



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΛΥΨΗ ΥΔΡΕΥΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΣΤΗ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗ

Μοσχολιός-Συρίγος Γεώργιος

Επιβλέπων: Ε. Μπαλτάς, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Μάρτιος 2024



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΛΥΨΗ ΥΔΡΕΥΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΣΤΗ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗ

Μοσχολιός-Συρίγος Γεώργιος

Επιβλέπων: Ε. Μπαλτάς, Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Μάρτιος 2024

Το περιεχόμενο της ανά χείρας προπτυχιακής Διπλωματικής Εργασίας αποτελεί προϊόν της δικής μου πνευματικής προσπάθειας. Η ενσωμάτωση σε αυτήν υλικού τρίτων, δημοσιευμένου ή μη, γίνεται με δόκιμη αναφορά στις πηγές, που δεν επιτρέπει ασάφειες ή παρερμηνείες.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες προς τον Καθηγητή κ. Ευάγγελο Μπαλτά για την ευκαιρία που μου έδωσε να συνεργαστώ μαζί του στην εκπόνηση της Διπλωματικής μου Εργασίας. Η εμπειρίες και η γνώσεις που έλαβα από εκείνον ήταν ανεκτίμητες και αποτελούν βάση και πηγή έμπνευσης για την ολοκλήρωση αυτού του έργου. Επίσης, οι ευχαριστίες μου εκτείνονται στον Νάσο Παπαθανασίου, υποψήφιο διδάκτορα, για την ανιδιοτελή βοήθειά του κατά τη διάρκεια αυτής της πορείας.

Παράλληλα, δεν μπορώ παρά να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς την αγαπημένη μου Πέννυ, η οποία με την αμέριστη υποστήριξή της και τη συνεχή έμπνευσή της με κράτησε σταθερό και αποφασισμένο να προχωρήσω παρά τις δυσκολίες. Η παρουσία της ήταν καθοριστική για την επιτυχία αυτής της προσπάθειας και δεν θα μπορούσα να την ευχαριστήσω αρκετά.

Τέλος, δεν θα μπορούσα να μην αναφέρω την αγάπη και τη στήριξη που έλαβα από την οικογένειά μου και τους φίλους μου. Η συνεχής στήριξή τους και η ανυπομονησία τους να με δουν να προοδεύω μου δώσαν τα θεμέλια που χρειάζομαι για τα κατορθώματά μου. Είναι μεγάλη τιμή για μένα που επιτέλους θα ολοκληρώσω τις σπουδές μου και θα γίνω Πολιτικός Μηχανικός, και αυτό οφείλεται σε σημαντικό βαθμό σε όλους αυτούς που με στήριξαν.

Πίνακας Συντομεύσεων - Ακρωνυμίων

| | |
|-----------|--|
| Α/Γ | Ανεμογεννήτριες |
| ΑΔΜΗΕ | Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας |
| ΑΠΕ | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας |
| ΔΕΔΔΗΕ | Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας |
| ΕΕΛ | Εγκατάσταση Επεξεργασίας Λυμάτων |
| ΕΛΣΤΑΤ | Ελληνική Στατιστικής Αρχής |
| ΕΜΥ | Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία |
| ΚΤΡ | Καθαρή Ταμειακή Ροή |
| ΜΔΝ | Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά |
| ΜΕΑ | Μονάδας Επεξεργασίας Απορριμμάτων |
| ΞΕΕ | Ξενοδοχειακό Επιμελητήριο Ελλάδος |
| ΤΔ | Τοκοχρεωλυτική Δόση |
| ΤΙΦΚ | Τοπίο Ιδιαίτερου Φυσικού Κάλλους |
| Υ/Η | Υδροηλεκτρική |
| ΥΣΕ | Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας |
| ΦΕΚ | Φύλλο Εφημερίδας της Κυβερνήσεως |
| CAPEX | Capital Expenditures (Κεφαλαιουχικά έξοδα) |
| NPV (ΚΠΑ) | Net Present Value (Καθαρή Παρούσα Αξία) |
| HRES | Hybrid Renewable Energy System |
| IRR | Internal Rate of Return (Εσωτερικός Ρυθμός Επιστροφής) |
| LCOE | Levelized Cost Of Electricity |
| LIBs | Li-ion batteries (Συσσωρευτές Ιόντων Λιθίου) |
| MAB | Man And Biosphere |
| OPEX | Operational Expenditures (Λειτουργικά έξοδα) |
| PEMFC | Proton-Exchange Membrane Fuel Cells (Στοιχείο Καυσίμου Μεμβράνης Ανταλλαγής Πρωτονίων) |
| RES | Renewable Energy Sources |
| RO | Reverse Osmosis (Αντίστροφη Ώσμωση) |
| WTs | Wind Turbines |

| | |
|--|------------|
| Περιεχόμενα | |
| Περίληψη | i |
| Abstract | ii |
| Extended Summary | iii |
| 1. Εισαγωγή | 1 |
| 1.1 Θεσμικό πλαίσιο ενεργειακής πολιτικής..... | 1 |
| 1.2 Αντικείμενο εργασίας | 2 |
| 2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας στην Ελλάδα | 3 |
| 2.1 Γενικά στοιχεία των ΑΠΕ..... | 3 |
| 2.2 Αγορά ενέργειας στην Ελλάδα | 3 |
| 2.3 Αιολική ενέργεια..... | 4 |
| 2.4 Υδροηλεκτρική ενέργεια..... | 10 |
| 2.5 Ηλιακή ενέργεια..... | 14 |
| 2.6 Υβριδικά συστήματα ΑΠΕ | 16 |
| 3. Μέθοδοι διαχείρισης ενέργειας | 18 |
| 3.1 Υδρογόνο - γενικά στοιχεία | 18 |
| 3.1.1 Παραγωγή υδρογόνου..... | 19 |
| 3.1.2 Είδη υδρογόνου | 20 |
| 3.1.3 Αποθήκευση υδρογόνου | 20 |
| 3.1.4 ΑΠΕ και υδρογόνο..... | 21 |
| 3.2 Συσσωρευτές - γενικά στοιχεία | 22 |
| 3.2.1 Δομή των LIBs..... | 23 |
| 3.2.2 LIBs και περιβάλλον | 24 |
| 3.2.3 Αξιοποίηση χρησιμοποιημένων LIBs | 25 |
| 3.3 Αφαλάτωση - γενικά στοιχεία | 26 |
| 3.3.1 Μέθοδοι αφαλάτωσης | 27 |
| 3.3.2 Αντίστροφη ώσμωση | 28 |
| 3.3.3 Μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης στην Ελλάδα | 31 |
| 4. Περιοχή μελέτης | 34 |
| 4.1 Γενικά στοιχεία - Σαμοθράκη..... | 34 |
| 4.2 Διοικητική υπαγωγή | 35 |
| 4.3 Ιστορία και παράδοση | 35 |
| 4.4 Καθεστώς προστασίας..... | 36 |
| 4.5 Δημογραφικά στοιχεία και τουρισμός | 39 |
| 4.6 Κλιματικές – μετεωρολογικές συνθήκες περιοχής..... | 43 |

| | |
|---|------------|
| 4.7 Υποδομές ύδρευσης και άρδευσης | 46 |
| 4.8 Υποδομές αποχέτευσης και διαχείριση απορριμμάτων | 51 |
| 4.9 Υποδομές μεταφορών | 52 |
| 4.10 Υποδομές ενέργειας και τηλεπικοινωνιών..... | 53 |
| 4.11 Φυσικά – μορφολογικά χαρακτηριστικά και χρήσεις γης | 54 |
| 5. Μεθοδολογία..... | 57 |
| 5.1 Μελέτη σκοπιμότητας | 57 |
| 5.2 Τεχνική Περιγραφή Έργου | 57 |
| 5.2.1. Γενική περιγραφή | 57 |
| 5.2.2. Σενάρια μονάδων αποθήκευσης..... | 58 |
| 5.3 Εκτίμηση αναγκών ύδρευσης..... | 59 |
| 5.4 Εκτίμηση αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας | 61 |
| 5.5 Μοντέλο Α/Γ και εύρεση κατάλληλης θέσης ανέγερσής τους..... | 65 |
| 5.6 Μονάδα αφαλάτωσης και συνοδά έργα..... | 73 |
| 5.7 Μονάδα υδρογόνου | 76 |
| 5.8 Σύστημα αντλησιοταμίευσης | 77 |
| 5.9 Σύστημα LIBs..... | 81 |
| 6. Αποτελέσματα ανάλυσης | 83 |
| 6.1 Σενάριο 1..... | 83 |
| 6.2 Σενάριο 2..... | 86 |
| 6.3 Σενάριο 3..... | 89 |
| 6.4 Σενάριο 4..... | 92 |
| 6.5 Σύγκριση αποτελεσμάτων | 95 |
| 7. Οικονομική ανάλυση..... | 99 |
| 7.1 Οικονομικές έννοιες | 99 |
| 7.2 Εκτίμηση κόστους κατασκευής και λειτουργίας του έργου..... | 101 |
| 7.3 Αξιολόγηση επένδυσης..... | 103 |
| 8. Συμπεράσματα – Περαιτέρω έρευνα | 111 |
| 8.1 Σύνοψη και συμπεράσματα | 111 |
| 8.2 Μελλοντική έρευνα | 113 |
| 9. Βιβλιογραφικές αναφορές | 114 |

Περίληψη

Στην εποχή της κλιματικής κρίσης, οι επιπτώσεις της οποίας γίνονται ολοένα και πιο αντιληπτές και το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας διαρκώς διογκώνεται, η Σαμοθράκη βρίσκεται σε μια προνομιακή θέση. Με ένα από τα ισχυρότερα αιολικά δυναμικά της ελληνικής επικράτειας και ηλεκτρική διασύνδεση με το ηπειρωτικό της κομμάτι μπορεί να υποσχεθεί ένα πιο βιώσιμο αύριο.

Επομένως, σχεδιάζεται Υβριδικό Σύστημα Ενέργειας (ΥΣΕ) για τη Σαμοθράκη, το οποίο αποτελείται από 10 Ανεμογεννήτριες (Α/Γ) συνολικής ονομαστικής ισχύος 23.5 MW, ένα σύστημα αφαλάτωσης με αντίστροφη ώσμωση (RO), με μονάδα δυναμικότητας 2400 m³/ημέρα και εξετάζονται 4 διαφορετικά σενάρια συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Στο 1^ο σενάριο ένα σύστημα υδρογόνου, στο 2^ο ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, στο 3^ο συνδυασμός των δυο προηγούμενων και στο 4^ο ένα σύστημα Μπαταριών Ιόντων Λιθίου (LIBs).

Με το σύστημα αυτό, παρέχεται στη Σαμοθράκη αξιόπιστη και καθαρή ενέργεια η οποία, προέρχεται, όποτε είναι εφικτό, άμεσα από τις Α/Γ, οι οποίες τοποθετούνται στη νήσο και όποτε δεν είναι, από το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, ο ρόλος του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας είναι να κάνει καλύτερη αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας, αποθηκεύοντας την όταν βρίσκεται σε περίσσεια και αποδίδοντας την όταν βρίσκεται έλλειμμα.

Ταυτόχρονα, για την αύξηση της αποδοτικότητας του συστήματος, μέρος της ενέργειας των Α/Γ παρέχεται στο σύστημα αφαλάτωσης για τη παραγωγή πόσιμου νερού. Λόγω της περιορισμένης παροχетеυτικότητας της ηλεκτρικής διασύνδεσης (20 MW), αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του πλήθους της απορριπτόμενης ενέργειας προς όφελος των κατοίκων, οι οποίοι μπορούν να λαμβάνουν το νερό και την ενέργεια με συμβολικό ή και μηδενικό κόστος.

Για την υλοποίηση των στόχων αυτών δημιουργήθηκε ένα μοντέλο, χρησιμοποιώντας το Ms Excel. Αρχικά εκτιμήθηκαν τα στοιχεία εισόδου, όπως η ζήτηση ενέργειας και πόσιμου νερού, παράλληλα με τα ανεμολογικά δεδομένα της περιοχής. Έπειτα, προγραμματίστηκε το λειτουργικό καθεστώς των τεσσάρων σεναρίων και πραγματοποιήθηκε προσομοίωση αυτών για ένα διάστημα 10 ετών (2011-2020). Τέλος, δημιουργήθηκε οικονομικό μοντέλο στο ίδιο πρόγραμμα, όπου υπολογίστηκαν, μεταξύ άλλων, οι οικονομικές αποδόσεις του κάθε σεναρίου. Με βάση αυτά, σε συνδυασμό με τα δεδομένα αξιοπιστίας, διαστασιολογήθηκαν τα συστήματα των σεναρίων.

Πιο αναλυτικά, επιτεύχθηκε αξιοπιστία κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας και πόσιμου νερού για τους κατοίκους της Σαμοθράκης, υπερβαίνοντας το 99% σε όλα τα σενάρια. Επιπλέον, οι καλύψεις αυτές παρέχονται δωρεάν με σκοπό την εξασφάλιση κοινωνικής άδειας λειτουργίας του έργου, ενώ παράλληλα επιτυγχάνεται Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) λίγο άνω των 75,000,000 € για τα 25 χρόνια διάρκειας ζωής όλων των σεναρίων.

Abstract

In the era of climate crisis, the impacts of which are becoming more and more apparent, the cost of electricity skyrockets. A small island in the northeast part of Greece, Samothrace, seems to possess a competitive advantage for producing plentiful, clean, and cheap energy. Being home to one of Greece's strongest wind potential, electrically connected to the mainland, the island may promise a more sustainable future not only for itself, but for the whole country as well.

Within this research, a Hybrid Renewable Energy System (HRES) is designed for Samothrace, consisting of 10 Wind Turbines (WTs) with a total nominal power of 23.5 MW, a desalination system using Reverse Osmosis (RO) with a capacity of 2400 m³/day, combined with four different energy storage system scenarios. In the first scenario, a hydrogen system is proposed; in the second, a pumped hydro storage system; in the third, a combination of the two previous systems; while in the fourth, a lithium-ion batteries (LIBs) system.

By using a HRES, Samothrace will receive, when obtainable, reliable and clean energy directly from the wind turbines and, when not available, from the energy storage system. More specifically, the role of the energy storage system is to optimize the use of the generated energy by storing it when in excess and releasing it when in deficit.

Simultaneously, to increase the system's efficiency, part of the energy generated by the WTs will power the desalination plant to produce potable water. Due to the capacity limitations of the electrical connection (20 MW) with the mainland, the incorporation of a desalination plant within the HRES will reduce energy waste, to the benefit of locals who may receive water and energy at minimal to no cost.

To achieve these goals, a model was created using Ms Excel. Initially, input data such as energy and drinking water demand were estimated, along with the wind data for the region. Subsequently, the operating scheme of the four scenarios was formulated, and a simulation of these scenarios was executed for a period of 10 years (2011-2020). Finally, an economic model was developed, calculating, among other, the economic performance of each scenario. Based on these results, in combination with reliability data, the systems of the scenarios were dimensioned.

In more detail, a reliability of electricity and drinking water for the residents of Samothrace was achieved, exceeding 99% in all scenarios. Moreover, water and electricity are provided at no charge, to ensure social acceptance for the project, while simultaneously achieving a NPV slightly above €75,000,000, for the 25-year lifespan proposed in all scenarios.

Extended Summary

1. Introduction

Amid the climate crisis and the challenges it entails, the identification of solutions aimed at mitigating these growing threats is crucial. Samothrace, a Greek island in the north Aegean Sea, stands out as a potential contributor to a greener future. With abundant wind resources and an electrical connection to the mainland, it holds promise for harnessing Renewable Energy Sources (RES). This could not only cover the energy needs of the island but also benefit the mainland, while reducing greenhouse gas emissions and moving towards energy independence.

Hence, a tailored RES system for Samothrace is designed, to deliver both clean power and potable water to its residents. This system comprises WTs as the primary RES, a RO desalination plant, and an energy storage system designed to efficiently handle the variable power output of the WTs, resulting in a HRES. This study explores four energy storage scenarios, incorporating methods such as pumped storage, LIBs, and hydrogen systems.

Energy storage systems complement RES by addressing their intermittent nature. These systems store excess energy generated by renewables, during periods of abundance, and release it when needed, alleviating fluctuations in power supply and demand. By providing grid balancing, peak shaving, and backup power, energy storage enhances grid resilience and optimizes the utilization of RES. This synergy contributes to the transition to a low-carbon future by ensuring a reliable and continuous power supply by RES.

Pumped storage is a hydropower energy storage method, involving two reservoirs at different elevations. During periods of low electricity demand, surplus energy is used to pump water from a lower to an upper reservoir. The stored water in the upper reservoir represents potential energy. When electricity demand is high, water is released from the upper to the lower reservoir, passing through turbines to generate electricity.

Hydrogen energy storage for electrical grids involves converting excess electricity into hydrogen through a process called electrolysis, splitting water into hydrogen and oxygen. The produced hydrogen is then stored for when electricity demand is high or during periods of renewable energy shortfall, the stored hydrogen can be reconverted into electricity through PEMFCs.

LIBs are widely used for electrical grid applications to efficiently both store and release electricity. During periods of excess electricity generation LIBs store the surplus energy. When demand exceeds supply, the stored energy is discharged back into the grid, providing a quick and reliable source of electricity.

RO desalination plants are increasingly paired with RES for their energy efficiency, carbon emission reduction, and cost-effectiveness. The intermittent nature of renewables aligns well with desalination needs, allowing reduced operation costs during peak energy production. This pairing promotes energy independence, environmental sustainability, and addresses water security concerns. Ongoing technological advancements further enhance the viability of this sustainable approach, offering a promising solution to freshwater production in regions facing water scarcity.

2. Study area

Samothrace is an island located in the north Aegean Sea, 44 km south of Alexandroupoli. It is characterized by mostly mountainous terrain, 1611 m tall peak, lush flora, and strong winds, with a total area of 178 km². It is home to 2596 residents and most of it is comprised by protected habitats, such as the NATURA 2000 areas, as well as landscapes of outstanding beauty. Due to its proximity to the mainland, the island is electrically interconnected via underwater high-voltage cables with a nominal power of 20 MW.

The climate of Samothrace is characterized as Mediterranean, generally having mild, relatively rainy winters and long, warm, and dry summers. However, depending on the exact location, the climate fluctuates from relatively dry and hot around the west and south side of the island, to temperate and rainy in other parts of the island. This fluctuation occurs as an effect of mount Saos, forcing precipitation and cooling on parts of it due to its significant height and mass. Annual temperature has average daily highs of 28°C in August and lows of 8°C in January, with mean annual precipitation of 484 mm and mean monthly wind speed mostly over 7 m/s according to the National Athens Observatory.

3. Methodology

The project entails creating a HRES on Samothrace, integrating wind energy along with energy storage system and a seawater desalination plant. The goal is to meet the island's water and electricity needs reliably and sustainably. The system includes 10 WTs with a total nominal power output of 23.5 MW, a RO desalination unit capable of producing 2400 m³/day, and an energy storage component. Four energy storage scenarios, involving hydrogen, pumped storage, and LIBs, are analysed for their ability to provide over 99% reliability in electricity and water supply, along with certain economic benefits throughout the project's lifespan.

Four alternative scenarios of energy storage methods are investigated, all sharing a common evaluation parameter: their ability to provide a supply reliability of over 99% for both electricity and water within the system, along with offering basically the same NPV throughout the project's lifespan. In each scenario, the 30% of the energy produced by the WTs is directed to the grid, while the rest 70% is utilized immediately for the operation of the desalination unit and then to cover the residents' electricity needs. The surplus energy is, in priority, channelled to storage systems for later use and, secondarily, exported via the underwater cables to be utilized by the mainland grid. In the occurrence when electricity

needs of the residents are not promptly met by the WTs, energy is supplied by the respective storage unit. If not feasible, the supply is met by the mainland grid.

The first scenario involves a hydrogen system with a production and storage capacity of 3.33 MW (54 kgH₂/hour for storage and 222 kgH₂/hour for production), as the storage system. It includes hydrogen storage tanks with a total capacity of 4000 kgH₂, equivalent to 60 MWh of electrical energy - providing 2.5 days of autonomy. Autonomy, in this context, refers to the time the system can operate exclusively using the energy stored, based on average demand.

The second scenario incorporates a pump-storage system with a 1.5 MW hydro turbine and three pumps with a total capacity of 2.5 MW (0.5, 1, 1 MW). The pumps are connected to two twin reservoirs through two conduits. The reservoirs, with a usable volume of 131290 m³ each, operate at different levels, the lower one having its base at sea level and the upper one at 228 m. The overall system has the capacity to deliver 64 MWh of electrical energy - providing 2.7 days of autonomy.

The third scenario combines the two storage systems, configured to store a total of 63 MWh of electrical energy - ensuring 2.7 days of autonomy. Specifically, the hydrogen tanks will have a capacity of 2000 kgH₂, and the volume of each reservoir will be 69380 m³, with the remaining system dimensions divided by 2.

In the fourth scenario, a LIB system is used with a nominal power of 3.33 MW and a capacity of 31 MWh is chosen, capable of delivering 30 MWh of electrical energy - providing 1.3 days of autonomy.

To accomplish the aforementioned objectives, a model was established using Ms Excel. Initially, input data, including energy and drinking water demand, were approximated alongside the wind data specific to the region. Then, the operational configurations of the four scenarios were modeled, and a simulation of these scenarios was conducted over a 10-year period (2011-2020). Lastly, an economic model was formulated, involving the calculation of economic performance metrics for each scenario. Utilizing these outcomes, coupled with reliability data, the systems of the scenarios were dimensioned accordingly.

4. Results

The RO desalination system and its performance remain the same across scenarios, due to it only relying on the generated energy from the 10, 2.35 MW, WTs, which are producing an average of 9407 MWh monthly (Figure 1). The performance is common among all scenarios because 30% of the produced energy is directly channelled into the grid, while the remaining 70% prioritizes desalination needs. Subsequently, any surplus energy is utilized for other

purposes, leveraging energy storage systems. Moreover, if the WTs can't provide enough electricity for the residents, the energy storage system is used to cover the deficit.

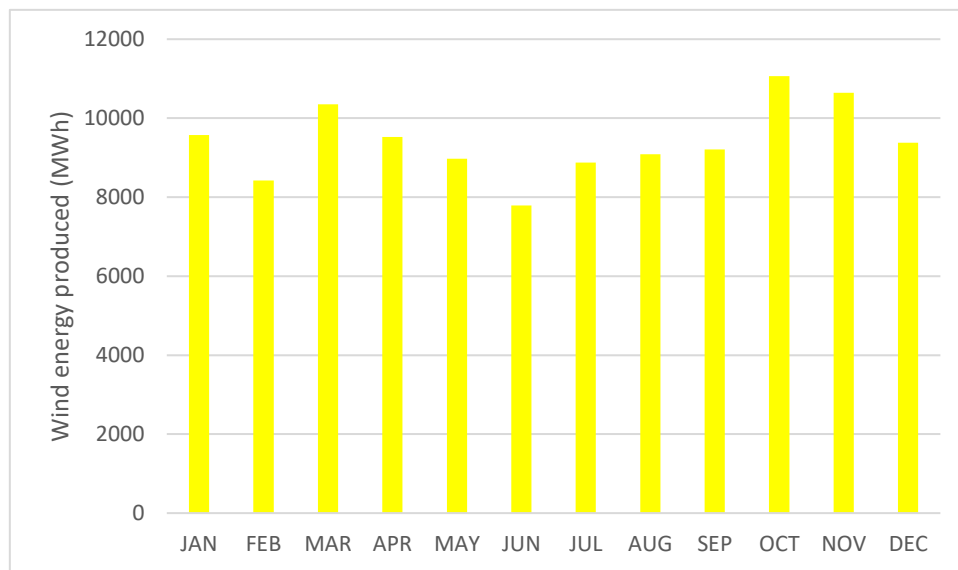


Figure 1 Wind energy produced each month.

Consequently, the potable water coverage rate, meaning the percentage of potable water demand it covers in the 10-year simulation, is 99.07% for all scenarios covering more than 40000 m³ of water some months as shown in Figure 2, while using 1.8% of the WTs' total annual energy (Figure 3). In contrast, the electricity coverage rate differs in every scenario, as shown in Figure 4. Figure 4 ascertains the slight difference in performance, probably due to exponential difficulty in achieving greater reliability, so the difference between 99% and 99.5% is more akin to going from a 50% to 60%, and due to the systems being economically comparable.

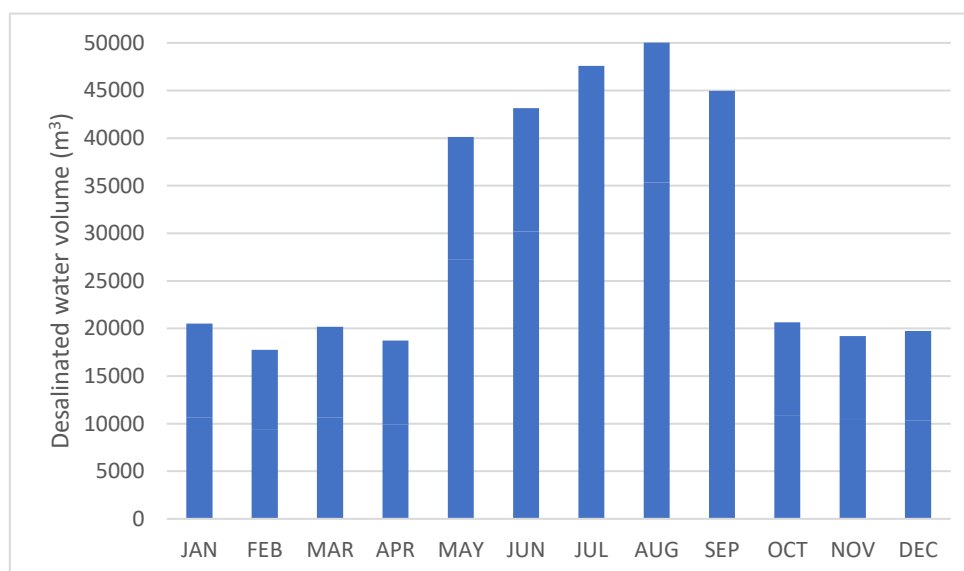


Figure 2 Desalinated water produced each month.

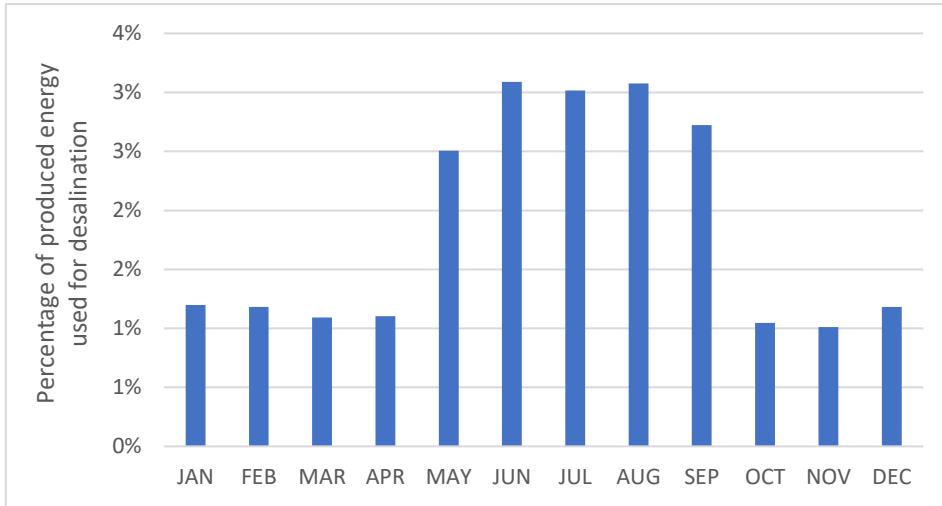


Figure 3 Percentage of produced energy used for desalination each month.

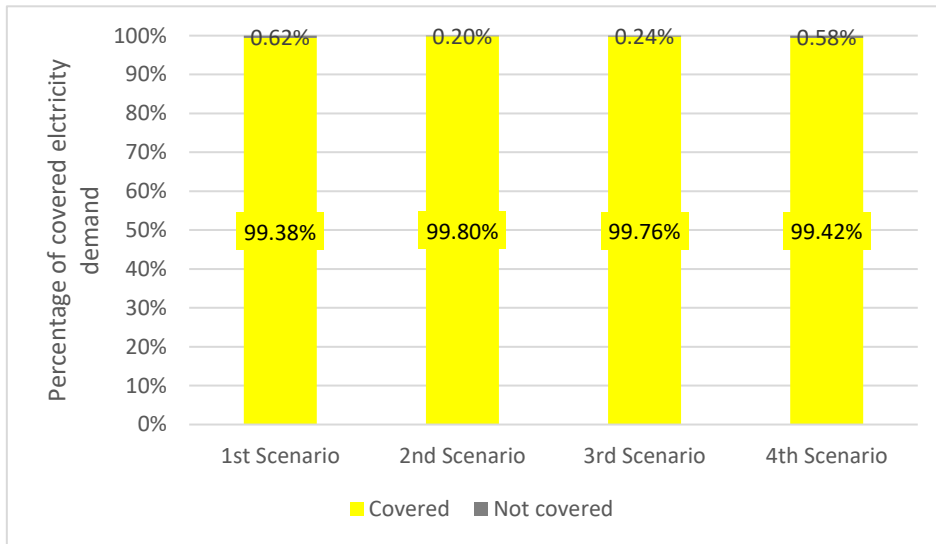


Figure 4 Samothrace’s electricity coverage rate for every scenario.

The annual energy use that the WTs provide, approximately at 112000 MWh, is broken down in Figure 5. The Figure depicts that in every scenario, most energy is exported to the mainland, via the underwater cables. The exports are a consequence of energy produced in the island being comparatively cheap and able to be sold for a solid profit. The same amount of energy in every scenario goes directly to the grid, covers desalination energy demand, and remaining grid demand. The amount for other uses differs across scenarios, depending mostly on the energy storage system’s round-trip efficiency. An efficient system, such as the 97% LIBs one, almost all energy is distributed to cover residents’ needs, when needed, using only 1.58% of the WTs produced energy. In this case, more energy may be discarded, as the excess energy can more often exceed the 20 MW interconnection’s capacity.

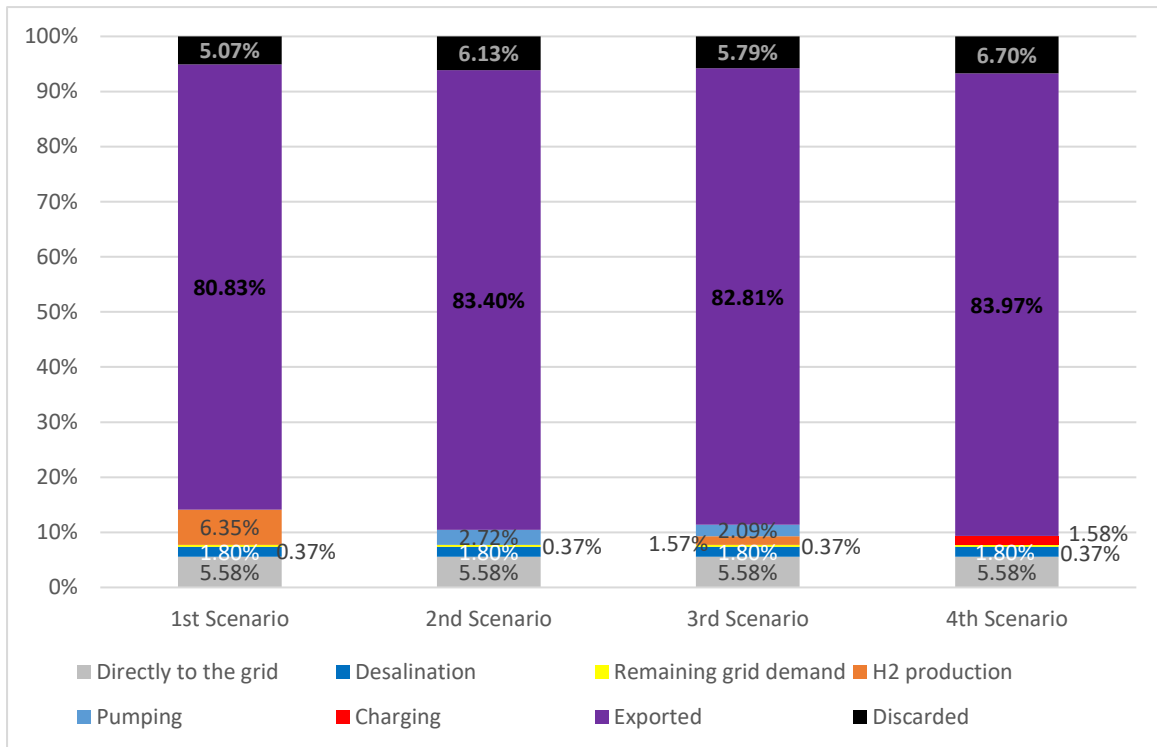


Figure 5 Distribution of WT's produced energy for every scenario.

The electricity coverage rate, for all scenarios, throughout the year, as shown in Figure 6, is close to 100%. Scenarios 2 and 3 are not negatively impacted by sensitivity and resilience issues, as scenario 1, which comparatively has a low resilience, and scenario 4, which suffers from a relatively high sensitivity, due to low storage capacity.

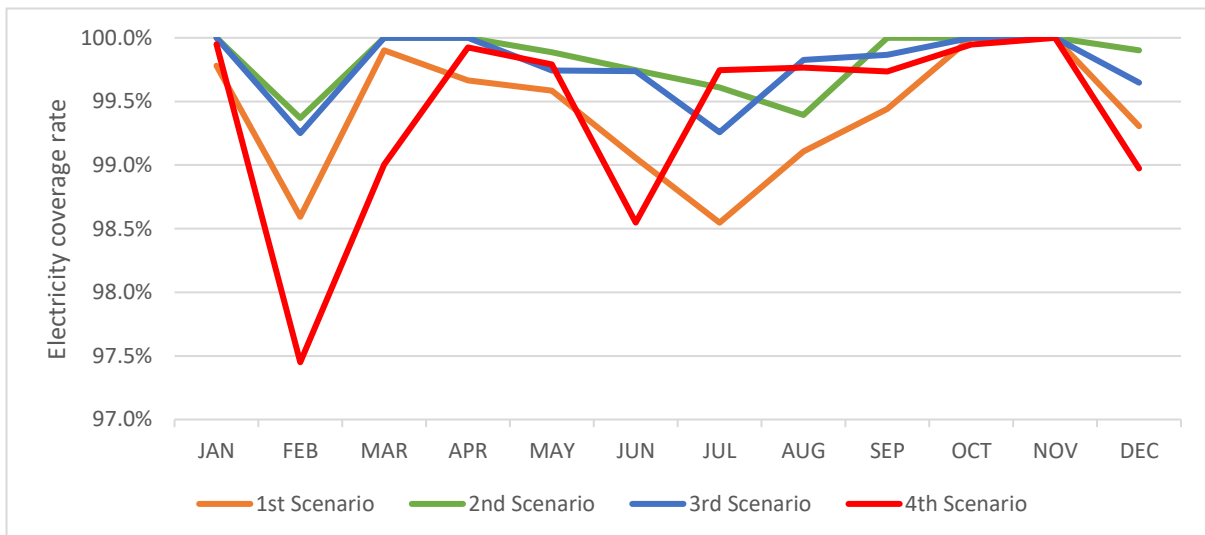


Figure 6 Monthly electricity coverage rate for each scenario.

In the context of this study, the aggregated investment sum for the first scenario amounts to 34,394,946 €, while in the second scenario, it totals to 38,876,769 €, while in the third and fourth scenario, it stands at 36,635,858 € and 39,840,241 €, respectively. Subsidization constitutes 10% of those respective sums. Additionally, 60% of the entire investment is financed through a bank loan, while private contribution comprises 30%. The repayment

terms for the loan adhere to the fixed-rate mortgage method, with a stipulated repayment duration of 10 years and an accompanying interest rate of 6% with the mortgage coming out to a yearly sum of 2,803,903 €, 3,169,264 €, 2,986,584 €, 3,169,264 € for the first, second, third and fourth scenario, respectively.

For the computation of NPV and IRR (Internal Rate of Return), a discount rate of 5% is considered, along with a fixed depreciation (1/25 of the initial value per year), a net profit tax coefficient equal to 29%, and a residual project value assumed to be 0. Additionally, for the calculation of annual net cash flow, secondary electricity sales revenue is added, while subtracting OPEX (Operational Expenditures), energy input expenses not covered by the HRES, depreciation, and mortgage payments for the first 10 years. Some of these parameters are presented in Table 1. Furthermore, it is assumed that electricity selling price remains fixed throughout the project's lifespan.

Table 1 Financial data for each scenario.

| | Scenario 1 | Scenario 2 | Scenario 3 | Scenario 4 |
|--------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Investment sum (€) | 34,394,946 € | 38,876,769 € | 36,635,858 € | 39,840,241 € |
| Private cotribution (€) | 10,318,484 € | 11,663,031 € | 10,990,757 € | 11,952,072 € |
| OPEX (€/year) | 1,309,027 € | 1,301,256 € | 1,349,823 € | 1,258,517 € |
| Depreciation (€/year) | 1,375,798 € | 1,555,071 € | 1,465,434 € | 1,593,610 € |
| Discount rate (€/year) | 5% | 5% | 5% | 5% |
| Mortgage rate (€/year) | 2,803,903 € | 3,169,264 € | 2,986,584 € | 3,247,807 € |

The price of potable water in Samothrace is approximately 2 €/m³ for an average consumption (based on the local provider prices for 2023), and the price of electricity is 131 €/MWh for wholesale to the mainland according to average data for the Greek market for January to June 2023, and 155 €/MWh for direct sale to the island's residents (based on the local provider electricity sale prices for June to October 2023). Relevant quantitative data regarding residents' demands, as well as financial performance indicators, are provided in Tables 2 and 3.

Table 2 HRES outputs distributions.

| | Scenario 1 | Scenario 2 | Scenario 3 | Scenario 4 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Desalinated water (m³/year) | 368919 | 368919 | 368919 | 368919 |
| Local electricity sales (MWh/year) | 8601 | 8638 | 8634 | 8604 |
| Wholesale electricity sales (MWh/year) | 93010 | 95961 | 95278 | 96621 |
| Electricity deficiencies (MWh/year) | 54 | 17 | 20 | 51 |

Table 3 Yearly earnings.

| | Scenario 1 | Scenario 2 | Scenario 3 | Scenario 4 |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Desalinated water earnings €/year | - | - | - | - |
| Electricity earnings €/year | 12,175,944 € | 12,568,206 € | 12,478,270 € | 12,649,566 € |

However, it shall be noted that financial benefits arise solely from the wholesale energy sale to the mainland and not by the provision of desalinated water or energy to Samothrace's residents. Provisioning free energy and potable water to Samothrace's residents is essential to ensure the necessary local acceptance for the project, as in the past similar projects have been met with disapproval resulting in them being dismissed. Therefore, the provision of free electricity and water supply aims at securing the Social License to Operate (SLO). The financial benefits for the island's residents' amount to approximately 2,000,000 € per year, in all scenarios.

As mentioned before, the HRES was dimensioned according to the NPVs of each scenario which should be practically equal and in this case around 75,000,000 €, as shown in Table 4. Subsequently the IRR of each scenario was calculated and shown in Table 5, along with the IRRs of alternative systems where different number of WTs are used. The decision to use 10 WTs instead of 9, where the IRRs are higher, came down to the fact that they provide higher NPVs, as well as increased reliability. Also, their respective NPVs for varying discount rates are shown in Figure 7, where it is evident that there are no crossover points.

Table 4 25-year NPVs for all scenarios.

| | Scenario 1 | Scenario 2 | Scenario 3 | Scenario 4 |
|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 25-year NPV | 75,508,585 € | 75,181,119 € | 75,960,398 € | 75,492,003 € |

Table 5 IRRs of all scenarios for varying amounts of WTs.

| Number of WTs | Scenario 1 | Scenario 2 | Scenario 3 | Scenario 4 |
|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | IRR | IRR | IRR | IRR |
| 8 | 42.8% | 37.9% | 40.8% | 37.6% |
| 9 | 47.4% | 42.0% | 45.2% | 41.6% |
| 10 | 46.7% | 40.8% | 43.8% | 39.9% |
| 11 | 44.2% | 38.2% | 41.1% | 37.4% |

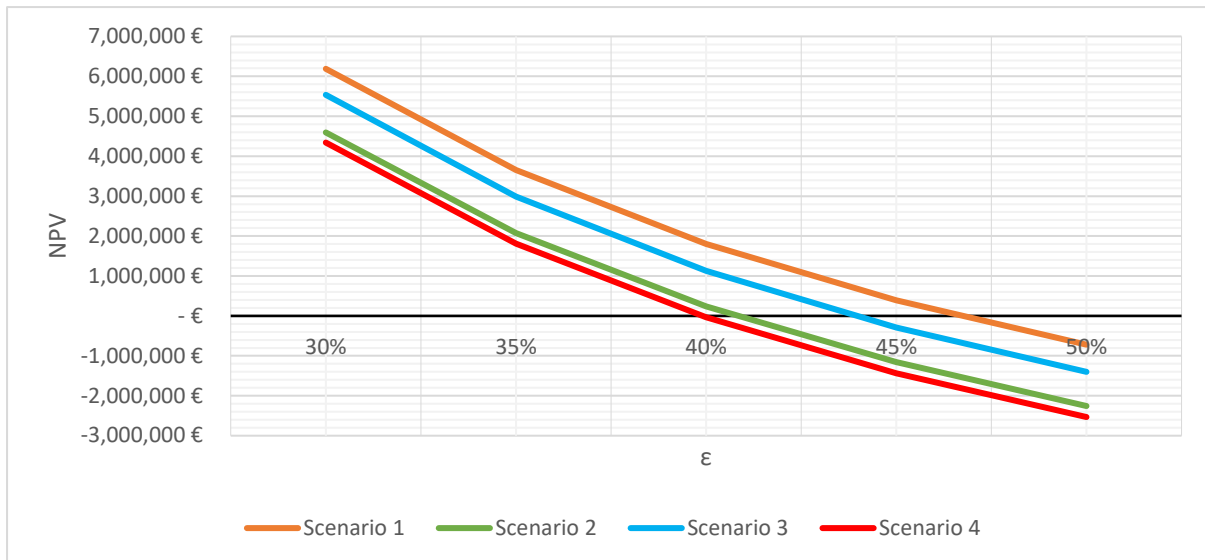


Figure 7 25-year NPVs for varying discount rates, for all scenarios.

As mentioned, the most cost-effective investment is scenario 1, due to lower capital and operational expenditure required for its implementation. This expenditure is attributed to the extensive costs associated with the energy storage system. In detail, it has been calculated that the contribution of the energy storage system to the project is economically disadvantageous for the current dimensioning of the scenarios. Specifically, the NPV of the project increases only for small-scale storage projects, even considering the loss of benefits for the residents of Samothrace.

The economically unfavourable outcome is interconnected with the fact that the energy autonomy of the island requires an energy storage system sized to cope with some of the most adverse energy conditions. However, since these adverse energy events vary rarely occur, and system is oversized to cover them, it is economically unviable. This occurs due to the operating regime of the system, i.e., its interconnection to the grid, and therefore, for maximum economic benefits, the objective is not only autonomous energy coverage but minimizing Levelized Cost of Electricity (LCOE).

Ultimately, the use of energy storage systems was chosen to ensure autonomy for Samothrace, even in the event of a disruption of the external connection, like the events of summer 2023. Additionally, the opportunity of practically studying an energy storage system in isolation conditions emerges, alongside a life cycle analysis (LCA) for all scenarios.

5. Conclusions – Further research

The most significant findings of the analysis of the project model are summarized below:

(a) The development of a wind farm in Samothrace is predicted to be particularly profitable due to the site's strong wind potential combined with its existing connection to the mainland network.

(b) The proposed energy storage system depends on the performance objectives being pursued. In the case of ensuring maximum guaranteed energy supply for specific financial benefit, the solution of pumped storage appears to be advantageous in Samothrace, due to its high efficiency combined with its high capacity for its corresponding cost compared to other methods. This superiority is largely due to the exploitation of the island's intense topology.

(c) To achieve maximum profitability, the energy storage system should be much smaller than required for the island's complete autonomy.

(d) The use of an RO system for water supply consumes just 1.8% of the energy produced by the WTs and sometimes enhances utilization of energy by consuming otherwise surplus energy.

(e) The round-trip efficiency of the storage system is a significant parameter for its smooth operation as the LIB system, despite having half the capacity in comparison to the other systems, achieves higher reliability compared to the H₂ system and justifies its higher cost per MWh. However, it does not ensure equal benefits for comparable cost, as greater energy capacity suggests that further surplus energy is collected, although proportionately more is lost in the system's inefficiencies.

(f) The choice of energy storage medium is not decisive for the economic performance of the project, due to its relatively small impact compared to that of the WTs.

(g) Despite the higher energy requirements per capita during the winter months, electrical energy demand in Samothrace surges in the summer months, due to a sharp increase in tourism.

Following examination and investigation of this thesis' complexities, several reflections and corresponding suggestions for future research emerged, which could further the project. The suggestion involve methodology, data, etc. These suggestions are analysed below:

(a) Application of this methodology in other Greek areas, whether interconnected or not.

(b) The input data are a critical factor, that may cause uncertainty in the model's results; therefore, obtaining more vigorous data, larger datasets can improve the accuracy and precision of the research. A stochastic model could be employed to create more extensive time series, however adequate time series was unsuccessful, due to lack of "training" data for the model. Hourly, instead of three-hour, data spanning 10 years are likely to meet the produce a successful stochastic model.

(c) Future estimation of the model's data parameters development, such as the island's needs for water and electricity, alongside economic parameters, like selling price of electricity.

(d) Exploration of other dimensioning methods, especially the HOMER method, for the multiparametric optimization of the problem with an emphasis on the LCOE.

(e) Investigation of alternative methods for managing the energy produced by the wind turbines. Some examples include exclusively producing desalinated water from the system's surplus energy and/or a regime that optimizes other performance indicators like profitability or the power supply sufficiency of the broader mainland system instead of Samothrace's.

(f) Utilization of the O_2 produced from the use of the H_2 system. Within this research it is released into the atmosphere, but by adding storage and transportation O_2 tanks, it would be possible to meet the needs of neighbouring medical facilities, generating additional profits for the project.

(h) Potential use of the existing Xeropotamos reservoir, for multipurpose uses such as storage for both energy and water from various sources.

(i) Further explore combined use of multiple RESs for energy production.

1. Εισαγωγή

1.1 Θεσμικό πλαίσιο ενεργειακής πολιτικής

Η όλο και αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας, συνδέεται άμεσα με την επιδείνωση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής, την εξάρτηση από εισαγόμενες πηγές ενέργειας και κατ'επέκταση την ενεργειακή ασφάλεια και την οικονομία. Με το πρωτόκολλο του Κιότο του 1997, τέθηκε επίσημα από τα Ηνωμένα Έθνη για πρώτη φορά ο στόχος της μείωσης των εκπομπών του θερμοκηπίου.

Σήμερα, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει βασικούς στόχους για το κλίμα και την ενέργεια προκειμένου να αντιμετωπίσει και τα παραπάνω ζητήματα. Πιο αναλυτικά, η Ευρωπαϊκή επιτροπή με τις στρατηγικές «Ενέργεια 2020» και «Ενεργειακός χάρτης 2050», έχει θέσει συγκεκριμένους στόχους για την περίοδο 2021 - 2030, οι οποίοι, αν επιτευχθούν, θα επιτρέψουν στην Ευρώπη να γίνει κλιματικά ουδέτερη μέχρι το 2050. Οι στόχοι αυτοί περιλαμβάνουν:

- (α) Μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου από το 40% σε τουλάχιστον το 55%, σε σχέση με τα επίπεδα του 1990
- (β) Αύξηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) από το 32% στο 42.5%
- (γ) Αύξηση της τελικής ενεργειακής αποδοτικότητας από το 32.5% στο 36%
- (δ) Αύξηση της πρωτογενούς ενεργειακής αποδοτικότητας στο 39%

Η Ελλάδα, για την εξυπηρέτηση αυτών των στόχων, έχει θεσμοθετήσει ειδικά εθνικά πλαίσια που αποσκοπούν στην αντιμετώπιση των προκλήσεων της κλιματικής αλλαγής και τον περιορισμό των περιβαλλοντικών επιπτώσεων των τομέων ενέργειας και μεταφορών, συμπεριλαμβανομένης και της ταχύτερης ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, το Γενικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΓΠΧΣΑΑ) (ΦΕΚ 128/Α'/3.8.2008) και το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ (ΕΠΧΣΑΑ) (ΦΕΚ 2464/Β'/3.12.2008), παρέχουν τα αναγκαία μέτρα για την κατάλληλη ανάπτυξη των ΑΠΕ, καθώς και κατευθύνσεις, κανόνες και κριτήρια χωρικού σχεδιασμού για την αρμονική ένταξή αυτών στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον.

Επιπλέον, σε περιφερειακό επίπεδο έχουν αναπτυχθεί ειδικότερα πλαίσια χωροταξικού σχεδιασμού τα οποία παρέχουν πιο λεπτομερή στοιχεία, ώστε να εστιάσουν στις ανάγκες της εκάστοτε περιφέρειας. Το Περιφερειακό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης (ΠΠΧΣΑΑ) (ΦΥΛΛΟ ΤΗΣ ΕΦΗΜΕΡΙΔΑΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ (ΦΕΚ) 248/Α.Α.Π./2018) αναφέρει πως για την εν λόγω περιφέρεια «Στον τομέα της ενέργειας, με την ολοκλήρωση των προβλεπόμενων βασικών υποδομών, η Περιφέρεια εξελίσσεται σταδιακά σε νέο ενεργειακό κέντρο της χώρας» και ότι «Πρόοδος έχει σημειωθεί στην παραγωγή και μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας... και στις επενδύσεις σε ΑΠΕ, ιδιαίτερα σε εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας.»

1.2 Αντικείμενο εργασίας

Η εργασία αυτή έχει ως αντικείμενο την ενεργειακή αναβάθμιση της Σαμοθράκης. Για να επιτευχθεί αυτό χρειάστηκε η βιβλιογραφική επισκόπηση των ΑΠΕ, των μονάδων αφαλάτωσης, των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και της αλληλεπίδρασης αυτών στα Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας (ΥΣΕ) σε ευρύτερο, καθώς και σε εθνικό επίπεδο. Ακολούθως, ερευνήθηκαν σχετικά στοιχεία για τη περιοχή της Σαμοθράκης με στόχο να εκπονηθεί μελέτη για την ενεργειακή αναβάθμιση της Σαμοθράκης.

Ο σκοπός της αναβάθμισης είναι πολλαπλός. Να παρέχει πλήρη ενεργειακή και υδρευτική αυτονομία, χωρίς κόστος για τους δημότες του νησιού. Να μετατρέψει τη Σαμοθράκη σε ένα από τα πρώτα ενεργειακά ουδέτερα νησιά στον κόσμο, ενισχύοντας έτσι την πρωτοπορία στους ανανεώσιμους πόρους και ειδικά στα ΥΣΕ, παράλληλα αναδεικνύοντας την ως πρότυπο του βιώσιμου τουρισμού. Ταυτόχρονα, προβλέπεται να δημιουργήσει μια ελκυστική επενδυτική προσφορά για το έργο, εκμεταλλευόμενη τη διασύνδεση του νησιού με την ηπειρωτική χώρα.

Αναλυτικότερα, το έργο αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο, ένα σύστημα αφαλάτωσης με τη μέθοδο RO και ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Η ενέργεια του συστήματος χρησιμοποιείται κατά προτεραιότητα για την κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και ηλεκτρικής ενέργειας των κατοίκων της Σαμοθράκης. Η ενέργεια, η οποία δεν απορροφάται σε κάποιο από τα επιμέρους τμήματα του συστήματος, πωλείται στο ηπειρωτικό δίκτυο του Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ).

Για την επίτευξη των παραπάνω διερευνήθηκαν τέσσερα σενάρια, το καθένα με διαφορετικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, με σκοπό να αναλυθεί η απόδοση του συστήματος στο εκάστοτε σενάριο. Για λόγους σύγκρισης, τα σενάρια διαστασιολογήθηκαν με στόχο να επιτυγχάνουν “λίγο” πάνω από το 99% κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού και ταυτόχρονα να έχουν το ίδιο οικονομικό όφελος στο πέρας ζωής του έργου. Σε αυτά τα σενάρια χρησιμοποιούνται συστήματα αντλησιοταμίευσης, υδρογόνου και συσσωρευτών Λιθίου.

2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας στην Ελλάδα

2.1 Γενικά στοιχεία των ΑΠΕ

Η ανανεώσιμη ενέργεια είναι η ενέργεια που προέρχεται από φυσικές πηγές, οι οποίες αναπληρώνονται με ταχύτερο ρυθμό από αυτόν με τον οποίο καταναλώνονται. Η ηλιακή ακτινοβολία, ο άνεμος, η ροή του νερού, η βιομάζα και η γεωθερμία, για παράδειγμα, είναι τέτοιες πηγές οι οποίες αναπληρώνονται συνεχώς. Οι ΑΠΕ είναι ευρέως διαθέσιμες και υπάρχουν παντού γύρω μας.

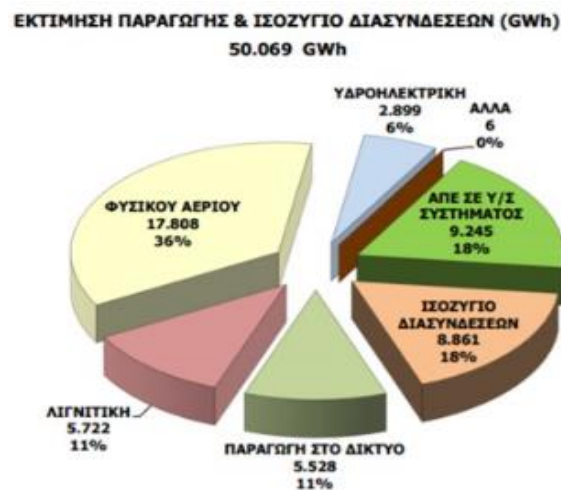
Κατά την τελευταία δεκαετία, παρατηρείται στην Ελλάδα συνεχώς αυξανόμενο ενδιαφέρον για τεχνολογίες ανανεώσιμης ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο συνδυασμό των ευνοϊκών νομικών και οικονομικών μέτρων τα οποία έχουν ληφθεί, του πλούσιου δυναμικού ΑΠΕ, το οποίο υπάρχει στη χώρα, της διαρκώς αυξανόμενης περιβαλλοντικής συνείδησης και των γεωπολιτικών ζητημάτων. Η Ελλάδα διαθέτει σημαντικό δυναμικό σε ηλιακή και αιολική ενέργεια, καθώς έχει 300 ηλιόλουστες και ζεστές μέρες το χρόνο, πάνω από 1000 νησιά με ανεμπόδιστο θαλάσσιο αέρα με μέση ταχύτητα ανέμου, η οποία υπερβαίνει τα 7.5 m/s (ΚΑΠΕ, 2003).

Η χρήση των ΑΠΕ συμβάλλει σημαντικά στην ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας της Ελλάδας. Μειώνει την εξάρτηση της χώρας σε εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα, οι τιμές των οποίων ενδέχεται να διακυμαίνονται ανεξέλεγκτα, και διασφαλίζει έτσι τον εφοδιασμό της σε καθαρή και αξιόπιστη ενέργεια. Επιπλέον, η χρήση αυτών των πηγών συμβάλλει στην προστασία του περιβάλλοντος, καθώς ο ενεργειακός τομέας αποτελεί τον βασικό υπεύθυνο για τη ρύπανση του, με σχεδόν το 95% της ατμοσφαιρικής ρύπανσης να οφείλεται στην παραγωγή, μετασχηματισμό και χρήση των παραδοσιακών καυσίμων, όπως ο άνθρακας και το φυσικό αέριο (ΚΑΠΕ, 2016). Επιπροσθέτως, συμβάλουν στην αποκεντροποίηση και στην πιο ομοιόμορφη κατανομή των παραγωγών ενέργειας του ενεργειακού μας μείγματος, μειώνοντας έτσι τις απώλειες μεταφοράς της ενέργειας και της οριακής τιμής συστήματος των επιμέρους δικτύων. Τέλος, συντελούν στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας σε τοπικό επίπεδο.

