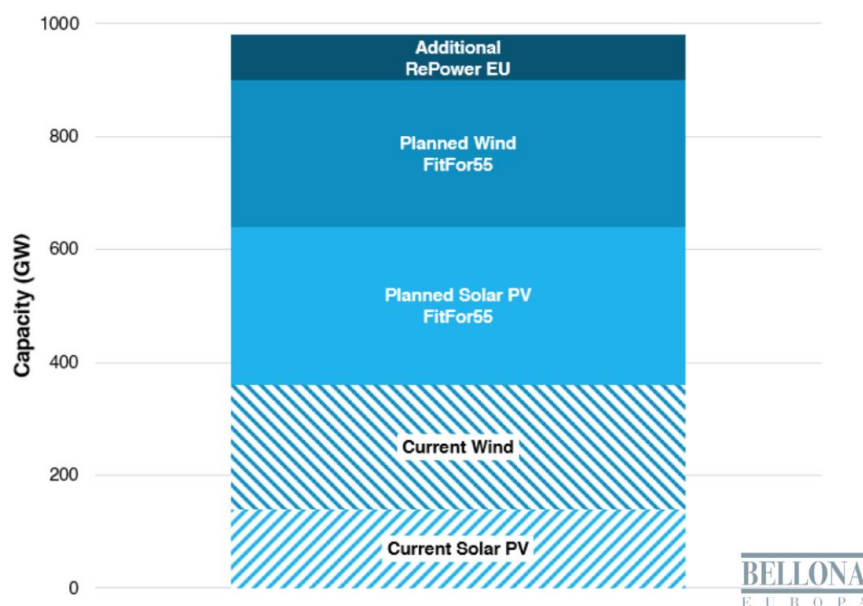
Πίνακας 7.41: Το μπλέ ενεργειακό συγκρότημα της εταιρείας Air Products

### 7.5.3 REPowerEU

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενίσχυσε τους στόχους της όσον αφορά τη ζήτηση ανανεώσιμου υδρογόνου ως μέρος του REPowerEU για τη μείωση της εξάρτησης από τις ρωσικές εισαγωγές ορυκτών καυσίμων, θέτοντας τις βάσεις για την ανάπτυξη μιας οικονομίας υδρογόνου σε ολόκληρη την ήπειρο έως το 2030.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ζήτησε την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για το υδρογόνο που χρησιμοποιείται στη βιομηχανία στο 75% έως το 2030, από την προηγούμενη φιλοδοξία της για την επίτευξη μεριδίου 50% που είχε ανακοινώσει στη δέσμη μέτρων για το κλίμα Fit for 55 τον Ιούλιο του 2021.





Πίνακας 7.42: Πλάνο του πακέτου μέτρων REPowerEU με σκοπό την αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Το REPowerEU αυξάνει τις φιλοδοξίες της ΕΕ για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μόνο κατά ένα μικρό μέρος (80 GW). Εάν όμως η αύξηση αυτή θα αφορούσε μόνο την παραγωγή υδρογόνου, θα μπορούσαν να παραχθούν 2,8 εκατ. τόνοι υδρογόνου.

Το ανανεώσιμο υδρογόνο πρόκειται να είναι το κλειδί για την αντικατάσταση του φυσικού αερίου, του άνθρακα και του πετρελαίου στις βιομηχανίες και τις μεταφορές που είναι δύσκολο να απαλλαγούν από τις ανθρακούχες εκπομπές. Επίσης, αναθεώρησε υψηλότερα τον στόχο της για το μερίδιο των ανανεώσιμων καυσίμων μη βιολογικής προέλευσης - ουσιαστικά καύσιμα με βάση το ανανεώσιμο υδρογόνο - στον τομέα των μεταφορών σε 5% έως το 2030, από 2,6% που συμπεριλαμβανόταν στο πακέτο μέτρων Fit for 55.

Περίπου 7,8 εκατομμύρια mt/έτος υδρογόνου θα μπορούσαν να απαιτηθούν για την επίτευξη του στόχου της βιομηχανίας, με πάνω από 11 εκατομμύρια mt/έτος υδρογόνου να πηγαίνουν στον τομέα των μεταφορών, σύμφωνα με τα στοιχεία της S&P Global. Η Ευρώπη παράγει σήμερα περίπου 7 εκατομμύρια mt/έτος υδρογόνου, το οποίο χρησιμοποιείται κυρίως στη διύλιση και την παραγωγή λιπασμάτων. Η συντριπτική πλειονότητα του υδρογόνου προέρχεται από ορυκτά καύσιμα μέσω αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό, αντιπροσωπεύοντας κατανάλωση φυσικού αερίου περίπου 29,7 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως. Περίπου 11,9 δισ. κυβικά μέτρα από αυτό το φυσικό αέριο θα προέλθουν από ρωσικό φυσικό αέριο, με βάση ένα μερίδιο 40% των ρωσικών εισαγωγών στο ευρωπαϊκό μείγμα φυσικού αερίου.

Το υπολογιζόμενο κόστος παραγωγής υδρογόνου από το δίκτυο στην Ευρώπη έχει αυξηθεί απότομα από τα τέλη του 2021, λόγω της εκτίναξης των τιμών του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας. Η S&P Global εκτίμησε το κόστος παραγωγής ανανεώσιμου υδρογόνου μέσω αλκαλικής ηλεκτρόλυσης στην Ευρώπη σε 10,81 ευρώ/kg (11,33 δολάρια/kg) στις 18 Μαΐου (Ολλανδία, συμπεριλαμβανομένων των

κεφαλαιουχικών δαπανών), με βάση τις τιμές ενέργειας για τον μήνα, από 4,18 ευρώ/kg πριν από ένα χρόνο. Ωστόσο, πολλοί κατασκευαστές έργων ανανεώσιμου υδρογόνου στην Ευρώπη στοχεύουν σε κόστος παραγωγής κάτω από 1,50 δολάρια/kg πριν από το 2030, υποστηριζόμενοι από μακροπρόθεσμες συμφωνίες αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ή αποκλειστική παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές.

"Ένας αυξημένος στόχος για το ανανεώσιμο υδρογόνο στη βιομηχανία μέχρι το 2030 είναι εφικτός και ο σωστός τρόπος για την αντιμετώπιση των βιομηχανικών εκπομπών που είναι δύσκολο να αναχαιτιστούν", ανέφερε η βιομηχανική ομάδα Hydrogen Europe σε δήλωση της 18ης Μαΐου.

Χαιρέτισε τον αυξημένο στόχο για τις μεταφορές, αλλά κάλεσε την ΕΕ να προχωρήσει περαιτέρω και να εισαγάγει πρόσθετους επιμέρους στόχους για τους τομείς της ναυτιλίας και της αεροπορίας, καθώς και ειδική στήριξη για την ανάπτυξη υποδομών οδικών μεταφορών.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή επανέλαβε τον στόχο της για 10 εκατομμύρια mt/έτος εγχώριας παραγωγής υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές μέχρι το 2030, με άλλα 10 εκατομμύρια mt/έτος να προέρχονται από εισαγωγές.

Η S&P Global ανέφερε σε έκθεση αναλυτών σχετικά με τη δέσμη μέτρων της ΕΕ Fit for 55 ότι 10 εκατομμύρια εκατ. τόνοι ετησίως για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου θα απαιτούσαν 477 TWh παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, σχεδόν το σύνολο της ηλιακής και αιολικής παραγωγής της ΕΕ το 2021, με τις προσθήκες ηλιακής και αιολικής ενέργειας να αυξάνονται με ταχείς ρυθμούς.

## 7.6 Πειραματικά αποτελέσματα

Τα τρέχοντα πειράματα που χρησιμεύουν κυρίως για να αποδείξουν τη σκοπιμότητα αυτής της τεχνολογία μπορούν προς το παρόν να θεωρηθούν μόνο ως πρωτότυπα από πλευράς κόστους. Τα βασικά σημεία των εγκαταστάσεων για την εκμετάλλευσή τους είναι η εμπορική αξιοποίηση του παραγόμενου υδρογόνου ή μεθανίου ή η (επανα)μετατροπή των αερίων αυτών σε ηλεκτρική ενέργεια.

Τα πρώτα πειράματα και αποτελέσματα που σχετίζονται με το P2G δείχνουν τις ακόλουθες μέσες αποδόσεις για κάθε εξοπλισμό:

- Αλκαλική ηλεκτρόλυση: 70-75%
- Ηλεκτρόλυση PEM: ≥ 80%
- Μεθανοποίηση: ≥ 80%
- Μεθανοποίηση και ανάκτηση θερμότητας: ≥ 90%
- Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΘ ή κυψέλη καυσίμου): 35-50%
- Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΘ ή κυψέλη καυσίμου) και ανάκτηση θερμότητας: 80-85%

Τα αποτελέσματα αυτά δείχνουν την τεχνική σκοπιμότητα από πλευράς απόδοσης, ιδίως εάν η θερμότητα που παράγεται κατά τα διάφορα στάδια αποτιμάται (τηλεθέρμανση, μονάδες βιοαερίου, αγροκτήματα, θερμοκήπια ή βιομηχανία).

---

### ***Ποικιλία μονάδων αξιολόγησης***

Τα έργα μεγάλης ισχύος (>1 MW) που βρίσκονται υπό αξιολόγηση ή προγραμματίζονται αντιπροσωπεύουν τις διαφορετικές προσεγγίσεις της έννοιας P2G. Οι λύσεις αυτές καθιστούν δυνατή την αξιολόγηση της οικονομικής αποδοτικότητας και της τεχνικής σκοπιμότητας των πιθανών εναλλακτικών λύσεων.

---

## 8 Χρηματοοικονομική προσέγγιση της μετατροπής ενέργειας σε αέριο

### 8.1 Ικανότητα μετατροπής υδρογόνου

Δεδομένου του πλεονάσματος ηλεκτρικής ενέργειας που αναμένεται τις επόμενες δεκαετίες, η αποθήκευσή τους και τελικά η μετατροπή τους σε ηλεκτρική ενέργεια θα απαιτήσει εξοπλισμό (ιδίως ηλεκτρολύτες) μεγάλης ισχύος. Σε αυτούς τους τομείς αναμένεται πρόοδος προκειμένου να αποθηκευτεί το μέγιστο του πλεονάσματος.

#### 8.1.1 Δυναμικότητα των ηλεκτρολυτών

Το 2017, η μέγιστη ισχύς ενός ηλεκτρολύτη φτάνει τα 6 MW. Για τα πλεονάσματα ηλεκτρικής ενέργειας που αναμένονται τις επόμενες δεκαετίες (Πίνακας 8.1), η ισχύς των εγκατεστημένων ηλεκτρολυτών θα πρέπει θεωρητικά να είναι σε θέση να καλύψει τις αιχμές του πλεονάσματος.

