



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΑΣ ΚΑΙ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ  
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ  
ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ»

# Τεχνο-οικονομικός σχεδιασμός μονάδας αποθήκευσης υδρογόνου για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων της Αστυπάλαιας

Μεταπτυχιακή Διατριβή

**Μαριάννα Πουλογιαννοπούλου**

Επιβλέπων Καθηγητής: **Βασίλειος Δεδούσης**

«Η εργασία αυτή είναι πρωτότυπη και εκπονήθηκε αποκλειστικά και μόνο για την απόκτηση του συγκεκριμένου μεταπτυχιακού τίτλου».

«Τα πνευματικά δικαιώματα χρησιμοποίησης του μη πρωτότυπου υλικού ΜΔΕ ανήκουν στο μεταπτυχιακό φοιτητή και το επιβλέπον μέλος ΔΕΠ εις ολόκληρο, δηλαδή εκάτερος μπορεί να κάνει χρήση αυτών χωρίς τη συναίνεση άλλου. Τα πνευματικά δικαιώματα χρησιμοποίησης του πρωτότυπου μέρους ΜΔΕ ανήκουν στον μεταπτυχιακό φοιτητή και τον επιβλέποντα από κοινού, δηλαδή δεν μπορεί ο ένας από τους δύο να κάνει χρήση αυτού χωρίς τη συναίνεση του άλλου. Κατ' εξαίρεση, επιτρέπεται η δημοσίευση του πρωτότυπου μέρους της διπλωματικής εργασίας σε επιστημονικό περιοδικό ή πρακτικά συνεδρίου από τον ένα εκ των δύο, με την προϋπόθεση ότι αναφέρονται τα ονόματα και των δύο (ή των τριών σε περίπτωση συνεπιβλέποντα) ως συν-συγγραφέων. Στην περίπτωση αυτή προηγείται γραπτή ενημέρωση του μη συμμετέχοντα στη συγγραφή του επιστημονικού άρθρου. Δεν επιτρέπεται η κατά οποιοδήποτε τρόπο δημοσιοποίηση υλικού το οποίο έχει δηλωθεί εγγράφως ως απόρρητο».

## Περίληψη

Η άμβλυνση της κλιματικής αλλαγής αποτελεί μια παγκόσμια προτεραιότητα. Σε ευρωπαϊκό επίπεδο γίνονται συνεχείς προσπάθειες ώστε οι συνέπειες της κλιματικής κρίσης να μειωθούν στο ελάχιστο. Μέσα από θεσμικά πλαίσια τίθενται υποχρεώσεις στα κράτη μέλη με αισιόδοξους στόχους. Η Ελλάδα πέραν της υποχρέωσης συμμόρφωσης στις ευρωπαϊκές οδηγίες αντιμετωπίζει και επιπλέον ενεργειακά και οικονομικά προβλήματα. Η ύπαρξη εκατοντάδων κατοικήσιμων νησιών αυξάνει το κόστος παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, ενώ ταυτόχρονα το ενεργειακό μίγμα είναι εμπλουτισμένο από ορυκτά καύσιμα που οδηγούν σε υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Το ζήτημα ηλεκτροδότησης των νησιών με υψηλούς ρύπους λύνεται έως ένα βαθμό μέσω της διασύνδεσης τους με την ηπειρωτική Ελλάδα. Ωστόσο, το πλήθος των μη διασυνδεδεμένων νησιών είναι μεγάλο, με αποτέλεσμα να μην είναι εφικτή η διασύνδεση στο σύνολό τους. Για τους παραπάνω λόγους, στην συγκεκριμένη εργασία αναπτύσσεται μια «πράσινη» μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, στην Αστυπάλαια. Το έργο περιλαμβάνει αποκλειστικά ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, από αιολικό και φωτοβολταϊκό σταθμό, ενώ το σημαντικότερο και καινοτόμο σημείο του είναι η αποθήκευση ενέργειας μέσω του πράσινου υδρογόνου. Το πράσινο υδρογόνο παράγεται και αποθηκεύεται κατά τις ώρες που η ηλεκτροπαραγωγή ξεπερνά τη ζήτηση. Η χρήση του υδρογόνου στη συνέχεια ως καύσιμο τις ώρες που δεν επαρκεί η ενέργεια επιλύει το κυριότερο μειονέκτημα των ανανεώσιμων πηγών που είναι η διακοπτόμενη παραγωγή, προσδίδοντας στο ανεξάρτητο ενεργειακό σύστημα του νησιού ασφάλεια εφοδιασμού και μηδενικές άμεσες εκπομπές. Η επένδυση μελετήθηκε ως προς τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά της. Αφού υπολογίστηκαν τα απαραίτητα μεγέθη για τον σχεδιασμό, το έργο εξετάσθηκε ως προς την οικονομική του ελκυστικότητα. Η επένδυση αξιολογήθηκε οριακά κερδοφόρα, με τα αποτελέσματα να είναι ιδιαίτερα αισιόδοξα για αυτή την καινοτομία.

**Λέξεις Κλειδιά:** Πράσινη Ηλεκτροπαραγωγή, Πράσινο Υδρογόνο, Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

## Abstract

Climate change mitigation is a global priority. The European Union is making a continuous effort to reduce the climate crisis consequences by setting optimistic energy and environmental targets to the member-states. As for Greece, apart from the obligation of compliance to the European directives, there are many other difficulties in the energy sector. The existence of hundreds of habitable islands significantly increases energy production and distribution costs. At the same time, the energy mix contains an important amount of fossil fuels that are responsible for high greenhouse gas emissions. The problem of providing the islands with high-pollution electricity is solved to a certain extent through interconnections with Greece's mainland. However, because of the numerous non-interconnected islands, there is a need for another solution. For these reasons, this diploma thesis focuses on a "green" power generation unit, located in Astypalaia. The project includes exclusively renewable energy sources, from a wind park and a photovoltaic plant, while the state-of-the-art technology is the energy storage through green hydrogen. Green hydrogen is produced and stored when electricity production exceeds electricity demand. The use of hydrogen as a fuel during times of energy shortage resolves the main drawback of renewable sources, which is the intermittent production of energy. This independent energy system that is being developed has zero direct emissions and gives energy supply security to the island. Both the technical and economic characteristics of the investment have been studied. After the settlement of the necessary parameters for the design, the project was examined in terms of its financial attractiveness. The investment was assessed as marginally profitable, with very optimistic results for such an innovation.

**Key words:** Power to Hydrogen to Power, Green Hydrogen, Non-Interconnected Islands

## Ευχαριστίες

Με την διπλωματική αυτή εργασία ολοκληρώνεται μια σημαντική περίοδος της ζωής μου, γεμάτη ουσιαστική γνώση και δημιουργικότητα. Χάρη στο Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα «Ενέργεια και Περιβάλλον» του τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας του Πανεπιστημίου Πειραιά κατάφερα να αποκτήσω μια εξειδίκευση και να ανακαλύψω κυρίως τον τομέα της ενέργειας. Το ενδιαφέρον μου για τον ενεργειακό κλάδο – ο οποίος συνειδητοποίησα ότι είναι αλληλένδετος με το περιβάλλον – πολλαπλασιάστηκε μέσα από τις διαλέξεις και τις εργασίες. Για το λόγο αυτό θέλω να ευχαριστήσω όλους τους καθηγητές και τους συνεργάτες που συμμετείχαν στις παραδόσεις των μαθημάτων, καθώς μετέδιδαν εκτός από τις γνώσεις τους και τον παλμό της αγοράς ενέργειας. Ανεξαιρέτως υπήρξαν προσιτοί και πρόθυμοι για κάθε επικοινωνία και βοήθεια προς τους φοιτητές. Πάνω απ' όλα όμως θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή της εργασίας μου και πρόεδρο του προγράμματος κ. Βασίλειο Δεδούση, ο οποίος δέχτηκε να μελετήσω ένα θέμα της επιλογής μου. Καθ' όλη τη διάρκεια της έρευνας με βοήθησε και με στήριξε σε βαθμό πέραν των καθηκόντων του.

Ένα μεγάλο «ευχαριστώ» οφείλω και σε ανθρώπους εκτός της ακαδημαϊκής κοινότητας, οι οποίοι με βοήθησαν ο καθένας με τον δικό του τρόπο. Συγκεκριμένα ευχαριστώ την οικογένειά μου για την ψυχολογική κυρίως ενίσχυση και τον συνάδελφό μου Αντώνη Σκανδαλή για την έμπρακτη συνεισφορά του σε εξειδικευμένα μέρη της εργασίας.

## Περιεχόμενα

Περίληψη .....	2
Abstract.....	3
Ευχαριστίες.....	4
Ευρετήριο Εικόνων .....	6
Ευρετήριο Διαγραμμάτων .....	6
Ευρετήριο Πινάκων.....	7
Γλωσσάριο .....	7
Εισαγωγή.....	8
1. Αστυπάλαια .....	11
2. Περιγραφή έργου .....	13
2.1. Παραγωγή υδρογόνου από ΑΠΕ.....	15
2.1.1. Το υδρογόνο ως φορέας ενέργειας.....	15
2.1.2. Μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου .....	15
2.1.3. Ηλεκτρόλυση.....	16
2.2. Αποθήκευση Υδρογόνου.....	18
2.3. Παραγωγή Η.Ε. από υδρογόνο .....	20
2.3.1. Καύση Υδρογόνου.....	20
2.3.2. Χρήση κυψελίδων καυσίμου .....	21
3. Σχεδιασμός ενεργειακού συστήματος.....	24
3.1. Απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς.....	24
3.2. Υπολογισμός κρίσιμων μεγεθών .....	26
3.2.1. Αεριοστρόβιλος.....	30
3.2.2. PEM Ηλεκτρόλυση .....	30
3.2.3. Συμπιεστής.....	31
3.2.4. Δεξαμενή αποθήκευσης .....	31
3.2.5. Αιχμή ζήτησης .....	32
3.2.6. Τεχνικά χαρακτηριστικά εξοπλισμού .....	33
4. Οικονομικά στοιχεία .....	35
4.1. Κόστος κεφαλαίου .....	35
4.2. Λειτουργικό κόστος .....	37
4.3. Λοιπά κόστη.....	39

5. Αξιολόγηση της επένδυσης .....	41
5.1. LCOH – LCOE .....	41
5.2. Καθαρά παρούσα αξία – δείκτης αποδοτικότητας – εσωτερικός βαθμός απόδοσης.....	44
6. Συμπεράσματα.....	46
Βιβλιογραφία .....	49
Παράρτημα Ι .....	56
Παράρτημα ΙΙ .....	59

## Ευρετήριο Εικόνων

Εικόνα 1: Νήσος Αστυπάλαια [Google Earth, 2022].....	11
Εικόνα 2: Χάρτης Ηλιοφάνειας Ελλάδας (Αύξουσα τιμή από το μπλε προς το κόκκινο χρώμα) (Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία, 2022).....	12
Εικόνα 3: Χάρτης Αιολικού Δυναμικού Ελλάδας (Αύξουσα τιμή από το μπλε προς το κόκκινο χρώμα) (Global Wind Atlas, 2021) .....	12
Εικόνα 4: Αρχή λειτουργίας ηλεκτρολυτικής κυψελίδας (Schmidt et al., 2017).....	18
Εικόνα 5: Αρχή λειτουργίας κυψελίδας καυσίμου (Murray-Smith, 2019) .....	22

## Ευρετήριο Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1: Διάγραμμα Ροής Έργου .....	14
Διάγραμμα 2: Μηνιαία Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Αστυπάλαιας για τα έτη 2018 – 2022 (ΔΕΔΔΗΕ, 2022) .....	24
Διάγραμμα 3: Μηνιαία παραγωγή φωτοβολταϊκού σταθμού 3,32 MW στην Αστυπάλαια (JRC Europe, 2022) .....	25
Διάγραμμα 4: Απεικόνιση παραγωγής ΦΒ και ζήτησης ενέργειας του νησιού για ένα 24ωρο .....	26
Διάγραμμα 5: Απεικόνιση Παραγωγής Α/Γ και ζήτησης ενέργειας του νησιού για ένα 24ωρο.....	27
Διάγραμμα 6: Συνολικό διάγραμμα παραγωγής και ζήτησης ενέργειας του νησιού για ένα 24ωρο .....	28
Διάγραμμα 7: Διακριτά μέρη ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης ενέργειας για ένα 24ωρο.....	29
Διάγραμμα 8: Διάγραμμα διεργασιών με τις πιθανές ροές ενέργειας.....	29
Διάγραμμα 9: Νέα καμπύλη παραγωγής για την κάλυψη και της ακαθάριστης αιχμής ζήτησης.....	33
Διάγραμμα 10: Εκτιμήσεις τιμών CAPEX για την αλκαλική και την PEM ηλεκτρόλυση (TERNA ENERGY, 2022) .....	36
Διάγραμμα 11: Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής συμβατικών μονάδων Αστυπάλαιας μεταξύ 2018-2022 (ΔΕΔΔΗΕ, 2022).....	43

## Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1: Η μέγιστη στιγμιαία ακαθάριστη αιχμή ζήτησης της Αστυπάλαιας .....	32
Πίνακας 2: Τελικά τεχνικά χαρακτηριστικά του H <sub>2</sub> Butterfly Project .....	33
Πίνακας 3: Κεφαλαιουχικά και Λειτουργικά κόστη για κάθε μονάδα του έργου.....	40
Πίνακας 4: Ετήσιοι υπολογισμοί για την εύρεση του LCOH.....	56
Πίνακας 5: Ετήσιοι υπολογισμοί για την εύρεση του LCOE .....	57
Πίνακας 6: Υπολογισμός NPV για τιμή πώλησης HE 85 €/MWh.....	59
Πίνακας 7: Υπολογισμός NPV για τιμή πώλησης 600 €/MWh .....	60
Πίνακας 8: Υπολογισμός τιμής πώλησης για NPV = 0 .....	61
Πίνακας 9: Αποτελέσματα υπολογισμού IRR για τιμή πώλησης ενέργειας 600 €/MWh .....	63

## Γλωσσάριο

Α/Γ: Ανεμογεννήτρια/ες

ΑΔΜΗΕ: Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ΔΑΠΕΕΠ: Διαχειριστής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Εγγυήσεων Προέλευσης

ΔΕΔΔΗΕ: Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΗΕ: Ηλεκτρική Ενέργεια

ΜΔΝ: Μη Διασυνδεδεμένο Νησί

ΜΠΚΠ: Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής

ΡΑΕ: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

ΤΠΣ: Τοπικός Σταθμός Παραγωγής

ΕΛΕ: Electricity

GOs: Guarantees of Origin

HHV: High Heating Value

IPCEI: Important Project of Common European Interest

IRR: Internal Rate of Return

LCOE: Levelized Cost Of Energy

LCOH: Levelized Cost Of Hydrogen

NPV: Net Present Value

PI: Profitability Index



## Εισαγωγή

Από τα τέλη του 2021 έχει παρατηρηθεί μια παγκόσμια ενεργειακή κρίση, η οποία εστιάζεται κυρίως στην Ευρώπη, οπότε και κατ' επέκταση στην Ελλάδα. Το κόστος της ενέργειας συνεχώς αυξάνεται με ραγδαίους ρυθμούς. Οι πρωτοφανείς αυξήσεις των τιμών οφείλονται σε πολλά και συνδυαστικά αίτια. Μετά την άρση των περιορισμών λόγω πανδημίας αυξήθηκε ξαφνικά η ζήτηση ενέργειας και οι μονάδες παραγωγής δεν ήταν εύκολο να ανταποκριθούν άμεσα. Παρά το γεγονός ότι αναμενόταν μια αποκλιμάκωση του κόστους μετά το πρώτο τετράμηνο του 2022, η ρωσική εισβολή στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022, είχε ως αποτέλεσμα την όξυνση του φαινομένου και την εκ νέου αύξηση των τιμών. Αυτό εξηγείται καθώς το ενεργειακό μίγμα της Ευρώπης αποτελείται κατά ένα μεγάλο ποσοστό από φυσικό αέριο.

Από την άλλη πλευρά, ανταποκρινόμενες στην ανάγκη για μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, πολλές ευρωπαϊκές χώρες ανέπτυξαν σχέδια απανθρακοποίησης αποσύροντας σιγά-σιγά τα ορυκτά καύσιμα από το ενεργειακό παραγωγικό μίγμα και αυξάνοντας την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Ως ενδιάμεσο καύσιμο για την ριζική αυτή μετάβαση έχει επιλεχθεί το φυσικό αέριο, το οποίο εκπέμπει λιγότερους ρύπους συγκριτικά με άλλα ορυκτά καύσιμα. Η κύρια χώρα εισαγωγής του φυσικού αερίου στην Ευρώπη ήταν μέχρι πρότινος η Ρωσία και ύστερα άλλες χώρες όπως το Αζερμπαϊτζάν και η Αλγερία, ενώ δεν υπάρχει επαρκής παραγωγή εντός Ευρώπης. Όπως είναι αναμενόμενο υπήρξε πρόβλημα εφοδιασμού των ευρωπαϊκών χωρών και ραγδαία αύξηση των τιμών πώλησης από τη Ρωσία. Επιπλέον, λίγες είναι οι χώρες που διαθέτουν εγχώριες αποθήκες ενέργειας με αποτέλεσμα η εξάρτηση από τρίτες χώρες να είναι ιδιαίτερα αυξημένη. Συνεπώς, γεωπολιτικοί λόγοι και αστοχία προβλέψεων οδήγησαν μεταξύ άλλων στην ενεργειακή κρίση.

Ταυτόχρονα, η προβληματική ενεργειακή συγκυρία επιβαρύνεται από την προσπάθεια μετάβασης σε καθαρές μορφές ενέργειας και αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής, η οποία δρομολογήθηκε ήδη από το 2005 με το Πρωτόκολλο του Κιότο. Στην πιο πρόσφατη δέσμευση της Ευρωπαϊκής Ένωσης, το Green Deal, ήρθε να προστεθεί το RepowerEU ως μια προσπάθεια επιτάχυνσης της ενεργειακής μετάβασης και απεξάρτησης από το ρωσικό φυσικό αέριο. Ωστόσο, η έξαρση της ενεργειακής κρίσης που αντανάκλα σε οικονομικά αποτελέσματα οδήγησε τις κυβερνήσεις σε επιβράδυνση της ενεργειακής μετάβασης επαναφέροντας συμβατικές μονάδες παραγωγής για τη μείωση του κόστους. Έτσι και στην Ελλάδα αυξήθηκε το ποσοστό του λιγνίτη στο ενεργειακό μίγμα για την εξασφάλιση επάρκειας ισχύος και καυσίμων σε χαμηλότερο κόστος. Παρ' όλα αυτά, ούτε ο λιγνίτης αποτελεί λύση από οικονομική άποψη, καθώς υπόκειται σε κόστη δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub> τα οποία τείνουν να φτάσουν τα 100 €/tn (Ciesielska-Maciągowska *et al.*, 2021).

Η σύγχυση που επικρατεί στην ενεργειακή αγορά υποδηλώνει αδυναμίες στο μακροχρόνιο σχεδιασμό ενεργειακής μετάβασης από την Ευρωπαϊκή Ένωση αλλά και ελλιπή πολιτική βούληση σε επίπεδο εθνικών κυβερνήσεων για την υλοποίηση αναγκαίων μεταρρυθμίσεων. Οι βραχυπρόθεσμες και προσωρινές λύσεις που δίνονται στην Ελλάδα αλλά και σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες δεν επιλύουν τα προβλήματα, αντιθέτως τα παρατείνουν. Η μόνη διαρθρωτική λύση για το ενεργειακό ζήτημα είναι η γρήγορη αλλαγή του ενεργειακού μοντέλου της κάθε χώρας.

Για το επίτευγμα αυτό απαιτούνται φιλόδοξες επενδύσεις, οι οποίες θα είναι αποτελεσματικές και μόνιμες, με γνώμονα την απαλλαγή από ορυκτά καύσιμα για την ηλεκτροπαραγωγή, καθώς επίσης και

την ενεργειακή ανεξαρτησία. Δηλαδή, η επιλογή χρηματοδότησης έργων όπως οι μονάδες καύσης φυσικού αερίου ή η επέκταση αγωγών μεταφοράς του δεν καθίσταται πλέον βιώσιμη επένδυση. Επιπλέον, σύμφωνα με τον νέο κλιματικό νόμο (Ν. 4936/2022, ΦΕΚ 105/Α' 27.5.2022) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από στερεά ορυκτά καύσιμα θα έχει σταματήσει έως το 2028.

Το επενδυτικό ενδιαφέρον θα πρέπει να μεταβεί σε κατασκευή μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, σε έργα βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης, διαχείρισης της ζήτησης και γενικότερα σε ό,τι θα οδηγήσει μελλοντικά σε παροχή πράσινης ενέργειας με χαμηλό κόστος. Η χρυσή τομή του ενεργειακού ζητήματος είναι η παροχή πράσινης ενέργειας από εγχώριες πηγές. Το επίτευγμα αυτό είναι ιδιαίτερα δύσκολο και πολύπλοκο ενώ συγχρόνως απαιτεί υψηλό ενεργειακό κόστος, του οποίου μεγάλο μέρος επιβαρύνονται οι καταναλωτές.

Όσον αφορά σε τεχνικά ζητήματα, το ηλεκτρικό δίκτυο πρέπει να είναι απόλυτα συγχρονισμένο κάθε στιγμή με την παραγωγή και τη ζήτηση της ενέργειας, διότι δεν διατίθεται καμία δυνατότητα αποθήκευσης του ηλεκτρισμού. Ο λόγος που διατηρείται αυτός ο συγχρονισμός και υπάρχει επάρκεια ισχύος είναι ως τώρα η αποθήκευση των πρωτογενών, ορυκτών καυσίμων πριν την ηλεκτροπαραγωγή, δηλαδή του λιγνίτη, του πετρελαίου και του φυσικού αερίου.

Με την ραγδαία διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα, η ηλεκτροπαραγωγή καθίσταται σε μεγάλο ποσοστό διακοπτόμενη, καθώς είναι εξαρτημένη από τις καιρικές συνθήκες, την ώρα της ημέρας, την εποχή του χρόνου και τα ακραία καιρικά φαινόμενα που λαμβάνουν χώρα ολοένα και συχνότερα, ως επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής. Στην περίπτωση των ΑΠΕ δεν υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης του καυσίμου (ηλιακή ακτινοβολία, αιολικό δυναμικό), παρά μόνο εξαιρέσεις, όπως τα αντλιοσταμιαστικά υδροηλεκτρικά έργα, οι μπαταρίες λιθίου και η βιομάζα, οι οποίες δεν αρκούν για την αποθήκευση ικανών ποσοτήτων ισχύος. Είναι βέβαιο ότι η μετάβαση σε ένα καθαρό ενεργειακό μίγμα προϋποθέτει και την ανάπτυξη των μεθόδων αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε διάφορες μορφές.

Επιπρόσθετα, μείζον ενεργειακό ζήτημα για την Ελλάδα είναι το Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Το δίκτυο αυτό περιλαμβάνει όλα τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) με την ηπειρωτική Ελλάδα και την επίβλεψή του έχει ο ΔΕΔΔΗΕ. Η ανάγκη εγκατάστασης ξεχωριστής μονάδας παραγωγής ρεύματος σε κάθε τέτοιο νησί ή σύμπλεγμα αυτών αυξάνει ιδιαίτερα το ενεργειακό κόστος της χώρας, το οποίο και επιμερίζεται σε όλους τους καταναλωτές μέσω των χρεώσεων Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ). Καθώς η πλειοψηφία των μονάδων στα νησιά χρησιμοποιούν ως καύσιμο το diesel, το κόστος περιλαμβάνει και υψηλό φόρο λόγω ρύπων των ορυκτών καυσίμων. Ο νέος κλιματικός νόμος θεσπίζει αναπτυξιακό στρατηγικό πλαίσιο για τα ελληνικά νησιά που ονομάζεται GR-eco islands και στοχεύει στην κλιματική ουδετερότητα των ελληνικών νησιών μέσω της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και συστήματα αποθήκευσης.