2.2 Αγορά ενέργειας στην Ελλάδα

Το ενεργειακό ισοζύγιο της Ελλάδας το 2020 αποτελούνταν κατά 35% από ΑΠΕ συμπεριλαμβανομένης και της υδροηλεκτρικής (Υ/Η) ενέργειας (ΡΑΕ, 2021), εκ των οποίων τη μεγαλύτερη συμβολή είχε η αιολική ενέργεια. Αν και οι ΑΠΕ αποτελούν σημαντικό ποσοστό του ενεργειακού μείγματος παραγωγής της χώρας, το οποίο σύμφωνα με τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), στις αρχές του 2023 έφτασε σε μηνιαία βάση σχεδόν το 50%, η προσφορά ενέργειας τους απέχει αρκετά από τη ζήτηση της χώρας σε ενέργεια.

Καθώς τα τελευταία χρόνια οι τιμές εγχώριων πηγών ενέργειας, όπως ο λιγνίτης, έχουν εκτοξευτεί, λόγω των ευρωπαϊκών περιβαλλοντικών τελών, η Ελλάδα έχει αναγκαστεί να εισάγει το μεγαλύτερο κομμάτι της ηλεκτρικής της ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, η ηλεκτρική ενέργεια, η οποία καταναλώνεται στην Ελλάδα προέρχεται, είτε από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα, είτε από τη διασύνδεση με το ευρωπαϊκό δίκτυο (ΡΑΕ, 2021). Αναλυτικότερα, οι εισαγωγές ενέργειας μέσω διασυνδέσεων ανήλθαν στο 18% του ισοζυγίου της χώρας για το 2020, ενώ το φυσικό αέριο, που είναι κατά βάση εισαγόμενο, κατείχε το 36% του ισοζυγίου, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.1.



Σχήμα 2.1 Ενεργειακό ισοζύγιο Ελλάδος 2020 (ΡΑΕ, 2021).

Συνεπώς, είναι αναγκαία η αύξηση του ρυθμού ένταξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα, με σκοπό την αύξηση της εγχώριας προσφοράς ενέργειας, η οποία είναι καθαρή και δεν υπόκειται σε εκτεταμένες απώλειες, λόγω μεταφοράς της. Έτσι, οι εκπομπές σε CO_{2eq} μπορούν να μειωθούν προκειμένου να πάψουν να αποτελούν μείζων περιβαλλοντικό ζήτημα. Για αυτούς τους στόχους, το κράτος έχει θεσμοθετήσει ειδικά πλαίσια επιδοτήσεων στους ανάλογους τομείς (ΑΠΕ, μεταφορές, κατοικίες και επιχειρήσεις), τα οποία λειτουργούν ως κίνητρο για την επαυξημένη ένταξη των ΑΠΕ στο ενεργειακό της χώρας.

2.3 Αιολική ενέργεια

Η αιολική ενέργεια είναι η ενέργεια, η οποία παράγεται από τον άνεμο και συνεπώς απαντάται σε αφθονία παντού στη γη. Είναι μια μορφή ενέργειας, την οποία στο παρελθόν ο άνθρωπος εκμεταλλευόταν, μεταξύ άλλων, κυρίως στη ναυσιπλοΐα μέσω ιστίων για τη μεταφορά ανθρώπων και αγαθών και σήμερα για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω Α/Γ. Ο τρόπος λειτουργίας των Α/Γ βασίζεται σε πρώτη φάση στη μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε μηχανική μέσω των πτερυγίων, και σε δεύτερη φάση σε ηλεκτρική μέσω της περιστροφής ενός άξονα ο οποίος περιστρέφει μια γεννήτρια.

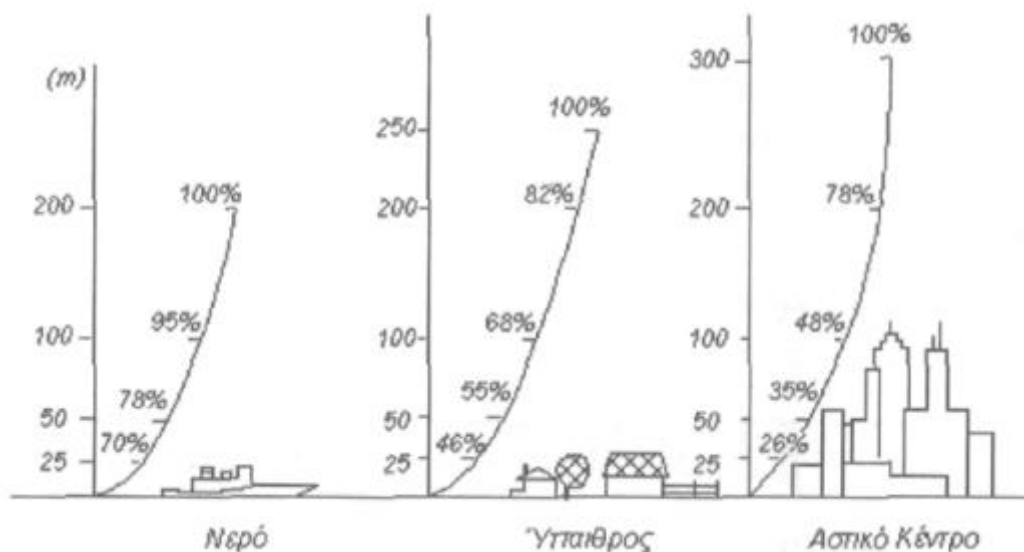
Επιπρόσθετα, η ταχύτητα του ανέμου μεταβάλλεται εκθετικά ανάλογα με την απόσταση από το έδαφος. Για την εκτίμηση της ταχύτητας u_2 σε ύψος z_2 από γνωστή ταχύτητα u_1 σε ύψος z_1 χρησιμοποιείται η διαδεδομένη Εξίσωση (2.1), όπου z_0 η παράμετρος τραχύτητας. Από τη

σχέση αυτή γίνεται αντιληπτό πως η αύξηση του ύψους της πτερωτής μιας Α/Γ δίνει μια αύξηση της ταχύτητας του ανέμου, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.2. Η ταχύτητα επηρεάζεται σημαντικά από τυχόν εμπόδια, όπως φαίνεται στον Πίνακα 2.1 και το Σχήμα 2.2.

$$\frac{u_2}{u_1} \ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right) / \ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right) \quad (2.1)$$

Πίνακας 2.1 Τιμές παραμέτρου z_0 (Μαμάσης et al., 2020).

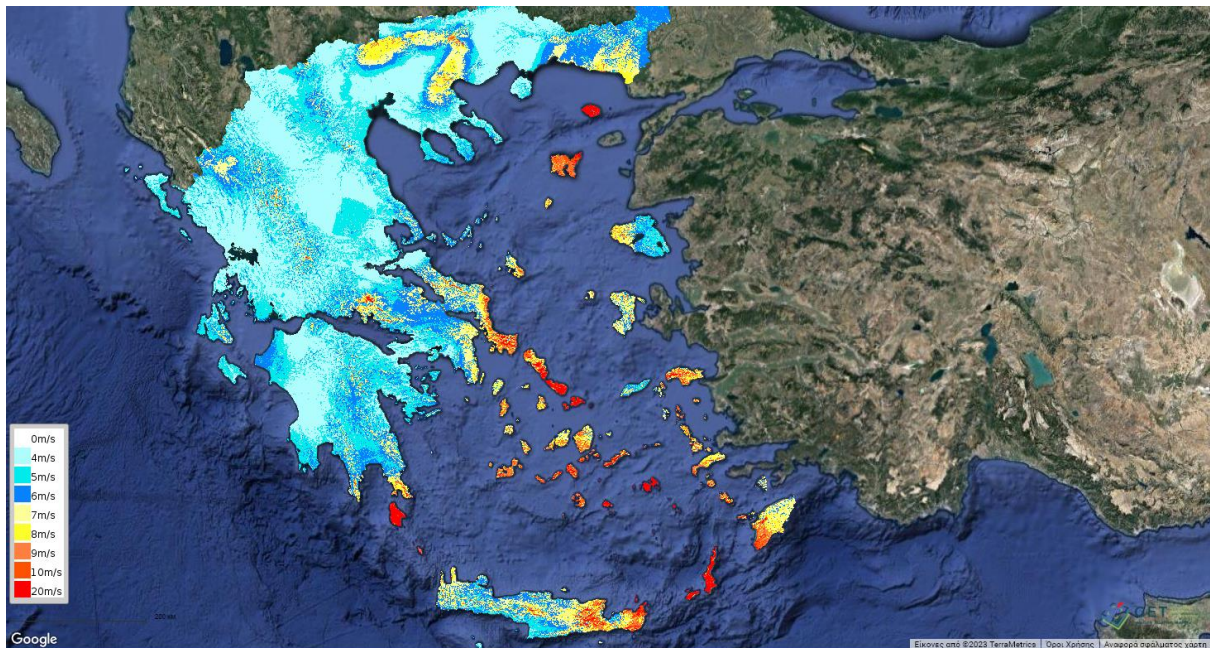
| Typical values of surface roughness | z_0 (cm) |
|-------------------------------------|------------|
| Ice | 0.001 |
| Water surface | 0.01-0.06 |
| Open sea (fetch of at least 5 km) | 0.02 |
| Grass up to 1-10 cm | 0.1-0.2 |
| Open flat terrain | 3 |
| Crops of 10-50 cm | 2-5 |
| Vegetation up to 1-2 m | 20 |
| Trees up to 10-15 m | 40-70 |
| Suburb, forest | 100 |
| City center, buildings | ≥ 200 |



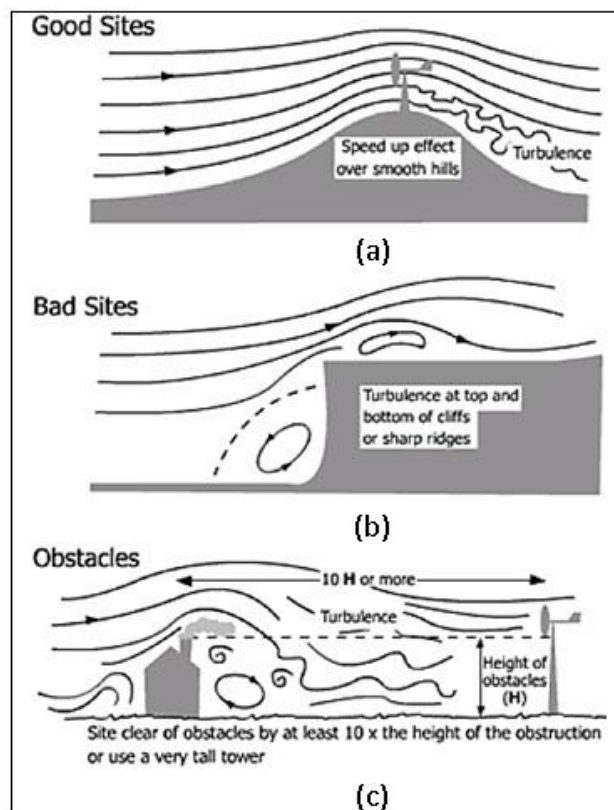
Σχήμα 2.2 Επίδραση τραχύτητας στην κατανομή ταχύτητας του ανέμου (Καλδέλλης, 2005).

Πρακτικά, για την αποδοτική αξιοποίηση αυτής της μορφής ενέργειας απαιτείται ένα ικανό ετήσιο αιολικό δυναμικό, το οποίο στην Ελλάδα συμβατικά πρέπει να ξεπερνά τα 4 m/s (Μαμάσης et al., 2020). Πιο συγκεκριμένα, αυτό συνήθως βρίσκεται σε περιοχές με ανεμπόδιτο καθεστώς ροής αέρα, όπως θάλασσες και επίπεδες αγροτικές περιοχές, δίχως πολλά εμπόδια, αλλά και κατάλληλα διαμορφωμένους λόφους, όπου η ροή του αέρα

συσσωρεύεται (Σχήμα 2.4). Εποπτικά, το αιολικό δυναμικό της Ελλάδας απεικονίζεται στο Σχήμα 2.3.



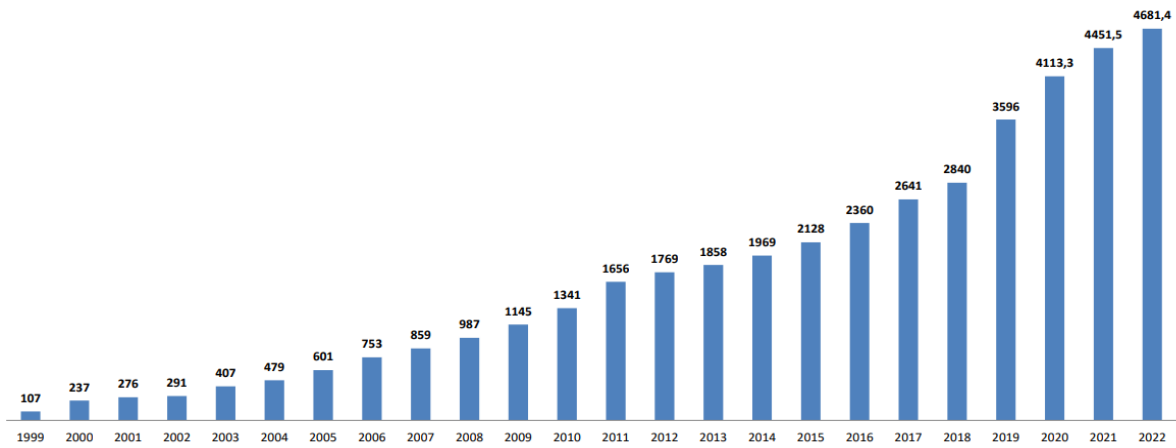
Σχήμα 2.3 Χάρτης αιολικού δυναμικού (h100) Ελλάδος (ΠΑΕ, 2021).



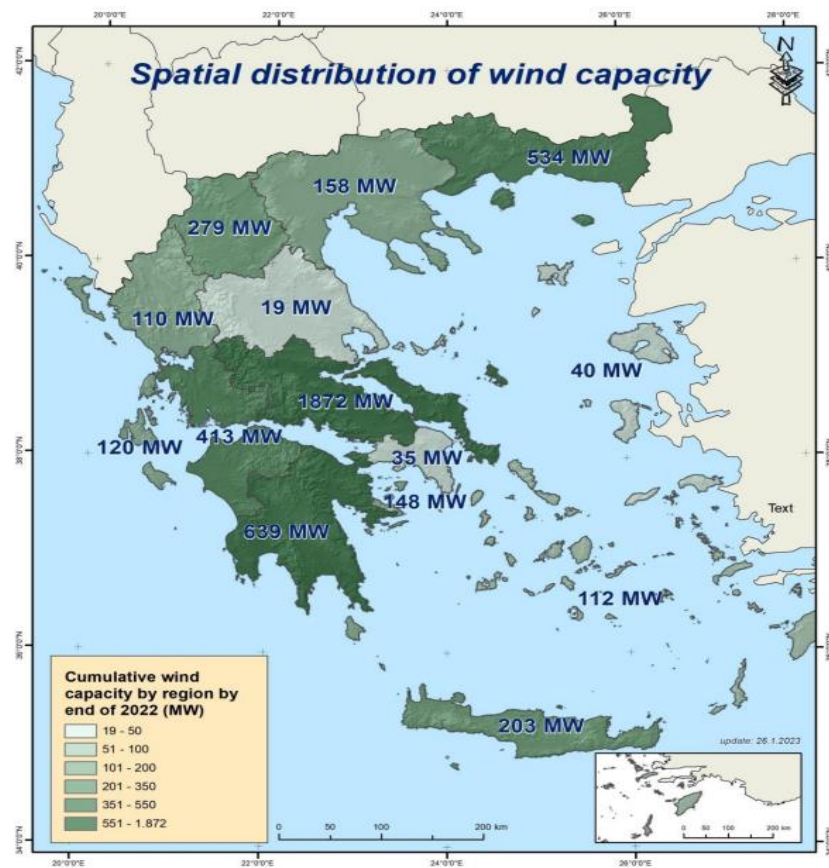
Σχήμα 2.4 Ροή ανέμου γύρω από εμπόδια (Didane et al., 2016).

Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας παρατηρεί σημαντική άνοδο τα τελευταία χρόνια, έχοντας δεκαπλασιαστεί από τα 479 MW το 2004 στα 4681 MW το 2022, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.5. Ταυτόχρονα στα Σχήματα 2.6 και 2.7 απεικονίζεται η χωρική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύς το 2022, καθώς και το πού ακριβώς λειτουργούν αυτοί οι αιολικοί σταθμοί. Από τα παραπάνω, παρατηρείται πως αρκετές περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού, ιδίως αυτών της περιοχής του Αιγαίου πελάγους, αξιοποιούν ελάχιστα αυτό το δυναμικό. Γεγονός που οφείλεται σε διάφορους περιορισμούς, οι πιο σημαντικοί απ' τους οποίους είναι οι περιβαλλοντικοί, οι χωροταξικοί και η ασύμφορη απόσταση από τον καταναλωτή.

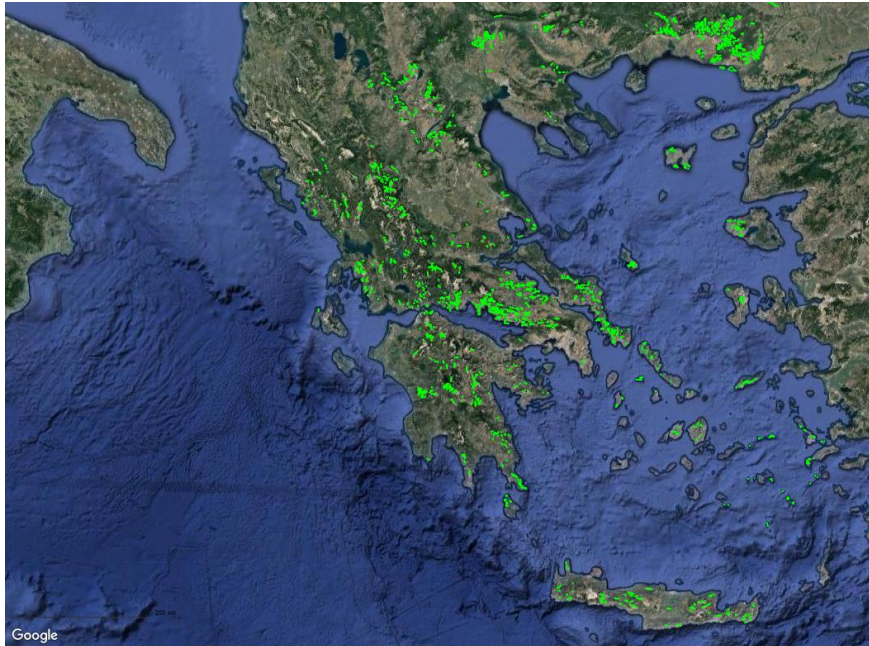
Αναλυτικότερα, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί πηγάζουν κυρίως από δύο αιτίες. Πρώτον, από την υποβάθμιση του τοπίου, η οποία προκαλείται από την ανάγκη για διάνοιξη και διαπλάτυνση οδικού άξονα, για τη μεταφορά των επιμέρους εξαρτημάτων των ανεμογεννητριών στην τοποθεσία ανέγερσης τους και από την ακουστική και οπτική όχληση που προκαλούν για τους γύρω ανθρώπους και ζώα. Δεύτερον, από την απωθητική και πιθανώς θανατηφόρα δράση που οι Α/Γ έχουν στην ορνιθοπανίδα (Αναγνωστοπούλου και Μπούσμπουρας, 2008). Λόγω των προαναφερθέντων, η νομοθεσία δεν επιτρέπει την κατασκευή αιολικών πάρκων σε περιοχές προστασίας πουλιών, περιοχές RAMSAR και οικολογικά ευαίσθητες περιοχές.



Σχήμα 2.5 Εγκατεστημένη ισχύς Α/Γ στην Ελλάδα το διάστημα 1999-2022 σε MW (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2023).



Σχήμα 2.6 Εγκατεστημένη ισχύς Α/Γ Ελλάδα ανά τόπο, το 2022 σε MW (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2023).



Σχήμα 2.7 Αιολικοί σταθμοί με άδεια παραγωγής (ΡΑΕ, 2021).

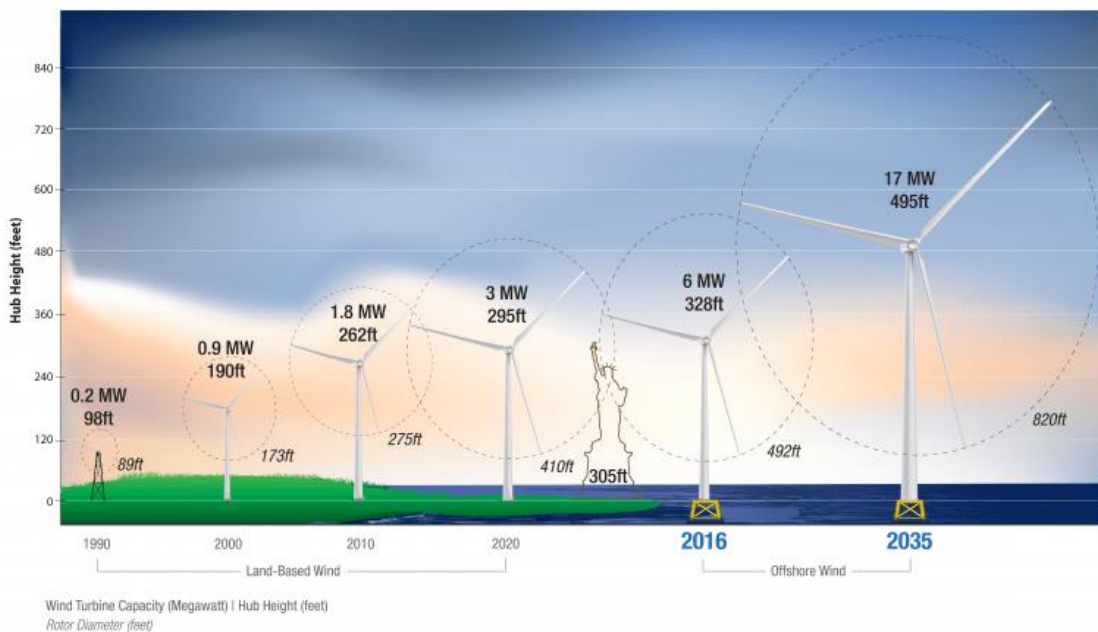
Η θεωρητική ισχύς που μπορούν να παράγουν οι Α/Γ διέπεται από την Εξίσωση 2.2. Πρόκειται για μια μη γραμμική σχέση εξαρτώμενη από τη διάμετρο του δρομέα D (m) υψωμένη στο τετράγωνο και την κάθετη ως προς αυτόν ταχύτητα V (m/s) υψωμένη στον κύβο. Έτσι, εξηγείται η ραγδαία αυξανόμενη ονομαστική ισχύς των ανεμογεννητριών όσο το ύψος και η διάμετρος τους αυξάνεται (Σχήμα 2.8). Συνεπώς, συνήθως προτιμάται μικρός αριθμός μεγάλων ανεμογεννητριών παρά μεγάλος αριθμός μικρών ανεμογεννητριών εφόσον η μεταφορά των επιμέρους κομματιών τους είναι τεχνοοικονομικά εφικτή.

$$P_0 = \frac{\rho \pi D^2 V^3}{8} \quad (2.2)$$

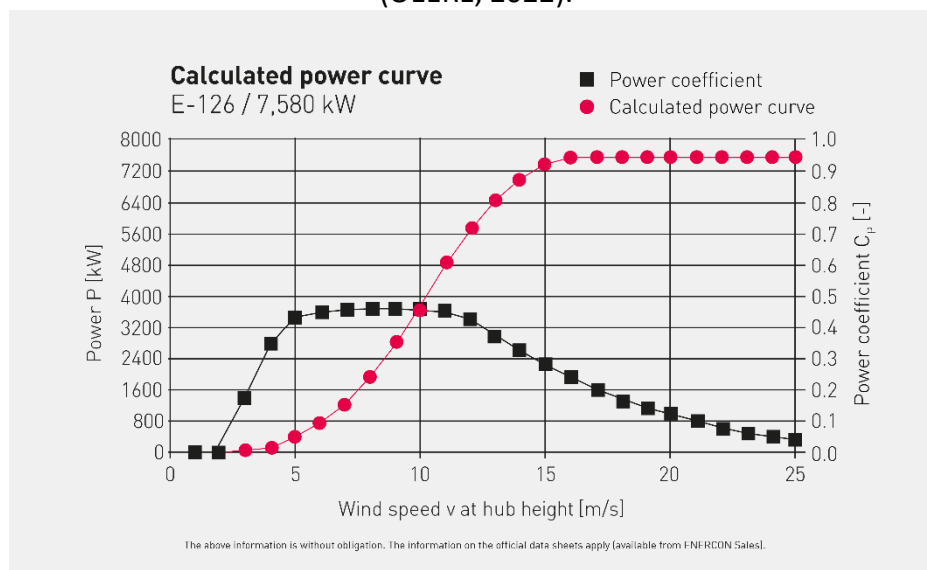
Οι Α/Γ χωρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες ως προς την οριοθέτηση του άξονα τους, αυτές οριζόντιου και αυτές κατακόρυφου άξονα. Τη συντριπτική πλειοψηφία αυτών αποτελούν οι Α/Γ οριζόντιου άξονα και για αυτό αναλύονται παρακάτω.

Η ηλεκτρική ενέργεια, η οποία παράγεται από μια Α/Γ, υπολογίζεται βάσει της καμπύλης ισχύος της, η οποία εξαρτάται από το μοντέλο και την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πτερωτής. Ο κατασκευαστής της Α/Γ παρέχει την καμπύλη ισχύος, η οποία περιλαμβάνει δύο σημεία λειτουργίας: το κατώτατο (cut-in), κάτω από το οποίο δεν παράγεται ενέργεια και το ανώτατο (cut-out), πάνω από το οποίο η Α/Γ διακόπτει τη λειτουργία της για λόγους ασφαλείας, καθώς υπάρχει κίνδυνος καταστροφής της κατασκευής σε μεγαλύτερες

ταχύτητες ανέμου από την ανώτατη. Μια τυπική καμπύλη λειτουργίας είναι η αυτή του Σχήματος 2.9, η οποία είναι της Enercon-126 και περιέχει και το συντελεστή απόδοσης.



Σχήμα 2.8 Ισχύς υφιστάμενων ανεμογεννητριών σε σχέση με το ύψος και τη διάμετρο τους (OEERE, 2022).

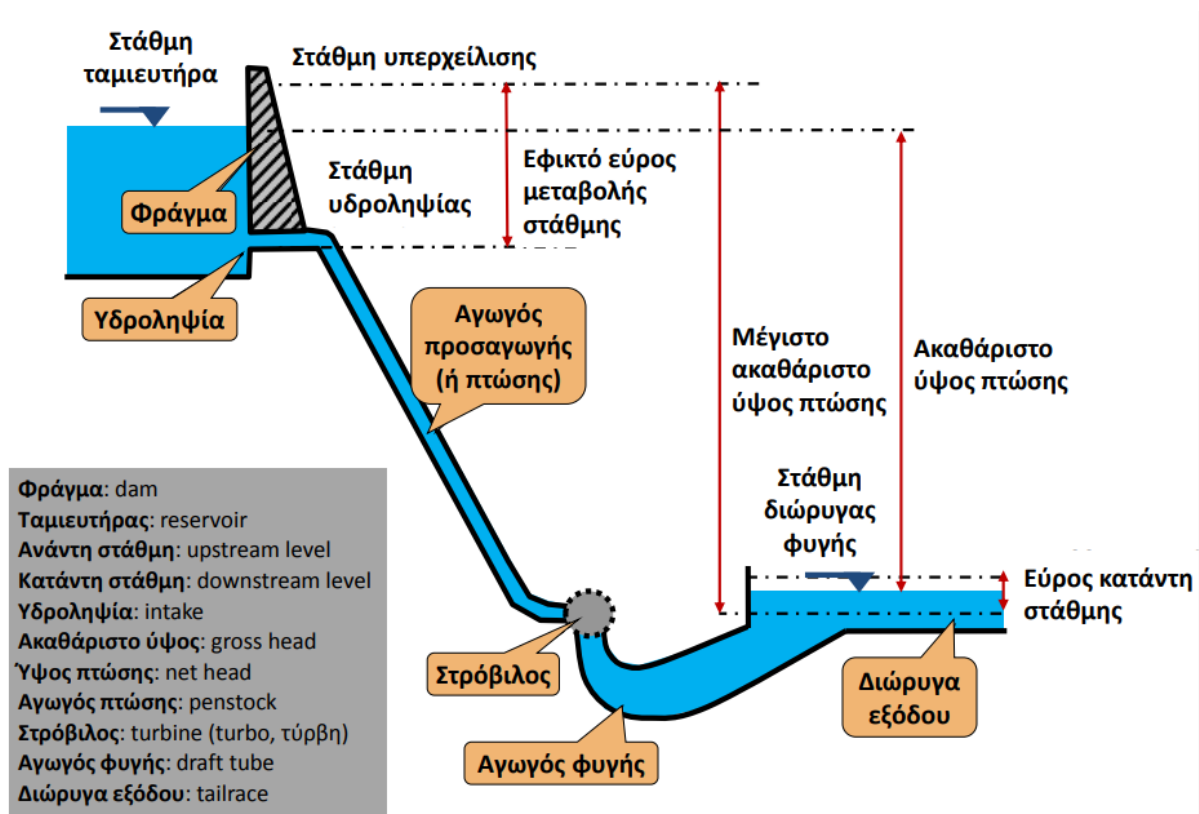


Σχήμα 2.9 Ισχύς και απόδοση ως προς την ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πτερωτής για την Enercon-126 (<https://www.enercon.de>).

2.4 Υδροηλεκτρική ενέργεια

Υ/Η ενέργεια ονομάζεται η ενέργεια η οποία παράγεται από τη μετατροπή της δυναμικής ενέργειας του νερού σε ηλεκτρική. Βασίζεται σε σύστημα διαδοχικών ενεργειακών μετασχηματισμών, ξεκινώντας πρώτα με τη μετατροπή της δυναμικής ενέργειας του νερού σε υδραυλική μέσω ενός αγωγού πτώσης που ενώνει ένα υψηλό με ένα χαμηλό υψόμετρο.

Δεύτερον, η υδραυλική ενέργεια μετατρέπεται σε κινητική περιστρέφοντας έναν ή παραπάνω άξονες υδροστροβίλων. Τρίτον, η κινητική ενέργεια των αξόνων των υδροστροβίλων μετατρέπεται σε ηλεκτρική, η οποία λόγω της χαμηλής της τάσης μετασχηματίζεται σε υψηλής, για μεταφορά στο ηλεκτρικό δίκτυο. Η διαδικασία αυτή απεικονίζεται στο Σχήμα 2.10.



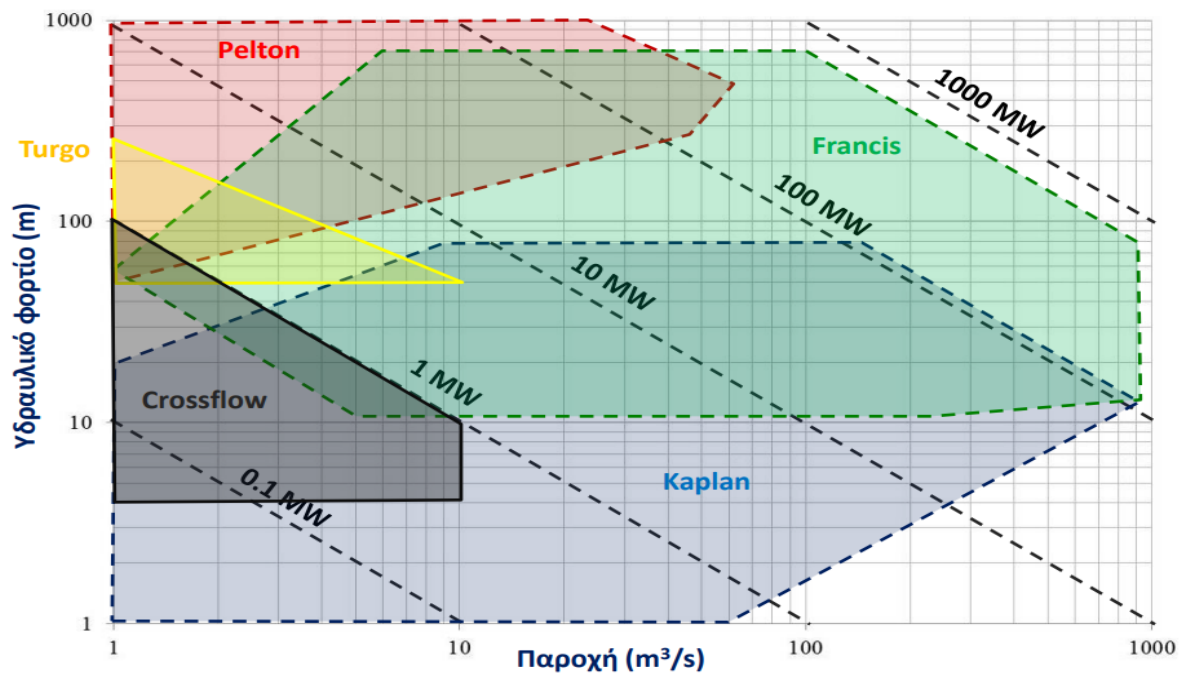
Σχήμα 2.10 Θεμελιώδεις έννοιες της Υ/Η ενέργειας (Μαμάσης et al., 2018).

Η Υ/Η ενέργεια σε kJ (E) που μπορεί να παράξει ένα έργο θεωρητικά εξαρτάται από το ακαθάριστο ύψος πτώσης H μεταξύ του άνω και του κάτω ταμιευτήρα και τον όγκο νερού τον οποίο εκμεταλλεύεται, όπως περιγράφεται από την Εξίσωση 2.3, όπου H (m) το ύψος του ανάντη νερού από το επίπεδο αναφοράς των υδροστροβίλων, γ το ειδικό βάρος του νερού (9.81 kN/m^3) και V (m^3) ο όγκος του διερχόμενου νερού. Στη πραγματικότητα όμως, η Υ/Η ενέργεια που παράγεται από ένα έργο διέπεται από την Εξίσωση 2.4, όπου n ο βαθμός απόδοσης των στροβίλων και H_n το καθαρό ύψος πτώσης, δηλαδή το ακαθάριστο πλην τις υδραυλικές απώλειες, οι οποίες είναι ανάλογες των γεωμετρικών χαρακτηριστικών του αγωγού και των υδροστροβίλων, αλλά και της παροχής Q (m^3/s).

$$E_{\delta} = \gamma V H \quad (2.3)$$

$$E_{\delta} = n \gamma V H_n \quad (2.4)$$

Για την καλύτερη απόδοση ενός Υ/Η έργου είναι απαραίτητη η μείωση των υδραυλικών απωλειών, όπως και η επιλογή ενός κατάλληλου συστήματος υδροστροβίλων. Για τη μείωση των υδραυλικών απωλειών είναι υψίστης σημασίας η επιλογή κατάλληλης διαμέτρου του αγωγού πτώσης και η επιλογή δύο σχετικά κοντινών όγκων νερού με μεγάλη υψομετρική διαφορά, καθώς πέραν των τοπικών απωλειών οι υδραυλικές απώλειες εξαρτώνται γραμμικά από το μήκος του αγωγού πτώσης. Όσον αφορά τους υδροστροβίλους, επιλέγονται βάσει των υδραυλικών χαρακτηριστικών του έργου δηλαδή τη παροχή Q και το καθαρό ύψος πτώσης H_n , όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.11. Ταυτόχρονα, ο αριθμός τους σχετίζεται με τις ανάγκες για εφεδρεία και συντήρηση, όπως και την ανάγκη για λειτουργία τους στις όσο το δυνατόν βέλτιστες συνθήκες καθαρού ύψους πτώσης και παροχής.



Σχήμα 2.11 Εύρος εφαρμογής διαφορετικών τύπων στροβίλων (Μαμάσης et al., 2019).

Αναλυτικότερα, παρόλο που στα προκαταρκτικά στάδια η απόδοση των υδροστροβίλων και οι υδραυλικές τους απώλειες θεωρούνται σταθερές, στην πραγματικότητα είναι συνάρτηση του ύψους πτώσης και της παροχής (η παροχή ανά στροβίλο είναι αντιστρόφως ανάλογη του αριθμού των ενεργών στροβίλων).

Στα προκαταρκτικά στάδια της μελέτης των Υ/Η έργων γίνονται παραδοχές ως προς την επιλογή των βασικών μεγεθών, όπως είναι ο βαθμός απόδοσης των υδροστροβίλων η και η κλίση ενέργειας (J). Συχνά, ο βαθμός απόδοσης των υδροστροβίλων λαμβάνεται ως σταθερός για κάθε παροχή και ίσος με $\eta = 80-90\%$, συμπεριλαμβανομένων των τοπικών απωλειών τους, αναλόγως τον τύπο στροβίλου και η κλίση ενέργειας ως ίση με $J = 2-3\%$ ώστε να παραχθεί ένα εύχρηστο καθαρό ύψος πτώσης $H_n = H - J * L$.

Η Υ/Η ενέργεια παράγεται κυρίως από μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα τα οποία αξιοποιούν ταμιευτήρες για την αποθήκευση των έντονα διακυμαινόμενων ποτάμιων απορροών. Αυτό συμβαίνει, ώστε να αυξηθεί το ύψος πτώσης και κατ' επέκταση το ενεργειακό τους

δυναμικό, ενώ παράλληλα επιτρέπει τους όγκους νερού να χρησιμοποιηθούν σε ευνοϊκότερες στιγμές κατά τις οποίες η ζήτηση ενέργειας είναι υψηλότερη.

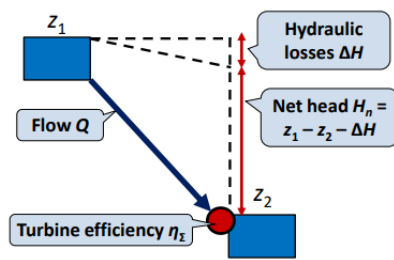
Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών έργων της ΔΕΗ ανέρχεται στα 3060 MW με 16 μεγάλους και 8 μικρούς σταθμούς (< 15 MW), παράγοντας 3000 – 6000 GWh ετησίως (ΤΕΕ, 2008). Χρησιμοποιούνται ως επί το πλείστον ως έργα αιχμής, λόγω του μηδαμινού χρόνου απόκρισης τους και της μεγάλης τους ονομαστικής ισχύς, συνήθως έχουν τη δυνατότητα να αποθηκεύσουν την πλεονάζουσα ενέργεια του συστήματος για μετέπειτα χρήση μέσω της αντλησιοταμίευσης.

Τα έργα αυτά έχουν τεράστια οφέλη για την κοινωνία εξυπηρετώντας πολλαπλές χρήσεις, όπως η παραγωγή ενέργειας, η ρύθμιση ισχύος στο ηλεκτρικό σύστημα, η αντιπλημμυρική προστασία, η παροχή νερού για ύδρευση και άρδευση, αλλά και η εξυπηρέτηση πολύτιμων τουριστικών υπηρεσιών και αλιείας, λόγω του λιμναίου τοπίου που δημιουργούν. Βέβαια, τα έργα αυτά, λόγω της κλίμακας τους έχουν σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις κατά την κατασκευή, αλλά και λειτουργία τους. Μερικές από αυτές είναι η μετατόπιση κατοίκων της περιοχής του ταμιευτήρα, η αλλοίωση του τοπίου λόγω των μεγάλων εκσκαφών, η μετατροπή του τοπίου του σε λιμναίο, η διάνοιξη δρόμων και άλλες που ευθύνονται για την υποβάθμιση του κατάντη οικοσυστήματος και απολήψεων νερού (European Commission, 2018).

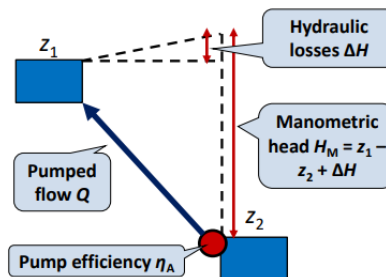
Κατά την αντλησιοταμίευση πραγματοποιείται και η αντίστροφη διαδικασία της παραγωγής Υ/Η ενέργειας, δηλαδή αντί να μετατρέπεται η δυναμική ενέργεια σε ηλεκτρική, η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε δυναμική για μετέπειτα χρήση. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω αντλιών που μεταφέρουν το νερό από ένα χαμηλότερο σε ένα υψηλότερο υψόμετρο.

Τυπικά γίνεται με τη χρήση δύο ταμιευτήρων σε διαφορετικά υψόμετρα, συχνά σε μικρή οριζόντια μεταξύ τους απόσταση και μεγάλη κάθετη απόσταση, για να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες. Αναλόγως τις απαιτήσεις του συστήματος αντλησιοταμίευσης μπορεί να λειτουργεί με ξεχωριστή αντλία και στρόβιλο και αντίστοιχα αγωγούς ή με αντλιοστρόβιλο και έναν αγωγό νερού.

Οι εξισώσεις οι οποίες διέπουν τη λειτουργία ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης είναι ίδιες με αυτές που αναλύθηκαν παραπάνω για το κομμάτι της παραγωγής ενέργειας, ενώ για το κομμάτι αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιούνται πάλι οι ίδιες με τη διαφορά πως το καθαρό ύψος πτώσης υπολογίζεται προσθέτοντας τις γραμμικές απώλειες αντί να αφαιρεθούν και πως για τον υπολογισμό της ισχύος τοποθετείται η απόδοση της αντλίας στον παρανομαστή αντί για τον αριθμητή, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.12.



Power production: $P = \eta_t \gamma Q (\Delta z - \Delta H)$



Power consumption: $P = \gamma Q (\Delta z + \Delta H) / \eta_A$

Σχήμα 2.12 Εξισώσεις παραγόμενης και καταναλισκόμενης ισχύς συστήματος αντλησιοταμίευσης (Μαμάσης et al., 2019).

2.5 Ηλιακή ενέργεια

Η ηλιακή ενέργεια είναι η ενέργεια η οποία παρέχει ο ήλιος μέσω της ακτινοβολίας του, η οποία, μέσω κατάλληλων συστημάτων, αξιοποιείται ενεργητικά για τη παραγωγή ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας ή παθητικά για τη παροχή θερμότητας και φωτισμού σε κατασκευές (ΥΠΕΝ, 2023). Αυτή η μορφή ενέργειας εξαρτάται από την ηλιακή δραστηριότητα, το υψόμετρο του ηλίου, την απόσταση του από τη γη και τα τυχόν εμπόδια μεταξύ του συστήματος αξιοποίησης του και τον ήλιο, δηλαδή την κατάσταση της ατμόσφαιρας που διαπερνούν οι ηλιακές ακτίνες, όπως π.χ. η νεφοκάλυψη και το ανάγλυφο της περιοχής. Η ανεμπόδιστη ισχύς της ηλιακής ακτινοβολίας που θεωρητικά φτάνει στην επιφάνεια της γης κατά μέσο όρο ετησίως ονομάζεται ηλιακή σταθερά και είναι ίση με 1367 W/m^2 (Μαμάσης et al., 2018).

Όσον αφορά τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα, αυτά χωρίζονται στα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) και τα θερμικά. Τα Φ/Β αξιοποιούν το φωτοβολταϊκό φαινόμενο, το οποίο είναι ένα φαινόμενο που μέσω κατάλληλων υλικών, συχνά κρυσταλλικού πυριτίου, συγκεκριμένα ηλεκτρομαγνητικά κύματα μετατρέπονται άμεσα σε ηλεκτρικό δυναμικό και συνεπώς ηλεκτρική ενέργεια. Αυτά τα συστήματα σήμερα έχουν βαθμό απόδοσης που για συνήθεις εφαρμογές δεν ξεπερνά το 23%, δηλαδή ένα πάνελ ενός m^2 που παρέχεται με 1000 W ηλιακής ενέργειας σε κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και ατμόσφαιρας μπορεί να παρέχει ισχύς ίση με 230 W .

Ο βαθμός απόδοσης τους εξαρτάται από παραμέτρους, όπως το είδος του Φ/Β στοιχείου, τη περιοχή όπου τοποθετούνται, την κλίση με την οποία τοποθετούνται, τη σκίαση από

εμπόδια, τη διαχείριση της θερμοκρασίας τους και την καθαρότητά τους. Για ακόμα μεγαλύτερη απόδοση συστήματος, παρά το αυξημένο κόστος εγκατάστασης, υπάρχει και η δυνατότητα έδρασης των Φ/Β στοιχείων σε σύστημα ιχνηλάτησης του ήλιου.

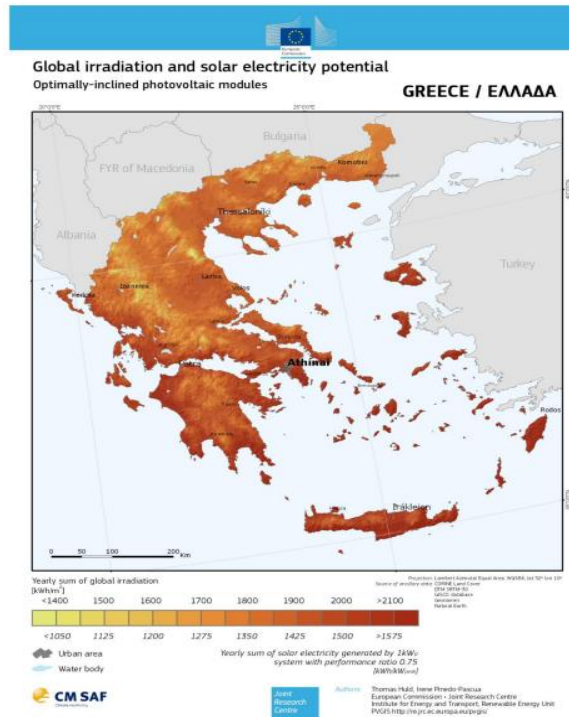
Στον Ελλαδικό χώρο, τα Φ/Β συστήματα είναι μια αρκετά ώριμη ενεργειακή τεχνολογία που το 2021 παράγαγε 5.2 TWh, έχοντας δηλαδή μερίδιο ενέργειας 9.6% σύμφωνα με το Σύνδεσμο Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ, 2022). Αναλυτικότερα, τα τελευταία χρόνια έχει έναν συνεχώς αυξανόμενο ρυθμό ετήσιων εγκαταστάσεων, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.13, καθώς γίνεται όλο και πιο επικερδής τεχνολογία, ενώ υπήρξε και εκτίναξη της συνδεδεμένης ισχύς από το 2010 μέχρι το 2013, λόγω των μεγάλων κρατικών επιδοτήσεων.

Η ισχύς της ακτινοβολίας του ήλιου στην Ελλάδα, όταν οι Φ/Β μονάδες τοποθετούνται με σωστό προσανατολισμό προς τον Ήλιο, εκφρασμένη σε kWh/m², απεικονίζεται στο Σχήμα 2.14. Από το οποίο συμπεραίνεται πως η Ελλάδα έχει πλούσιο ηλιακό δυναμικό και είναι ισχυρότερο στο νότιο κομμάτι της.



Τα νούμερα για το 2022 αποτελούν εκτίμηση.

Σχήμα 2.13 Ετήσιες και συνολικές συνδέσεις Φ/Β στο ελληνικό δίκτυο (σε MWp) (ΣΕΦ, 2022).



Σχήμα 2.14 Ο Χάρτης της Ελλάδας που απεικονίζει την ηλιακή ακτινοβολία (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>).

Τα θερμικά ηλιακά συστήματα βασίζονται στη συγκέντρωση της ηλιακής ενέργειας, μέσω ηλιακών συλλεκτών, σε μια κατασκευή με σκοπό τη θέρμανση ενός ρευστού, συνήθως νερού. Συνήθως η κατασκευή αυτή περιλαμβάνει μια σκουρόχρωμη επιφάνεια για την καλύτερη απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας, ώστε να θερμανθεί αποδοτικά το υγρό. Μια συχνή υλοποίηση αυτής της τεχνολογίας είναι ο ηλιακός θερμοσίφωνας, αλλά απαντάται και συστήματα που μέσω της θέρμανσης του νερού παράγουν έργο, όπως η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας ή της αφαλάτωσης του νερού μέσω της εξάτμισής του.

Τέλος, τα παθητικά ηλιακά συστήματα αποτελούνται από κατάλληλα διαμορφωμένα δομικά στοιχεία κατασκευών που αξιοποιούν την ηλιακή ενέργεια για την κάλυψη αναγκών, όπως η θέρμανση, ο φωτισμός και ο κλιματισμός. Συχνά απαντώνται στο σχεδιασμό σπιτιών και κτιρίων και χρησιμοποιούνται όλο και περισσότερο στη βιοκλιματική αρχιτεκτονική. Αυτή η αρχιτεκτονική στοχεύει στη δημιουργία βιώσιμων κτιρίων βελτιώνοντας την απόδοση κάθε μέρους του σπιτιού με βάση το κλίμα και τον προσανατολισμό.

2.6 Υβριδικά συστήματα ΑΠΕ

Για να θεωρηθεί ένα σύστημα παραγωγής ενέργειας υβριδικό πρέπει να αποτελείται από τουλάχιστον δύο συστήματα ενέργειας, εκ των οποίων τουλάχιστον ένα είναι ΑΠΕ, συχνά σε συνδυασμό με κάποιο σύστημα αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας και μια συμβατική πηγή ενέργειας για τη μεγιστοποίηση της αξιοπιστίας του συστήματος. Η ύπαρξη των ΥΣΕ πηγάει εν μέρη από την ανάγκη να διεισδύσουν αποτελεσματικά και οικονομικά οι ΑΠΕ στο

δίκτυο ενέργειας, ιδίως όταν πρόκειται για μικρά, μη διασυνδεδεμένα δίκτυα, όπως αυτά που συναντώνται σε πολλά ελληνικά νησιά.

Σύμφωνα με το νόμο 4951/2022, ως υβριδικό σύστημα ενέργειας ή αλλιώς υβριδικός σταθμός ορίζεται κάθε σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο:

- (α) εγκαθίσταται σε μη διασυνδεδεμένο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα και στην Κρήτη
- (β) χρησιμοποιεί τουλάχιστον μια, μη ελεγχόμενης παραγωγής, μορφή ΑΠΕ
- (γ) υποχρεούται να παρέχει στο σύστημα εγγυημένη ισχύ, η οποία νοείται ως η μέγιστη ηλεκτρική ισχύς που οφείλει να διαθέτει στο δίκτυο κατά συγκεκριμένες χρονικές περιόδους
- (δ) χρησιμοποιεί σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας
- (ε) η ενέργεια που απορροφά, καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του. Ως ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο, ορίζεται η διαφορά της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό από την ενέργεια που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ), σε ωριαία βάση

Όπως γίνεται αντιληπτό από τον παραπάνω νόμο, τα ΥΣΕ δεν γίνεται να αφορούν ένα διασυνδεδεμένο σύστημα, όπως είναι η Σαμοθράκη. Παρόλα αυτά, το ενεργειακό σύστημα το οποίο παρουσιάζεται στα πλαίσια αυτής της ΔΕ, χαρακτηρίζεται ως τέτοιο, λόγω του καθεστώτος λειτουργίας του, γιατί αξιοποιεί τη σύνδεση με το ηπειρωτικό δίκτυο, πρακτικά αποκλειστικά ως έξοδο για την πώληση της δευτερεύουσας ενέργειας. Κατά τα άλλα, καλύπτει τον ορισμό και μπορεί να συγκριθεί με παρόμοια συστήματα, όπως αυτά που απαντώνται σε ΜΔΝ.

Η προσπάθεια να εφαρμοστούν ΑΠΕ σε αυτόνομα ενεργειακά συστήματα εμποδίζεται, λόγω της στοχαστικότητάς τους. Πιο αναλυτικά, η παραγωγή ενέργειας από αυτά τα συστήματα δεν είναι προβλέψιμη χρονικά και εξαρτάται από τις κλιματικές συνθήκες. Για την επίλυση αυτού του προβλήματος, τα ΥΣΕ ανακατανέμουν την ενέργεια, η οποία παράγεται από τις ΑΠΕ, μέσω συστημάτων αποθήκευσης. Τα πιο διαδεδομένα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας στα ΥΣΕ είναι τα συστήματα υδρογόνου, τα συστήματα αντλησιοταμίευσης και τα συστήματα ηλεκτροχημικών συσσωρευτών.

Η χρήση τέτοιων συστημάτων συμβάλλει στη μείωση του περιβαλλοντικού και ενδεχομένως οικονομικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ειδικά σε σύγκριση με τα καθιερωμένα συστήματα ορυκτών καυσίμων. Παράλληλα, εξασφαλίζει τη συνεχή τροφοδοσία των ανανεώσιμων ενεργειακών συστημάτων (Zohuri, 2018).

3. Μέθοδοι διαχείρισης ενέργειας

3.1 Υδρογόνο - γενικά στοιχεία

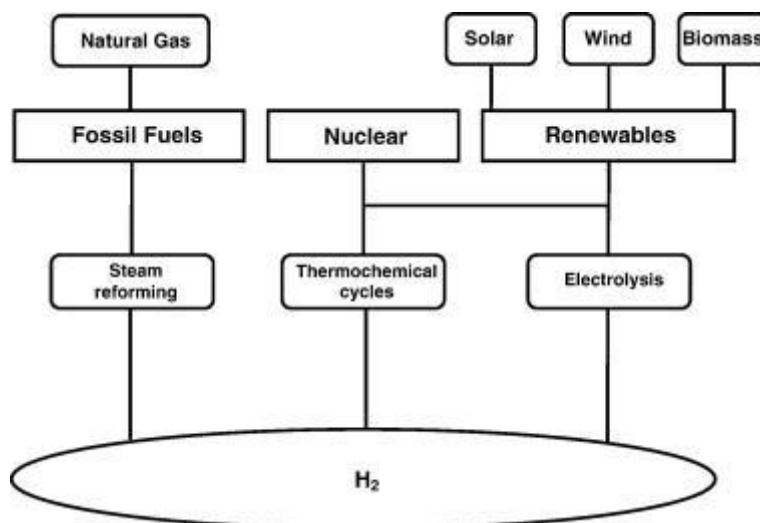
Το υδρογόνο (H_2) είναι το πρώτο στοιχείο του περιοδικού πίνακα έχοντας ατομικό αριθμό 1. Αποτελούμενο, ως επί το πλείστον, από ένα πρωτόνιο και ένα ηλεκτρόνιο είναι το πολυπληθέστερο και απλούστερο χημικό στοιχείο στο σύμπαν. Ειδικότερα, απαρτίζει γύρω στο 75% του σύμπαντος κατά μάζα. Σε κανονικές συνθήκες είναι ένα άοσμο, διαφανές αέριο, ελαφρύτερο του αέρα, μη τοξικό στον άνθρωπο και κατέχει εύκολα προσβάσιμο ενεργειακό δυναμικό.

Διαχωρίζεται σε 3 φυσικά ισότοπα, το πρώτιο, το δευτέριο και το τρίτιο. Οι τρεις του μορφές διαφέρουν στον αριθμό νετρονίων που κατέχουν, το πρώτιο δεν έχει, το δευτέριο έχει 1 και το τρίτιο 2 και όλα έχουν 1 ηλεκτρόνιο στη βασική τους μορφή. Μοιράζονται τις ίδιες χημικές ιδιότητες, διαφέρουν όμως ως προς τα βάρη τους και αξίζει να αναφερθεί πως το τρίτιο είναι ραδιενεργό. Πρακτικά όμως, η συμμετοχή των ισωτόπων πέραν του πρώτιου είναι αμελητέα για τις εφαρμογές μας μιας και απαρτίζει πάνω από το 99% των ατόμων του υδρογόνου στη γη (Royal Society of Chemistry, 2023).