Ένας ηλεκτρολύτης 6 MW μετατρέπει μόνο την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια από ένα μόνο αιολικό 6 MW που λειτουργεί στη μέγιστη ισχύ. Εάν θεωρηθεί πλεόνασμα 1 TWh κατανομημένο στο 5% του έτους, δηλαδή 438 ώρες, αυτό αντιστοιχεί σε πλεόνασμα μέσης ικανότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 2.300 MW, το οποίο θεωρητικά θα πρέπει να μετατραπεί σε υδρογόνο από 380 ηλεκτρολύτες των 6 MW έκαστος. Ο αριθμός αυτός είναι ελάχιστος, διότι τα πλεονάσματα δεν βρίσκονται σε ένα μέρος.

Είναι δυνατόν να εξεταστούν μονάδες μεγαλύτερης ισχύος ή συνδυασμός λιγότερο ισχυρών μονάδων. Σε κάθε περίπτωση, για να μεγιστοποιηθεί η μετατροπή όλης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας, η μέγιστη ισχύς θα πρέπει να μπορεί να απορροφήσει τις αιχμές των πλεονασμάτων που μπορεί να διαρκούν μόνο μερικές δεκάδες (ή εκατοντάδες) ώρες ετησίως. Ο συμβιβασμός που πρέπει να βρεθεί θα είναι μεταξύ της μέγιστης ισχύος των ηλεκτρολυτών και αυτών των αιχμών πλεονάσματος: η ανάκτηση όλων των πλεονασμάτων θα οδηγήσει πιθανώς σε σχετικά χαμηλή χρησιμοποίηση της μέγιστης ισχύος.

Η χωρητικότητα του ηλεκτρολύτη πρέπει να είναι ικανή να λειτουργεί πολύ γρήγορα (εντός δευτερόλεπτα) και θα πρέπει να μεταβάλλει την ισχύ του σε ένα ευρύ φάσμα (ιδανικά μεταξύ 0 και 100%), ανάλογα με τις διακυμάνσεις του πλεονάσματος ηλεκτρικής ενέργειας

#### 8.1.2 Μετατροπή ενέργειας από αέριο σε ηλεκτρική ενέργεια

Η έννοια αυτή (ή power-to-power) καλύπτει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδρογόνο ή μεθάνιο που παράγεται με ηλεκτρόλυση. Η παραγωγή αυτή μπορεί να επιτευχθεί από μια κυψέλη καυσίμου, ένα μονάδα συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΘ) ή έναν σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο αέριο.

### 8.1.2.1 Ισχύς από κυψέλες καυσίμου

Στο πλαίσιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υδρογόνο ή μεθάνιο από power-to-gas, είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν κυψέλες καυσίμου ή τροποποιημένες μονάδες συμπαραγωγής για τη χρήση αυτών των αερίων. Υπάρχουν λίγοι κατασκευαστές κυψελών καυσίμου υψηλής ισχύος μεγαλύτερης των 100 kW (Πίνακας 8.2). Επιπλέον, οι κυψέλες καυσίμου λιωμένου ανθρακικού άλατος (Εικόνα 8.1) ή οι κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου χρησιμοποιούν γενικά υδρογονάνθρακες (φυσικό αέριο ή βιοαέριο).

Comparison of Different Types of Fuel Cells				
Sl. No	Fuel Cell	Operating Temperature	Efficiency	Applications
1.	Alkaline(AFC)	100-250 C	70%	Aerospace, underwater environments
2.	Phosphoric acid (PAFC)	166-220 C	80%	High energy demands such as hospitals, schools, offices, stores
3.	Molten Carbonate(MCFC)	650 C	60-80%	Waste water treatment plants
4.	Solid Oxide(SOFC)	800-1000C	60%	Generators for factories and towns
5.	Direct Methanol(DMFC)	120 C	40%	Cell phones, laptops, battery chargers
6.	Proton Exchange Membrane(PEMFC)	60-100 C	85%	Vehicles, batteries, commercial buildings and homes

Πίνακας 8.2: Κυψέλες καυσίμου υψηλής ισχύος το 2021.

### 8.1.2.2 Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας και συμβατικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής

Για τις μονάδες ΣΗΘ, η μέγιστη ισχύς είναι της τάξης των μερικών MW, αλλά η ηλεκτρική απόδοση είναι χαμηλότερη από ό,τι για τις κυψέλες καυσίμου.

Οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής με καύση φυσικού αερίου είναι οι μόνοι με υψηλή ισχύ έως και μερικές εκατοντάδες MW και υψηλό βαθμό απόδοσης (60% για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου αεριοστροβίλου [CCGT]).

Η συνολική απόδοση, η οποία υπολογίζεται από την πλεονάζουσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ακόμη και αν αυτή των κυψελών καυσίμου ή των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο μπορεί να υπερβαίνει το 50%, εξακολουθεί να είναι χαμηλή σε σύγκριση με την άμεση χρήση του παραγόμενου υδρογόνου ή μεθανίου. Ανεξάρτητα από την τεχνολογία, η ανάκτηση θερμότητας και η χρήση της αυξάνει τη συνολική απόδοση.

### Ηλεκτρολύτες και κυψέλες καυσίμου: ένας αναγκαίος συμβιβασμός

Αν θεωρητικά θα ήταν επιθυμητή η ανάκτηση όλης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας, η αναλογία μεταξύ της συνολικής ισχύος των ηλεκτρολυτών και των αιχμών των πλεονασμάτων θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τους οικονομικούς παράγοντες, όπως η βελτιστοποίηση των επενδύσεων σε σχέση με την αποτιμώμενη ηλεκτρική ενέργεια. Για

τη χρήση κυψελών καυσίμου υψηλής ισχύος, πρέπει να βρεθεί ένας συμβιβασμός μεταξύ της πραγματικής ανάγκης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της συνολικής απόδοσης της αλυσίδας αυτής.

## 8.2 Οικονομικές αξιολογήσεις της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο

Δεδομένου του διερευνητικού χαρακτήρα των υφιστάμενων εγκαταστάσεων, είναι δύσκολο να δοθεί ένα κόστος που θα ήταν αντιπροσωπευτικό της μαζικής παραγωγής, όπως οι ανεμογεννήτριες ή τα φωτοβολταϊκά πάνελ σήμερα. Ωστόσο, το κόστος του υφιστάμενου εξοπλισμού δίνει μια εκτίμηση του χρηματοδοτικών αναγκών των υφιστάμενων ή σχεδιαζόμενων έργων βραχυπρόθεσμα ή μεσοπρόθεσμα.

### 8.2.1 Λειτουργικό κόστος εγκαταστάσεων

Ορισμένα βασικά εξαρτήματα, όπως οι συμπιεστές ή οι κυψέλες καυσίμου, παράγονται ήδη βιομηχανικά, μερικές φορές σε μικρές παρτίδες. Από την άλλη πλευρά, οι ηλεκτρολύτες υψηλής ισχύος ή οι μονάδες μεθανοποίησης παραμένουν ως πρωτότυπα ή προσειρές, το κόστος των οποίων, συχνά μέρος ενός προγράμματος αξιολόγησης, δεν μπορεί ακόμη να εκτιμηθεί πραγματικά για τα μελλοντικά προϊόντα.

#### 8.2.1.1 Το κόστος μιας εγκατάστασης

Μια εκτίμηση που έγινε το 2013 για μια μονάδα των 5 MW (που αντιστοιχεί στην ισχύ ενός μόνο ανεμογεννήτριας) που παράγει 1.000 Nm<sup>3</sup>/h υδρογόνου πραγματοποιήθηκε από τη γερμανική οργάνωση DBI GUT και έδωσε τις τιμές που αναφέρονται στον πίνακα 8.3.

<b>Electrolyser</b>	<b>5.0</b>	
Compressor	0.3	
Buildings	1.4	
Storage	0.8	
Injection	0.2	Hydrogen injection into the natural gas network
Others	2.3	
<b>TOTAL</b>	<b>10.0</b>	

Πίνακας 8.3: Κόστος ενός σταθμού μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο (σε εκατ. ευρώ).

Ο ηλεκτρολύτης, το κύριο στοιχείο της έννοιας της μετατροπής ενέργειας σε αέριο, αντιπροσώπευε περίπου το 50% του κόστους του σταθμού σε αυτή την προσομοίωση. Η τάση αυτή αντικατοπτρίζεται το 2017.

### 8.2.1.2 Το κόστος των πιλοτικών έργων

Αν και το κόστος των έργων που έχουν πραγματοποιηθεί ή βρίσκονται σε εξέλιξη περιλαμβάνει επενδύσεις που είναι απίθανο να είναι απαραίτητες για μια βιομηχανική εγκατάσταση, εντούτοις επιτρέπουν να δοθεί ένα εύρος επενδύσεων (πίνακας 8.4).

Στο κόστος αυτών των προγραμμάτων (στοιχεία από τους διάφορους φορείς), λαμβάνονται υπόψη όλα τα εγκατεστημένα στοιχεία, μερικές φορές ακόμη και ανεμογεννήτριες, κυσέλες καυσίμου, μονάδες συμπαραγωγής κ.λπ.

Experimentation	Power	End product	Capacity	Global cost/euros
Enertrag	500 kW	Hydrogen production	120 Nm <sup>3</sup> /h	21 million
Audi e-gas	6 MW	Methane production	1,300 Nm <sup>3</sup> /h	20 million
Mainz	6 MW	Hydrogen production	735 Nm <sup>3</sup> /h	17 million
E.ON Hamburg	1 MW	Hydrogen production	265 Nm <sup>3</sup> /h	13.5 million
E.ON Falkenhagen	2 MW	Hydrogen production	360 Nm <sup>3</sup> /h	5 million
Thüga-Frankfurt	320 kW	Hydrogen production	60 Nm <sup>3</sup> /h	1.5 millions

Πίνακας 8.4: Συνολικό κόστος των εν εξελίξει πειραμάτων.

### Κόστος μαζικής παραγωγής

Οι εγκαταστάσεις που λειτουργούν το 2017 μπορούν να θεωρηθούν ως πιλοτικές μονάδες για τη διερεύνηση των διαφόρων διαθέσιμων επιλογών και τεχνολογιών. Όσον αφορά τα ηλιακά φωτοβολταϊκά ή την αιολική ενέργεια, η ανάπτυξη μονάδων μεγάλης ισχύος και ενδεχομένως η ανάδειξη ηγετών σε αυτόν τον τομέα (ιδίως η ηλεκτρόλυση και η μεθανοποίηση) θα επιτρέψουν τη μείωση του κόστους του εξοπλισμού.