Ένας ανερχόμενος τρόπος αποθήκευσης ενέργειας είναι η αποθήκευση υπό μορφή υδρογόνου. Το υδρογόνο παρουσιάζει εξαιρετικές ιδιότητες ως καύσιμο με σημαντικότερη την εκπομπή μηδενικών ρύπων, αφού δεν περιέχει καθόλου άνθρακα. Το πλεόνασμα διακοπτόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμη πηγή μπορεί να μετατραπεί σε χημική ενέργεια (δηλαδή υδρογόνο) και να αποθηκευτεί σε δεξαμενές, οι οποίες λειτουργούν σαν μπαταρίες. Όταν υπάρχει έλλειψη ηλεκτρικής ενέργειας τότε το καύσιμο μπορεί να μετατραπεί εκ νέου σε ηλεκτρικό ρεύμα. Συνεπώς, η αποθήκευση ενέργειας μέσω του υδρογόνου συμβάλλει στην εξομάλυνση των διακυμάνσεων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.

Συνδυάζοντας όλα τα παραπάνω θέματα, η εργασία αποτελεί μια προσπάθεια επίλυσης της ενεργειακής κρίσης που διανύει η χώρα σε συνδυασμό με το ενεργειακό ζήτημα των ΜΔΝ, καθώς πραγματεύεται το σχεδιασμό μιας σύγχρονης μονάδας παραγωγής ενέργειας η οποία επιτυγχάνει:

- Ενεργειακή Ανεξαρτησία
- Παραγωγή Ενέργειας αποκλειστικά από ΑΠΕ
- Ασφάλεια εφοδιασμού και επάρκεια ισχύος μέσω αποθήκευσης ενέργειας υπό τη μορφή υδρογόνου
- Αυτόνομο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας σε Μη Διασυνδεδεμένο Νησί χωρίς την ανάγκη για μελλοντική διασύνδεση με το ηπειρωτικό δίκτυο
- Μηδενικές άμεσες εκπομπές ρύπων και αερίων του θερμοκηπίου

Το έργο που σχεδιάζεται και αναπτύσσεται στα επόμενα κεφάλαια ονομάζεται **H<sub>2</sub> Butterfly Project** και αποτελεί μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και σύστημα αποθήκευσης υπό τη μορφή υδρογόνου στην Αστυπάλαια, η οποία είναι μη διασυνδεδεμένο νησί με το ηπειρωτικό δίκτυο.

## 1. Αστυπάλεια

Η νήσος «Αστυπάλεια» βρίσκεται στο Αιγαίο Πέλαγος και ανήκει στο νησιωτικό σύμπλεγμα των Δωδεκανήσων. Αναφέρεται ως πεταλούδα του Αιγαίου, λόγω του σχήματός της. Η πρωτεύουσα ονομάζεται Αστροπαλιά και μαζί με αυτή υπάρχουν 3 – 4 γραφικοί οικισμοί, οι οποίοι κατοικούνται κυρίως τους καλοκαιρινούς μήνες (Wikipedia, 2015). Επιπλέον, νοτιοανατολικά και δυτικά βρίσκονται διάφορα μικρά νησιά.

Η Αστυπάλεια έχει έκταση 97 km<sup>2</sup>, ακτογραμμή 110 km και 1.334 μόνιμους κατοίκους (σύμφωνα με την απογραφή της ΕΛΣΤΑΤ του 2011). Απέχει 42.596 km από την Κω, 177.792 km από τη Ρόδο και 216.684 km από τον Πειραιά. Το ανάγλυφο του νησιού χαρακτηρίζεται ημιορεινό, καθώς η μορφολογία του εδάφους περιλαμβάνει λόφους και βράχους με μέγιστο υψόμετρο τα 482 m αλλά και πεδινές εκτάσεις. Οι ακτές της είναι βραχώδεις, με όρμους, πολλούς μικρούς κόλπους και ακρογιαλιές (Astypalea, 2022).



Εικόνα 1: Νήσος Αστυπάλεια [Google Earth, 2022]

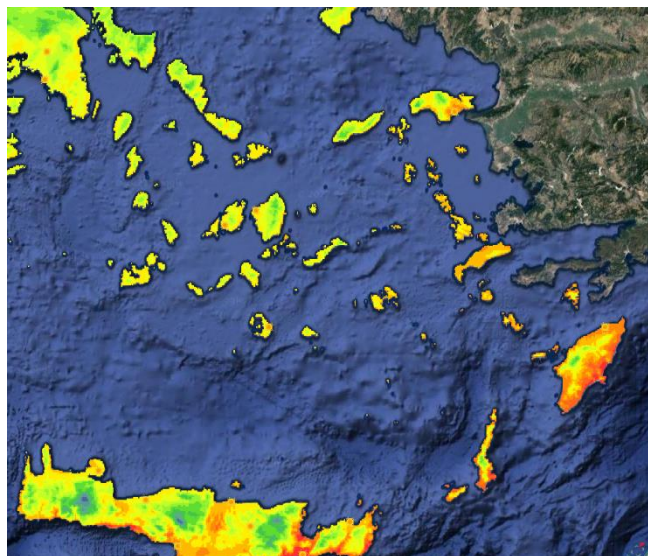
Το νησί αυτό βρίσκεται σε κομβικό σημείο ως «γέφυρα» μεταξύ Κυκλάδων και Δωδεκανήσων και διατηρεί αρκετή χιλιομετρική απόσταση από τα κοντινότερα σε αυτό κατοικήσιμα νησιά. Σύμφωνα με τα στοιχεία της ΡΑΕ και του ΔΕΔΔΗΕ (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων, 2021) για την επέκταση των υποθαλάσσιων διασυνδέσεων των μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ), η Αστυπάλεια θα παραμείνει ΜΔΝ τουλάχιστον έως και το 2027, καθώς δεν υπάρχουν σχετικά επενδυτικά σχέδια διασυνδέσεων.

Επομένως, η «Πράσινη» Ενεργειακή Ανεξαρτησία της Αστυπάλειας έχει νόημα και μπορεί να αποτελέσει την έναρξη για τη μετάβαση σε ένα καθαρότερο ενεργειακό μίγμα στο Αιγαίο Πέλαγος και την απαλλαγή της εξάρτησης των ορυκτών καυσίμων για κάθε ξεχωριστό ΜΔΝ. Με τον τρόπο αυτό όχι μόνο θα μειωθούν οι εκπομπές αερίων ρύπων αλλά θα μειωθεί και το υψηλό κόστος που απαιτείται για την διατήρηση και λειτουργία ηλεκτρικών σταθμών παραγωγής σε κάθε ΜΔΝ. Με το φιλόδοξο έργο που αναπτύσσεται στην παρούσα διπλωματική εργασία, η Αστυπάλεια θα μπορέσει να αποτελέσει ενεργειακό κόμβο και μέσω διασυνδέσεων να καταφέρουν και άλλα νησιά να μηδενίσουν το ενεργειακό τους αποτύπωμα.

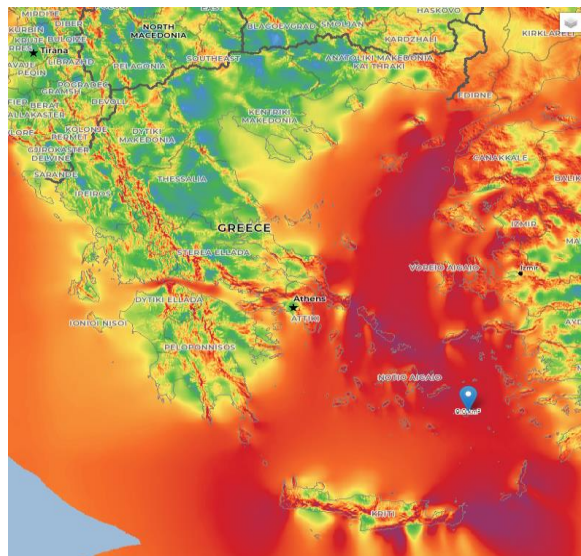
## Ηλεκτρικό Δίκτυο Αστυπάλαιας

Στο νησί είναι εγκατεστημένα 4 ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη ελαφριού καυσίμου Diesel συνολικής ονομαστικής ισχύος 5,1 MW. Οι συμβατικοί τοπικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρισμού (ΤΣΠ) λειτουργούν ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους ως μονάδες βάσης ή αιχμής. Συγκεκριμένα, κάθε ένας σταθμός έχει εγκατεστημένη ισχύ 1,275 MW και μικτή ισχύ θέρους 1 MW (σύνολο 4 MW). Το μοντέλο της κάθε μηχανής είναι MITSUBISHI S16R-PTA με ημερομηνία συμμόρφωσης κατά την οδηγία MCPD (ΜΕΚ) που αφορά στους εκπεμπόμενους ρύπους τις 01.01.2030 (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων, 2021). Επιπλέον, οι άδειες λειτουργίας των τριών εκ των τεσσάρων θερμικών σταθμών λήγουν το 2035, ενώ του τετάρτου λήγει το 2038.

Η Αστυπάλαια διαθέτει ακόμη 4 Φωτοβολταϊκούς σταθμούς συνολικής ισχύος 0,319 MW. Η εγκατεστημένη ισχύς της Αστυπάλαιας από ΑΠΕ αποτελεί μόνο το 5% της συνολικής ισχύος. Το ποσοστό αυτό είναι ιδιαίτερα χαμηλό σε σχέση με τα φυσικά χαρακτηριστικά της τοποθεσίας. Η ετήσια απόδοση ΦΒ στην περιοχή της Αστυπάλαιας είναι υψηλή λόγω μεγάλης ηλιοφάνειας και κυμαίνεται στις 1.715 kWh/kW, όταν ο μέσος όρος της Ελλάδας φτάνει τις 1.450 kWh/kW (JRC Europe, 2022). Παρομοίως, το αιολικό δυναμικό της περιοχής είναι αυξημένο, με την μέση ταχύτητα του ανέμου να κυμαίνεται στα 10 m/s (Global Wind Atlas, 2021) όταν σε πολλές άλλες περιοχές της Ελλάδας διαμορφώνεται από 2 έως 8 m/s. Επομένως, τα γεωφυσικά χαρακτηριστικά της Αστυπάλαιας είναι κατάλληλα για την ανάπτυξη ΑΠΕ και την πλήρη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του πληθυσμού από αυτές. Σύμφωνα με τη ΡΑΕ, η διεύθυνση των ΑΠΕ στο νησί πρόκειται να φτάσει το 60% της παραγωγής ενέργειας έως το 2027 (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων, 2021).



Εικόνα 2: Χάρτης Ηλιοφάνειας Ελλάδας (Αύξουσα τιμή από το μπλε προς το κόκκινο χρώμα) (Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία, 2022)



Εικόνα 3: Χάρτης Αιολικού Δυναμικού Ελλάδας (Αύξουσα τιμή από το μπλε προς το κόκκινο χρώμα) (Global Wind Atlas, 2021)

## 2. Περιγραφή έργου

Το ενεργειακό σύστημα που μελετάται παρουσιάζεται περιγραφικά στο Διάγραμμα 1. Αποτελείται από 5 κύρια σημεία: Την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, την παραγωγή αερίου υδρογόνου από ηλεκτρολυτικές κυψέλες, την αποθήκευση συμπιεσμένου υδρογόνου, την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το υδρογόνο και την κατανάλωση της τελικής ενέργειας. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές οδηγείται είτε απευθείας στην τελική κατανάλωση μέσω του υπάρχοντος ηλεκτρικού δικτύου είτε ως περίσσεια προς την παραγωγή υδρογόνου. Το υδρογόνο αφού παραχθεί αποθηκεύεται σε ειδικά σχεδιασμένες δεξαμενές και όταν αυτό απαιτείται χρησιμοποιείται ως καύσιμο για την εκ νέου ηλεκτροπαραγωγή. Με την παραγωγή και αποθήκευση του υδρογόνου ελέγχεται το ισοζύγιο της ζήτησης και της παραγωγής ενέργειας και οι τελικοί καταναλωτές ικανοποιούν σε κάθε περίπτωση τις ενεργειακές τους απαιτήσεις. Το έργο παρέχει και τη δυνατότητα χρήσης του παραγόμενου υδρογόνου ως καύσιμο για την κίνηση οχημάτων. Η χρήση του στον τομέα των μεταφορών προϋποθέτει και την ύπαρξη αντίστοιχων κινητήρων με κυψελίδες καυσίμου στα οχήματα. Η εναλλακτική χρήση του υδρογόνου για κίνηση οχημάτων δε θα μελετηθεί στα πλαίσια της εργασίας.

Η παροχή ενέργειας από «καθαρές» τεχνολογίες θα επιτευχθεί με την ανάπτυξη αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών. Στην παρούσα διπλωματική εργασία δεν θα γίνει λεπτομερής ανάλυση των τεχνικών παραμέτρων των έργων ΑΠΕ.

Έχοντας εξασφαλίσει την παραγωγή ενέργειας αποκλειστικά από ανανεώσιμες πηγές, ακολουθεί η ανάλυση της αποθήκευσης της ενέργειας μέσω του υδρογόνου για την επίτευξη ενεργειακής ασφάλειας και επαρκούς κάλυψης στιγμιαίων αιχμών.

Η παραγωγή υδρογόνου πραγματοποιείται με ηλεκτρόλυση νερού με τη συμβολή της περίσσειας ηλεκτρικού ρεύματος από ΑΠΕ. Στη συνέχεια το καύσιμο αποθηκεύεται και επαναχρησιμοποιείται κατά την έλλειψη ΗΕ απευθείας από τις ΑΠΕ. Το έργο αποτελεί έναν βιώσιμο και καθαρό από άμεσες εκπομπές ενεργειακό κύκλο. Με τον τρόπο αυτό το υδρογόνο λειτουργεί ως ενδιάμεσο μέσο για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, με μηδενικό περιβαλλοντικό αποτύπωμα.

Αφού παραχθεί το υδρογόνο αποθηκεύεται σε ειδικές δεξαμενές υπό πίεση σε μορφή συμπιεσμένου αερίου. Οι δεξαμενές αυτές θα πρέπει να έχουν επαρκή χωρητικότητα για την κάλυψη των αναγκών αποθήκευσης.

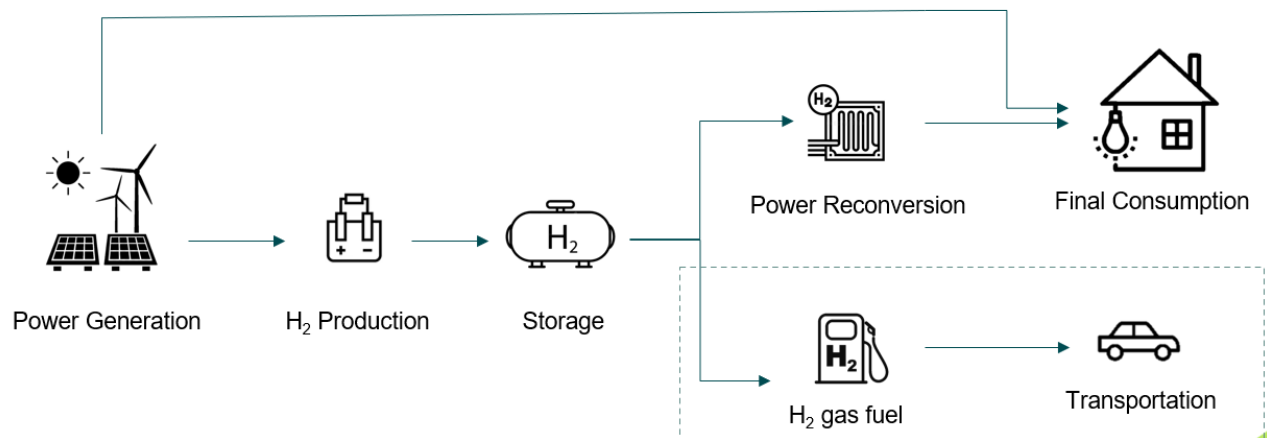
Όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ξεπερνάει την ποσότητα που παράγεται άμεσα από τις ΑΠΕ, τότε ενεργοποιείται η ηλεκτροπαραγωγή από υδρογόνο. Η λειτουργία αυτή μπορεί να προέλθει με δύο τρόπους:

A) Καύση υδρογόνου

B) Αντίστροφη διαδικασία ηλεκτρόλυσης μέσω κυψελίδων καυσίμου

Η εκ νέου παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί μικρό χρόνο απόκρισης και γρήγορο ρυθμό μετατροπής.





Διάγραμμα 1: Διάγραμμα Ροής Έργου

Υπάρχουν 3 δυνατές περιπτώσεις για τη μεταφορά και παραγωγή της ενέργειας προς τον τελικό καταναλωτή.

A) Παραγωγή ΑΠΕ > Ζήτηση ΗΕ

Όλη η Ζήτηση ΗΕ καλύπτεται από την παραγωγή των ΑΠΕ και η περισσευούμενη ενέργεια οδηγείται προς αποθήκευση.

RES Power Generation → Final Consumption ✓

RES Power Generation → H<sub>2</sub> Unit ✓

H<sub>2</sub> Unit → Final Consumption X

B) Παραγωγή ΑΠΕ = Ζήτηση ΗΕ

Όλη η Ζήτηση ΗΕ καλύπτεται από την παραγωγή των ΑΠΕ και δεν υπάρχει περισσευούμενη ενέργεια προς αποθήκευση.

RES Power Generation → Final Consumption ✓

RES Power Generation → H<sub>2</sub> Unit X

H<sub>2</sub> Unit → Final Consumption X

Γ) Παραγωγή ΑΠΕ < Ζήτηση ΗΕ

Ένα μέρος της Ζήτησης ΗΕ καλύπτεται από την παραγωγή των ΑΠΕ και το υπόλοιπο λαμβάνεται από την παραγωγή ενέργειας με καύσιμο το υδρογόνο.

RES Power Generation → Final Consumption ✓

RES Power Generation → H<sub>2</sub> Unit X

H<sub>2</sub> Unit → Final Consumption √

Στην ακραία περίπτωση που η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είναι μηδενική, τότε όλη η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από το αποθηκευμένο υδρογόνο.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται πιο αναλυτικά οι επιμέρους διεργασίες του συστήματος.

## 2.1. Παραγωγή υδρογόνου από ΑΠΕ

### 2.1.1. Το υδρογόνο ως φορέας ενέργειας

Το υδρογόνο είναι το πρώτο χημικό στοιχείο που υπήρξε στο σύμπαν και ταυτόχρονα το πιο άφθονο και το πιο απλό ως δομή. Αποτελείται από ένα ελεύθερο ηλεκτρόνιο και ένα πρωτόνιο. Κατά τη δημιουργία του σύμπαντος, η μετατροπή του υδρογόνου οδήγησε στη σύνθεση του ηλίου και πολύ αργότερα στη σύνθεση βαρύτερων στοιχείων δηλαδή στα υπόλοιπα 92 χημικά στοιχεία που βρίσκονται ελεύθερα στη φύση (Σιμόπουλος, 2017). Σε θερμοκρασίες περιβάλλοντος είναι αέριο, καθώς έχει πολύ χαμηλή κρίσιμη θερμοκρασία (33K), ενώ δεν βρίσκεται ελεύθερο στη φύση σε επεξεργάσιμη μορφή.

Η ανώτερη θερμογόνος δύναμη του αερίου είναι 39,4 kWh/kg (ή 141,84 kJ/g) και η κατώτερη θερμογόνος του δύναμη είναι 33,33 kWh/kg (ή 119,88 kJ/g). Δηλαδή, το υδρογόνο ως καύσιμο έχει το υψηλότερο ενεργειακό περιεχόμενο ανά μονάδα βάρους από κάθε άλλο προϊόν. Για παράδειγμα, το ίδιο χαρακτηριστικό για τη βενζίνη είναι μόλις 12,4 kWh/kg (The Engineering ToolBox, 2022).

Η μεγάλη πρόκληση της ευρείας χρήσης του υδρογόνου είναι κυρίως η ανάγκη ειδικής μεταχείρισης του καυσίμου, η οποία αυξάνει ραγδαία το κόστος. Μεταξύ άλλων, οι αγωγοί μεταφοράς οφείλουν να έχουν διαφορετικές προδιαγραφές από τα συμβατικά καύσιμα (π.χ. φυσικό αέριο) λόγω διάβρωσης, η αποθήκευσή του απαιτεί υψηλότερες πιέσεις καθώς είναι πολύ ελαφρύ καύσιμο και η net-zero παραγωγή του επιτυγχάνεται μόνο από κοστοβόρες διεργασίες.

### 2.1.2. Μέθοδοι παραγωγής υδρογόνου

Όπως ήδη αναφέρθηκε, παρά το γεγονός ότι το υδρογόνο έχει πολύ καλές επιδόσεις ως καύσιμο, σπάνια υπάρχει ελεύθερο στη φύση. Για να απομονωθεί από τις χημικές ενώσεις στις οποίες συμπεριλαμβάνεται (νερό, ορυκτά καύσιμα, βιομάζα) απαιτείται ενέργεια.

Υπάρχουν δύο τρόποι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υδρογόνο: η καθαρή καύση του και η χρήση κυψελίδων καυσίμου (fuel cells). Και οι δύο αυτές μέθοδοι εκπέμπουν μηδενικούς ρύπους με μοναδικό παραπροϊόν το νερό.

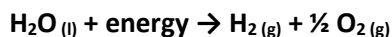


Ωστόσο, ενώ η χρήση του υδρογόνου ως καύσιμο είναι μία μη ρυπογόνος διεργασία, η παραγωγή του υδρογόνου από την άλλη πλευρά μπορεί να προκαλέσει την εκπομπή ανεπιθύμητων ουσιών, επιβλαβών προς το περιβάλλον. Η παραγωγή υδρογόνου για ενεργειακή χρήση διακρίνεται από μία χρωματική κλίμακα ανάλογα με τα αέρια του θερμοκηπίου που εκπέμπονται κατά τη διεργασία. Τα βασικότερα χρώματα υδρογόνου είναι το γκρι, το μπλε και το πράσινο. Γκρι ονομάζεται το υδρογόνο που έχει παραχθεί από ορυκτά καύσιμα, όπως το μεθάνιο και το φυσικό αέριο, μέσω θερμοχημικών μετατροπών και εκπέμπει υψηλά ποσά ρύπων. Το Μπλε υδρογόνο θεωρείται καύσιμο με χαμηλούς ρύπους διότι ο άνθρακας που παράγεται κατά τη διεργασία δεσμεύεται και αποθηκεύεται (Carbon Capture Storage – CCS), αντί να αφεθεί στην ατμόσφαιρα υπό μορφή ενώσεων. Με τον συγκεκριμένο τρόπο μεγάλο ποσοστό των ρύπων (80%-90%) δεν απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα. Τέλος, πράσινο ονομάζεται το υδρογόνο που έχει προέλθει από 100% ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Peters et al., 2020). Το πράσινο υδρογόνο είναι το μοναδικό ανανεώσιμο αέριο που μπορεί να οδηγήσει στην κλιματική ουδετερότητα και στην επίτευξη του στόχου της ΕΕ για μηδενικές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου έως το 2050 (World Economic Forum, 2021).

Καθώς η αποθήκευση της ενέργειας υπό τη μορφή υδρογόνου τείνει να εξαλείψει την ηλεκτροπαραγωγή από ορυκτά καύσιμα, η μεγάλη πρόκληση που υφίσταται έγκειται στην επίτευξη οικονομικά προσιτής και «καθαρής» παραγωγής υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα.

### 2.1.3. Ηλεκτρόλυση

Η ηλεκτρόλυση του νερού με τη συμβολή αποκλειστικά ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμία θεωρείται η καθαρότερη μέθοδος παραγωγής υδρογόνου. Στο παρόν έργο ο ηλεκτρισμός προέρχεται από ηλιακή και αιολική ενέργεια και συνεπώς το προϊόν είναι Πράσινο Υδρογόνο. Κατά τη διεργασία της ηλεκτρόλυσης πραγματοποιείται η ηλεκτροχημική διάσπαση του μορίου  $H_2O$  στα συστατικά του, δηλαδή σε  $H_2$  και  $O_2$  σε αέρια μορφή, σύμφωνα με την εξίσωση:



Το σύστημα της ηλεκτρόλυσης αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια (μία άνοδο και μία κάθοδο), έναν ηλεκτρολύτη και ένα εξωτερικό ηλεκτρικό κύκλωμα. Η μη αυθόρμητη αντίδραση απαιτεί συνολική εξωτερική ενέργεια 285,8 kJ/mol [Electricity (237.2 kJ/mol) + Heat (48.6 kJ/mol)] (Kumar & Himabindu, 2019). Για την αύξηση της αγωγιμότητας του νερού προστίθεται στο ηλεκτρολυτικό κελί βάση ή οξύ, ανάλογα με το είδος της ηλεκτρόλυσης. Τα ιόντα που δημιουργούνται μεταφέρονται μεταξύ δύο ηλεκτροδίων (Rashid *et al.*, 2015). Με τον τρόπο αυτό παράγεται, εν τέλει, καθαρό υδρογόνο χωρίς καύση ή εκμετάλλευση ορυκτών καυσίμων, το οποίο στη συνέχεια αποθηκεύεται και επαναχρησιμοποιείται, συνήθως, σε κυψελίδες καυσίμου. Υπάρχουν τέσσερις βασικές μέθοδοι ηλεκτρόλυσης ανάλογα με τον χρησιμοποιούμενο ηλεκτρολύτη και τα φορτία που μεταφέρονται.