Στη γη, αν και άφθονο, βρίσκεται σχεδόν αποκλειστικά δεσμευμένο σε μοριακές ενώσεις, όπως το νερό (H_2O) και τους υδρογονάνθρακες. Για να μετατραπεί στην ατομική του μορφή απαιτείται ενέργεια, τυπικά θερμότητας προκειμένου να απελευθερωθεί από υδρογονάνθρακες ή ηλεκτρισμού για την ηλεκτρόλυση του (USDE, 2023).

Στον ενεργειακό τομέα το υδρογόνο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ενέργειας δίχως ρύπους, καθώς και για την αποθήκευση της. Εκτός από αυτόν τον τομέα, χρησιμοποιείται σε αρκετούς ακόμη και κυρίως βιομηχανικά για την παραγωγή αμμωνίας μέσω της διαδικασίας Harber και κατ' επέκταση την παραγωγή πρακτικά όλων των σύγχρονων λιπασμάτων.

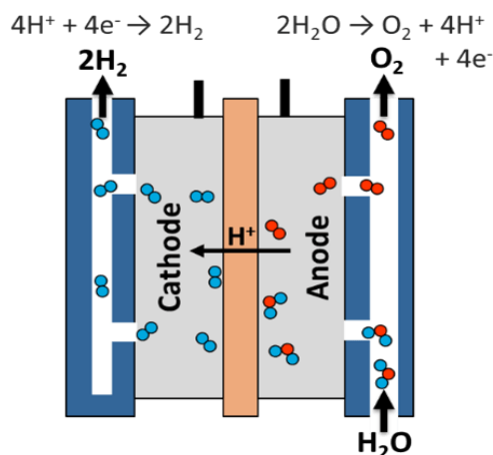
3.1.1 Παραγωγή υδρογόνου



Σχήμα 3.1 Οι σημαντικότερες μέθοδοι παραγωγής H₂ (Ozbilen et al., 2013).

Η παραγωγή υδρογόνου χωρίζεται σε δύο βασικές κατηγορίες βάσει της μορφής ενέργειας που απαιτείται (Σχήμα 3.1). Την πρώτη κατηγορία αποτελούν οι θερμικές και θερμοχημικές που βασίζονται στην αξιοποίηση της θερμικής ενέργειας για την απελευθέρωση του υδρογόνου από υδρογονούχα μόρια και πιο συγκεκριμένα συνήθως από ορυκτά καύσιμα ή βιομάζα. Μέχρι και σήμερα οι μέθοδοι αυτοί επικρατούν στην παραγωγή υδρογόνου κατέχοντας το 96% της παραγωγής του παγκοσμίως (Kannah et al., 2020) γεγονός που οφείλεται στο συγκριτικά χαμηλότερο κόστος παραγωγής του σε μεγάλη κλίμακα με τους τρόπους αυτούς.

Τη δεύτερη κατηγορία αποτελεί η διαδικασία της ηλεκτρόλυσης κατά την οποία ηλεκτροχημικά το νερό διασπάται στις ατομικές του συνιστώσες, δηλαδή υδρογόνο και οξυγόνο. Για να επιτευχθεί αυτό χρειάζεται απιονισμένο νερό, μία κάθοδο, ένα άνοδο, ικανό ηλεκτρικό δυναμικό ανάμεσα τους και μια μορφή ηλεκτρολύτη. Οι μορφές ηλεκτρολύτη που εμφανίζονται πιο συχνά είναι οι αλκαλικοί, οι πολυμερικής μεμβράνης και οι στερεού οξειδίου. Σχηματική απεικόνιση της διαδικασίας φαίνεται στο Σχήμα 3.2.



Σχήμα 3.2 Απεικόνιση της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης (USDE, 2023).

3.1.2 Είδη υδρογόνου

Το υδρογόνο παρά τις μηδαμινές εκπομπές κατά τη μετατροπή του σε ενέργεια μπορεί να έχει σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, οι οποίες πηγάζουν από τη μέθοδο παραγωγής του. Αναλόγως τη μέθοδο παραγωγής του, το δυναμικό θέρμανσης του πλανήτη ανά μονάδα H₂ αλλάζει και βάσει αυτών των μεθόδων, χωρίζεται σε είδη ή στην προκειμένη περίπτωση σε “χρώματα”. Τα κύρια από αυτά είναι το γκρι, το καφέ, το μπλε και το πράσινο.

Το γκρι και το καφέ παράγονται από ορυκτά καύσιμα. Το γκρι με την τεχνολογία αναμόρφωσης μεθανίου με ατμό και το καφέ με τη μέθοδο της αεριοποίησης του άνθρακα. Μέσω των διεργασιών αυτών ως παραπροϊόν εκλύεται μεγάλη ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα και ταυτόχρονα εξαντλούνται τα μη ανανεώσιμα ορυκτά καύσιμα για την παραγωγή της θερμότητας που απαιτεί η διεργασία. Το μπλε υδρογόνο παράγεται με τις ίδιες διεργασίες, ωστόσο οι εκλύσεις του σε μειώνονται σημαντικά μέσω της χρήσης τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂.

Οι τρεις αυτές κατηγορίες, λόγω του συγκριτικά χαμηλού κόστους παραγωγής τους, αποτελούν το 96% του υδρογόνου που παράγεται παγκοσμίως. Το μπλε αν και επιβαρύνει λιγότερο το περιβάλλον, εξακολουθεί να μην αποτελεί βιώσιμη λύση για τη παραγωγή του υδρογόνου.

Τέλος, έχουμε το πράσινο υδρογόνο, το οποίο παράγεται αποκλειστικά από ΑΠΕ, όπως η αιολική και η ηλιακή και έχει αμελητέα συμβολή στις εκλύσεις αερίων του θερμοκηπίου (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020). Αυτό γίνεται εφικτό κυρίως μέσω της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης.

Σημαντικό ρόλο εδώ παίζει η μορφή ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιηθεί. Επικρατούν πλέον η αλκαλική ηλεκτρόλυση και η ηλεκτρόλυση πολυμερικής μεμβράνης. Παρόλο που η αλκαλική ηλεκτρόλυση είναι πιο ώριμη και αρκετά αποδοτική, σε σταθερό φορτίο με χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης και διπλάσιο χρόνο ζωής, εκτιμάται πως δεν είναι η καταλληλότερη επιλογή για την αξιοποίηση των ΑΠΕ.

Αυτό οφείλεται στο γεγονός πως δεν λειτουργούν αποδοτικά με την έντονα διακυμαινόμενη ισχύς, η οποία παράγεται από αυτές. Πιο συγκεκριμένα, η συχνή παραγωγή φορτίων χαμηλότερων του 20-30% του φορτίου σχεδιασμού, αλλά και των μικρής διάρκειας φορτίων που ξεπερνούν το 100% του, φορτία στα οποία η ηλεκτρόλυση πολυμερικής μεμβράνης έχει πολύ καλύτερες επιδόσεις (IRENA, 2018).

3.1.3 Αποθήκευση υδρογόνου

Η αποθήκευση του υδρογόνου μπορεί να γίνει με δύο τρόπους, είτε σε δεξαμενές διαφόρων ειδών αναλόγως τις συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης, είτε σε υλικά μέσω των φαινομένων της προσρόφησης, ή της απορρόφησης ή και των χημικών δεσμών.

Πλέον προτιμάται η αποθήκευση του υδρογόνου σε δεξαμενές υψηλής πίεσης. Στην περίπτωση της κλίμακας ενός ηλεκτρικού δικτύου η πίεση αυτή κυμαίνεται γύρω στα 20 MPa, ώστε να επιτευχθεί η βελτιστοποίηση μεταξύ του λειτουργικού κόστους συμπίεσης του υδρογόνου, του κόστους της δεξαμενής και των παραμέτρων ασφαλείας. Για τη συμπίεση και αποθήκευση του υδρογόνου στα 20 MPa η απαιτούμενη ενέργεια εκτιμάται στο 15% της θερμογόνου ενέργειας του (Jensen et al., 2007).

Η μέθοδος αυτή είναι κατάλληλη για τη μεγάλη κλίμακα ενός δικτύου, λόγω της δυνατότητας αποθήκευσης μεγάλης ποσότητας ενέργειας, με εύκολη δυνατότητα επέκτασής της, η οποία μπορεί να αποθηκευτεί για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Πλήττειται όμως από τη χαμηλή απόδοση μετ' επιστροφής που διαθέτει. Ενώ, για εφαρμογές του μεταφορικού τομέα, όπως τα αυτοκίνητα συναντιούνται συνήθως δεξαμενές υψηλότερης πίεσης (35-70 MPa) μιας και εκεί η ενεργειακή πυκνότητα του υδρογόνου είναι η κρίσιμη παράμετρος σχεδιασμού.

Η αποθήκευση του υδρογόνου γίνεται και σε υγρή μορφή όταν αυτό ψυχθεί σε κρυογενικές θερμοκρασίες και πιο συγκεκριμένα θερμοκρασίες κάτω των 33 K. Αν και αυτό επιτρέπει ακόμα μεγαλύτερες ενεργειακές πυκνότητες από αυτές που επιτυγχάνονται με συμπίεση, είναι μέθοδος ασύμφορη για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, λόγω των μεγάλων ενεργειακών απωλειών της τάξεως του 30-40% (IEA, 2006).

Πέραν αυτών, αξιοσημείωτη για την αποθήκευση μεγάλης ποσότητας υδρογόνου για μεγάλα χρονικά διαστήματα είναι η μέθοδος αποθήκευσής του σε φυσικές δεξαμενές, όπως σπήλαια. Για να γίνει αυτό χρειάζονται κατάλληλες γεωλογικές συνθήκες, οι οποίες δεν επιτρέπουν σημαντικές απώλειες υδρογόνου.

3.1.4 ΑΠΕ και υδρογόνο

Μια από τις κύριες δυσκολίες στην αξιοποίηση ενέργειας, η οποία παράγεται από τις ΑΠΕ για το δίκτυο, είναι ο συγχρονισμός της στοχαστικά μεταβαλλόμενης ισχύος αναφορικά με τις χρονικά μεταβαλλόμενες ζητήσεις του δικτύου. Για την επίτευξή αυτού του σκοπού χρειάζεται μια μορφή αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας των ΑΠΕ, ώστε να αξιοποιηθεί σε πιθανό ενεργειακό έλλειμμα. Το υδρογόνο μπορεί να ξεπεράσει αυτή τη δυσκολία.

Η χρήση ενός συστήματος παραγωγής υδρογόνου μέσω της ηλεκτρόλυσης με στοιχείο καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEMFC), το οποίο εκτιμάται να έχει σταθερή αποδοτικότητα γύρω στο 60%, δηλαδή 58 kWh/kgH₂, για όλο το εύρος των φορτίων σχεδιασμού (IRENA, 2018) και να απαιτεί, βάση στοιχειομετρίας, περίπου 9 kg απιονισμένου νερού για κάθε kg υδρογόνου που παράγεται. Μετά την παραγωγή του το υδρογόνο χρειάζεται να συμπιεστεί στα 20 MPa για την αποθήκευση του, κάτι το οποίο απαιτεί περίπου 4.2 kWh/kgH₂ (Elberry et al., 2021). Άρα, συνολικά υπολογίστηκε πως χρειάζονται 62 kWh και 9 kg απιονισμένου νερού για την παραγωγή 1 kg υδρογόνου και 8 kg οξυγόνου.

Για την εκ νέου μετατροπή του υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται η αντίστροφη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης που 1 kg υδρογόνου και 8 kg οξυγόνου από τον ατμοσφαιρικό αέρα αντιδρούν σε ένα PEMFC προκειμένου να παράξουν 9 kg απιονισμένου νερού με εκτιμωμένη απόδοση της τάξεως του 50% δηλαδή 15 kWh/kgH₂ (Mekhilef et al., 2012).

Το αποτέλεσμα είναι ένα κλειστό κύκλωμα, στο οποίο ένας όγκος απιονισμένου νερού διασπάται σε οξυγόνο και υδρογόνο με την περίσσεια ενέργεια των ΑΠΕ και όταν υπάρξει έλλειμμα τα αέρια επανενώνονται για να παράξουν ηλεκτρισμό. Συνολικά, αυτό το σύστημα αναμένεται να έχει 24% αποδοτικότητα μετ' επιστροφής, η οποία αν και μικρή σε σχέση με άλλες μεθόδους αποθήκευσης, έχει τα πλεονεκτήματα της δυνατότητας επέκτασης του για την κάλυψη ενός μεγάλου εύρους φορτίων, έναν σχετικά γρήγορο χρόνο απόκρισης, σχετικά μικρές χωρικές απαιτήσεις και μηδενικές εκπομπές. Άρα, μπορεί πολύ εύκολα να αδειοδοτηθεί και να λειτουργήσει ακόμα και σε περιβαλλοντικά ευάλωτες περιοχές.

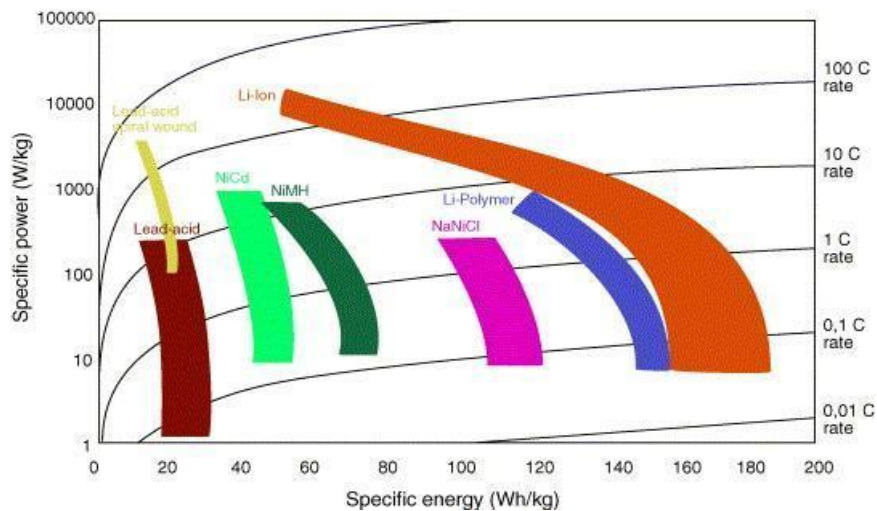
3.2 Συσσωρευτές - γενικά στοιχεία

Ως μπαταρία ή συσσωρευτής ορίζεται οποιαδήποτε συσκευή η οποία μπορεί να παράγει ηλεκτρική ενέργεια από την αποθηκευμένη σε αυτή χημική ενέργεια. Οι συσσωρευτές χρησιμοποιούνται ευρέως σε οικιακές και βιομηχανικές εφαρμογές ως πηγή ενέργειας και διακρίνονται σε πρωτεύων και επαναφορτιζόμενους.

Οι συσσωρευτές ποικίλουν σε σύνθεση, με τους συνηθέστερους να είναι οι εξής:

- (α) συσσωρευτές ιόντων Λιθίου (LIBs)
- (β) συσσωρευτές μόλυβδου-οξέος (Pb-acid)
- (γ) συσσωρευτές νικέλιου-καδίου (Ni-Cd)
- (δ) συσσωρευτές νικέλιου-μεταλλικού υβριδίου (NiMH)

Αναλόγως τη σύνθεση τους διαφέρουν σε ειδική ενέργεια, ειδική ισχύ, κόστος ανά kWh, μακροζωία, αποδοτικότητα κ.α. Στο Σχήμα 3.3 γίνεται εποπτική σύγκριση των δύο πρώτων ιδιοτήτων, οι οποίες είναι συχνά οι πιο καθοριστικές για χρήση σε φορητά συστήματα.



Σχήμα 3.3 Διάγραμμα ειδικής ισχύς έναντι ειδικής ενέργειας διαφόρων συσσωρευτών (Bossche et al., 2005).

Οι συσσωρευτές Λιθίου αναφέρονται σε μια οικογένεια συσσωρευτών που χρησιμοποιούν στοιχεία Λιθίου για τη λειτουργία τους. Ο λόγος που πολλοί συσσωρευτές είναι βασισμένοι στο Λίθιο είναι, μεταξύ άλλων, η μεγάλη ηλεκτροθετικότητα του και το μικρό του ισοδύναμο βάρος (6.94 g mol^{-1}), σε σχέση με αντίστοιχα στοιχεία, τα οποία τις επιτρέπουν να έχουν μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα και αποδοτικότητα, καθώς και μεγάλη μακροζωία σε σχέση με άλλες τεχνολογίες συσσωρευτών.

Για αυτό, σήμερα πληθώρα συσκευών βασίζονται σε τέτοιους συσσωρευτές, από κινητά τηλέφωνα και φορητούς υπολογιστές μέχρι και αυτοκίνητα και συστήματα διαχείρισης ενέργειας του ηλεκτρικού δικτύου. Επιπλέον, δίνουν τη δυνατότητα για την αποδοτικότερη αξιοποίηση των ανερχόμενων ΑΠΕ και συνεπώς τη βαθύτερη διείσδυση τους στο ενεργειακό μείγμα.

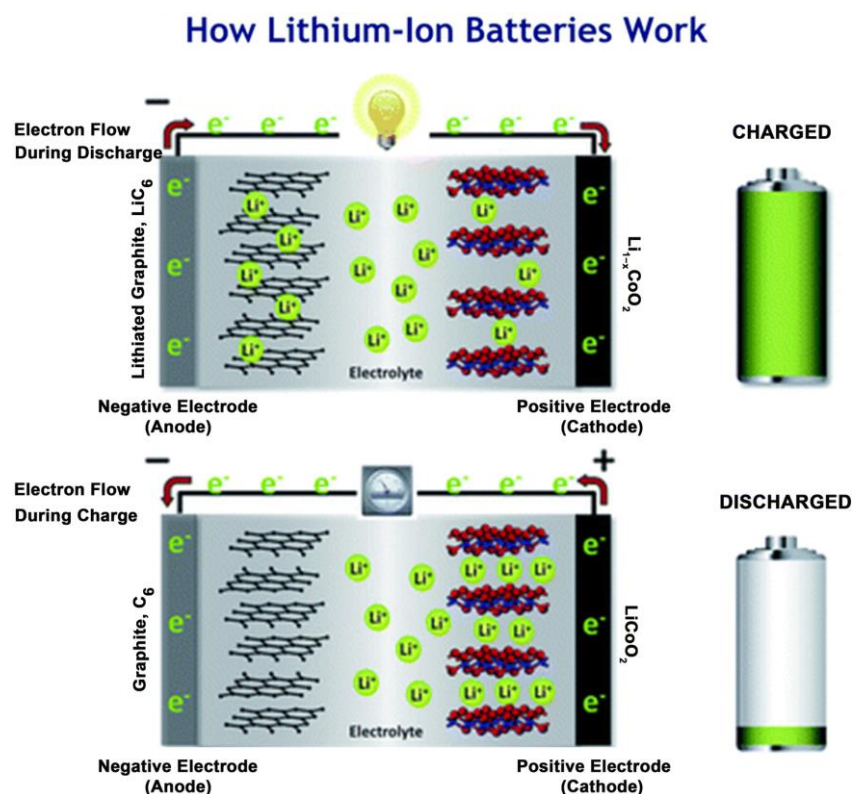
Οι LIB συγκεκριμένα, οι οποίοι είναι οι επικρατέστεροι συσσωρευτές Λιθίου σήμερα για χρήση στο ενεργειακό δίκτυο (Tianmei, et al., 2020), διακρίνονται από την υψηλότερη ενεργειακή απόδοση τους (γύρω στο 95% ανά κύκλο), ελάχιστη αυτοεκφόρτιση (2% - 8% ανά μήνα), μεγάλη μακροζωία (80% της αρχικής χωρητικότητας μετά από 10000 κύκλους) και δυνατότητα επέκτασης. (Xiangue et al., 2020; Redondo-Iglesias et al., 2019; Ahmadi et al., 2014).

3.2.1 Δομή των LIBs

Οι LIB αποτελούνται από ένα ή περισσότερα κελιά, τα οποία γενικά περιέχουν μία άνοδο σε συνδυασμό με μία κάθοδο, έναν ηλεκτρολύτη και ένα διαχωριστικό στρώμα μεταξύ των ηλεκτροδίων. Εξωτερικά του κελιού βρίσκεται ένα σκληρό και συχνά μεταλλικό προστατευτικό περίβλημα, ένα μονωτικό κάλυμμα και μια ηλεκτρονική μονάδα ελέγχου για τη διαχείριση των παραμέτρων ασφαλείας του συσσωρευτή, όπως ο ρυθμός φόρτισης και

εκφόρτισης για την αποφυγή ανάπτυξης επικίνδυνων θερμοκρασιών που μπορεί να οδηγήσουν στην καταστροφική αστοχία του συσσωρευτή.

Στο Σχήμα 3.4 απεικονίζεται η αντίδραση που συμβαίνει στις LIB. Τα δύο ηλεκτρόδια έχουν κατάλληλα διαμορφωμένη δομή, ώστε να μεγιστοποιηθεί η δυνατότητα μετακίνησης των ιόντων Λιθίου μεταξύ τους, τηρώντας παράλληλα τους κατασκευαστικούς περιορισμούς. Κατά τη διαδικασία της φόρτισης, ιόντα Λιθίου μεταφέρονται από το θετικό στο αρνητικό ηλεκτρόδιο μέσω του διαχωριστικού στρώματος, ενώ ταυτόχρονα ρέουν ηλεκτρόνια του εξωτερικού κυκλώματος με την ίδια φορά αυτών του εσωτερικού. Κατά τη διαδικασία της εκφόρτισης, η αντίστροφη διαδικασία λαμβάνει χώρα.



Σχήμα 3.4 Απεικόνιση των LIBs.

3.2.2 LIBs και περιβάλλον

Η εκτεταμένη και συνεχώς ανερχόμενη χρήση των ηλεκτρικών οχημάτων έχει οδηγήσει σε μεγάλο όγκο χρησιμοποιημένων LIB, ο οποίος έχει λίγες δυνατότητες για τη συνέχεια του κύκλου ζωής του. Αναλυτικότερα, οι μπαταρίες αυτές μετά από προσεγγιστικά 8 χρόνια λειτουργίας αποσύρονται από την αυτοκινητιστική χρήση, λόγω της πλέον μειωμένης τους χωρητικότητας τους, η οποία έχει πέσει κάτω από το 80% της αρχικής (Nedjalkov et al., 2019).

Αυτό γίνεται εξαιτίας της πτώσης της ενεργειακής πυκνότητας του συσσωρευτή, η οποία καθιστά το όχημα λιγότερο επιθυμητό, μιας και πλέον έχει μειωμένη αυτονομία και χαμηλότερη αποδοτικότητα σε επίπεδο που η αντικατάσταση του συσσωρευτή είναι πιο

επικερδής από τη χρήση της υφιστάμενης. Πέραν αυτού, η ανακύκλωση των συσσωρευτών παραμένει ακόμα μια πρόκληση επειδή παρότι περιέχουν χρήσιμους μη ανανεώσιμους πόρους, όπως το Co, το Ni και το Li δεν έχει ακόμα εδραιωθεί η οικονομικά βιώσιμη εξαγωγή τους (Gaines et al., 2018).

Συνέπεια των παραπάνω αποτελεί η περιβαλλοντική υποβάθμιση των περιοχών από τις οποίες τα υλικά αυτά εξάγονται, καθώς και των περιοχών όπου απορρίπτονται. Ενδεικτικά, κατά την απόρριψη τους υπάρχει μεγάλος κίνδυνος διεύθυνσης των βαρέων μετάλλων και άλλων έντονα ρυπογόνων ουσιών των συσσωρευτών στα υπόγεια ύδατα και κατ' επέκταση στο περιβάλλον.

Βάσει των παραπάνω αντιλαμβανόμαστε ότι η χρήση τους στο δίκτυο για την αποθήκευση ενέργειας αποτελεί μια ιδιαίτερα συνειδητή επιλογή περιβαλλοντικά, λόγω της επέκτασης του κύκλου ζωής τους και έτσι τις επιστροφές σε CO_{2eq} τις οποίες μπορούν να παρέχουν χωρίς περαιτέρω αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον.

Τέλος, τα συστήματα των συσσωρευτών αυτών μπορούν να εφαρμοστούν και σε περιβαλλοντικά ευαίσθητες περιοχές, λόγω των μικρών χωρικών απαιτήσεων και της ουσιαστικής απουσίας παραγόμενων ρύπων. Παράδειγμα τέτοιων περιοχών αποτελούν αρκετοί τόποι μη διασυνδεδεμένων νησιών και άλλων μικρών, μη διασυνδεδεμένων περιοχών. Στις περιοχές αυτές μπορούν να παράσχουν τη δυνατότητα ενεργειακής ανεξαρτητοποίησης, σε συνεργασία με ΑΠΕ, χωρίς να συντελέσουν ιδιαίτερα στην παραγωγή εκπομπών, όπως συμβαίνει με τη χρήση συστήματος αμιγώς ορυκτών καυσίμων.

3.2.3 Αξιοποίηση χρησιμοποιημένων LIBs

Όπως προαναφέρθηκε, η επαναχρησιμοποίηση των LIBs αποτελεί μια βιώσιμη λύση για τη διαχείριση ενέργειας του ηλεκτρικού δικτύου, ιδίως μη διασυνδεδεμένων περιοχών, διότι δεν καταναλώνουν περαιτέρω πρωτογενείς πόρους σε σχέση με καινούργιες και διαθέτουν ακόμα επαρκή υπολειπόμενη χωρητικότητα για εφαρμογές σταθερής ηλεκτρικής αποθήκευσης. Επιπλέον, ο μεγάλος αριθμός απορριπτόμενων LIBs, κυρίως από τον αυτοκινητιστικό τομέα, έχει συντελέσει στη σημαντική πτώση των τιμών τους.

Αυτό έχει γίνει σε σημείο που η τιμή ανά kWh ενός συστήματος LIB ανταγωνίζεται αντίστοιχα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, όπως η αντλησιοταμίευση και τα συστήματα υδρογόνου. Ενδεικτικά, τα συστήματα χρησιμοποιημένων LIB κοστίζουν μεταξύ 50 - 150 € ανά kWh (European Commission, 2018), λαμβάνοντας υπόψη την απομειωμένη χωρητικότητα τους κατά την αγορά της τάξεως του 80% της αρχικής και έχουν χρόνο ζωής της τάξεως των 10 χρόνων (Qingyin et al., 2023).

Τα σύστημα αυτά έχουν σημαντικά μεταβλητό χρόνο ζωής αναλόγως την εφαρμογή, καθώς η χωρητικότητά τους απομειώνεται κατά 1.4% κάθε 1000 κύκλους (Ahmadi et al., 2014) κάτι το οποίο σημαίνει πως κυμαίνεται μεταξύ 4 – 20 ετών με το άνω όριο να είναι

αντιπροσωπευτικό για τη χρήση τους σε εφαρμογές δικτύου ενέργειας. Έχουν προσεγγιστικά, σταθερή αποδοτικότητα μετ' επιστροφής ίση με 95% (Redondo-Iglesias et al., 2019) και είναι μια δοκιμασμένη τεχνολογία, η οποία είναι ευρέως συνδυαζόμενη με ΑΠΕ.

Επίσης, η ονομαστική ισχύς των συστημάτων αυτών, όπως και η χωρητικότητα τους είναι επεκτάσιμες με σχετικά σταθερές τιμές ανά kWh για μεγάλα εύρη των δύο αυτών τιμών. Έχουν μηδαμινό χρόνο απόκρισης, όπως και τη δυνατότητα για σταθεροποίηση συχνότητας του δικτύου και για αυτό έχουν χρησιμοποιηθεί συχνά και αποκλειστικά για το σκοπό αυτό συστήματα μικρών χωρητικότητων, αλλά μεγάλης ονομαστικής ισχύος σε δίκτυα παγκοσμίως (European Commission, 2018).

Τέλος, μεγάλη προσοχή πρέπει να δοθεί στην καθιέρωση πρωτοκόλλων ασφαλείας τέτοιων συστημάτων που αφορούν τον ενδεδειγμένο έλεγχο και την αξιολόγηση όλων των στοιχείων του συστήματος προς αποφυγή καταστροφικών αστοχιών των LIBs, αλλά και φυσικά για τη διατήρηση υψηλού επιπέδου αξιοπιστίας και μακροζωίας του συστήματος. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί με μεθόδους πρόωρης αναγνώρισης ελαττωματικών συστοιχιών LIBs πριν την αγοράς τους και φυσικά τον συνεχή έλεγχο και τη διαχείριση των παραμέτρων ασφαλείας των συσσωρευτών αυτών κατά τη λειτουργία τους, όπως η θερμοκρασία των επιμέρους κελιών.

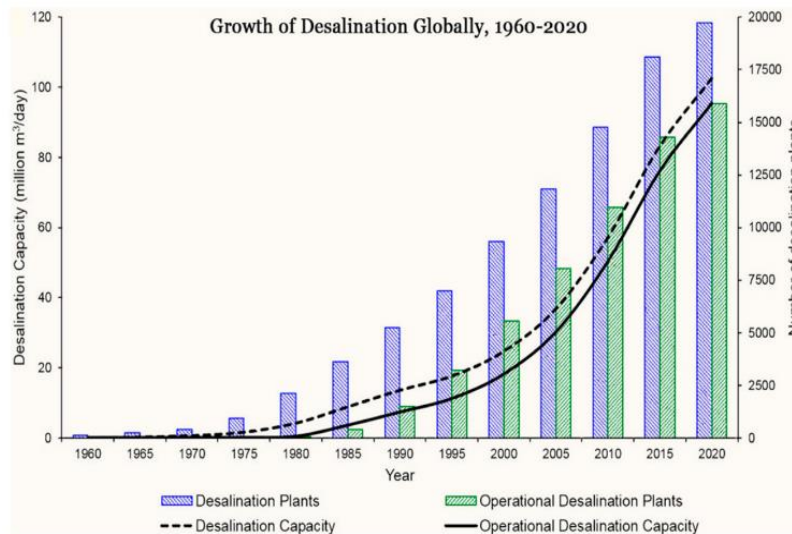
3.3 Αφαλάτωση - γενικά στοιχεία

Η αφαλάτωση αναφέρεται στο σύνολο των διαδικασιών κατά τις οποίες αφαιρούνται άλατα από μια ουσία, συνήθως το νερό. Επομένως, χρησιμοποιώντας τη διαδικασία αυτή μπορούν να αξιοποιηθούν οι ειδάλως μη εκμεταλλεύσιμοι, αλλά άφθονοι υδατικοί πόροι, όπως το θαλασσινό νερό και τα υφάλμυρα νερά υπόγειων υδροφορέων, ποταμών και λιμνών για την παραγωγή πόσιμου νερού.

Το νερό, αν και άφθονο στην επιφάνεια της γης, καλύπτοντας το 71% της στη μορφή κυρίως των ωκεανών και των ποτικών μαζών (USGS, 2019), μονάχα ένα μικρό κλάσμα του μπορεί να καλύψει τις όλο και αυξανόμενες ανάγκες του ανθρώπινου πληθυσμού σε εύκολα προσβάσιμο πόσιμο νερό. Αυτό οφείλεται στο ότι το 97.5% των αποθεμάτων νερού στη γη έχουν απαγορευτικά υψηλές συγκεντρώσεις διαλυμένων αλάτων με αποτέλεσμα να είναι ακατάλληλα για κατάποση ή βιομηχανική χρήση (USGS, 2019). Ταυτόχρονα, μεγάλο κομμάτι του υπόλοιπου 2.5% των αποθεμάτων δε μπορεί να αξιοποιηθεί, λόγω της απόστασης του από τους χρήστες ή λόγω της μη ανεπαρκούς ποιότητας του.

Για αυτό μια σημαντική μερίδα της ανθρωπότητας καταφεύγει σήμερα στη χρήση μεθόδων αφαλάτωσης για τη μετατροπή του κατά τόπους άφθονου θαλασσινού ή υφάλμυρου νερού σε πόσιμο. Πιο συγκεκριμένα, τα τελευταία 30 χρόνια παρατηρήθηκε εκθετική άνοδος της

παραγωγής πόσιμου νερού από αφαλάτωση, από την τάξη των 10 στην τάξη των 100 hm³ ετησίως της απεικονίζεται στο Σχήμα 3.5.

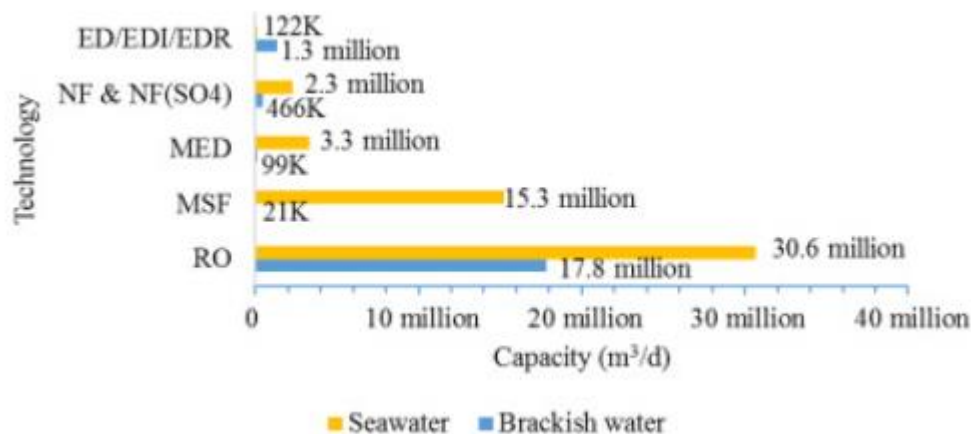


Σχήμα 3.5 Εξέλιξη της παγκόσμιας παραγωγής νερού μέσω αφαλάτωσης (Angelakis et al., 2021).

3.3.1 Μέθοδοι αφαλάτωσης

Η αφαλάτωση του νερού χωρίζεται σε δύο βασικές κατηγορίες ανάλογα με το αν αυτό υπόκειται σε αλλαγή φάσης ή όχι. Στην πρώτη κατηγορία, το νερό αλλάζει φάσεις από υγρή σε αέρια και εκ νέου σε υγρή. Πιο αναλυτικά, έχουμε τις θερμικές διεργασίες κατά τις οποίες το νερό, λόγω της αλλαγής των συνθηκών θερμοκρασίας ή και πίεσης στον αντιδραστήρα, μετατρέπεται σε υδρατμό ο οποίος συλλέγεται αφήνοντας πίσω άλμη. Στη δεύτερη κατηγορία, το νερό, με τη χρήση μεμβρανών, είτε ηλεκτρικού δυναμικού, είτε μηχανικής πίεσης, διαχωρίζεται σε φρέσκο νερό και άλμη.

Οι πιο διαδεδομένες θερμικές διεργασίες αφαλάτωσης σήμερα είναι η πολυβάθμια εκτόνωση (Multiple Stage Flashing - MSF), η πολυβάθμια εξάτμιση (Multiple Effect Distillation - MED), η εξάτμιση με συμπίεση ατμών (Vapor Compression, VC) και η ηλιακή απόσταξη (Solar Distillation - SD). Παράλληλα, οι πιο διαδεδομένες μεμβρανικές διεργασίες είναι η αντίστροφη ώσμωση (Reverse Osmosis - RO), η νανοδιήθηση (Nanofiltration - NF) και η ηλεκτροδιάλυση (Electrodialysis - ED). Οι παγκόσμιες δυναμικότητες κάποιων από αυτών απεικονίζονται στο Σχήμα 3.6.



Σχήμα 3.6 Συνολική παγκόσμια δυναμικότητα της κάθε μεθόδου σήμερα (Eke et al., 2020).

Η καθεμία από αυτές τις μεθόδους έχει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα, άλλα μονάχα μία επικρατεί στα ελληνικά νησιά και αυτή είναι η RO (Zotalis et al., 2014). Αυτό οφείλεται στους παρακάτω παράγοντες:

- (α) στη χαμηλή κατανάλωση ενέργειας ανά m^3 αφαλατωμένου νερού που παράγει.
- (β) στο μεγάλο εύρος δυναμικότητων στο οποίο μπορεί να λειτουργήσει, το οποίο ξεκινάει πρακτικά από τα μηδέν m^3 ώστε να μπορεί να λειτουργήσει και στις συγκριτικά μικρές ημερήσιες ζητήσεις που συνήθως εμφανίζονται στα περισσότερα από αυτά τα νησιά.
- (γ) στην καταλληλότητα της για την αξιοποίηση της ενέργειας από τις ΑΠΕ, λόγω της υψηλής της ενεργειακής απόδοσης συγκριτικά με τις άλλες μεθόδους, της άμεσης απόκρισης της, το πρακτικά μηδενικό κατώφλι ισχύς για τη λειτουργία της, και φυσικά τη δυνατότητα της να λειτουργήσει χωρίς θερμική ενέργεια.
- (δ) στην ακόμα καλύτερη απόδοση της αν το νερό εισόδου είναι υφάλμυρο, όπως είναι μεγάλο κομμάτι των υπογείων νερών των νησιών, λόγω της υδραυλικής σύνδεσης πολλών υπόγειων υδροφορέων τους με τη θάλασσα.

3.3.2 Αντίστροφη ώσμωση

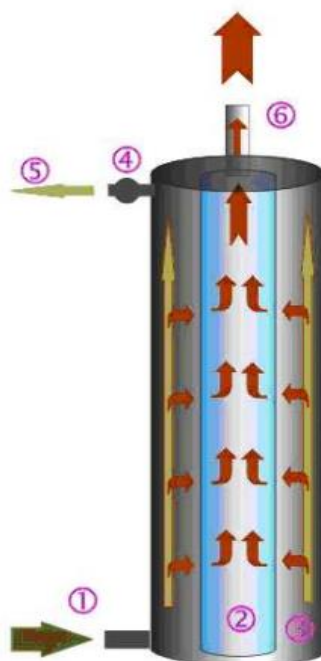
Η RO είναι μια μέθοδος αφαλάτωσης νερού, η οποία βασίζεται στο φαινόμενο της ώσμωσης, δηλαδή της τάσης ενός όγκου νερού με χαμηλότερη συγκέντρωση διαλυμένων αλάτων να ασκήσει ωσμωτική πίεση ούτως ώστε διέλθει μέσω ημιπερατής μεμβράνης προς έναν όγκο με υψηλότερη συγκέντρωση μέχρι να εξισορροπηθούν οι επιμέρους συγκεντρώσεις διαλυμένης ουσίας στους δύο όγκους. Ασκώντας μηχανική πίεση, μεγαλύτερης της ωσμωτικής στην πλευρά με την υψηλότερη συγκέντρωση διαλυμένων ουσιών το σύστημα αυτό ισορροπεί μεταθέτοντας νερό από τη πλευρά της μεμβράνης με την υψηλότερη συγκέντρωση σε αυτή με τη χαμηλότερη αφήνοντας πίσω τα ανεπιθύμητα για εμάς άλατα. Φυσικά, για να επιτευχθεί αυτό απαιτείται η χρήση μεμβράνης, η οποία επιτρέπει τη διέλευση του νερού, αλλά όχι των διαλυμένων σε αυτό ουσιών. Τέτοιες μεμβράνες

εμφανίζονται συχνά στη φύση, όπως για παράδειγμα στις κυτταρικές μεμβράνες. Στο Σχήμα 3.7 απεικονίζεται μια απλοποιητική αναπαράσταση ενός συστήματος RO.



Σχήμα 3.7 Αντίστροφη ώσμωση (Κορωνάκη, 2011).

Η συνήθης διαδικασία RO (Σχήμα 3.8) είναι η εξής: Το αλατούχο νερό εισέρχεται στο σύστημα μέσω της εισόδου (1) και κατευθύνεται προς το χώρο (3). Στο χώρο αυτό, υπάρχουν δύο διάδρομοι εξόδου, ο (5) και ο (6). Λόγω της υψηλής πίεσης στο χώρο (3), το νερό, περίπου σε ποσοστό 25%, εξαναγκάζεται να περάσει μέσα από τη μεμβράνη (2) για να αφαιρεθούν τα άλατα και κατόπιν εξέρχεται από την έξοδο (6) ως καθαρό νερό. Στην περίπτωση που η πίεση υπερβαίνει το όριο της βαλβίδας (4), το νερό βγαίνει μέσω της εξόδου (5), σε ποσοστό περίπου 75%, και συμπαρασύρει τα άλατα και άλλες ανεπιθύμητες ουσίες, όπου και απορρίπτεται.



Σχήμα 3.8 Απεικόνιση της λειτουργίας ενός συμβατικού συστήματος RO (Τζιβάρια, 2011).

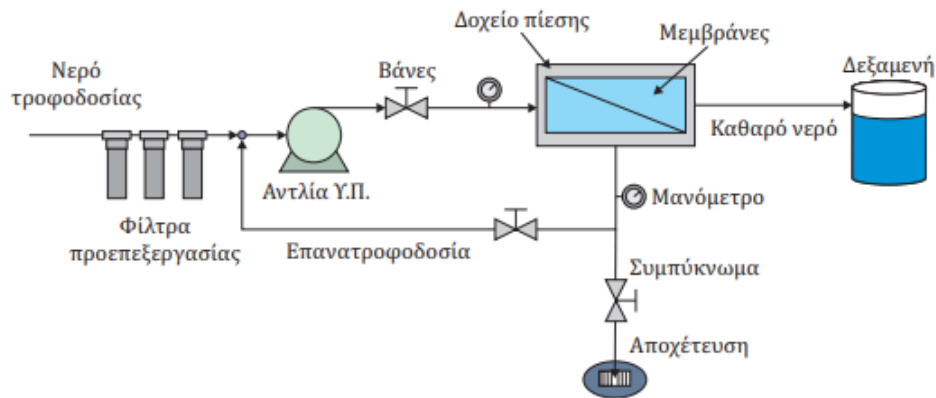
Λόγω της ευαισθησίας των μεμβρανών σε ορισμένα οργανικά λύματα, όπως οι μικροοργανισμοί που κατά κανόνα συναντώνται στο θαλασσινό νερό και τα αιωρούμενα

σωματίδια, είναι απαραίτητη η προεπεξεργασία του, προκειμένου αυτά να αφαιρεθούν. Διαφορετικά υπάρχει κίνδυνος εναπόθεσης των λυμάτων με συνέπεια τη σημαντική απομείωση του χρόνου ζωής των μεμβρανών. Τα στάδια της προεπεξεργασίας συνήθως είναι τα εξής:

- (α) Εφαρμογή φίλτρου στην είσοδο του συστήματος με μια σχάρα, προκειμένου να αποφευχθεί η είσοδος μεγάλων σωματιδίων.
- (β) Ρύθμιση της οξύτητας του νερού για την αύξηση της αποτελεσματικότητας του χλωρίου και την αποφυγή εναπόθεσης αλάτων με τη χρήση οξέος, συνήθως θεικού οξέος.
- (γ) Προεπεξεργασία του θαλασσινού νερού με τη χρήση διαλύματος υποχλωριώδους νατρίου για την απολύμανση.
- (δ) Χρήση κροκιδωτικού μέσου και πολυηλεκτρολύτη για τη συσσώρευση κολλοειδών και οργανικών ουσιών.
- (ε) Χρήση φίλτρου άμμου που περιλαμβάνει άμμο, χαλίκια και ανθρακίτη για την παρεμπόδιση των μικροσκοπικών στερεών σωματιδίων να περάσουν στο επόμενο στάδιο του συστήματος.
- (στ) Χρήση φίλτρων πολυπροπυλενίου για την απομάκρυνση στερεών ουσιών μεγέθους έως και 1 μm, τα οποία μπορεί να προκαλέσουν φθορά στις μεμβράνες.
- (ζ) Αποχλωρίωση, με θειούχο νάτριο ή φίλτρο ενεργού άνθρακα, για την αποφυγή καταστροφής των μεμβρανών, λόγω παρουσίας ελεύθερου χλωρίου.

Μετά το στάδιο της προεπεξεργασίας ακολουθεί η διέλευση του νερού από τις μεμβράνες, κατά την οποία αντλίες υψηλής πίεσης εφαρμόζουν πίεση μεταξύ περίπου 5.5 και 8 MPa, προκειμένου να διεισδύσει το νερό μέσα από αυτές, να απορριφθούν τα άλατα και το νερό εξόδου να έχει συγκέντρωση σε διαλυμένα κάτω από 500 mg/L . Καθώς ένα μέρος του νερού διαπερνά τις μεμβράνες, η συγκέντρωση των αλάτων στο υπόλοιπο νερό αυξάνεται, ενώ ένα μέρος του νερού που τροφοδοτείται στις μεμβράνες απορρίπτεται χωρίς να τις διαπεράσει. Η ποσότητα αυτού του απορριμματικού νερού ανέρχεται σε ποσοστό μεταξύ 20% και 70% της ροής τροφοδοσίας και εξαρτάται από τη συγκέντρωση των αλάτων στο νερό τροφοδοσίας. Η ελεγχόμενη απόρριψη του νερού αυτού είναι αναγκαία για τη μείωση της συγκέντρωσης των αλάτων στο νερό και την αποφυγή της υπερκορεσμένης απόθεσης αλάτων, καθώς και την αύξηση της ωσμωτικής πίεσης κατά μήκος των μεμβρανών.

Στο τελικό στάδιο, το νερό εξόδου του συστήματος υπόκειται σε σταθεροποίηση και προετοιμασία για διανομή ως πόσιμο νερό. Στο στάδιο αυτό, αφαιρούνται αέρια, όπως το υδροθείο και ρυθμίζεται η οξύτητα του, ενώ παράλληλα αυξάνεται η σκληρότητα του νερού με την προσθήκη ανθρακικού ασβεστίου. Τέλος, πραγματοποιείται η τελική χλωρίωση προκειμένου να εξασφαλιστεί η ποιότητα και η ασφάλεια του πόσιμου νερού. Συνολικά, το παραπάνω σύστημα αναπαρίσταται στο Σχήμα 3.9.



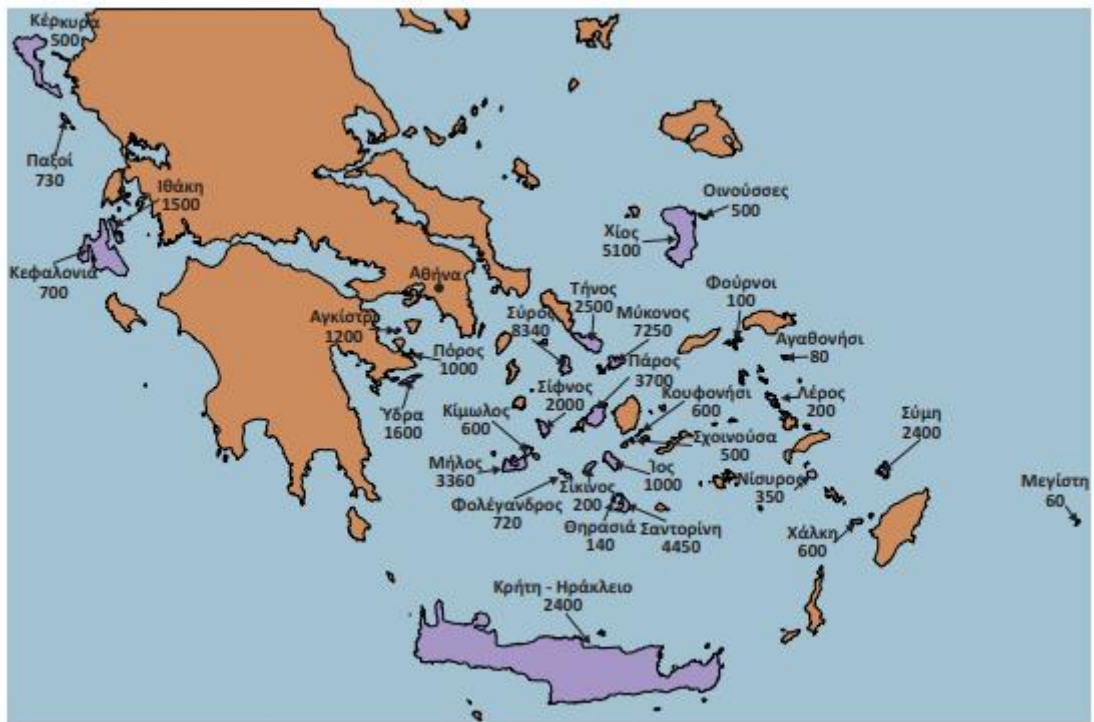
Σχήμα 3.9 Σχηματική αναπαράσταση μιας μονάδας αντίστροφης ώσμωσης (Καρταλίδης, 2017).

Το παραπάνω σύστημα επηρεάζεται άμεσα από τη συγκέντρωση σε άλατα του νερού εισόδου, καθώς η ωσμωτική πίεση είναι ανάλογη της συγκέντρωσης. Ενδεικτικά, η ωσμωτική πίεση που πρέπει να ξεπεραστεί για το θαλασσινό νερό, όπως προαναφέρθηκε, κυμαίνεται στα 5.5 με 8 MPa, ταυτόχρονα για τα υφάλμυρα νερά σαν και αυτά που συχνά εμφανίζονται στους παράκτιους υπόγειους υδροφορείς η πίεση αυτή είναι σημαντικά χαμηλότερη, δηλαδή 1.5 με 2.5 MPa. Συνεπώς, ένα σύστημα αφαλάτωσης που εκμεταλλεύεται τέτοια πηγή νερού μπορεί να παράξει αφαλατωμένο νερό σε αρκετά χαμηλότερη τιμή, ειδικά λαμβάνοντας υπόψη πως σε πολλές περιπτώσεις το νερό των υπόγειων υδροφορέων είναι πρακτικά ήδη προεπεξεργασμένο. Εναλλακτικά, για τη μείωση του λειτουργικού κόστους της μονάδας μπορεί να εφαρμοστεί σύστημα ανάκτησης ενέργειας της απορριπτόμενης άλμης με υδροστρόβιλους τύπου Pelton και εναλλάκτες πίεσης, όπως πλέον συναντάται σε μονάδες παντός κλίμακος (Καρταλίδης, 2017).

3.3.3 Μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης στην Ελλάδα

Μετά το 1989, εγκαταστάθηκαν πολλές μονάδες RO για τη παραγωγή νερού ύδρευσης στην Ελλάδα. Πλέον, περί τα 30 ελληνικά νησιά καλύπτουν πλήρως ή σε σημαντικό ποσοστό τις ανάγκες τους σε ύδρευση, μέσω της συγκεκριμένης μεθόδου. Η συνολική ημερήσια δυναμικότητα των μονάδων αυτών ανέρχεται στα 52000 m³, από τα οποία τα 9000 m³

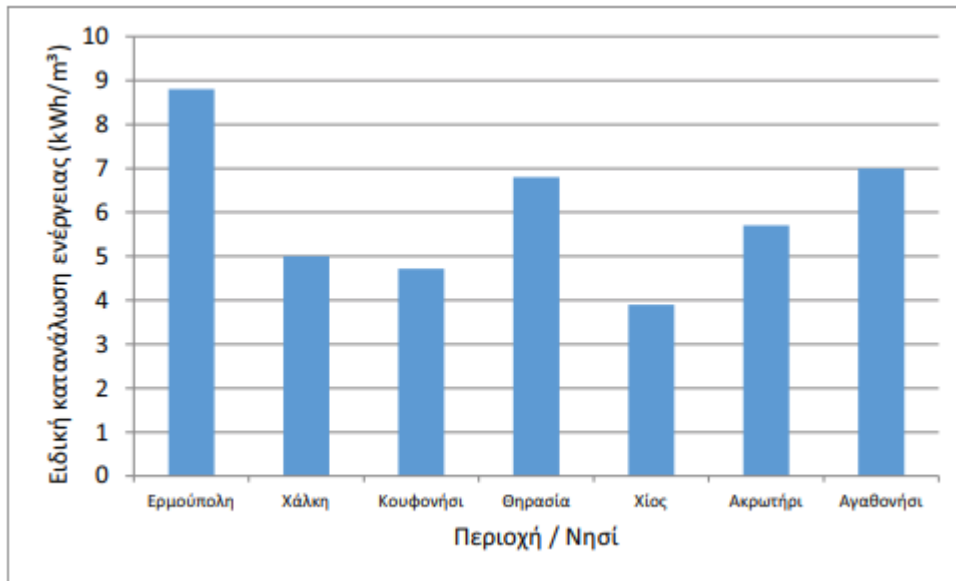
παράγονται από υφάλμυρο νερό και προβλέπεται να δημιουργηθούν 1000 m³ ακόμη τα επόμενα χρόνια. Μερικές από τις δυναμικότητες των νησιών απεικονίζονται στο Σχήμα 3.10.



Σχήμα 3.10 Οι δυναμικότητες αφαλατωμένου νερού για ύδρευση στα ελληνικά νησιά σε m³ ανά ημέρα (Καρταλίδης, 2017).

Στο Σχήμα 3.11 παρουσιάζεται η ειδική κατανάλωση ενέργειας για αφαλάτωση θαλασσινού νερού σε 7 διαφορετικές νησιωτικές μονάδες. Η διακύμανση του κόστους μεταξύ των μονάδων οφείλεται σε αρκετούς παράγοντες, μερικοί από αυτούς είναι:

- (α) Η ωριμότητα της τεχνολογίας κατά την κατασκευή της μονάδας.
- (β) Η χρήση συστημάτων ανάκτησης ενέργειας από την απορριπτόμενη άλμη.
- (γ) Η ονομαστική παροχή και συνεπώς η κλίμακα της μονάδας.
- (δ) Η διακύμανση της ζήτησης του νερού και της ηλεκτρικής ενέργειας. Γιατί μπορεί να οδηγήσουν στην αύξηση των κύκλων έναρξης-τερματισμού και στον ενεργοβόρο καθαρισμό των μεμβρανών.



Σχήμα 3.11 Η ειδική ενέργεια αφαλάτωσης σε 7 ελληνικές μονάδες (Καρταλίδης, 2017).

4. Περιοχή μελέτης

4.1 Γενικά στοιχεία - Σαμοθράκη

Η Σαμοθράκη είναι νησί του βορειοανατολικού Αιγαίου που απέχει 44 km από την Αλεξανδρούπολη και απέναντι από το Δέλτα του Έβρου. Ο πληθυσμός της, σύμφωνα με την απογραφή του 2021 είναι 2596 κάτοικοι (Ελληνική Στατιστική Αρχή, 2021). Το νησί έχει ωοειδές σχήμα με έκταση 178 km², με μήκος ακτογραμμής 59 km και τον επιμήκη άξονα του να φτάνει τα 22 km. Χάρτης του τόπου παρατίθεται στο Σχήμα 4.1.



Σχήμα 4.1 Η νήσος της Σαμοθράκης (Google earth, 2023).

Οι κάτοικοι της Σαμοθράκης ασχολούνται παραδοσιακά με την αλιεία, τη γεωργία και την κτηνοτροφία. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται ήπια αύξηση της τουριστικής δραστηριότητας, η οποία είναι συγκριτικά ασθενέστερη με τα υπόλοιπα νησιά του Αιγαίου.

Το νησί χαρακτηρίζεται από το έντονο τοπογραφικό του ανάγλυφο, καθώς το 54% της έκτασης του είναι ορεινή, ενώ το υπόλοιπο 46% αποτελείται από πεδινές και παράκτιες περιοχές. Το έντονο ανάγλυφο του νησιού οφείλεται στο Όρος Σάος, το οποίο καταλαμβάνει το μεγαλύτερο τμήμα του νησιού, με υψόμετρο κορυφής τα 1611 m είναι το ψηλότερο όρος του Αιγαίου, με εξαίρεση αυτά που βρίσκονται στις μεγαλονήσους της Κρήτης και της Εύβοιας.

Η Σαμοθράκη, όντας σε κοντινή απόσταση με την ηπειρωτική χώρα, είναι διασυνδεδεμένη με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο μέσω δύο υποβρύχιων καλωδίων συνολικής ισχύος

20 MW, τα οποία καλύπτουν τις ηλεκτρικές ανάγκες του νησιού. Επίσης, η Σαμοθράκη, καθώς απέχει περίπου μία ώρα με συμβατικό πλοίο μέσω του λιμανιού της Καμαριώτισσας, βρίσκεται σε εξαρτώμενη σχέση με την ηπειρωτική χώρα. Λόγω της εγγύτητας της με την ηπειρωτική Ελλάδα είναι αρκετά σύνηθες για πολλούς κατοίκους των γύρω πόλεων να είναι ιδιοκτήτες καλοκαιρινών παραθεριστικών κατοικιών στο νησί. Επιπλέον, το νησί αποτελεί δημοφιλή τουριστικό προορισμό για επισκέπτες της Βόρειας Ελλάδας, οι οποίοι κάνουν ημερήσιες εκδρομές στο νησί. Η κύρια επιλογή των παραθεριστών είναι το κάμπινγκ.