## 8.3 Επιχειρηματικό μοντέλο για την μετατροπή της ενέργειας σε αέριο

Η κερδοφορία μιας εγκατάστασης power-to-gas εξαρτάται από πολλές μεταβλητές, τόσο οικονομικές (τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και εξοπλισμού), όσο και τεχνικές (χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες), στρατηγικές (ποια επιλογή θα εφαρμοστεί), νομοθεσία και επιδοτήσεις. Όλοι αυτοί οι παράγοντες επηρεάζουν το συνολικό κόστος της τεχνολογίας αυτής.

### 8.3.1 Εξεταζόμενο σύστημα

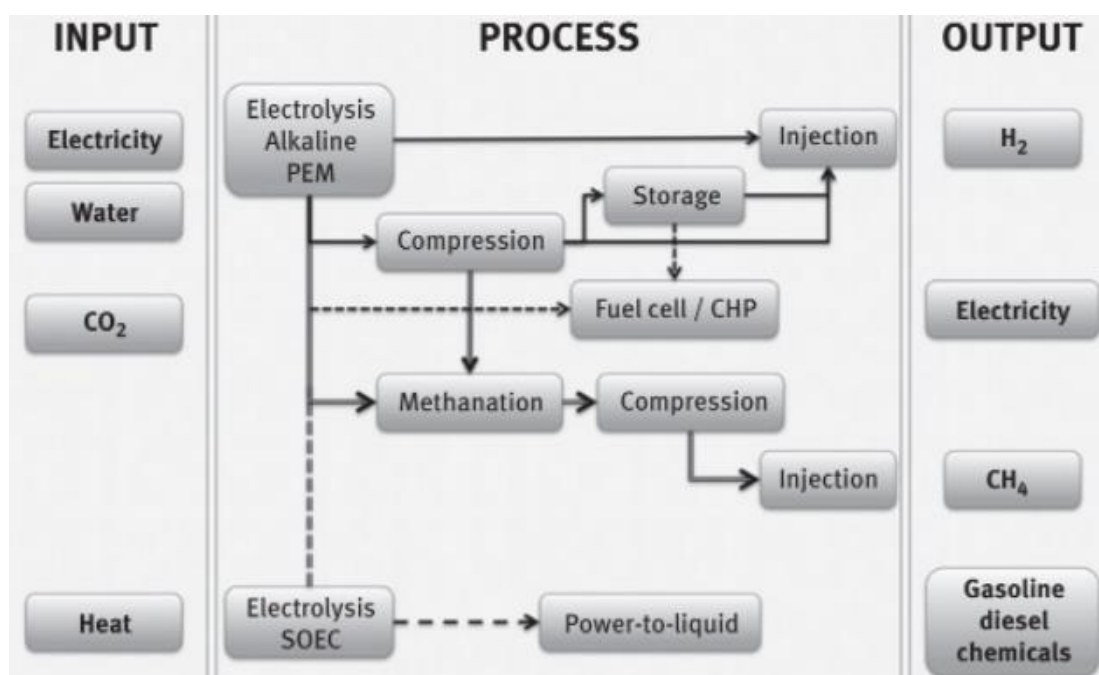
Η οικονομική ανάλυση μιας μονάδας μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο μπορεί να βασιστεί σε έναν τριμερή διαχωρισμό (εισροή, διεργασία και εκροή), του οποίου οι διάφορες συνιστώσες ποικίλλουν ανάλογα με την τεχνολογία και τον στόχο: παραγωγή υδρογόνου, μεθανίου ή ηλεκτρικής ενέργειας (Εικόνα 8.2).



Το κόστος ενός συγκεκριμένου συστήματος θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη:

- Την τιμή του ηλεκτρολύτη, ανάλογα με την τεχνολογία (αλκαλικό, PEM ή στερεού οξειδίου). ηλεκτρολύτη [SOEC])
- Τιμή του(των) συμπιεστή(ων), εάν απαιτείται
- Τιμή μονάδας αποθήκευσης υδρογόνου, εάν απαιτείται
- Τιμή της μονάδας μεθανοποίησης παραγωγή μεθανίου λαμβάνεται υπόψη
- Τιμή της μονάδας έγχυσης (υδρογόνου ή μεθανίου) εάν απαιτείται
- Τιμή της μεταφοράς (ρυμουλκούμενα) εάν απαιτείται
- Τιμή της υποδομής (κτίρια, σωληνώσεις, καλωδιώσεις, ηλεκτρονικά κ.λπ.).

Η απόδοση της επένδυσης θα πρέπει επίσης να σχετίζεται με τα αναλώσιμα (ηλεκτρική ενέργεια, νερό, CO<sub>2</sub>, συμπληρωματική θερμότητα) και το λειτουργικό κόστος (OPEX) και με την αγοραία τιμή του υδρογόνου ή μεθανίου για τους χρήστες.



Εικόνα 8.2: Πιθανά συστήματα για την προσέγγιση power-to-gas

### 8.3.2 Τεχνοοικονομική ανάλυση

Η οικονομική βιωσιμότητα μιας μονάδας μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο θα πρέπει να αναλύεται λαμβάνοντας υπόψη τις κεφαλαιουχικές και λειτουργικές δαπάνες. Από το 2017, οι υπολογισμοί του κόστους για υφιστάμενες ή μελλοντικές εγκαταστάσεις ή έργα διαφέρουν από μονάδα σε μονάδα ή από πηγή σε πηγή ανάλογα με τις παραδοχές για το κόστος των εισροών, της διεργασίας και της παραγωγής που λαμβάνονται υπόψη.

#### 8.3.2.1 Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) αντιπροσωπεύει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, επιτρέποντας τη σύγκριση του κόστους. Τα βασικά στοιχεία είναι το κόστος του εξοπλισμού, της λειτουργίας και της συντήρησης, καθώς και ο ετήσιος χρόνος λειτουργίας.



Το κόστος καυσίμου (για τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής: φυσικό αέριο, μαζούτ ή άνθρακας) είναι μηδενικό για την ηλιακή και την αιολική ενέργεια.

Στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, η τιμή της MWh κυμαίνεται ανάλογα με την παραγωγή και τη ζήτηση. Κατά μέσο όρο, περίπου 35-40 €/MWh στην Ευρώπη το 2016, οι διακυμάνσεις είναι σημαντικές (βλ. Σχήμα 1.19) τόσο μεταξύ των χωρών [1] όσο και μεταξύ των καιρικών συνθηκών (υψηλή αιολική και ηλιακή παραγωγή), όπως οι χαμηλές (χρήση ηλεκτρικής θέρμανσης) ή υψηλές (χρήση κλιματισμού) θερμοκρασίες.

Ενώ οι συνολικές μέσες τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν σταδιακή πτωτική τάση, οι ανανεώσιμες πηγές πλησιάζουν τις συμβατικές. Μια πρόβλεψη της αμερικανικής Υπηρεσίας Πληροφοριών Ενέργειας [2] για το 2022 δίνει πλεονέκτημα στα φωτοβολταϊκά (85 MWh ΗΠΑ) και την αιολική ενέργεια στην ξηρά (63,7 MWh ΗΠΑ) σε σύγκριση με άλλες συμβατικές πηγές ηλεκτρικής ενέργειας. Μόνο οι μονάδες φυσικού αερίου CCGT θα προσφέρουν καλύτερο κόστος (περίπου US\$ 57 MWh).

Για την ηλεκτροπαραγωγή με φυσικό αέριο η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας θα παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις και μπορεί ακόμη και να είναι αρνητική (π.χ. βλ. σχήμα 1.20, και τα περιστατικά τον Μάιο του 2015 με 15 διαδοχικές ώρες και τον Μάρτιο του 2016 για τη Γερμανία χωρίς να υπολογίζονται άλλες χώρες όπως η Αυστρία) γεγονός που θα επηρεάσει την κερδοφορία των εγκαταστάσεων.

### 8.3.2.2 Σύγκριση τιμών ηλεκτρικής ενέργειας

Η σύγκριση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο (ανάλογα με τη χώρα, κυρίως πυρηνική, άνθρακα ή υδραυλική) με εκείνη από ανανεώσιμες πηγές, χωρίς επιδοτήσεις, δίνει μια ένδειξη της εξέλιξης του κόστους.

Για ορισμένες χώρες, αυτή η ισοτιμία (τιμή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας  $\leq$  τιμή δικτύου) επιτυγχάνεται ή πλησιάζει για τα φωτοβολταϊκά ή ακόμη και για την αιολική ενέργεια. Η εξέλιξη είναι ραγδαία, καθώς από το 2013 μια μελέτη του Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems έδωσε για τη Γερμανία ένα LCOE για τον άνθρακα και το φυσικό αέριο χαμηλότερα από τα φωτοβολταϊκά και την αιολική ενέργεια [3].

Το 2016, η ισπανική κυβέρνηση ανέθεσε 300 MW χερσαίας αιολικής ενέργειας στην εταιρεία Forestalia, η οποία πρότεινε ως βάση την τιμή του δικτύου, και μια πρόσκληση για διαγωνισμό από τη Γερμανία το 2017 για ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο ("He Dreiht") 900 MW στην στη Βόρεια Θάλασσα κέρδισε ο προμηθευτής ενέργειας EnBW χωρίς καμία επιδότηση.

### 8.3.2.3 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για την τεχνολογία power-to-gas

Καθώς η ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιείται από τις μονάδες power-to-gas είναι αυτή που πλεονάζει, το κόστος ανά kWh κυμαίνεται σε πολύ μεγάλο εύρος και θα μπορούσε να είναι ακόμη και αρνητικό σε ορισμένες περιπτώσεις. Οι μονάδες power-to-gas μπορούν επίσης να επιτύχουν εγγυημένες χαμηλές τιμές, εφόσον προσφέρουν μια εναλλακτική λύση στην αποσύνδεση των φωτοβολταϊκών ή αιολικών πάρκων σε περίπτωση υπερπαραγωγής.