Η αλκαλική ηλεκτρόλυση (Alkaline Water Electrolysis – AWE – μεταφορά  $OH^-$ ) είναι μια ώριμη τεχνολογία με εφαρμογές σε μεγάλη κλίμακα και απόδοση 70% - 80% (Kumar & Himabindu, 2019). Το κόστος εγκατάστασης είναι χαμηλό συγκριτικά με άλλες μεθόδους χάρη στην αποφυγή χρήσης σπάνιων υλικών. Ο ηλεκτρολύτης είναι συνήθως υγρό διάλυμα είτε καυστικού νατρίου ( $NaOH$ ) είτε καυστικού καλίου ( $KOH$ ). Κάποια μειονεκτήματα της μεθόδου είναι η διάβρωση των ηλεκτροδίων εξαιτίας των αλάτων με

αποτέλεσμα τη σταδιακή μείωση της απόδοσης και τη χαμηλή καθαρότητα των παραγόμενων αερίων (The Green Tank, 2020).

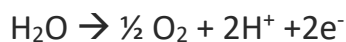
Η επόμενη τεχνολογία, που ονομάζεται ηλεκτρόλυση στερεών οξειδίων (Solid Oxide Electrolysis – SOE – μεταφορά  $O^{2-}$ ) παρουσιάζει αποδόσεις της τάξεων των 90% (Kumar & Himabindu, 2019). Το μεγάλο της πλεονέκτημά της είναι ότι έχει τη δυνατότητα να λειτουργεί και αντίστροφα ως κυψελίδα καυσίμου. Έτσι μπορεί να χρησιμοποιηθεί όχι μόνο για την αποθήκευση της ενέργειας αλλά και για την διατήρηση ισορροπίας στο ηλεκτρικό δίκτυο. Σε αυτά τα συστήματα ο ηλεκτρολύτης αποτελείται από στερεά κεραμικά υλικά για την αντοχή σε υψηλές θερμοκρασίες. Ωστόσο, η τεχνολογία αυτή παρουσιάζει υψηλό ρυθμό φθοράς και επομένως χαμηλή αντοχή στο χρόνο, με αποτέλεσμα η εμπορευσιμότητά της για έργα μεγάλης κλίμακας να μην είναι ακόμα εφικτή (The Green Tank, 2020).

Όσον αφορά στη μικροβιακή ηλεκτρόλυση (Microbial Electrolysis – ME), η μέθοδος αυτή έχει τη δυνατότητα εκμετάλλευσης απόβλητων νερών, παρ' όλα αυτά δεν καταλήγει σε μεγάλη καθαρότητα υδρογόνου και είναι ακόμα υπό διερεύνηση (Kumar & Himabindu, 2019).

Τέλος, η ηλεκτρόλυση πρωτονιακών μεμβρανών (Proton Exchange Membrane Water Electrolysis – PEM – μεταφορά  $H^+$ ) παρουσιάζει μικρό όγκο εξοπλισμού, γρήγορη απόκριση και μεγάλο ρυθμό παραγωγής υδρογόνου. Η καθαρότητα των προϊόντων είναι της τάξεων των 99,99% και η συνολική απόδοση της τεχνολογίας φτάνει τα 80% - 90% (Kumar & Himabindu, 2019). Το βασικότερο μειονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι το υψηλό κόστος εξαιτίας των υλικών που χρησιμοποιούνται στα ηλεκτρόδια, όπως το παλλάδιο (Pd) και το ιρίδιο (Ir) (The Green Tank, 2020).

Στο έργο που μελετάται επιλέγεται η PEM ηλεκτρόλυση λόγω της υψηλής καθαρότητας του προϊόντος και του μικρού χρόνου απόκρισης. Σε παρόμοια έργα που είναι είτε υπό έγκριση είτε υπό κατασκευή, όπως το REFHYNE II στη Γερμανία (REFHYNE, 2022) και το White Dragon στην Ελλάδα (White Dragon, 2019) χρησιμοποιείται η PEM ηλεκτρόλυση, οπότε και θεωρείται ως η ιδανικότερη επιλογή.

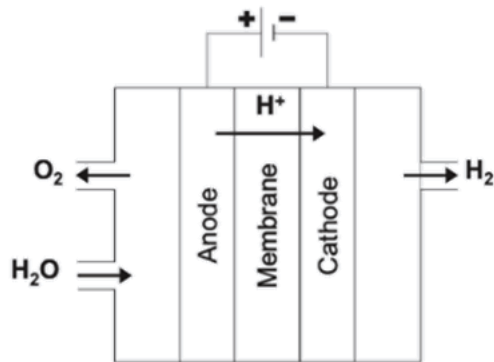
Στη συνέχεια παρουσιάζεται πιο αναλυτικά η αρχή λειτουργίας μιας ηλεκτρολυτικής κυψέλης PEM και οι επιμέρους αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα. Όσον αφορά στη δομή της κυψελίδας, το ηλεκτρόδιο ανόδου διαχωρίζεται από το ηλεκτρόδιο καθόδου μέσω ενός ηλεκτρολύτη. Από την άνοδο εισέρχεται το απιονισμένο νερό όπου οξειδώνεται και σχηματίζονται μόρια οξυγόνου ( $O_2$ ), ελεύθερα πρωτόνια ( $e^+$ ) και ηλεκτρόνια ( $e^-$ ) σύμφωνα με την αντίδραση:



Μια εξωτερική ηλεκτρική πηγή που αποτελεί την κινητήρια δύναμη για τη μη αυθόρμητη αντίδραση δημιουργεί διαφορά δυναμικού. Τα ηλεκτρόνια αποκτούν προσανατολισμένη κίνηση και μεταφέρονται μέσω εξωτερικού καλωδίου στην κάθοδο. Ταυτόχρονα, τα ελεύθερα πρωτόνια με τη βοήθεια του ηλεκτρολύτη διεισδύουν επιλεκτικά και εκείνα προς την κάθοδο. Εκεί, στο ηλεκτρόδιο που συνδέεται ο αρνητικός πόλος της ηλεκτρικής πηγής λαμβάνει χώρα η αναγωγή. Τα πρωτόνια με τα ηλεκτρόνια συνδυάζονται και παράγεται υδρογόνο (Kumar & Himabindu, 2019):



Τελικά το οξυγόνο και το υδρογόνο εξέρχονται από την κυψελίδα από την άνοδο και την κάθοδο, αντίστοιχα.



Εικόνα 4: Αρχή λειτουργίας ηλεκτρολυτικής κυψελίδας (Schmidt et al., 2017)

Οι βασικές παράμετροι για τις ηλεκτρολυτικές κυψέλες είναι η επιλογή του ηλεκτρολύτη και των υλικών των ηλεκτροδίων. Για την ανταλλαγή πρωτονίων μεταξύ των ηλεκτροδίων στην PEM χρησιμοποιούνται πολυμερικές μεμβράνες με υψηλή πρωτονιακή αγωγιμότητα και με λεπτές στρώσεις. Η μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων λειτουργεί ως διαχωριστής ώστε να μην αναμειγνύονται τα παραγόμενα αέρια.

Η αντίδραση ισορροπίας στην PEM παρουσιάζει απλή μορφή και είναι ιδανική για βιομηχανική χρήση. Οι ηλεκτροκαταλύτες που διατίθενται σε αυτή την τεχνολογία ηλεκτρόλυσης νερού είναι ευγενή αέρια όπως Pt/Pd στην κάθοδο για την παραγωγή υδρογόνου και IrO<sub>2</sub>/RuO<sub>2</sub> στην άνοδο για την παραγωγή οξυγόνου (Kumar & Himabindu, 2019).

## 2.2. Αποθήκευση Υδρογόνου

Η αποθήκευση του υδρογόνου είναι εν γένει μια δύσκολη διαδικασία εξαιτίας των μοναδικών ιδιοτήτων του υδρογόνου (πχ. χαμηλή πυκνότητα, εκρηκτικότητα) και μπορεί να γίνει είτε βάσει της φυσικής του κατάστασης (physical-based) είτε βάσει στερεών υλικών στα οποία δεσμεύεται (material-based). Οι μέθοδοι αποθήκευσης που στηρίζονται στις φάσεις του υδρογόνου είναι η αέρια συμπίεση, η κρυογενή συμπίεση και η υγροποίηση. Αντίστοιχα, η δέσμευση σε στερεά υλικά επιτυγχάνεται με χημικές ή με φυσικές μεθόδους (Morandi & Growth, 2019). Για έργα μεγάλης κλίμακας που συνδέονται με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας κατάλληλη είναι η αποθήκευση συμπιεσμένου αερίου H<sub>2</sub>, λόγω της μεγαλύτερης αποδοτικότητας της μεθόδου. Το υδρογόνο έχει μικρή πυκνότητα και για αυτό το λόγο η αποθήκευσή του απαιτεί υψηλή πίεση ή χαμηλή θερμοκρασία. Η υγρή αποθήκευση παρουσιάζει ακόμα καλύτερη απόδοση ωστόσο η υγροποίηση του υδρογόνου προϋποθέτει έως και 64% μεγαλύτερα ποσά ενέργειας από την αέρια συμπίεση (Elberry et al., 2021), πολύ χαμηλές θερμοκρασίες (-253°C) (Hydrogen Europe, 2021) και υψηλό κόστος, γεγονός που δυσχεραίνει την υλοποίηση της τεχνικής αυτής (Nguyen et al., 2019). Η αποθήκευση υγροποιημένου υδρογόνου χρησιμοποιείται κυρίως στην αεροδιαστημική επιστήμη. Με την κρύα ή την κρυογενή συμπίεση του υδρογόνου επιτυγχάνεται αύξηση της πυκνότητάς του και συνεπώς δυνατότητα αποθήκευση μεγαλύτερης ποσότητας.

Για έργα μικρής και μεσαίας κλίμακας όπως η κίνηση οχημάτων ενδείκνυται η αέρια αποθήκευση σε δεξαμενές υπό πίεση για τη διευκόλυνση της μεταφοράς του καυσίμου. Σε μεγάλες κλίμακες προτιμάται η υπόγεια αποθήκευση σε σπήλαια όταν αυτό είναι εφικτό, από γεωφυσική σκοπιά της περιοχής

εγκατάστασης. Υπάρχουν διάφορα είδη σπηλαίων, όπως οι τεχνητές κοιλότητες, τα πορώδης σπήλαια και τα αλατο-σπήλαια (cH2ange, 2018).

Η αποθήκευση υδρογόνου σε αλατο-σπήλαια είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία, η οποία ήδη εφαρμόζεται σε έργα υδρογόνου για ηλεκτροπαραγωγή. Σήμερα, λειτουργούν έξι δεξαμενές αυτής της τεχνολογίας για την αποθήκευση υδρογόνου παγκοσμίως. Η αποθήκευση σε αλατο-σπήλαιο προϋποθέτει μια περιοχή με επαρκή στρώση αλατιού. Χάρη στις εξαιρετικές μονωτικές ιδιότητες του ορυκτού άλατος η δεξαμενή δεν χρειάζεται να σχηματιστεί σε μεγάλο βάθος (Crotogino, 2022). Η αποθήκευση αερίων σε αλατο-σπήλαια πραγματοποιείται συνήθως σε πιέσεις στα 70 έως και 200 bar, ανάλογα με το υφιστάμενο βάθος, ενώ όσο βαθύτερη είναι η κοιλότητα τόσο αυξάνεται η χωρητικότητα (cH2ange, 2018).

Παρά το γεγονός ότι αυτή η μέθοδος είναι η πιο αποτελεσματική για την αποθήκευση του υδρογόνου, στο παρόν έργο δεν είναι εφικτό να εφαρμοστεί. Η Αστυπάλαια δεν διαθέτει επαρκές ορυκτό άλας στο υπέδαφός της και η κατασκευή μιας τέτοιας κοιλότητας θα απαιτούσε τεχνητό άλας και υπέρογκα κόστη.

Η μέθοδος αποθήκευσης που ενδείκνυται είναι οι δεξαμενές αποθήκευσης συμπιεσμένου υδρογόνου. Το συμπιεσμένο αέριο υδρογόνο επιλέγεται για την αποθήκευση του αερίου για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής χάρη στην ωριμότητα της μεθόδου και την υψηλή απόδοση που επιτυγχάνεται (Nguyen *et al.*, 2019). Η τεχνική αυτή είναι ευρέως εφαρμοσμένη σε πολλά συμπιεσμένα αέρια, όπως το φυσικό αέριο. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, η μέθοδος διαφοροποιείται ως προς την επιλογή των υλικών κατασκευής της δεξαμενής, καθώς το υδρογόνο είναι ένα ιδιαίτερο αέριο με διαφορετικές ιδιότητες και χαρακτηριστικά από τα συμβατικά αέρια καύσιμα. Μια δεξαμενή μπορεί να είναι μεταλλική από αλουμίνιο, κράματα χαλκού, ανοξείδωτο χάλυβα, να περιέχει ίνες άνθρακα ή συνδυασμός αυτών. Τα υλικά αυτά παρουσιάζουν μεγάλη αντοχή στη διάβρωση και αντίσταση στην επίδραση του υδρογόνου (Elberry *et al.*, 2021).

Οι δεξαμενές αποθήκευσης συμπιεσμένου αερίου υδρογόνου που χρησιμοποιούνται σε εμπορικές και βιομηχανικές εφαρμογές διακρίνονται σε τέσσερις τύπους:

Type I: Είναι εξ ολοκλήρου μεταλλική, συνήθως από ανοξείδωτο χάλυβα ή κράματα χαλκού, χωρίς εξωτερική επένδυση. Χάρη στην απλότητα της κατασκευής της είναι η πιο διαδεδομένη και το κόστος της έχει αποκλιμακωθεί. Έχει μεγάλο βάρος και αντέχει συνήθως πιέσεις έως και 200 bar (Morandi & Growth, 2019).

Type II: Είναι επίσης μεταλλική, συνήθως από αλουμίνιο, ενώ περιλαμβάνει εξωτερική επένδυση για αντοχή σε υψηλότερες πιέσεις και αποφυγή διαρροών (Elberry *et al.*, 2021). Συγκριτικά με τη δεξαμενή Τύπου I έχει μικρότερο βάρος για ανάλογες επιδόσεις και φτάνει σε υψηλότερη μέγιστη πίεση (300 bar) (Didion's Mechanical, 2018).

Type III: Περιλαμβάνει πολλαπλά στρώματα επιστρώσης από ρητίνες, ένα εξωτερικό και ποικίλα εσωτερικά. Με αυτό τον τρόπο περιτύλιξης κατανέμεται μικρότερο φορτίο στα μεταλλικά μέρη της δεξαμενής. Ο τύπος III αντέχει πιέσεις έως και 450 bar, το βάρος του είναι υποδιπλάσιο του Τύπου I αλλά το κόστος του διπλάσιο του Τύπου II (Elberry *et al.*, 2021).

Type IV: Διαθέτει εσωτερική επένδυση από συνθετικά υλικά και ένα εξωτερικό περίβλημα από ανθρακονήματα και θερμοπλαστικά πολυμερή. Επιτυγχάνει υψηλή στεγανότητα αερίου και αντοχή σε

πιέσεις έως 1.000 bar. Έχει έως 70% μικρότερο βάρος από τη δεξαμενή Τύπου I και είναι ιδιαίτερα ελκυστική για εφαρμογές αποθήκευσης υδρογόνου σε υψηλές πιέσεις (Hyfindr, 2022).

Τα εξαρτήματα όπως οι βαλβίδες, οι στρόφιγγες και οι αισθητήρες κατασκευάζονται από μεταλλικά υλικά, από πολυμερή ή από συνθετικά υλικά όπως οι ίνες άνθρακα και οι ρητίνες.

Για στατικές εφαρμογές όπως είναι η αποθήκευση υδρογόνου για ηλεκτροπαραγωγή, το βάρος της δεξαμενής δεν αποτελεί κρίσιμο σημείο επιλογής. Οπότε για την επίτευξη χαμηλότερου κόστους μπορούν να επιλεχθούν οι δεξαμενές Τύπου I ή Τύπου II. Μεταξύ των δύο προτιμάται η δεξαμενή τύπου II καθώς η υψηλότερη πίεση αποθήκευσης επιτυγχάνει μεγαλύτερη αναλογία μάζας υδρογόνου προς τη μάζα της δεξαμενής. Σε συνθήκες πίεσης 300 bar και θερμοκρασίας 25°C η ογκομετρική πυκνότητα του υδρογόνου φτάνει τα 20 kg/m<sup>3</sup> (Makridis, 2016).

### 2.3. Παραγωγή Η.Ε. από υδρογόνο

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδρογόνο μπορεί να επιτευχθεί με δύο βασικούς τρόπους:

1. Καύση Υδρογόνου
2. Χρήση Κυψελίδων καυσίμου

#### 2.3.1. Καύση Υδρογόνου

Η καύση του υδρογόνου πραγματοποιείται με τη βοήθεια ειδικών καυστήρων, λεβήτων ή κινητήρων εσωτερικής καύσης, όπως συμβαίνει με την ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα (λιγνίτης, φυσικό αέριο, diesel) (ΚΑΠΕ, 2017).

Ένας αεριοστροβίλος που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί μέσω κατάλληλων τροποποιήσεων να μετατραπεί σε αεριοστροβίλο υδρογόνου. Στην περίπτωση ανάμιξης καυσίμων φυσικού αερίου και υδρογόνου, όταν η διείδυση του H<sub>2</sub> είναι έως 30%, ενδεχομένως να μην απαιτείται κάποια μετατροπή του εξοπλισμού, ενώ για αναμίξεις άνω των 50% σε υδρογόνο χρειάζεται τροποποίηση (Oberger *et al.*, 2022). Η αναβάθμιση του εξοπλισμού θα πρέπει να περιλαμβάνει όλες τις απαραίτητες παραμέτρους όπως είναι οι αγωγοί, τα εξαρτήματα και τα συστήματα ασφαλείας και αυτοματισμού, με σχετικό επιπλέον κόστος. Αναλόγως το είδος και το μοντέλο του αεριοστροβίλου η διείδυση του υδρογόνου σε αυτόν μπορεί να είναι ακόμα και έως 100% (GE, 2022).

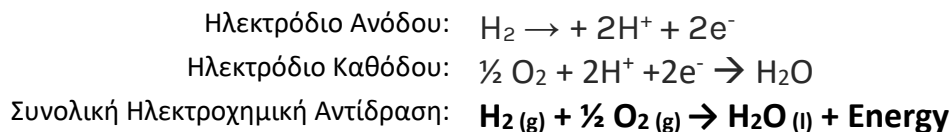
Η μέθοδος της καύσης του υδρογόνου χαρακτηρίζεται από απλότητα εφαρμογής λόγω του ότι η αρχή λειτουργίας αποτελεί μια συνήθη τεχνολογία που τίθεται σε εφαρμογή εδώ και δεκαετίες. Ωστόσο, απαιτεί μεγάλες ποσότητες καυσίμου υδρογόνου για να επιτύχει την επιθυμητή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι δύο σημαντικότερες παράμετροι του αεριοστροβίλου είναι η αναλογία καυσίμου/αέρα και η θερμοκρασία της καύσης. Η απόδοση του αεριοστροβίλου μονού σταδίου κυμαίνεται στα 30-40%, ενώ η μέση απόδοση συνδυασμένου κύκλου είναι 60% (Wartsila, 2022), (Energy Storage Association, 2022), (ETN Global, 2021).

Στα πλαίσια της εργασίας αυτής δεν θα εξετασθεί περαιτέρω η περίπτωση μετατροπής της υπάρχουσας μονάδας παραγωγής της Αστυπάλαιας προκειμένου να χρησιμοποιείται ως καύσιμο το υδρογόνο, αλλά θα θεωρηθεί η αντικατάστασή της με νέο αεριοστρόβιλο υδρογόνου συνδυασμένου κύκλου.

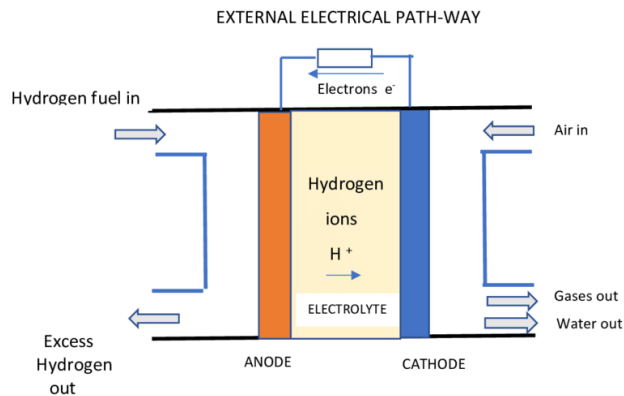
### 2.3.2. Χρήση κυψελίδων καυσίμου

Μια ανερχόμενη μέθοδος παραγωγής ηλεκτρισμού από υδρογόνο είναι η χρήση των κυψελίδων καυσίμου (Fuel Cells), που δεν είναι άλλη από την αντίστροφη λειτουργία της ηλεκτρολυτικής κυψελίδας. Τα Fuel Cells είναι ηλεκτροχημικά συστήματα που μετατρέπουν τη χημική ενέργεια ενός καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Αντίθετα από τα ηλεκτρολυτικά κελιά συνδέουν τα αντιδρώντα, υδρογόνο και οξυγόνο σχηματίζοντας νερό στη μορφή ατμού. Παράλληλα απελευθερώνουν θερμότητα και δημιουργούν διαφορά δυναμικού μεταξύ των ηλεκτροδίων.

Πιο συγκεκριμένα, τα κύρια μέρη μιας κυψελίδας καυσίμου είναι το ηλεκτρόδιο ανόδου, το ηλεκτρόδιο καθόδου, η ηλεκτρολυτική μεμβράνη και ένα ανοιχτό κύκλωμα. Στην κάθοδο πραγματοποιείται η αναγωγή. Εισέρχεται αέρας με ογκομετρική περιεκτικότητα 79% σε άζωτο (N<sub>2</sub>) και 21% σε οξυγόνο (O<sub>2</sub>) (Alirahmi *et al.*, 2021). Αντίστοιχα, στην άνοδο πραγματοποιείται η οξείδωση καθώς εισέρχεται το υδρογόνο (H<sub>2</sub>) που είναι αποθηκευμένο σε δεξαμενή. Το υδρογόνο διασπάται σε ελεύθερα ηλεκτρόνια και κατιόντα υδρογόνου. Τα H<sup>+</sup> μεταφέρονται μέσω της ηλεκτρολυτικής μεμβράνης στην κάθοδο και μαζί με το οξυγόνο σχηματίζουν μόρια νερού. Τα ηλεκτρόνια αποκτούν προσανατολισμένη κίνηση με τη συμβολή ενός καλωδίου που συνδέει τα δύο ηλεκτρόδια, δημιουργώντας ηλεκτρικό ρεύμα και εκλύοντας θερμότητα. Οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα μέσα στο Fuel Cell είναι οι παρακάτω (Alirahmi *et al.*, 2021):



Ο ρόλος του ηλεκτρολύτη είναι να εμποδίζει την ανάμειξη του καυσίμου με τον αέρα (οξειδωτικό μέσο) αλλά να επιτρέπει τη μεταφορά ιόντων μεταξύ των ηλεκτροδίων. Συνήθως στην επιφάνεια των ηλεκτροδίων εφάπτεται και κατάλληλος καταλύτης για την επιτάχυνση των χημικών αντιδράσεων. Το κρίσιμο χαρακτηριστικό των κυψελίδων καυσίμου είναι ο χρόνος απόκρισής τους, δηλαδή το χρονικό διάστημα που απαιτείται να παραχθεί ρεύμα από την έναρξη λειτουργίας τους.