4.2 Διοικητική υπαγωγή

Η Σαμοθράκη αποτελεί τον ομώνυμο Δήμο, της Περιφέρειας Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης, του Νομού Έβρου και υπάγεται διοικητικά στην Περιφερειακή Ενότητα Έβρου. Οι κύριοι οικισμοί του Δήμου Σαμοθράκης είναι: Χώρα ή Σαμοθράκη, Καμαριώτισσα, Παλιάπολη, Ξεροπόταμος, Θέρμα, Προφήτης Ηλίας, Λάκκωμα, Αλώνια, Άνω και Κάτω Καρυώτες και Άνω Μεριά. Στον οικισμό Χώρα συγκεντρώνονται όλες οι διοικητικές και δημόσιες υπηρεσίες του νησιού, ενώ στον οικισμό Καμαριώτισσα συγκεντρώνεται το μεγαλύτερο μέρος του πληθυσμού.

4.3 Ιστορία και παράδοση

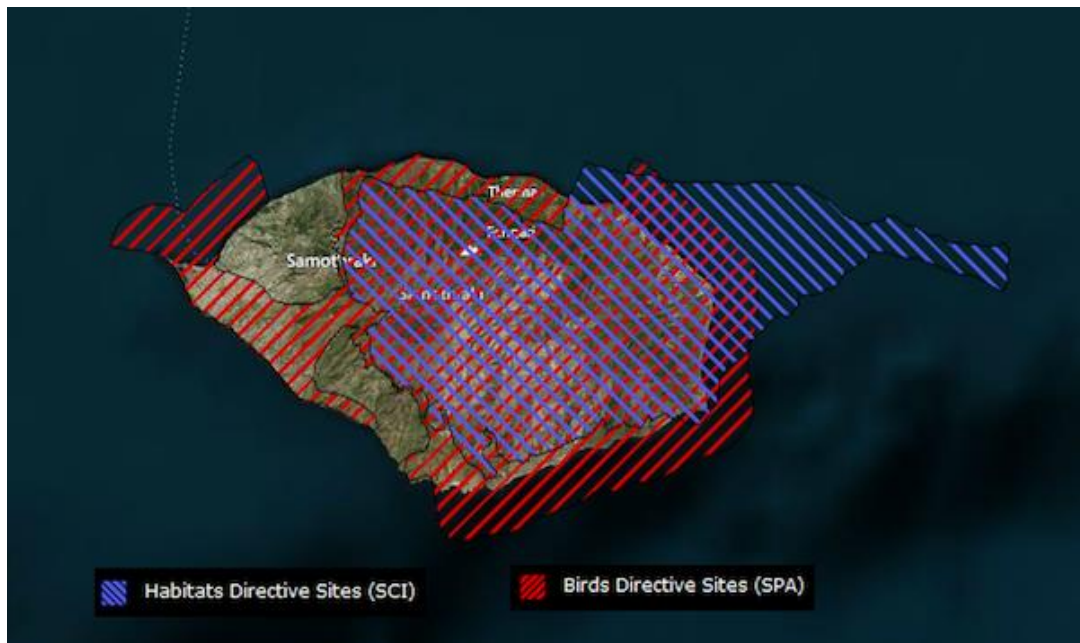
Η Σαμοθράκη παίρνει το όνομα της από το αρχαιοελληνικό Σάμος, που σημαίνει «ύψος κοντά στο γιαλό». Αυτό οφείλεται στο θεαματικό ορεινό όγκο του νησιού, κοινώς γνωστός στους ντόπιους ως το «Φεγγάρι» μιας και είναι «τόσο ψηλό που κρύβει το φεγγάρι».

Γνωστό από την αρχαιότητα ως το «Ιερό Νησί» η Σαμοθράκη λάμβανε μεγάλο θρησκευτικό ενδιαφέρον, λόγω των Καβειρίων Μυστηρίων, τελετές οι οποίες εκτυλίσσονταν στον Ιερό των Μεγάλων Θεών, που πλέον αποτελεί αρχαιολογικό χώρο ύψιστης σημασίας και Μνημείο Παγκόσμιας Πολιτιστικής Κληρονομιάς της UNESCO. Επιπλέον στο ιερό ανακαλύφθηκε, το διεθνής αναγνώρισης και σήμα κατατεθέν του νησιού άγαλμα της Νίκης της Σαμοθράκης και αυτή τη στιγμή εκτίθεται στο Μουσείο του Λούβρου.

Η Σαμοθράκη κατοικείται τουλάχιστον από τον 8^ο αιώνα π.Χ. Αρχικά κατοικήθηκε από τους πελάγους, εν συνεχεία από τους Θράκες και ύστερα από τους Έλληνες της Σάμου. Κατά τη Ρωμαϊκή περίοδο συνέχισε να είναι θρησκευτικό και εμπορικό κέντρο. Στη διάρκεια της Βυζαντινής αυτοκρατορίας το νησί παρήκμασε και τους επόμενους αιώνες χρησιμοποιούταν από τους βυζαντινούς ως τόπος εξορίας. Τον 14^ο αιώνα μ.Χ. το νησί υποτάχθηκε υπό τους Γενουάτες Gattilusi, των οποίων τα οχυρά αποτελούν σήμερα δημοφιλή μνημεία. Το 1457 υπέπεσε στην κυριαρχία της Οθωμανικής αυτοκρατορίας. Η Οθωμανική κυριαρχία έληξε με την Ελληνική επανάσταση το 1821 οπότε το ολοκαύτωμα της Σαμοθράκης αποδεκάτισε το νησί. Τέλος η Σαμοθράκη ανεξαρτητοποιήθηκε πλήρως το 1912 μετά το πέρας των Βαλκανικών πολέμων. Έκτοτε βίωσε σημαντική πληθυσμιακή άνοδο.

4.4 Καθεστώς προστασίας

Ο πλούτος της Σαμοθράκης σε άγρια ζωή και βιοποικιλότητα αποτελεί τον κινητήριο μοχλό για τη διαμόρφωση καθεστώτων, που αποσκοπούν στη διασφάλιση και διατήρηση της φύσης και της βιωσιμότητας της. Πιο συγκεκριμένα, το μεγαλύτερο μέρος της συμπεριλαμβάνεται στην ελληνική βάση δεδομένων ΦΙΛΟΤΗΣ (<https://filotis.itia.ntua.gr/>). Η περιοχή του νησιού περιλαμβάνει δύο βιότοπους NATURA 2000 (Σχήμα 4.2), έναν βιότοπο Corine και δύο Τοπία Ιδιαίτερου Φυσικού Κάλλους (ΤΙΦΚ) (Σχήμα 4.3). Επιπλέον, έχουν ξεκινήσει προσπάθειες ώστε κομμάτια του νησιού να χαρακτηριστούν ως αποθέματα βιόσφαιρας του προγράμματος Man And Biosphere (MAB) της UNESCO (Sustainable Samothraki, 2023).



Σχήμα 4.2 Χάρτης των βιότοπων NATURA 2000 (Sustainable Samothraki, 2023).



Σχήμα 4.3 Χάρτης του βιότοπου Corine (κίτρινο) και των ΤΙΦΚ (πράσινο) (<https://filotis.itia.ntua.gr/>).

Στη συνέχεια, ακολουθεί αναλυτικότερη περιγραφή των παραπάνω 5 προστατευόμενων περιοχών.

Ο βιότοπος NATURA με κωδική ονομασία Φεγγάρι Σαμοθράκης - GR1110004, ο οποίος παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.4, έχει συνολική έκταση 16437 εκτάρια εκ της οποίας χερσαία είναι 11382 εκτάρια, συνολική περίμετρο 80.2 km και μέγιστο υψόμετρο 1611 m.



Σχήμα 4.4 Χάρτης του βιότοπου NATURA 2000 - GR1110004 (<https://filotis.itia.ntua.gr/>).

Η περιοχή περιλαμβάνει το Όρος Σάος, τις ανατολικές ακτές του νησιού, τη βραχονησίδα Ζουράφα και τη θαλάσσια ζώνη ανατολικά του νησιού. Στην περιοχή απαντώνται θαμνώνες αείφυλλων πλατύφυλλων, δρυοδάση και χασμοφυτική βλάστηση βράχων. Μεγάλο μέρος της χλωρίδας είναι υποβαθμισμένο, λόγω υπερβόσκησης και πυρκαγιών. Συγκεκριμένα, παραπλεύρως των ρεμάτων εμφανίζεται μεγάλος όγκος πλατανιών. Στη θαλάσσια περιοχή βρίσκεται αρκετή ποσειδωνία, όπως και μερικοί ύφαλοι.

Ο βιότοπος NATURA με κωδική ονομασία Όρος Σάος και παράκτια ζώνη - GR1110012, ο οποίος παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.5, έχει συνολική έκταση 21021 εκτάρια εκ της οποίας χερσαία είναι 15325 εκτάρια, συνολική περίμετρο 97.3 km και μέγιστο υψόμετρο 1598 m.

Η περιοχή περιλαμβάνει το μεγαλύτερο κομμάτι του νησιού και πολλή από τη θαλάσσια ζώνη περιμετρικά του. Όπως και με την περιοχή GR1110004 απαντώνται θαμνώνες αείφυλλων πλατύφυλλων, δρυοδάση και χασμοφυτική βλάστηση βράχων και πολύ από τη

χλωρίδα είναι υποβαθμισμένη, λόγω υπερβόσκησης και πυρκαγιών. Συγκεκριμένα, παραπλεύρως των ρεμάτων εμφανίζεται μεγάλος όγκος πλατανιών.



Σχήμα 4.5 Χάρτης του βιότοπου NATURA 2000 - GR1110012 (<https://filotis.itia.ntua.gr/>).

Ο βιότοπος CORINE με κωδική ονομασία Όρος Σάος Σαμοθράκης - A00040011, ο οποίος παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.6, έχει συνολική έκταση 12598 εκτάρια εκ της οποίας χερσαία είναι 12598 εκτάρια, συνολική περίμετρο 50.3 km και μέγιστο υψόμετρο 1611 m.



Σχήμα 4.6 Χάρτης του βιότοπου CORINE - A00040011 (<https://filotis.itia.ntua.gr/>).

Η περιοχή περιλαμβάνει το μεγαλύτερο κομμάτι του νησιού, κυρίως την ανατολική πλευρά. Είναι ένα τυπικό ορεινό τοπίο που απαντάται συχνά στα ελληνικά νησιά και έχει υποβαθμιστεί από υπερβόσκηση και πυρκαγιές. Ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του τοπίου είναι η ενδημική και σπάνια χλωρίδα.

Το ΤΙΦΚ με κωδική ονομασία Φαράγγι Γριά Βάθρας (Βαράδες) Σαμοθράκης - AT5011048, το οποίο παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.7, έχει συνολική έκταση 251 εκτάρια εκ της οποίας χερσαία είναι 251 εκτάρια, συνολική περίμετρο 7.6 km και μέγιστο υψόμετρο 800 m.



Σχήμα 4.7 Χάρτης του ΤΙΦΚ - ΑΤ5011048 (<https://filotis.itia.ntua.gr/>).

Το τοπίο περιλαμβάνει το Φαράγγι της Γριάς Βάθρας, ένα απόμακρο φαράγγι στις βόρειες πλαγιές του Όρους Σάος. Είναι ένα τοπίο με πολύ απότομες κλίσεις και πρηνή περιτριγυρισμένο σε σημεία από πλατάνια και φτέρες, ενώ στα χαμηλά υψομετρικά σημεία εμφανίζει πληθώρα βάθρων.

Το ΤΙΦΚ με κωδική ονομασία Φαράγγι Φονιάς Σαμοθράκης - ΑΤ5011049, το οποίο παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.8, έχει συνολική έκταση 259 εκτάρια εκ της οποίας χερσαία είναι 259 εκτάρια, συνολική περίμετρο 8.6 km και μέγιστο υψόμετρο 500 m.



Σχήμα 4.8 Χάρτης του ΤΙΦΚ - ΑΤ5011049 (<https://filotis.itia.ntua.gr/>).

Το τοπίο περιλαμβάνει το δημοφιλέστερο φαράγγι του νησιού, το Φαράγγι Φονιάς, το οποίο βρίσκεται στις πλαγιές του Όρους Σάος. Είναι ένα τοπίο με πολύ απότομες κλίσεις και πρηνή, το οποίο ξεκινάει από την κορυφή του όρους περιτριγυρισμένο σε σημεία από πλατάνια και φτέρες. Χαρακτηριστικό του είναι το ποτάμι που κυλάει στο βάθος του και σχηματίζει καταρράκτες και βάθρες.

4.5 Δημογραφικά στοιχεία και τουρισμός

Στο υποκεφάλαιο αυτό αναλύονται τα πληθυσμιακά στοιχεία της Σαμοθράκης, καθώς και το τουριστικό δυναμικό της σύμφωνα με τα στοιχεία της Ελληνικής Στατιστικής Αρχής (ΕΛΣΤΑΤ). Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά ο πραγματικός πληθυσμός ανέρχεται στα 2596 άτομα το 2021.

Το μεγαλύτερο κομμάτι του πληθυσμού είναι συγκεντρωμένο στην Καμαριώτισσα, όπου βρίσκεται και ο λιμένας του νησιού. Στον Πίνακα 4.1 φαίνεται η απογραφή του μόνιμου και πραγματικού πληθυσμού σύμφωνα με τις τρεις τελευταίες απογραφές, όπως και οι κατανομή του στους οικισμούς του νησιού.

Πίνακας 4.1 Απογραφές μόνιμου και πραγματικού πληθυσμού Δήμου Σκύρου για τα έτη 2001, 2011 και 2021 (ΕΛΣΤΑΤ, 2023).

| Οικισμοί | Πληθυσμοί | | | |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2001 | | 2011 | 2021 |
| | Μόνιμος | Πραγματικός | Μόνιμος | Μόνιμος |
| Δήμος Σαμοθράκης | 2712 | 2723 | 2859 | 2596 |
| Αλώνια | 254 | 251 | 291 | - |
| Άνω Καρυώται | 13 | 15 | 22 | - |
| Άνω Μεριά | 52 | 58 | 57 | - |
| Δάφνες | 11 | 11 | 16 | - |
| Θέρμα | 73 | 74 | 106 | - |
| Καμαριώτισσα | 940 | 969 | 1069 | - |
| Κατσαμπάς | 10 | 12 | 15 | - |
| Κάτω Καρυώται | 38 | 37 | 41 | - |
| Λάκκωμα | 329 | 329 | 317 | - |
| Μακρυλιές | 9 | 9 | 12 | - |
| Ξηροπόταμος | 41 | 39 | 29 | - |
| Παλαιόπολις | 25 | 25 | 36 | - |
| Ποταμιά | 3 | 3 | 6 | - |
| Προφήτης Ηλίας | 216 | 214 | 189 | |
| Σαμοθράκη | 698 | 677 | 653 | |

Σύμφωνα με τον Πίνακα 4.1 παρατηρείται μια μικρή μείωση του πληθυσμού του νησιού τις τελευταίες δεκαετίες, όπως και μικρή αύξηση του πληθυσμού του οικισμού της Καμαριώτισσας. Αυτό ενδεχομένως οφείλεται στη μετατόπιση κατοίκων στο κοντινό αστικό κέντρο της Αλεξανδρούπολης, λόγω της εποχικότητας πολλών επιχειρήσεων του νησιού.

Όσον αφορά τα στοιχεία του τουρισμού του νησιού, στη Σαμοθράκη υφίστανται 12 ξενοδοχειακές μονάδες, με 283 δωμάτια και 541 κλίνες σύμφωνα με τα πρόσφατα στοιχεία του Ξενοδοχειακού Επιμελητηρίου Ελλάδος (ΞΕΕ), αριθμός ο οποίος έχει παρουσιάσει μείωση τα τελευταία χρόνια, μάλλον λόγω της πανδημίας του COVID-19. Προ πανδημίας παρουσιάζεται μικρή μεταβολή των δεδομένων αυτών. Αναλυτικότερα, τα δεδομένα αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.2.

Πίνακας 4.2 Ξενοδοχειακά στοιχεία δήμου Σαμοθράκης (ΞΕΕ, 2023).

| Έτος | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---------|------|------|------|------|------|
| Μονάδες | 13 | 13 | 13 | 12 | 12 |
| Δωμάτια | 318 | 317 | 317 | 275 | 283 |
| Κλίνες | 624 | 609 | 609 | 525 | 541 |

Σημαντικό ρόλο για τον τουρισμό στο νησί διαδραματίζει το δημοτικό κατάλυμα κάμπινγκ κοντά στα Θέρμα, το οποίο περιλαμβάνει ένα οργανωμένο και ένα ανοργάνωτο κομμάτι. Συγκεκριμένα, το οργανωμένο έχει χωρητικότητα γύρω στα 800 άτομα, ενώ το ανοργάνωτο γύρω στα 200 (Κρικιγιάννη και Σαλονικίδου, 2013). Περεταίρω δεδομένα για τη πληρότητα των καταλυμάτων δε βρέθηκαν, λόγω ελλιπής καταγραφής.

Δεδομένα για τις αφίξεις και διανυκτερεύσεις των παραθεριστών πλην αυτών του κάμπινγκ παρατίθενται συγκεντρωτικά στους Πίνακες 4.3 και 4.4. Βάσει αυτών παρατηρείται σταθερή άνοδος των αφίξεων των παραθεριστών, καθώς και των διανυκτερεύσεων τους πέραν της πτώσης στα χρόνια της πανδημίας. Συμπληρωματικά, σύμφωνα με πρόσφατη έρευνα, οι αφίξεις των τουριστών εκτιμώνται στις 36000 με μέση περίοδο παραμονής τις 4.79 ημέρες (Skoulikidis et al., 2019). Από αυτά συμπεραίνεται πως υπάρχει ένα σημαντικό χάσμα μεταξύ των στοιχείων της ΕΛΣΤΑΤ και αυτών της έρευνας, γεγονός που μάλλον οφείλεται στο μεγάλο όγκο παραθεριστών που επιλέγουν να παραμείνουν σε καταλύματα τύπου κάμπινγκ, όπως και ατόμων που επιλέγουν τη Σαμοθράκη ως προορισμό για μονοήμερη εκδρομή από τις κοντινές ηπειρωτικές πόλεις.

Πίνακας 4.3 Αφίξεις ημεδαπών και αλλοδαπών στο δήμο της Σαμοθράκης (πλην κάμπινγκ) (ΕΛΣΤΑΤ, 2023).

| Έτος | Αφίξεις ημεδαπών | Αφίξεις αλλοδαπών | Αφίξεις σύνολο | Ποσοστό (%) συνολικών διαθέσιμων κλινών που αναφέρονται τα στοιχεία |
|------|------------------|-------------------|----------------|---|
| 2011 | 7147 | 1308 | 8455 | 80 |
| 2012 | 5576 | 1502 | 7078 | 80 |
| 2013 | 5718 | 1306 | 7024 | 82 |
| 2014 | 4364 | 1831 | 6195 | 82 |
| 2015 | 3968 | 1964 | 5932 | 78 |
| 2016 | 4670 | 1652 | 6322 | 76 |
| 2017 | 6125 | 2748 | 8873 | 91 |
| 2018 | 6111 | 3592 | 9703 | 100 |
| 2019 | 5315 | 3586 | 8901 | 100 |
| 2020 | 2203 | 524 | 2727 | 100 |
| 2021 | 2874 | 1488 | 4362 | 100 |

Πίνακας 4.4 Διανυκτερεύσεις ημεδαπών και αλλοδαπών στο δήμο της Σαμοθράκης (πλην κάμπινγκ) (ΕΛΣΤΑΤ).

| Έτος | Διανυκτερεύσεις ημεδαπών | Διανυκτερεύσεις αλλοδαπών | Διανυκτερεύσεις σύνολο | Ποσοστό (%) συνολικών διαθέσιμων κλινών που αναφέρονται τα στοιχεία |
|------|--------------------------|---------------------------|------------------------|---|
| 2011 | 18894 | 3885 | 22779 | 80 |
| 2012 | 14635 | 4577 | 19212 | 80 |
| 2013 | 14793 | 3977 | 18770 | 82 |
| 2014 | 12740 | 6693 | 19433 | 82 |
| 2015 | 11191 | 7484 | 18675 | 78 |
| 2016 | 13686 | 6305 | 19991 | 76 |
| 2017 | 17906 | 10064 | 27970 | 91 |
| 2018 | 18382 | 13675 | 32057 | 100 |
| 2019 | 16783 | 14071 | 30854 | 100 |
| 2020 | 5195 | 1959 | 7154 | 100 |
| 2021 | 7091 | 5371 | 12462 | 100 |

Προσέγγιση της χρονικής κατανομής των τουριστών μπορεί να βρεθεί βάσει των δεδομένων της περιφέρειας για το χαρακτηριστικό έτος 2019, όπως φαίνεται στους Πίνακας 4.5 και 4.6. Σε αυτούς παρατηρείται πως υπάρχει φαινόμενο εποχιακό τουρισμού το διάστημα μεταξύ του Μαΐου και Σεπτεμβρίου.

Πίνακας 4.5 Αφίξεις στην Περιφέρεια Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης (πλην κάμπινγκ) (ΕΛΣΤΑΤ, 2023).

| Μήνες | Αφίξεις Ημεδαπών | Αφίξεις Αλλοδαπών | Αφίξεις Σύνολο | Διανυκτερεύσεις Ημεδαπών | Διανυκτερεύσεις Αλλοδαπών | Διανυκτερεύσεις Σύνολο | Πληρότητα Κλινών (%) | Ποσοστό (%) συνολικών διαθέσιμων κλινών όπου αναφέρονται τα στοιχεία |
|-------|------------------|-------------------|----------------|--------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|--|
| Ι | 18869 | 4841 | 23710 | 39177 | 9425 | 48602 | 16 | 100 |
| Φ | 19482 | 4635 | 24117 | 40940 | 9601 | 50541 | 16 | 100 |
| Μ | 27455 | 8260 | 35715 | 55939 | 14701 | 70640 | 22 | 100 |
| Α | 30158 | 15568 | 45726 | 62555 | 32871 | 95426 | 19 | 100 |
| Μ | 30555 | 31887 | 62442 | 60888 | 113371 | 174259 | 26 | 100 |
| Ι | 34374 | 57641 | 92015 | 72633 | 252999 | 325632 | 49 | 100 |
| Ι | 39210 | 69745 | 108955 | 92528 | 306459 | 398987 | 57 | 100 |
| Α | 48411 | 77272 | 125683 | 134341 | 324817 | 459158 | 59 | 100 |
| Σ | 32468 | 51781 | 84249 | 70365 | 215121 | 285486 | 43 | 100 |
| Ο | 32024 | 15828 | 47852 | 62659 | 47455 | 110114 | 18 | 100 |

| Μήνες | Αφίξεις Ημεδαπών | Αφίξεις Αλλοδαπών | Αφίξεις Σύνολο | Διανυκτερεύσεις Ημεδαπών | Διανυκτερεύσεις Αλλοδαπών | Διανυκτερεύσεις Σύνολο | Πληρότητα Κλινών (%) | Ποσοστό (%) συνολικών διαθέσιμων κλινών όπου αναφέρονται τα στοιχεία |
|----------|------------------|-------------------|----------------|--------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|--|
| Ν | 24045 | 9199 | 33244 | 45243 | 17826 | 63069 | 17 | 100 |
| Δ | 26551 | 9938 | 36489 | 52445 | 17783 | 70228 | 18 | 100 |

Πίνακας 4.6 Σύνολο των αφίξεων στην Περιφέρεια και το ποσοστό τους (πλην κάμπινγκ) (ΕΛΣΤΑΤ, 2023).

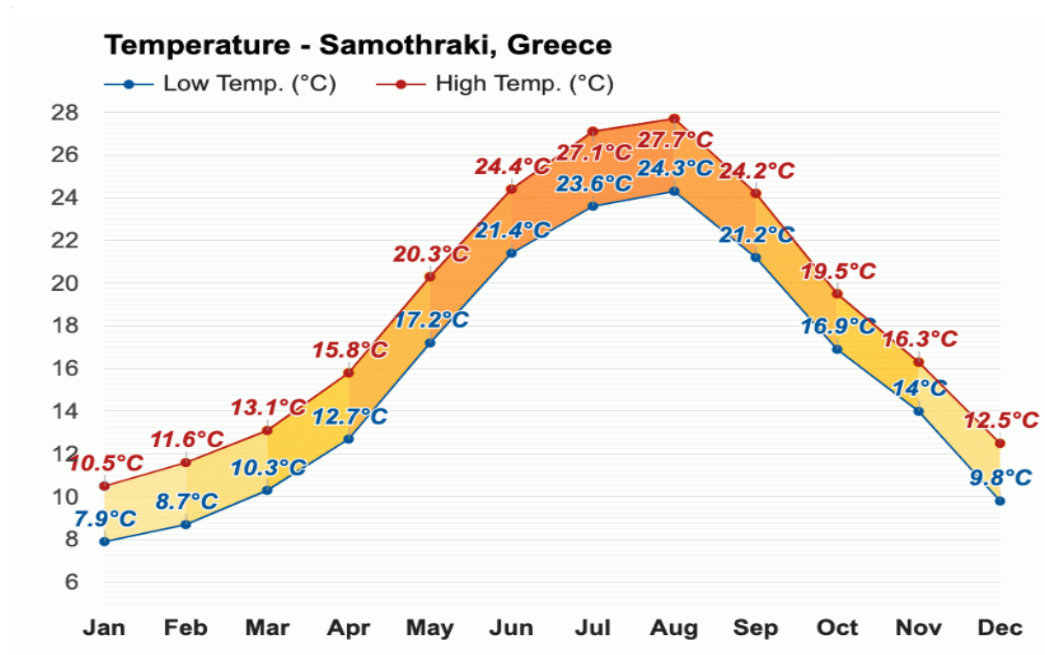
| | Ι | Φ | Μ | Α | Μ | Ι | Ι | Α | Σ | Ο | Ν | Δ |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|
| Αφίξεις Σύνολο | 23710 | 24117 | 35715 | 45726 | 62442 | 92015 | 108955 | 125683 | 84249 | 47852 | 33244 | 36489 |
| Ποσοστό αφίξεων % | 3.29% | 3.35% | 4.96% | 6.35% | 8.67% | 12.78% | 15.13% | 17.45% | 11.70% | 6.64% | 4.62% | 5.07% |

4.6 Κλιματικές – μετεωρολογικές συνθήκες περιοχής

Η Σαμοθράκη, ως νησί της Μεσογείου, έχει μεσογειακό κλίμα και συνεπώς χαρακτηρίζεται από ήπιους, με βροχοπτώσεις, χειμώνες και παρατεταμένο, θερμό και ξηρό καλοκαίρι. Λόγω του Σάος, ενός από τα ψηλότερα νησιωτικά όρη της Ελλάδας, το κλίμα της είναι χωρικά μεταβλητό και εμπεριέχει το ξηρό μεσογειακό κλίμα που συναντάται στις ακτές του νησιού, καθώς και το ήπιο μεσογειακό κλίμα που συναντάται στις ορεινές περιοχές του νησιού.

Ένας ακόμη ρόλος του Όρους Σάος είναι η κατακράτηση υγρών μαζών αέρα που προέρχονται κυρίως από τα ΒΑ του νησιού και έχουν ως αποτέλεσμα το αυξημένο ετήσιο ύψος βροχής στην αντίστοιχη λεκάνη απορροής, ενώ, η νότια πλευρά του νησιού δέχεται συγκριτικά μεγαλύτερες θερμοκρασίες και λιγότερο υετό, με αποτέλεσμα να συναντώνται εκεί διαφορετικές καλλιεργείες που δεν εμφανίζονται στο Βόρειο τμήμα του νησιού, π.χ. η ελιά (Δήμος Σαμοθράκης, 2021).

Αναλυτικότερα, το νησί παρουσιάζει μέγιστη μέση ετήσια θερμοκρασία 28°C τον Αύγουστο και ελάχιστη μέση 8°C τον Ιανουάριο. Έχει σχετικά με τα υπόλοιπα νησιά του Αιγαίου μέτριο ύψος βροχής, το οποίο συγκεντρώνεται στους χειμερινούς μήνες και ετησίως το μέσο ύψος βροχής είναι 484 mm. Επιπλέον, η Σαμοθράκη είναι ιδιαίτερα θυελλώδες νησί με τις μέσες μηνιαίες ταχύτητες του ανέμου να ξεπερνούν τα 7 m/s τους περισσότερους μήνες. Τα παραπάνω δεδομένα, όπως και μερικά άλλα, παρατίθενται αναλυτικότερα στα παρακάτω σχήματα που προέρχονται από μετεπεξεργασμένα δεδομένα του μετεωρολογικού σταθμού Σαμοθράκης (υψόμετρο 90 m) του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών από το www.weather-atlas.com.

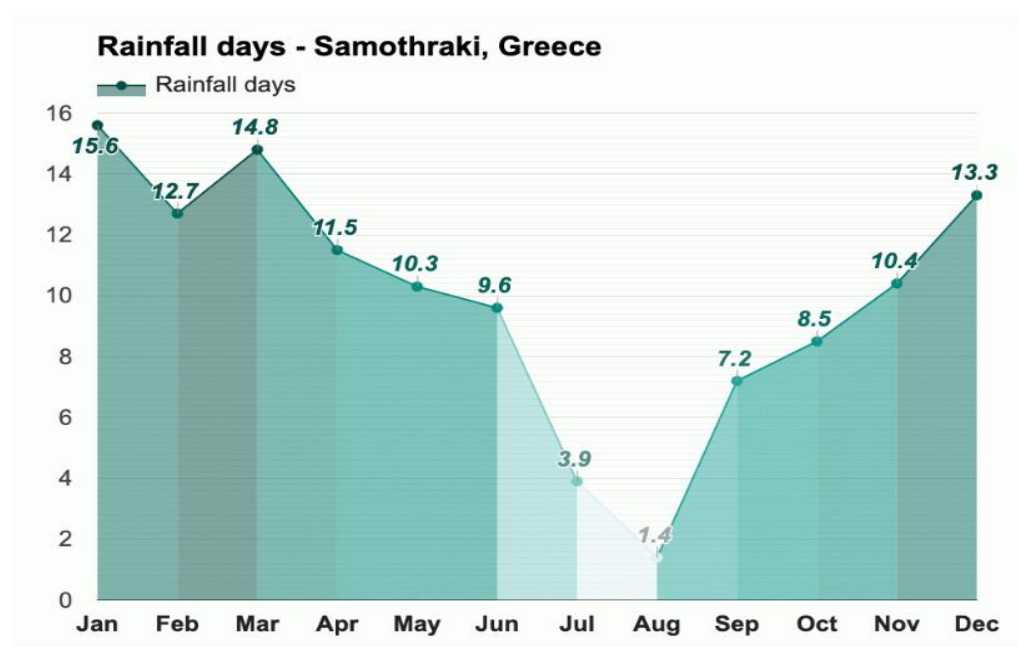


Σχήμα 4.9 Ετήσια διακύμανση θερμοκρασίας στο μετεωρολογικό σταθμό της Σαμοθράκης (<https://www.weather-atlas.com/en/greece/samothraki-climate>).

Από το γράφημα του Σχήματος 4.9 παρατηρείται πως οι μέγιστες θερμοκρασίες εμφανίζονται τους καλοκαιρινούς μήνες και οι ελάχιστες τους χειμερινούς και πως υπάρχει σχετικά μικρή διακύμανση μεταξύ τους.

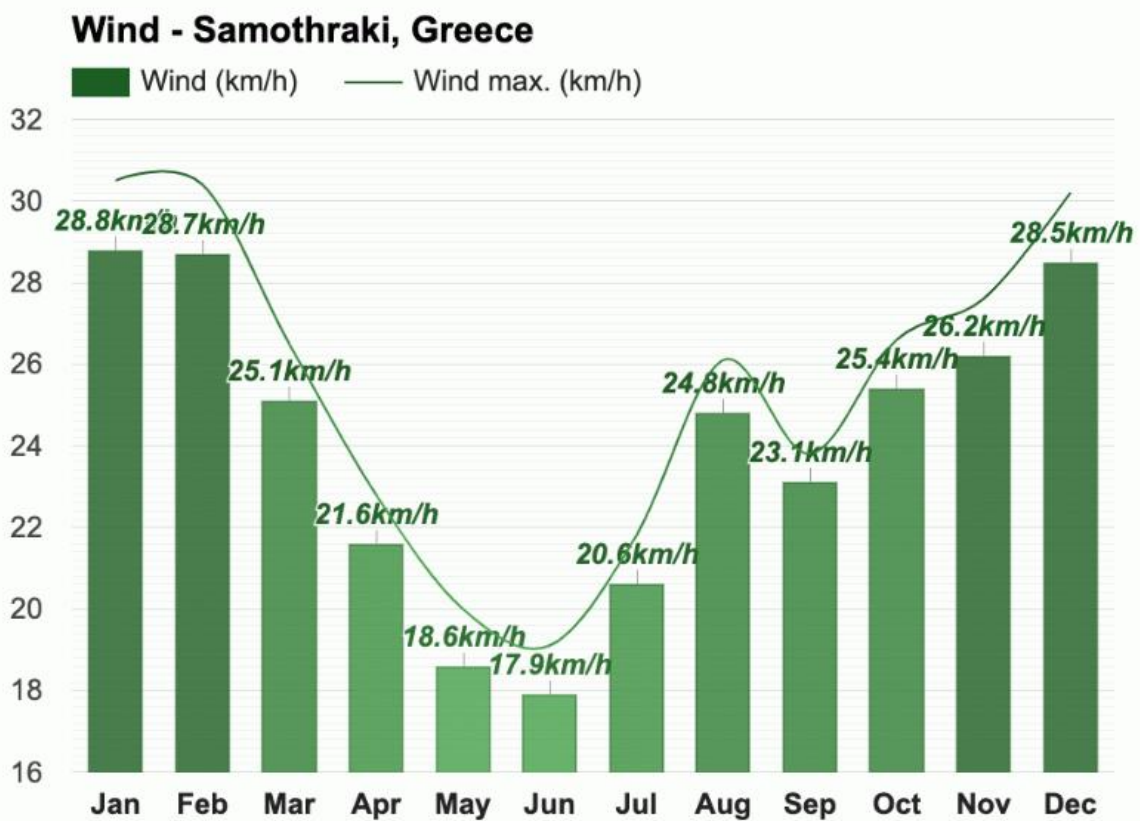


Σχήμα 4.10. Ετήσια διακύμανση υετού στο μετεωρολογικό σταθμό της Σαμοθράκης (<https://www.weather-atlas.com/en/greece/samothraki-climate>).



Σχήμα 4.11 Ετήσια διακύμανση ημερών με υετό στο μετεωρολογικό σταθμό της Σαμοθράκης (<https://www.weather-atlas.com/en/greece/samothraki-climate>).

Από τα γραφήματα των Σχημάτων 4.10 και 4.11 παρατηρείται πως το νησί εμφανίζει ελάχιστα φαινόμενα βροχόπτωσης τους χειμερινούς μήνες τα οποία επίσης φέρουν ελάχιστο υετό.



Σχήμα 4.12 Ετήσια διακύμανση έντασης ανέμου στο μετεωρολογικό σταθμό της Σαμοθράκης (<https://www.weather-atlas.com/en/greece/samothraki-climate>).

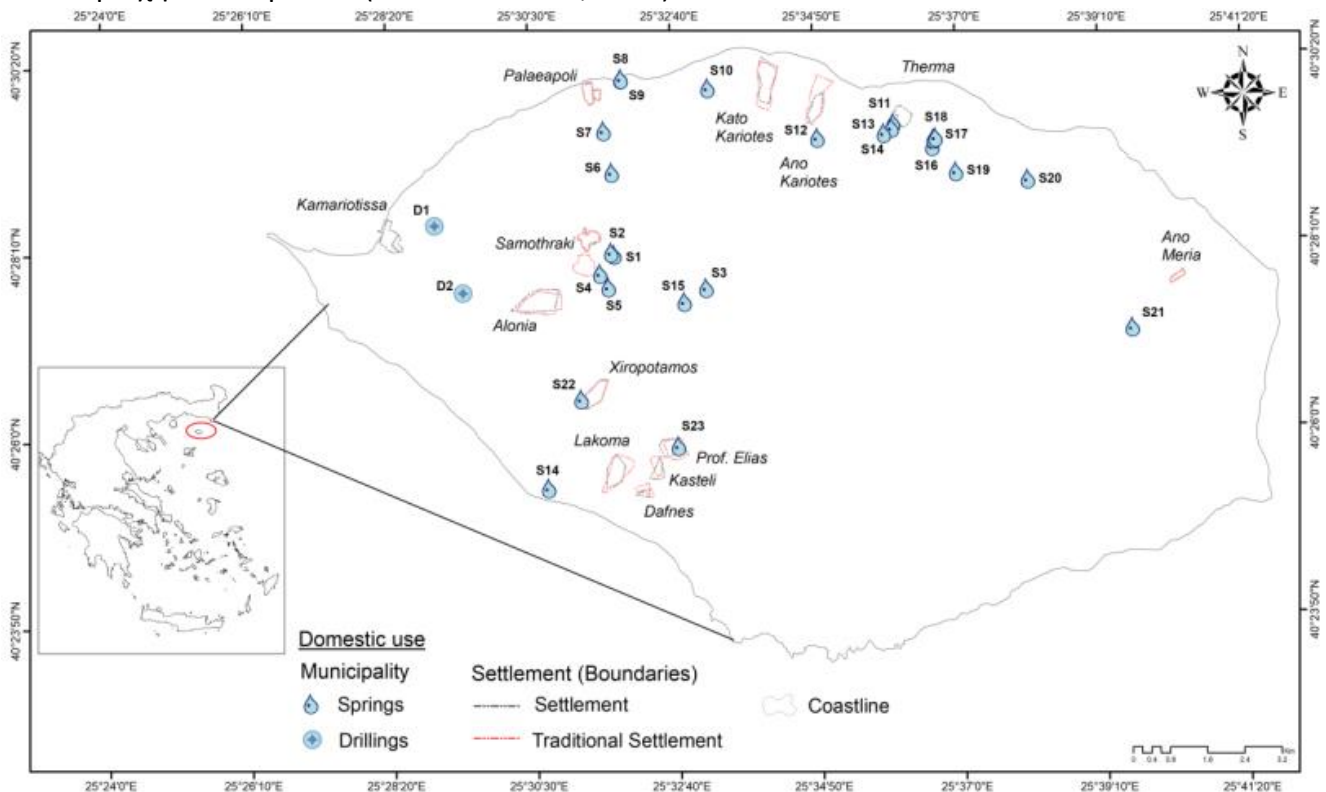
Από το γράφημα του Σχήματος 4.12 παρατηρείται πως το νησί παρουσιάζει πλούσιο αιολικό δυναμικό, το οποίο αν και είναι μικρότερο στο διάστημα μεταξύ Απριλίου και Ιουλίου δεν πέφτει ποτέ, κατά μηνιαίο μέσο όρο, κάτω από τα 5 m/s (18 km/ώρα). Επίσης σύμφωνα με δεδομένα της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας (ΕΜΥ) η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου είναι η Βόρεια.

Τέλος, η Σαμοθράκη αντιμετωπίζει κατά μέσο όρο 1.9 ημέρες χιονόπτωσης το χρόνο, έχει σχετική υγρασία που κυμαίνεται κατά μηνιαίο μέσο όρο μεταξύ 66% και 75% και είναι αρκετά ηλιόλουστη, αλλά παρουσιάζει έως και 46% νεφοκάλυψη τους χειμερινούς μήνες.

4.7 Υποδομές ύδρευσης και άρδευσης

Η υδροδότηση στη Σαμοθράκη γίνεται αξιοποιώντας 18 πηγές, ένα πηγάδι και 2 γεωτρήσεις, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.13 και στους Πίνακες 4.7 και 4.8 Κατά τις περιόδους με ελλιπή παροχή νερού από τις πηγές, για παράδειγμα το καλοκαίρι, νερό των πηγών μπορεί να

αναμειχθεί με το νερό των επιφανειακών απορροών, όπως μερικές φορές γίνεται στην περιοχή των Βαράδων (Skoulikidis et al., 2019).



Σχήμα 4.13 Χάρτης με τις πηγές και γεωτρήσεις της Σαμοθράκης που αξιοποιούνται για ύδρευση (Skoulikidis et al., 2019).

Πίνακας 4.7 Ονόματα γεωτρήσεων της Σαμοθράκης που αξιοποιούνται για ύδρευση και οι οικισμοί που εξυπηρετούν (Skoulikidis et al., 2019).

| Οικισμός | Γεώτρηση | Κωδική ονομασία |
|--------------|-----------------------------|-----------------|
| Αλώνια | Σκλαβούνα | D1 |
| Καμαριώτισσα | Λαγκάδα | D2 |
| Καμαριώτισσα | Καρά | D3 |
| | Λαγκάδα (τρύπα) | D2 |
| | Μάουρου (εκτός λειτουργίας) | D4 |
| Αλώνια | Αγ. Δημήτριος 1 | D5 |
| | Αγ. Δημήτριος 2 | D6 |
| | Τζιγκούνας | D7 |
| | Παναγκούντα | D8 |
| | Σαίτ Αρχ | D9 |
| | Συκιά | D10 |
| Λάκωμα | Απατσανάδες | D11 |
| | Όχτος | D12 |
| | Αλανούδια | D13 |
| Μακρυλιές | Τριγανούρια | D14 |

| Οικισμός | Γεώτρηση | Κωδική ονομασία |
|-------------|-----------|-----------------|
| Παχιά Άμμος | Κοιτάδα 1 | D15 |
| | Κοιτάδα 2 | D16 |
| | Μελλάγκι | D17 |

Πίνακας 4.8 Ονόματα πηγών της Σαμοθράκης που αξιοποιούνται για ύδρευση και οι οικισμοί που εξυπηρετούν (Skoulikidis et al., 2019).

| Οικισμός | Πηγή | Κωδική ονομασία |
|----------------|-------------------------------------|-----------------|
| Χώρα | Βρυσιά 1 | S1 |
| | Βρυσιά 2 | S2 |
| | Βαράδες | S3 |
| | Σωτήρος | S4 |
| Αλώνια | Αγ. Γεώργιος (εκτός λειτουργίας) | S5 |
| | Βαράδες | S3 |
| | Σωτήρος | S4 |
| Καμαριώτισσα | Αγ. Θεόδωρος | S6 |
| | Κοψί | S7 |
| | Σκρα (Άξιος 1) | S8 |
| | Σκρα (Άξιος 2) | S9 |
| Παλαιόπολη | Αγ. Θεόδωρος | S6 |
| | Κοψί | S7 |
| | Σκρα (Άξιος 1) | S8 |
| | Σκρα (Άξιος 2) | S9 |
| Βασιλικός | Βασιλικός | S10 |
| Κάτω Καρυώτες | Βούτηρος | S11 |
| Άνω Καρυώτες | Καψιάς | S12 |
| Θέρμα | Θέρμα | S13 |
| | Μιλιά | S14 |
| | Ασκαμνές | S15 |
| | Δρόμος προς κορυφή Φεγγάρι (αντλία) | S16 |
| | Δρόμος προς κορυφή Φεγγάρι (αγωγός) | S17 |
| Πέρα Θέρμα | Σβότανα | S18 |
| | Γρηγοράκης | S19 |
| Βαράδες | Αγ. Αντώνιος | S20 |
| Άνω Μεριά | Καντούρ | S21 |
| Μακρυλιές | Μύλος του Τερζή | S22 |
| Προφήτης Ηλίας | Παναγιά Μανδάλου | S23 |
| Καστέλι | Παναγιά Μανδάλου | S23 |
| Δάφνες | Παναγιά Μανδάλου | S23 |

Το νερό αυτό αποθηκεύεται σε 15 δεξαμενές προτού να εξυπηρετήσει τους κατοίκους και τους παραθεριστές των οικισμών και των 13 ξενοδοχείων του νησιού, οι θέσεις των δεξαμενών αυτών, όπως και οι οικισμοί που εξυπηρετούν φαίνονται στον Πίνακα 4.9.

Πίνακας 4.9 Ονομασίες δεξαμενών της Σαμοθράκης και οι οικισμοί που εξυπηρετούν (Δήμος Σαμοθράκης, 2021).

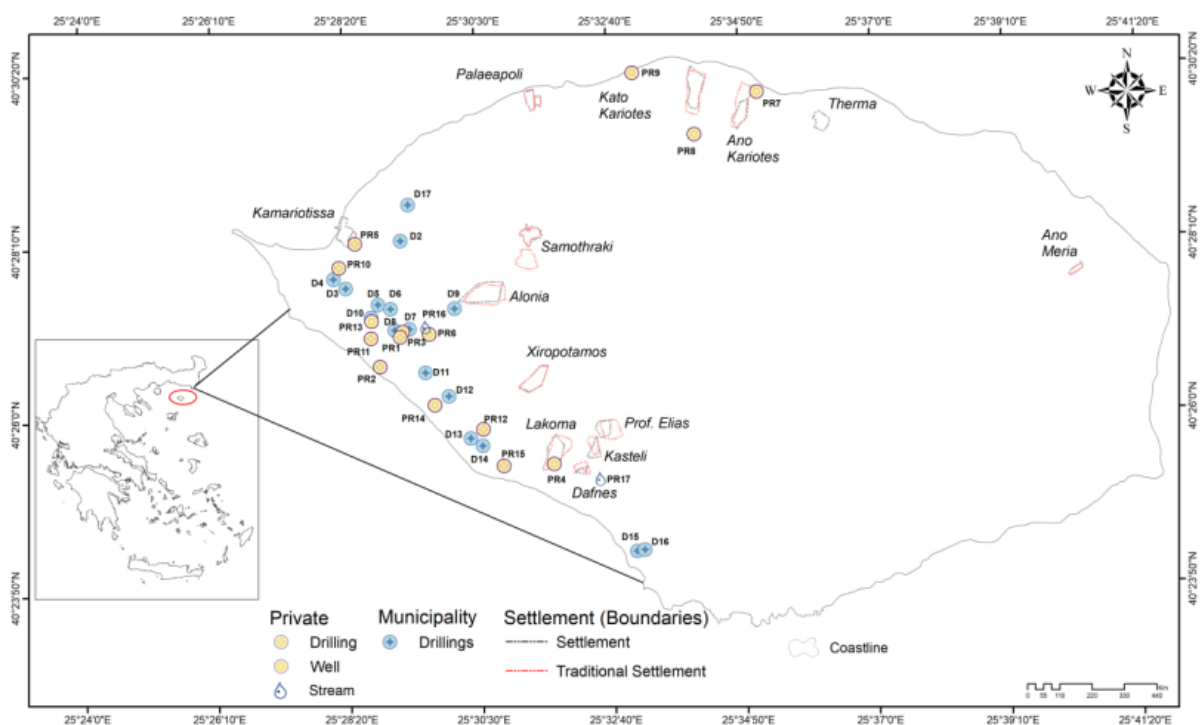
| Ονομασία δεξαμενής | Εξυπηρετούμενος οικισμός |
|-------------------------------|--------------------------|
| Δεξαμενή Αλωνίων | Αλώνια |
| Δεξαμενή Άνω Μεριάς | Άνω Μεριά |
| Δεξαμενή Θέρμα | Θέρμα |
| Δεξαμενή Σβότανα Χαμηλά | Κάμπινγκ Βαράδων |
| Δεξαμενή Σβότανα Ψηλά | Κάμπινγκ Βαράδων |
| Δεξαμενή Βαράδες | Κάμπινγκ Βαράδων |
| Δεξαμενή Καμαριώτισσας | Καμαριώτισσα, Παλαιόπολη |
| Δεξαμενή Λακκώματος | Λάκκωμα |
| Δεξαμενή Λακκώματος Ενδιάμεση | Λάκκωμα |
| Δεξαμενή Μακρυλιών | Μακρυλιές |
| Δεξαμενή Ξηροπόταμου | Ξηροπόταμος |
| Δεξαμενή Προφήτη Ηλία | Προφήτης Ηλίας |
| Δεξαμενή Σώτερα | Χώρα |
| Δεξαμενή Βασιλικού | Άνω και Κάτω Καρυώτες |
| Δεξαμενή Παχιά Άμμου | Περιοχή Παχιά Άμμος |

Όσον αφορά την άρδευση, η δημοτική αρχή διαχειρίζεται 16 σημεία γεώτρησης νερού, εκ των οποίων δύο είναι ανενεργά. Από το 2015, η δημοτική αρχή εφαρμόζει σύστημα ηλεκτρονικών υδρομέτρων που ενεργοποιούνται με τη χρήση καρτών. Βάσει του συστήματος αυτού, σύμφωνα με τον τότε Δήμαρχο Αθανάσιο Βίτσα, λόγω της χρέωσης 2.6 €/ώρα έχει περιορίστηκε η χρήση τους. Οι γεωτρήσεις αυτές παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.14 τον Πίνακα 4.10.

Πέραν αυτών, πολλοί αγρότες του νησιού χρησιμοποιούν αυθαιρέτως δικά τους πηγάδια ή/και μακριές σωληνώσεις που συνδέονται με γειτονικές πηγές ή επιφανειακές απορροές για την κάλυψη των αρδευτικών τους αναγκών. Για τη νόμιμη αξιοποίηση αυτών των υδάτινων πόρων απαιτείται αναλυτική αναφορά της χρήσης την οποία κάνουν. Ανεξαρτήτως, τεράστιες ποσότητες νερού, της τάξεως των 15 hm³, αξιοποιούνται παράνομα για ιδιωτική χρήση, ενώ οι δηλωμένες ποσότητες ανέρχονται μόνο γύρω στα 2 hm³ (Skoulikidis et al., 2019).

Πίνακας 4.10 Ονόματα γεωτρήσεων της Σαμοθράκης που αξιοποιούνται για άρδευση και οι οικισμοί που εξυπηρετούν (Skoulikidis et al., 2019).

| Οικισμός | Γεώτρηση | Κωδική ονομασία |
|--------------|----------------------------|-----------------|
| Καμαριώτισσα | Καρά | D3 |
| | Λαγκάδα (τρύπα) | D2 |
| | Μαύρου (εκτός λειτουργίας) | D4 |
| Αλώνια | Αγ. Δημήτριος 1 | D5 |
| | Αγ. Δημήτριος 2 | D6 |
| | Τζιγκούνας | D7 |
| | Παναγκούντα | D8 |
| | Σαίτ Αρχ | D9 |
| | Συκιά | D10 |
| Λάκωμα | Απασανάδες | D11 |
| | Όχτος | D12 |
| | Αλανούδια | D13 |
| Μακρυλιές | Τριγανούρια | D14 |
| Παχιά Άμμος | Κοιτάδα 1 | D15 |
| | Κοιτάδα 2 | D16 |
| | Μελλάγκι | D17 |



Σχήμα 4.14 Χάρτης με τις γεωτρήσεις της Σαμοθράκης που αξιοποιούνται για άρδευση (Skoulikidis et al., 2019).

Επιπλέον, είναι στα τελικά στάδια κατασκευής η λιμνοδεξαμενή του Ξηροπόταμου, η οποία θα έχει τα ακόλουθα τεχνικά χαρακτηριστικά:

- (α) χωμάτινη δεξαμενή με ωφέλιμο όγκο 315000 m³ νερού
- (β) σωληνωτός αγωγού διαμέτρου 400 mm συνολικού μήκους 3000 m περίπου, από την υδροληψία που θα κατασκευαστεί εντός της κοίτης του Ξηροποτάμου, βόρεια της υδατοδεξαμενής
- (γ) επιχωμάτια 280000 m³, ύψους 14 - 20 m με πλάτος βάσης 120 m και στέψη 10 m.
- (δ) υψόμετρο στέψης στα 122.5 m πάνω από τη θάλασσα
- (ε) υψόμετρο της υπερχειλίσης στα 121.80 m πάνω από τη θάλασσα
- (στ) κλίσεις πρανών λιμνοδεξαμενής εσωτερικά: 1 προς 2.5
- (ζ) κλίσεις πρανών λιμνοδεξαμενής εξωτερικά: 1 προς 2

Η λιμνοδεξαμενή θα τροφοδοτείται από τον Ξηροπόταμο και θα αποθηκεύει εισροές που αντιστοιχούν στο 20% της ετήσιας απορροής του, ενώ το υπόλοιπο 80% θα συνεχίζει τη πορεία του στην κατάντη κοίτη του ποταμού. Οι εισροές αυτές προορίζονται για την άρδευση 1000 στρεμμάτων ελαιόδεντρων και βοσκοτόπων το καλοκαίρι στο ξηρό ΝΔ τμήμα του νησιού.

Πρόσθετα, λόγω της εξαιρετικής ποιότητας των πηγών νερού του νησιού, το ανεπεξέργαστο νερό είναι, προ μεταφοράς στο υδρευτικό σύστημα, άμεσα διαθέσιμο για κατανάλωση. Παρά το γεγονός αυτό, έχουν κατασκευαστεί μικρές εγκαταστάσεις χλωρίωσης του νερού ύδρευσης, λόγω περιστατικών μόλυνσης του νερού, οφειλόμενα στο ανεπαρκές και σημαντικά παλαιωμένο σύστημα σωληνώσεων ύδρευσης του νησιού.

Αναλυτικότερα, τα συστήματα σωληνώσεων ύδρευσης και άρδευσης του νησιού πάσχουν από μεγάλο ποσοστό απωλειών της τάξεως του 50%, γεγονός το οποίο ενδεχομένως προκαλεί καθεστώς χαμηλής πίεσης ροής που ακολουθείται από την εισροή παθογόνων και άλλων ρύπων στο σύστημα και συχνές διακοπές στην υδροδότηση κατά τη θερινή περίοδο. Για την αποκατάσταση των προβλημάτων του συστήματος έχουν προγραμματιστεί έργα για τον έγκαιρο και ακριβές εντοπισμό διαρροών, καθώς και έργα εκμετάλλευσης νέων πηγών και επισκευών του δικτύου (Δήμος Σαμοθράκης, 2021), πάραυτα διακοπές στην ύδρευση συνεχίζουν να συμβαίνουν μέχρι και σήμερα και σημαντικές αναβαθμίσεις θα χρειαστούν στην περίπτωση της αύξησης των υδρευτικών αναγκών το σχετικά ξηρό της καλοκαίρι, λόγω της ενδεχόμενης αύξησης του τουρισμού.

4.8 Υποδομές αποχέτευσης και διαχείριση απορριμμάτων

Καταρχήν, δίκτυο ακαθάρτων διαθέτουν μόνο η Καμαριώτισσα και η Χώρα (στην περίπτωση της πρώτης είναι μεικτό, ακαθάρτων-όμβριων), τα οποία όμως είναι εκτός λειτουργίας, λόγω της ανυπαρξίας Εγκατάστασης Επεξεργασίας Λυμάτων (ΕΕΛ). Η διάθεση των υγρών αποβλήτων όλων των οικισμών γίνεται σε σηπτικούς βόθρους. Συνεπώς, δρομολογείται η κατασκευή Ε.Ε.Λ. για ισοδύναμο πληθυσμό 3000 ατόμων δυτικά της Καμαριώτισσας για διάθεση απορριπασμένων υδάτων στη θάλασσα.

Η διαχείριση των απορριμμάτων θεωρείται μη ικανοποιητική, καθώς η συλλογή τους είναι δύσκολη και κοστοβόρα για τους ακόλουθους λόγους. Αρχικά, λόγω της μεγάλης χωρικής

διασποράς των οικισμών του δήμου και της έλλειψης κατάλληλου εξοπλισμού και προσωπικού. Δεύτερον, λόγω της μεγάλης αύξησης του όγκου των απορριμμάτων κατά την τουριστική περίοδο σε συνδυασμό με τις ανεπαρκείς υποδομές διαχείρισης τους που προκαλούν την ανάγκη για την υψηλού κόστους μεταφοράς τους για επεξεργασία εκτός δήμου. Τρίτον, λόγω του μικρού αριθμού κάδων απορριμμάτων παρά το γεγονός πως το νησί διαθέτει μεγάλο αριθμό κάδων ανακυκλώσιμων υλικών.