---

### **Κόστος άλλων εισροών**

Το κόστος των αναλωσίμων περιλαμβάνει το νερό και το διοξείδιο του άνθρακα. Το κόστος του νερού μπορεί να θεωρηθεί αμελητέο σε σύγκριση με εκείνο της ηλεκτρικής ενέργειας, και το ίδιο μπορεί να ισχύσει και για τη σημερινή τιμή του διοξειδίου του άνθρακα (ωστόσο ανάλογα με την εξέλιξη της τιμής της αγοράς άνθρακα) και τη θερμότητα που χρειάζονται οι SOEC ηλεκτρολύτες.

---

### **8.3.3 CAPEX**

Ανάλογα με την ακολουθούμενη πορεία, η επένδυση της μονάδας μετατροπής ενέργειας σε αέριο αποτελείται κυρίως από ηλεκτρόλυση, μεθανοποίηση, αποθήκευση υδρογόνου, συμπίεση και έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου. Επιπλέον, το κόστος των ακινήτων και των επενδύσεων και άλλων βοηθητικών συστημάτων, όπως οι αγωγοί, συμβάλλουν στο συνολικό CAPEX. Για την έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου, το CAPEX καθορίζεται από το κόστος των διαφόρων εξαρτημάτων που απαιτούνται:

**CAPEX = Αθροισμα κόστους ηλεκτρολύτη + μονάδα έγχυσης + υποδομή +[αποθήκευση/συμπύεση])**

Εδώ η υποδομή καλύπτει το κόστος του κτιρίου, των σωληνώσεων, των ηλεκτρονικών κ.λπ. και της αποθήκευσης ή της συμπίεσης, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του ηλεκτρολύτη (πίεση εξόδου) και την ικανότητα παραγωγής σε σχέση με το ρυθμό έγχυσης για μια ενδεχόμενη αποθήκευση.

Ο κύριος συντελεστής του κόστους είναι ο ηλεκτρολύτης με εύρος 800-3.000 €/kW το 2017, ανάλογα με την ισχύ και την τεχνολογία, με την PEM να παραμένει ακριβότερη από την αλκαλική. Ωστόσο, με την επέκταση της τεχνολογίας power-to-gas, αναμένεται μείωση των τιμών από περίπου 1,5 εκατ. ευρώ το 2017 σε 0,55 το 2030. για έναν ηλεκτρολύτη PEM ισχύος 1 MW.

Για την έγχυση υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου, το κόστος (συμπύεση και μονάδα έγχυσης) εκτιμάται σε περίπου 0,5 εκατ. ευρώ το 2017. Ο ηλεκτρολύτης λειτουργεί συνεχώς όσο υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές είναι διαθέσιμη, μια ενδιάμεση αποθήκευση είναι μερικές φορές απαραίτητη. Η πίεση αποθήκευσης εξαρτάται από την πίεση εξόδου από τον ηλεκτρολύτη ή/και από το επόμενο βήμα (έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου απαιτεί χαμηλότερη τελική πίεση από την αποθήκευση σε ρυμουλκούμενο ή για μεταφορά) και επηρεάζει το κόστος του συμπιεστή.

Πολύ λίγα στοιχεία είναι διαθέσιμα για το κόστος της **μονάδας μεθανοποίησης**, καθώς οι υπάρχουσες είναι επιδεικτικές. Ωστόσο, φαίνεται ότι η βιολογική μεθανοποίηση θα πρέπει

να είναι λιγότερο δαπανηρή από τη θερμοχημική. Η μελέτη [4] αναφέρει κόστος μεταξύ 130 και 400 €/kW ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας.

### 8.3.4 OPEX

Το κύριο κόστος για την παραγωγή υδρογόνου είναι αυτό της ηλεκτρικής ενέργειας. Μπορούν να εξεταστούν δύο διαφορετικοί τρόποι αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας: στην αγορά spot και μέσω μακροπρόθεσμου συμβολαίου από παραγωγό ανανεώσιμης ενέργειας (αιολική ή ηλιακή).

Οι άλλοι παράγοντες που επηρεάζουν είναι οι εξής:

- Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας
- Αναλώσιμα (νερό, διοξείδιο του άνθρακα κ.λπ.)
- Κόστος εργασίας
- Απόσβεση και αντικατάσταση
- Άλλες λειτουργικές δαπάνες που σχετίζονται με τον βοηθητικό εξοπλισμό (αποθήκευση κ.λπ.)

Όλα αυτά εξαρτώνται από τη δυναμικότητα της μονάδας μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο, τον ετήσιο χρόνο λειτουργίας, το σύστημα απόσβεσης και τη διάρκεια.

Συνήθως το OPEX εκτιμάται για συγκεκριμένη ισχύ ηλεκτρολύτη και χρόνο απόσβεσης. Η κοινή επιχείρηση κυψελών καυσίμου και υδρογόνου το υπολόγισε σε περίπου 10% για σύστημα 10 MW (αλκαλικός ηλεκτρολύτης) και διάρκεια ζωής 20 ετών [5].

### 8.3.5 Έσοδα

Η λειτουργία μιας μονάδας μετατροπής ενέργειας σε αέριο αντλεί τα έσοδά της από την πώληση υδρογόνου ή του παραγόμενου μεθανίου και τελικά της ηλεκτρικής ενέργειας (power-to-gas-to-power [P2G2P]). Το οξυγόνο και η παραγόμενη θερμότητα μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν για άλλες διεργασίες.

Η έγχυση υδρογόνου ή μεθανίου παρέχει πλεονεκτήματα στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας (λιγότερο "απώλειες" της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, σταθεροποίηση των δικτύων κ.λπ.) Για το λόγο αυτό, σε τουλάχιστον για μια πρώτη φάση, η έγχυση μεθανίου θα πρέπει να επωφελείται από ένα ειδικό τιμολόγιο, καθώς η κόστος παραγωγής (0,1-0,5 kWh ανάλογα με τις παραδοχές) αναμένεται να είναι να παραμείνει υψηλότερο από το κόστος του φυσικού αερίου (0,02-0,03 US\$ kWh).

Για τη βιομηχανία, η τιμή του παραγόμενου μεθανίου ή υδρογόνου δεν έχει καμία πραγματική προστιθέμενη αξία εκτός από την καθαρότητα τους, η οποία μπορεί να είναι σημαντικός παράγοντας σε ορισμένους τομείς.

Στην περίπτωση αυτή, το υδρογόνο ή το μεθάνιο που παράγεται δεν πρέπει να διοχετεύεται στο δίκτυο αλλά να ακολουθούν ξεχωριστό κύκλωμα εμπορίας.

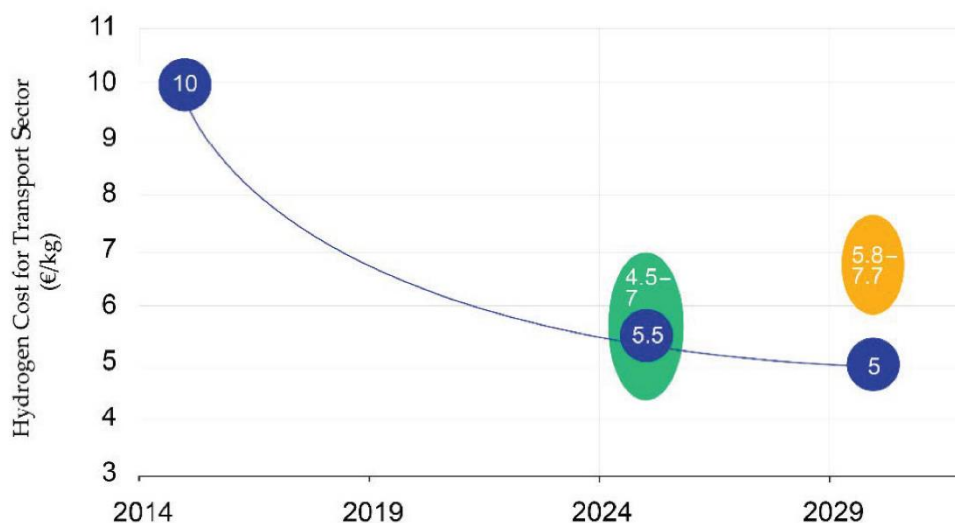
### 8.3.6 Επιπεδοποιημένο κόστος υδρογόνου

Για το υδρογόνο, η τρέχουσα τιμή για τη βιομηχανία είναι αυτή της αγοράς (εμπορικό υδρογόνο) που παράγεται από την αναμόρφωση και δεν χρησιμοποιείται από μεγάλους καταναλωτές (πετροχημικά βιομηχανία, παραγωγή αμμωνίας κ.λπ.) Άλλες εφαρμογές που προβλέπονται για το υδρογόνο όπως οι βιομηχανίες που χρειάζονται υψηλή καθαρότητα ή τελικά η μεταφορά (κυψέλες καυσίμου ηλεκτρικού οχημάτων), αν και αντιπροσωπεύουν μικρή αγορά, ενδέχεται να απαιτούν διαφορετική τιμολόγηση.

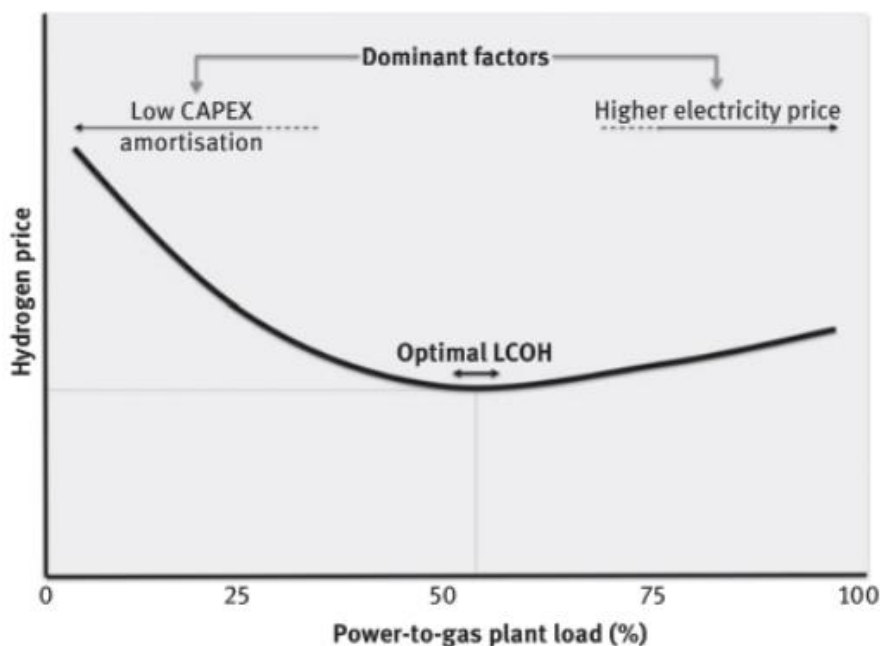
Το 2008, η Ευρώπη (πρόγραμμα HyWays) εκτίμησε την εξέλιξη των τιμών (Πίνακας 8.5) του υδρογόνου για τον τελικό χρήστη.