Εικόνα 5: Αρχή λειτουργίας κυψελίδας καυσίμου (Murray-Smith, 2019)

Υπάρχουν διάφορα είδη κυψελίδων καυσίμου που συνήθως ταξινομούνται σύμφωνα με τον χρησιμοποιούμενο ηλεκτρολύτη (Santhanam *et al.*, 2017).

Η κυψελίδα άμεσης τροφοδοσίας μεθανόλης (Direct Methanol Fuel Cell – DMFC) λειτουργεί σε εύρος θερμοκρασιών 60-100°C και περιλαμβάνει πολυμερικό ηλεκτρολύτη. Η αιθανόλη σε μορφή υγρού οξειδώνεται απελευθερώνοντας κατιόντα υδρογόνου. Το CO<sub>2</sub> ως παραπροϊόν της μεθόδου την καθιστά ακατάλληλη για το παρόν έργο που αφορά μόνο σε «πράσινες διεργασίες».

Οι αλκαλικές κυψελίδες καυσίμου (Alkaline Fuel Cell – AFC) διατηρούν θερμοκρασία λειτουργίας τους 100°C ενώ ο ηλεκτρολύτης που χρησιμοποιείται είναι ένα διάλυμα υδροξειλίου του καλίου με νερό. Η απόδοσή τους φτάνει έως το 70% αλλά παρουσιάζουν υψηλά κόστη καταλυτών και καθαρότητας του αντιδρώντος υδρογόνου.

Οι κυψελίδες καυσίμου φωσφορικού οξέος (Phosphoric Acid Fuel Cell – PAFC) λειτουργούν περίπου στους 200°C με ηλεκτρολύτη το φωσφορικό οξύ. Η διάβρωση λόγω της παρουσίας οξέος χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή στην επιλογή των υλικών. Η απόδοση του κελιού είναι περίπου 50%, ενώ με τη συμπαραγωγή μπορεί να φτάσει και το 80%.

Οι κυψελίδες καυσίμου τηγμένων ανθρακικών αλάτων (Molten Carbonate Fuel Cell – MCFC) λειτουργούν στους 400°C. Το όνομά τους καθορίζει και τον ηλεκτρολύτη. Οι κατάλληλοι καταλύτες, συνήθως από νικέλιο είναι φθηνότεροι συγκριτικά με άλλες κυψελίδες καυσίμου αλλά η εφαρμογή τους για ηλεκτροπαραγωγή δεν ενδείκνυται εξαιτίας των υψηλών θερμοκρασιών.

Οι κυψελίδες καυσίμου ηλεκτρολύτη στερεών οξειδίων (Solid Oxide Fuel Cell – SOFC) παρουσιάζουν εύρος θερμοκρασιών μεταξύ 800 και 1.000°C. Ο ηλεκτρολύτης είναι σε στερεά μορφή κυρίως από κεραμικά υλικά. Χάρη στις υψηλές θερμοκρασίες λειτουργίας ενισχύεται η συμπαραγωγή και η απόδοση είναι αυξημένη.

Τέλος, οι κυψέλες καυσίμου ηλεκτρολύτη πολυμερικής μεμβράνης (Polymer-Electrolyte Membrane Fuel Cell or Proton-Exchange Membrane Fuel Cell – PEMFC) έχουν χαμηλές θερμοκρασίες της τάξεως των 60-80°C. Η πίεση λειτουργίας κυμαίνεται από 1 έως 3 bar και ο χρόνος απόκρισης είναι πολύ μικρός και η μέση απόδοσή τους είναι 50%. Ένα βασικό μειονέκτημα της μεθόδου είναι το υψηλό κόστος (Santhanam *et al.*, 2017).

Στην περίπτωση επιλογής PEM Fuel Cell η ροή του νερού θα αποτελεί έναν κλειστό κύκλο. Το νερό που καταναλώνεται στην ηλεκτρόλυση θα παράγεται εκ νέου στην κυψελίδα καυσίμου, δηλαδή θα ανακυκλώνεται και δε θα υπάρχει ανάγκη συνεχόμενης παροχής νερού εκτός συστήματος.

Στο κεφάλαιο αυτό έγινε η περιγραφή των επιμέρους διεργασιών της σχεδιαζόμενης μονάδας. Η αρχή λειτουργίας της κάθε μεθόδου επεξηγήθηκε με λεπτομέρεια και δόθηκαν οι διάφορες επιλογές που υπάρχουν στην κάθε τεχνολογία. Στη συνέχεια, αναλύεται ο σχεδιασμός του ενεργειακού συστήματος και των επιμέρους σταδίων και παρατίθενται τα τεχνικά χαρακτηριστικά που είναι κρίσιμα για την επιτυχία του έργου.

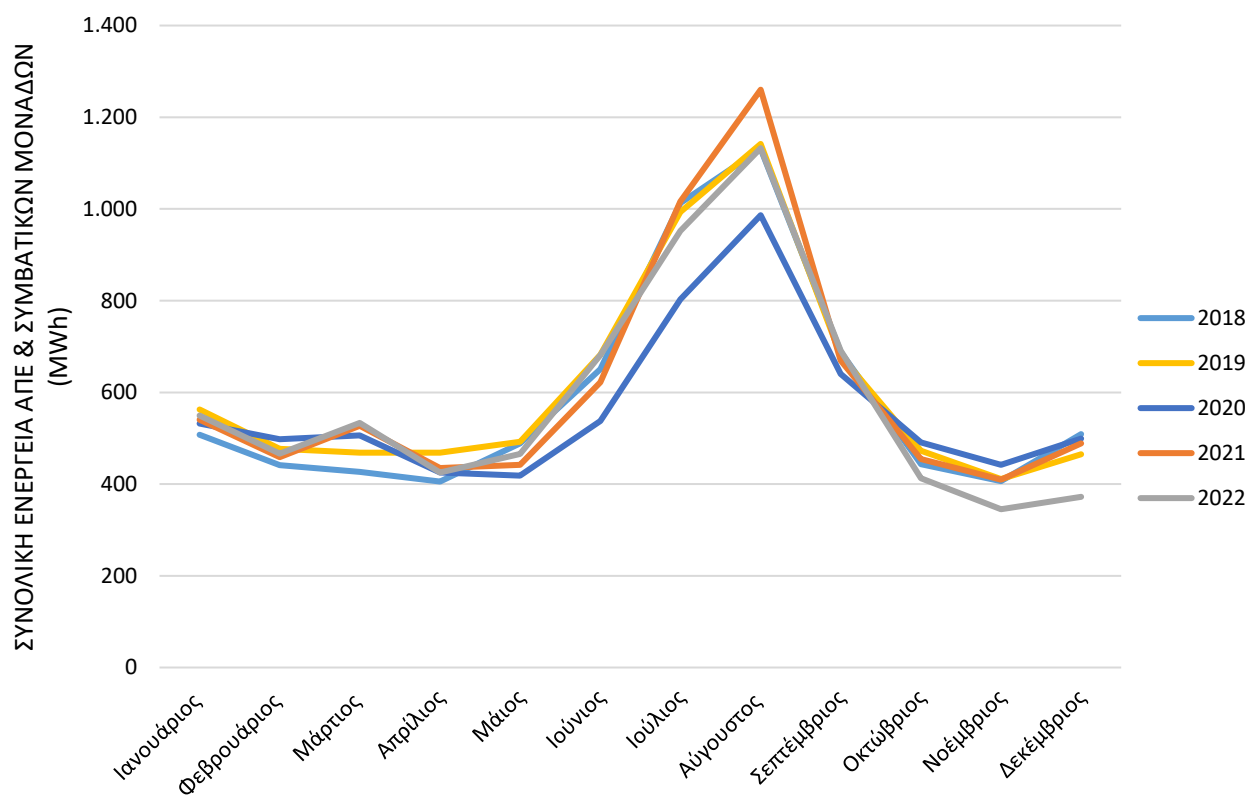


### 3. Σχεδιασμός ενεργειακού συστήματος

Ο σχεδιασμός του ενεργειακού συστήματος είναι μια πολύπλοκη διαδικασία, καθώς πρέπει να συνδυαστούν πολλές παράμετροι και να γίνουν ορισμένες παραδοχές προκειμένου να επιτευχθεί το επιθυμητό αποτέλεσμα. Στις επόμενες παραγράφους αναλύονται οι επιλογές των τεχνολογιών και της δυναμικότητας των επιμέρους μονάδων, καθώς και ο τρόπος υπολογισμού των αναγκαίων μεγεθών.

#### 3.1. Απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς

Πρωταρχικό ζήτημα για την ανάπτυξη του έργου είναι η εγκατεστημένη ισχύς που χρειάζεται για την κάλυψη των αναγκών του νησιού. Με βάση τα Μηνιαία Δελτία Συμμετεχόντων στα ΜΔΝ του ΔΕΔΔΗΕ (ΜΔΝ, 2022), το ηλεκτρικό σύστημα της Αστυπάλαιας δεν καταναλώνει ενέργεια στη Μέση και την Υψηλή Τάση, επομένως η συνολική κατανάλωση προέρχεται μόνο από Χαμηλή Τάση. Σύμφωνα με μηνιαία δεδομένα προηγούμενων ετών, η συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και από συμβατικές μονάδες στην Αστυπάλαια ακολουθεί την παρακάτω καμπύλη.

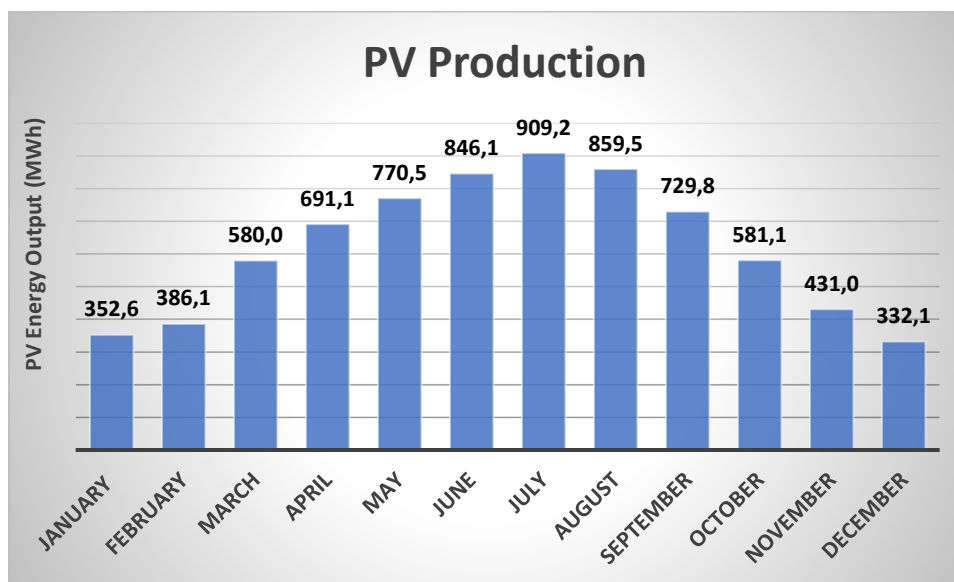


Διάγραμμα 2: Μηνιαία Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Αστυπάλαιας για τα έτη 2018 – 2022 (ΔΕΔΔΗΕ, 2022)

Όπως παρατηρείται, η παραγωγή και συνεπώς η ζήτηση της ενέργειας παρουσιάζει παρόμοια καμπύλη κάθε χρόνο. Η ζήτηση στο νησί αυξάνεται τους καλοκαιρινούς μήνες με μέγιστη τιμή τον Αύγουστο. Για τους μήνες εκτός τουριστικής περιόδου (Οκτώβριος – Μάιος) η κατανάλωση είναι χαμηλή με μέση τιμή τις 465 MWh μηνιαίως.

Η μέση ετήσια παραγωγή των τελευταίων 5 ετών – η οποία εξισώνεται με τη ζήτηση του νησιού – είναι 7.110,80 MWh. Λαμβάνεται υπόψη ένας συντελεστής ασφαλείας της τάξης των 5% με αποτέλεσμα η παραγωγή να είναι **7.466,34 MWh**. Άρα η μέση ωριαία παραγωγή είναι 0,85 MWh, δηλαδή 0,85 MW. Γίνεται η παραδοχή ότι η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ γίνεται με έμφαση στην ανάπτυξη φωτοβολταϊκών πάρκων και με την τυχόν ενίσχυση από αιολικό σταθμό.

Τα φωτοβολταϊκά panels επιλέγονται να είναι με σύστημα κίνησης δύο αξόνων (dual axis tracking system). Σε αυτό τον τύπο φωτοβολταϊκών τα panels κινούνται με κατεύθυνση μεταξύ ανατολής και δύσης ώστε να ακολουθούν την κίνηση του ήλιου μέσα στην ημέρα. Ταυτόχρονα υπάρχει η δυνατότητα μετατόπισης της γωνίας που σχηματίζουν με το έδαφος για να απορροφούν τη μέγιστη ηλιακή ακτινοβολία όλο το έτος. Απορρόφηση δεν πραγματοποιείται μόνο απευθείας από τις ακτίνες του ήλιου αλλά και από το φως που υπάρχει στον ουρανό κατά τη διάρκεια της ημέρας (PV Case, 2022). Η απόδοση των φωτοβολταϊκών panels συστήματος δύο αξόνων στην Αστυπάλαια φτάνει τις 2.247,66 MWh/MW-γ (25,66% συντελεστής χρησιμοποίησης) (JRC Europe, 2022). Επομένως, τα απαραίτητα MW για την κάλυψη της ζήτησης είναι  $7.466,34 \text{ MWh} / 2.247,66 \text{ MWh/MW} = 3,32 \text{ MW}$ . Για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών panels ενός MW χρειάζεται περίπου διαθέσιμη έκταση ίση με 10 στρέμματα. Συνεπώς, για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών πάρκων συνολικής ισχύος 3,32 MW απαιτούνται 33,2 στρέμματα, δηλαδή το 0,03% της έκτασης της Αστυπάλαιας.

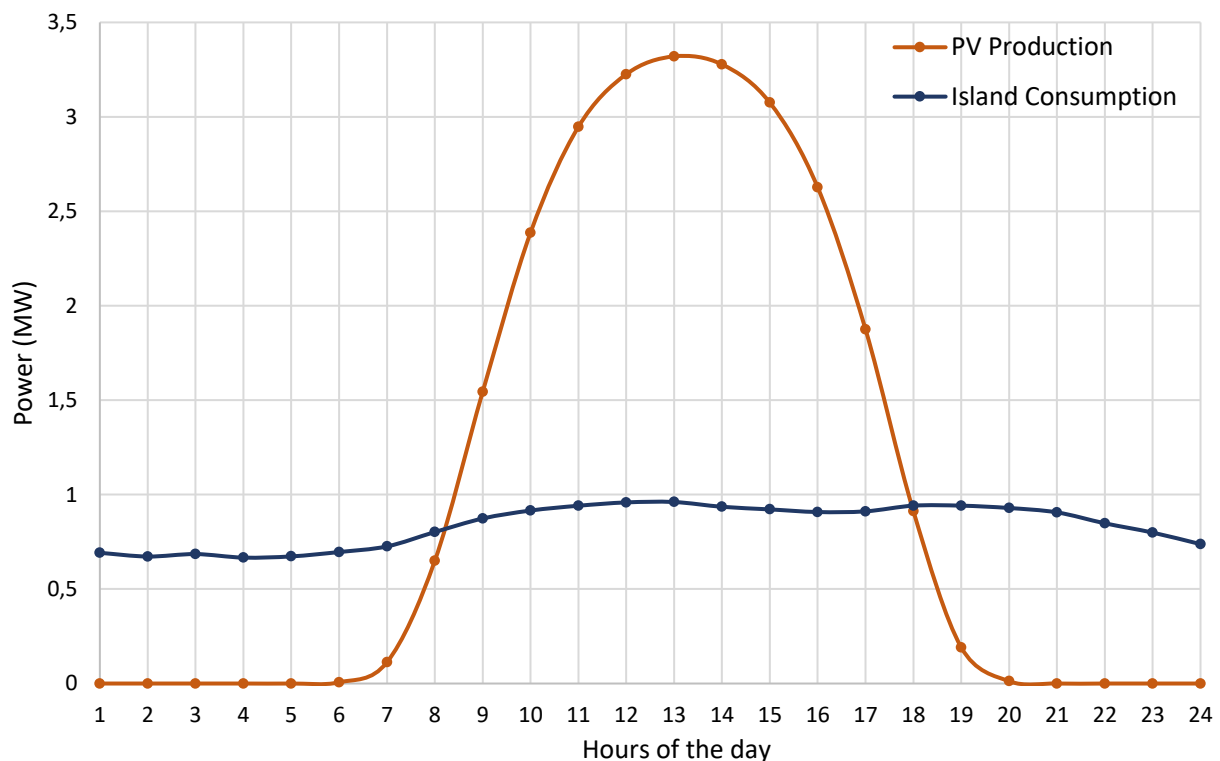


Διάγραμμα 3: Μηνιαία παραγωγή φωτοβολταϊκού σταθμού 3,32 MW στην Αστυπάλαια (JRC Europe, 2022)

Σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα, η μέση ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς 3,32 MW θα είναι 7.468,98 MWh.

### 3.2. Υπολογισμός κρίσιμων μεγεθών

Για την επιλογή του κατάλληλου εξοπλισμού και των μεγεθών του έργου χρειάζεται να μελετηθούν οι αποκλίσεις μεταξύ της διαθέσιμης ενέργειας από διακοπτόμενη παραγωγή και της απαιτούμενης ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών του νησιού, με γνώμονα πάντα την εξασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού. Ένα προσεγγιστικό διάγραμμα παραγωγής και ζήτησης ενέργειας του νησιού είναι το παρακάτω. Η καμπύλη κατανάλωσης διαμορφώθηκε σύμφωνα με τη μέση ζήτηση της χώρας για διάστημα ενός χρόνου σε επίπεδο ημέρας και προσαρμόστηκε στην τάξη μεγέθους της Αστυπάλαιας. Στη συνέχεια, η καμπύλη παραγωγής από φωτοβολταϊκό σταθμό σχεδιάστηκε σύμφωνα με ωριαία δεδομένα παραγωγής σε επίπεδο ημέρας με μέγιστη ισχύ τα 3,32 MW.



Διάγραμμα 4: Απεικόνιση παραγωγής ΦΒ και ζήτησης ενέργειας του νησιού για ένα 24ωρο

Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών διακρίνεται για την περιοδικότητά της. Παρουσιάζει μέγιστη τιμή κατά τις μεσημεριανές ώρες, ενώ περίπου από τη δύση του ηλίου έως την επόμενη ανατολή δεν παράγεται ενέργεια. Για την εξομάλυνση αυτών των ακραίων περιπτώσεων κατά τη διάρκεια μιας ημέρας φαίνεται σκόπιμο να προστεθεί μία επιπλέον μονάδα παραγωγής. Πιο συγκεκριμένα θα εξετασθεί η ένταξη ενός αιολικού πάρκου στο έργο για την αποφυγή μεγάλων διακυμάνσεων σε επίπεδο ημέρας και την ελαχιστοποίηση των αναγκών αποθήκευσης.

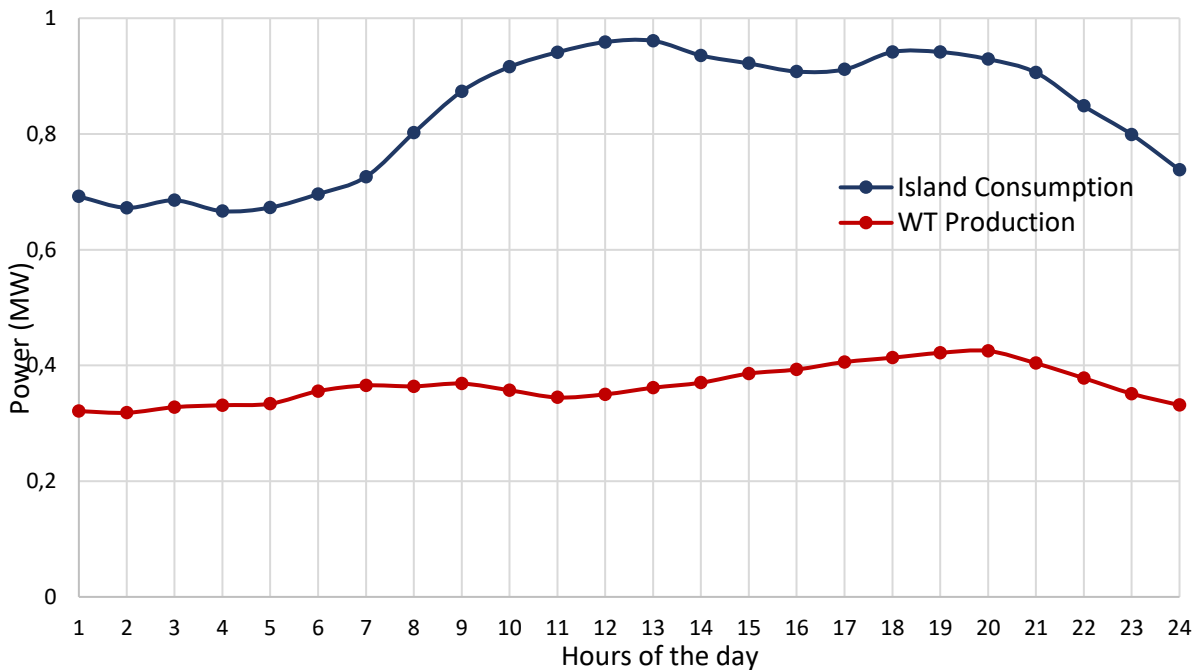
Οι ανεμογεννήτριες χαρακτηρίζονται από μια πιο απρόβλεπτη παραγωγή ενέργειας συγκριτικά με τα φωτοβολταϊκά, καθώς δεν εξαρτώνται από τον ήλιο που κινείται περιοδικά αλλά από τον αέρα, ο οποίος διαμορφώνεται από πολλές παραμέτρους, όπως η ταχύτητα και η κατεύθυνσή του. Η προσθήκη της

αιολικής μονάδας παραγωγής θα μειώσει την απαιτούμενη ισχύ αποθήκευσης και φωτοβολταϊκών άρα και το συνολικό κόστος του έργου.

Για την προσομοίωση της καμπύλης παραγωγής των ανεμογεννητριών χρησιμοποιήθηκε ως πρότυπο πάρκο το αιολικό πάρκο Αγ. Γεωργίου. Η επιλογή αυτή έγκειται στο γεγονός ότι η τοποθεσία του έχει παρόμοια στοιχεία με εκείνα της Αστυπάλαιας, καθώς διαθέτει μέση ταχύτητα ανέμου 9,48 m/s (Global Wind Atlas, 2021) ενώ έχει χαρακτηριστικά που προσομοιάζουν ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Αποτελείται από 23 ανεμογεννήτριες δύο ειδών: V90/3MW (εγκατεστημένη ισχύς 3MW – διάμετρος πτερυγίων 90m) και V112/3,3MW (εγκατεστημένη ισχύς 3,3MW – διάμετρος πτερυγίων 112m) (TERNA ENERGY, 2023). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ισούται με 73,2 MW, ενώ η μέση απόδοση του πάρκου είναι 3.000 MWh/MW-γ, δηλαδή 34,25%. Το συγκεκριμένο πάρκο διαθέτει υψηλή απόδοση καθώς ο μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης των ανεμογεννητριών στα νησιά της Ελλάδος είναι 30% (Energypedia, 2020). Η άντληση των ωριαίων δεδομένων έγινε από τον ΑΔΜΗΕ – Φόρτιση Μονάδων και Φορτία Συστήματος. Λήφθηκε ο μέσος όρος της ωριαίας παραγωγής του πάρκου από 1/4/2022 έως 31/3/2023, δηλαδή για το διάστημα ενός χρόνου.

Για τις ανάγκες του παρόντος έργου επιλέχθηκε η αιολική παραγωγή να λειτουργήσει βοηθητικά στην υπάρχουσα φωτοβολταϊκή μονάδα. Αυτό συνεπάγεται ότι η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών θα είναι μικρότερη των 3,32 MW. Εάν η ισχύς του αιολικού πάρκου είναι 0,425 MW θα παράγονται  $0,425 \cdot 34,25\% = 0,146$  MWh/h. Για να προκύψουν 0,85 MWh/h που είναι η μέση απαιτούμενη ζήτηση χρειάζονται επιπλέον  $(0,850 - 0,146) \text{ MW} / 25,66\% = 2,744$  MW φωτοβολταϊκών.