Τα απορρίμματα των κάδων του νησιού συλλέγονται και μεταφέρονται στο Σταθμό Μεταφόρτωσης Απορριμμάτων (ΣΜΑ) δυτικά από τα Αλώνια και ακολούθως στο Χώρο Υγειονομικής Ταφής Απορριμμάτων (ΧΥΤΑ) Κομοτηνής. Πρόσφατα, έχουν επισήμως κλείσει οι Χώροι Ανεξέλεγκτης Διάθεσης Απορριμμάτων (ΧΑΔΑ), παραταύτα, εξακολουθεί η ανεξέλεγκτη διάθεση απορριμμάτων σε μερικά σημεία του νησιού, εκ των οποίων ο κύριος όγκος αποτελείται από Απόβλητα Εκσκαφών, Κατασκευών και Κατεδαφίσεων (ΑΕΚΚ).

Κατ' εξακολούθηση των παραπάνω, προβλέπεται η κατασκευή της Μονάδας Επεξεργασίας Απορριμμάτων (ΜΕΑ) για την επεξεργασία των Αστικών Στερεών Αποβλήτων (ΑΣΑ), τα οποία θα αποθηκεύονται ελεγχόμενα σε Χώρο Υγειονομικής Ταφής Υπολειμμάτων (ΧΥΤΥ). Οι προβλεπόμενες αυτές εγκαταστάσεις θα κατασκευαστούν δίπλα στην υφιστάμενη ΜΕΑ (Δήμος Σαμοθράκης, 2021).

4.9 Υποδομές μεταφορών

Το κύριο οδικό δίκτυο της Σαμοθράκης αποτελείται από έναν δρόμο περιμετρικά του νησιού, μήκους 68 km, ο οποίος δε περιλαμβάνει τη νότια ακτή του νησιού, λόγω της δυσκολίας διάνοιξής του εκεί. Επιπλέον, ένας περιμετρικός οδικός άξονας εξυπηρετεί τις περιοχές Παχιά Άμμος, Λάκκωμα, Καμαριώτισσα, Θέρμα και Κήποι, με συνδέσεις και οδούς με τους γύρω οικισμούς και έχει μήκος 44 km. Συμπληρωματικά, ένα δευτερεύον επαρχιακό δίκτυο συνδέει την Καμαριώτισσα με άλλα δημοφιλή μέρη του νησιού μέσω τριών δρόμων.

Τα παραπάνω οδικά δίκτυα συνδέονται με μικρότερα δημοτικά δίκτυα εκ των οποίων τα περισσότερα, εκτός των κύριων, διαθέτουν ασφαλτωμένο οδόστρωμα μικρού πλάτους, το οποίο παρουσιάζει σε αρκετά σημεία έντονες κλείσεις και μικρής ακτίνας στροφές, ώστε να συμμορφωθεί στο έντονο ανάγλυφο του νησιού, ιδιαιτέρως στο νοτιοδυτικό τμήμα του.

Τρωτότητες του δικτύου αποτελούν ρέματα ή χείμαρροι οι οποίοι, κυρίως κατά την υγρή περίοδο, πλήττουν τμήματα του με ορμητικά νερά και φερτές ύλες. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την, κατά περιόδους, περιορισμένη λειτουργικότητα του δικτύου, με αποτέλεσμα να απαιτούνται συχνές παρεμβάσεις για την επισκευή και αποκατάσταση των τμημάτων.

Ως νησί δίχως αεροδρόμιο, η Σαμοθράκη βασίζεται στις ακτοπλοϊκές μεταφορές χρησιμοποιώντας σχεδόν αποκλειστικά το Λιμένα της Καμαριώτισσας. Εκτός αυτού, για μεταφορά λίγων επιβατών, από άλλα κομμάτια του νησιού, αξιοποιείται το αλιευτικό

καταφύγιο στα Θέρμα. Και τα δύο σημεία εξυπηρέτησης επιβατών και αγαθών διαχειρίζεται ο Οργανισμός Λιμένα Αλεξανδρούπολης Α.Ε.

Ο Λιμένας Καμαριώτισσας είναι η μοναδική είσοδος για άτομα και αγαθά στον Δήμο. Εντοπίζεται στο δυτικό άκρο του Δήμου και αποτελεί το μεγαλύτερο μέρος της παραθαλάσσιας περιοχής του οικισμού. Επιπλέον χρησιμοποιείται από αλιευτικά και τουριστικά σκάφη. Βάσει των παραπάνω χαρακτηρίζεται ως Λιμένας Μείζονος Ενδιαφέροντος με πλησιέστερο λιμένα αυτόν της Αλεξανδρούπολης, ο οποίος βρίσκεται σε απόσταση 29 ναυτικών μιλίων βορειοανατολικά του.

Επίσης στη Σαμοθράκη, υπάρχουν υπεραστικά λεωφορεία που συνδέουν την Καμαριώτισσα με όλους τους οικισμούς του νησιού με συχνότητα δρομολογίων που αλλάζει ανά το μήνα και κυμαίνεται από 2 έως και 7 δρομολόγια ανά μέρα.

Τέλος, το νησί κατέχει ένα ελικοδρόμιο νοτιοδυτικά της Χώρας. Το ελικοδρόμιο αυτό περιλαμβάνει μια επίπεδη περιφραγμένη έκταση 6 στρεμμάτων με κατάλληλη επίστρωση και χρησιμοποιείται κυρίως για λόγους έκτακτης ανάγκης (Δήμος Σαμοθράκης, 2021).

4.10 Υποδομές ενέργειας και τηλεπικοινωνιών

Το νησί συνδέεται με το εθνικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας με υποθαλάσσιο καλώδιο δύο αγωγών μήκους 46 km και ονομαστικής ισχύς 10 MW ο καθένας. Οι αγωγοί αυτοί ενώνουν την εγκατάσταση της ΔΕΗ βόρεια της Καμαριώτισσας με τη Μεσημβρία Αλεξανδρούπολης. Εσωτερικά του νησιού η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται μέσω υπογειοποιημένου δικτύου καλωδίων στους οικισμούς της Καμαριώτισσας και της Χώρας, ενώ εκτός αυτών το δίκτυο είναι εναέριο.

Στη Σαμοθράκη υπάρχει αξιόλογη δυνατότητα για εγκατάσταση αιολικών πάρκων στο νησί, λόγω του πλούσιου αιολικού του δυναμικού. Στο παρελθόν, υπήρχαν 4 Α/Γ στο ακρωτήριο κοντά στην Καμαριώτισσα, αλλά αποξυλώθηκαν. Πιο πρόσφατα, είχαν δοθεί άδειες για 2 θέσεις αιολικών πάρκων στο Όρος Σάος συνολικής ονομαστικής ισχύος 110.5 MW. Εντέλει, οι άδειες αυτές ανακλήθηκαν, λόγω αντίστασης από τους δημότες του νησιού και αρμόδιους φορείς μιας και οι περιοχές εγκατάστασης των πάρκων βρίσκονταν εντός περιοχών του δικτύου προστασίας NATURA 2000. Πιο αναλυτικά, φαίνονται στο γεωπληροφοριακό χάρτη του Σχήματος 4.15 οι περιοχές αυτές, όπως και κάποιες άλλες μικρότερης σημασίας.

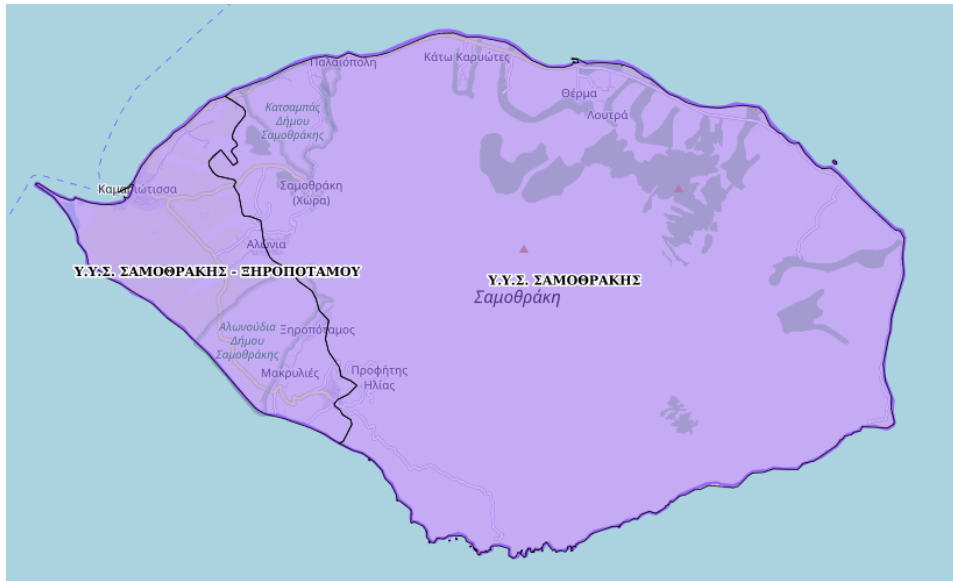


Σχήμα 4.15 Χάρτης απορριπτικών αποφάσεων αιολικών σταθμών της Σαμοθράκης (ΠΑΕ, 2023).

4.11 Φυσικά – μορφολογικά χαρακτηριστικά και χρήσεις γης

Για τη μορφολογία της Σαμοθράκης καθοριστικό ρόλο έχει το Όρος Σάος, το οποίο εκτείνεται στο μεγαλύτερο μέρος της και χαρακτηρίζεται από τις έντονες κλίσεις και την ψηλότητα, για το μικρό μέγεθος του νησιού, κορυφή του σε ύψος των 1611 m. Το όρος αυτό είναι γεωλογικά αποτελούμενο από οφειόλιθους με διείσδυση γρανίτη. Βόρεια του, ιζηματογενή υλικά δημιουργούν τις παράκτιες ζώνες με το πάχος αυτών των ζωνών να μη ξεπερνά τα 2 km. Στο νότιο τμήμα του νησιού ο ορεινός όγκος συναντάει τη θάλασσα, ενώ στα δυτικά, στην περιοχή της Καμαριώτισσας - Ξηροπόταμου, βρίσκονται καλλιεργήσιμες εκτάσεις σχετικά ήπιου ανάγλυφου.

Το νησί ανήκει στο Υδατικό Διαμέρισμα Θράκης (GR12), ένα από τα δεκατέσσερα υδατικά διαμερίσματα, στα οποία διαιρέθηκε ο Ελληνικός χώρος με το Νόμο 1739/1987. Το Υδατικό Διαμέρισμα Θράκης έχει έκταση 11.243 km², από αυτά τα 564 km² ανήκουν στα νησιά Θάσο και Σαμοθράκη. Διαθέτει δύο Υπόγεια Υδατικά Συστήματα (ΥΥΣ), το ΥΥΣ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗΣ GR1200170, αξιοποιείται κυρίως για ανάγκες ύδρευσης και είναι το πιο είναι ρωγμώδες και αξιοποιείται κυρίως για ανάγκες ύδρευσης και είναι έκτασης 66.19 km², μέγιστο μήκος 11 km, μέγιστο πλάτος 8 km και πάχος που κυμαίνεται στα 35 m και το προσχωματικό ΥΥΣ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗΣ – ΞΗΡΟΠΟΤΑΜΟΥ GR1200180, το οποίο αξιοποιείται για ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης και είναι έκτασης 25.56 km², μέγιστο μήκος 8 km και μέγιστο πλάτος 5 km (Δήμος Σαμοθράκης, 2021). Και τα ΥΥΣ χαρακτηρίζονται από καλή ποσοτική κατάσταση και απεικονίζονται στο Σχήμα 4.16.



Σχήμα 4.16 Υπόγεια Υδατικά Συστήματα Σαμοθράκης (Ειδική Γραμματεία Υδάτων, 2023).

Το νησί αποτελείται επίσης από δύο παράκτια υδατικά συστήματα, το ΝΗΣΙΔΑ EL1242C0010N και το Ακτές Σαμοθράκης GR1242C0011N και απεικονίζονται στο Σχήμα 4.17. Και τα δύο συστήματα αυτά χαρακτηρίζονται από καλή οικολογική κατάσταση.



Σχήμα 4.17 Παράκτια Υδατικά Συστήματα Σαμοθράκης (Ειδική Γραμματεία Υδάτων, 2023).

Η Σαμοθράκη χαρακτηρίζεται, ως προς το ανάγλυφο της, ως πεδινή και λοφώδης με έντονες κλίσεις, που κυμαίνονται στις 15-35°, να καταλαμβάνουν πάνω από τη μισή έκταση της νήσου. Πιο συγκεκριμένα, δίνονται τα ποσοστά των τύπων ανάγλυφου, όπως και η κατανομή κλίσεων του νησιού στους Πίνακες 4.11 και 4.12.

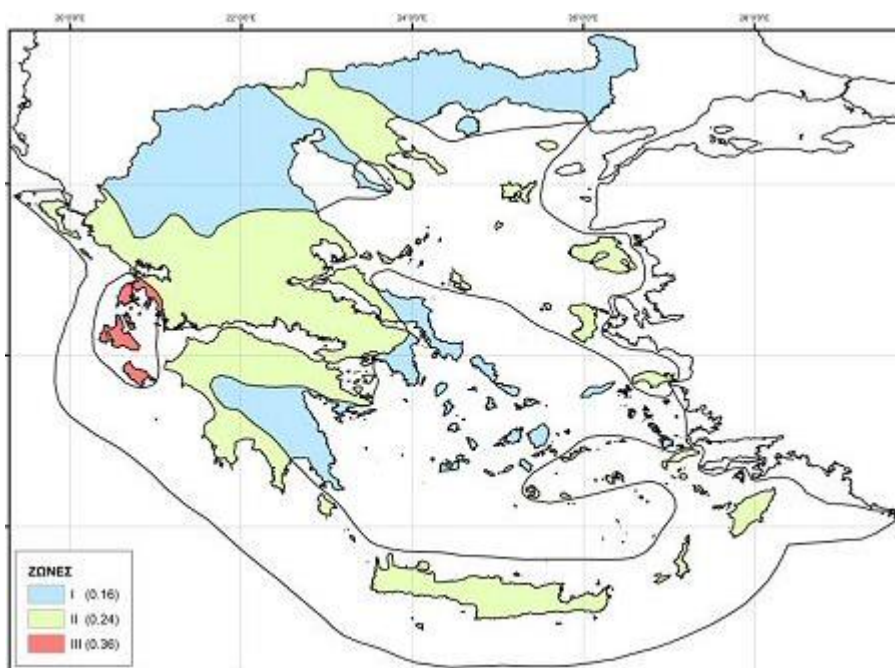
Πίνακας 4.11 Κατανομή των υψομέτρων του μορφολογικού ανάγλυφου της Σαμοθράκης (Βουβαλίδης et al., 2005).

| Υψόμετρα (m) | Τύπος αναγλύφου | Έκταση (%) |
|--------------|-----------------|------------|
| < 150 | Πεδινό | 36.3 |
| 150 - 600 | Λοφώδες | 30.0 |
| 600 - 900 | Ημιορεινό | 16.1 |
| > 900 | Ορεινό | 17.6 |

Πίνακας 4.12 Κατανομή κλίσεων μορφολογικού ανάγλυφου της Σαμοθράκης (Βουβαλίδης et al., 2005).

| Κλίσεις σε μοίρες | Έκταση % |
|-------------------|----------|
| 0° - 2° | 3.5 |
| 2° - 5° | 7.7 |
| 5° - 15° | 21.9 |
| 15° - 35° | 50.5 |
| 35° - 55° | 16.0 |
| > 55° | 0.4 |

Τέλος, η Σαμοθράκη υπόκειται στις δράσεις των νεοτεκτονικών δομών της Βόρειας ακτής του νησιού, καθώς και της υπόγειας ρηξιγενής ζώνης της Τάφρου του Βορείου Αιγαίου όπου βρίσκεται στις νοτιοανατολικές ακτές του. Λόγω αυτών αλλά και άλλων σεισμογενών παραγόντων, η νήσος εντάσσεται σε ζώνη σεισμικής επικινδυνότητας II σύμφωνα με το Σχήμα 4.18. Αυτό σημαίνει πως η περιοχή πλήττεται με πιθανότητα υπέρβασης 10% στα 50 χρόνια από σεισμικές επιταχύνσεις ίσες ή μεγαλύτερες από 0.24 g.



Σχήμα 4.18 Νέος Χάρτης Σεισμικής Επικινδυνότητας Ελλάδας (Ο.Α.Σ.Π., 2015).

5. Μεθοδολογία

5.1 Μελέτη σκοπιμότητας

Η Σαμοθράκη σε σύγκριση με άλλα νησιά του Αιγαίου, έχει επαρκείς υδάτινους πόρους, πάσχει όμως από την κακή διαχείριση αυτών, ειδικά αναφορικά με την άρδευση. Ως αποτέλεσμα, κατά τους θερινούς μήνες του νησιού ενδέχεται να αντιμετωπίσει ελλείψεις στην υδροδότηση, καθώς και περιβαλλοντικές επιπτώσεις, οι οποίες προκύπτουν, λόγω της ταπείνωσης της στάθμης υδροφορέων του νησιού και οδηγούν στην αύξηση πλημμυρικού κινδύνου, την υφαλμύρωση και τη διάβρωση των καλλιεργήσιμων εδαφών (Skoulikidis et al., 2019).

Επίσης, η Σαμοθράκη, δεδομένης της ιδιαίτερα προνομιακής της θέσης όσον αφορά τη δυνατότητα εκμετάλλευσης του ισχυρού αιολικού δυναμικού της, αναδεικνύεται η προοπτική βιώσιμης και ανεξάρτητης ενεργειακής κάλυψης στο νησί. Πιο συγκεκριμένα, μέσω της χρήσης ανεμογεννητριών και συνοδού έργου αποθήκευσης ενέργειας, μπορεί να εξασφαλιστεί καθαρή ενέργεια για τους κατοίκους του νησιού, η οποία ταυτόχρονα ενδέχεται να είναι και οικονομικότερη από τη συμβατική. Επιπλέον, η αξιοπιστία της υφιστάμενης ενεργειακής διασύνδεσης του νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας λειτουργεί ως δίκτυο ασφαλείας για την ανάπτυξη μη συμβατικού ενεργειακού συστήματος, μειώνει την ανάγκη για υπερμεγέθη έργα αποθήκευσης της πλεονάζουσας ενέργειας και προσφέρει τη δυνατότητα πώλησης της περίσσειας ενέργειας στο ενεργειακό χρηματιστήριο.

Βάσει των προαναφερθέντων, εξασφαλίζεται η μέγιστη δυνατή αξιοποίηση ενέργειας με τα συνακόλουθα περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη και επομένως το προτεινόμενο υβριδικό έργο δύναται να μετατρέψει τη Σαμοθράκη σε ένα από τα πιο βιώσιμα νησιά του Ελλαδικού χώρου. Παράλληλα, τα μεγάλα περιθώρια κέρδους, ενός κατάλληλα διαμορφωμένου έργου, μπορούν να αξιοποιηθούν για τη δωρεάν παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και νερού ύδρευσης στο νησί.

5.2 Τεχνική Περιγραφή Έργου

5.2.1. Γενική περιγραφή

Το έργο αποτελεί έναν ολοκληρωμένο υβριδικό σταθμό που αξιοποιεί την αιολική παραγωγή ενέργειας 10 Α/Γ και τη συνδυάζει με σχήμα ελεγχόμενης λειτουργίας και αποθήκευσης, καθώς και έργο αφαλάτωσης θαλασσινού νερού με σκοπό την αξιόπιστη, βιώσιμη και δωρεάν κάλυψη των υδρευτικών και ηλεκτρικών αναγκών της Σαμοθράκης. Αναλυτικότερα, απαρτίζεται από 10 Α/Γ ονομαστικής ισχύος 2350 kW η κάθε μια, μια μονάδα αφαλάτωσης δυναμικότητας 2400 m³/ημέρα και μέσο αποθήκευσης ενέργειας.

Εξετάζονται τέσσερα εναλλακτικά σενάρια μέσω αποθήκευσης ενέργειας με κοινή παράμετρο διαστασιολόγησης τη δυνατότητα τους να προσφέρουν αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και νερού ύδρευσης του συστήματος άνω του 99%, όπως και την παροχή ίδιων οικονομικών οφελών για στο πέρας ζωής του έργου.

Σε κάθε περίπτωση, η ενέργεια, η οποία παράγεται από τις Α/Γ, χρησιμοποιείται άμεσα για τη λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης και την κάλυψη των αναγκών των κατοίκων σε ηλεκτρική ενέργεια. Η περίσσεια ενέργεια διοχετεύεται κατά προτεραιότητα σε σύστημα αποθήκευσης ενέργειας για μετέπειτα χρήση και δευτερευόντως σε υποθαλάσσια καλώδια ονομαστικής ισχύος 20 MW, ώστε να αξιοποιηθεί από το ηπειρωτικό δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ. Εφόσον οι ανάγκες ηλεκτροδότησης των κατοίκων δεν καλύπτονται άμεσα από τις Α/Γ, προσφέρεται ενέργεια από την εκάστοτε μονάδα αποθήκευσης και αν δεν μπορεί να συμβεί ούτε αυτό, τότε δεν καλύπτεται από το υβριδικό σύστημα, αλλά από τον ΔΕΔΔΗΕ.

5.2.2. Σενάρια μονάδων αποθήκευσης

Στο 1^ο σενάριο ως μονάδα αποθήκευσης επιλέγεται ένα σύστημα υδρογόνου με PEMFC δυναμικότητας παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας 3.33 MW (54 kgH₂/ώρα για αποθήκευση και 222 kgH₂/ώρα για παραγωγή) με δεξαμενές αποθήκευσης υδρογόνου συνολικής χωρητικότητας 4000 kgH₂, δηλαδή 60 MWh ηλεκτρικής ενέργειας - 2.5 μέρες αυτονομίας, όπου αυτονομία ορίζεται εδώ ως ο χρόνος για τον οποίο το σύστημα μπορεί να λειτουργήσει αποκλειστικά με την ενέργεια του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας.

Στο 2^ο σενάριο επιλέγεται ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης με υδροστρόβιλο ισχύος 1.5 MW και τρεις αντλίες συνολικής ισχύος 2.5 MW, οι οποίες συνδέονται με δύο δίδυμους ταμειυτήρες μέσω χαλύβδινων αγωγών, διαμέτρου 0.45 m για τον καταθλιπτικό και 0.5 m για τον προσαγωγής για το 2^ο σενάριο και 0.4 και 0.35 m αντίστοιχα για το 3^ο. Οι ταμειυτήρες έχουν ωφέλιμο όγκο 131290 m³ έκαστος, ο κάτω με στάθμη πυθμένα στο επίπεδο της θάλασσας και ο άνω στα 228 m και συνολικά το σύστημα έχει τη δυνατότητα να αποδώσει 64 MWh ηλεκτρικής ενέργειας – 2.7 μέρες αυτονομίας.

Στο 3^ο σενάριο γίνεται συνδυασμός των δύο ανωτέρω μονάδων αποθήκευσης, αλλά διαστασιολογημένων έτσι ώστε να αποθηκεύουν συνολικά 63 MWh ηλεκτρικής ενέργειας – 2.7 μέρες αυτονομίας. Αναλυτικότερα, οι δεξαμενές υδρογόνου έχουν χωρητικότητα 2000 kgH₂ και ο όγκος του κάθε ταμειυτήρα είναι 69380 m³ με τα υπόλοιπα μεγέθη να είναι αντίστοιχα διαιρεμένα διά το 2, όπως ακριβώς αναλύονται στα Κεφάλαια 5.7 και 5.8.

Στο 4^ο σενάριο επιλέγεται σύστημα χρησιμοποιημένων LIBs ονομαστικής ισχύος 3.33 MW και χωρητικότητας 31 MWh που μπορούν να αποδώσουν 30 MWh ηλεκτρικής ενέργειας – 1.3 μέρες αυτονομίας.

5.3 Εκτίμηση αναγκών ύδρευσης

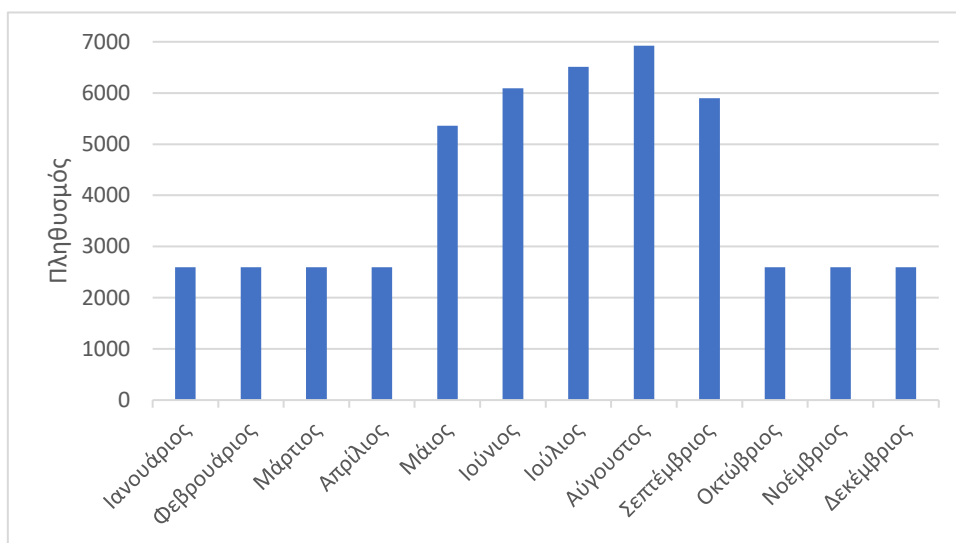
Βάσει των δημογραφικών στοιχείων που αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 4.7, το υδροδοτικό δίκτυο της Σαμοθράκης καλείται να εξυπηρετήσει κατ' ελάχιστον τις ανάγκες 2596 ατόμων (ΕΛΣΤΑΤ, 2021). Οι τουριστικές αφίξεις για το χαρακτηριστικό έτος 2019 ανήλθαν στις 8901, εξαιρώντας αυτές των ατόμων που επέλεξαν να διανυκτερεύσουν σε καταλύματα τύπου κάμπινγκ και των ατόμων που απλά επισκέφτηκαν το νησί.

Εν απουσία επακριβών δεδομένων, η χρονική κατανομή των παραθεριστών στον Δήμο Σαμοθράκης εκτιμήθηκε βάσει της χρονικής κατανομής αφίξεων παραθεριστών σε επίπεδο Περιφέρειας κατά το έτος 2019. Δηλαδή, για την περίοδο Μαΐου - Οκτωβρίου, κατά την οποία παρατηρείται αξιόλογα αυξημένος αριθμός αφίξεων, ο επιπλέον πληθυσμός ανά μήνα εκτιμήθηκε πολλαπλασιάζοντας τις συνολικές αφίξεις με το κανονικοποιημένο ποσοστό αφίξεων στην περιφέρεια πάλι πολλαπλασιασμένο επί ενός διορθωτικού συντελεστή 2, ώστε να ληφθεί υπόψη ο σημαντικός αριθμός των παραθεριστών οι οποίοι επέλεξαν το κάμπινγκ, αλλά και για να συμβαδίζει με τα πρωτογενή δεδομένα για τον Δήμο το έτος 2016 κατά τον επακόλουθο υπολογισμό της ανάγκης για ύδρευση των Skoulikidis et al. (2019). Οι εκτιμήσεις παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1 όπου οι κόκκινες γραμμές υποδυκνύουν την αρχή και το τέλος της τουριστικής περιόδου.

Πίνακας 5.1 Πίνακας πληθυσμού της Σαμοθράκης ανά μήνα.

| Μήνας | Διακύμανση τουρισμού | Μόνιμος πληθυσμός | Επιπλέον Πληθυσμός | Σύνολο Πληθυσμού |
|--------------------|----------------------|-------------------|--------------------|------------------|
| Ιανουάριος | 0% | 2596 | 0 | 2596 |
| Φεβρουάριος | 0% | 2596 | 0 | 2596 |
| Μάρτιος | 0% | 2596 | 0 | 2596 |
| Απρίλιος | 0% | 2596 | 0 | 2596 |
| Μάιος | 15.53% | 2596 | 2764 | 5360 |
| Ιούνιος | 19.63% | 2596 | 3495 | 6091 |
| Ιούλιος | 21.98% | 2596 | 3914 | 6510 |
| Αύγουστος | 24.31% | 2596 | 4327 | 6923 |
| Σεπτέμβριος | 18.55% | 2596 | 3303 | 5899 |
| Οκτώβριος | 0% | 2596 | 0 | 2596 |
| Νοέμβριος | 0% | 2596 | 0 | 2596 |
| Δεκέμβριος | 0% | 2596 | 0 | 2596 |

Στο Σχήμα 5.1 περιγράφεται η χρονική κατανομή του συνολικού πληθυσμού από που παρατηρείται έντονη μεταβολή του πληθυσμού στο νησί κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, γεγονός που συνάδει με την εποχικότητα της τουριστικής δραστηριότητας στη Σαμοθράκη.

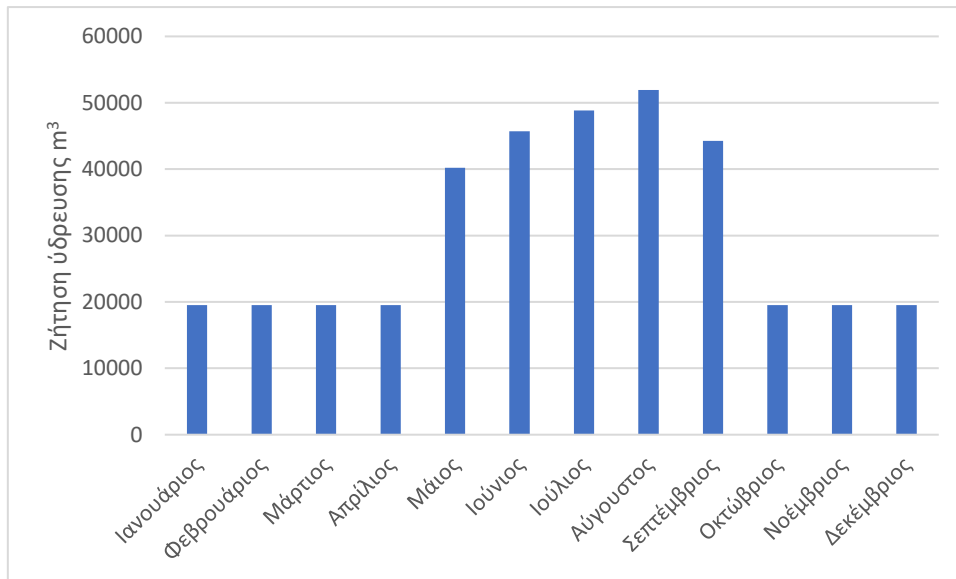


Σχήμα 5.1 Διακύμανση του πληθυσμού του νησιού ανά μήνα.

Για να μετατραπούν τα παραπάνω δεδομένα σε δεδομένα υδρευτικών αναγκών θεωρήθηκαν καταναλώσεις ίσες με 250 L/ημέρα/κάτοικο. Η τιμή αυτή βασίστηκε στο άνω όριο των τυπικών τιμών κατανάλωσης νερού των παραθεριστών 200 - 250 L/ημέρα/κάτοικο (Ευστρατιάδης et al., 2019), για να λάβουν υπόψη τις σχετικά μεγάλες απώλειες του δικτύου. Στον πίνακα 5.2 και Σχήμα 5.2 παρουσιάζονται τα δεδομένα αυτά.

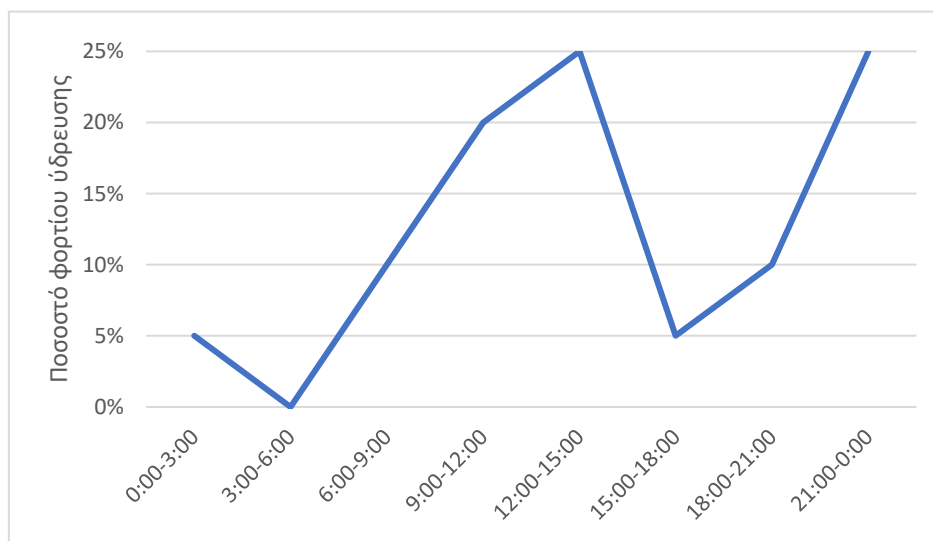
Πίνακας 5.2 Ημερήσιες και μηνιαίες καταναλώσεις νερού για ύδρευση.

| Μήνας | Μόνιμος πληθυσμός | Επιπλέον Πληθυσμός | Σύνολο Πληθυσμού | Ημερήσια Ζήτηση (m ³ /μέρα) | Μηνιαία Ζήτηση (m ³ /μήνα) |
|--|-------------------|--------------------|------------------|--|---------------------------------------|
| Ιανουάριος | 2596 | 0 | 2596 | 649 | 19470 |
| Φεβρουάριος | 2596 | 0 | 2596 | 649 | 19470 |
| Μάρτιος | 2596 | 0 | 2596 | 649 | 19470 |
| Απρίλιος | 2596 | 0 | 2596 | 649 | 19470 |
| Μάιος | 2596 | 2764 | 5360 | 1340 | 40200 |
| Ιούνιος | 2596 | 3495 | 6091 | 1523 | 45683 |
| Ιούλιος | 2596 | 3914 | 6510 | 1628 | 48825 |
| Αύγουστος | 2596 | 4327 | 6923 | 1731 | 51923 |
| Σεπτέμβριος | 2596 | 3303 | 5899 | 1475 | 44243 |
| Οκτώβριος | 2596 | 0 | 2596 | 649 | 19470 |
| Νοέμβριος | 2596 | 0 | 2596 | 649 | 19470 |
| Δεκέμβριος | 2596 | 0 | 2596 | 649 | 19470 |
| Συνολική ετήσια ζήτηση ύδρευσης (m³) | | | | | 367163 |



Σχήμα 5.2 Διακύμανση της ζήτησης νερού ύδρευσης του νησιού ανά μήνα.

Τέλος, η ωριαία διακύμανση του φορτίου ύδρευσης αντλήθηκε από την ωριαία διακύμανση κοινοτήτων (Σιδηρόπουλος, 2019) και παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.3.



Σχήμα 5.3 Ποσοστό φορτίου της ζήτησης νερού ύδρευσης του νησιού ανά τρίωρο (Σιδηρόπουλος, 2019).

5.4 Εκτίμηση αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας

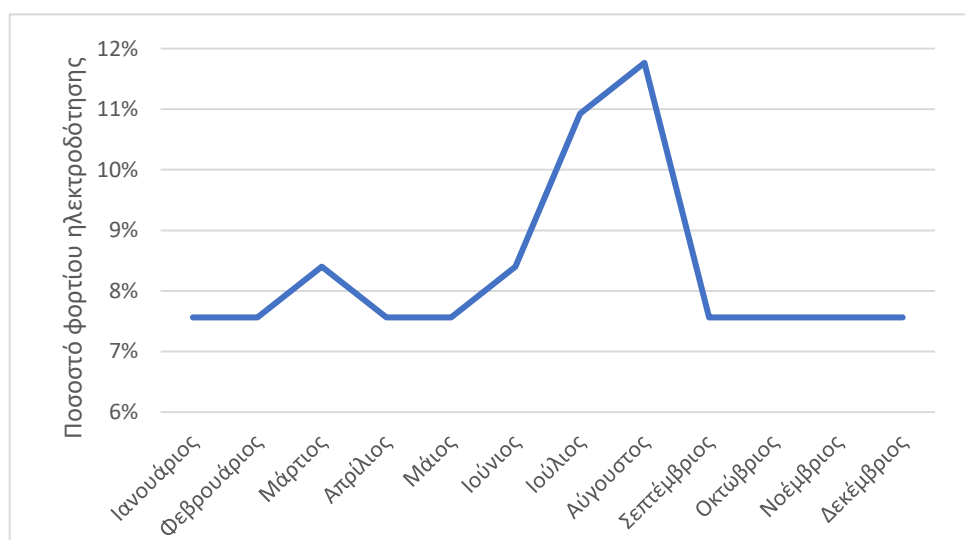
Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Σαμοθράκη εκτιμήθηκε βάσει στοιχείων που παρείχε ο ΔΕΔΔΗΕ για αυτήν σε ετήσια βάση τα οποία μετατράπηκαν σε μηνιαία και τριωριαία βάση μέσω των ακόλουθων μεθόδων.

Αρχικά, από τα δεδομένα του ΔΕΔΔΗΕ για τα έτη 2011 έως 2021 υπολογίστηκε η μέση ετήσια κατανάλωση αξιοποιώντας τα έτη 2013 έως 2021, δηλαδή αφαιρώντας τη συμβολή των 2011

και 2012, λόγω της απόκλισης των δεδομένων τους από τα υπόλοιπα έτη. Αναλυτικότερα, τα δεδομένα αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.3 δείχνουν μια σταθερή ετήσια κατανάλωση γύρω στις 8.5 GWh.

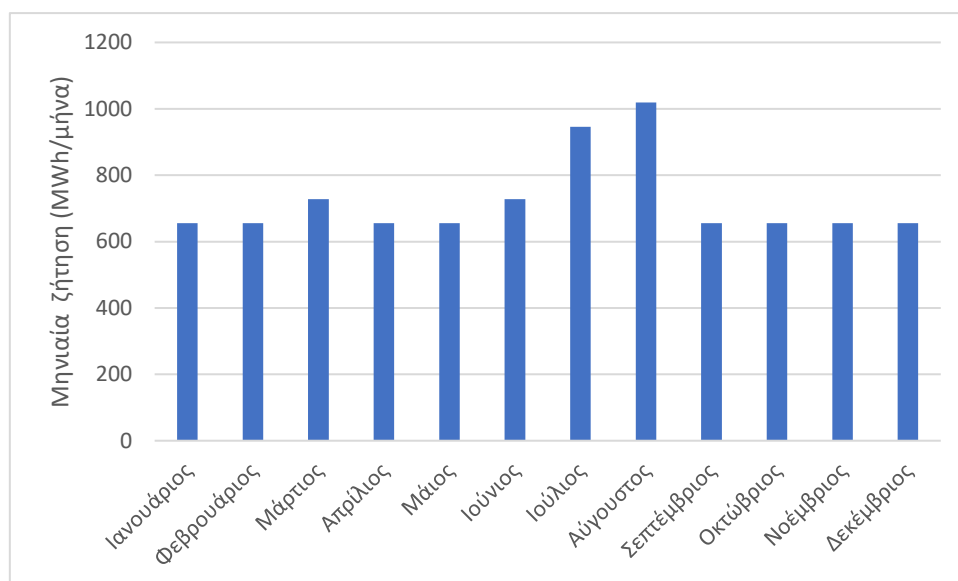
Πίνακας 5.3 Ετήσιες καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας στη Σαμοθράκη.

| Έτος | kWh | GWh |
|--------------|------------|-------|
| 2011 | 6,029,912 | 6.03 |
| 2012 | 11,992,200 | 11.99 |
| 2013 | 9,027,662 | 9.03 |
| 2014 | 8,672,188 | 8.67 |
| 2015 | 8,901,410 | 8.90 |
| 2016 | 8,872,991 | 8.87 |
| 2017 | 8,907,474 | 8.91 |
| 2018 | 7,828,291 | 7.83 |
| 2019 | 8,297,159 | 8.30 |
| 2020 | 8,652,864 | 8.65 |
| 2021 | 8,789,305 | 8.79 |
| Ετήσιος Μ.Ο. | 8,661,038 | 8.66 |



Σχήμα 5.4 Ποσοστό φορτίου της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού ανά μήνα (Mourmouris et al., 2012).

Μετέπειτα, για τη μετάβαση σε μηνιαία κλίμακα, χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα ενεργειακής μελέτης του νησιού (Mourmouris et al., 2012). Από αυτά τα δεδομένα προέκυψαν τα παρακάτω στοιχεία. Συγκεκριμένα, βάσει του Σχήματος 5.4, 5.5 και Πίνακα 5.3 παρατηρείται μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το μήνα Αύγουστο, στις 1000 MWh, ενώ τους χειμερινούς μήνες, η πιθανώς αυξημένη ζήτηση ενέργειας κατά άτομο για θέρμανση αντισταθμίζεται από το μειωμένο πληθυσμό.



Σχήμα 5.5 Μηνιαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού ανά μήνα (Mourmouris et al., 2012).

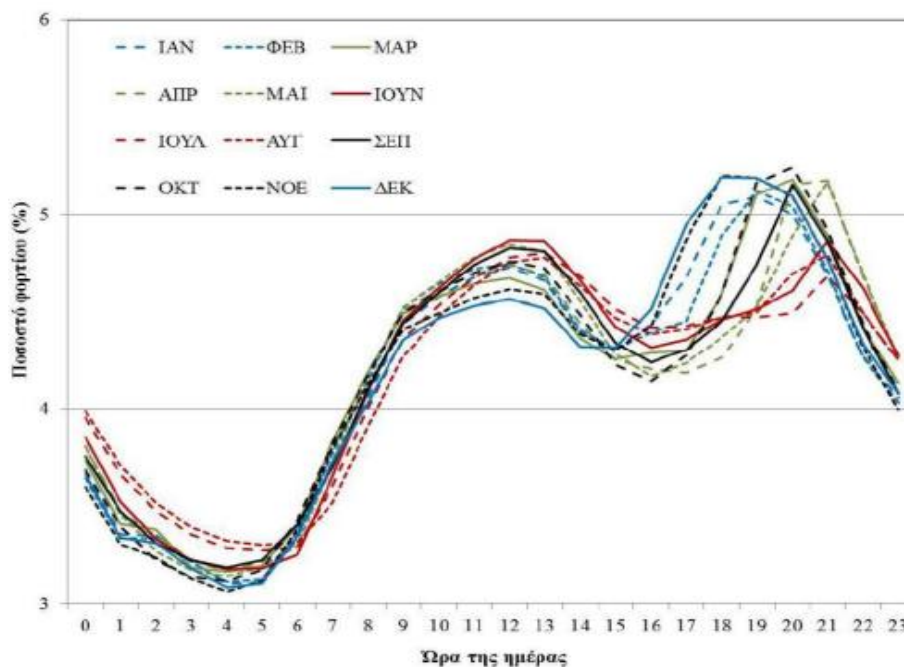
Πίνακας 5.3 Μηνιαίες και ημερήσιες καταναλώσεις.

| Μήνας | Μόνιμος πληθυσμός | Επιπλέον Πληθυσμός | Σύνολο Πληθυσμού | Ημερήσια Ζήτηση (MWh/μέρα) | Μηνιαία Ζήτηση (MWh/μήνα) |
|---|-------------------|--------------------|------------------|----------------------------|---------------------------|
| Ιανουάριος | 2596 | 0 | 2596 | 21.1 | 655 |
| Φεβρουάριος | 2596 | 0 | 2596 | 23.4 | 655 |
| Μάρτιος | 2596 | 0 | 2596 | 23.5 | 728 |
| Απρίλιος | 2596 | 0 | 2596 | 21.8 | 655 |
| Μάιος | 2596 | 2764 | 5360 | 21.1 | 655 |
| Ιούνιος | 2596 | 3495 | 6091 | 24.3 | 728 |
| Ιούλιος | 2596 | 3914 | 6510 | 30.5 | 946 |
| Αύγουστος | 2596 | 4327 | 6923 | 32.9 | 1019 |
| Σεπτέμβριος | 2596 | 3303 | 5899 | 21.8 | 655 |
| Οκτώβριος | 2596 | 0 | 2596 | 21.1 | 655 |
| Νοέμβριος | 2596 | 0 | 2596 | 21.8 | 655 |
| Δεκέμβριος | 2596 | 0 | 2596 | 21.1 | 655 |
| Συνολική ετήσια ζήτηση Ενέργειας (MWh) | | | | | 8661 |

Επιπλέον, για να σχηματιστεί η τριωριαία κατανομή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία θεωρείται πρακτικά ίδια για όλες τις ημέρες, προέκυψε το διάγραμμα του Σχήματος 5.7 σε συνδυασμό με τον Πίνακα 5.4. Από αυτά φαίνεται η μικρή μεταβλητότητα κατανομής της ζήτησης ανά τους μήνες και η συγκριτικά μεγάλη διαφορά της ζήτησης μεταξύ του κατώτατου ορίου του διαγράμματος και των αιχμών του.

Λόγω της μεγάλης ημερήσιας διακύμανσης της ζήτησης υπάρχει ανάγκη για χρήση μέσου αποθήκευσης και ακόλουθης αξιοποίησης ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγωγή των Α/Γ όποτε δεν καλύπτει τη ζήτηση τίθεται σε λειτουργία το μέσο αποθήκευσης, ώστε να παρέχεται η διαφορά μεταξύ της παραγωγής των Α/Γ και της ζήτησης.

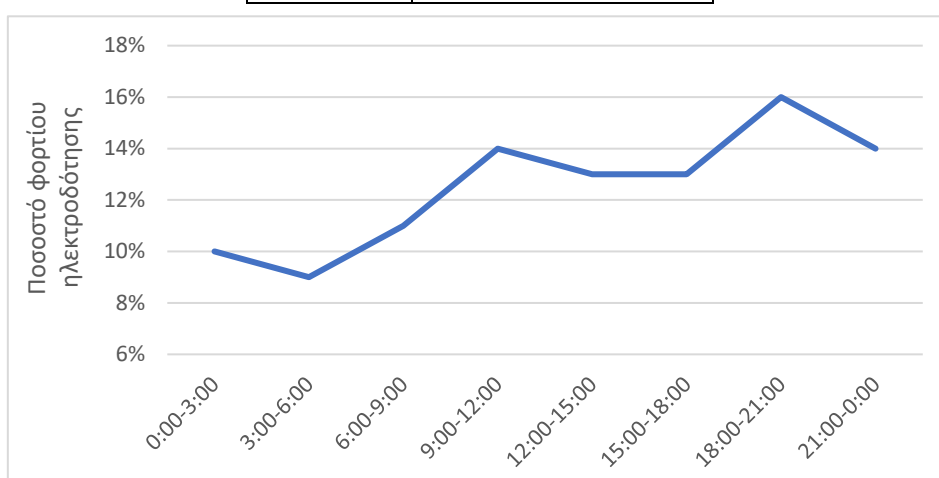
Σε αντίθεση, στα συμβατικά δίκτυα (Σχήμα 5.6), το φορτίο ζήτησης χωρίζεται σε δύο επιμέρους τμήματα, το φορτίο βάσης και το φορτίο αιχμής. Το φορτίο βάσης είναι ίσο με την ελάχιστη ημερήσια ζήτηση, επομένως χρειάζεται παρατεταμένη παραγωγή για την κάλυψη του, η οποία μπορεί να επιτευχθεί από οποιαδήποτε μονάδα, συμπεριλαμβανομένων και αυτών με αργή εκκίνηση, όπως οι λιγνιτικές και οι πυρηνικές. Το φορτίο αιχμής είναι ίσο με τη μέγιστη ημερήσια ζήτηση και παρουσιάζεται περιστασιακά στις ώρες αιχμής. Συνεπώς, για να καλυφθεί η διαφορά μεταξύ του φορτίου βάσης και αυτού χρειάζονται μονάδες με γρήγορη απόκριση να καλύψουν τη διαφορά, πιο συχνά αυτές είναι οι μονάδες φυσικού αερίου και τα υδροηλεκτρικά έργα.



Σχήμα 5.6 Ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα την περίοδο 2002–2012 (Μαμάσης et al., 2018).

Πίνακας 5.4 Ωριαία κατανομή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού (Μαμάσης et al., 2018).

| Ώρες | Ποσοστό Φορτίου (%) |
|---------------|---------------------|
| 0:00-3:00 | 10% |
| 3:00-6:00 | 9% |
| 6:00-9:00 | 11% |
| 9:00-12:00 | 14% |
| 12:00-15:00 | 13% |
| 15:00-18:00 | 13% |
| 18:00-21:00 | 16% |
| 21:00-0:00 | 14% |
| Σύνολο | 100% |



Σχήμα 5.7 Ωριαία κατανομή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (Μαμάσης et al., 2018).

5.5 Μοντέλο Α/Γ και εύρεση κατάλληλης θέσης ανέγερσής τους

Αρχικά, για την παροχή δεδομένων εισόδου σε αυτό μοντέλο απαιτούνται τα χαρακτηριστικά των Α/Γ, το πού εκείνες τοποθετηθούν, καθώς και ανεμολογικά δεδομένα από γειτονικό μετεωρολογικό σταθμό σε συνδυασμό με το ύψος στο οποίο βρίσκεται το ανεμόμετρο του από το έδαφος. Το μοντέλο Α/Γ που επιλέχθηκε είναι το E82 E2 της Enercon, μιας ευρέως διαδεδομένης εταιρείας Α/Γ στον Ελλαδικό χώρο, το οποίο παρέχει ονομαστική ισχύς 2350 kW από τα 14 m/s με ύψος πτερωτής στα 78 m από το έδαφος.

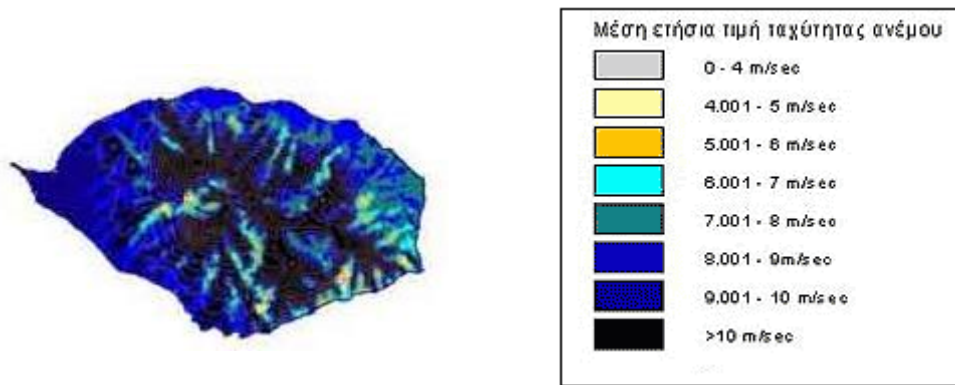
Όντας σχετικά μεγάλη Α/Γ εκμεταλλεύεται χαμηλότερο κόστος παραγωγής ανά μονάδα ενέργειας, όπως και χαμηλότερο κόστος συντήρησης, μικρότερο αντίκτυπο στο τοπίο κοντά στο έδαφος και αυξημένη αξιοπιστία σε σχέση με τις μικρές. Για να εγκατασταθεί όμως, μπορεί να χρειαστεί να γίνουν σημαντικές επεμβάσεις στο τοπίο, ενώ ταυτόχρονα πρέπει να ληφθεί υπόψη η ενδεχομένως υψηλή οπτική και ακουστική όχλησή της.

Για να ελαχιστοποιηθεί το κόστος και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις πρέπει να τοποθετηθούν σε κατάλληλο σημείο κοντά σε οδικό και ηλεκτρικό δίκτυο, ώστε να

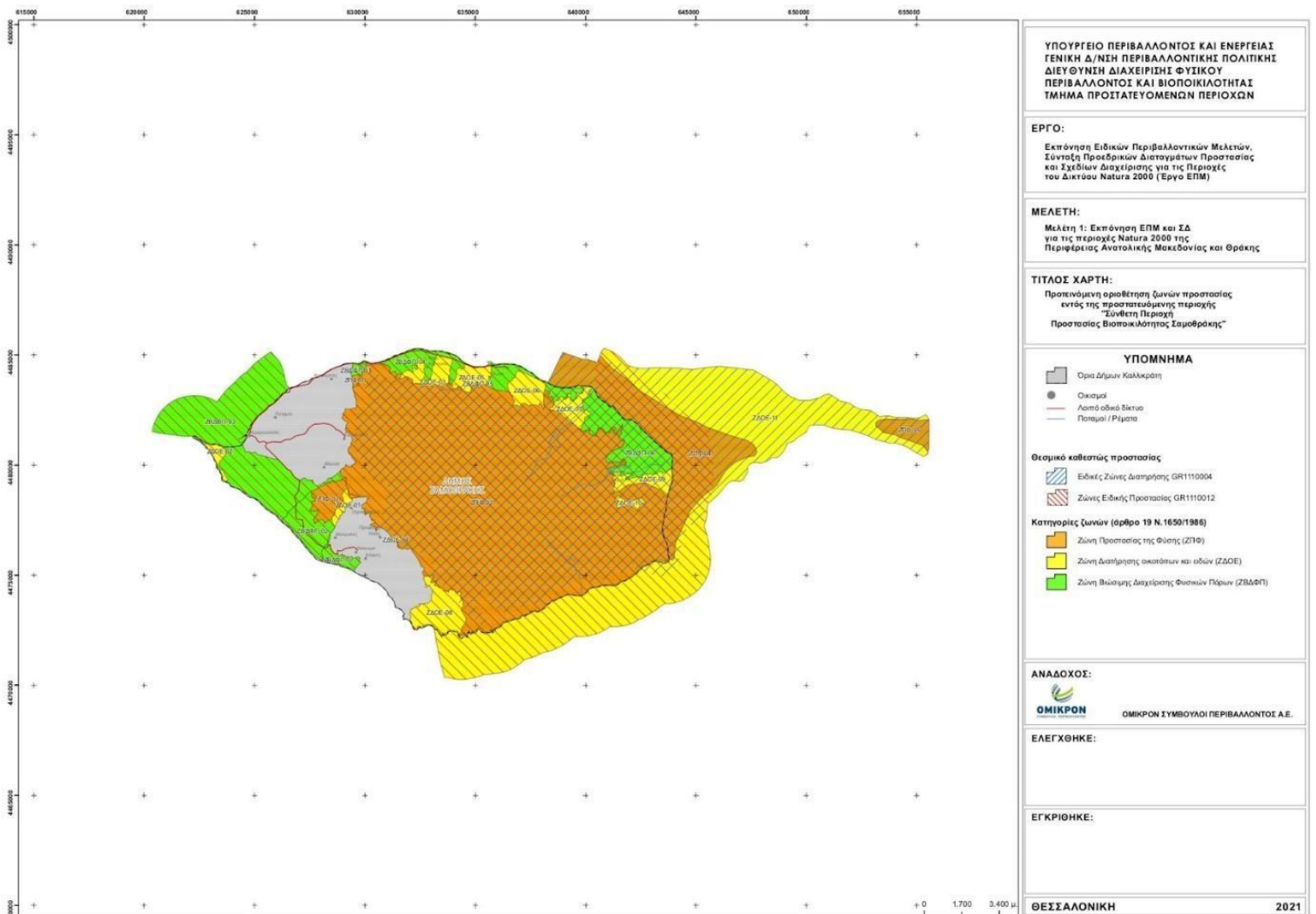
αποφευχθούν θέματα μεταφοράς της σε σημεία που απαιτείται εκτεταμένη διάνοιξη δρόμων ή σημαντική επέκταση δικτύου του ηλεκτρικού δικτύου.