Αυτό συμφωνεί με την εταιρεία ITM Power που δίνει το κόστος του υδρογόνου σε 2015 μεταξύ 3,88 και 10,71 λιρών, ανάλογα με την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (4-8p/kWh) και του το χρόνο απόσβεσης (20 ή 5 έτη).

Η τιμή του υδρογόνου θα εξαρτηθεί επίσης από το χρόνο λειτουργίας της μονάδας μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο (Σχήμα 8.3) και τη χρησιμοποιούμενη χωρητικότητα. Σε χαμηλή δυναμικότητα, η απόσβεση θα είναι χαμηλή και σε υψηλή δυναμικότητα, το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που δεν θα είναι κατ' ανάγκη πλεονάζον θα είναι υψηλότερο.



Διάγραμμα 8.5: Εξέλιξη της τιμής του υδρογόνου στον τομέα των μεταφορών (Δεδομένα: Hyways).



Εικόνα 8.3: Τιμές υδρογόνου σε συνάρτηση με τη διάρκεια λειτουργίας του ηλεκτρολύτη.

### 8.3.7 Συγκριτικές μελέτες

Πολυάριθμες μελέτες έχουν προσπαθήσει να εκτιμήσουν το κόστος της τεχνολογίας power-to-gas ανάλογα με την επιλεγμένη επιλογή. Οι αρχικές παραδοχές διαφέρουν από πηγή σε πηγή καθώς οι εξοπλισμοί δεν παράγονται σε μεγάλες σειρές.

Η εταιρεία ENEA Consulting δημοσίευσε σε μελέτη του 2016 [6] εκτιμήσεις για το 2015, το 2030 και το 2050 για το CAPEX και το OPEX για διάφορες επιλογές (έγχυση, μεθανοποίηση κ.λπ.) και για 1 και 10 MW, συμπεριλαμβανομένων όλων των σταδίων της διαδικασίας. Ο πίνακας 8.6 παρέχει μια σύνοψη (στρογγυλοποιημένες τιμές) των δύο επιλογών.

Το έργο HyWays, που συγχρηματοδοτείται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στο πλαίσιο του έβδομου προγράμματος-πλαισίου [7] εκτίμησε το CAPEX και το OPEX για τους ηλεκτρολύτες PEM και τους αλκαλικούς ηλεκτρολύτες αλλά και για τη χημική και βιολογική μεθανοποίηση (μονάδες 2 MW) για διαφορετικές δυναμικότητες (Πίνακας 8.7).

Τα ολλανδικά ινστιτούτα ECN και DNV GL ανέπτυξαν ένα μοντέλο υπολογισμού (OPERA - Option Portfolio for Emissions Reduction Assessment) για το έργο φυσικού αερίου TKI [8]. Πρόκειται για ένα τεχνολογικό μοντέλο που καθορίζει ποια διαμόρφωση και λειτουργία του ενεργειακού συστήματος σε συνδυασμό με άλλες πηγές εκπομπών πληροί όλες τις απαιτήσεις με το ελάχιστο δυνατό κόστος, βοηθώντας στην κατάρτιση ενός χάρτη πορείας για τη μετάβαση από την ενέργεια στο φυσικό αέριο.

Όλες αυτές οι μελέτες, ακόμη και αν μερικές φορές αποκλίνουν ως προς το υπολογισμένο κόστος, συνάδουν με διάφορες τάσεις: ισχυρή επιρροή της μοναδιαίας ισχύος, χαμηλότερο κόστος των ηλεκτρολυτών PEM και ανταγωνιστικότητα της επιλογής P2G2P σε υψηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

**Πίνακας 8.6:** Συνολικό CAPEX σε ευρώ/kW (Στοιχεία: ENEA Consulting).

Process/Power	2015	2030	2050
H <sub>2</sub> injection/1 MW	3,300	2,500	2,100
H <sub>2</sub> injection/10 MW	1,700	1,400	970
Methanation/10 MW	3,100	2,300	1,600

Πίνακας 8.6: Συνολικό CAPEX σε ευρώ/kW (Στοιχεία: ENEA Consulting).

Process	Alkaline electrolyser	PEM electrolyser	Chemical methanation	Biological methanation
Costs	800–1,500 €/kW	2,000–6,000 €/kW	1,200 €/kW CH <sub>4</sub>	900 €/kW CH <sub>4</sub>

Πίνακας 8.7: Εκτιμήσεις κόστους έως το 2050 (στοιχεία: HyWays).

### 8.3.8 Σύγκριση με άλλες τεχνολογίες

Υπάρχουν διάφορες τεχνολογίες για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Η εφαρμογή τους εξαρτάται από την καθορισμένη χρήση, η οποία θα μπορούσε να είναι η σταθερότητα του δικτύου, η αποθήκευση πλεονάσματος, η χρονική μετατόπιση, η ευελιξία (εφεδρεία ή εφεδρεία) κ.λπ. Αντλησιοταμίευση, αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα, μπαταρίες (συμβατικές όπου κυριαρχεί η τεχνολογία λιθίου, οξειδοαναγωγική ροή, NaS) ή σφόνδυλοι είναι οι τρέχουσες επιλογές.

Για τη σύγκριση του κόστους της αποθήκευσης, οι συνήθεις μετρήσεις που χρησιμοποιούνται είναι το κόστος επένδυσης και το LCOS (Levelised Cost Of Storage) που καλύπτει τις λειτουργίες και τη συντήρηση κατά τη διάρκεια της ζωής της εγκατάστασης.

Από τις πολυάριθμες μελέτες [9-11], οι περισσότερες τεχνολογίες, όπως οι μπαταρίες ή η μετατροπή ενέργειας σε αέριο, θα παρουσιάσουν μείωση του LCOS μετά την αύξηση της παραγωγικής ικανότητας. Η "αποθήκευση" power-to-gas (έγχυση υδρογόνου) εκτιμάται ότι θα είναι ισοδύναμη με τις μπαταρίες λιθίου έως το 2030, ενώ το LCOS επηρεάζεται από τη χωρητικότητα αποθήκευσης, τη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού, την κυκλική λειτουργία (ημέρες ή ώρες λειτουργίας/έτος) και τον τύπο χρήσης (Πίνακας 8.8).

Η αυξανόμενη και διαρκής αύξηση της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές θα επιταχύνει την υιοθέτηση τεχνολογιών αποθήκευσης. Οι διαθέσιμες δεν είναι απαραίτητα ανταγωνιστικές αλλά συμπληρωματικές. Η τεχνολογία Power-to-gas διατηρεί, ωστόσο, πλεονέκτημα έναντι των άλλων τεχνολογιών για την (σχεδόν) απεριόριστη χωρητικότητα αποθήκευσης και τις πολυάριθμες δυνατότητες για τη χρήση του παραγόμενου υδρογόνου.

Technology	2015	2030
Pumped hydrostorage	150–300	100–300
Lithium batteries	300–800	150–200
P2G with alkaline electrolyser	400	200

Πίνακας 8.8: LCOS σε US\$/MWh.

### 8.3.9 Το ενεργειακό μείγμα και το κόστος για την κοινωνία

Η τεχνολογία μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο είναι μόνο ένα τούβλο στο ενεργειακό σύστημα. Δεν μπορεί να θεωρηθεί ως ανεξάρτητος παράγοντας, αλλά η ανάπτυξή της θα επιτρέψει στους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής να την ενσωματώσουν και να τη συμπεριλάβουν στη στρατηγική ενεργειακής μετάβασης.

Η εταιρεία Siemens επέκτεινε την προσέγγιση LCOE [12] στις νέες ευκαιρίες που προσφέρονται από την ανάπτυξη της αιολικής χερσαίας ή υπεράκτιας ηλεκτροπαραγωγής στην έννοια "SCOE - Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για την κοινωνία", η οποία βασίζεται σε ένα αποκεντρωμένο δίκτυο και σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο ως εφεδρικές. Το μικρό μέγεθος και η αναμενόμενη επέκταση της κατασκευής μεγάλης κλίμακας διευκολύνει την τοπική παραγωγή.

Η προσέγγιση αυτή θα μπορούσε να επεκταθεί στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αέριο με μεθανοποίηση, η οποία μπορεί ταυτόχρονα να "αποθηκεύσει" την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια και να επιτρέψει τη μετέπειτα χρήση του μεθανίου από μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο.

### Οικονομική προσέγγιση και βιωσιμότητα της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο

Οι αναγκαίες επενδύσεις για την αύξηση της αναλογίας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (έως 50%, 80% ή ακόμη και 100%) θα περιλαμβάνουν την αποθήκευση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας. Η τεχνολογία power-to-gas θα μπορούσε να απορροφήσει τα αναμενόμενα μεγάλα πλεονάσματα. Η κερδοφορία δεν έχει επιτευχθεί ακόμη, αλλά το κόστος (CAPEX και OPEX) θα μειωθεί λόγω της παραγωγής εξοπλισμού σε σειρά και της αύξησης των συνολικών αποδόσεων. Πριν φτάσει σε αυτό το κρίσιμο στάδιο, θα χρειαστεί ένα ενδιάμεσο βήμα μέσω κρατικής στήριξης και ειδικής πολιτικής για να τεθεί η τεχνολογία αυτή σε τροχιά κερδοφορίας.

Επί του παρόντος, η κύρια οικονομική αξία της τεχνολογίας power-to-gas είναι η παραγωγή υδρογόνου ή μεθανίου. Ωστόσο, τα πραγματικά οφέλη για το ενεργειακό σύστημα είναι η ανάπτυξη τοπικών λύσεων (αποκεντρωμένα δίκτυα), η αποφυγή του κόστους επέκτασης των υποδομών ηλεκτρικής ενέργειας (μεταφορά σε μεγάλες αποστάσεις), που συχνά προωθείται από τις κυβερνήσεις ή τις εταιρείες ενέργειας, και η επέκταση της χρήσης του υπάρχοντος δικτύου φυσικού αερίου.