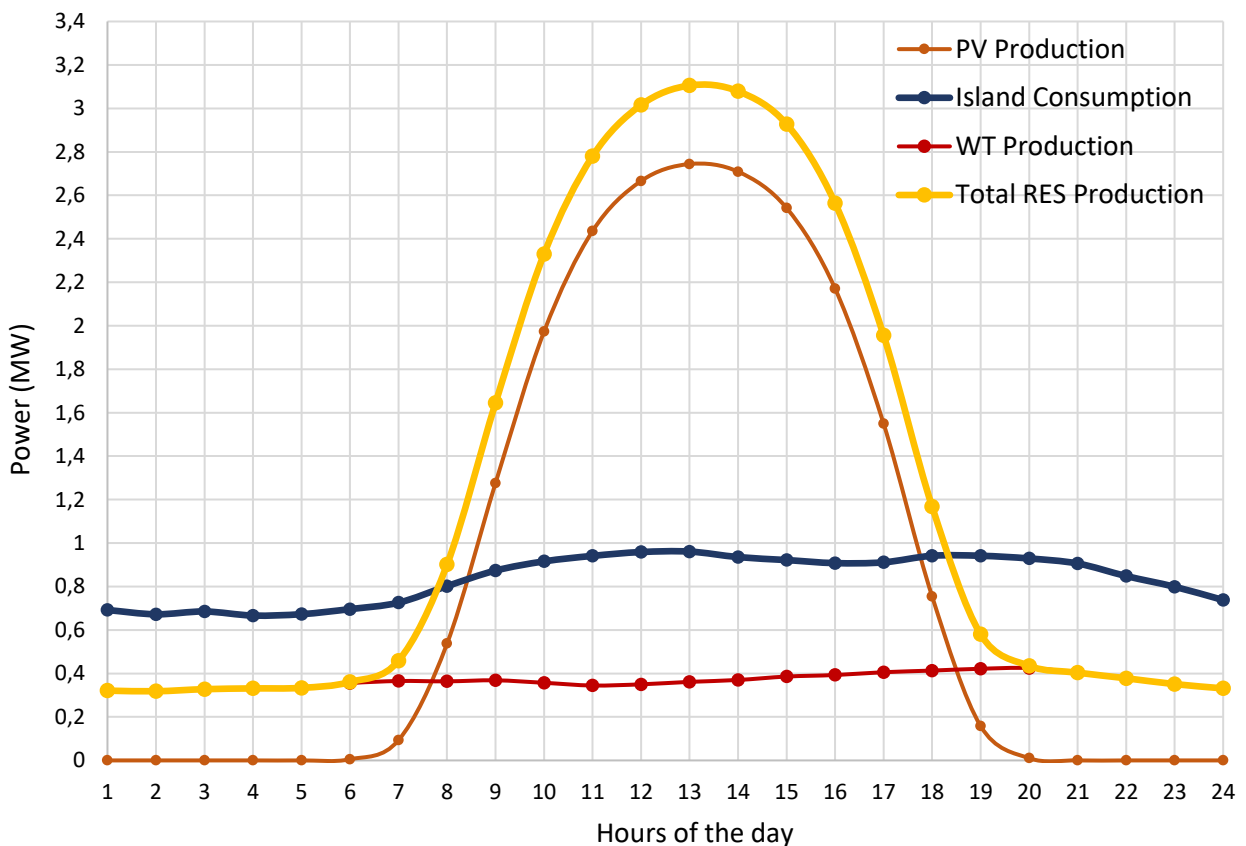
Το αποτέλεσμα της παραγωγής αιολικού πάρκου (WT Production) 0,425 MW σε επίπεδο ημέρας απεικονίζεται στο επόμενο διάγραμμα.



Διάγραμμα 5: Απεικόνιση Παραγωγής Α/Γ και ζήτησης ενέργειας του νησιού για ένα 24ωρο

Παρατηρείται ότι η παραγωγή του αιολικού πάρκου παρουσιάζει μέγιστο τις απογευματινές και βραδινές ώρες και ελάχιστο της πρωινές ώρες. Αυτό καθιστά τον συνδυασμό φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών ιδανικό για παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, εφόσον εξομαλύνονται έως ένα βαθμό οι διακυμάνσεις.

Το άθροισμα της παραγωγής PV (2,75 MW) και WT (0,43 MW) οδηγεί στη συνολική παραγωγή ΑΠΕ του συστήματος.



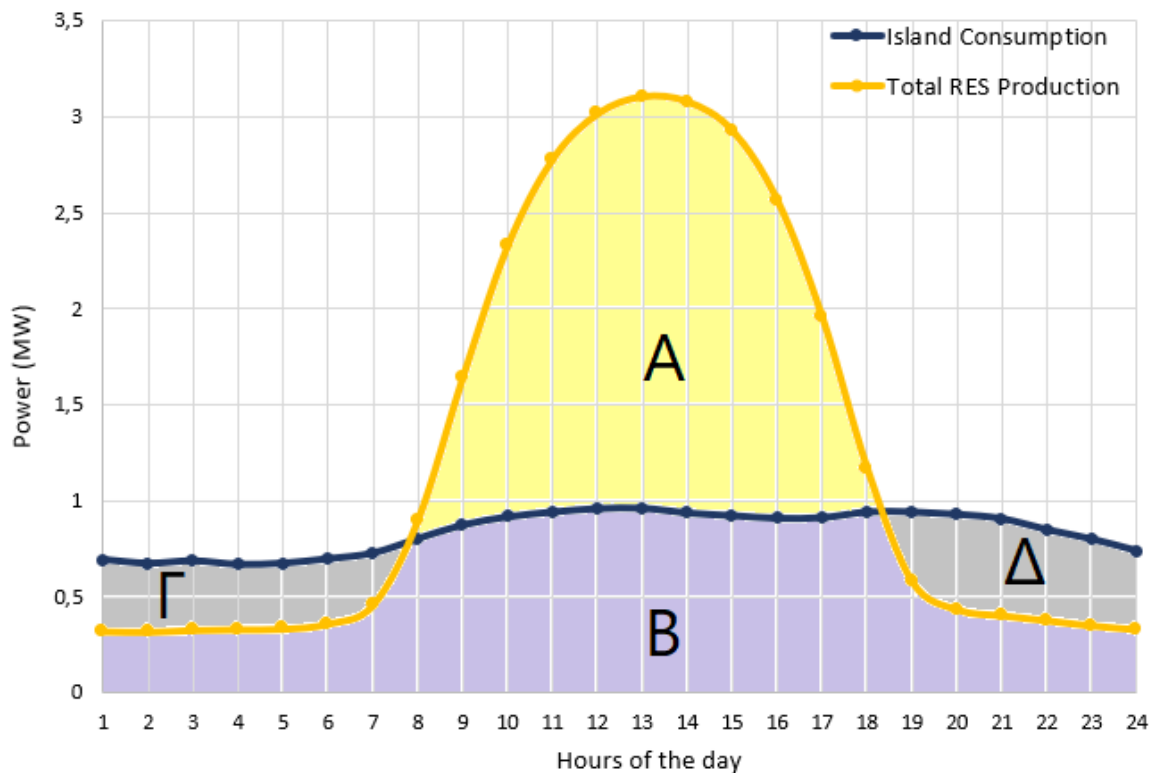
Διάγραμμα 6: Συνολικό διάγραμμα παραγωγής και ζήτησης ενέργειας του νησιού για ένα 24ωρο

Για την επίλυση του ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης ενέργειας διακρίνονται 3 περιπτώσεις (Διάγραμμα 7) που πρέπει να μελετηθούν και έχουν σημειωθεί πρωτίτερα κατά την περιγραφή του έργου.

Πεδίο Α: Παραγωγή ΑΠΕ > Ζήτηση ΗΕ

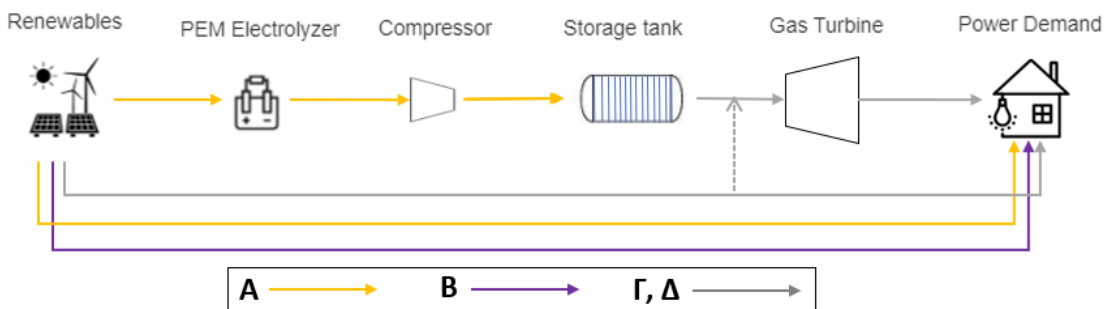
Πεδίο Β: Παραγωγή ΑΠΕ = Ζήτηση ΗΕ

Πεδία Γ και Δ: Παραγωγή ΑΠΕ < Ζήτηση ΗΕ



Διάγραμμα 7: Διακριτά μέρη ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης ενέργειας για ένα 24ωρο

Ανάλογα με τα διακριτά πεδία μέσα σε ένα 24ωρο υπάρχουν και 3 διαδρομές ροής ενέργειας όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα διεργασιών.



Διάγραμμα 8: Διάγραμμα διεργασιών με τις πιθανές ροές ενέργειας

Κατά τη διαδρομή A η ζήτηση καλύπτεται κατά 100% από την παραγωγή των ΑΠΕ και η περίσσεια ενέργειας οδηγείται προς ηλεκτρόλυση και παραγωγή υδρογόνου, το οποίο συμπιέζεται και αποθηκεύεται σε δεξαμενή.

Στην διαδρομή Β η ζήτηση εξισώνεται με την παραγωγή οπότε καλύπτεται από την παραγωγή ΑΠΕ και δεν υπάρχει περίσσεια ενέργειας προς αποθήκευση.

Τέλος, κατά τις περιπτώσεις Γ και Δ, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ οδηγείται στο δίκτυο αλλά η ποσότητα δεν επαρκεί. Δίνεται σήμα μέσω αυτόματου συστήματος και ενεργοποιείται η διαδικασία για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το υδρογόνο που βρίσκεται στη δεξαμενή.

Στη συνέχεια παρατίθενται τα τεχνικά χαρακτηριστικά και οι προδιαγραφές της κάθε μονάδας του ενεργειακού συστήματος. Ταυτόχρονα αναλύεται και ο τρόπος υπολογισμού των κρίσιμων μεγεθών για το έργο.

### 3.2.1. Αεριοστρόβιλος

Στα διαστήματα Γ και Δ του Διαγράμματος 7, η ζήτηση υπερτερεί της προσφοράς ενέργειας. Η παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ δεν είναι επαρκής και για το λόγο αυτό ενεργοποιείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το υδρογόνο που είναι αποθηκευμένο. Για την εκ νέου ηλεκτροπαραγωγή από υδρογόνο επιλέγεται η καύση του σε αεριοστρόβιλο. Το σύστημα οφείλει να έχει τη δυνατότητα ηλεκτροπαραγωγής τουλάχιστον ίση με τη μέση ζήτηση του νησιού. Η απόδοση ενός συστήματος αεριοστρόβιλου υδρογόνου συνδυασμένου κύκλου κυμαίνεται στο 60%-65% (Energy Storage Association, 2022). Για την επίτευξη 7.466,34 MWh το χρόνο ή 0,85 MWh την ώρα απαιτείται ισχύς αεριοστρόβιλου ίση με  $0,85/60\% = 1,42$  MW. Τα 1,42 MW αντιστοιχούν σε απαιτούμενη εισροή  $1.420 \text{ kWh/h}/39,4 \text{ kWh/kg} = 36,04 \text{ kg/h}$  υδρογόνου, όπου  $39,4 \text{ kWh/kg}$  είναι η ανώτερη θερμογόνος δύναμη του  $\text{H}_2$ .

### 3.2.2. PEM Ηλεκτρόλυση

Για την παραγωγή του υδρογόνου επιλέγεται η ηλεκτρόλυση PEM. Η συνολική απόδοση της εγκατάστασης είναι 75% (HHV) (Siemens, 2021). Η ηλεκτρόλυση ενεργοποιείται όταν η παραγωγή ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη της ζήτησης, δηλαδή στο πεδίο Α του Διαγράμματος 7. Στο ενδεχόμενο αυτό, η μέση περίσσεια της παραγωγής είναι ίση με το εμβαδόν του πεδίου Α και υπολογίζεται κατά προσέγγιση 15,40 MWh ανά ημέρα ή 1,40 MWh/h, από την 8<sup>η</sup> έως την 18<sup>η</sup> ώρα μιας ημέρας, δηλαδή 11 ώρες. 1,40 MW οδηγούνται προς ηλεκτρόλυση νερού, από τα οποία τα ωφέλημα MW είναι  $1,40 * 75\% = 1,05 \text{ MW} \rightarrow 1.050 \text{ kWh/h}$ . Η HHV του υδρογόνου είναι  $39,4 \text{ kWh/kg}$  επομένως η μονάδα ηλεκτρόλυσης παράγει  $1.050/39,4 = 26,65 \text{ kg H}_2 / \text{h}$ . Η μέση κατανάλωση ενέργειας της PEM ηλεκτρόλυσης είναι  $53,3 \text{ kWh/kg-H}_2$  (TERNA ENERGY, 2022) και θα θεωρηθεί αμελητέα στα πλαίσια της εργασίας. Ο χρόνος απόκρισης είναι μικρότερος των 10 sec, η πίεση λειτουργίας είναι 35 bar, η θερμοκρασία  $65^\circ\text{C}$  (Nguyen *et al.*, 2019) και η καθαρότητα του παραγόμενου υδρογόνου φτάνει τα 99.5 – 99.9%. Ο χρόνος ζωής του εξοπλισμού είναι σχεδιασμένος για 80,000 h, δηλαδή περίπου 20 χρόνια αν λειτουργεί 11 ώρες ανά ημέρα (Siemens, 2021). Επιπλέον, σύμφωνα με την στοιχειομετρική εξίσωση της ηλεκτρόλυσης του νερού, για την παραγωγή 1 kg  $\text{H}_2$  απαιτούνται περίπου 9 kg  $\text{H}_2\text{O}$ . Συνεπώς, ο ρυθμός εισροής απιονισμένου νερού θα είναι 239,85 L/h. Αντίστοιχα, η παραγωγή οξυγόνου από τη χημική αντίδραση είναι  $8 \text{ kg O}_2/\text{kg H}_2$  και άρα θα παράγονται 213,20 kg  $\text{O}_2/\text{h}$ .

### 3.2.3. Συμπιεστής

Ο συμπιεστής λειτουργεί τις ώρες που παράγεται το υδρογόνο. Βρίσκεται ενδιάμεσα της ηλεκτρόλυσης PEM και της δεξαμενής αποθήκευσης και ο ρόλος του είναι σημαντικός για τη μετατροπή του υδρογόνου σε συμπιεσμένο αέριο. Η πίεση στο ηλεκτρόδιο καθόδου του ηλεκτρολυτικού κελιού είναι 30-35 bar και άρα τόση είναι και η πίεση στην είσοδο του συμπιεστή. Στην έξοδο του συμπιεστή η πίεση φτάνει τα 300 bar όπου το υδρογόνο έχει ογκομετρική πυκνότητα  $20 \text{ kg/m}^3$ . Σύμφωνα με τη διατήρηση της μάζας στο συμπιεστή, η εξερχόμενη ροή υδρογόνου που οδηγείται προς αποθήκευση θα είναι επίσης **26,65 kg H<sub>2</sub> /h**. Ακόμα, το έργο που καταναλώνει συμπιεστής 2 σταδίων για την επιθυμητή μεταβολή πίεσης είναι ίσο με  $2 \text{ kWh/kg}$ , από βιβλιογραφικά στοιχεία και χρήση γραμμικής παρεμβολής (Tractebel Engie & Hiniçio, 2017).

### 3.2.4. Δεξαμενή αποθήκευσης

Η δεξαμενή αποθήκευσης του υδρογόνου αποτελεί κομβικό σημείο του σχεδιασμού και χρειάζεται να συνδυαστούν πολύπλευρες παράμετροι για την επιλογή της χωρητικότητάς της. Το υδρογόνο είναι αποθηκευμένο ως συμπιεσμένο αέριο με μέση πίεση τα 300 bar. Ο ρυθμός φόρτισης της δεξαμενής εξαρτάται από την παραγωγή του υδρογόνου και συνεπώς από την συσκευή PEM ηλεκτρόλυσης. Η ηλεκτρόλυση ενεργοποιείται όταν υπάρχει περίσσεια ενέργειας, δηλαδή στην περίπτωση του πεδίου Α του Διαγράμματος 7. Αντίστοιχα, ο ρυθμός αποφόρτισης της δεξαμενής εξαρτάται από την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από υδρογόνο και άρα από τη λειτουργία του αεριοστροβίλου. Ο αεριοστροβίλος λειτουργεί όταν υπάρχει έλλειψη ενέργειας από ΑΠΕ, δηλαδή στα πεδία Γ και Δ του Διαγράμματος 7.

Ο μέσος ρυθμός φόρτισης της δεξαμενής αποθήκευσης που επιτυγχάνεται είναι  $26,65 \text{ kg H}_2 / \text{h}$ . Η περίσσεια ενέργειας στο πεδίο Α διαρκεί περίπου 11 ώρες μέσα στην ημέρα οπότε θα χρειαστεί χωρητικότητα κατά το μέγιστο για **293,15 Kg H<sub>2</sub>**, δηλαδή  $293,15 \text{ kg} / 20 \text{ kg/m}^3 = 14,66 \text{ m}^3$ . Από την άλλη πλευρά, ο ρυθμός αποφόρτισης της δεξαμενής είναι  $36,04 \text{ kg/h}$ . Η δεξαμενή αποφορτίζεται για περίπου 13 συνεχόμενες ώρες μέσα σε ένα εικοσιτετράωρο, περίπου από τη δύση του ηλίου μέχρι την ανατολή της επόμενης ημέρας. Αυτό σημαίνει ότι θα πρέπει να υπάρχουν διαθέσιμα τουλάχιστον  $36,04 \text{ kg/h} * 13 \text{ h} = \mathbf{468,52 \text{ kg H}_2}$  στη δεξαμενή, οπότε  $468,52 \text{ kg} / 20 \text{ kg/m}^3 = 23,43 \text{ m}^3$ .

Από τα παραπάνω συμπεραίνεται ότι ο όγκος της δεξαμενής **23,43 m<sup>3</sup>** καλύπτει και τις δύο περιπτώσεις φόρτισης και αποφόρτισης. Εν τέλει η δεξαμενή στην οποία αποθηκεύεται το συμπιεσμένο υδρογόνο είναι  $23,43 \text{ m}^3 \rightarrow \mathbf{23.430 \text{ L}}$ .

Επιπλέον, από την απαίτηση  $36,04 \text{ kg H}_2 / \text{h}$  για 13 συνεχόμενες ώρες, γίνεται αντιληπτό ότι η ροή παραγωγής υδρογόνου  $26,65 \text{ kg H}_2 / \text{h}$  για 11 ώρες δεν είναι αρκετή για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των τελικών καταναλωτών τις ώρες που δεν υπάρχει παραγωγή από ΑΠΕ. Ως εκ τούτου είναι ανάγκη να αυξηθεί η ισχύς του συστήματος ΑΠΕ για να καλύπτει και τις ανάγκες αποθήκευσης. Οπότε, τα  $36,04 \text{ kg H}_2 / \text{h}$  για 13 ώρες αντιστοιχούν σε  $42,61 \text{ kg H}_2 / \text{h}$  για 11 ώρες. Μετατρέποντας τα kg σε kWh λαμβάνονται  $42,61 \text{ kg H}_2 / \text{h} * 39,4 \text{ kWh/kg} = 1,68 \text{ MWh/h}$ . Για να αποδίδει η PEM ηλεκτρόλυση  $1,68 \text{ MW}$  η εγκατεστημένη ισχύς οφείλει να είναι  $1,68 \text{ MW} / 75\% = 2,24 \text{ MW}$ . Συνεπάγεται ότι το σύνολο των ΑΠΕ θα πρέπει να αποδίδει σε ισχύ ίση με  $2,24 \text{ MW}$ . Σε περίπτωση που θεωρηθεί η ίδια εγκατεστημένη ισχύς



του αιολικού πάρκου, τότε η νέα εγκατεστημένη ισχύς του φωτοβολταϊκού πάρκου θα χρειαστεί να αυξηθεί στα  $(2,240-0,147) \text{ MW} / 25,66\% = 8,15 \text{ MW}$ .

### 3.2.5. Αιχμή ζήτησης

Η μέγιστη στιγμιαία ακαθάριστη αιχμή ζήτησης της Αστυπάλαιας για τα τελευταία 4 χρόνια που έχουν δημοσιευτεί δεδομένα από τον ΔΕΔΔΗΕ δίνεται στον επόμενο πίνακα (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., 2022):

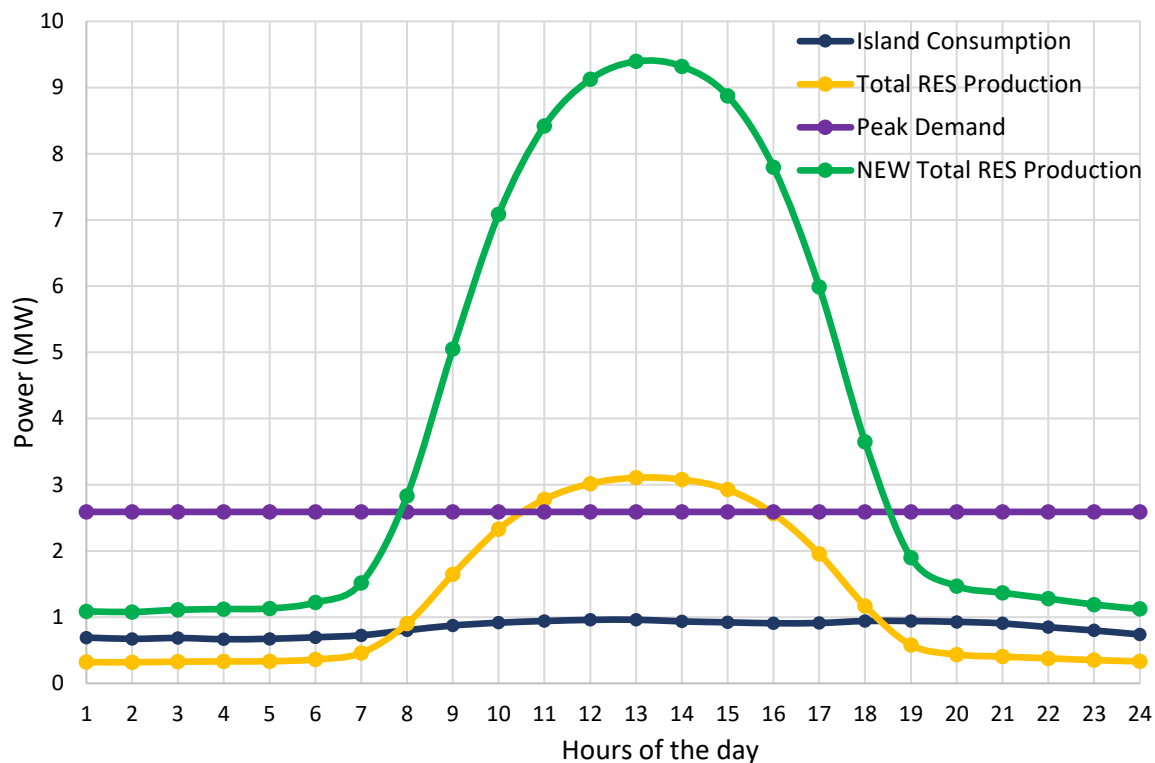
Πίνακας 1: Η μέγιστη στιγμιαία ακαθάριστη αιχμή ζήτησης της Αστυπάλαιας

Μέγιστη στιγμιαία ακαθάριστη αιχμή ζήτησης (MW)	
2018	2,26
2019	2,34
2020	2,06
2021	2,59

Προς το παρόν, με τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής η εγκατεστημένη ισχύς του νησιού είναι 5,10 MW και είναι φανερό ότι το ηλεκτρικό σύστημα της Αστυπάλαιας προσφέρει υψηλή ασφάλεια εφοδιασμού και μπορεί να καλύψει ασυνήθιστα υψηλά στιγμιαία φορτία που τυχόν μπορεί να προκύψουν.