Ο ακριβής χώρος τοποθέτησης των Α/Γ είναι κρίσιμο να τηρεί τρία κριτήρια. Πρώτον, να βρίσκεται σε σημείο με κατά το δυνατόν ισχυρότερο αιολικό δυναμικό, ώστε να παράγει τη μέγιστη δυνατή ενέργεια. Δεύτερον, να βρίσκεται εκτός προστατευόμενων περιοχών, δηλαδή NATURA 2000, CORINE, ΤΙΦΚ και αρχαιολογικών χώρων προς αποφυγή νομοθετικών εμποδίων, καθώς και έντονων αντιρρήσεων του τοπικού πληθυσμού, όπως εκείνες οι οποίες είχαν προκύψει και στο παρελθόν για παρόμοιο έργο (Ορφανίδου, 2022). Τρίτον, να τοποθετηθούν σε περιοχές που δεν απαιτούνται σημαντικά συνοδά έργα π.χ. εκτενής επέκταση του οδικού δικτύου και του ηλεκτρικού δικτύου, δηλαδή σε μικρή απόσταση από το υφιστάμενο δίκτυο, καθώς και σε σχετικά μικρή υψομετρική διαφορά από αυτό για την αποφυγή δημιουργίας, μεγάλου μήκους, μαιανδρικής οδού.

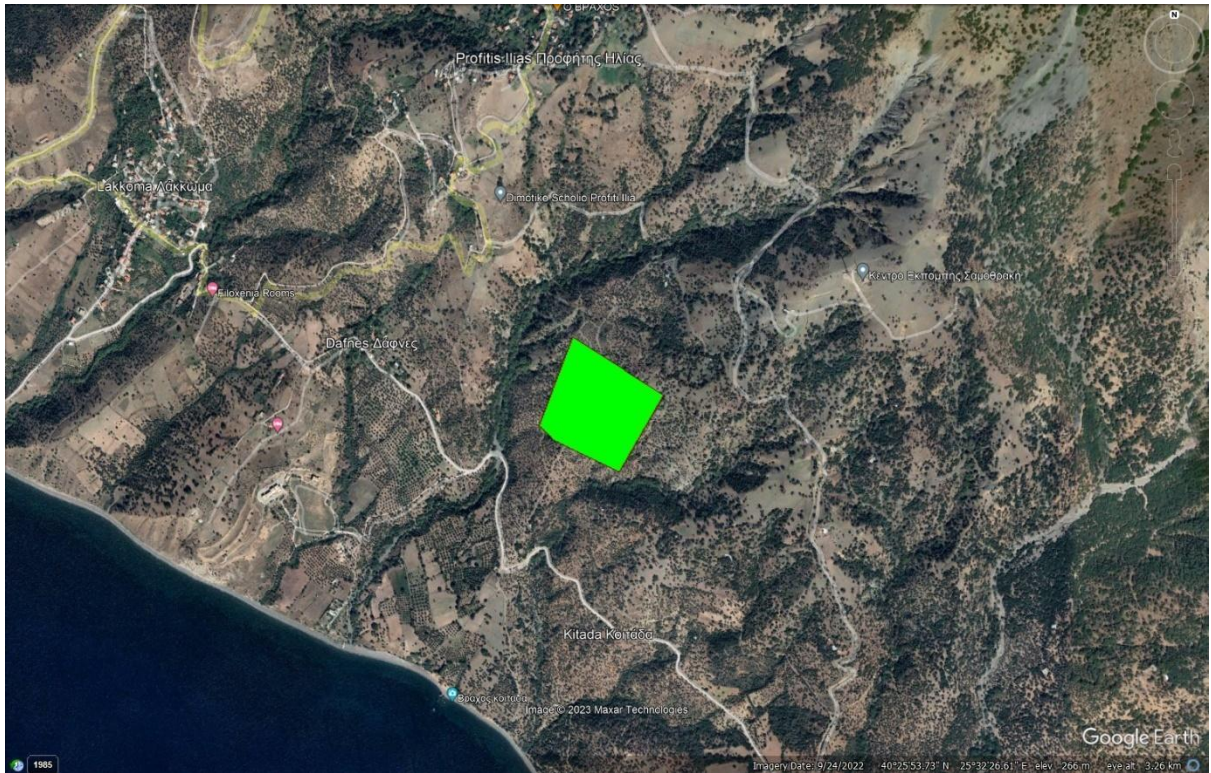
Κατά συνέπεια των παραπάνω και όπως επιβεβαιώνεται από τα παρακάτω σχήματα, ο χώρος τοποθέτησης που επιλέχθηκε είναι κατάλληλος για εγκατάσταση Α/Γ και παρουσιάζεται στα Σχήματα 5.11 και 5.12. Αναλυτικότερα, σύμφωνα με το Σχήμα 5.8 παρατηρείται πως ο χώρος που επιλέχθηκε διαθέτει κατάλληλο αιολικό δυναμικό εξαιρετικής έντασης (σε βαθμό που επιλέχθηκε το χαμηλότερο ύψος πτερωτής του μοντέλου Α/Γ, για να περιοριστούν οι απώλειες λόγω cut-out). Κατά τα Σχήματα 5.9 και 5.10 και Πίνακα 5.5 συμπεραίνεται πως ο χώρος αυτός βρίσκεται εκτός προστατευόμενων περιοχών, κατοικημένων περιοχών και αρχαιολογικών χώρων, αλλά ενδεχομένως να τον διασχίζουν ρέματα.



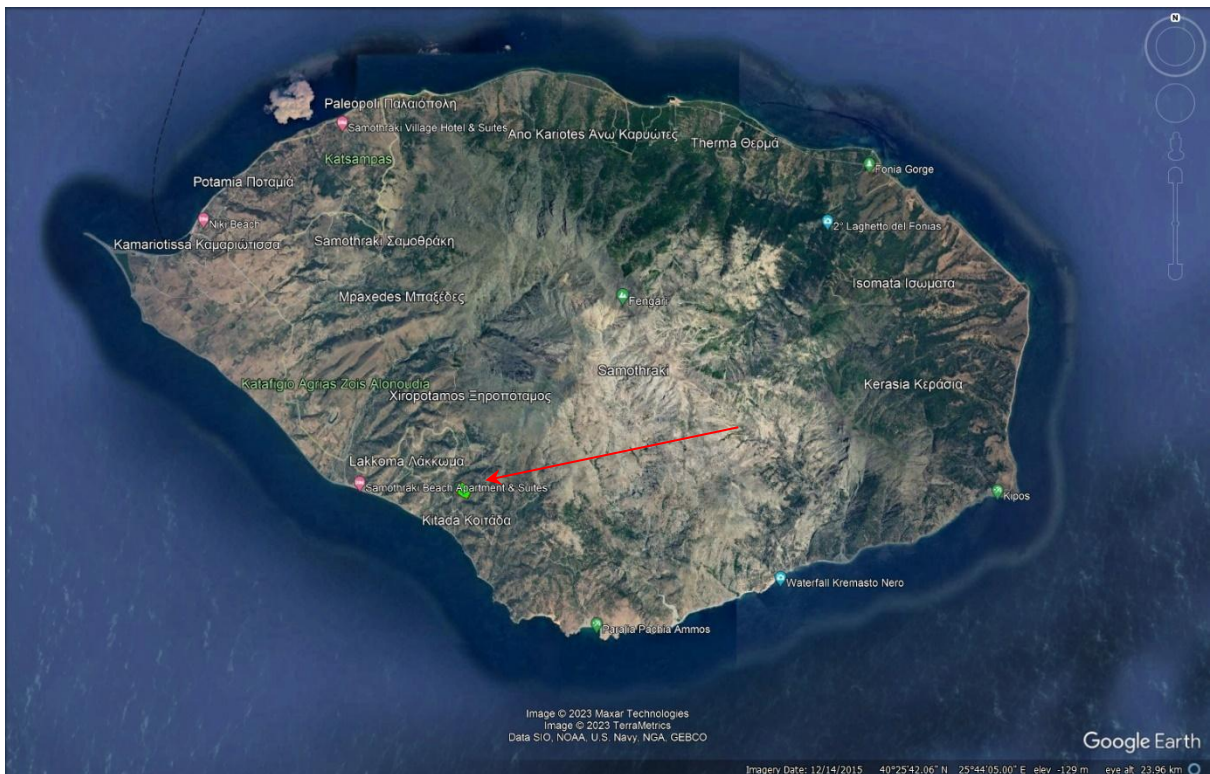
Σχήμα 5.8 Χάρτης αιολικού δυναμικού Σαμοθράκης (ΚΑΠΕ, 2016).



Σχήμα 5.9 Χάρτης προστατευόμενων περιοχών Σαμοθράκης (ΥΠΕΝ, 2021).



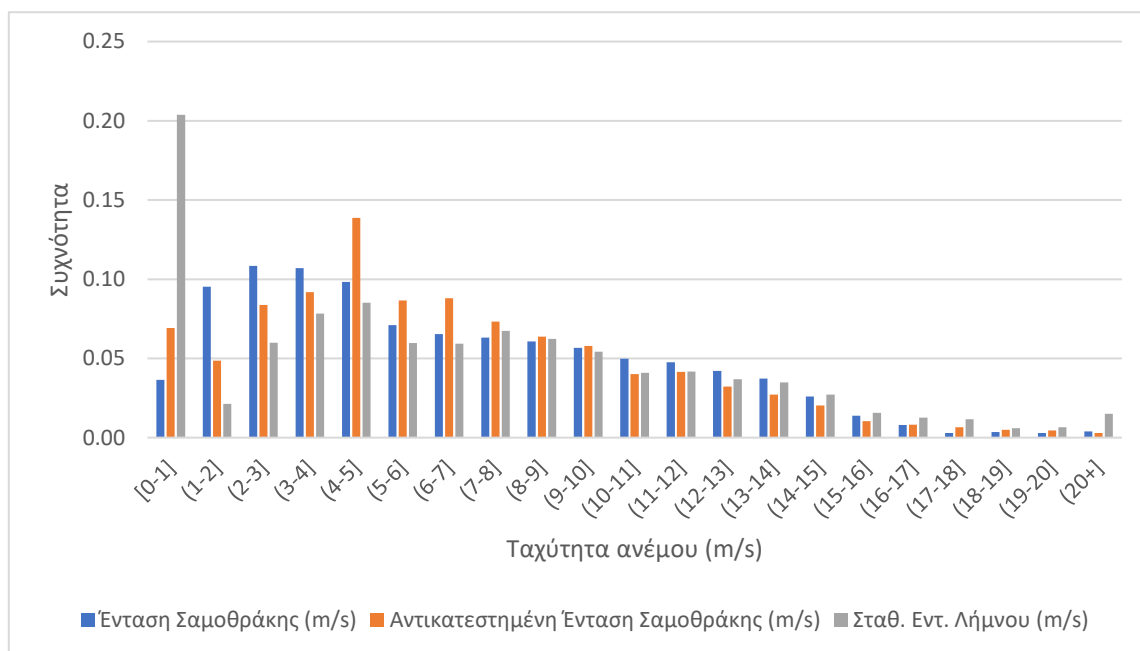
Σχήμα 5.11 Χώρος ανέγερσης Α/Γ (πράσινο πολύγωνο) (Google earth, 2023).



Σχήμα 5.12 Χώρος ανέγερσης Α/Γ (πράσινο πολύγωνο) (Google earth, 2023).

Τα ανεμολογικά δεδομένα τα οποία χρησιμοποιούνται στο μοντέλο βασίζονται σε αυτά των μετεωρολογικών σταθμών της Σαμοθράκης σε συνδυασμό με αυτών της Λήμνου για τα έτη 2011 - 2020, χορηγία της ΕΜΥ, και είναι σε τρίωρη κλίμακα. Ο λόγος που δε χρησιμοποιήθηκαν χωρίς αλλαγές τα δεδομένα του σταθμού της Σαμοθράκης είναι το ότι αυτά παρουσιάζουν σημαντικά κενά και περιόδους με ελαττωματικές μετρήσεις στο χρονικό διάστημα το οποίο επιλέχθηκε. Συνεπώς, για τη βελτίωση των δεδομένων, τα ελλιπή και ελαττωματικά δεδομένα της Σαμοθράκης αντικαταστάθηκαν με καταλλήλως τροποποιημένα δεδομένα της γειτονικής Λήμνου.

Ειδικότερα, δημιουργήθηκε αλγόριθμος, στο Ms Excel, με τον οποίο ελλιπή και ελαττωματικά δεδομένα της Σαμοθράκης αντικαταστάθηκαν με σταθμισμένα, με τον ανά μήνα λόγο μέσω των τιμών των δύο νησιών, δεδομένα της Λήμνου. Επίσης, όσες στιγμές παρουσιάζονταν κενά και των δύο νησιών χρησιμοποιήθηκε κινούμενος μέσος όρος των τελευταίων 10 τριώρων των επεξεργασμένων δεδομένων. Στο Σχήμα 5.13 φαίνεται η σύγκριση των συχνοτήτων των πρωτογενών δεδομένων της Σαμοθράκης με τα επεξεργασμένα δεδομένα της Σαμοθράκης, όπως και των σταθμισμένων της Λήμνου.



Σχήμα 5.13 Σύγκριση συχνοτήτων ανεμολογικών δεδομένων ανά κλάση έντασης ανέμου σε m/s.

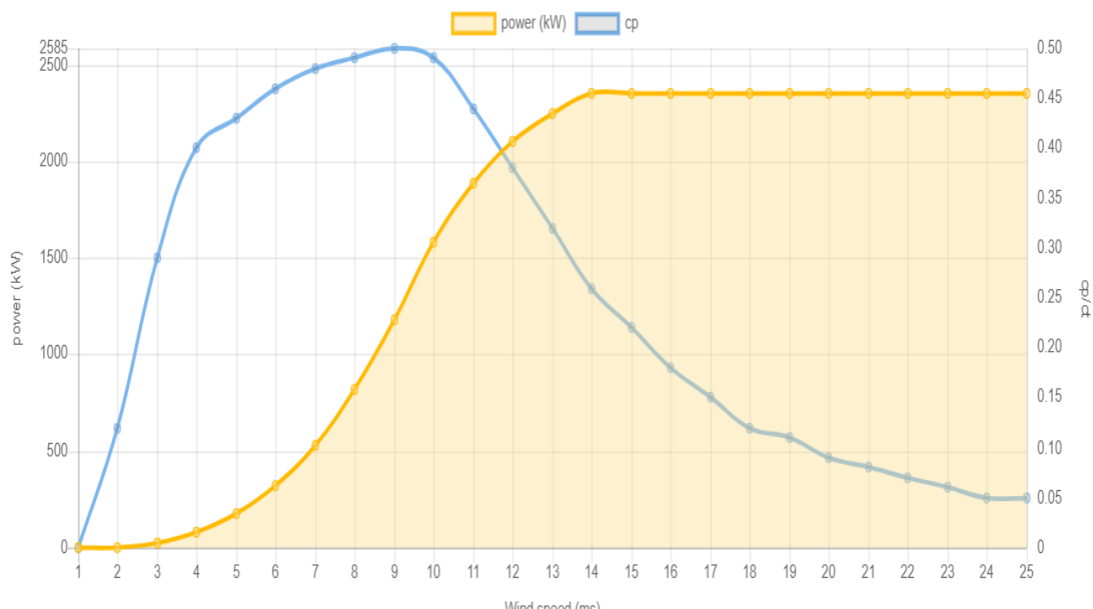
Για την εύρεση της ισχύος την οποία παράγουν οι Α/Γ, απαιτείται η ταχύτητα ανέμου στον άξονα της πτερωτής τους. Για να μετατραπεί η ταχύτητα του ύψους του ανεμομέτρου των μετεωρολογικών σταθμών της ΕΜΥ, που βρίσκονται στα 5 m, σε εκείνη του ύψους της πτερωτής, που βρίσκεται στα 78 m, χρησιμοποιήθηκε η σχέση εκθετικού νόμου (Σχέση 2.1), η οποία απεικονίζεται και παρακάτω. Για το συντελεστή τραχύτητας επιλέχθηκε συντηρητικά η τιμή 5 μιας και πρόκειται για ανοιχτό τοπίο με χαμηλή χλωρίδα (Πίνακας 2.1).

$$\frac{u_2}{u_1} = \ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right) / \ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right) \quad (2.1)$$

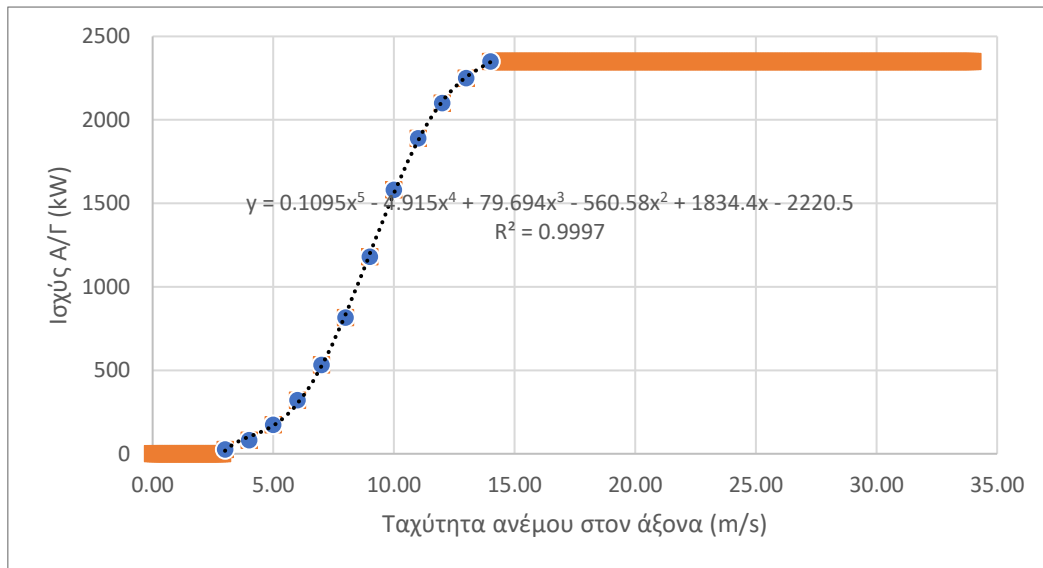
Πίνακας 2.1 Τιμές παραμέτρου z_0 (Μαμάσης et al., 2020).

| Typical values of surface roughness | z_0 (cm) |
|-------------------------------------|------------|
| Ice | 0.001 |
| Water surface | 0.01-0.06 |
| Open sea (fetch of at least 5 km) | 0.02 |
| Grass up to 1-10 cm | 0.1-0.2 |
| Open flat terrain | 3 |
| Crops of 10-50 cm | 2-5 |
| Vegetation up to 1-2 m | 20 |
| Trees up to 10-15 m | 40-70 |
| Suburb, forest | 100 |
| City center, buildings | ≥ 200 |

Για τη μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρική, χρησιμοποιείται η σχέση που πηγάζει από την καμπύλη ισχύος της Α/Γ, η οποία επιλέχθηκε και φαίνεται στο Σχήμα 5.14, σε συνδυασμό με το δεδομένο πως η ταχύτητα cut-out της ανέρχεται στα 25 m/s. Η καμπύλη αυτή ψηφιοποιήθηκε ανά 0.5 m/s και για να βρεθούν τα ενδιάμεσα σημεία του μεταβλητού κομματιού της καμπύλης εφαρμόστηκε προσέγγιση με πολυωνυμική καμπύλη πέμπτου βαθμού και δημιουργήθηκε η καμπύλη του Σχήματος 5.15, η οποία περιλαμβάνει και την πολυωνυμική σχέση.

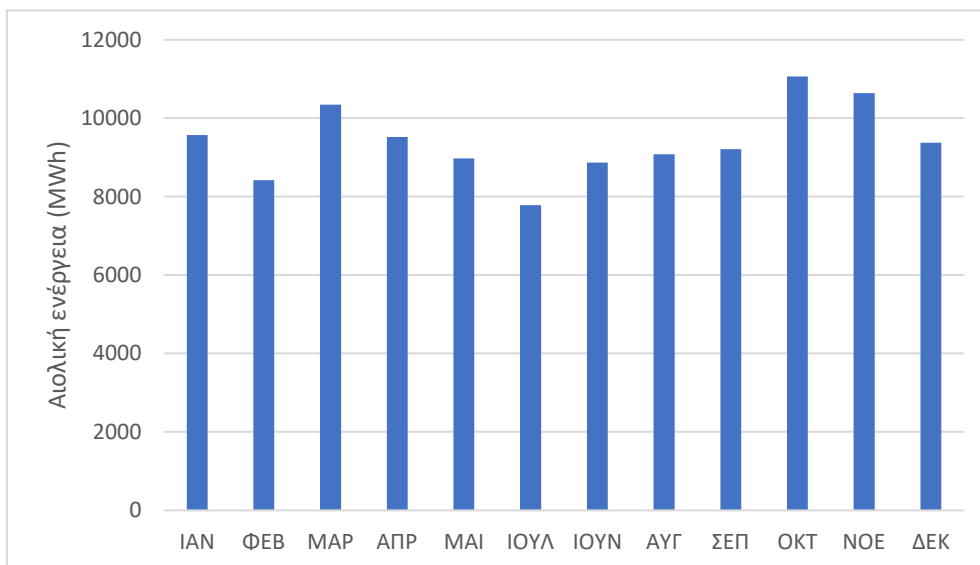


Σχήμα 5.14 Καμπύλη ισχύος της Enercon E82 E2 (<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/71-vestas-v52>).



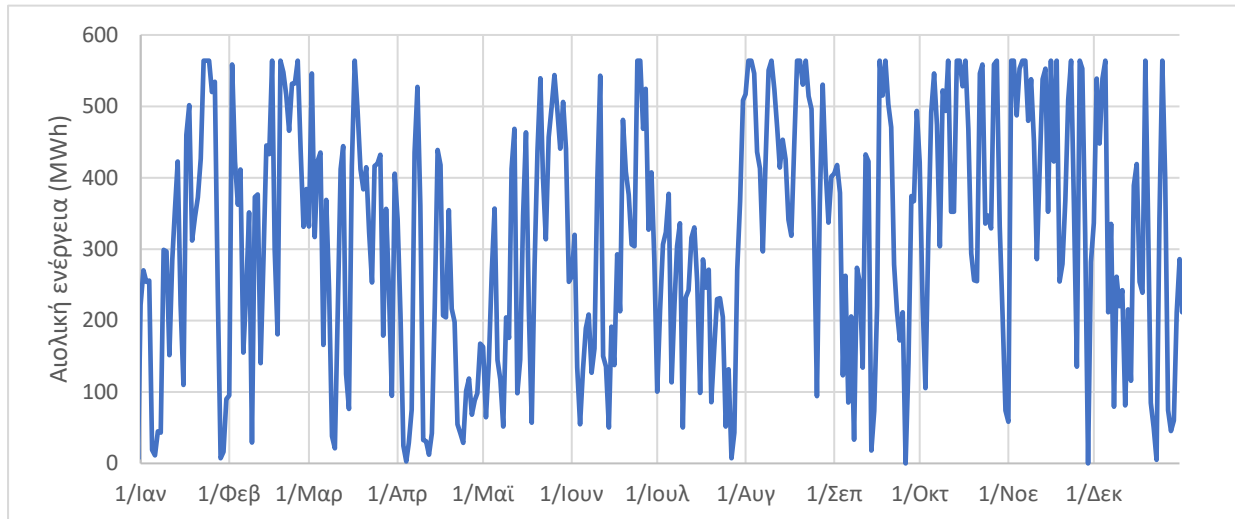
Σχήμα 5.15 Καμπύλη ισχύος Epercon E82 E2 και πολυωνυμική σχέση.

Βάσει του μοντέλου αυτού, επιλέχθηκε να τοποθετηθούν 10 Α/Γ συνολικής ισχύος 23.5 MW, οι οποίες κατά μέσο όρο παράγουν 9407 MWh μηνιαίως για τα έτη 2011-2020 με τη μηνιαία κατανομή της παραγωγής ενέργειας να παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.16. Από εκεί αντλείται πως ο μήνας με τη μέγιστη παραγωγή αιολικής ενέργειας είναι ο Οκτώβριος με 11067 MWh, ενώ αυτός με την ελάχιστη είναι ο Φεβρουάριος με 7786 MWh.



Σχήμα 5.16 Μέση μηνιαία παραγωγή αιολικής ενέργειας.

Στο γράφημα του Σχήματος 5.17 απεικονίζεται η ημερήσια παραγωγή αιολικής ενέργειας από τις Α/Γ του χαρακτηριστικού έτους 2018, το οποίο παρουσιάζει έντονη ενδομηνιαία διακύμανση με ημερήσιες τιμές να κυμαίνονται από 0 έως 564 MWh, δηλαδή από μηδενική μέχρι πλήρη δυναμικότητα των Α/Γ.



Σχήμα 5.17 Ημερήσια παραγωγή αιολικής ενέργειας.

5.6 Μονάδα αφαλάτωσης και συνοδά έργα

Για την παραγωγή πόσιμου νερού επιλέχθηκε σύστημα αφαλάτωσης θαλασσινού νερού, το οποίο σε συνδυασμό με αντλιοστάσιο, καταθλιπτικό αγωγό, δεξαμενή αποθήκευσης και σύνδεση στο υφιστάμενο υδρευτικό δίκτυο, παρέχει το απαιτούμενο νερό για τους κατοίκους του νησιού. Η μονάδα αφαλάτωσης λειτουργεί με τεχνολογία RO μιας και, όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 3.3.3, είναι η βέλτιστη τεχνολογία για το σκοπό αυτό, λόγω της ενεργειακής αποδοτικότητάς της και της γενικότερης καταλληλότητάς της για συνεργασία με ΑΠΕ.

Η μονάδα αφαλάτωσης διαστασιοποιείται για την κάλυψη του 99% των αναγκών ύδρευσης της νήσου, βρίσκεται κοντά στην ακτή του νησιού, για να της παρέχεται θαλασσινό νερό, το οποίο μετά την προεπεξεργασία, περνάει στο σύστημα RO, το οποίο το μετατρέπει σε νερό κατάλληλο για υδρευτική, αλλά και αρδευτική χρήση. Ταυτόχρονα, απορρίπτει την άλμη με σύστημα που τηρεί τους εκάστοτε περιβαλλοντικούς κανονισμούς. Η ειδική ενέργεια παραγωγής του αφαλατωμένου νερού επιλέγεται 5 kWh/m³ βάσει αντίστοιχων έργων. Η δυναμικότητα της μονάδας ανέρχεται στα 2400 m³ ημερησίως.

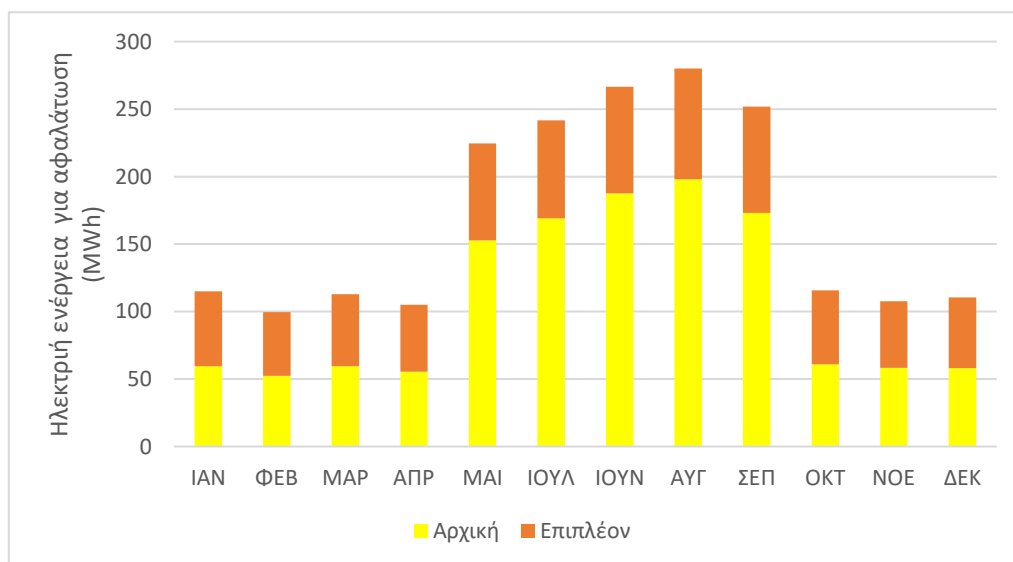
Ύστερα, το νερό αυτό αντλείται με αντλιοστάσιο ονομαστικής παροχής 2400 m³/ημέρα και ονομαστικής ισχύος 60 kW αποτελούμενο από τέσσερις αντλίες των 20 kW έκαστη (μία εφεδρική), μέσω καταθλιπτικού αγωγού διαμέτρου 0.2 m σε δεξαμενή αποθήκευσης ωφέλιμου όγκου 8000 m³ (10 μέρες αυτονομία ύδρευσης) που βρίσκεται σε υψόμετρο 220 m. Ενδεχομένως, μπορεί να χρησιμοποιηθεί σύστημα με ρυθμιστική δεξαμενή ανάντη

του αντλιοστασίου, για να εργαλειοποιηθεί η μη μόνιμη ζήτηση του νερού και να μειωθούν οι απαιτήσεις της αντλίας και του καταθλιπτικού αγωγού.

Το καθεστώς λειτουργίας του συστήματος αφαλάτωσης αποσκοπεί στην υψηλής αξιοπιστίας κάλυψη των αναγκών νερού της Σαμοθράκης. Συνεπώς, κατά την κανονική του λειτουργία, αφαλατώνεται ποσότητα νερού ίση με την εκάστοτε τριωριαία ζήτηση και, εφόσον υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια, αφαλατώνεται επιπλέον ποσότητα νερού ίση με τη μέση τριωριαία κατανάλωση, έως ότου να επιτευχθεί η πλήρωση της δεξαμενής αποθήκευσης. Έτσι, μεγάλες αιχμές στη ζήτηση, σαν αυτές οι οποίες αναμένονται τους καλοκαιρινούς μήνες, μπορούν να καλύπτονται με σχετική άνεση.

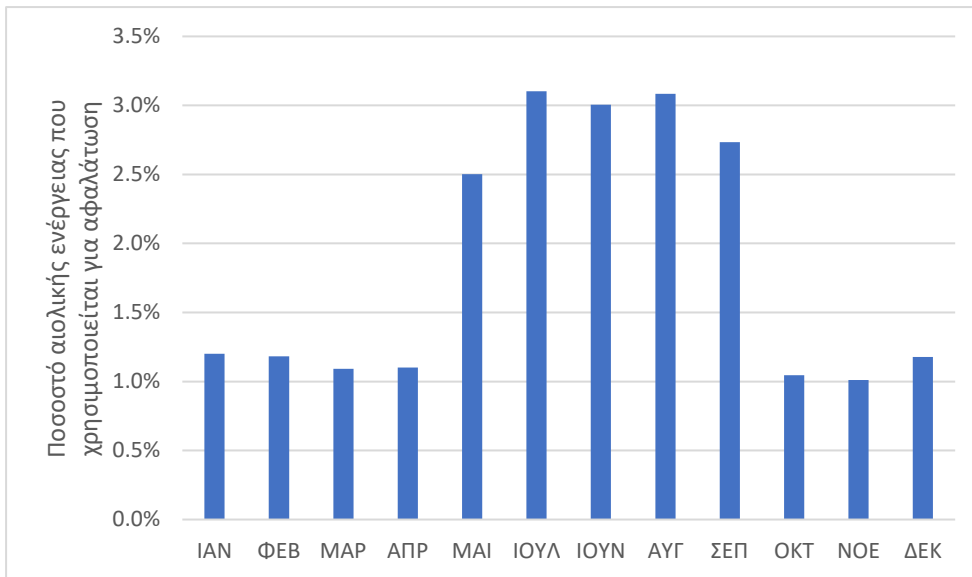
Συνολικά, το σύστημα αναμένεται να λειτουργεί με απόδοση 5.6 kWh/m^3 συμπεριλαμβανομένης και της ενέργειας που απαιτείται για την άντληση. Επίσης, αξίζει να αναφερθεί πως τροποποιήσεις στη διαστασιολόγηση του έργου μπορεί να προκύψουν από τη συγχώνευση του με τα υφιστάμενα έργα και πως πρέπει να προβλεφθούν υγειονομικά μέτρα διατήρησης και μεταφοράς του νερού, κάτι που ενδεχομένως να επιτύχανε η επαρκής χλωρίωση.

Στο Σχήμα 5.18 παρουσιάζεται η μηνιαία διακύμανση κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση. Η διακύμανση αυτή παραμένει πρακτικά σταθερή εκτός της τουριστικής περιόδου (Μάιος-Σεπτέμβριος) που κυμαίνεται γύρω στις 110 MWh και αυξάνεται σημαντικά εντός αυτής με αποκορύφωμα τον Αύγουστο με τιμή 280 MWh.

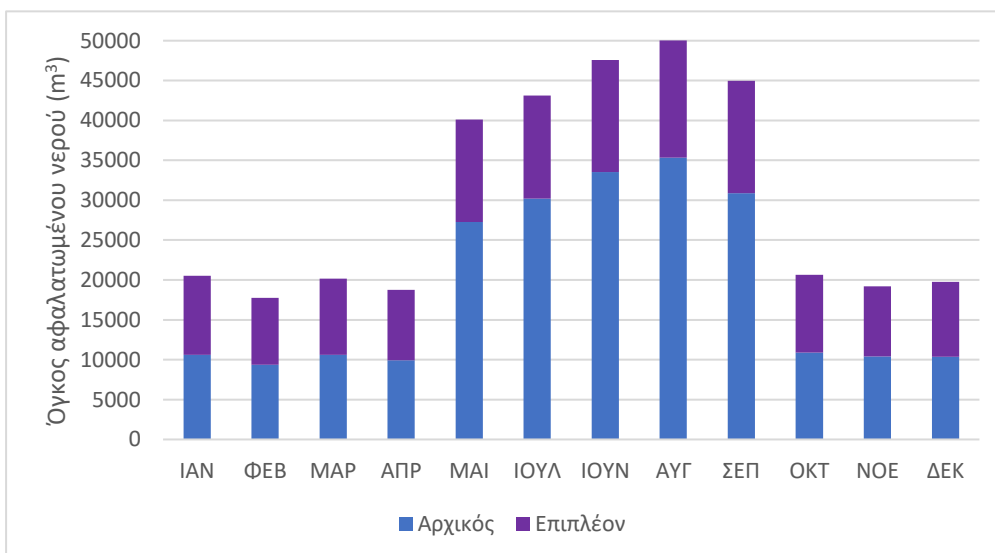


Σχήμα 5.18 Μηνιαία διακύμανση κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση.

Στα Σχήματα 5.19 και 5.20 απεικονίζονται το ποσοστό της αιολικής ενέργειας που καταναλώνεται από τη μονάδα αφαλάτωσης, καθώς και ο αρχικός και επιπλέον όγκος αφαλατωμένου νερού που παράγεται.



Σχήμα 5.19 Ποσοστό παραγόμενης αιολικής ενέργειας η οποία χρησιμοποιείται για την αφαλάτωση ανά μήνα.

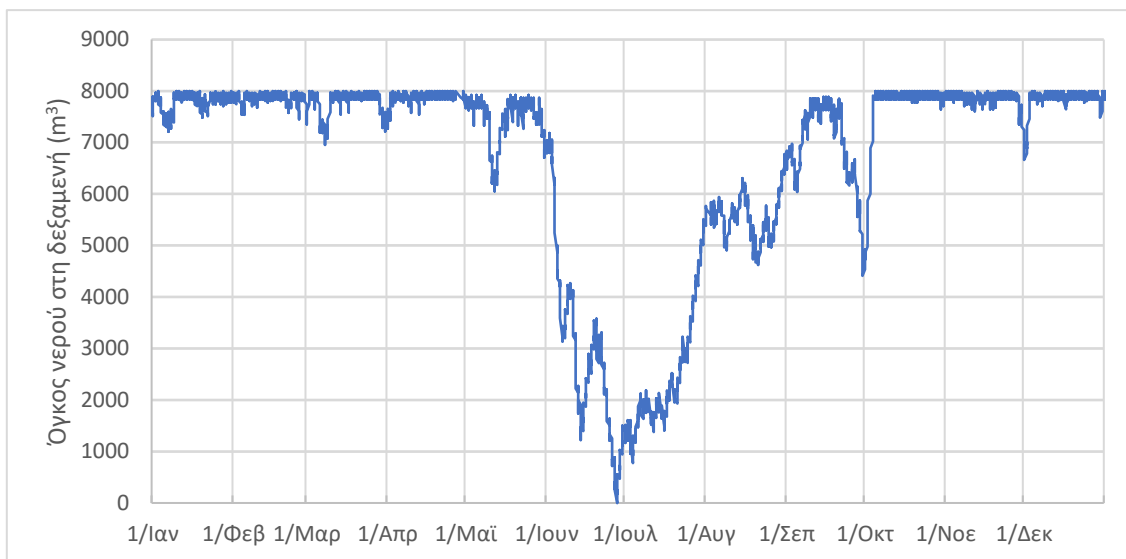


Σχήμα 5.20 Αρχικός και επιπλέον όγκος νερού που αφαλατώνεται.

Τα παραπάνω γραφήματα καταδεικνύουν πως τα εν λόγω μεγέθη ακολουθούν τη γενικότερη τάση διακυμάνσεων, λόγω της τουριστικής περιόδου με εξαίρεση τον επιπλέον όγκο νερού που αφαλατώνεται ο οποίος παραμένει σχεδόν σταθερός, λόγω της υψηλής συσχέτισης του με τη μέση τριωριαία κατανάλωση, δηλαδή ένα σταθερό μέγεθος.

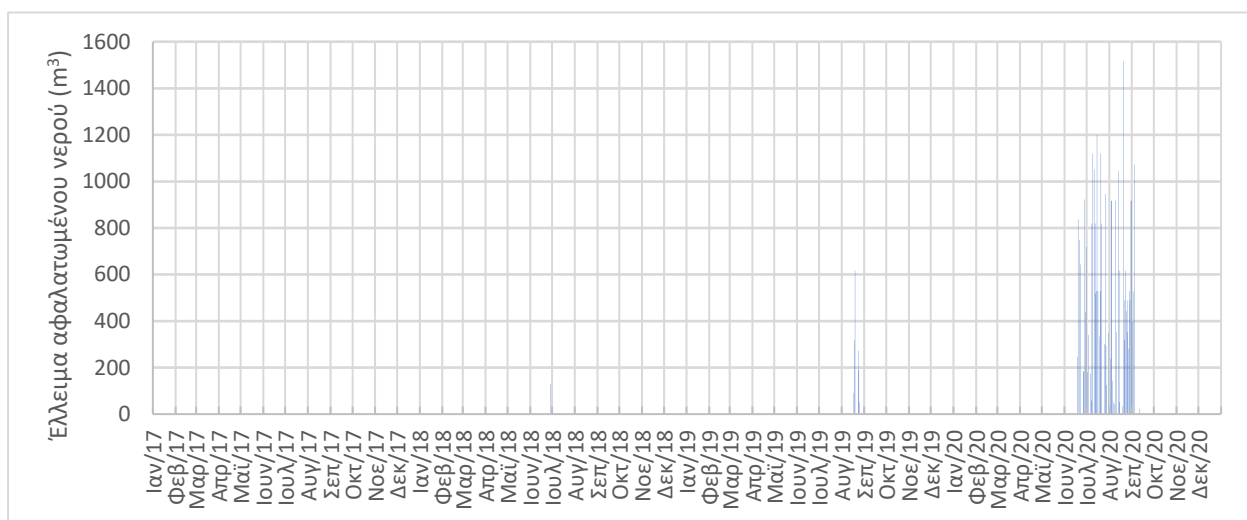
Στο Σχήμα 5.21 παρίσταται η ετήσια διακύμανση του όγκου αφαλατωμένου νερού εντός της δεξαμενής για το 2018. Φαίνεται πως εκείνο το χαρακτηριστικό έτος αξιοποιείται όλος ο όγκος της δεξαμενής και συγκεκριμένα στο διάστημα μεταξύ Ιουνίου και Αυγούστου παρουσιάζει σημαντικές πτώσεις μέχρι και τα 0 m³, λόγω των σημαντικά αυξημένων ζητήσεων ύδρευσης σε συνδυασμό με το μειωμένο αιολικό δυναμικό, ιδίως του Ιουνίου εκείνου του έτους. Κατά τα άλλα, εκτός του διαστήματος αυτού ο όγκος του νερού παραμένει

σε υψηλότερα επίπεδα και μάλιστα στο διάστημα μεταξύ Οκτωβρίου και Απριλίου παραμένει άνω των 6000 m³.



Σχήμα 5.21 Ετήσια διακύμανση του όγκου αφαλατωμένου νερού εντός της δεξαμενής για το 2018.

Τέλος, στο Σχήμα 5.22 παρουσιάζονται τα ημερήσια ελλείματα αφαλατωμένου νερού, τα οποία συμβαίνουν στα τελευταία 4 έτη τις προσομοίωσης και εντός της τουριστικής περιόδου. Υπήρξε μια ιδιαίτερα έμμομη έλλειψη νερού το 2020 με 232 τρίωρα δίχως αφαλατωμένο νερό, λόγω δυσμενών ανεμολογικών συνθηκών.



Σχήμα 5.22 Όγκος ημερήσιων ελλειμμάτων αφαλατωμένου νερού (m³).

5.7 Μονάδα υδρογόνου

Για τη διαχείριση της περίσσειας ενέργειας των Α/Γ γίνεται χρήση συστήματος παραγωγής υδρογόνου μέσω PEMFC δυναμικότητας παραγωγής H₂ 54 kgH₂/ώρα (3.33 MW) με συνολική αποδοτικότητα 62.2 kWh/kgH₂ συμπεριλαμβανομένης της ενέργειας για τη συμπίεση του H₂.

Το σύστημα αυτό μετατρέπει 9 kg απιονισμένου νερού σε 1 kgH₂ και 8 kgO₂. Το υδρογόνο συμπιέζεται στα 20 MPa για την αποθήκευση του σε δεξαμενές χωρητικότητας 4000 kgH₂, το οποίο απαιτεί 4.2 kWh/kgH₂. Την αντίστροφη διαδικασία ακολουθούν τα PEMFC, το οποίο σημαίνει πως 1 kgH₂ και 8 kgO₂ από την ατμόσφαιρα μετατρέπονται σε 9 kg απιονισμένου νερού με δυναμικότητα παραγωγής ενέργειας 1.8 MW (120 kgH₂/ώρα) και απόδοση 50%, δηλαδή 15 kWh/kgH₂ και το αυτό το νερό αποθηκεύεται σε δεξαμενή 36 m³ (οι δυναμικότητες και ο όγκος της δεξαμενής αναφέρονται στο σύστημα του σεναρίου 1, ενώ για το σενάριο 3 τα δεδομένα αυτά διαιρούνται διά δύο).

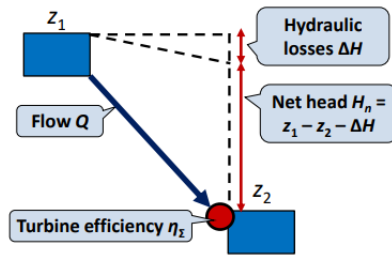
Αφού πρόκειται για κλειστό κύκλωμα αρχικά απαιτούνται 36 m³ απιονισμένου νερού (18 m³ για το 3^ο σενάριο) για τη λειτουργία του. Συνολικά, αυτό το σύστημα υπολογίστηκε να έχει 24% απόδοση μετ' επιστροφής, η οποία αν και μικρή σε σχέση με τις άλλες μεθόδους αποθήκευσης αντισταθμίζεται από τη δυνατότητα επέκτασης του για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας για μικρό επιπλέον κόστος.

5.8 Σύστημα αντλησιοταμίευσης

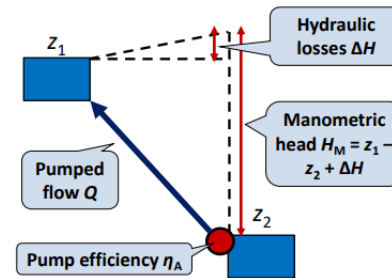
Για την αποθήκευση της περίσσειας ενέργειας και την κάλυψη ελλειμμάτων του συστήματος, εφαρμόζεται σύστημα αντλησιοταμίευσης. Δύο δίδυμοι ταμιευτήρες, ο άνω με στάθμη πυθμένα στα 228 m και ο κάτω με στάθμη πυθμένα στο επίπεδο της θάλασσας χρησιμοποιηθούν για αυτό το σύστημα. Για την κάλυψη ελλείματος ενέργειας διοχετεύεται νερό από τον άνω στο κάτω μέσω χαλύβδινων αγωγών, διαμέτρου 0.45 m για τον καταθλιπτικό και 0.5 m για τον προσαγωγής για το 2^ο σενάριο και 0.4 και 0.35 m αντίστοιχα για το 3^ο.

Το σύστημα της παραγωγής ενέργειας λειτουργεί βάση των τύπων που αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 2.4 και βάσει μανομετρικού ύψους και αναμενόμενης παροχής για το 2^ο σενάριο επιλέχθηκε στρόβιλος τύπου Pelton (βάσει Σχήματος 2.11). Η ονομαστική ισχύς του είναι 1.5 MW με σταθερή απόδοση ίση με 90%. Για την άντληση του νερού επιλέχθηκαν τρεις αντλίες ονομαστικής ισχύς 1, 1 και 0.5 MW αντίστοιχα, οι οποίες έχουν απόδοση ίση με 80% και δουλεύουν σε σειρά με το νερό να διέρχεται από όσες είναι απαραίτητο, για να επιτευχθεί η απαιτούμενη ισχύς με σειρά προτεραιότητας από τη μεγαλύτερη στη μικρότερη, ενώ για το 3^ο σενάριο οι ονομαστικές ισχύεις είναι οι μισές.

Για την προσομοίωση της συστήματος άντλησής του νερού, χρησιμοποιούνται τύποι αντίστοιχοι με αυτούς που χρησιμοποιούνται στην άντληση με τη διαφορά ότι σε αυτούς ο βαθμός απόδοσης των αντλιών βρίσκεται στον παρονομαστή και το καθαρό ύψος πτώσης υπολογίζεται προσθέτοντας τις υδραυλικές απώλειες του κοινού αγωγού, αντί αφαιρώντας τις. Οι τύποι παραγόμενης και καταναλισκόμενης ισχύς των δύο διεργασιών παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.23 και προφανώς για να εξαχθεί η ενέργεια από αυτούς απαιτείται ο πολλαπλασιασμός τους με τον όγκο νερού ο οποίος διέρχεται.



Power production: $P = \eta_t \gamma Q (\Delta z - \Delta H)$



Power consumption: $P = \gamma Q (\Delta z + \Delta H) / \eta_A$

Σχήμα 5.23 Εξισώσεις παραγόμενης και καταναλισκόμενης ισχύς συστήματος αντλησιοταμίευσης (Μαμάσης et al., 2019).

Διευκρινίζοντας, ΔH είναι οι υδραυλικές απώλειες σε m, Q η παροχή σε m^3/s , η ο βαθμός απόδοσης, γ το ειδικό βάρος του νερού ίσο με 9810 kg/m^3 και P η ισχύς σε W. Όσον αφορά τις υδραυλικές απώλειες εφαρμόζεται η Εξίσωση (5.1) όπου ΔH το ακαθάριστο ύψος πτώσης, L το μήκος του αγωγού και J η κλίση γραμμής ενέργειας, η οποία υπολογίστηκε προσεγγιστικά $J = 3\%$, βάσει της γενικευμένης εξίσωσης Manning για $\epsilon = 0.1 \text{ mm}$ (Σχήμα 5.24) και $Q = 0.77 \text{ m}^3/s$ για τον καταθλιπτικό και $Q = 0.83 \text{ m}^3/s$ (δυναμικότητα αντλιών και στροβίλου αντίστοιχα). Αξίζει να σημειωθεί πως οι τοπικές απώλειες λαμβάνονται υπόψη στις αποδόσεις των στροβίλων και αντλιών.

$$\Delta H = J L \quad (5.1)$$

□ **Μεγάλες διαμέτρους** ($0.1 \text{ m} \leq D \leq 10 \text{ m}$, $0.3 \text{ m/s} \leq V \leq 10 \text{ m/s}$)

$$J = \left(\frac{4^{3+\beta} N^2 Q^2}{\pi^2 D^{5+\beta}} \right)^{\frac{1}{1+\gamma}} \quad \beta = 0.25 + 0.0006 \epsilon, \quad \gamma = \frac{0.024}{1 + 7.2 \epsilon}, \quad N = 0.00757 (1 + 2.47 \epsilon)^{0.14}$$

Σχήμα 5.24 Γενικευμένη εξίσωση Manning και συντελεστές της για μεγάλες διαμέτρους ταχύτητες ροής (Koutsoyiannis and Efstratiadis, 2015).

Το σύστημα υπολογίστηκε να έχει αποδοτικότητα μετ' επιστροφής ίση με 68% και τα αναλυτικά χαρακτηριστικά του συστήματος παρουσιάζονται στους Πίνακες 5.6 – 5.9.

Πίνακας 5.6 Χαρακτηριστικά του συστήματος αντλιών (2^ο σενάριο).

| Αντλίες | |
|---------------------------------------|------|
| Βαθμός απόδοσης η | 0.8 |
| Ισχύς 1 (MW) | 1 |
| Ισχύς 2 (MW) | 1 |
| Ισχύς 3 (MW) | 0.5 |
| Δυναμικότητα 1 ($m^3/3$ ώρες) | 3277 |
| Δυναμικότητα 2 ($m^3/3$ ώρες) | 2457 |
| Δυναμικότητα 3 ($m^3/3$ ώρες) | 1638 |
| Συνολική δυναμικότητα ($m^3/3$ ώρες) | 8340 |
| Κλίση Ενέργειας J | 0.03 |
| Μήκος αγωγού (m) | 1000 |

Πίνακας 5.7 Χαρακτηριστικά του συστήματος αντλιών (3^ο σενάριο).

| Αντλίες | |
|---------------------------------------|------|
| Βαθμός απόδοσης η | 0.8 |
| Ισχύς 1 (MW) | 0.5 |
| Ισχύς 2 (MW) | 0.5 |
| Ισχύς 3 (MW) | 0.25 |
| Δυναμικότητα 1 ($m^3/3$ ώρες) | 1685 |
| Δυναμικότητα 2 ($m^3/3$ ώρες) | 1685 |
| Δυναμικότητα 3 ($m^3/3$ ώρες) | 843 |
| Συνολική δυναμικότητα ($m^3/3$ ώρες) | 4213 |
| Κλίση Ενέργειας J | 0.03 |
| Μήκος αγωγού (m) | 1000 |

Πίνακας 5.8 Χαρακτηριστικά του συστήματος στροβίλου (2^ο σενάριο).

| Υδροστρόβιλος τύπου Pelton | |
|------------------------------|------|
| Βαθμός απόδοσης η | 0.9 |
| Ισχύς (MW) | 1.5 |
| Δυναμικότητα ($m^3/3$ ώρες) | 8994 |
| Κλίση Ενέργειας J | 0.03 |
| Μήκος αγωγού (m) | 1000 |

Πίνακας 5.9 Χαρακτηριστικά του συστήματος στροβίλου (3^ο σενάριο).

| Υδροστρόβιλος τύπου Pelton | |
|---------------------------------------|------|
| Βαθμός απόδοσης η | 0.9 |
| Ισχύς (MW) | 0.75 |
| Δυναμικότητα (m ³ /3 ώρες) | 4497 |
| Κλίση Ενέργειας J | 0.03 |
| Μήκος αγωγού (m) | 1000 |

Για την ανάλυση της σχέσης στάθμης - αποθέματος των ταμιευτήρων επιλέχθηκε, προσεγγιστικά, ο εκθετικός τύπος (Σχέση 5.2), που z_0 η στάθμη του πυθμένα, z η παρούσα στάθμη του νερού και κ και λ η παράμετρος που υπολογίζεται βάσει γραμμικής παλινδρόμησης. Έτσι, δημιουργούνται τα χαρακτηριστικά των ταμιευτήρων στους Πίνακες 5.10 – 5.13.

$$s = \kappa(z - z_0)^\lambda \quad (5.2)$$

Πίνακας 5.10 Χαρακτηριστικά του άνω ταμιευτήρα (2^ο σενάριο).

| Άνω ταμιευτήρας | |
|--|---------|
| Αρχικό απόθεμα νερού (m ³) | 196844 |
| Κατώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 232 |
| Ανώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 238 |
| Στάθμη πυθμένα (m) | 228 |
| Παράμετρος κ | 0.01242 |
| Παράμετρος λ | 1.2 |
| Αρχική στάθμη (m) | 238 |
| Μέγιστο απόθεμα (m ³) | 315090 |
| Νεκρός όγκος (m ³) | 65553 |

Πίνακας 5.11 Χαρακτηριστικά του άνω ταμιευτήρα (3^ο σενάριο).

| Άνω ταμιευτήρας | |
|--|---------|
| Αρχικό απόθεμα νερού (m ³) | 134930 |
| Κατώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 232 |
| Ανώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 235.3.8 |
| Στάθμη πυθμένα (m) | 228 |
| Παράμετρος κ | 0.01242 |
| Παράμετρος λ | 1.2 |
| Αρχική στάθμη (m) | 235.3 |
| Μέγιστο απόθεμα (m ³) | 192128 |
| Νεκρός όγκος (m ³) | 65553 |

Πίνακας 5.12 Χαρακτηριστικά του κάτω ταμιευτήρα (2^ο σενάριο).

| Κάτω ταμιευτήρας | |
|--|---------|
| Αρχικό απόθεμα νερού (m ³) | 65553 |
| Κατώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 4 |
| Ανώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 14.8 |
| Στάθμη πυθμένα (m) | 0 |
| Παραμετρος κ | 0.01242 |
| Παράμετρος λ | 1.2 |
| Αρχική στάθμη (m) | 4 |
| Μέγιστο απόθεμα (m ³) | 315090 |
| Νεκρός όγκος (m ³) | 65553 |

Πίνακας 5.13 Χαρακτηριστικά του κάτω ταμιευτήρα (3^ο σενάριο).

| Κάτω ταμιευτήρας | |
|--|---------|
| Αρχικό απόθεμα νερού (m ³) | 65553 |
| Κατώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 4 |
| Ανώτατη στάθμη λειτουργίας (m) | 7.3 |
| Στάθμη πυθμένα (m) | 0 |
| Παραμετρος κ | 0.01242 |
| Παράμετρος λ | 1.2 |
| Αρχική στάθμη (m) | 4 |
| Μέγιστο απόθεμα (m ³) | 192128 |
| Νεκρός όγκος (m ³) | 65553 |

5.9 Σύστημα LIBs

Για τη διαχείριση των ελλειμμάτων και πλεονασμάτων ενέργειας επιλέγεται εγκατάσταση χρησιμοποιημένων συστοιχιών LIBs. Το σύστημα αυτό επιλέγεται να έχει ονομαστική ισχύ 3.33 MW και χωρητικότητα τη στιγμή αγοράς 31 MWh, δηλαδή 1.37 ημερών αυτονομίας. Η χωρητικότητα απομειώνεται κατά 1.4% κάθε 1000 κύκλους (Ahmadi et al., 2014) και έχει, προσεγγιστικά, σταθερή αποδοτικότητα μετ' επιστροφής ίση με 95% (Redondo-Iglesias et al., 2019).

Το σύστημα αυτό είναι κατάλληλο για συνεργασία με ΑΠΕ, λόγω της ταχύτατης απόκρισης του και της υψηλότατης αποδοτικότητας του. Επίσης, αποτελεί μια ιδιαίτερα συνειδητή επιλογή περιβαλλοντικά για την αποθήκευση ενέργειας, καθώς επαναχρησιμοποιεί τις απορριμμένοι συσσωρευτές του αυτοκινητιστικού τομέα, επεκτείνοντας τον κύκλο ζωής τους και έτσι τις επιστροφές σε CO_{2eq} που μπορούν να παρέχουν χωρίς περαιτέρω αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον. Σημαντικότερα, το σύστημα μπορεί να εφαρμοστεί και σε

περιβαλλοντικά ευαίσθητες περιοχές, λόγω του μικρού του μεγέθους και είναι ευέλικτο ως προς την ισχύ και τη χωρητικότητά του.

Ο περιοριστικός παράγοντας στην αξιοποίηση του είναι το υψηλό κόστους ανά kWh χωρητικότητας, ενδεικτικά γύρω στα 100-200 € ανά kWh τη στιγμή της αγοράς για τις συστοιχίες (λαμβάνοντας υπόψη την απομειωμένη χωρητικότητα τους κατά την αγορά της τάξεως του 80% της αρχικής) για ένα με χρησιμοποιημένες Li-ion (Qingyin et al., 2023). Το συνολικό κόστος εγκατάστασης όμως ανέρχεται στα 340 € ανά kWh συμπεριλαμβάνοντας τα συνοδά έργα της εγκατάστασης (Viswanathan et al., 2022).