## ***Αναφορές***

- [1] AleaSoft Energy Forecasting, Assessment of the Electricity European Markets at the end of 2016, 11th January 2017.
- [2] US Energy Information Administration, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017”, April 2017.
- [3] Fraunhofer ISE, Levelized Cost of Electricity, Renewable Energy Technologies Study, November 2013.
- [4] F. Gra and al., Abschlussbericht “Techno-Oekonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten”, Bonn, 2014.
- [5] Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU), Commercialization of Energy Storage in Europe, Final Report, 2015.
- [6] The Potential of Power-to-Gas, Technology Assessment and Economic Potential Assessment, January 2016.
- [7] e-HIGHWAY 2050, Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050, Annex to D3.1 – Technology Assessment, Final version, 2016.
- [8] Paul Koutstaal, Power-to-Gas System Analysis, KIVI den Haag, January 2015.
- [9] Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis, Version 2.0, December 2016.
- [10] NREL, Hydrogen Energy Storage (HES) and Power-to-Gas Economic Analysis, CHBC Summer Summit, July 2015.
- [11] World Energy Council, World Energy Resources. E-Storage, 2016.
- [12] SCOE – Society’s Costs of Electricity: How to Find Optimal Energy Mix, Siemens Wind Power, 2014.



## 9 Ο ρόλος της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο με σκοπό την ενεργειακή μετάβαση

Η παγκόσμια παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας αυξάνεται. Τα ορυκτά καύσιμα, εκτός από την εξάντλησή τους, οδηγούν σε εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και σε άμεση ή έμμεση ρύπανση, καθώς και, για ορισμένες χώρες, σε σημαντική εξάρτηση από τις εισαγωγές.

Η αναμενόμενη έντονη ανάπτυξη της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (κυρίως ηλιακά φωτοβολταϊκά και αιολικά) θα οδηγήσει σε πλεονάζουσα παραγωγή κατά τη διάρκεια ευνοϊκών καιρικών συνθηκών. Η διαχείριση αυτών των πλεονασμάτων της τάξης αρκετών TWh τις επόμενες δεκαετίες θα απαιτήσει νέες προσεγγίσεις, εκ των οποίων η μετατροπή της ενέργειας σε αέριο θα είναι το σημαντικότερο στοιχείο για την αξιοποίηση τέτοιων ποσοτήτων δυνητικά "χαμένης" ηλεκτρικής ενέργειας.

### 9.1 Επιπτώσεις της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο στα ενεργειακά συστήματα

Η έννοια της μετατροπής της ενέργειας σε αέριο υπερβαίνει το εθνικό πλαίσιο. Για μια υπερ-εθνική λύση, είναι απαραίτητη η εναρμόνιση των διαφόρων εθνικών κανονισμών προκειμένου να να διευκολυνθεί η έγκριση των εγκαταστάσεων, καθώς και η παραγωγή, η αποθήκευση ή η χρήση του υδρογόνου και την έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου.

#### 9.1.1 Νομοθεσία και κανονισμοί

##### 9.1.1.1 Στόχοι ενεργειακής πολιτικής

Η εφαρμογή της ηλεκτροπαραγωγής με υδρογόνο μπορεί να συμβάλει στην αντιμετώπιση διαφόρων κλιματικών και στόχων που σχετίζονται με την ενέργεια:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου
- Αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- Μείωση της κατανάλωσης ενέργειας με τη μετάβαση σε πιο ενεργειακά αποδοτικά οχήματα

Οι διάφορες στρατηγικές που έχουν καθοριστεί από πολλές χώρες για την ενεργειακή μετάβαση αποτελούν συχνά μέρος μιας σειράς κανονισμών που αφορούν την ενέργεια, τις μεταφορές, τη στέγαση, τη βιομηχανία ή τη γεωργία.

Η ανάπτυξη της τεχνολογίας power-to-gas θα επηρεάσει πολλούς τομείς της οικονομίας και θα πρέπει να ενσωματωθεί στο ρυθμιστικό και νομοθετικό πλαίσιο.

Η ειδική συμβολή της (απαλλαγή από τις ανθρακούχες εκπομπές, ενεργειακή απόδοση, αποθήκευση ενέργειας κ.λπ.) και η προστιθέμενη αξία της χρειάζονται ειδικά κίνητρα όπως:

- Επιδότησεις για την ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρογόνου ή μεθανίου (μείωση των απωλειών ηλεκτρικής ενέργειας κατά την υπερπαραγωγή)
- Τιμολόγιο τροφοδότησης για το υδρογόνο ή το μεθάνιο που παράγεται και εγχέεται στο φυσικό αέριο δίκτυο
- Επιδότησεις για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας ως υδρογόνο ή μεθάνιο
- Επιδότησεις για τοπική παραγωγή και άμεση χρήση από τους καταναλωτές (υφιστάμενο καθεστώς για φωτοβολταϊκά σε ορισμένες χώρες)

Η νομοθεσία θα πρέπει να ακολουθήσει το ίδιο μοτίβο με την άρση των εμποδίων που εμποδίζουν τη χρήση ή την επέκταση του power-to-gas, όπως η αύξηση της χωρητικότητας αποθήκευσης φυσικού αερίου ή η αναγνώριση της έμμεσης αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ως φυσικού αερίου, ο καθορισμός ενός ποσοστού υδρογόνου στο δίκτυο φυσικού αερίου με βάση τα τρέχοντα πειράματα κ.λπ. Η εφαρμογή των αποτελεσμάτων έργων όπως το CertifHy (ορισμός του πράσινου υδρογόνου), το HyReady (προετοιμασία του φυσικού Gas Networks for Hydrogen Injection) ή η τυποποίηση συστημάτων και συσκευών για την παραγωγή, αποθήκευση, μεταφορά, μέτρηση και χρήση του υδρογόνου μέσω ISO, η CENELEC θα πρέπει επίσης να διευκολύνει τη διείσδυση της τεχνολογίας power-to-gas.

## **9.1.2 Μια νέα αρχιτεκτονική για τα ενεργειακά δίκτυα**

### **9.1.2.1 Διαχωρισμός μεταξύ παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας**

Μια αποκεντρωμένη προσέγγιση θα πρέπει να ενθαρρύνει τα τοπικά πειράματα που διεξάγονται από άλλους φορείς (δήμους, κοινότητες, παρόχους εναλλακτικής ενέργειας κ.λπ.). Ο διαχωρισμός της παραγωγής, της μεταφοράς και της διανομής μπορεί να είναι ευνοϊκός μόνο για μια ανταγωνιστική αγορά με όλους τους παραγωγούς να θεωρούνται ισότιμοι για την πρόσβαση στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ή φυσικού αερίου.

Σε πολλές χώρες, δραστηριοποιούνται διάφοροι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας ή φυσικού αερίου και διαχειριστές δικτύων μεταφοράς/διανομής ή τοπικοί φορείς, ενώ σε άλλες, όπως για παράδειγμα στη Γαλλία, υπάρχει μια κατάσταση de facto μονοπωλίου (ο παραγωγός ενέργειας EDF διαχειρίζεται τη μεταφορά και τη διανομή μέσω των θυγατρικών του RTE και ENEDIS) προκαλώντας στρέβλωση της αγοράς.

### **9.1.3 Η ανάγκη για αποκέντρωση**

Η συγκεντρωτική προσέγγιση που εξακολουθεί να χαρακτηρίζει τις στρατηγικές πολλών παραγωγών και προμηθευτών ενέργειας (ηλεκτρισμού ή φυσικού αερίου) προσκρούει στην εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία αποκεντρώνεται όλο και περισσότερο: αιολικά πάρκα ή φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις διάσπαρτες σε όλη την επικράτεια, μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (ΣΗΘ) κάθε μεγέθους κ.λπ.

Η κατανεμημένη παραγωγή μπορεί να χαρακτηριστεί από:

- Τοπική παραγωγή ή αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας
- Τοποθέτηση κοντά ή σε κέντρα φορτίου
- Συνδεδεμένη με το δίκτυο ή απομονωμένη
- Αυτοματοποιημένη διαχείριση του δικτύου

Η τεχνολογία power-to-gas μπορεί να ενσωματωθεί σε ένα τέτοιο σύστημα μέσω της τοπικής παραγωγής υδρογόνου ή μεθανίου, καθώς και της τοπικής χρήσης ή, εάν είναι απαραίτητο, της έγχυσης του υδρογόνου ή του μεθανίου. του πλεονάσματος που δεν χρησιμοποιείται στο δίκτυο φυσικού αερίου.

### 9.1.3.1 Μικροδίκτυο

Η τοπική διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να επιτρέπει την καλύτερη βελτιστοποίηση των ροών παραγωγής/κατανάλωσης. Τα οφέλη που αναμένονται από αυτή την προσέγγιση περιλαμβάνουν τη μεταφορά σε μικρές αποστάσεις (λιγότερες απώλειες), μειωμένα φορτία γραμμών μεταφοράς ή διανομής, σταθερότητα του τοπικού δικτύου που είναι ευκολότερο να διαχειριστεί από τα μεγάλα δίκτυα και οικονομική αξία με την αποφυγή της κατασκευής νέων γραμμών μεταφοράς.

Ανάλογα με το μέγεθος αυτών των τοπικών δικτύων, ως μικροδίκτυα που καλύπτουν έναν δρόμο ή ως μίνι δίκτυα για μεγαλύτερες περιοχές ή μικρά συγκροτήματα, η τοπική παραγωγή και κατανάλωση πρέπει να επιτρέπει την οικειοποίηση από τους χρήστες. Μια τοπική μονάδα μετατροπής ενέργειας σε αέριο, ενδεχομένως σε συνδυασμό με μονάδα βιοαερίου, θα τροφοδοτεί πρώτα τους κοντινούς χρήστες (υδρογόνο, μεθάνιο, ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα) και το πλεόνασμα θα μπορούσε είτε να αποθηκευτεί είτε να εγχυθεί στην ηλεκτρική ενέργεια ή στο φυσικό αέριο. φυσικού αερίου. Η προσέγγιση power-to-heat θα μπορούσε να συμπληρώσει το μικροδίκτυο. Ένα μικροδίκτυο απαιτεί επίσης μια υποδομή ελέγχου και επικοινωνίας προκειμένου να κατανέμει και να αποθηκεύει τοπικά τις παραγόμενες ενέργειες και μόνο μετά την έγχυσή τους στα αντίστοιχα δίκτυα.