Η μετάβαση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής του νησιού σε «πράσινες» τεχνολογίες οφείλει να προσδίδει εξίσου ενεργειακή ασφάλεια με το συμβατικό σύστημα και να μην προκύπτουν προβλήματα εφοδιασμού. Για το λόγο αυτό, η παραγωγή ενέργειας προερχόμενη από ΑΠΕ θα πρέπει να είναι αρκετή ώστε να καλύπτει και τη μέγιστη στιγμιαία ζήτηση που μπορεί να προκύψει κατά τη διάρκεια μιας ώρας. Από τα δεδομένα των τεσσάρων τελευταίων ετών η μέγιστη ωριαία ζήτηση ανήλθε στις 2,59 MWh/h.

Με τον μέχρι τώρα σχεδιασμό του έργου, εάν η ζήτηση αιχμής εμφανιστεί μεταξύ 10:30 και 16:00 (Διάγραμμα 6 – κίτρινη καμπύλη συνολικής παραγωγής) είναι πιθανό να καλυφθεί από την παραγωγή των ΑΠΕ, όμως η συγκεκριμένη περίπτωση δεν μπορεί να αποτελέσει γενίκευση. Οι 2,59 MWh/h θα πρέπει να μπορούν να καλυφθούν σε οποιοδήποτε διάστημα της ημέρας από τη δεξαμενή υδρογόνου. Επομένως, όλη η παραπάνω ανάλυση λύνεται με νέο δεδομένο τα 2,59 MW ζήτησης έναντι της μέσης κατανάλωσης του νησιού που αντιστοιχεί σε 0,85 MW. Η νέα απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ είναι **26,03 MW** και συγκεκριμένα 24,59 MW φωτοβολταϊκών και 1,442 MW αιολικών. Η κατανομή των MW στα δύο ειδών πάρκα έγινε προσεγγιστικά με τη χρήση solver σε σχετικό μοντέλο που αναπτύχθηκε σε αρχείο excel. Η νέα ημερήσια παραγωγή φαίνεται στο Διάγραμμα 9.



Διάγραμμα 9: Νέα καμπύλη παραγωγής για την κάλυψη και της ακαθάριστης αιχμής ζήτησης

### 3.2.6. Τεχνικά χαρακτηριστικά εξοπλισμού

Σύμφωνα με την παραπάνω επίλυση επιλέχθηκαν τα εξής χαρακτηριστικά για το έργο:

Πίνακας 2: Τελικά τεχνικά χαρακτηριστικά του H<sub>2</sub> Butterfly Project

Μέγεθος	Ποσότητα	Μονάδα μέτρησης
Ισχύς ΦΒ	24,271	MW
Ισχύς Α/Γ	1,442	MW
Ισχύς ΡΕΜ ηλεκτρόλυσης	6,802	MW
Ρυθμός παραγωγής Η <sub>2</sub>	129,48	kg/h
Πίεση εισόδου συμπιεστή	35	bar
Πίεση εξόδου συμπιεστή	300	bar
Ογκομετρική πυκνότητα	20	kg/m <sup>3</sup>
Καταναλισκόμενο έργο συμπιεστή	2	kWh/kg
Ρυθμός φόρτισης δεξαμενής	129,48	kg/h
Ώρες φόρτισης εντός μίας ημέρας	11	h
Όγκος δεξαμενής	71,21	m <sup>3</sup>
Ρυθμός αποφόρτισης δεξαμενής	109,56	kg/h
Ώρες αποφόρτισης εντός μίας ημέρας	13	h
Ισχύς αεριοστροβίλου	4,317	MW

Η Αστυπάλαια περιλαμβάνει ήδη 4 φωτοβολταϊκούς σταθμούς συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 0,319 MW. Η επιπλέον ισχύς ΦΒ που πρέπει να εγκατασταθεί προκειμένου να αντικατασταθούν πλήρως οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας είναι σύμφωνα με την παραπάνω ανάλυση 24,27 MW. Η επιφάνεια που απαιτείται για την εγκατάσταση είναι 243 στρέμματα, δηλαδή το 0,26% της έκτασης του νησιού. Υπενθυμίζεται ότι η εγκατάσταση των ΑΠΕ δεν θα μελετηθεί αλλά θα θεωρηθεί υπαρκτή και επαρκής. Έχει γίνει η παραδοχή ότι ο σταθμός βάσης αποτελείται από φωτοβολταϊκά και υπάρχει επιπλέον αιολικό πάρκο για την ενίσχυση της ηλεκτροπαραγωγής κυρίως τις ώρες που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια. Παρατηρήθηκε ότι με τη χρήση μόνο φωτοβολταϊκού σταθμού η συνολική απαιτούμενη ισχύς ΑΠΕ είναι 30,80 MW, γεγονός που αποδεικνύει ότι τα αιολικά πάρκα χερσαία ή υπεράκτια παρουσιάζουν μεγαλύτερες αποδόσεις και συμβάλλουν αισθητά στη μείωση της ισχύος και συνεπώς του κόστους. Ωστόσο σημαντικό μειονέκτημα είναι η υψηλή μεταβλητότητα και η αδυναμία προβλεψιμότητας της παραγωγής τους.

## 4. Οικονομικά στοιχεία

Τον τεχνικό σχεδιασμό του έργου ακολουθεί η οικονομική ανάλυση. Το απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο με σύστημα αποθήκευσης υδρογόνου δεν είναι ιδιαίτερα διαδεδομένο επειδή φαίνεται να μην είναι ακόμα οικονομικά βιώσιμη επένδυση. Η ανάγκη όμως για ελεγχόμενη παραγωγή πράσινης ενέργειας οδηγεί στη σταδιακή διεύρυσή της παραγωγής υδρογόνου από ηλεκτρόλυση στην αγορά και στην εκ νέου παραγωγή ενέργειας από υδρογόνο (Power – H<sub>2</sub> – Power). Το κόστος του έργου διακρίνεται σε δύο βασικά παρακλάδια, στις κεφαλαιουχικές δαπάνες – CAPEX (Capital Expenditure) και στις λειτουργικές δαπάνες – OPEX (Operational Expenditure). Κάθε μια από αυτές τις δαπάνες διαχωρίζεται σε επιμέρους και πιο λεπτομερείς υποκατηγορίες κόστους. Το CAPEX αποτελεί το αρχικό κεφάλαιο που απαιτείται για την επένδυση, όπως το κόστος μεταφοράς και εγκατάστασης του εξοπλισμού, ενώ το OPEX περιλαμβάνει κόστη συντήρησης, πρώτων υλών κλπ. (Nguyen *et al.*, 2019). Ο υπολογισμός του κόστους επένδυσης επομένως, είναι μια διαδικασία κατά την οποία λαμβάνονται υπόψη πολλές παράμετροι και γίνονται οι κατάλληλες παραδοχές.

### 4.1. Κόστος κεφαλαίου

Το έργο που μελετάται έχει διάρκεια ζωής 20 χρόνια. Τη μεγαλύτερη βαρύτητα του κόστους κεφαλαίου αποτελούν τα κόστη εγκατάστασης του εξοπλισμού. Σε αυτά περιλαμβάνεται το κεφαλαιουχικό κόστος των φωτοβολταϊκών panels, της μονάδας ηλεκτρόλυσης PEM, του συμπιεστή, της δεξαμενής αποθήκευσης, του αεριοστροβίλου και όλης της απαραίτητης συνδεσμολογίας μεταξύ αυτών.

#### CAPEX φωτοβολταϊκού πάρκου

Μια ενδεικτική τιμή κόστους εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών panels υψηλής απόδοσης είναι τα 378 €/kW (IRENA, 2022). Η απαιτούμενη ισχύς φωτοβολταϊκών για το έργο είναι 24,59 MW, ενώ η ήδη εγκατεστημένη στο ΜΔΝ είναι 0,319 MW. Για την εγκατάσταση της ισχύος που απομένει  $24,59 - 0,319 = 24,271$  MW απαιτείται αρχικό κόστος 9.174.438 €.

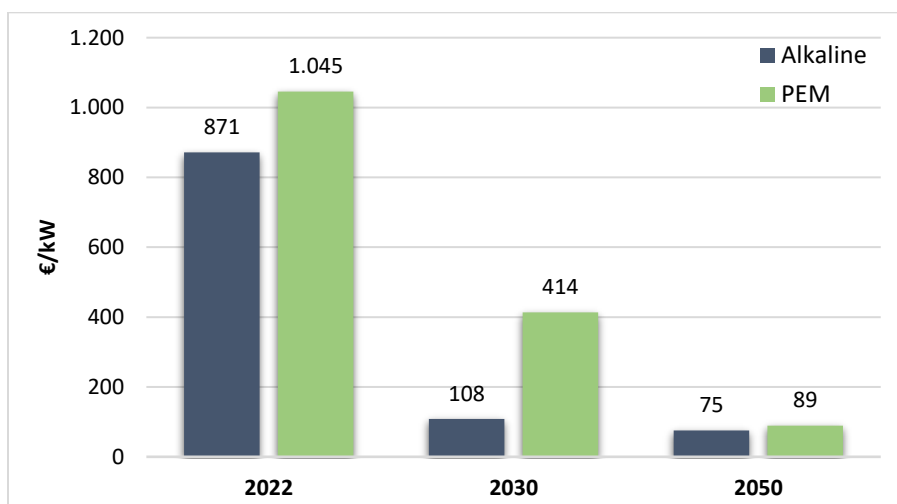
#### CAPEX αιολικού πάρκου

Τα βασικά στοιχεία του κεφαλαιουχικού κόστους των αιολικών πάρκων είναι: η ανάθεση του έργου, η κατασκευή, η μεταφορά και η εγκατάσταση των Α/Γ, η κατασκευή και εγκατάσταση του υποσταθμού, η συνδεσμολογία και τα κόστη των logistics και η ασφάλιση του πάρκου. Η μέση σταθμισμένη παγκόσμια τιμή για το κόστος κεφαλαίου ενός αιολικού πάρκου είναι USD 1.325 /kW (IRENA, 2022), που ισοδυναμεί με 1.206 €/kW. Για 1,442 MW το κόστος κεφαλαίου υπολογίζεται:  $1,442 \text{ MW} * 1.206 \text{ €/kW} = 1.739.052$  €.

### CAPEX PEM ηλεκτρόλυσης

Το κόστος κεφαλαίου της ηλεκτρόλυσης PEM για το 2022 θεωρείται 1.112 US \$/kW (TERNAL ENERGY, 2022). Με την ισοδυναμία 1 US \$ = 0,94 € (ΕΧ, 2022) προκύπτει ότι  $CAPEX_{PEM1} = 1.045 \text{ €/kW}$ . Για 6,802 MW ισχύος το κόστος είναι 7.108.090 €. Επίσης, γίνεται η παραδοχή σύμφωνα με βιβλιογραφικά δεδομένα ότι κάθε 10 χρόνια απαιτείται αντικατάσταση της συσκευής ηλεκτρόλυσης, στην περίπτωση που η απόδοσή της πέσει κάτω από το 90% της αρχικής της τιμής. Το επιπλέον κόστος είναι 20% του CAPEX (TERNAL ENERGY, 2022), δηλαδή  $CAPEX_{PEM2} = 209 \text{ €/kW}$  και άρα για 6,802 MW χρειάζονται 1.421.618 €. Το συνολικό κόστος κεφαλαίου για την ηλεκτρόλυση υπολογίζεται:  $CAPEX_{PEM} = CAPEX_{PEM1} + CAPEX_{PEM2} = 1.045 \text{ €/kW} + 209 \text{ €/kW} \rightarrow CAPEX_{PEM} = 1.254 \text{ €/kW}$  και άρα 8.529.708 €.

Η Αλκαλική ηλεκτρόλυση παρουσιάζει χαμηλότερο κεφαλαιουχικό κόστος σε σχέση με την ηλεκτρόλυση PEM, τόσο για το 2022 όσο και κατά τις εκτιμήσεις των επόμενων ετών, όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 10. Αν και η PEM παρουσιάζει καλύτερες ιδιότητες και επιδόσεις χρειάζεται περαιτέρω μελέτη για να βρεθεί η βέλτιστη επιλογή που θα συνδυάζει χαμηλό κόστος και επιθυμητά αποτελέσματα.



Διάγραμμα 10: Εκτιμήσεις τιμών CAPEX για την αλκαλική και την PEM ηλεκτρόλυση (TERNAL ENERGY, 2022)

### CAPEX συμπίεσης

Το σύστημα της συμπίεσης του υδρογόνου αποτελείται από τους συμπιεστές και τα βοηθητικά στοιχεία, όπως είναι οι εναλλάκτες θερμότητας και τα συστήματα ελέγχου. Τα MW του συμπιεστή είναι 5,102 MW ( $39,4 \text{ kWh/kg} * 129,48 \text{ kg/h}$ ). Με βάση εξισώσεις της βιβλιογραφίας το κεφαλαιουχικό κόστος εκτιμάται στα 3.372.545 € τα οποία περιλαμβάνουν κόστη εγκατάστασης (2.810.454 €) και τα έμμεσα κόστη της προεργασίας κατασκευής, του μηχανολογικού σχεδιασμού και τυχόν απρόβλεπτων συμβάντων (562.091 €) (Khan et al. 2021).

### CAPEX αποθήκευσης

Η στατική αποθήκευση υδρογόνου είναι αρκετά διαδεδομένη στο χώρο της βιομηχανίας και για το λόγο αυτό το κόστος δεν μεταβάλλεται κατά τις προβλέψεις επόμενων ετών. Είναι ίσο με 470 €/kg υδρογόνου προς αποθήκευση (Tractebel Engie & Hiniçio, 2017). Για το συγκεκριμένο έργο όπου η δεξαμενή είναι 1.424 kg το τελικό κόστος διαμορφώνεται στα 669.280 €.

### CAPEX παραγωγής ενέργειας

Όσον αφορά στα κόστη παραγωγής ενέργειας από το υδρογόνο θα ληφθούν υπόψη και οι δύο περιπτώσεις που έχουν αναφερθεί:

#### 1. Χρήση Fuel Cell

Το κόστος κεφαλαίου των κελιών καυσίμου διαμορφώνεται στα 2.000 €/kW (Tractebel Engie & Hiniçio, 2017), με επιπλέον κόστος αντικατάστασης 50% του αρχικού. Οπότε το τελικό CAPEX<sub>FC</sub> είναι 3.000 €/kW. Αντίστοιχα το λειτουργικό κόστος θεωρείται ως το 4% του CAPEX του Fuel Cell.

#### 2. Χρήση αεροστροβίλου υδρογόνου

Για αεροστρόβιλο υδρογόνου συνδυασμένου κύκλου, απόδοσης 60% και χρόνου ζωής άνω των 20 ετών το κόστος κεφαλαίου θεωρείται 950 €/kW. Εφόσον η απαιτούμενη ισχύς του αεροστροβίλου υδρογόνου είναι 4,317 MW, το κόστος κεφαλαίου του αντιστοιχεί σε 4.101.150 € (Lux & Pfluger, 2020).

Είναι φανερό ότι και από οικονομική σκοπιά η πιο συμφέρουσα επιλογή με τα σημερινά δεδομένα είναι η παραγωγή ενέργειας με αεροστρόβιλο. Η τιμή των Fuel Cells ακόμα και με ιδανική τιμή απόδοσης 100% είναι υψηλότερη από του αεροστροβίλου. Θα πρέπει να μειωθεί περισσότερο προκειμένου να αποτελεί επιλέξιμο τρόπο ηλεκτροπαραγωγής σε έργα μεσαίας και μεγάλης κλίμακας.

### Συνολικό κόστος κεφαλαίου

Ως συνολικό κόστος κεφαλαίου καθίσταται το άθροισμα του αρχικού κόστους που απαιτείται για κάθε μονάδα για την εκκίνηση του έργου. Επομένως:

$$CAPEX = CAPEX_{PV} + CAPEX_{WT} + CAPEX_{PEM} + CAPEX_{COMPRESSOR} + CAPEX_{STORAGE} + CAPEX_{GAS\ TURBINE}$$

$$CAPEX = 9.174.438 \text{ €} + 1.739.052 + 8.529.708 \text{ €} + 3.372.545 \text{ €} + 669.280 \text{ €} + 4.101.150 \text{ €} = 27.586.173 \text{ €}$$

## 4.2. Λειτουργικό κόστος

Το κόστος λειτουργίας αφορά σε κόστη που προκύπτουν κατά τη διάρκεια λειτουργίας του εξοπλισμού και περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων συντήρηση, αντικατάσταση εξαρτημάτων και ανταλλακτικών, επισκευές και τακτικούς ελέγχους.

### OPEX φωτοβολταϊκού πάρκου

Το κόστος των φωτοβολταϊκών πάρκων έχει πλέον εξομαλυνθεί τόσο ώστε να αποτελούν τον φθηνότερο τρόπο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Vartiainen *et al.*, 2021). Για το 2021 το σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας στην Ευρώπη ήταν κοντά στα 9 €/kW ανά έτος (IRENA, 2022). Για 24,271 MW εγκατεστημένης ισχύος το ετήσιο λειτουργικό κόστος υπολογίζεται  $9 \text{ €/kW-yr} * 24,271 \text{ MW} = 218.439 \text{ €/yr}$ .

### OPEX αιολικού πάρκου

Το OPEX ενός αιολικού πάρκου αφορά κυρίως στην συντήρηση και επισκευή των μερών της εγκατάστασης και την συνεχή παρακολούθηση του συστήματος (Catapult, 2020). Η μοναδιαία τιμή του OPEX έχει μειωθεί κατά 50% από το 2011 έως το 2019 σύμφωνα με τα στοιχεία του IRENA. Ο μέσος όρος του κόστους λειτουργίας το 2018 για τις Ευρωπαϊκές χώρες που κατέχουν σημαντική θέση στην ανάπτυξη αιολικών πάρκων είναι USD 44,5 /kW/year = 40,50 €/kW/year (IRENA, 2022). Στο έργο που μελετάται το κόστος λειτουργίας καταλήγει  $1,442 \text{ MW} * 40,50 \text{ €/kW/year} = 58.401 \text{ €/year}$ .

### OPEX PEM ηλεκτρόλυσης

Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρόλυσης θεωρείται ως ποσοστό του ετήσιου κόστους κεφαλαίου που ισοδυναμεί με  $OPEX_{PEM} = 2\% CAPEX_{PEM}$ . Το μοναδιαίο λειτουργικό κόστος είναι  $2\% * 1.254 \text{ €/kW} / 8760 \text{ h/yr} = 2,9 \text{ €/MWh}$  (TERNA ENERGY, 2022) ενώ το συνολικό ετήσιο κόστος λειτουργίας είναι  $2\% * 8.529.708 = 170.594 \text{ €/yr}$ .

### OPEX συμπίεσης

Το κόστος λειτουργίας, συντήρησης και επισκευής του συστήματος συμπίεσης λαμβάνεται ως το 4% του αρχικού κόστους εγκατάστασης (Khan *et al.* 2021). Υπολογίζεται ίσο με:  $4\% * 3.372.545 \text{ €} = 134.902 \text{ €/yr}$ .

### OPEX αποθήκευσης

Η στατική αποθήκευση από μεταλλικά υλικά χρήζει συντήρησης και επιθεώρησης κάθε 10 με 15 χρόνια. Αυτό δημιουργεί ένα ετήσιο λειτουργικό κόστος που ισοδυναμεί με το 2% του αρχικού κεφαλαίου της αποθήκευσης. Οπότε το OPEX είναι  $2\% * 669.280 \text{ €} = 13.386 \text{ €/yr}$  (Tractebel Engie & Hiniicio, 2017).

### OPEX παραγωγής ενέργειας – Χρήση αεριοστροβίλου υδρογόνου

Ο αεριοστροβίλος υδρογόνου συνδυασμένου κύκλου παρουσιάζει σταθερό λειτουργικό κόστος ίσο με 11,25 €/kW και μεταβλητό κόστος λειτουργίας 3 €/MWh (Lux & Pfluger, 2020). Γίνεται η παραδοχή ότι ο αεριοστροβίλος λειτουργεί 13 h την ημέρα, όταν δηλαδή δεν παράγεται ικανοποιητική ποσότητα

ρεύματος από ΑΠΕ, που σημαίνει ότι οι ώρες λειτουργίας του είναι 4.745 h/y. Συνεπώς, το κόστος λειτουργίας είναι  $48.566 \text{ €/y} + 36.871 \text{ €/y} = 85.438 \text{ €/y}$ .

### 4.3. Λοιπά κόστη

Στο κόστος κεφαλαίου συμπεριλαμβάνονται και επιπρόσθετες δαπάνες πέραν του κόστους εγκατάστασης του εξοπλισμού. Πιο συγκεκριμένα, σημαντικό ρόλο παίζουν τα κόστη που σχετίζονται με τα παρακάτω:

- Οικοδομικές εργασίες
- Αδειοδότηση, νομικές υποχρεώσεις
- Μηχανολογικές, Περιβαλλοντικές μελέτες
- Συστήματα ελέγχου μεταφοράς, διανομής και διαχείρισης της ενέργειας
- Σύνδεση με το δίκτυο, εκκίνηση λειτουργίας

Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία οι δαπάνες αυτές εκτιμώνται ότι είναι ανάλογες με το συνολικό κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού κατά:  $10\% \left( \frac{2,5MW}{\text{Εγκ. Ισχύς}} \right) + 35\%$  (Tractebel Engie & Hiniçio, 2017), όπου Εγκ. Ισχύς η εγκατεστημένη ισχύς της συσκευής ηλεκτρόλυσης.

Κατά συνέπεια το επιπλέον σταθερό κόστος είναι το  $10\% \left( \frac{2,5MW}{\text{Εγκ. Ισχύς}} \right) + 35\% = 10\% \left( \frac{2,5MW}{6,80MW} \right) + 35\% = 38,7\%$  του αρχικού κόστους κεφαλαίου.

Οπότε, τα λοιπά κόστη που συμπεριλαμβάνονται στο CAPEX είναι:  $38,7\% * 27.586.173 = 10.675.849 \text{ €}$ .

Σχετικά με το επιπλέον κόστος λειτουργίας σε αυτό ανήκουν δαπάνες όπως:

- Ενοικίαση χώρου
- Ασφάλιση
- Τακτική Συντήρηση
- Μισθοδοσία εργαζομένων

Το εκτιμώμενο κόστος τους αποτελεί το 4% του λοιπού κεφαλαιουχικού κόστους που υπολογίστηκε παραπάνω:  $4\% * 10.675.849 = 427.034 \text{ €}$  (Tractebel Engie & Hiniçio, 2017).



Τα οικονομικά στοιχεία του έργου παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον επόμενο πίνακα:

Πίνακας 3: Κεφαλαιουχικά και Λειτουργικά κόστη για κάθε μονάδα του έργου

<b>Μονάδα</b>	<b>CAPEX (€)</b>	<b>OPEX (€/γ)</b>
Φωτοβολταϊκό πάρκο	9.174.438	218.439
Αιολικό πάρκο	1.739.052	58.401
Ηλεκτρόλυση	7.108.090	180.594
Συμπύεση	3.372.545	134.902
Αποθήκευση	669.280	13.386
Παραγωγής ΗΕ	4.101.150	85.438
Λοιπά κόστη	10.675.849	427.034
<b>Σύνολο</b>	<b>38.262.022</b>	<b>1.108.193</b>

## 5. Αξιολόγηση της επένδυσης

Σε αυτό το κεφάλαιο θα γίνει ο υπολογισμός ορισμένων οικονομικών δεικτών για να βρεθεί εάν είναι ανταγωνιστική η επένδυση που έχει παρουσιαστεί. Οι δείκτες είναι η καθαρά παρούσα αξία, ο δείκτης αποδοτικότητας και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης. Για τους υπολογισμούς χρειάζεται να ληφθούν υπόψη μερικά σημαντικά στοιχεία του έργου.