6. Αποτελέσματα ανάλυσης

Σκοπός αυτού του κεφαλαίου είναι η ανάλυση των αποτελεσμάτων των επιμέρους σεναρίων. Τα σεσάρια αυτά επιλέχθηκαν για τη διερεύνηση της απόδοσης διαφορετικών συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, τα οποία χρησιμοποιούνται σε υβριδικά συστήματα, ώστε να συγκριθεί η αποτελεσματικότητά τους, ως προς τη λειτουργία του συστήματος.

Σε όλα τα σεσάρια διατηρείται το ίδιο καθεστώς λειτουργίας για το σύστημα παραγωγής ενέργειας και το σύστημα αφαλάτωσης. Αυτό το κεφάλαιο επικεντρώνεται συγκεκριμένα στην ανάλυση των αποτελεσμάτων τα οποία διαφέρουν στο εκάστοτε σεσάριο, καθώς η ανάλυση λειτουργίας των Α/Γ και του συστήματος αφαλάτωσης έχουν αναλυθεί στο Κεφάλαιο 5.6.

Αναλυτικότερα, το σύστημα αφαλάτωσης παραμένει ανάλλακτο ανά τα σεσάρια επειδή εξαρτάται αποκλειστικά από την παραγόμενη ενέργεια των Α/Γ. Αυτό συμβαίνει γιατί σε όλα τα σεσάρια το 30% της ενέργειας που παράγεται διοχετεύεται άμεσα στο δίκτυο και το 70% το οποίο απομένει καλύπτει, κατά προτεραιότητα, τις ανάγκες για αφαλάτωση και μετέπειτα τις υπόλοιπες, στις οποίες αξιοποιούνται τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας.

Σε κάθε περίπτωση, ο σκοπός των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας είναι η αύξηση της αυτονομίας του συστήματος, η σταθεροποίηση του φορτίου των Α/Γ και η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

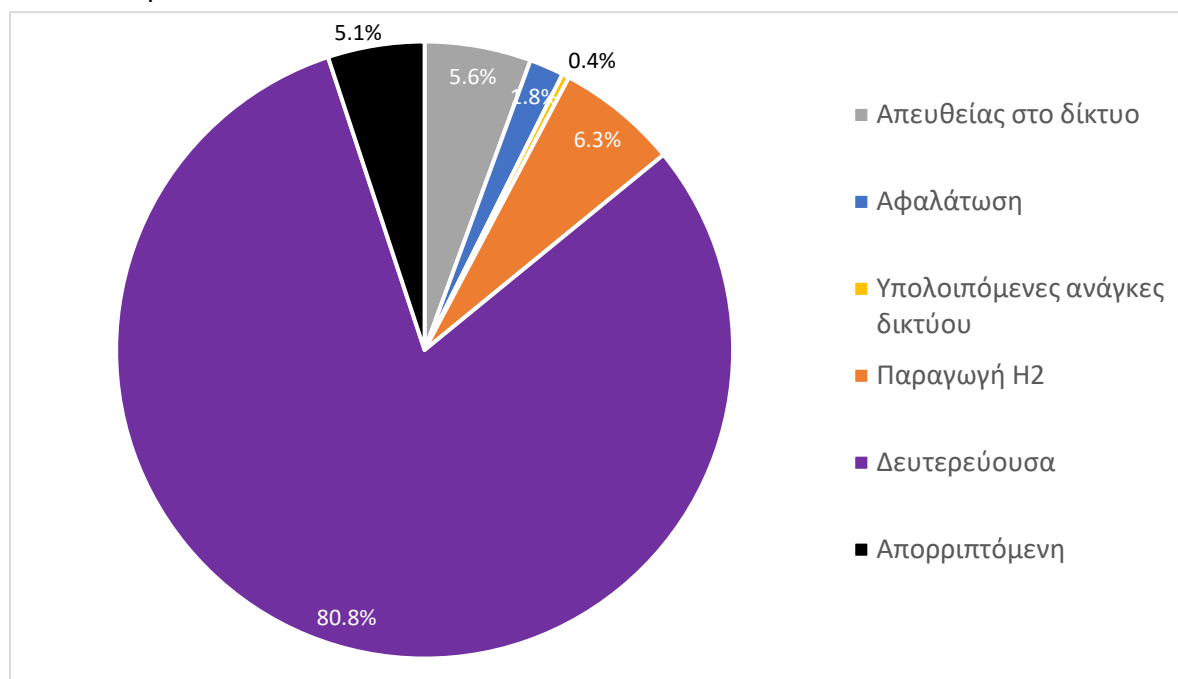
6.1 Σεσάριο 1

Στο 1^ο σεσάριο (99.38% και 99.07% κάλυψη σε ηλεκτρική ενέργεια και νερό αντίστοιχα) ως σύστημα αποθήκευσης ενέργειας επιλέχθηκε η μονάδα υδρογόνου. Δηλαδή, όταν υπάρχει πλεονάζουσα ενέργεια, απιονισμένο νερό διασπάται σε O_2 και H_2 μέσω PEMFC, το H_2 συμπιέζεται και αποθηκεύεται σε δεξαμενές. Όταν υπάρχει έλλειμμα, το H_2 σε συνδυασμό με ατμοσφαιρικό O_2 αντιδρούν στο PEMFC και παράγεται ενέργεια με σκοπό να καλυφθούν οι υπολειπόμενες ηλεκτρικές ανάγκες. Στο Σχήμα 6.1 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής για το 1^ο σεσάριο.



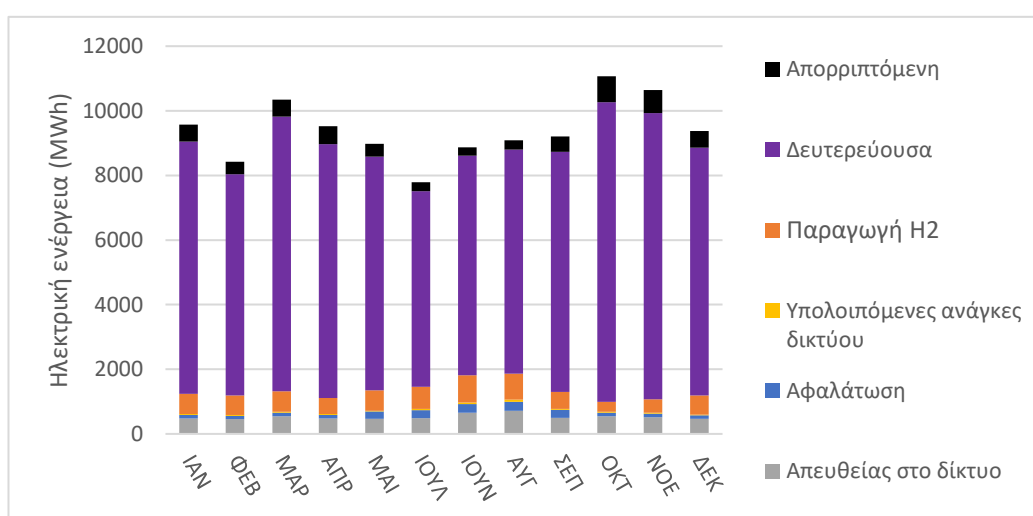
Σχήμα 6.1 Διάγραμμα ροής 1^{ου} σεναρίου.

Η κατανομή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.2. Όπως και σε όλα τα σενάρια, το μεγαλύτερο μέρος της πωλείται ως δευτερεύουσα ενέργεια και το 14.1% της ενέργειας χρειάζεται για την κάλυψη των αναγκών της νήσου. Βέβαια, αξίζει να σημειωθεί πως ένα σχετικά μικρότερο μέρος της ενέργειας απορρίπτεται, κάτι το οποίο οφείλεται στη μικρότερη ενεργειακή απόδοση του συστήματος σε σχέση με άλλα σενάρια.



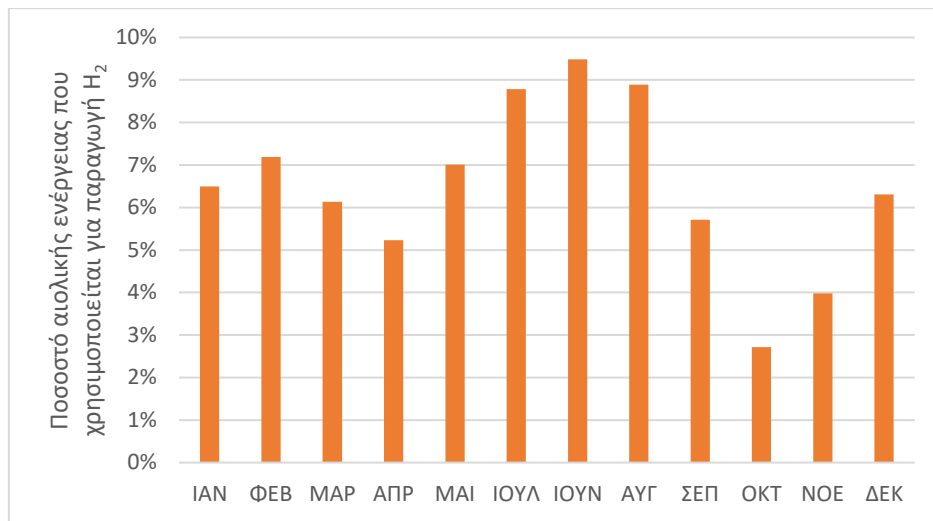
Σχήμα 6.2 Πίτα όπου απεικονίζεται η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας για το 1^ο σενάριο.

Ποσοτικά η μηνιαία κατανομή ενέργειας του 1^{ου} σεναρίου παρατίθεται στο Σχήμα 6.3. Από τις 122881 MWh, οι οποίες παράγονται ετησίως, οι 91246 MWh πωλούνται ως δευτερεύουσα ενέργεια, με τις υπόλοιπες 25912 MWh να χρησιμοποιούνται για τις ανάγκες τις Σαμοθράκης και τις 5723 MWh να απορρίπτονται.



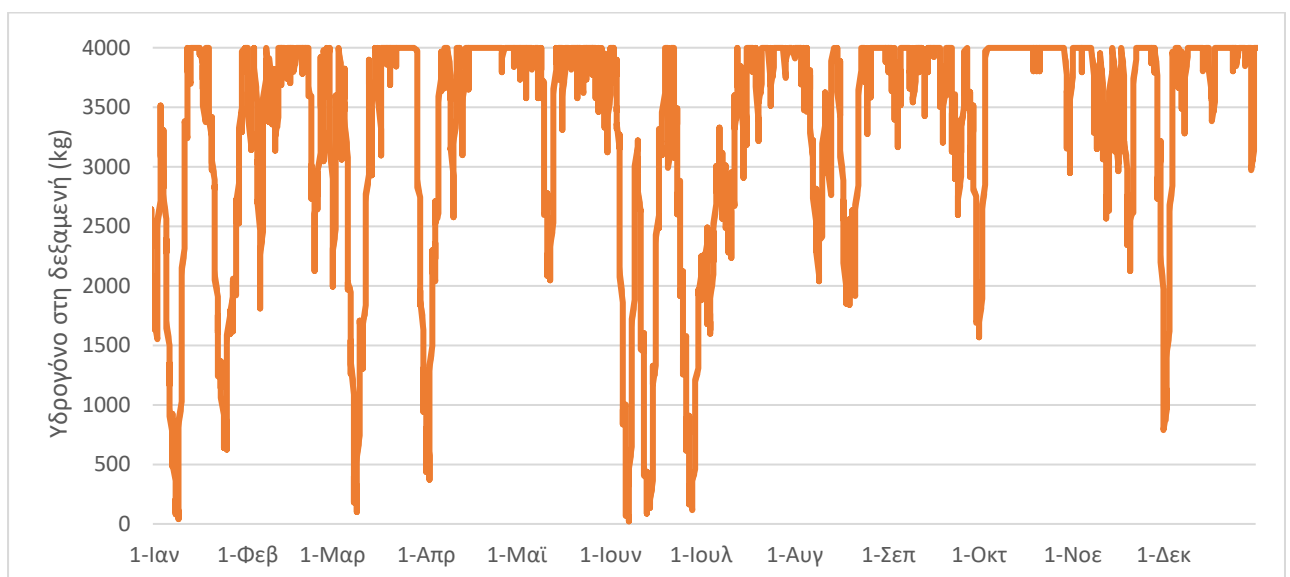
Σχήμα 6.3 Ιστόγραμμα μηνιαίας χρήσης ενέργειας ανά σκοπό για το 1^ο σενάριο.

Ένα αξιόλογο ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιείται για αποθήκευση στη μορφή H₂ για μετέπειτα χρήση. Για την ακρίβεια, το ποσοστό της ενέργειας, το οποίο καταναλώνεται για την παραγωγή H₂ παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.4.



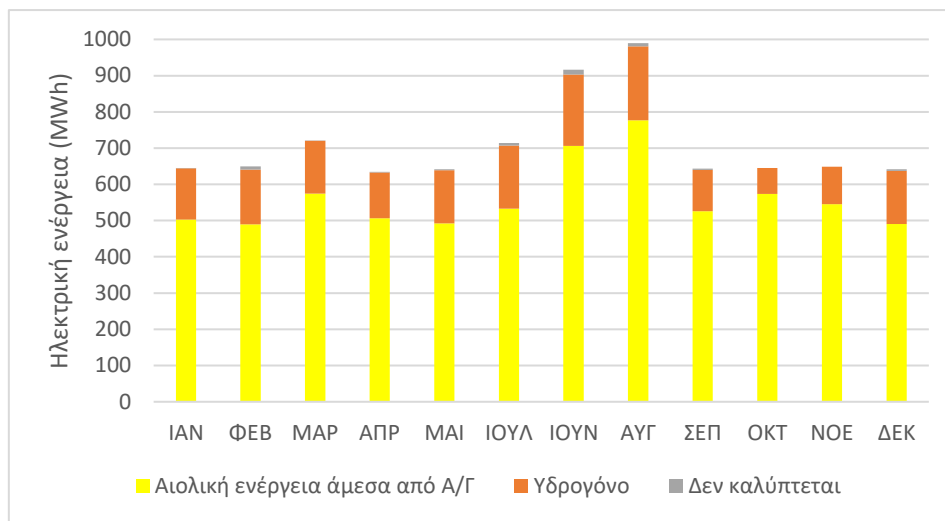
Σχήμα 6.4 Ιστόγραμμα μηνιαίου ποσοστού αιολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για παραγωγή H₂ για το 1^ο σενάριο.

Το H₂ το οποίο είναι αποθηκευμένο στη δεξαμενή αποθήκευσης του διακυμαίνεται σημαντικά ανά τους μήνες, αλλά και τις μέρες, αξιοποιώντας όλον τον ωφέλιμο όγκο της δεξαμενής. Πέραν των φαινομενικά ακανόνιστων ημερήσιων διακυμάνσεων του, παρατηρείται η τάση να ελαττώνεται εμφανώς τους καλοκαιρινούς μήνες, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.5.



Σχήμα 6.5 Ετήσια διακύμανση του αποθηκευμένου H₂ στη δεξαμενή αποθήκευσης για το 1^ο σενάριο.

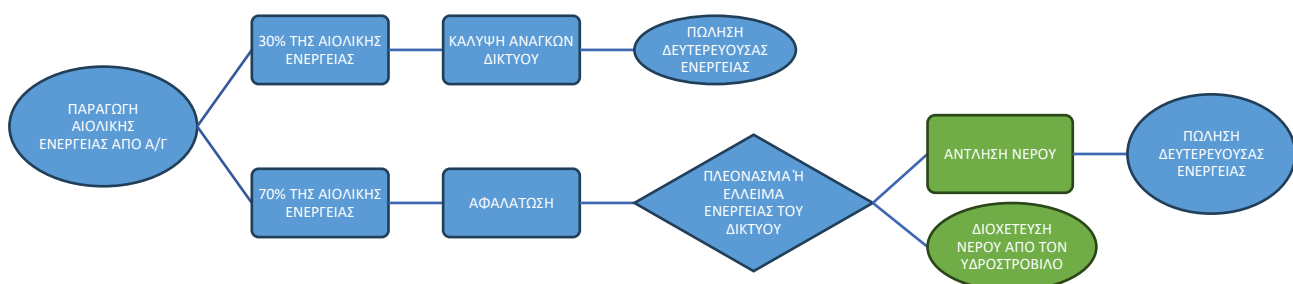
Στο ιστόγραμμα του Σχήματος 6.6 απεικονίζεται η κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας των κατοίκων ανά τρόπο για το 1^ο σενάριο, όπως και το κομμάτι της ενέργειας, το οποίο δε καλύφθηκε.



Σχήμα 6.6 Ιστόγραμμα μηνιαίας κατανομής τρόπου κάλυψης αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια κατοίκων της Σαμοθράκης για το 1^ο σενάριο.

6.2 Σενάριο 2

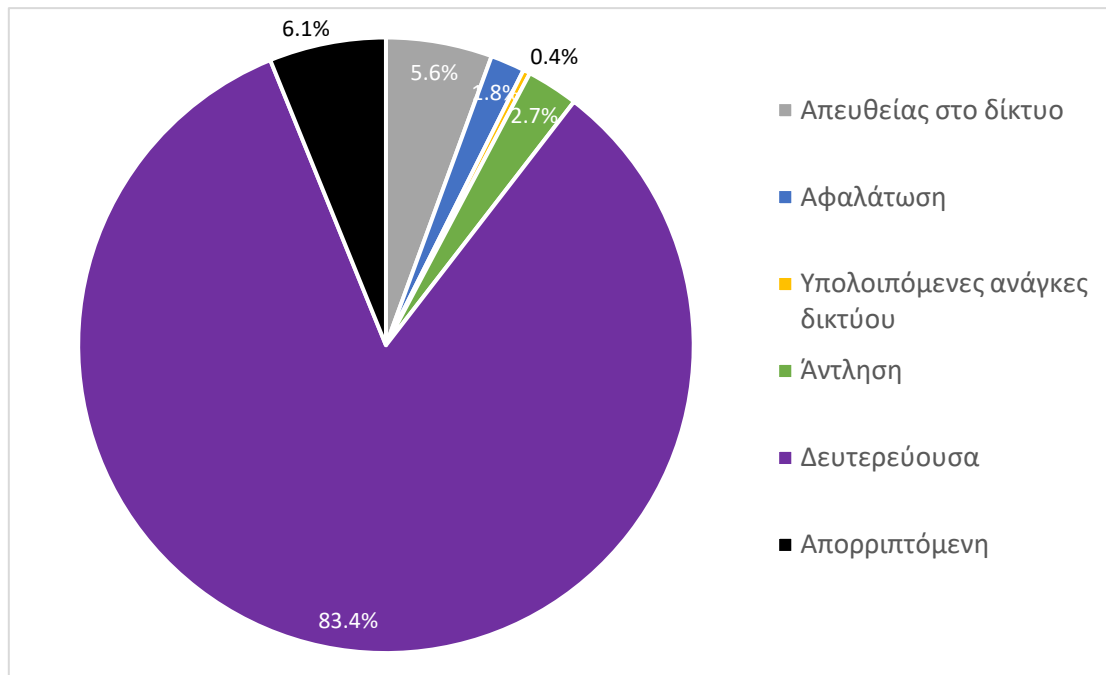
Στο 2^ο σενάριο (99.80% και 99.07% κάλυψη σε ηλεκτρική ενέργεια και νερό αντίστοιχα) ως σύστημα αποθήκευσης ενέργειας επιλέχθηκε σύστημα αντλιοσταμίου. Δηλαδή, όταν υπάρχει πλεονάζουσα ενέργεια, νερό του κάτω ταμιευτήρα ανυψώνεται στον άνω μέσω αντλιών, αποθηκεύοντας έτσι ενέργεια. Όταν υπάρχει έλλειμμα, το νερό του άνω ταμιευτήρα διοχετεύεται στον κάτω, μέσω υδροστροβίλου, και παράγεται ενέργεια με σκοπό να καλυφθούν οι υπολειπόμενες ηλεκτρικές ανάγκες. Στο Σχήμα 6.7 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής για το 2^ο σενάριο.



Σχήμα 6.7 Διάγραμμα ροής 2^{ου} σεναρίου.

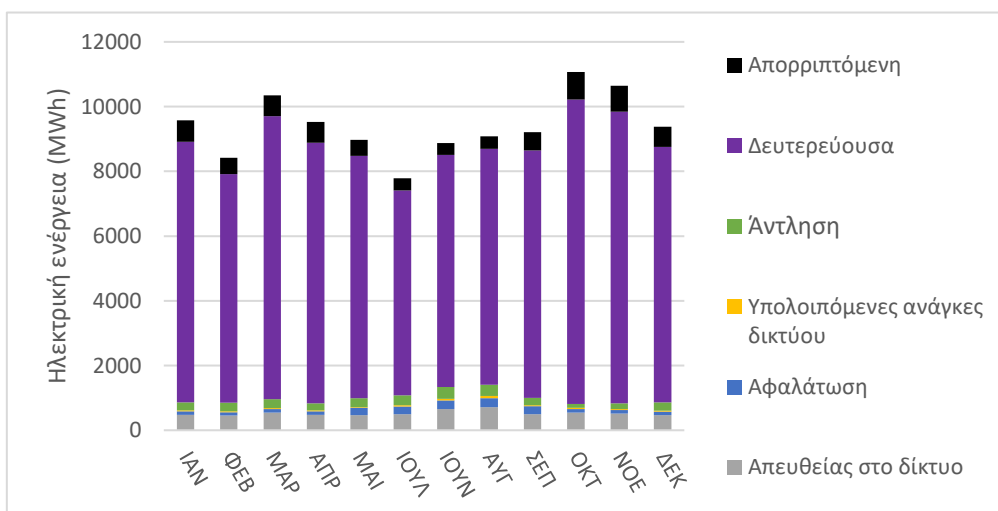
Η κατανομή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.8. Όπως και σε όλα τα σενάρια, το μεγαλύτερο μέρος της πωλείται ως δευτερεύουσα

ενέργεια και μόνο το 10.5% της ενέργειας χρειάζεται για την κάλυψη των αναγκών της νήσου.



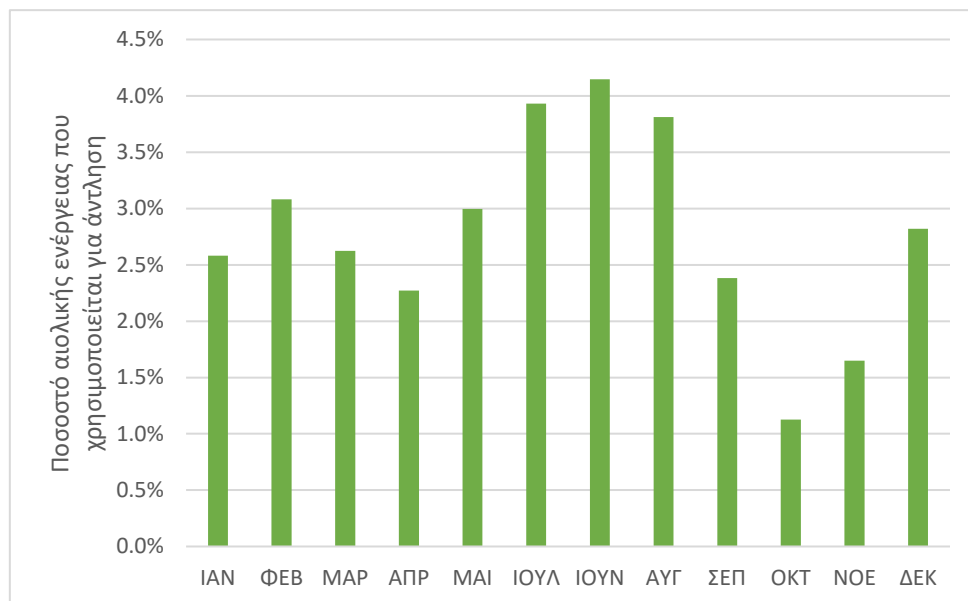
Σχήμα 6.8 Πίτα όπου απεικονίζεται η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας για το 2^ο σενάριο.

Ποσοτικά, η μηνιαία κατανομή ενέργειας του 2^{ου} σεναρίου παρατίθεται στο Σχήμα 6.9. Από τις 122881 MWh, οι οποίες παράγονται ετησίως, οι 94141 MWh πωλούνται ως δευτερεύουσα ενέργεια, με τις υπόλοιπες 21816 MWh να χρησιμοποιούνται για τις ανάγκες τις Σαμοθράκης και τις 6924 MWh να απορρίπτονται.



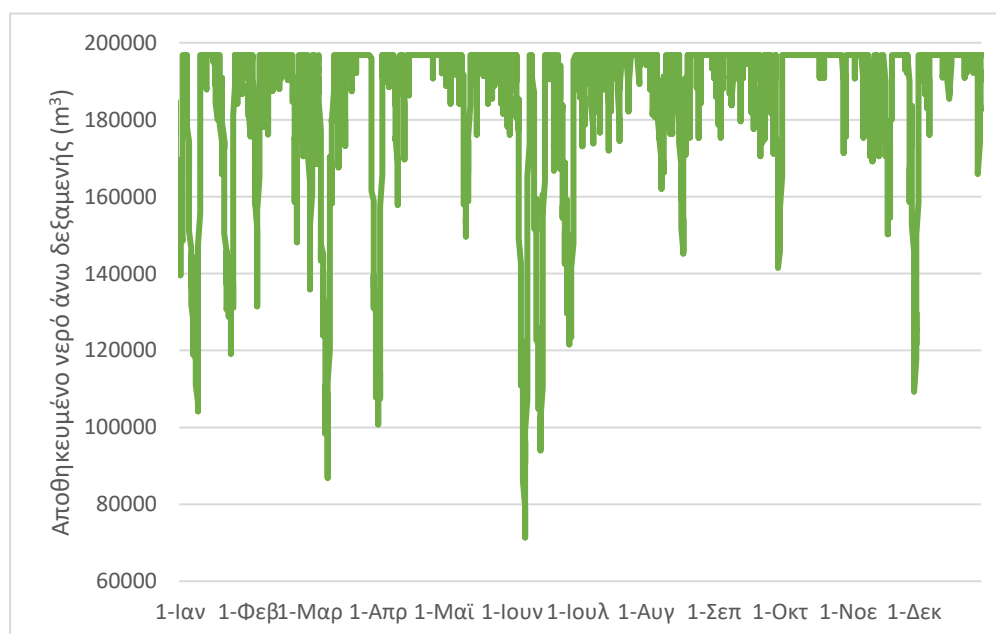
Σχήμα 6.9 Ιστογράμμα μηνιαίας χρήσης ενέργειας ανά σκοπό για το 2^ο σενάριο.

Ένα σχετικά μικρό ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιείται για αποθήκευση μέσω άντλησης για μετέπειτα χρήση. Για την ακρίβεια, το ποσοστό της ενέργειας, το οποίο καταναλώνεται για την άντληση παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.10.



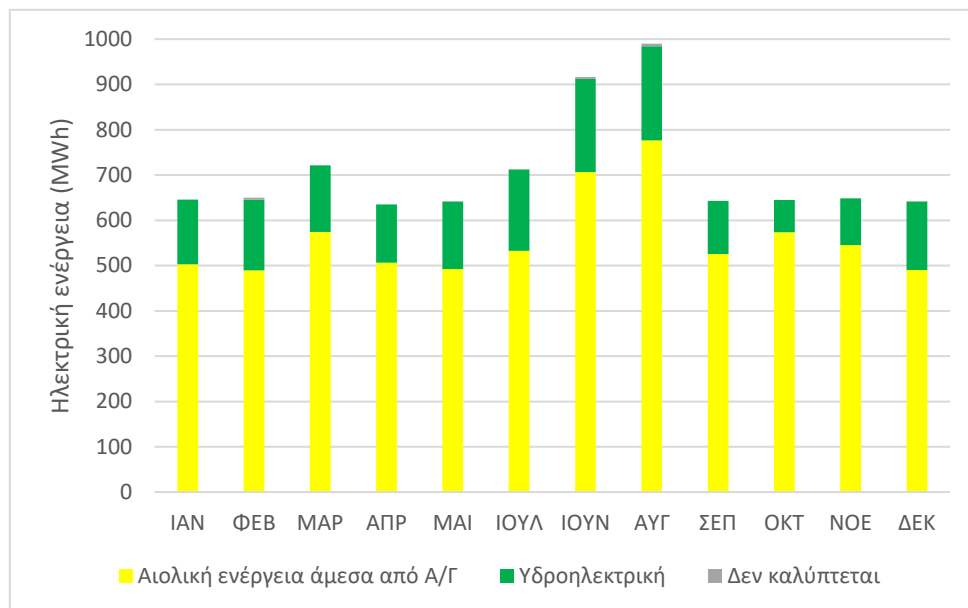
Σχήμα 6.10 Ιστόγραμμα μηνιαίου ποσοστού αιολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για παραγωγή H₂ για το 2^ο σενάριο.

Ο όγκος του νερού ο οποίος είναι αποθηκευμένος στην άνω δεξαμενή διακυμαίνεται σημαντικά ανά τους μήνες, αλλά και τις μέρες, αξιοποιώντας όλον τον ωφέλιμο όγκο της δεξαμενής. Πέραν των φαινομενικά ακανόνιστων ημερήσιων διακυμάνσεων του, παρατηρείται η τάση να ελαττώνεται εμφανώς τους καλοκαιρινούς μήνες, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.11.



Σχήμα 6.11 Ετήσια διακύμανση όγκου νερού άνω δεξαμενής για το 2^ο σενάριο.

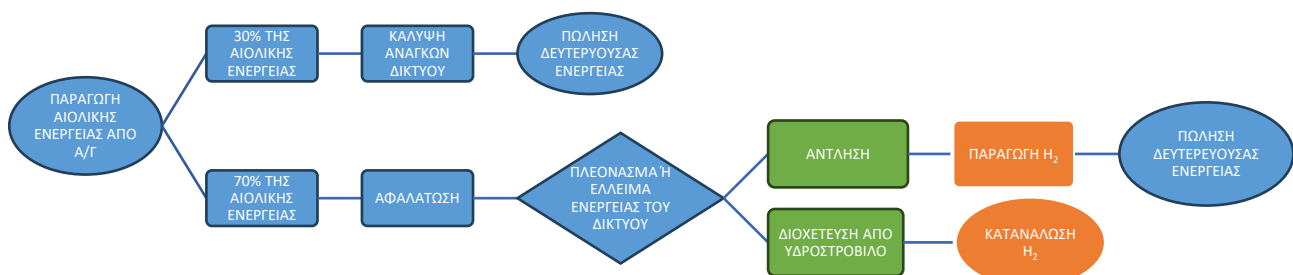
Στο ιστόγραμμα του Σχήματος 6.12 απεικονίζεται η κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας των κατοίκων ανά τρόπο για το 2^ο σενάριο, όπως και το κομμάτι της ενέργειας, το οποίο δε καλύφθηκε.



Σχήμα 6.12 Ιστόγραμμα μηνιαίας κατανομής τρόπου κάλυψης αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια κατοίκων της Σαμοθράκης για το 2^ο σενάριο.

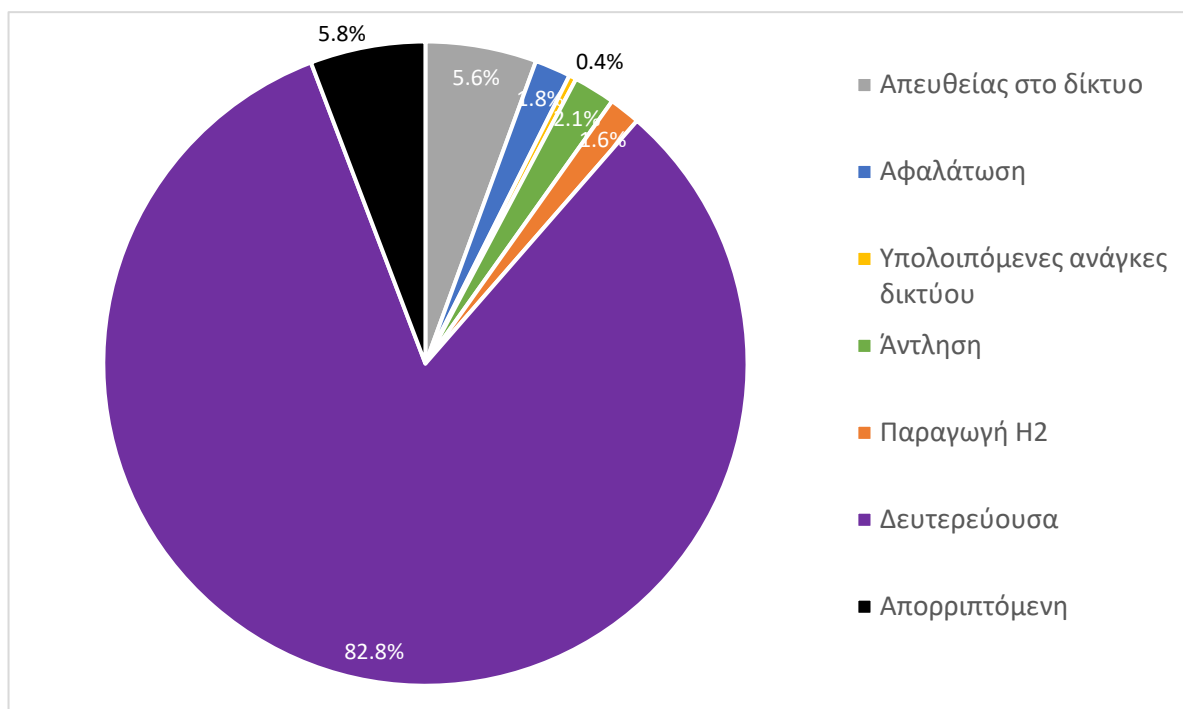
6.3 Σενάριο 3

Στο 3^ο σενάριο (99.76% και 99.07% κάλυψη σε ηλεκτρική ενέργεια και νερό αντίστοιχα) ως σύστημα αποθήκευσης ενέργειας επιλέχθηκε συνδυασμός των συστημάτων H₂ και αντλησιοταμίευσης τα οποία έχουν τη μισή χωρητικότητα έκαστο σε σχέση με τα δύο προηγούμενα σενάρια. Δηλαδή, όταν υπάρχει πλεονάζουσα ενέργεια, πρώτα αποθηκεύεται στο σύστημα αντλησιοταμίευσης και αν υπάρχει εναπομείνουσα ενέργεια, εκείνη αποθηκεύεται στο σύστημα H₂. Όταν υπάρχει έλλειμα εφαρμόζεται η αντίστροφη διαδικασία με σκοπό να καλυφθούν οι υπολειπόμενες ηλεκτρικές ανάγκες. Για την αποθήκευση και παραγωγή ενέργειας αξιοποιείται πρώτα το σύστημα αντλησιοταμίευσης, λόγω της μεγαλύτερης αποδοτικότητας σε σχέση με το άλλο και για τις δύο διεργασίες. Στο Σχήμα 6.13 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής για το 3^ο σενάριο.



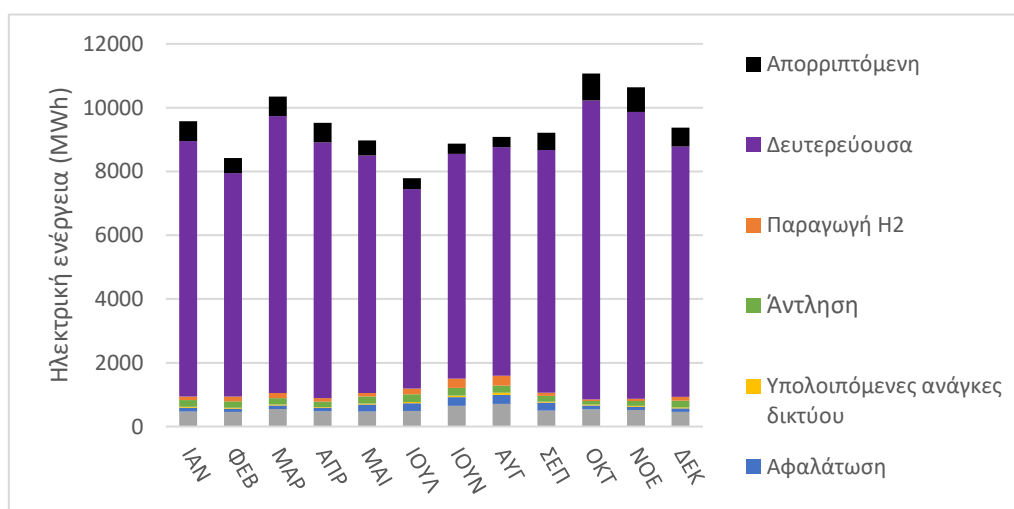
Σχήμα 6.13 Διάγραμμα ροής 3^{ου} σεναρίου.

Η κατανομή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.14. Όπως και σε όλα τα σεναρία, το μεγαλύτερο μέρος της πωλείται ως δευτερεύουσα ενέργεια και μόνο το 11.5% της ενέργειας χρειάζεται για την κάλυψη των αναγκών της νήσου, το οποίο είναι αρκετά μικρότερο από εκείνο του 1^{ου}.



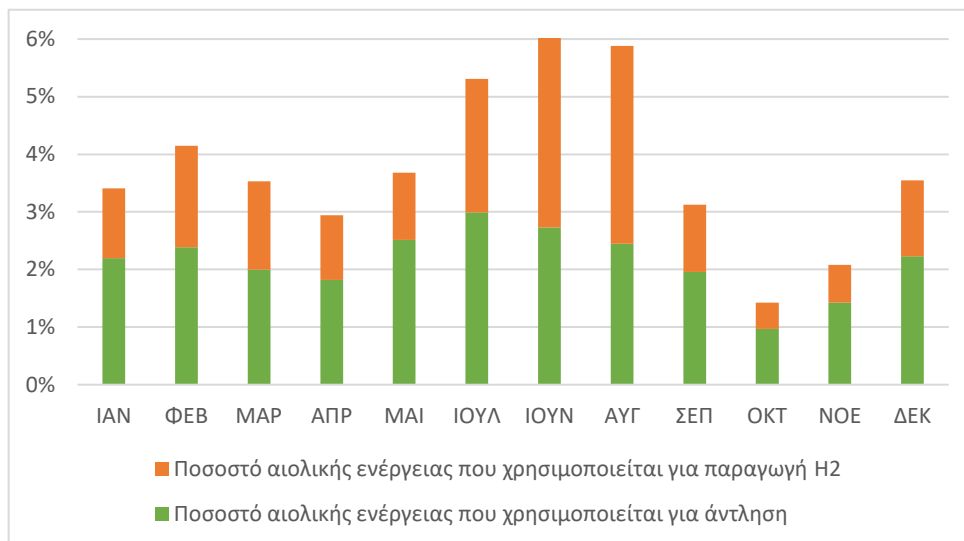
Σχήμα 6.14 Πίτα όπου απεικονίζεται η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας για το 3^ο σεναριο.

Ποσοτικά η μηνιαία κατανομή ενέργειας του 3^{ου} σεναρίου παρατίθεται στο Σχήμα 6.15. Από τις 122881 MWh, οι οποίες παράγονται ετησίως, οι 93471 MWh πωλούνται ως δευτερεύουσα ενέργεια, με τις υπόλοιπες 22880 MWh να χρησιμοποιούνται για τις ανάγκες τις Σαμοθράκης και τις 6530 MWh να απορρίπτονται.



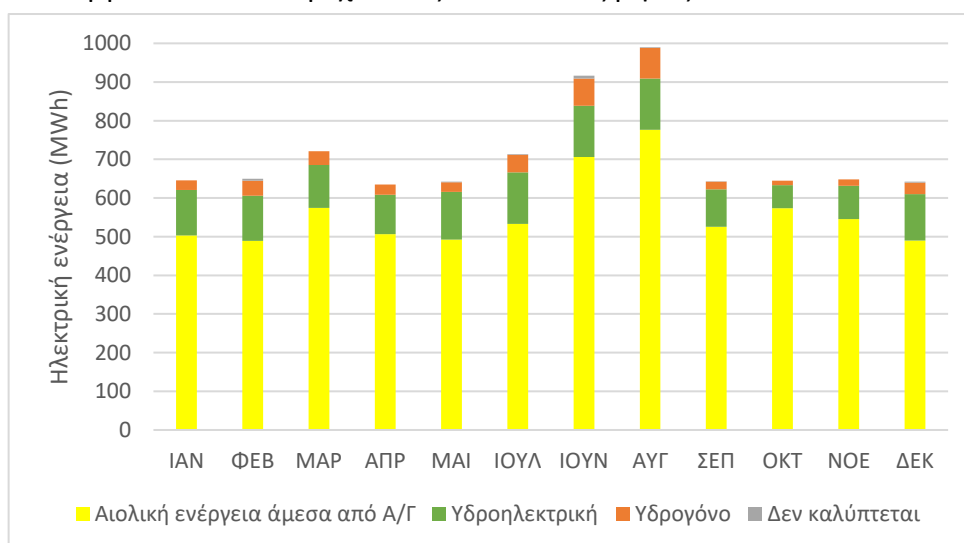
Σχήμα 6.15 Ιστογράμμο μηνιαίας χρήσης ενέργειας ανά σκοπό για το 3^ο σεναριο.

Ένα σχετικά μικρό ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιείται για αποθήκευση, με το μεγαλύτερο κομμάτι να καταναλώνεται για άντληση. Για την ακρίβεια, το ποσοστό της ενέργειας, το οποίο καταναλώνεται για την άντληση και την παραγωγή H₂ παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.16.



Σχήμα 6.16 Ιστόγραμμα μηνιαίου ποσοστού αιολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για άντληση και παραγωγή H₂ για το 3^ο σενάριο.

Στο ιστόγραμμα του Σχήματος 6.17 απεικονίζεται η κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας των κατοίκων ανά τρόπο για το 3ο σενάριο, όπως και το κομμάτι της ενέργειας, το οποίο δε καλύφθηκε. Παρατηρείται πως όλο το χρόνο η περισσότερη ενέργεια, η οποία καλύπτεται, προέρχεται από το σύστημα αντλησιοταμίευσης, παρόλο που αυτό μπορεί να αποθηκεύσει την ίδια ποσότητα ενέργειας με το σύστημα H₂, κάτι το οποίο πιθανότατα οφείλεται στο καθεστώς λειτουργίας του ολικού συστήματος. Βέβαια, τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου οι απαιτήσεις για ηλεκτρική ενέργεια είναι αυξημένες, το σύστημα H₂ παρέχει πολλή παραπάνω ενέργεια από ότι παρέχει τους υπόλοιπους μήνες.



Σχήμα 6.17 Ιστόγραμμα μηνιαίας κατανομής τρόπου κάλυψης αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια κατοίκων της Σαμοθράκης για το 3^ο σενάριο.

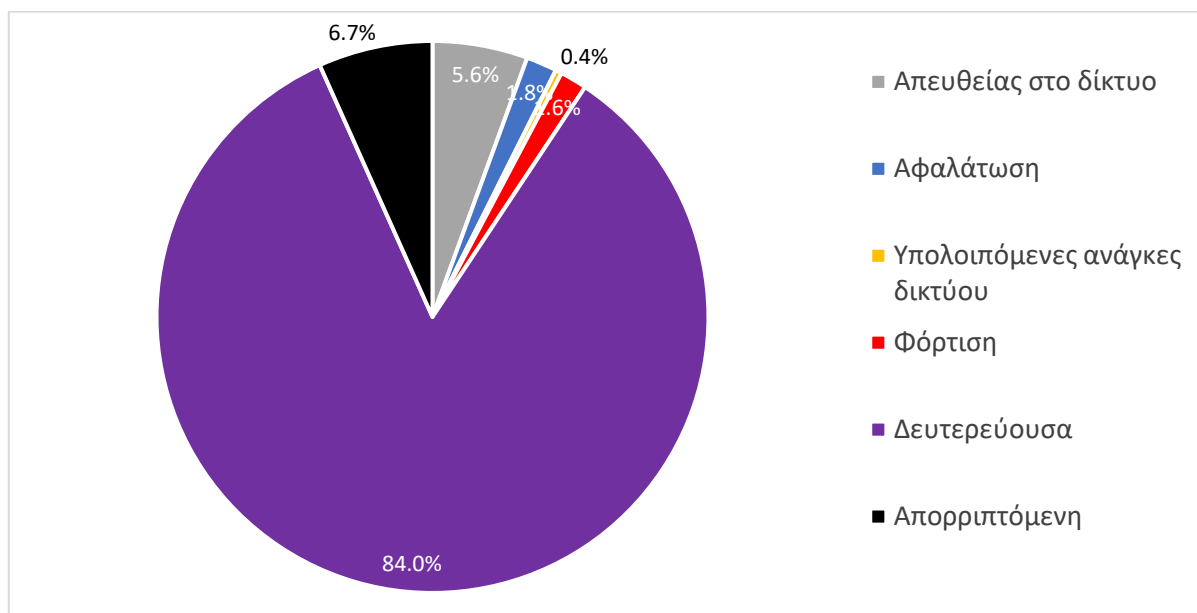
6.4 Σενάριο 4

Στο 2^ο σενάριο (99.47% και 99.07% κάλυψη σε ηλεκτρική ενέργεια και νερό αντίστοιχα) ως σύστημα αποθήκευσης ενέργειας επιλέχθηκε σύστημα με LIBs. Δηλαδή, όταν υπάρχει πλεονάζουσα ενέργεια, καταναλώνεται για τη φόρτιση των συσσωρευτών. Όταν υπάρχει έλλειμα, εκφορτίζονται οι συσσωρευτές για την κάλυψη των αναγκών του νησιού. Το σύστημα αυτό έχει με διαφορά τη μεγαλύτερη αποδοτικότητα, αλλά λόγω του αυξημένου κόστους του ανά MWh, έχει τη δυνατότητα να αποθηκεύσει μονάχα τη μισή ενέργεια των άλλων συστημάτων. Στο Σχήμα 6.18 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής για το 4^ο σενάριο.



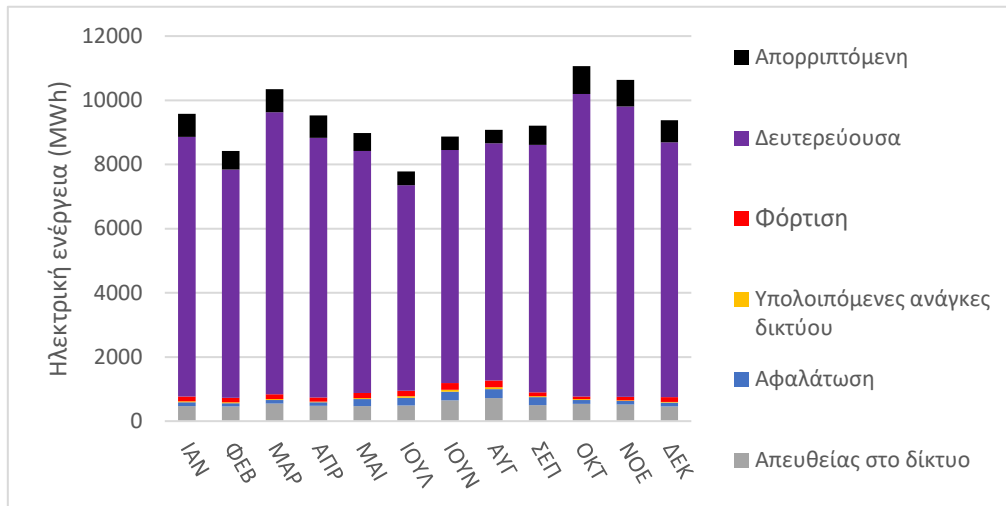
Σχήμα 6.18 Διάγραμμα ροής 4^{ου} σεναρίου.

Η κατανομή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.19. Όπως και σε όλα τα σεναρία, το μεγαλύτερο μέρος της πωλείται ως δευτερεύουσα ενέργεια και μόνο το 9.4% της ενέργειας χρειάζεται για την κάλυψη των αναγκών της νήσου.



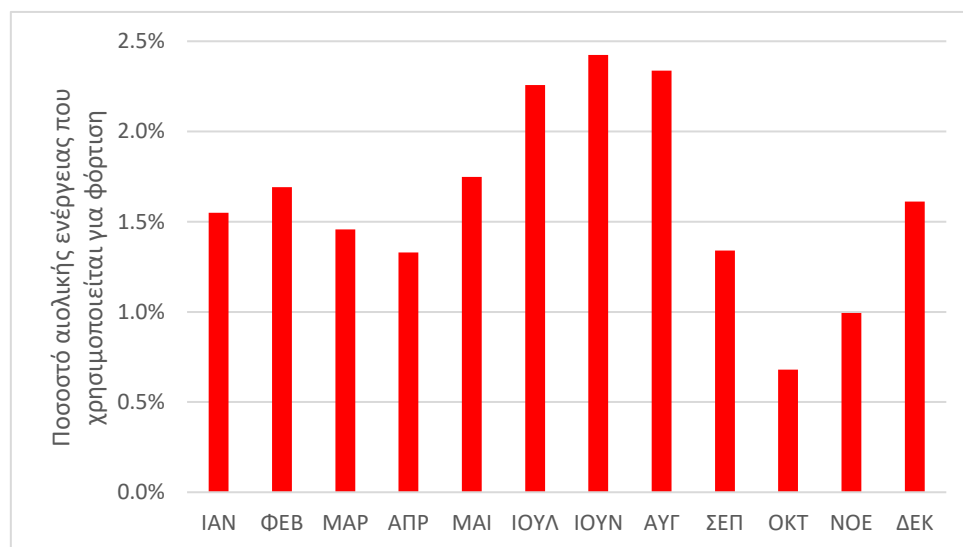
Σχήμα 6.19 Πίτα όπου απεικονίζεται η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας για το 4^ο σενάριο.

Ποσοτικά η μηνιαία κατανομή ενέργειας του 4^{ου} σεναρίου παρατίθεται στο Σχήμα 6.20. Από τις 122881 MWh, οι οποίες παράγονται ετησίως, οι 94887 MWh πωλούνται ως δευτερεύουσα ενέργεια, με τις υπόλοιπες 20432 MWh να χρησιμοποιούνται για τις ανάγκες τις Σαμοθράκης και τις 7562 MWh να απορρίπτονται.



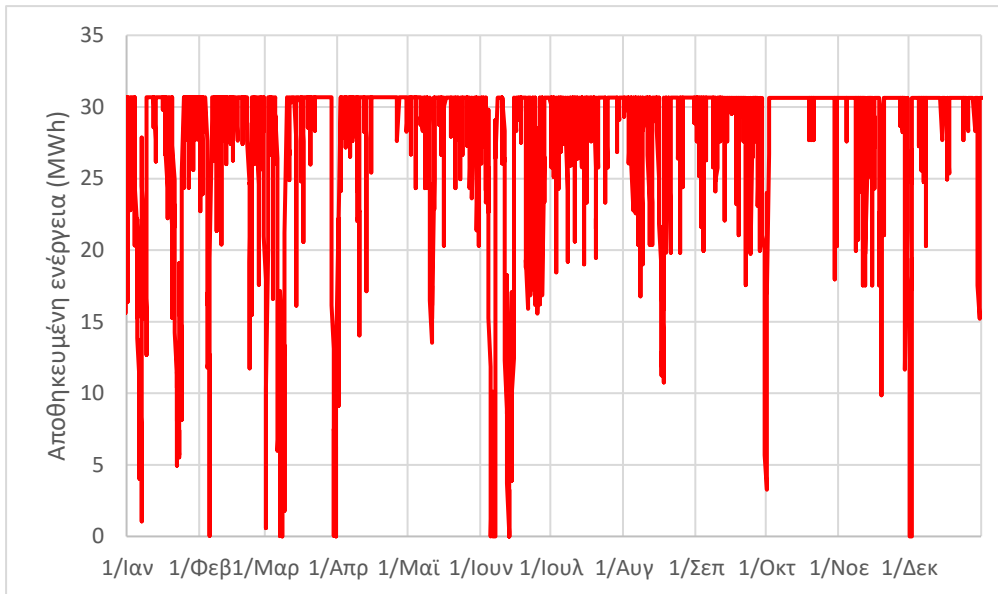
Σχήμα 6.20 Ιστόγραμμα μηνιαίας χρήσης ενέργειας ανά σκοπό για το 4^ο σενάριο.

Ένα σχετικά μικρό ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας χρησιμοποιείται για τη φόρτιση των συσσωρευτών για μετέπειτα χρήση. Για την ακρίβεια, το ποσοστό της ενέργειας το οποίο καταναλώνεται για τη φόρτιση παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.21.



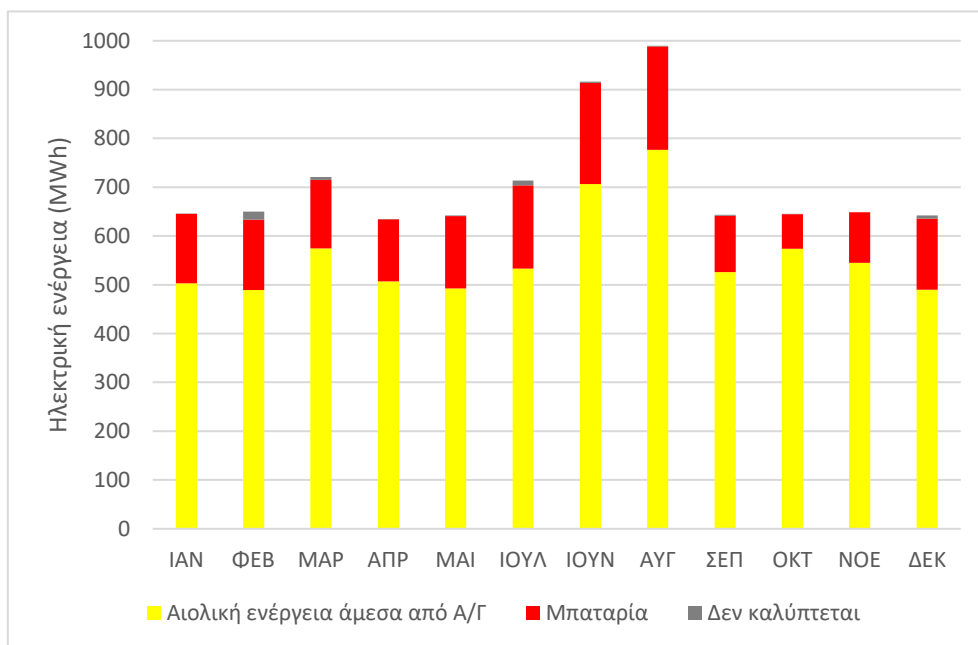
Σχήμα 6.21 Ιστόγραμμα μηνιαίου ποσοστού αιολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για φόρτιση των συσσωρευτών για το 4^ο σενάριο.

Η ενέργεια, η οποία είναι αποθηκευμένη στους συσσωρευτές, διακυμαίνεται σημαντικά ανά τους μήνες, αλλά και τις μέρες, ακόμα περισσότερο από τις άλλες μεθόδους, λόγω της μικρότερης χωρητικότητας του συστήματος. Πέραν των φαινομενικά ακανόνιστων ημερήσιων διακυμάνσεων του, παρατηρείται η τάση να εκφορτίζεται πλήρως περισσότερο τους καλοκαιρινούς μήνες, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.22.



Σχήμα 6.22 Ετήσια διακύμανση της αποθηκευμένης ενέργειας στους συσσωρευτές για το 4^ο σενάριο.