---

### *Πειραματισμός ενός μικροδικτύου με αποθήκευση στη Γερμανία*

Το έργο "Strombank" (τράπεζα ενέργειας) στο Μανχάιμ της Γερμανίας, το οποίο διεξήχθη μεταξύ 2014 και 2016, δοκίμασε ένα μικροδίκτυο βασισμένο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά ή μικροτουρμπίνες και περιελάμβανε 18 συμμετέχοντες (14 κατοικίες και 4 τριτογενείς δραστηριότητες). Η αποθήκευση έγινε με μπαταρίες (100 kW/100 kWh) και κάθε χρήστης είχε έναν "λογαριασμό" όπου μπορούσε να αποθηκεύσει την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια και να τη χρησιμοποιήσει αργότερα. Εάν ο λογαριασμός ήταν άδειος, ήταν δυνατόν να "αγοράσει" σχεδόν ηλεκτρική ενέργεια από άλλους συμμετέχοντες. Με αυτή την προσέγγιση, η αυτοκατανάλωση αυξήθηκε από 30% σε 60-80%.

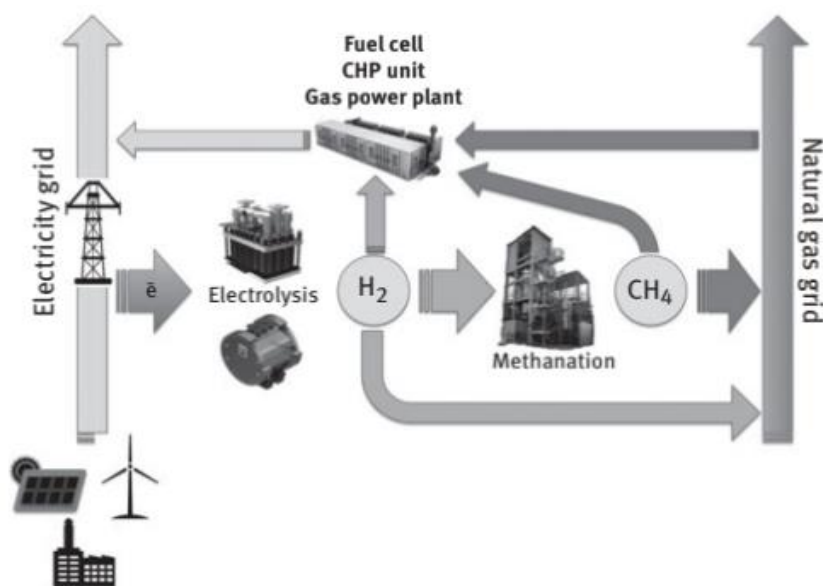
Η χρήση μιας μικρής μονάδας μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο θα καθιστούσε δυνατή τη μετάβαση σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και αερίου μικροδικτύου.

Πολλές αξιολογήσεις αστικών μικροδικτύων [1] βρίσκονται σε εξέλιξη, ιδίως στις ΗΠΑ και στις Ιαπωνία, για να διασφαλιστεί, μεταξύ άλλων, η ασφάλεια εφοδιασμού και η σταθερότητα του τοπικού δικτύου.

### 9.1.3 Σύγκλιση των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου

Εάν η κύρια αξία του power-to-gas είναι η «ανάκτηση» της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας, η προκύπτουσα παραγωγή (παραγωγή υδρογόνου ή μεθανίου) μπορεί να ενσωματωθεί στο δίκτυο φυσικού αερίου. Μέχρι τώρα τα δύο δίκτυα χρησιμοποιούσαν δύο διαφορετικές πηγές και ήταν διαχωρισμένα. Η σύζευξη αυτών των δύο δικτύων (ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου) αποτελεί βασική τεχνολογία για ένα ενεργειακό δίκτυο που χαρακτηρίζεται από μεγάλο όγκο διαλείπουσων πηγών ενέργειας (Σχήμα 9.4).

Αυτή η σύμπραξη θα οδηγήσει σε καλύτερη και βελτιστοποιημένη διαχείριση των δύο αυτών δικτύων προκειμένου να μεγιστοποιηθούν τα οφέλη του καθενός: παραγωγή υδρογόνου ή μεθανίου από το από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και χρήση ή/και αποθήκευση αυτών των αερίων αναμειγμένων με φυσικό αέριο. Αυτή η θα επιτρέψει τη μετέπειτα χρήση των αερίων αυτών για τα νοικοκυριά, τις υπηρεσίες, τις μεταφορές, τη βιομηχανία ή για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (CHP, κυψέλες καυσίμου και σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο).



Σχήμα 9.4: Σύζευξη των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου

## 9.2 Η τεχνολογία Power-to-gas και η συμβολή της στην προστασία του περιβάλλοντος

Ο αντίκτυπος της κλιματικής αλλαγής, που έχει ως αποτέλεσμα μετεωρολογικές διαταραχές, οι οποίες καθιστούν δύσκολη την εκτίμηση της έκτασης της αλλαγής, αυξάνει την ευπάθεια των ενεργειακών συστημάτων. Η υδροηλεκτρική ενέργεια με περισσότερες περιόδους ξηρασίας και το ηλεκτρικό δίκτυο με συχνότερους τυφώνες ή καταιγίδες θα επιβαρυνθούν. Η ενεργειακή αποκέντρωση, είτε πρόκειται για την παραγωγή, είτε για τη διαχείριση είτε για τη χρήση, θα πρέπει να επιτρέψει την εξασφάλιση του εφοδιασμού με τη διαχείριση των πόρων σε τοπικό επίπεδο.

Η τοπική εκμετάλλευση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας και η πιθανή μετατροπή της σε μεθάνιο θα επιτρέψει την αποφυγή της κατασκευής νέων γραμμών υψηλής τάσης: αυτό το μεθάνιο θα μπορούσε να μεταφερθεί από το υπάρχον δίκτυο φυσικού αερίου για τους οικιακούς, τριτογενείς, βιομηχανικούς ή γεωργικούς τομείς. Θα είναι επίσης δυνατό να χρησιμοποιηθεί για μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση φυσικού αερίου, μονάδες συμπαραγωγής ή κυψέλες καυσίμου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε τοπικό επίπεδο.

## 9.3 Μια νέα πρόκληση

Η παραγωγή υδρογόνου σε μεγάλες ποσότητες από την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας οδήγησε στην έννοια του «πολιτισμού του υδρογόνου». Η κύρια θέση αυτής της προσέγγισης είναι η δημιουργία μιας υποδομής υδρογόνου που θα διεισδύσει σε πολλούς τομείς της οικονομίας, συμπεριλαμβανομένων των μεταφορών.

---

### *Υδρογόνο και μεταφορές*

Λαμβάνοντας υπόψη το κόστος του ηλεκτρικού οχήματος με κυψέλες καυσίμου και της απαραίτητης υποδομής (παράδοση, σταθμός εξυπηρέτησης), το υδρογόνο δεν είναι κατάλληλο για μεταφορές. Όλα τα στοιχεία αυτής της προσέγγισης εξακολουθούν να είναι ακριβά και ενεργειακά (well-to-wheel) μη αποδοτικά. Αλλά για ορισμένες δεσμευμένες εφαρμογές, όπως τα ανυψωτικά μηχανήματα, για παράδειγμα, τα οικονομικά πλεονεκτήματα είναι πιο προφανή από τις συμβατικές λύσεις (μπαταρίες ή κινητήρας εσωτερικής καύσης με καύσιμο φυσικό αέριο).

---

Στο πλαίσιο της προσέγγισης του "πολιτισμού του υδρογόνου", η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε μια μελέτη το 2003 [3] με σενάρια που προέβλεπαν την παραγωγή έως και 123 εκατομμυρίων τόνων υδρογόνου το 2030 (συμπεριλαμβανομένων 100 εκατομμυρίων από ορυκτά καύσιμα), ένα ευρωπαϊκό δίκτυο αγωγών υδρογόνου και έναν στόλο 66 εκατομμυρίων οχημάτων που θα κινούνται με υδρογόνο. Το κόστος αυτού του

προγράμματος ξεπερνούσε τα 500 δισεκατομμύρια ευρώ. Εκτός από τις μεταφορές, δεν υπάρχει περαιτέρω χρήση αυτού του υδρογόνου προβλεπόμενα.

Η τεχνολογία power-to-gas είναι ένας τρόπος για την απομάκρυνση από τις μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Δεν σημαίνει ότι προχωράμε προς μια «κοινωνία του υδρογόνου», αλλά ότι ανοίγουμε έναν νέο οικονομικό τομέα με βάση το υδρογόνο. Ο στόχος δεν είναι να οικοδομηθεί μια ενεργειακή προσέγγιση βασισμένη γύρω από μια πηγή ενέργειας (στην προκειμένη περίπτωση το υδρογόνο), όπως έχει δείξει το παρελθόν ότι η στήριξη μόνο σε μία (πρώτα ο άνθρακας και μετά το πετρέλαιο) μπορεί να εμποδίσει την ανάπτυξη άλλων εναλλακτικών λύσεων.

---

### ***Η ψευδαίσθηση του υδρογόνου***

Η παραγωγή υδρογόνου είναι βιώσιμη μόνο εάν παράγεται από (πλεονάζουσες) ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια είναι ήδη απαραίτητη για τη μείωση των εκπομπών από άλλες πηγές (άνθρακα ή φυσικό αέριο). Η άμεση χρήση αυτής της ηλεκτρικής ενέργειας για τις μεταφορές, για παράδειγμα, είναι η πιο αποδοτική μέθοδος όσον αφορά την αποδοτικότητα, ακόμη και αν το ηλεκτρικό όχημα πάσχει από περιορισμούς όπως η σχετικά χαμηλή πραγματική εμβέλεια και οι μεγάλοι χρόνοι φόρτισης: μπορεί να χρησιμοποιήσει έως και το 90% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ εκείνο που χρησιμοποιεί υδρογόνο για μια κυψέλη καυσίμου στο όχημα θα χρησιμοποιήσει μόνο το 30% περίπου της αρχικής ενέργειας. Σύμφωνα με τον Ulf Bossel, ειδικό στον τομέα αυτό, η "βιασύνη" προς μια οικονομία που βασίζεται αποκλειστικά στο υδρογόνο [4] δεν υποστηρίζεται ούτε από λόγους ενεργειακής απόδοσης ούτε από οικονομικές ή οικολογικές εκτιμήσεις. Το υδρογόνο θα περιοριστεί σε θέσεις όπου θα είναι αδύνατο να παρακαμφθεί (π.χ. το power-to-gas), επειδή σε μια βιώσιμη οικονομία, η παραγωγή του μπορεί να είναι πιο αποδοτική από την ενέργεια που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του. Η ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται καλύτερα με τη μορφή ηλεκτρονίων παρά με τη μορφή υδρογόνου. Η σημερινή ενεργειακή δομή που συνδέεται με την τεχνολογία power-to-gas δεν επιτρέπει την άμεση χρήση του υδρογόνου, το οποίο εξακολουθεί να συνδέεται με πολλές αβεβαιότητες (συγκεντρώσεις που πρέπει να χρησιμοποιηθούν, εξοπλισμός που πρέπει να τροποποιηθεί ή να αντικατασταθεί κ.λπ.) Η μεθανοποίηση, από την άλλη πλευρά, ανοίγει προοπτικές για την εκμετάλλευση της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς αλλαγές για τους χρήστες.