Αρχικά, το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital – WACC) θα θεωρηθεί 5% όπως είναι και για παρόμοια έργα σύμφωνα με τη βιβλιογραφία (Tractebel Engie & Hiniçio, 2017). Επιπλέον, ο χρόνος ζωής της επένδυσης όπως έχει προαναφερθεί είναι 20 χρόνια. Ακόμα θα πρέπει να βρεθεί το έσοδο της επένδυσης που προκύπτει από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στους προμηθευτές ρεύματος του νησιού. Το έργο θεωρείται ο μοναδικός παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας που θα υπάρχει στην Αστυπάλαια. Στα πλαίσια της λειτουργίας του Προσωρινού Μηχανισμού Επιστροφής Μέρους Εσόδων Αγοράς Επόμενης Ημέρας (ΦΕΚ 3517\_6/7/ 2022), η ρυθμιζόμενη τιμή αποζημίωσης για χαρτοφυλάκια ΑΠΕ ορίζεται στα 85 €/MWh. Ωστόσο, επειδή τα ΜΔΝ δεν υπόκεινται στην αγορά επόμενης ημέρας η τιμή του ρεύματος μπορεί να διαφέρει.

### 5.1. LCOH – LCOE

Τα έργα παραγωγής υδρογόνου αξιολογούνται βάσει του σταθμισμένου κόστους παραγόμενου υδρογόνου (**Levelized Cost Of Hydrogen – LCOH**). Ένα μέρος της επένδυσης αφορά στο κομμάτι αυτό οπότε αξίζει να βρεθεί και η τιμή που προκύπτει ανά kg υδρογόνου. Ο τύπος υπολογισμού του LCOH είναι ο εξής:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^{20} \frac{CAPEX + OPEX}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=0}^{20} \frac{H_2 Production_t}{(1 + WACC)^t}}$$

Τα κόστη αφορούν μέχρι και στη διεργασία της αποθήκευσης θεωρώντας ότι στη συνέχεια το παραγόμενο υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για διάφορες χρήσεις, όπως η μεταφορά σε αγωγούς ή η τροφοδότηση σταθμού οχημάτων. Επομένως, CAPEX = 23.485.023 € και OPEX = 595.722 €/y. Η παραγωγή του υδρογόνου από την μονάδα της ηλεκτρόλυσης είναι  $H_2 Production = 129,48 \text{ kg/h} * 11 \text{ h/d} * 365 \text{ d/y} = 519.863 \text{ kg/y}$ .

Ο δείκτης LCOH που διαμορφώνεται έως τη φάση της αποθήκευσης για το έργο είναι:

$$LCOH = 4,77 \text{ €/kg } H_2$$

Η αναλυτική διαδικασία αναφέρεται στο Παράρτημα Ι.

Τα 4,77 €/kg H<sub>2</sub> αποτελούν ένα αισιόδοξο αποτέλεσμα καθώς η εκτίμηση των τιμών στη βιβλιογραφία έγκειται στα 2 - 3 €/kg H<sub>2</sub> έως το 2050 (Aurora, 2022).

Ο δείκτης του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (**Levelized Cost Of Energy – LCOE**) εκφράζει το ελάχιστο κόστος που απαιτείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια ζωής μιας παραγωγικής μονάδας. Χρησιμοποιείται για τη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων, διαφορετικής κλίμακας και χρόνου ζωής. Στη συγκεκριμένη περίπτωση αφορά σε όλο τον κύκλο διεργασιών του έργου. Ορίζεται ως:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{20} \frac{CAPEX' + OPEX'}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=0}^{20} \frac{E}{(1 + WACC)^t}}$$

Τα CAPEX<sub>total</sub> και OPEX<sub>total</sub> είναι το άθροισμα των επιμέρους CAPEX και OPEX των μονάδων.

CAPEX<sub>total</sub> = 38.262.022 €

OPEX<sub>total</sub> = 1.108.193 €

Η παραγωγή της ενέργειας θεωρείται σταθερή ανά έτος και ίση με: 7.466,34 MWh/y.

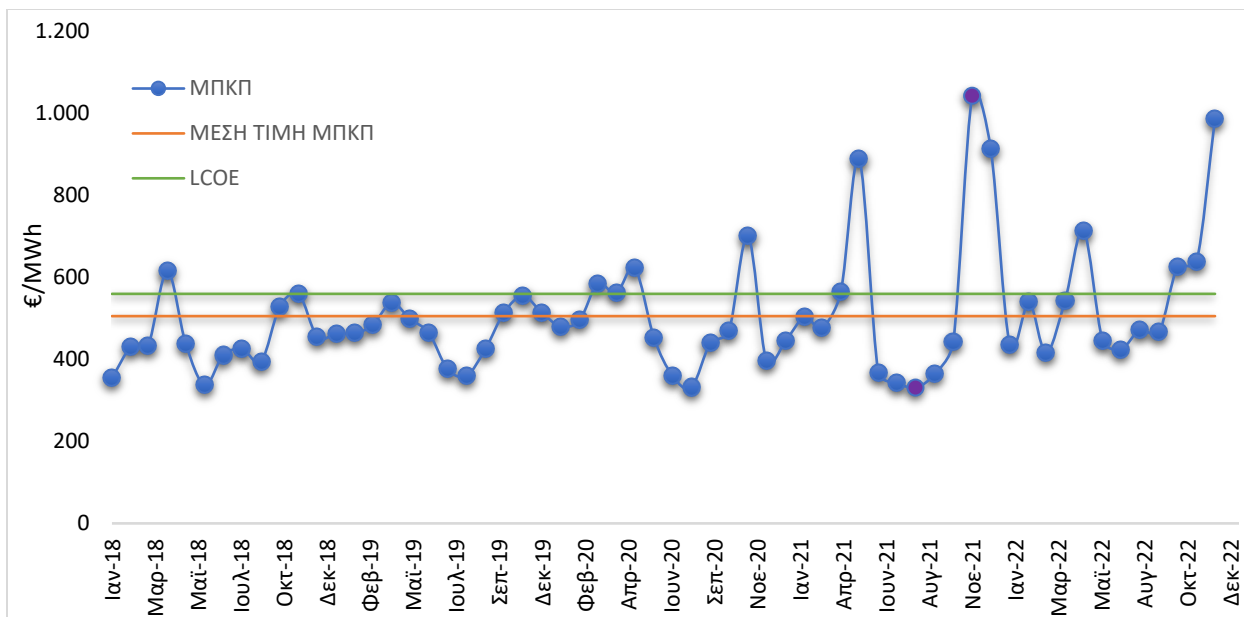
Ο δείκτης LCOE για το εν λόγω έργο είναι τελικά:

$$LCOE = 559,64 \text{ €/MWh}$$

Οι υπολογισμοί παρατίθενται αναλυτικά στο Παράρτημα Ι.

Η τιμή του σταθμισμένου κόστους ενέργειας βρίσκεται εντός του εύρους τιμών που δίνεται από το Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ (ΜΠΚΠ\_ΜΔΝ) για την Αστυπάλαια (ΔΕΔΔΗΕ, 2022).

Στο επόμενο Διάγραμμα παρουσιάζεται η τιμή του κόστους παραγωγής του ΤΣΠ της Αστυπάλαιας των τελευταίων 5 ετών.



Διάγραμμα 11: Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής συμβατικών μονάδων Αστυπάλαιας μεταξύ 2018-2022 (ΔΕΔΔΗΕ, 2022)

Η ελάχιστη τιμή που υπήρξε για το διάστημα αυτό ήταν 330,86 €/MWh [Αύγουστος 2021], η μέγιστη 1.042,44 €/MWh [Νοέμβριος 2021], ενώ η μέση τιμή είναι 505,37 €/MWh.

Παρά το γεγονός ότι η οριακή τιμή πώλησης της ενέργειας είναι εντός ορίων είναι υψηλότερη από τη μέση τιμή. Συγκεκριμένα είναι υψηλότερη κατά 54,27 €/MWh. Η διαφορά αυτή καθιστά προτιμότερη την υπάρχουσα συμβατική μονάδα παραγωγής της Αστυπάλαιας από τη εξεταζόμενη. Ωστόσο πρέπει να συνυπολογιστεί ότι η επένδυση αφορά σε Σημαντικό Έργο Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (Important Project of Common European Interest – IPCEI) και εάν ενταχθεί σε αυτή την κατηγορία επιδοτείται από την Ευρωπαϊκή Ένωση. Αυτό σημαίνει ότι το κόστος κεφαλαίου μπορεί να μειωθεί με αποτέλεσμα να μειωθεί και η οριακή τιμή LCOE. Ταυτόχρονα, τα αρχικά κόστη τείνουν να μειωθούν και ειδικά η ηλεκτρολύση PEM της οποίας η καμπύλη εκμάθησης είναι φθίνουσα (Aurora Energy Research, 2022).

Επιπρόσθετα, η εξ ολοκλήρου πράσινη παραγωγή ενέργειας αποδίδει στην επένδυση ένα πρόσθετο κέρδος χάρη στις εγγυήσεις προέλευσης. Για κάθε παραγόμενη ποσότητα ενέργειας από το έργο, ακυρώνονται αντίστοιχα πράσινα πιστοποιητικά από τον αρμόδιο φορέα που είναι ο ΔΑΠΕΕΠ και εν συνεχεία πωλούνται σε δημοπρασίες. Μια ενδεικτική τιμή πώλησης των εγγυήσεων προέλευσης είναι το 1 €/MWh. Κατά συνέπεια, ένα σημαντικό έσοδο της επένδυσης είναι τα  $7.466,34 \text{ MWh/γ} * 1 \text{ €/MWh} = 7.466,34 \text{ €/γ}$ .

## 5.2. Καθαρά παρούσα αξία – δείκτης αποδοτικότητας – εσωτερικός βαθμός απόδοσης

Η **καθαρά παρούσα αξία (Net Present Value – NPV)** αποτελεί ένα ευρύτατα εφαρμοσμένο κριτήριο οικονομικής αποδοτικότητας για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων. Εκφράζει την αξία που προκύπτει από την προεξόφληση όλων των καθαρών χρηματοροών που προβλέπονται για όλο το χρονικό διάστημα λειτουργίας της μονάδας, στο παρόν. Ο δείκτης υπολογισμού της καθαρής παρούσας αξίας είναι:

$$NPV = \sum_{t=0}^{20} \frac{C_t}{(1 + WACC)^t}$$

Όπου,

$C_t$ : Η καθαρή χρηματοροή, θετική ή αρνητική, για κάθε έτος

WACC: Το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου

t: έτος λειτουργίας του έργου

Το CAPEX = 38.262.022 € είναι μια αρνητική χρηματοροή, ένα ποσό που δίνεται πριν την εκκίνηση της λειτουργίας του έργου στο έτος 0. Για τα επόμενα 20 έτη το κόστος διαμορφώνεται από το OPEX το οποίο μεταβάλλεται με βάση τον συντελεστή προεξόφλησης  $\frac{1}{(1+WACC)^t}$ . Όσον αφορά στο έσοδο γίνεται η παραδοχή ότι αποτελείται από την πώληση δύο προϊόντων: της ηλεκτρικής ενέργειας και των εγγυήσεων προέλευσης. Η τιμή πώλησης των εγγυήσεων προέλευσης θεωρείται 1 €/MWh, ενώ θα εξετασθεί ένα εύρος τιμών πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας με ελάχιστη τιμή τα 85 €/MWh και μέγιστη τιμή τα 600 €/MWh, που είναι η οριακή τιμή πώλησης LCOE προσαυξημένη κατά καθαρό κέρδος σχεδόν 40 €/MWh.

Η τιμή της καθαρής παρούσας αξίας για τιμή πώλησης 85 €/MWh είναι - 44.070.510 €. Αντίστοιχα για τιμή πώλησης 600 €/MWh ισχύει ότι NPV = 3.848.747 €.

Η επένδυση είναι αξιόλογη όταν η καθαρά παρούσα αξία είναι μεγαλύτερη του μηδενός. Στη συγκεκριμένη περίπτωση η NPV έχει πολύ μεγάλη αρνητική απόκλιση από το μηδέν για την ελάχιστη τιμή πώλησης ενώ για τη μέγιστη είναι θετική. Η καθαρά παρούσα αξία μηδενίζεται για τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ίση με 558,64 €/MWh. Από το σημείο αυτό και άνω η επένδυση είναι κερδοφόρα.

Ο **δείκτης αποδοτικότητας (Profitability Index – PI)** αποτυπώνει τη σχετική αποδοτικότητα ενός επενδυτικού προγράμματος και εκφράζεται ως η παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών εισροών ανά μονάδα επενδυμένου κεφαλαίου. Συγκεκριμένα:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{20} \frac{C_t}{(1 + WACC)^t}}{C_0}$$

Ο PI ισούται με 0,15 για τιμή πώλησης 85 €/MWh και 1,10 για 600 €/MWh. Προκειμένου να είναι ανταγωνιστική μια επένδυση χρειάζεται ο δείκτης αποδοτικότητας να είναι μεγαλύτερος της μονάδας, το οποίο ισχύει οριακά για τη μέγιστη τιμή πώλησης ΗΕ. Άρα και στην περίπτωση αυτή η επένδυση δεν απορρίπτεται από οικονομική σκοπιά αλλά δεν είναι και ιδιαίτερα κερδοφόρα.

Η επίλυση για την εύρεση του PI παρατίθεται αναλυτικά στο Παράρτημα II.

**Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Internal Rate of Return – IRR)** είναι το επιτόκιο προεξόφλησης όταν η καθαρά παρούσα αξία είναι μηδέν. Στην περίπτωση του κλειστού ενεργειακού συστήματος της Αστυπάλαιας ο IRR δεν ορίζεται για τιμή πώλησης 85 €/MWh γιατί το κόστος της επένδυσης είναι πολύ υψηλό. Όταν η ενέργεια πωλείται στα 600 €/MWh ο IRR καταλήγει 6,16%. Για να γίνει αποδεκτή η επένδυση πρέπει να ισχύει ότι  $WACC < IRR$ . Επιβεβαιώνεται και πάλι πως η επένδυση ενώ είναι αποδεκτή είναι σε πρώιμο στάδιο και χαρακτηρίζεται οριακά υλοποιήσιμη.

Η ανάλυση των υπολογισμών παρατίθεται στο Παράρτημα II.

Σύμφωνα με τα παραπάνω συμπεραίνεται ότι το έργο είναι μια οικονομικά αποδεκτή επένδυση αλλά με χαμηλούς δείκτες αποδοτικότητας. Αυτό οφείλεται στην έλλειψη εμπειρίας και γνώσης σχετικά με την τεχνολογία αυτή γεγονός που αντικατοπτρίζεται στα υψηλά κόστη αλλά και στους περιορισμούς λόγω έλλειψης υπαρχόντων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο νησί.

## 6. Συμπεράσματα

Η ενεργειακή κρίση και η επιτάχυνση της κλιματικής αλλαγής έχουν πλέον φανερό αντίκτυπο στον τρόπο ζωής των κοινωνιών τόσο σε οικονομικό όσο και σε βιοτικό επίπεδο. Η ανάγκη για αποτελεσματικές λύσεις στον τομέα της ενέργειας είναι πιο επιτακτική από ποτέ. Η συγκεκριμένη εργασία παρουσιάζει μια ενεργειακή λύση 100% «πράσινη» και ιδιαίτερα αισιόδοξη. Το έργο που αναπτύσσεται αφορά σε ένα κλειστό κύκλωμα παραγωγής ενέργειας το οποίο είναι χωροθετημένο σε ένα μη διασυνδεδεμένο νησί με το ηπειρωτικό δίκτυο της Ελλάδας, την Αστυπάλαια. Η ενέργεια προέρχεται εξ ολοκλήρου από ανανεώσιμες πηγές, ενώ το ιδιαίτερο και καινοτόμο χαρακτηριστικό της επένδυσης είναι η αποθήκευση της ενέργειας μέσω του υδρογόνου. Το έργο αποσκοπεί στην εξάλειψη των παρακάτω βασικών ενεργειακών προβλημάτων:

- Ενεργειακή εξάρτηση από τρίτες χώρες
- Εκπομπές ρύπων κατά την ηλεκτροπαραγωγή
- Ανάγκη υποθαλάσσιας διασύνδεσης μη διασυνδεδεμένων νησιών
- Διακοπτόμενη παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Η ενεργειακή ανεξαρτησία επιτυγχάνεται με την απαλλαγή από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα και με μοναδικές πρωτογενείς πηγές ενέργειας τον ήλιο ή τον άνεμο. Η εγκατάσταση φωτοβολταϊκού και αιολικού πάρκου για την πλήρη εξυπηρέτηση των ενεργειακών αναγκών που έχει θεωρηθεί μπορεί να καλυφθεί και από άλλες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Με την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ δεν υφίσταται η άμεση εκπομπή ρύπων ή αερίων του θερμοκηπίου από αυτή τη δραστηριότητα, γεγονός που συνεισφέρει υπέρμετρα στην καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής και στην προσπάθεια της ενεργειακής μετάβασης.

Ταυτόχρονα, με την υλοποίηση του έργου αυτού στην Αστυπάλαια δεν υπάρχει πλέον ανάγκη διασύνδεσης του νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο ή με γειτονικά διασυνδεδεμένα νησιά. Η διασύνδεσή της είναι μια πολύπλοκη διαδικασία λόγω της απομακρυσμένης θέσης της τόσο από την ενδοχώρα όσο και από άλλα νησιά του Αιγαίου Πελάγους. Έτσι όχι μόνο θα απαλλαγούν οι φορείς από αυτή την πολυέξοδη και δύσκολη δημιουργία αλλά η μονάδα της Αστυπάλαιας θα αποτελέσει έναν κεντρικό σταθμό παραγωγής ενέργειας που μπορεί να συνδεθεί με υπόλοιπα ΜΔΝ ώστε να μην χρειάζονται ρυπογόνες μηχανές diesel για παραγωγή ενέργειας σε κάθε ξεχωριστό δίκτυο.

Επιπρόσθετα, η αποθήκευση μέσω του υδρογόνου εξαλείφει το βασικότερο πρόβλημα των ΑΠΕ: τη διακοπτόμενη και εξαρτώμενη από καιρικές συνθήκες παραγωγή ενέργειας. Όταν επαρκεί η ΗΕ από ΑΠΕ, τότε καταναλώνεται από το δίκτυο. Όταν υπάρχει περίσσεια ΗΕ, τότε οδηγείται προς παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης και το αέριο αποθηκεύεται σε συμπιεσμένη μορφή. Τέλος, όταν υπάρχει έλλειψη ΗΕ, τότε παράγεται ενέργεια με τη βοήθεια αεριοστροβίλου και με καύσιμο το υδρογόνο. Με τον τρόπο αυτό παρέχεται ασφάλεια εφοδιασμού, επάρκεια ισχύος και 100% κατανάλωση πράσινης ενέργειας.

Δύο από τις μεγαλύτερες προκλήσεις του σχεδιασμού του έργου ήταν η επιλογή του εξοπλισμού και η επιλογή της απαραίτητης ισχύος σε κάθε μονάδα. Για κάθε ξεχωριστή μονάδα διερευνήθηκαν τα είδη που δύναται να χρησιμοποιηθούν και επιλέχθηκε το πιο κατάλληλο βάσει χαρακτηριστικών αλλά και προτιμήσεων παρόμοιων ήδη υλοποιημένων έργων. Σε ό,τι αφορά στην ισχύ, αρχικά έγινε μία μελέτη με

βάση τη μέση ετήσια κατανάλωση του νησιού αλλά εν συνεχεία τα αποτελέσματα αναθεωρήθηκαν σύμφωνα με την ακαθάριστη αιχμή ζήτησης, προκειμένου να υπάρχει δυνατότητα κάλυψης οποιασδήποτε υψηλής τιμής ζήτησης τυχόν προκύψει.

Εν τέλει, για τα φωτοβολταϊκά panels επιλέχθηκε η τεχνολογία κινούμενων αξόνων σε δύο κατευθύνσεις, για το αιολικό πάρκο θεωρήθηκαν παρόμοια χαρακτηριστικά με το αιολικό πάρκο Αγ. Γεωργίου, για την ηλεκτρόλυση η συσκευή πρωτονιακών μεμβρανών (PEM), για τη συμπίεση επιλέχθηκε συμπιεστής δύο σταδίων, για την αποθήκευση δεξαμενή υδρογόνου τύπου II και για την παραγωγή ΗΕ από υδρογόνο αεροστροβίλος λειτουργίας συνδυασμένου κύκλου. Η ισχύς του φωτοβολταϊκού πάρκου επιλέχθηκε να είναι 24,271 MW, η ισχύς του αιολικού πάρκου 1,442 MW, η ισχύς της μονάδας ηλεκτρόλυσης PEM 6,802 MW και η ισχύς του αεροστροβίλου 4,317 MW. Το κρίσιμο σημείο του σχεδιασμού ήταν η χωρητικότητα της δεξαμενής αποθήκευσης του υδρογόνου η οποία επιλέχθηκε 71,210 m<sup>3</sup>. Επιπλέον σημαντικό μέγεθος είναι και ο ρυθμός παραγωγής του υδρογόνου ο οποίος υπολογίστηκε ως 129,480 kg H<sub>2</sub>/h.

Σε σχέση με τον οικονομικό σχεδιασμό, αφού μελετήθηκαν τα απαραίτητα κόστη για τη συνολική επένδυση προέκυψε ότι το κόστος κεφαλαίου ισούται με CAPEX = 38.262.022 € και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι ίσο με OPEX = 1.108.193 €/γ. Ακόμα, τα έσοδα της επένδυσης προκύπτουν από την πώληση δύο προϊόντων: της ηλεκτρικής ενέργειας και των εγγυήσεων προέλευσης.

Στη συνέχεια υπολογίστηκε το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) αλλά και το σταθμισμένο κόστος παραγόμενου υδρογόνου (LCOH). Παρά το γεγονός ότι ο σχεδιασμός αφορά σε ένα πολύ φιλόδοξο έργο, τα αποτελέσματα ήταν ιδιαίτερα ενθαρρυντικά καθώς δεν είχαν υπερβολικές αποκλίσεις από τη σημερινή εικόνα. Συγκεκριμένα, το LCOE υπολογίστηκε 559,64 €/MWh, όταν το πραγματικό μέσο κόστος παραγωγής από συμβατικές μονάδες στην Αστυπάλαια για τα τελευταία πέντε έτη είναι 505,37 €/MWh. Η διαφορά μεταξύ τους δεν επιτρέπει την άμεση υλοποίηση του έργου, ωστόσο επειδή τα κόστη του εξοπλισμού τείνουν να μειωθούν τα επόμενα χρόνια, η επένδυση θα μπορεί να γίνει ανταγωνιστική. Αντίστοιχα, το LCOH = 4,77 €/kg H<sub>2</sub> αποτελεί μια θετική ένδειξη συγκριτικά με βιβλιογραφικές πηγές για το πρώτο σκέλος του έργου που αφορά στην παραγωγή του υδρογόνου.

Στα πλαίσια της αξιολόγησης της επένδυσης υπολογίστηκαν τρεις οικονομικοί δείκτες για εύρος τιμής πώλησης της ενέργειας από 85 έως και 600 €/MWh. Η επένδυση είναι αποδεκτή για θετική καθαρά παρούσα αξία, δηλαδή όταν η τιμή πώλησης είναι μεγαλύτερη των 558,64 €/MWh. Σύμφωνα με τον δείκτη αποδοτικότητας και τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης, η επένδυση είναι οριακά βιώσιμη για την επιλεγμένη τιμή πώλησης των 600 €/MWh.

Στην παρούσα έρευνα έγινε μια προσπάθεια εύρεσης και υπολογισμού των σημαντικότερων ζητημάτων σχεδιασμού του κλειστού συστήματος παραγωγής «πράσινης» ενέργειας με μονάδα αποθήκευσης υδρογόνου σε ΜΔΝ. Σίγουρα υπάρχουν και παράμετροι οι οποίες χρειάζονται αναλυτικότερη μελέτη και προσδιορισμό αλλά και πτυχές του έργου που δεν εξετάστηκαν στα περιορισμένα όρια της εργασίας. Μερικές προτάσεις για περαιτέρω έρευνα επί του θέματος είναι οι παρακάτω:

- Βελτιστοποίηση επιλογής ισχύος για κάθε μονάδα ΑΠΕ βάσει ελαχιστοποίησης του κόστους
- Εξέταση εφικτότητας και οικονομικής βιωσιμότητας της μετατροπής του υπάρχοντος σταθμού παραγωγής ενέργειας της Αστυπάλαιας για να δέχεται ως καύσιμο εισόδου το υδρογόνο και όχι diesel, αντί για χρήση νέου αεροστροβίλου
- Μελέτη ρυθμιστικού και κανονιστικού πλαισίου για την αδειοδότηση και λειτουργία του έργου



- Υλοποίηση του έργου σε πιλοτική κλίμακα για την παροχή αποτελεσμάτων μεγαλύτερης εγκυρότητας
- Εξέταση ενδεχομένου χρηματοδότησης από την Ευρωπαϊκή Ένωση ή από άλλον εγχώριο φορέα

Συμπερασματικά, το έργο που μελετάται αφορά στην επίτευξη πράσινης ενεργειακής ανεξαρτησίας σε απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο και στοχεύει να αποτελέσει παράδειγμα για την έναρξη μελέτης και υλοποίησης παρόμοιων έργων κοινωνικού ενδιαφέροντος, ώστε να συμβάλλουν ριζικά στην ενεργειακή μετάβαση της Ελλάδας.

## Βιβλιογραφία

### Ελληνική

Astypalea. (2022). *Κλίμα και Γεωγραφία*. Aegean Energy Spring. Διαθέσιμο στο: <https://www.astypalaia.gr/%ce%ba%ce%bb%ce%af%ce%bc%ce%b1-%ce%ba%ce%b1%ce%b9-%ce%b3%ce%b5%cf%89%ce%b3%cf%81%ce%b1%cf%86%ce%af%ce%b1-climate-and-geography/>

ΔΕΔΔΗΕ. (2022). *Στοιχεία Εκκαθαρίσεων στα ΜΔΝ. Δημοσιοποίηση Στοιχείων Εκκαθαρίσεων και Μηνιαίων Δελτίων στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά*. ΔΕΔΔΗΕ. Διαθέσιμα στο: <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/stoixeia-ekkathariseis-mdn/>

ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (2022). *Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Αγορά ΜΔΝ*. ΔΕΔΔΗΕ. Διαθέσιμα στο: <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-ape-thermikis-paragogis/>

Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών. (2021). *Πρόγραμμα ανάπτυξης συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ)*. ΕΠΤΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ (ΜΔΝ) 2021 – 2027. ΔΕΔΔΗΕ – ΡΑΕ. Διαθέσιμο στο:

<https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2021/10/%CE%99-305671-%CE%A0%CE%A1%CE%9F%CE%93%CE%A1%CE%91%CE%9C%CE%9C%CE%91-%CE%91%CE%9D%CE%91%CE%A0%CE%A4%CE%A5%CE%9E%CE%97%CE%A3-%CE%9C%CE%94%CE%9D-2021-2027-%CE%A0%CE%A1%CE%9F%CE%A3-%CE%A1%CE%91%CE%95.pdf>

Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία. (2022). *Κλιματικός Άτλαντας της Ελλάδας*. Διαθέσιμο στο: <http://climatlas.hnms.gr/sdi/>

ΚΑΠΕ. (2017). *Υδρογόνο*. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Εξοικονόμησης Ενέργειας. Ενέργεια & Πολίτης. Διαθέσιμο στο: [http://www.cres.gr/kape/energeia\\_politis/energeia\\_politis\\_ydrogono.htm](http://www.cres.gr/kape/energeia_politis/energeia_politis_ydrogono.htm)

ΜΔΝ. (2022). *Μηνιαία Δελτία Συμμετεχόντων στα ΜΔΝ*. Αγορά ΜΔΝ. ΔΕΔΔΗΕ. Διαθέσιμα στο: <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-summetexontwn-sta-mdnmar22201831801550pm/>

Σιμόπουλος Δ. (2017). *Είμαστε αστρόσκοπη. Σύμπαν, μια ιστορία χωρίς τέλος*. Εκδόσεις Μεταίχιμο

The Green Tank. (2020). *Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ενέργειας: Προκλήσεις και Προοπτικές*. The Green Tank. Διαθέσιμο στο: [https://thegreentank.gr/wp-content/uploads/2020/12/202012\\_StorageTechnologies\\_GreenTankReport.pdf](https://thegreentank.gr/wp-content/uploads/2020/12/202012_StorageTechnologies_GreenTankReport.pdf)

Wikipedia. (2015). Λήμμα: *Αστυπάλαια*. Διαθέσιμο στο: <https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%91%CF%83%CF%84%CF%85%CF%80%CE%AC%CE%BB%CE%B1%CE%B9%CE%B1>

## Διεθνής

Alirahmi, S. M., Assareh, E., Chitsaz, A., Holagh, S. G., & Jalilinasrabady, S. (2021). *Electrolyzer-fuel cell combination for grid peak load management in a geothermal power plant: Power to hydrogen and hydrogen to power conversion*. International Journal of Hydrogen Energy, 46(50), 25650-25665. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036031992101836X>

Aurora. (2022). *Green hydrogen production at 2 eur/kg in Europe requires significant cost reductions; 3 eur/kg is more realistic over the next two decades*. Aurora Energy Research Available at: <https://auroraer.com/insight/green-hydrogen-production-at-2-eur-kg-in-europe-requires-significant-cost-reductions-3-eur-kg-is-more-realistic-over-the-next-two-decades/>

Aurora Energy Research. (2022). *The Economics of Green Hydrogen in The Netherlands and France*. Public Report. Aurora Energy Research Ltd. Available at: <https://auroraer.com/country/europe/the-economics-of-green-hydrogen-in-the-netherlands-and-france/>

Catapult. (2020). *Wind Farm Costs*. Offshore Renewable Energy. Available at: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>

cH2ange. (2018). *Hydrogen caverns are a proven, inexpensive and reliable technology*. Available at: <https://medium.com/@cH2ange/louis-londe-technical-director-at-geostock-hydrogen-caverns-are-a-proven-inexpensive-and-346dde79c460>

Ciesielska-Maciągowska, D., Klimczak, D., & Skrzek-Lubasińska, M. (2021). *Central and eastern European CO2 market—challenges of emissions trading for energy companies*. *Energies*, 14(4), 1051. Available at: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/4/1051>

Crotogino, F. (2022). *Large-scale hydrogen storage*. In *Storing energy* (pp. 613-632). Elsevier. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128245101000039>

Didion's Mechanical. (2018). *Hydrogen Storage Tanks: The types, the pitfalls, and the solutions*. Available at: <https://didionvessel.com/hydrogen-storage-tanks/>

Elberry, A. M., Thakur, J., Santasalo-Aarnio, A., & Larimi, M. (2021). *Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems*. *International journal of hydrogen energy*, 46(29), 15671-15690. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921005838>

Energy Education. (2021). *Gravimetric energy density*. University of Calgary. Available at: [https://energyeducation.ca/encyclopedia/Gravimetric\\_energy\\_density](https://energyeducation.ca/encyclopedia/Gravimetric_energy_density)

Energy Storage Association. (2022). *How Hydrogen Energy Storage Works*. ESA. American Clean Power. Available at: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage/>

Energypedia. (2020). "Greece Energy Situation". Available at: [https://energypedia.info/wiki/Greece\\_Energy\\_Situation#Wind\\_Energy](https://energypedia.info/wiki/Greece_Energy_Situation#Wind_Energy)

ETN Global. (2020). *Hydrogen Gas Turbines*. The path Towards a zero-carbon gas turbine. Available at: <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/02/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>

EX. (2022). 1 USD to EUR – Convert US Dollars to Euros. Xe Currency Converter. Available at: <https://www.xe.com/currencyconverter/convert/?Amount=1&From=USD&To=EUR>

GE. (2022). *Hydrogen Overview*. General Electric. Available at: [https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en\\_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-overview.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-overview.pdf)

Global Wind Atlas. (2021). Available at: <https://globalwindatlas.info/>

Google Earth. (2022). Available at: <https://earth.google.com/web>

Hydrogen Europe. (2021). *Hydrogen Europe – Tech [Overview]*. Hydrogen Storage. Available at: [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/Tech-Overview\\_Hydrogen-Storage.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/Tech-Overview_Hydrogen-Storage.pdf)

Hyfindr. (2022). *Hydrogen Tank – FAQ Guide*. HYFINDR TECH COMMUNITY. Available at: <https://hyfindr.com/hydrogen-tank/>

IRENA (2022), *Renewable Power Generation Costs in 2021*. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Available at: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>

JRC Europe. (2022). *Photovoltaic Geographical Information System*. Available at: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP)

Khan, M. A., Young, C., Mackinnon, C., & Layzell, D. B. (2021). *The Techno-Economics of Hydrogen Compression*. Technical Briefs. Canada: Transition Accelerator, 1(1), 1e36. Available at: <https://transitionaccelerator.ca/wp-content/uploads/2021/10/TA-Briefs-1.2-The-Techno-Economics-of-Hydrogen-Compression-FINALPDF.pdf>

Kumar, S. S., & Himabindu, V. (2019). *Hydrogen production by PEM water electrolysis—A review*. Materials Science for Energy Technologies, 2(3), 442-454. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035>

Lux, B., & Pfluger, B. (2020). *A supply curve of electricity-based hydrogen in a decarbonized European energy system in 2050*. Applied Energy, 269, 115011. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261920305237>

Makridis, S. (2017). *Hydrogen storage and compression*. arXiv preprint arXiv:1702.06015. Available at: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1702/1702.06015.pdf>

Møller, K. T., Jensen, T. R., Akiba, E., & Li, H. W. (2017). *Hydrogen-A sustainable energy carrier*. Progress in Natural Science: Materials International, 27(1), 34-40. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1002007116303240>

Moradi, R., & Groth, K. M. (2019). *Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 12254-12269. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319919309656>

Murray-Smith, D. (2019). *A Review of Developments in Electrical Battery, Fuel Cell and Energy Recovery Systems for Railway Applications: a Report for the Scottish Association for Public Transport*. Available at: <https://eprints.gla.ac.uk/204435/>

Nguyen, T., Abdin, Z., Holm, T., & Mérida, W. (2019). *Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis*. *Energy conversion and management*, 200, 112108. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890419311148>

Öberg, S., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2022). *Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(1), 624-644. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921039768>

Peters, D., van der Leun, K., Terlouw, W., van Tilburg, J., Berg, T., Schimmel, M., ... & Mir, G. U. R. (2020). *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050: Gas for Climate*. Available at: <https://www.europeanbiogas.eu/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/>

PV Case. (2022). "Fixed tilt vs tracker system comparison for ground-mounted PV systems". In PV insights. By PV Case Team. Available at: <https://pvcase.com/blog/fixed-tilt-vs-tracker-system-comparison-for-ground-mounted-pv-systems/>

Rashid M. D., Al Mesfer M. K., Naseem H., Danish M. (2015), *Hydrogen production by water electrolysis: a review of alkaline water electrolysis, PEM water electrolysis and high temperature water electrolysis.*, *International Journal of Engineering and Advanced Technology*. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035>

REFHYNE. (2022). REFHYNE 2. *CLEAN REFYNERY HYDROGEN FOR EUROPE*. European Union's Horizon 2020. Available at: <https://www.refhyne.eu/refhyne-2/>

Santhanam, K. S., Press, R. J., Miri, M. J., Bailey, A. V., & Takacs, G. A. (2017). *Introduction to hydrogen technology*. John Wiley & Sons. Available at: <https://www.wiley.com/en-us/Introduction+to+Hydrogen+Technology%2C+2nd+Edition-p-9781119265573>

Schmidt, O. & Gambhir, A. & Staffell, Iain & Hawkes, A. & Nelson, J. & Few, Sheridan. (2017). *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study*. International Journal of Hydrogen Energy. 42(52), 30470-30492. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435>

Siemens. (2021). *PEM electrolyser technology. Flexible, efficient, and scalable*. New Energy Business. Siemens Energy. Available at: [https://www.energyforum.in/fileadmin/user\\_upload/india/media\\_elements/Presentations/20210714\\_h2\\_large/Siemens\\_Energy.pdf](https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/Presentations/20210714_h2_large/Siemens_Energy.pdf)

TERNA ENERGY. (2022). *“1H 2022 Hydrogen Levelized Cost Update”*, Data acquired from BloombergNEF June 2022

TERNA ENERGY. (2023). *“AGIOS GEORGIOS” WIND FARM: A BENCHMARK PROJECT FOR GREECE*. Available at: <https://www.terna-energy.com/restories/aioliko-parko-agios-georgios-ena-ergo/>

The Engineering ToolBox. (2022). *Fuels – Higher and Lower Calorific Values*. Engineering ToolBox - Resources, Tools and Basic Information for Engineering and Design of Technical Applications!. Available at: [https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d\\_169.html](https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html)

Tractebel Engie & Hincio. (2017). *STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS*. Final Report. June 2017. A study prepared for the FCH-JU. Available at: [https://hsweb.hs.uni-hamburg.de/projects/star-formation/hydrogen/P2H\\_Full\\_Study\\_FCHJU.pdf](https://hsweb.hs.uni-hamburg.de/projects/star-formation/hydrogen/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf)

Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Medina, E. R., Busto, C., Masson, G., & Jäger-Waldau, A. (2021). *True Cost of Solar Hydrogen-Levelised Cost of Hydrogen in Europe 2021-2050*. In Proceedings/38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.-ISBN: 3-936338-78-7 (pp. 1601-1607). Available at: <https://bia.unibz.it/esploro/outputs/conferenceProceeding/True-Cost-of-Solar-Hydrogen--/991006299498001241>

Wartsila. (2022). *Technical comparisons: Combustion engines and gas turbines*. Gas turbine for power generation: Introduction. Available at: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/gas-turbine-for-power-generation-introduction>

White Dragon. (2019). *“White Dragon” proposal submitted for IPCEI Hydrogen Important Projects of Common European Interest*. DEPA Commercial. Available at: <https://www.depa.gr/white-dragon-proposal-submitted-for-ipcei-hydrogen-important-projects-of-common-european-interest/?lang=en>

World Economic Forum. (2021). *Grey, blue, green – why are there so many colours of hydrogen?*. World Economic Forum. Available at: <https://www.weforum.org/agenda/2021/07/clean-energy-green-hydrogen/>



## Παράρτημα Ι

### LCOH:

Στον Πίνακα 4 παρατίθενται οι υπολογισμοί των χρήσιμων μεγεθών για το LCOH ανά έτος λειτουργίας.

Πίνακας 4: Ετήσιοι υπολογισμοί για την εύρεση του LCOH

YEAR	1/ (1+WACC) <sup>t</sup>	CAPEX (€)	OPEX (€)	H2 Production (kg/y)	(OPEX+CAPEX) /(1+WACC) <sup>t</sup>	H2 Production /(1+WACC) <sup>t</sup>
0	1,00	23.485.023			23.485.023	0
1	0,95		595.722	519.863	567.354	495.107
2	0,91		595.722	519.863	540.337	471.531
3	0,86		595.722	519.863	514.607	449.077
4	0,82		595.722	519.863	490.102	427.692
5	0,78		595.722	519.863	466.763	407.326
6	0,75		595.722	519.863	444.537	387.929
7	0,71		595.722	519.863	423.368	369.457
8	0,68		595.722	519.863	403.208	351.863
9	0,64		595.722	519.863	384.007	335.108
10	0,61		595.722	519.863	365.721	319.150
11	0,58		595.722	519.863	348.306	303.953
12	0,56		595.722	519.863	331.720	289.479
13	0,53		595.722	519.863	315.924	275.694
14	0,51		595.722	519.863	300.880	262.566
15	0,48		595.722	519.863	286.552	250.063
16	0,46		595.722	519.863	272.907	238.155
17	0,44		595.722	519.863	259.911	226.814
18	0,42		595.722	519.863	247.535	216.014
19	0,40		595.722	519.863	235.747	205.727
20	0,38		595.722	519.863	224.521	195.931
<b>SUM</b>		<b>23.485.023</b>	<b>11.914.431</b>	<b>10.397.250</b>	<b>30.909.031</b>	<b>6.478.636</b>

Σύμφωνα με τον τύπο:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^{20} \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=0}^{20} \frac{H2 Production_t}{(1 + WACC)^t}}$$

Το LCOH είναι:

$$LCOH = \frac{30.909.031}{6.478.636} = 4,77 \frac{\text{€}}{\text{kg}} H_2$$

## LCOE:

Στον επόμενο πίνακα είναι οι υπολογισμοί ανά έτος για την εύρεση του LCOE.

Πίνακας 5: Ετήσιοι υπολογισμοί για την εύρεση του LCOE

YEAR	1/ (1+WACC) <sup>t</sup>	CAPEX (€)	OPEX (€)	Electricity Production (MWh/y)	(OPEX+CAPEX) /(1+WACC) <sup>t</sup>	Energy Production /(1+WACC) <sup>t</sup>
0	1,00	38.262.022			38.262.022	0
1	0,95		1.108.193	7.466	1.055.422	7.111
2	0,91		1.108.193	7.466	1.005.164	6.772
3	0,86		1.108.193	7.466	957.299	6.450
4	0,82		1.108.193	7.466	911.713	6.143
5	0,78		1.108.193	7.466	868.298	5.850
6	0,75		1.108.193	7.466	826.951	5.571
7	0,71		1.108.193	7.466	787.572	5.306
8	0,68		1.108.193	7.466	750.069	5.054
9	0,64		1.108.193	7.466	714.351	4.813
10	0,61		1.108.193	7.466	680.335	4.584
11	0,58		1.108.193	7.466	647.938	4.365
12	0,56		1.108.193	7.466	617.083	4.158
13	0,53		1.108.193	7.466	587.699	3.960
14	0,51		1.108.193	7.466	559.713	3.771
15	0,48		1.108.193	7.466	533.060	3.591
16	0,46		1.108.193	7.466	507.676	3.420
17	0,44		1.108.193	7.466	483.501	3.258
18	0,42		1.108.193	7.466	460.477	3.102
19	0,40		1.108.193	7.466	438.550	2.955
20	0,38		1.108.193	7.466	417.666	2.814
<b>SUM</b>		<b>38.262.022</b>	<b>22.163.866</b>	<b>149.327</b>	<b>52.072.560</b>	<b>93.047</b>

Σύμφωνα με τον τύπο:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{20} \frac{CAPEX' + OPEX'}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=0}^{20} \frac{E}{(1 + WACC)^t}}$$

Το LCOH είναι:

$$LCOH = \frac{52.072.560}{93.047} = 559,64 \frac{\text{€}}{MWh}$$

## Παράρτημα II

### **NPV:**

Στους επόμενους πίνακες είναι οι υπολογισμοί ανά έτος για την εύρεση της NPV με τιμή πώλησης 85 €/MWh και για 600 €/MWh.

Πίνακας 6: Υπολογισμός NPV για τιμή πώλησης HE 85 €/MWh

YEAR	1/ (1+WACC) <sup>t</sup>	CAPEX (€)	OPEX (€)	Guarantees of Origin (€)	Electricity Revenue (€)	Ct (€)	(GOs+ELE)/ (1+WACC) <sup>t</sup>
0	1,00	-38.262.022				-38.262.022	-38.262.022
1	0,95		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-443.893
2	0,91		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-422.756
3	0,86		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-402.624
4	0,82		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-383.452
5	0,78		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-365.192
6	0,75		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-347.802
7	0,71		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-331.240
8	0,68		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-315.467
9	0,64		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-300.445
10	0,61		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-286.138
11	0,58		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-272.512
12	0,56		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-259.535
13	0,53		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-247.176
14	0,51		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-235.406
15	0,48		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-224.196
16	0,46		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-213.520
17	0,44		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-203.353
18	0,42		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-193.669
19	0,40		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-184.447
20	0,38		-1.108.193	7.466	634.639	-466.088	-175.664
<b>SUM</b>		<b>-38.262.022</b>	<b>-22.163.866</b>	<b>149.327</b>	<b>12.692.778</b>	<b>-47.583.783</b>	<b>-44.070.510</b>

Πίνακας 7: Υπολογισμός NPV για τιμή πώλησης 600 €/MWh

YEAR	1/ (1+WACC) <sup>t</sup>	CAPEX (€)	OPEX (€)	Guarantees of Origin (€)	Electricity Revenue (€)	Ct (€)	(GOs+ELE)/ (1+WACC) <sup>t</sup>
0	1,00	-38.262.022				-38.262.022	-38.262.022
1	0,95		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	3.218.169
2	0,91		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	3.064.923
3	0,86		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.918.974
4	0,82		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.779.975
5	0,78		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.647.595
6	0,75		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.521.519
7	0,71		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.401.447
8	0,68		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.287.092
9	0,64		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.178.183
10	0,61		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.074.460
11	0,58		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.975.676
12	0,56		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.881.597
13	0,53		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.791.997
14	0,51		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.706.664
15	0,48		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.625.394
16	0,46		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.547.994
17	0,44		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.474.280
18	0,42		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.404.076
19	0,40		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.337.216
20	0,38		-1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.273.539
<b>SUM</b>		<b>-38.262.022</b>	<b>-22.163.866</b>	<b>149.327</b>	<b>89.596.080</b>	<b>29.319.519</b>	<b>3.848.747</b>

Στη συνέχεια, μέσω του εργαλείου Solver στο excel βρίσκεται η τιμή πώλησης της ενέργειας που οδηγεί σε NPV = 0:

Πίνακας 8: Υπολογισμός τιμής πώλησης για NPV = 0

YEAR	$\frac{1}{(1+WACC)^t}$	CAPEX (€)	OPEX (€)	Guarantees of Origin (€)	Electricity Revenue (€)	Ct (€)	$\frac{(GOs+ELE)}{(1+WACC)^t}$
0	1,00	-38.262.022				-38.262.022	-38.262.022
1	0,95		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.924.042
2	0,91		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.784.802
3	0,86		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.652.192
4	0,82		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.525.897
5	0,78		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.405.616
6	0,75		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.291.063
7	0,71		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.181.965
8	0,68		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	2.078.062
9	0,64		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.979.106
10	0,61		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.884.863
11	0,58		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.795.108
12	0,56		1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.709.627
13	0,53		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.628.216
14	0,51		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.550.682
15	0,48		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.476.840
16	0,46		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.406.514
17	0,44		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.339.537
18	0,42		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.275.750
19	0,40		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.215.000
20	0,38		-1.108.193	7.466	4.170.971	3.070.244	1.157.143
<b>SUM</b>		<b>-38.262.022</b>	<b>-22.163.866</b>	<b>149.327</b>	<b>83.419.412</b>	<b>23.142.851</b>	<b>0</b>

Η τιμή πώλησης για NPV = 0 είναι:

**E price: 558,64 €/MWh**

## **PI:**

Για τον δείκτη αποδοτικότητας χρειάζονται τα δεδομένα των Πινάκων 6 και 7.

Ακολουθώντας τον τύπο:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{20} \frac{C_t}{(1 + WACC)^t}}{C_0}$$

Ισχύει:

$$\text{Για τιμή πώλησης 85 €/MWh} \rightarrow PI = \frac{|-5.808.487|}{|-38.262.022|} = 0,15$$

$$\text{Για τιμή πώλησης 600 €/MWh} \rightarrow PI = \frac{|42.110.769|}{|-38.262.022|} = 1,10$$

## **IRR:**

Για την εύρεση του IRR χρησιμοποιείται το Solver στο excel. Για τιμή πώλησης 85 €/MWh δεν ορίζεται ο IRR καθώς θα ήταν πολύ μεγαλύτερος του 100%. Για τιμή πώλησης 600 €/MWh επιλύεται η ετήσια χρηματοροή ( $C_t$ ) με αντικατάσταση του WACC με τον άγνωστο IRR.

Στο τέλος της επίλυσης προκύπτει:

**IRR: 6,16%**

και τα ετήσια αποτελέσματα είναι τα παρακάτω.

Πίνακας 9: Αποτελέσματα υπολογισμού IRR για τιμή πώλησης ενέργειας 600 €/MWh

YEAR	$1/(1+WACC)^t$	CAPEX (€)	OPEX (€)	Guarantees of Origin (€)	Electricity Revenue (€)	$C_t$	$(GOs+ELE)/(1+WACC)^t$
0	1,00	38.262.022				-38.262.022	-38.262.022
1	0,94		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	3.183.030
2	0,89		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.998.358
3	0,84		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.824.400
4	0,79		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.660.534
5	0,74		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.506.176
6	0,70		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.360.773
7	0,66		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.223.806
8	0,62		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	2.094.786
9	0,58		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.973.251
10	0,55		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.858.767
11	0,52		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.750.926
12	0,49		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.649.341
13	0,46		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.553.649
14	0,43		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.463.510
15	0,41		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.378.600
16	0,38		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.298.617
17	0,36		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.223.274
18	0,34		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.152.302
19	0,32		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.085.448
20	0,30		1.108.193	7.466	4.479.804	3.379.077	1.022.473
<b>SUM</b>		<b>38.262.022</b>	<b>22.163.866</b>	<b>149.327</b>	<b>89.596.080</b>	<b>29.319.519</b>	<b>0</b>