## 9.4 Συμπεράσματα

Δεδομένων των προβλέψεων, οι οποίες προμηνύουν με τρόπο σαφή και ξεκάθαρο πως η πλεονάζουσα ηλεκτρική ισχύς πρόκειται να αποτελέσει ένα μείζον πρόβλημα εντός των επόμενων δεκαετιών, η ανθρωπότητα καλείται να εντάξει στο “δυναμικό” της τεχνολογίες προς απορρόφηση της ενέργειας αυτής, όπως για παράδειγμα η εφαρμογή P2G. Η τεχνολογία αυτή θα πρέπει να είναι επί της ουσίας ταυτόχρονα “περιβαλλοντικά ουδέτερη” όντας σε θέση να θέσει προς αποθήκευση μεγάλα ποσά ενέργειας. Εξαιτίας αυτού, μονάχα το μπλέ και το πράσινο υδρογόνο αποτελούν τεχνολογίες με μεγάλη προοπτική ενσωμάτωσης στον τομέα της αποθήκευσης ενέργειας.

Για τον λόγο αυτό, αν εξαιρέσουμε τις υφιστάμενες εγκαταστάσεις παραγωγής υδρογόνου οι οποίες είναι βασισμένες σε παλαιότερα μοντέλα με βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, παρατηρούμε μεγάλες εταιρίες ανά τον κόσμο να επενδύουν αναρίθμητα ποσά στην δημιουργία εγκαταστάσεων μπλε και πράσινου υδρογόνου. Είναι εμφανές ότι

Προκειμένου να μπορέσει ένα τέτοιο κολοσσιαίο εγχείρημα να υλοποιηθεί σε παγκόσμια κλίμακα, θα χρειαστεί να υπάρξει ένα σαφές και ξεκάθαρο νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, τόσο από πλευράς κρατών όσο και από μια πιο διακρατική σκοπιά (Ευρωπαϊκή Ένωση, G20, G7). Κάτι τέτοιο θα αποτελέσει τον ακρογωνιαίο λίθο της ανάπτυξης ανάλογων τεχνολογιών μιας και θα διευκολύνει τους μελλοντικούς επενδυτές, επισπεύδοντας και απλουστεύοντας την όλη διαδικασία της απεξάρτησης του πλανήτη από συμβατικές μεθόδους αποθήκευσης και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συνεπώς, τα κράτη και οι διακρατικές ενώσεις θα χρειαστεί να παίξουν τον ρόλο του επιβλέποντος, δηλαδή στο να κατευθύνουν, να διευκολύνουν και να νοθετούν.

Ένα πολύ μεγάλο πλεονέκτημα στην χρηματοοικονομική προσέγγιση της μετατροπής ενέργειας σε αέριο είναι πως το παραγόμενο υδρογόνο μπορεί να ενσωματωθεί εύκολα στην υπάρχουσα ενεργειακή υποδομή φυσικού αερίου. Τούτο μειώνει κατά πολύ τόσο το κόστος του όλου εγχειρήματος όσο και τον χρονικό ορίζοντα λειτουργίας ανάλογων έργων, καθιστώντας το μια ακόμα πιο συμφέρουσα προοπτική επενδυτές, τωρινούς και μελλοντικούς.

Ωστόσο, η εστίαση δεν θα πρέπει να βασίζεται μόνο στην τεχνολογία, αλλά στο ρόλο που μπορεί να διαδραματίσει στην ενεργειακή μετάβαση. Η μετατροπή της ισχύος σε αέριο μπορεί να θεωρηθεί ως μια μοναδική ανατρεπτική τεχνολογία "αποθήκευσης" σε σύγκριση με άλλες επιλογές (μπαταρίες, αντλησιοταμίευση με υδροηλεκτρική ενέργεια, αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα ή σφόνδυλο), καθώς παρουσιάζει συγκεκριμένα χαρακτηριστικά:

- Είναι η μόνη τεχνολογία αποθήκευσης που μπορεί να «απορροφήσει» μεγάλο όγκο πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τις μπαταρίες ή την αντλησιοταμίευση.

- Είναι εκείνη της οποίας το «προϊόν» (υδρογόνο) μπορεί εύκολα να αποθηκευτεί για μεγάλο χρονικό διάστημα, χωρίς απώλειες και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε πολλούς οικονομικούς τομείς.

Το επόμενο βήμα για την ενσωμάτωσή της τεχνολογίας P2G σε μεγάλη κλίμακα παραμένει η μαζική παραγωγή εξοπλισμού όπως οι μονάδες ηλεκτρόλυσης, οι κυψέλες καυσίμου και οι μονάδες συμπίεσης σε μικρό κόστος. Μέσω της έρευνας, της βελτιστοποίησης του βαθμού απόδοσης του εξοπλισμού και του πολλαπλασιασμού του αριθμού των κατασκευαστών, γίνεται σαφές πως τα επόμενα χρόνια θα ακολουθήσει μια έκρηξη στην κατασκευή ανάλογων μονάδων καθότι αυτές θα κρίνονται εξαιρετικά συμφέρουσες, προσελκύοντας ακόμα περισσότερο το ήδη αυξημένο επιχειρηματικό ενδιαφέρον.

Η έννοια της ενέργειας από αέριο, είτε από υδρογόνο είτε από μεθάνιο που παράγεται, είναι ένα στοιχείο της ενεργειακής μετάβασης και της αποκέντρωσης του ενεργειακού συστήματος. Μπροστά στις ενεργειακές και περιβαλλοντικές προκλήσεις, η λύση δεν μπορεί να δοθεί από ένα μία μόνο τεχνολογία, αλλά η μετατροπή της ενέργειας σε αέριο μπορεί να συμβάλει σε αυτήν.



## **Ακρωνύμια**

<b>AC</b>	Εναλλασσόμενο ρεύμα
<b>CAES</b>	Αποθήκευση ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα
<b>CCGT</b>	Αεριοστρόβιλος συνδυασμένου κύκλου
<b>CCS</b>	Σύλληψη και αποθήκευση άνθρακα
<b>CEN</b>	Ευρωπαϊκή Επιτροπή Τυποποίησης
<b>CENELEC</b>	Ευρωπαϊκή Επιτροπή Ηλεκτροτεχνικής Τυποποίησης
<b>CGH<sub>2</sub></b>	Συμπιεσμένο υδρογόνο
<b>CHP</b>	Συνδυασμένη θερμότητα και ενέργεια
<b>COP</b>	Συντελεστής απόδοσης (των αντλιών θερμότητας)
<b>CSP</b>	Συγκεντρωτική ηλιακή ενέργεια
<b>DC</b>	Συνεχές ρεύμα
<b>EPEX</b>	Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ηλεκτρικής ενέργειας
<b>EPIA</b>	Ευρωπαϊκή Ένωση Φωτοβολταϊκής Βιομηχανίας
<b>ENTSO-E</b>	Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
<b>ESO</b>	Ευρωπαϊκός Οργανισμός Τυποποίησης
<b>EV</b>	Ηλεκτρικό όχημα
<b>FCEV</b>	Ηλεκτρικό όχημα κυψελών καυσίμου
<b>GDL</b>	Στρώμα διάχυσης αερίου
<b>GWEC</b>	Παγκόσμιο Συμβούλιο Αιολικής Ενέργειας
<b>GHG</b>	Αέρια θερμοκηπίου
<b>GNP</b>	Ακαθάριστο εθνικό προϊόν
<b>HVDC</b>	Συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης
<b>HHV</b>	Ανώτερη θερμογόνο δύναμη
<b>ICE</b>	Μηχανή εσωτερικής καύσης
<b>IEA</b>	Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας
<b>ISO</b>	Διεθνής Οργανισμός Τυποποίησης
<b>LCOE</b>	Ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας
<b>LCOH</b>	Ισοσταθμισμένο κόστος υδρογόνου

<b>LCOS</b>	Ισοσταθμισμένο κόστος αποθήκευσης
<b>LH<sub>2</sub></b>	Υγρό υδρογόνο
<b>LHV</b>	Κατώτερη θερμογόνος δύναμη
<b>LAES</b>	Αποθήκευση ενέργειας με υγρό αέρα
<b>LNG</b>	Υγροποιημένο φυσικό αέριο
<b>MCFC</b>	Κυψέλη καυσίμου με λιωμένο ανθρακικό άλας
<b>MEA</b>	Συγκρότημα ηλεκτροδίων μεμβράνης
<b>MH</b>	Υδρίδιο μετάλλου
<b>NGV</b>	Φυσικό αέριο για οχήματα
<b>O&amp;M</b>	Λειτουργία και συντήρηση
<b>OECD</b>	Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης
<b>P2G</b>	Μετατροπή ενέργειας σε αέριο
<b>P2G2P</b>	Μετατροπή ενέργειας από αέριο σε ηλεκτρική ενέργεια
<b>P2H</b>	Power-to-heat
<b>P2L</b>	Power-to-liquid
<b>PEM</b>	Μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων
<b>PEMFC</b>	Κυψέλη καυσίμου με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων
<b>PMG</b>	Ομάδα πολύτιμων μετάλλων
<b>PHEV</b>	Plug-in υβριδικό ηλεκτρικό όχημα
<b>PHS</b>	Αντλησιοταμίευση
<b>PtG</b>	Μετατροπή ενέργειας σε αέριο
<b>PtH</b>	Power-to-heat
<b>PtL</b>	Power-to-liquid
<b>PV</b>	Φωτοβολταϊκά
<b>RES</b>	Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
<b>SAIDI</b>	Δείκτης μέσης διάρκειας διακοπής συστήματος
<b>SAIFI</b>	Δείκτης μέσης συχνότητας διακοπής συστήματος
<b>SMES</b>	Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας
<b>SMR</b>	Αναμόρφωση μεθανίου με ατμό
<b>SNG</b>	Συνθετικό ή υποκατάστατο φυσικό αέριο

**SOEC** Κυψέλη ηλεκτρολύτη στερεού οξειδίου

**SOFC** Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου

**T&D** Μεταφορά και διανομή

**UCTE** Ένωση για το συντονισμό της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