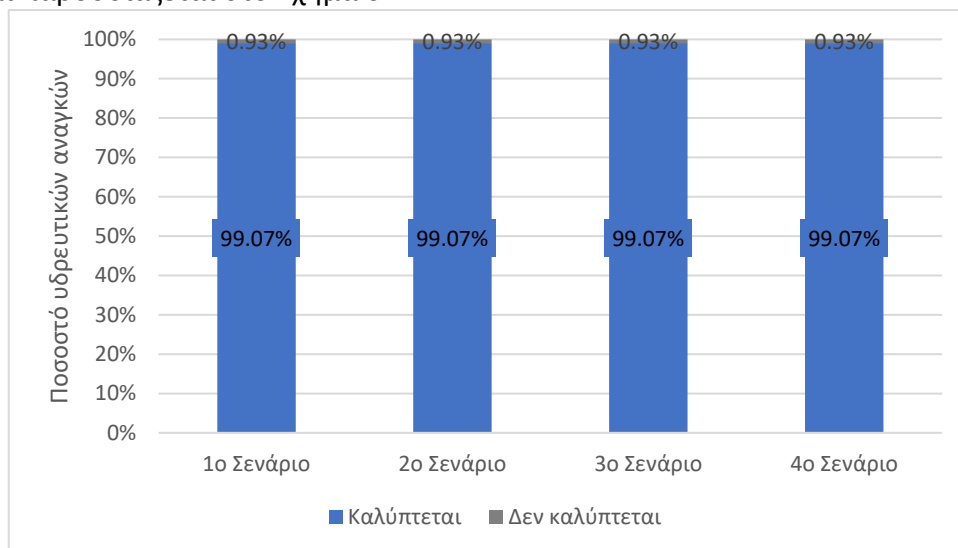
Στο ιστόγραμμα του Σχήματος 6.23 απεικονίζεται η κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας των κατοίκων ανά τρόπο για το 4^ο σενάριο, όπως και το κομμάτι της ενέργειας το οποίο δε καλύφθηκε.



Σχήμα 6.23 Ιστόγραμμα μηνιαίας κατανομής τρόπου κάλυψης αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια κατοίκων της Σαμοθράκης για το 4^ο σενάριο.

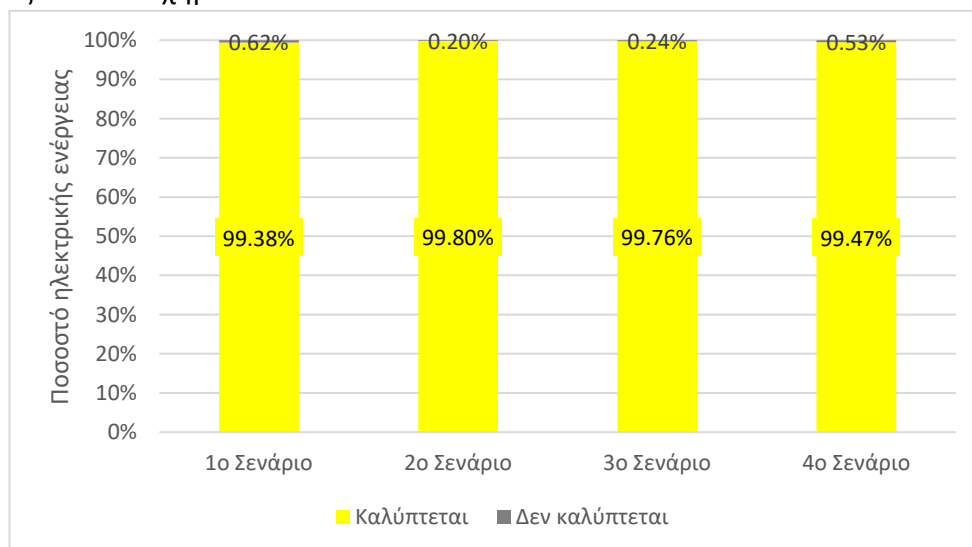
6.5 Σύγκριση αποτελεσμάτων

Όπως αναλύθηκε και στο Κεφάλαιο 5, ανεξαρτήτως του σεναρίου, η παραγωγή ενέργειας και το σύστημα αφαλάτωσης παραμένουν τα ίδια. Επομένως, σε συνδυασμό με το καθεστώς λειτουργίας, το ποσοστό κάλυψης των αναγκών νερού ύδρευσης για όλα τα σεναρία είναι το ίδιο και παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.24.



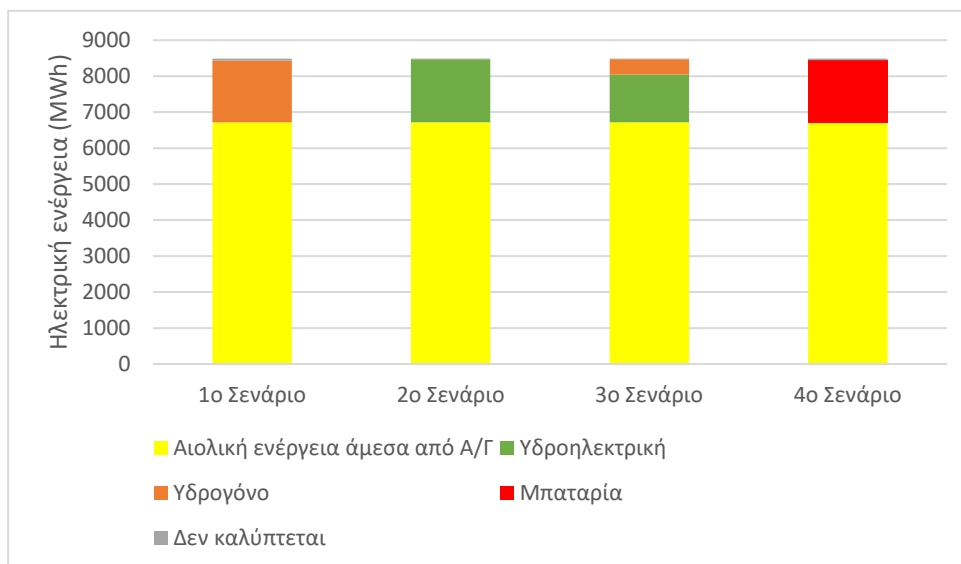
Σχήμα 6.24 Ποσοστά κάλυψης αναγκών νερού ύδρευσης ανά σενάριο.

Ο δείκτης ο οποίος αλλάζει σημαντικά ανά σενάριο είναι το ποσοστό κάλυψης ηλεκτρικών αναγκών των κατοίκων της Σαμοθράκης από το ΥΣΕ, έχοντας φυσικά υπόψη πως και μια μικρή απόκλιση από το 100% συνεπάγεται πολλές ώρες διακοπών ηλεκτροδότησης. Αν και ανεπάρκεια ηλεκτροδότησης του συστήματος αυτού δεν συνεπάγεται διακοπή ηλεκτροδότησης των κατοίκων της νήσου, λόγω της διασύνδεσης, ο δείκτης παρέχει την πληροφορία για το πώς λειτουργεί το σύστημα χωρίς τη διασύνδεση, καθώς και το ποσοστό του χρόνου κατά το οποίο η ηλεκτροδότηση της νήσου βασίζεται σε αυτήν. Ο εν λόγω δείκτης παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.25.



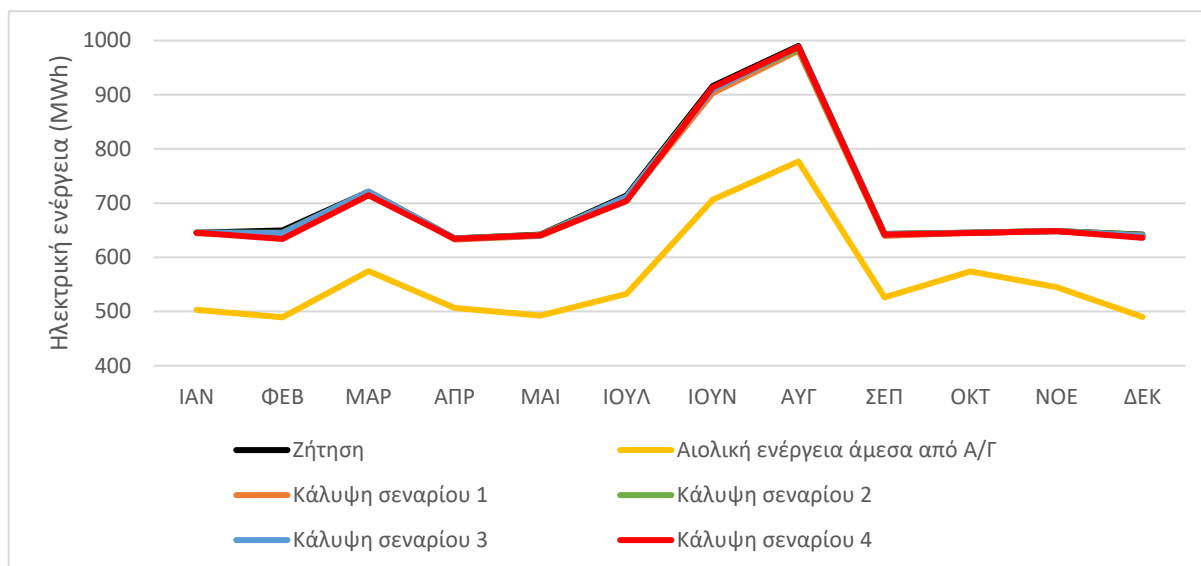
Σχήμα 6.25 Ποσοστά κάλυψης αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ για το κάθε σενάριο.

Η ηλεκτρική ενέργεια, η οποία παρέχεται από το ΥΣΕ, προέρχεται από πολλαπλές πηγές, το ποσοστό, το οποίο παρέχεται από την κάθε μια, για το κάθε σενάριο σε ετήσια βάση, απεικονίζεται στο Σχήμα 6.26. Εκεί παρατηρείται πως στο 3^ο σενάριο το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας προέρχεται από την αντλησιοταμίευση και αυτό οφείλεται στο καθεστώς λειτουργίας του συστήματος, κατά το οποίο προτιμάται η παραγωγή και παροχή ενέργειας από αυτή, λόγω της μεγαλύτερης της αποδοτικότητας.



Σχήμα 6.26 Κάλυψη αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά πηγή, για το κάθε σενάριο.

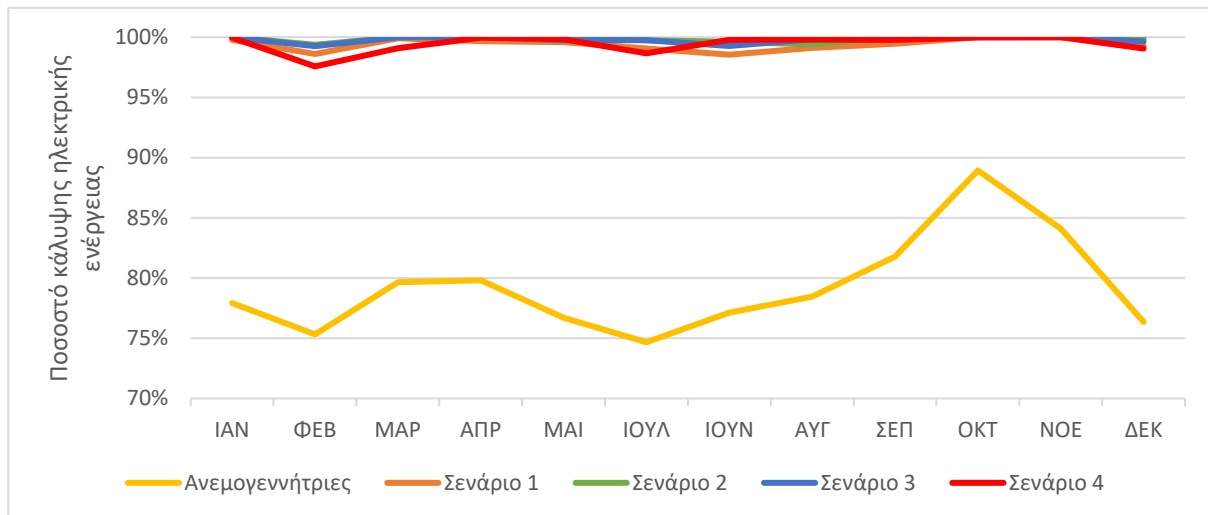
Η ηλεκτρική ενέργεια, η οποία καλύπτεται στο κάθε σενάριο απεικονίζεται χρονικά, για την περίοδο ενός έτους, στο Σχήμα 6.27. Δεν παρατηρείται ουσιαστική διαφορά ανά τα σενάρια.



Σχήμα 6.27 Κάλυψη αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά σενάριο, ανά μήνα, για το διάστημα ενός έτους.

Στο Σχήμα 6.28 παρουσιάζεται η αλλαγή του ποσοστού κάλυψης αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά σενάριο κατά τη διάρκεια ενός έτους. Παρά τις ομοιότητες των

σεναρίων, παρατηρείται πως στο σενάριο 4 υπάρχει μια πιο έντονη διακύμανση κατά τις περιόδους παρατεταμένων ελλειμάτων, λόγω της μικρότερης αποθηκευτικότητάς της σε σχέση με τα άλλα σενάρια, όπως και κατά τις περιόδους πλεονασμάτων, λόγω της αυξημένης αποδοτικότητάς του.



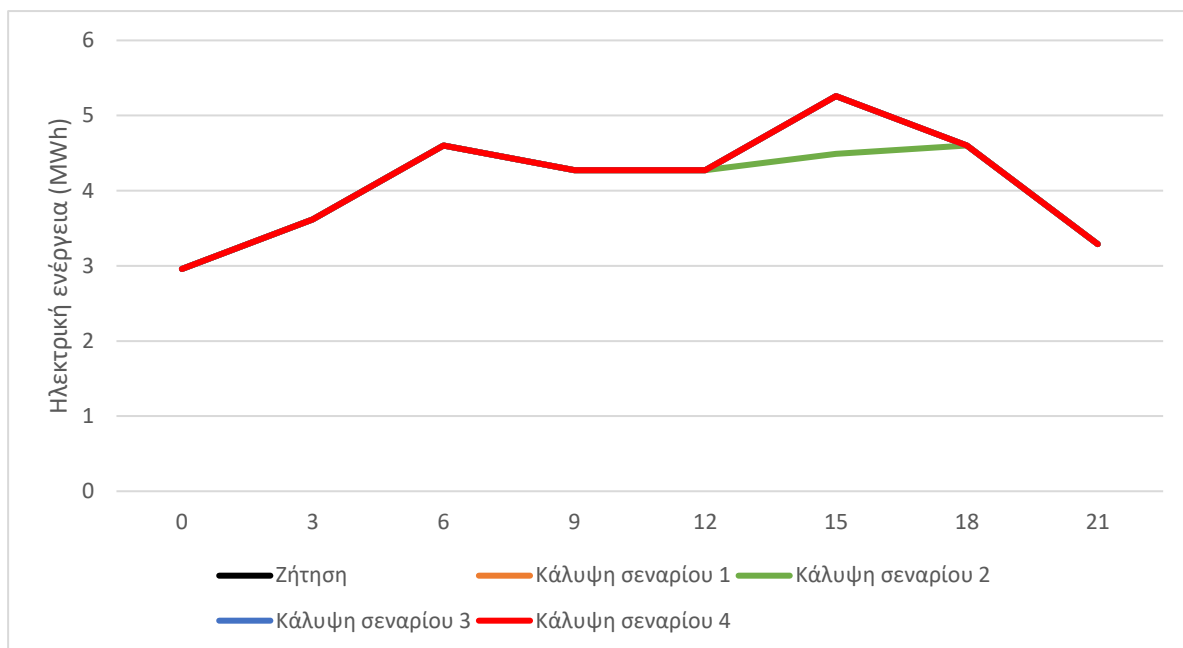
Σχήμα 6.28 Μηνιαίο ποσοστό κάλυψης αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά σενάριο, για το διάστημα ενός έτους.

Ομοίως με το Σχήμα 6.28, στο Σχήμα 6.29 παρουσιάζεται ποσοστό κάλυψης αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά σενάριο, για το διάστημα ενός έτους, αλλά με κυλιόμενο μέσο όρο 8 τριώρων (24 ώρες). Παρατηρούνται εντονότερες αποκλίσεις από τη ζήτηση για τα σενάρια 1 και 4.



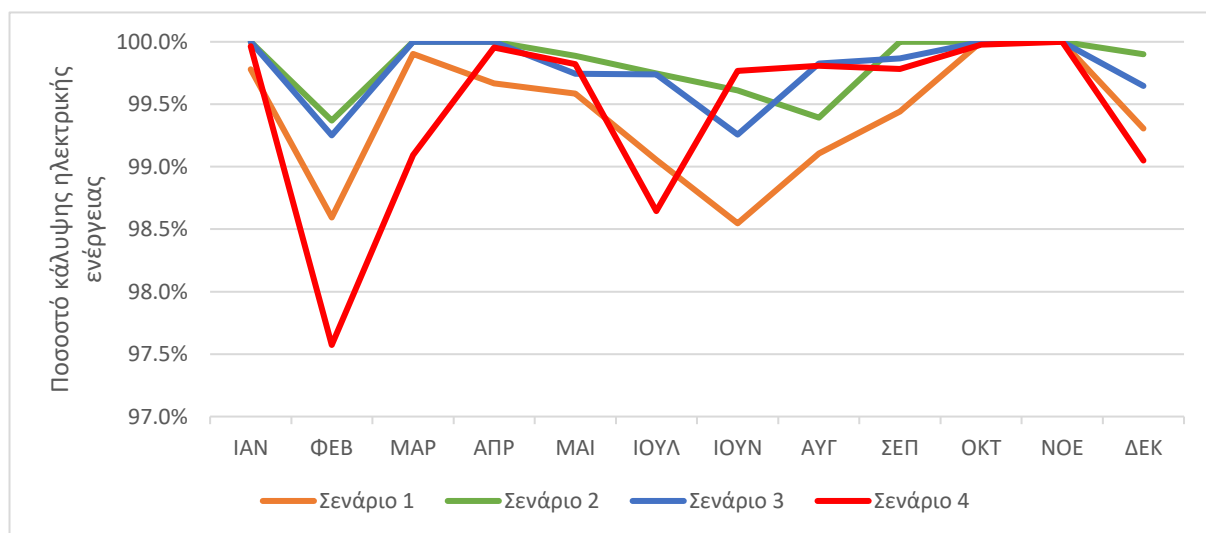
Σχήμα 6.29 Κυλιόμενος μέσος όρος (8 τριώρων) ποσοστού κάλυψης αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά σενάριο, για το διάστημα ενός έτους.

Σε ημερήσια κλίμακα, όπως παρατηρείται στο Σχήμα 6.30, η κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου είναι συνήθως πλήρης και επομένως συμβαδίζει με τη ζήτηση.



Σχήμα 6.30 Κάλυψη αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά σενάριο, για το διάστημα μιας ημέρας.

Το ποσοστό κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας προσεγγίζει ικανοποιητικά το 100% για όλα τα σενάρια καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου. Τα σενάρια 2 και 3 φαίνεται να μη πάσχουν από θέματα ευαισθησίας και ανθεκτικότητας, όπως το σενάριο 1, το οποίο έχει συγκριτικά μικρή ανθεκτικότητα, και το σενάριο 4, το οποίο πάσχει από σχετικά μεγάλη ευαισθησία, λόγω της μικρής αποθηκευτικότητάς του. Τα παραπάνω φαίνονται στο Σχήμα 6.31.



Σχήμα 6.31 Ποσοστό κάλυψη αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΣΕ, ανά σενάριο, για το διάστημα ενός έτους.

7. Οικονομική ανάλυση

7.1 Οικονομικές έννοιες

Καταρχήν, το κεφάλαιο αναπαριστά οποιοδήποτε περιουσιακό στοιχείο, το οποίο εκφράζεται σε χρηματικές μονάδες και έχει τη δυνατότητα να παράγει άλλα αγαθά. Ο τόκος αντιπροσωπεύει την αποζημίωση, σε χρηματική μονάδα, η οποία πηγάζει από την αύξηση του κεφαλαίου κατά τη διάρκεια μιας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου και πρέπει δοθεί από τον οφειλέτη στον δανειστή. Το επιτόκιο είναι ο τόκος που αντιστοιχεί σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο εκφρασμένο σε χρηματική μονάδα.

Ως χρηματορροή ορίζεται η χρηματική ποσότητα που εισέρχεται ή εξέρχεται από μια οικονομική μονάδα, σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο στο τέλος της οποίας εμφανίζεται το μέγεθος και το πρόσημο της. Η θετική χρηματορροή αφορά τα έσοδα, ενώ η αρνητική τα έξοδα και η καθαρή χρηματορροή είναι η διαφορά των δύο.

Η ΚΠΑ ή Net Present Value NPV είναι ένα χρηματοοικονομικό μοντέλο που χρησιμοποιείται για να αξιολογήσει την κερδοφορία ενός επενδυτικού έργου ή μιας επιχειρηματικής πρότασης και υπολογίζεται με την Εξίσωση (7.1). Αυτό το επιτυγχάνει αναλύοντας τις μελλοντικές χρηματορροές μιας επένδυσης και λαμβάνοντας υπόψη την τιμή του χρήματος στο μέλλον, δηλαδή το γεγονός ότι μια μονάδα χρήματος που λαμβάνετε σήμερα είναι υψηλότερης αξίας από το ίδιο χρήμα το οποίο θα ληφθεί στο μέλλον, δεδομένης της ύπαρξης θετικού συντελεστή προεξόφλησης.

$$ΚΠΑ = \left[\sum_{\tau=1}^n \frac{KTP_{\tau}}{(1+\varepsilon)^{\tau}} \right] - E_0 \quad (7.1)$$

όπου,

KTP: η καθαρή ταμειακή ροή, δηλαδή η διαφορά εσόδων – εξόδων σε κάθε περίοδο

ε : το επιτόκιο προεξόφλησης

n : η διάρκεια ζωής του έργου

τ : η περίοδος προεξόφλησης

E_0 : η αρχική επένδυση

Ο Εσωτερικός Ρυθμός Επιστροφής (Internal Rate of Return - IRR) είναι ένας δείκτης ο οποίος χρησιμοποιείται για τη μέτρηση της απόδοσης μιας επένδυσης. Αντιπροσωπεύει το επιτόκιο στο οποίο η ΚΠΑ είναι ίση με μηδέν. Ο τρόπος υπολογισμού του IRR περιλαμβάνει τη λύση της Εξίσωσης (7.2).

$$ΚΠΑ = 0 = \left[\sum_{\tau=1}^n \frac{KTP_{\tau}}{(1+IRR)^{\tau}} \right] - E_0 \quad (7.2)$$

Από τη σύγκριση του IRR με το επιτόκιο προεξόφλησης αντλείται η βιωσιμότητα της επένδυσης. Δηλαδή, αν $IRR > \epsilon$ η απόδοση της είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο και συνεπώς προβλέπεται να αποφέρει κέρδος. Αν $IRR < \epsilon$ τότε αντίστοιχα το επιτόκιο είναι μεγαλύτερο της απόδοσης άρα η επένδυση προβλέπεται να οδηγήσει σε οικονομική ζημιά. Αν $IRR = \epsilon$ τότε η επένδυση είναι οριακή, δηλαδή προβλέπεται να μην αποφέρει κέρδη, αλλά ούτε και ζημιές.

Η απόσβεση (οικονομικός όρος) αναφέρεται στη μείωση της αξίας ενός περιουσιακού στοιχείου με την πάροδο του χρόνου. Αυτή η μείωση συνήθως οφείλεται στη φυσιολογική φθορά, χρήση ή περιορισμένη διάρκεια ζωής του στοιχείου και μπορεί να εφαρμόζεται σε διάφορα είδη περιουσιακών στοιχείων, όπως εξοπλισμός, ακίνητα, οχήματα και άλλα.

Ο τρόπος υπολογισμού της απόσβεσης μπορεί να διαφέρει ανάλογα με τον τύπο απόσβεσης ο οποίος χρησιμοποιείται, όπως γραμμική απόσβεση, απόσβεση με το μέθοδο του ετήσιου ποσοστού ή άλλες μεθόδους, οι οποίες καθορίζονται από τη λογιστική και τους οικονομικούς κανονισμούς.

Η μέθοδος υπολογισμού της γραμμικής απόσβεσης, γνωστή και ως μέθοδος της σταθερής αποσβέσεως απαιτεί τη γνώση του κόστους επένδυσης, του χρήσιμου χρόνου ζωής του έργου και την υπολειμματική του αξία στο πέρας αυτού. Υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τον ακόλουθο τύπο:

Απόσβεση = (Αρχική Αξία - Εκτιμώμενη Υπόλοιπη Αξία) / Εκτιμώμενη Διάρκεια Ζωής

Όπου η "Αρχική Αξία" αντιπροσωπεύει το κόστος επένδυσης, η "Εκτιμώμενη Υπόλοιπη Αξία" αντιπροσωπεύει την εκτιμώμενη αξία του στοιχείου στο πέρας της διάρκειας ζωής του, και η "Εκτιμώμενη Διάρκεια Ζωής" αντιπροσωπεύει τα χρόνια που αναμένεται να χρησιμοποιηθεί το περιουσιακό στοιχείο.

Η απόσβεση συνήθως περιλαμβάνεται στο μέρος του ισολογισμού που αφορά τα περιουσιακά στοιχεία της επιχείρησης, και πιο συγκεκριμένα στον τομέα των "Πάγιων Ενεργητικών" ή "Πάγιων Περιουσιακών Στοιχείων." Στον ισολογισμό, η απόσβεση αφαιρείται από την αρχική αξία του περιουσιακού στοιχείου, για να υπολογιστεί η καθαρή αξία του στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή.

Επίσης, η απόσβεση επηρεάζει το κέρδος της επιχείρησης και το φορολογικό όφελος, καθώς μειώνει το κέρδος προ φόρων της επιχείρησης ετησίως, μειώνοντας έτσι το φόρο επί του κέρδους τον οποίο οφείλει η επιχείρηση.

Μια ακόμα σημαντική οικονομική έννοια είναι η περίοδος απόσβεσης, η οποία ορίζεται ως το χρονικό διάστημα το οποίο χρειάζεται για να ανακτηθεί η αρχική επένδυση, η οποία έχει πραγματοποιηθεί σε ένα έργο. Κατά τη διάρκειά της, οι θετικές χρηματοροές, πλην του φόρου, χρησιμοποιούνται για την κάλυψη του επενδυτικού κεφαλαίου και των τόκων του

και ύστερα από αυτή μπορεί να γίνει απολαβή των κερδών του έργου. Όσο μικρότερη η περίοδος αυτή τόσο μικρότερο το ρίσκο για τον επενδυτή, γενικά μια περίοδος κάτω των 8 ετών είναι απαραίτητη για την ύπαρξη επενδυτικού ενδιαφέροντος.

Όπως συχνά γίνεται για τα τεχνικά έργα, μια επένδυση μεγάλου κόστους συνεπάγεται με συγχρηματοδότηση από άλλες πηγές πέραν του ίδιου κεφαλαίου του επενδυτή. Τυπικά τέτοιες πηγές είναι οι επιχορηγήσεις και τα δανειακά κεφάλαια τα οποία προσφέρουν τα τραπεζικά ιδρύματα. Για την κατανόηση των δανειακών κεφαλαίων είναι σημαντικό να αναλυθούν πρώτον η έννοια του τόκου και δεύτερον του χρεολυσίου.

Πρώτον, ο τόκος είναι το χρηματικό αντίτιμο το οποίο οφείλεται για τη χρήση του δανειακού κεφαλαίου. Δηλαδή είναι το κέρδος του δανειστή και το όφελος του δανειολήπτη το οποίο είναι συνάρτηση του κεφαλαίου που έχει δανειστεί, του επιτοκίου του και τη χρονική διάρκεια του δανείου. Μπορεί να είναι είτε σταθερός ανά πληρωμή ή μεταβαλλόμενος.

Δεύτερον, το χρεολύσιο είναι το ποσό το οποίο οφείλεται να επιστραφεί στον δανειστή μετά τη λήξη ενός δανείου ή της περιόδου πληρωμής. Είναι το άθροισμα του κεφαλαίου και των τόκων που έχουν συσσωρευτεί. Το χρεολύσιο μειώνεται όσο καλύπτονται τα τμήματα του δανείου κατά τη διάρκεια της περιόδου αποπληρωμής, καθώς είναι το γινόμενο του υπολειπόμενου κεφαλαίου και του επιτοκίου.

Συνδυαστικά η δόση, η οποία οφείλει ο δανειζόμενος στον δανειστή ανά κάποιο τακτό χρονικό διάστημα, συνήθως μήνα, προκύπτει από την Εξίσωση 7.3 και ονομάζεται τοκοχρεολυτική δόση.

$$T\Delta = \frac{\varepsilon (1+\varepsilon)^v}{(1+\varepsilon)^v - 1} K \quad (7.3)$$

όπου,

TΔ: τοκοχρεωλυτική δόση

ε: επιτόκιο δανεισμού

v: περίοδοι αποπληρωμής του δανείου (αριθμός δόσεων)

K: κεφάλαιο δανεισμού

7.2 Εκτίμηση κόστους κατασκευής και λειτουργίας του έργου

Στον Πίνακα 7.1 γίνεται εκτίμηση κόστους κατασκευής έργου, γενικώς τα κεφαλαιουχικά έξοδα (CAPEX), εκτιμώντας τις επιμέρους συνιστώσες του. Η εκτίμηση των επιμέρους συνιστωσών γίνεται βάσει των οικονομικών ερευνών (Viswanathan et al., 2022) του USDE για τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας και (Caldera and Breyer, 2017) για τη μονάδα αφαλάτωσης σε συνδυασμό με δεδομένα από το <https://windturbines-marketplace.com> για την εκτίμηση του κόστους των Α/Γ.

Αντίστοιχα, στον Πίνακα 7.2 γίνεται εκτίμηση των λειτουργικών εξόδων (OPEX) του έργου με βάσει την ίδια μεθοδολογία και πηγές, με την προσθήκη των ευρημάτων της NREL (2021) για τα OPEX των Α/Γ. Επίσης, αξίζει να αναφερθεί πως οι πηγές αυτές επιλέχθηκαν λόγω της ενδελεχούς συλλογής και επεξεργασίας πληθώρας δεδομένων προς την εύρεση αντιπροσωπευτικών CAPEX και OPEX των επιμέρους κομματιών των έργων. Γίνεται υπόθεση πως τα OPEX παραμένουν σταθερά καθόλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

Πίνακας 7.1 Εκτίμηση CAPEX του έργου σε χιλιάδες €.

| Περιγραφή CAPEX | Εκτίμηση ποσού (χιλιάδες €) | | | |
|---|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
| Δαπάνες Μελετών-Επιβλέψεων-Αδειοδοτήσεων | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Μονάδα αφαλάτωσης και συνοδά έργα | 2256 | 2256 | 2256 | 2256 |
| Μονάδα υδρογόνου | 5282 | - | 2641 | - |
| PEMFC | 4136 | - | 2068 | - |
| Δεξαμενές αποθήκευσης | 338 | - | 169 | - |
| Συμπιεστής | 123 | - | 62 | - |
| Αντιστροφέας | 210 | - | 105 | - |
| Ανορθωτής | 407 | - | 204 | - |
| C&C | 4.7 | - | 2 | - |
| Ενσωμάτωση στο ηλεκτρικό δίκτυο | 62 | - | 31 | - |
| Σύστημα αντλιοσταμείωσης | - | 8896 | 4448 | - |
| Ταμιευτήρες | - | 4854 | 2427 | - |
| Υδροστρόβιλος και αντλίες | - | 1743 | 871 | - |
| Ηλεκτρομηχανικός εξοπλισμός | - | 1097 | 548 | - |
| Έξοδα λόγω απρόβλεπτων δαπανών | - | 1200 | 600 | - |
| Σύστημα LIBs | - | - | - | 9983 |
| Συστοιχίες συσσωρευτών | - | - | - | 4240 |
| Ανορθωτής | - | - | - | 1046 |
| Ηλεκτρικός εξοπλισμός | - | - | - | 232 |
| C&C | - | - | - | 47 |
| Ενσωμάτωση συστημάτων | - | - | - | 1187 |
| EPC | - | - | - | 1442 |
| Κόστος ανάπτυξης του έργου | - | - | - | 1696 |
| Ενσωμάτωση στο ηλεκτρικό δίκτυο | - | - | - | 94 |
| Ανεμογεννήτριες | 20100 | 20100 | 20100 | 20100 |
| 10 X Α/Γ Enercon V85 2350 kW | 20000 | 20000 | 20000 | 20000 |
| Μεταφορά και εγκατάσταση | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Σύνολο χωρίς ΦΠΑ | 27738 | 31352 | 29545 | 32439 |
| ΦΠΑ (24%) | 6657 | 7525 | 7091 | 7785 |
| Σύνολο με ΦΠΑ | 34395 | 38877 | 36636 | 40225 |

Πίνακας 7.2 Εκτίμηση OPEX του έργου σε χιλιάδες €/έτος.

| Περιγραφή OPEX | Εκτίμηση δαπανών (χιλιάδες €/έτος) | | | |
|------------------------------------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
| Αμοιβή διοικητικού προσωπικού | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Μονάδα αφαλάτωσης και συνοδά έργα | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Χημικά και αντικατάσταση μεμβρανών | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Δαπάνες προσωπικού συντήρησης | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Μονάδα υδρογόνου | 72 | - | 72 | - |
| Σύστημα αντλιοσταμείουσης | - | 66 | 33 | - |
| Σύστημα συσσωρευτών Li-ion | - | - | - | 31 |
| Ανεμογεννήτριες | 884 | 884 | 884 | 884 |
| Σύνολο χωρίς ΦΠΑ | 1056 | 1049 | 1089 | 1015 |
| ΦΠΑ (24%) | 253 | 252 | 261 | 244 |
| Σύνολο με ΦΠΑ | 1309 | 1301 | 1350 | 1259 |

7.3 Αξιολόγηση επένδυσης

Για να επιτευχθεί η αξιολόγηση επένδυσης ορίζεται χρονικός ορίζοντας του έργου, για κάθε σενάριο, τα 25 έτη.

Για τον υπολογισμό της εξόφλησης του δανείου του έργου χρησιμοποιείται η μέθοδος των σταθερών τοκοχρεολυσίων, θεωρείται περίοδος αποπληρωμής $n = 10$ έτη, επιτόκιο δανεισμού $\epsilon = 6\%$. Για όλα τα σενάρια θεωρείται πως δίνεται επιχορήγηση κατά 10% του CAPEX, λήψη τραπεζικού δανείου κατά 60% και ίδια συμμετοχή 30%. Συνοπτικά τα στοιχεία επενδύσεως του κάθε σεναρίου παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.3 και τα αποτελέσματα αποπληρωμής του δανείου βασίζονται στον (7.3) και παρουσιάζονται στους Πίνακες 7.4 έως Πίνακας 7.7

Πίνακας 7.3 Στοιχεία επενδύσεως του κάθε σεναρίου.

| | Ποσοστό | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|-------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Σύνολο επένδυσης (χιλιάδες €) | 100% | 34395 | 38877 | 36636 | 40225 |
| Επιχορήγηση (χιλιάδες €) | 10% | 3439 | 3888 | 3664 | 4022 |
| Ιδία συμμετοχή (χιλιάδες €) | 30% | 10318 | 11663 | 10991 | 12067 |
| Τραπεζικό δάνειο (χιλιάδες €) | 60% | 20637 | 23326 | 21982 | 24135 |

Πίνακας 7.4 Στοιχεία αποπληρωμής του δανείου για το Σενάριο 1.

| Έτος | Τοκοχρεολύσιο (χιλιάδες €) | Χρεολύσιο (χιλιάδες €) | Τόκοι (χιλιάδες €) | Υπόλοιπο δανείου (χιλιάδες €) |
|------|----------------------------|------------------------|--------------------|-------------------------------|
| 0 | | | | 20637 |
| 1 | 2804 | 1566 | 1238 | 19071 |
| 2 | 2804 | 1660 | 1144 | 17412 |
| 3 | 2804 | 1759 | 1045 | 15652 |
| 4 | 2804 | 1865 | 939 | 13788 |
| 5 | 2804 | 1977 | 827 | 11811 |
| 6 | 2804 | 2095 | 709 | 9716 |
| 7 | 2804 | 2221 | 583 | 7495 |
| 8 | 2804 | 2354 | 450 | 5141 |
| 9 | 2804 | 2495 | 308 | 2645 |
| 10 | 2804 | 2645 | 159 | 0 |

Πίνακας 7.5 Στοιχεία αποπληρωμής του δανείου για το Σενάριο 2.

| Έτος | Τοκοχρεολύσιο (χιλιάδες €) | Χρεολύσιο (χιλιάδες €) | Τόκοι (χιλιάδες €) | Υπόλοιπο δανείου (χιλιάδες €) |
|------|----------------------------|------------------------|--------------------|-------------------------------|
| 0 | | | | 23326 |
| 1 | 3169 | 1770 | 1400 | 21556 |
| 2 | 3169 | 1876 | 1293 | 19680 |
| 3 | 3169 | 1988 | 1181 | 17692 |
| 4 | 3169 | 2108 | 1062 | 15584 |
| 5 | 3169 | 2234 | 935 | 13350 |
| 6 | 3169 | 2368 | 801 | 10982 |
| 7 | 3169 | 2510 | 659 | 8471 |
| 8 | 3169 | 2661 | 508 | 5811 |
| 9 | 3169 | 2821 | 349 | 2990 |
| 10 | 3169 | 2990 | 179 | 0 |

Πίνακας 7.6 Στοιχεία αποπληρωμής του δανείου για το Σενάριο 3.

| Έτος | Τοκοχρεολύσιο (χιλιάδες €) | Χρεολύσιο (χιλιάδες €) | Τόκοι (χιλιάδες €) | Υπόλοιπο δανείου (χιλιάδες €) |
|------|----------------------------|------------------------|--------------------|-------------------------------|
| 0 | | | | 21982 |
| 1 | 2987 | 1668 | 1319 | 20314 |
| 2 | 2987 | 1768 | 1219 | 18546 |
| 3 | 2987 | 1874 | 1113 | 16672 |
| 4 | 2987 | 1986 | 1000 | 14686 |

| Έτος | Τοκοχρεολύσιο (χιλιάδες €) | Χρεολύσιο (χιλιάδες €) | Τόκοι (χιλιάδες €) | Υπόλοιπο δανείου (χιλιάδες €) |
|------|----------------------------|------------------------|--------------------|-------------------------------|
| 5 | 2987 | 2105 | 881 | 12581 |
| 6 | 2987 | 2232 | 755 | 10349 |
| 7 | 2987 | 2366 | 621 | 7983 |
| 8 | 2987 | 2508 | 479 | 5476 |
| 9 | 2987 | 2658 | 329 | 2818 |
| 10 | 2987 | 2818 | 169 | 0 |

Πίνακας 7.7 Στοιχεία αποπληρωμής του δανείου για το Σενάριο 4.

| Έτος | Τοκοχρεολύσιο (χιλιάδες €) | Χρεολύσιο (χιλιάδες €) | Τόκοι (χιλιάδες €) | Υπόλοιπο δανείου (χιλιάδες €) |
|------|----------------------------|------------------------|--------------------|-------------------------------|
| 0 | | | | 24135 |
| 1 | 3279 | 1831 | 1448 | 22304 |
| 2 | 3279 | 1941 | 1338 | 20363 |
| 3 | 3279 | 2057 | 1222 | 18305 |
| 4 | 3279 | 2181 | 1098 | 16125 |
| 5 | 3279 | 2312 | 967 | 13813 |
| 6 | 3279 | 2450 | 829 | 11363 |
| 7 | 3279 | 2597 | 682 | 8765 |
| 8 | 3279 | 2753 | 526 | 6012 |
| 9 | 3279 | 2918 | 361 | 3094 |
| 10 | 3279 | 3094 | 186 | 0 |

Για τον υπολογισμό των διαγραμμάτων NPV – IRR θεωρείται επιτόκιο προεξόφλησης $\epsilon = 5\%$ σταθερή απόσβεση (1/25 της αρχικής αξίας ανά έτος), συντελεστής φορολογίας καθαρών κερδών ίσος με 29% και υπολειμματική αξία έργου ίση με 0 με την παραδοχή ότι μετά τα 25 έτη λειτουργίας μεταβιβάζεται στο κράτος. Επιπλέον, για τον υπολογισμό των ΚΤΡ ανά έτος προστίθενται τα έσοδα πώλησης δευτερεύουσας ηλεκτρικής ενέργειας και αφαιρούνται τα ΟΡΕΧ, τα έξοδα εισαγωγής ενέργειας, η οποία δε καλύφθηκε από το ΥΣΕ, η απόσβεση και το τοκοχρεολύσιο για τα 10 πρώτα έτη. Μερικά από τα στοιχεία αυτά παρατίθενται στον Πίνακα 7.8. Επίσης, γίνεται η υπόθεση πως η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σταθερή για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

Πίνακας 7.8 Οικονομικά στοιχεία όπου τα μη τονισμένα είναι σε ετήσια βάση.

| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|-------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Σύνολο επένδυσης | 34,394,946 € | 38,876,769 € | 36,635,858 € | 40,224,656 € |
| Ίδια συμμετοχή | 10,318,484 € | 11,663,031 € | 10,990,757 € | 12,067,397 € |
| ΟΡΕΧ | 1,309,027 € | 1,301,256 € | 1,349,823 € | 1,258,517 € |
| Απόσβεση (σταθερή) | 1,375,798 € | 1,555,071 € | 1,465,434 € | 1,608,986 € |
| Επιτόκιο προεξόφλησης | 5% | 5% | 5% | 5% |
| Τοκοχρεολύσιο | 2,803,903 € | 3,169,264 € | 2,986,584 € | 3,169,264 € |

Η τιμή του νερού στη Σαμοθράκη βρίσκεται γύρω στα 2 €/m³ για μέση κατανάλωση (βάσει των τιμών της Δ.Ε.Υ.Α. Κομοτηνής για το 2023) και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στα 131 €/MWh για τη χονδροεμπορική αγορά βάσει του μέσου όρου των δεδομένων της ΡΑΕ για την Ελληνική αγορά τους μήνες Ιανουάριος έως Ιούνιος του 2023 και στα 155 €/MWh για άμεση πώληση στους κατοίκους του νησιού (βάσει την τιμή πώλησης ενέργειας της ΔΕΗ για τους μήνες Ιούνιος έως Οκτώβριος του 2023). Σχετικά ποσοτικά στοιχεία για τις απαιτήσεις τους, καθώς στοιχεία οικονομικών αποδόσεων τους δίνονται στους Πίνακες 7.10 και 7.11.

Πρώτα όμως, πρέπει να αναφερθεί πως τα οικονομικά οφέλη πηγάζουν αποκλειστικά από την πώληση της δευτερεύουσας ενέργειας στον ΔΕΔΔΗΕ και όχι από την παροχή αφαλατωμένου νερού ή ενέργειας στους κατοίκους της Σαμοθράκης. Αυτό συμβαίνει, γιατί όπως προαναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 5, η κοινωνική αποδοχή του έργου είναι κρίσιμη για την αδειοδότησή του και επομένως η δωρεάν παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και νερού ύδρευσης αποσκοπεί στην εξασφάλιση της κοινωνικής άδειας λειτουργίας (SLO) (Stephens and Robinson, 2021). Τα ετήσια οικονομικά οφέλη για τους κατοίκους της νήσου παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.9, τα οποία δεν παρουσιάζουν σημαντική διαφορά ανά τα σενάρια, λόγω της σχεδόν ίδιας, δηλαδή πλήρους, κάλυψης των αναγκών και ανέρχονται γύρω στα 50,000,000 € για τη διάρκεια ζωής του έργου.

Πίνακας 7.9 Ετήσια οικονομικά οφέλη των κατοίκων της Σαμοθράκης.

| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Όφελος προς τη Σαμοθράκη (€/έτος) | 2,070,963 € | 2,076,675 € | €2,076,173 € | 2,072,178 € |

Πίνακας 7.10 Ποσοτικά στοιχεία ηλεκτρικής ενέργειας και νερού.

| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Αφαλατωμένο νερό (m ³ /έτος) | 368919 | 368919 | 368919 | 368919 |
| Ηλεκτρική ενέργεια πρωτεύουσα (MWh/έτος) | 8601 | 8638 | 8634 | 8609 |
| Ηλεκτρική ενέργεια δευτερεύουσα (MWh/έτος) | 93010 | 95961 | 95278 | 96619 |
| Έλλειψη ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα (MWh/έτος) | 54 | 17 | 20 | 46 |

Πίνακας 7.11 Οικονομικά στοιχεία ηλεκτρικής ενέργειας και νερού.

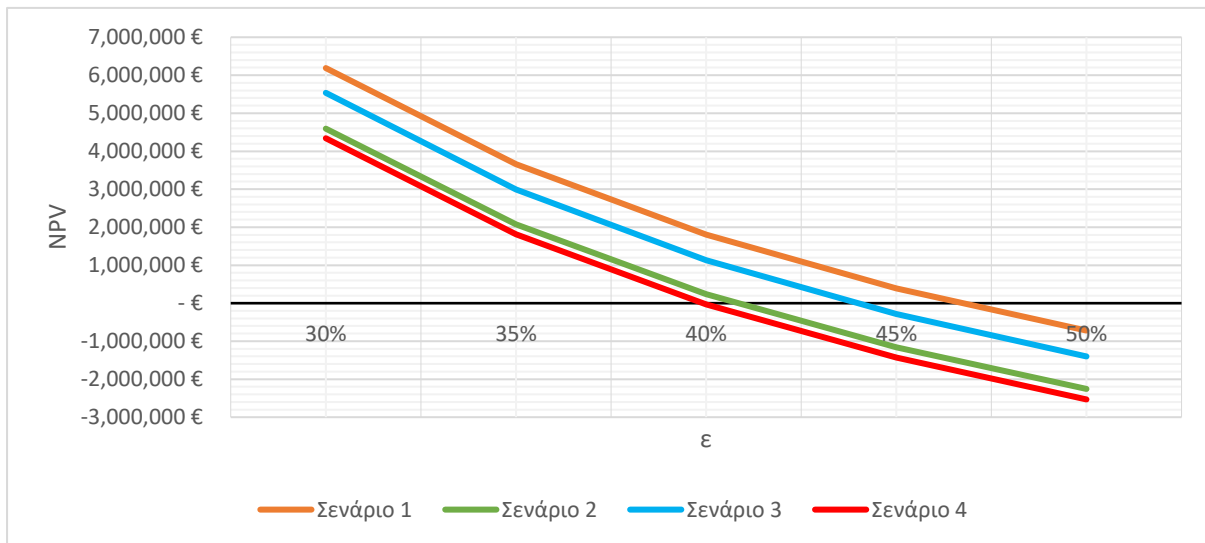
| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Αποδόσεις αφαλατωμένου νερού (€/έτος) | - | - | - | - |
| Αποδόσεις ηλεκτρικής ενέργειας (€/έτος) | 12,175,944 € | 12,568,206 € | 12,478,270 € | 12,649,948 € |

Άρα, εφαρμόζοντας την Εξίσωση 7.1 για E_0 = ίδια συμμετοχή και τα παραπάνω προκύπτει ο Πίνακας 7.12 με την εξέλιξη της NPV για τα 25 χρόνια του έργου και από αυτόν προκύπτει πως η έντοκη περίοδος αποπληρωμής (DPB), δηλαδή το χρονικό διάστημα στο οποίο $NPV = 0$, είναι 3 έτη για όλα τα σενάρια. Για διαφορετικές τιμές επιτοκίου προεξόφλησης φαίνονται οι NPV στο Σχήμα 7.1, από όπου μπορεί να υπολογιστεί γραφικά ο IRR εντοπίζοντας την τομή της NPV με τον οριζόντιο άξονα.

Πίνακας 7.12 NPV για τα 25 έτη του έργου για όλα τα σενάρια.

| Έτος | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | NPV | NPV | NPV | NPV |
| 1 | - 5,796,651 € | - 7,238,977 € | - 6,476,219 € | - 7,523,274 € |
| 2 | - 1,490,144 € | - 3,025,592 € | - 2,176,660 € | - 3,305,370 € |
| 3 | 2,611,291 € | 987,155 € | 1,918,159 € | 711,681 € |
| 4 | 6,517,420 € | 4,808,819 € | 5,817,987 € | 4,537,443 € |
| 5 | 10,237,543 € | 8,448,499 € | 9,532,109 € | 8,181,027 € |
| 6 | 13,780,517 € | 11,914,861 € | 13,069,367 € | 11,651,106 € |
| 7 | 17,154,778 € | 15,216,158 € | 16,438,185 € | 14,955,944 € |
| 8 | 20,368,360 € | 18,360,250 € | 19,646,583 € | 18,103,409 € |
| 9 | 23,428,914 € | 21,354,624 € | 22,702,200 € | 21,100,994 € |
| 10 | 26,343,728 € | 24,206,409 € | 25,612,311 € | 23,955,837 € |
| 11 | 30,854,828 € | 28,883,571 € | 30,231,977 € | 28,684,515 € |
| 12 | 35,151,113 € | 33,338,011 € | 34,631,660 € | 33,188,018 € |
| 13 | 39,242,814 € | 37,580,335 € | 38,821,834 € | 37,477,069 € |
| 14 | 43,139,671 € | 41,620,643 € | 42,812,475 € | 41,561,879 € |
| 15 | 46,850,964 € | 45,468,556 € | 46,613,086 € | 45,452,174 € |
| 16 | 50,385,529 € | 49,133,235 € | 50,232,716 € | 49,157,217 € |

| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|----|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 17 | 53,751,781 € | 52,623,406 € | 53,679,982 € | 52,685,830 € |
| 18 | 56,957,735 € | 55,947,377 € | 56,963,093 € | 56,046,413 € |
| 19 | 60,011,025 € | 59,113,065 € | 60,089,865 € | 59,246,969 € |
| 20 | 62,918,920 € | 62,128,005 € | 63,067,743 € | 62,295,117 € |
| 21 | 65,688,344 € | 64,999,377 € | 65,903,818 € | 65,198,115 € |
| 22 | 68,325,891 € | 67,734,017 € | 68,604,841 € | 67,962,876 € |
| 23 | 70,837,840 € | 70,338,436 € | 71,177,244 € | 70,595,981 € |
| 24 | 73,230,173 € | 72,818,835 € | 73,627,152 € | 73,103,700 € |
| 25 | 75,508,585 € | 75,181,119 € | 75,960,398 € | 75,492,003 € |

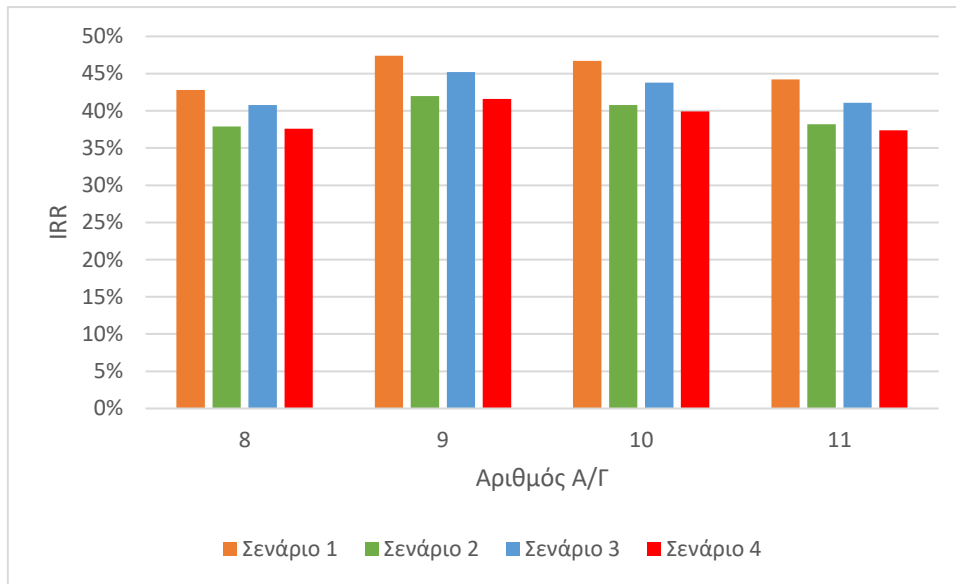


Σχήμα 7.1 NPV 25 ετών για διαφορετικά επιτόκια προεξόφλησης.

Υπολογίστηκαν τα IRR τα οποία έχει το έργο για διαφορετικά πλήθη Α/Γ και παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.2 και Πίνακα 7.13. Παρόλο που για 9 Α/Γ επιτυγχάνεται ο μέγιστος IRR, επιλέχθηκαν 10 Α/Γ, λόγω της αυξημένης NPV την οποία προσδίδουν στο έργο, καθώς και λόγω της αυξημένης αξιοπιστίας την οποία προβλέπεται να αποδώσουν.

Πίνακας 7.13 IRR του κάθε σεναρίου για διάφορα πλήθη Α/Γ.

| | Σενάριο 1 | Σενάριο 2 | Σενάριο 3 | Σενάριο 4 |
|--------------------|------------|------------|------------|------------|
| Αριθμός Α/Γ | IRR | IRR | IRR | IRR |
| 8 | 42.8% | 37.9% | 40.8% | 37.6% |
| 9 | 47.4% | 42.0% | 45.2% | 41.6% |
| 10 | 46.7% | 40.8% | 43.8% | 39.9% |
| 11 | 44.2% | 38.2% | 41.1% | 37.4% |



Σχήμα 7.2 IRR του κάθε σεναρίου για διάφορα πλήθη Α/Γ.

Βάσει των παραπάνω και ειδικά των IRR των σεναρίων, αναδεικνύεται πως η πιο οικονομικά συμφέρουσα επένδυση είναι αυτή του σεναρίου 1, γεγονός που οφείλεται στη μικρότερη κεφαλαιακή και λειτουργική δαπάνη που απαιτεί η εφαρμογή του παρά τα σχεδόν ίδια κέρδη μιας και αυτά οφείλονται κυρίως στην πώληση της ενέργειας των Α/Γ. Η κεφαλαιακή και λειτουργική δαπάνη οφείλεται στις εκτεταμένες δαπάνες που απαιτούνται για το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. *Αναλυτικότερα, υπολογίστηκε πως η συνεισφορά του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας στο έργο είναι οικονομικά ασύμφορη για την παρούσα διαστασιολόγηση των σεναρίων και για την ακρίβεια, η NPV του έργου αυξάνεται μόνο για μικρής κλίμακας έργα αποθήκευσης, λαμβάνοντας βέβαια υπόψη και την απώλεια των οφελών των κατοίκων της Σαμοθράκης.*

Αυτό συμβαίνει καθώς για την επίτευξη της ενεργειακής αυτονομίας της νήσου απαιτείται ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας διαστασιολογημένο έτσι ώστε να μπορεί να ανταπεξέλθει σε μερικές από τις δυσμενέστερες ενεργειακές συνθήκες. Βέβαια, αφού τα τόσο δυσμενή ενεργειακά συμβάντα αποτελούν μόνο ένα μικρό τμήμα του χρόνου, αυτό πρακτικά σημαίνει πως για τον περισσότερο χρόνο το έργο είναι υπερδιαστασιολογημένο και συνεπώς σχετικά οικονομικά ασύμφορο. Κάτι το οποίο προκύπτει από το καθεστώς λειτουργίας αυτού του συστήματος, δηλαδή το ότι είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο και επομένως, για τα μέγιστα οικονομικά οφέλη, στόχος του δεν είναι η πλήρης ενεργειακή κάλυψη, αλλά η ελαχιστοποίηση του κανονικοποιημένου κόστους ενέργειας (LCOE), όπως αναλύεται και σε δημοσιεύσεις σαν αυτή των Ceylan and Devrim (2023).

Εντέλει, επιλέχθηκε η χρήση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας για την παροχή μιας ενεργειακής λύσης για τη Σαμοθράκη, η οποία εξασφαλίζει την αυτονομία της ακόμα και στην περίπτωση διακοπής της εξωτερικής διασύνδεσης, όπως συνέβη και το καλοκαίρι του 2023. Επιπροσθέτως, προσφέρει την ευκαιρία ένα ΥΣΕ να μελετηθεί πρακτικά σε συνθήκες απομόνωσης, αλλά και συνεργασίας του με το ευρύτερο ενεργειακό δίκτυο, αναλόγως το καθεστώς λειτουργίας του. Ενδεχομένως να συμβάλλει και στη μείωση των εκπομπών των

αερίων του θερμοκηπίου, μέσω της καλύτερης αξιοποίησης ενέργειας, αυτό ωστόσο μπορεί να διαπιστωθεί με μια ανάλυση κύκλου ζωής, η οποία συγκρίνει τα εν λόγω σενάρια.

8. Συμπεράσματα – Περαιτέρω έρευνα

8.1 Σύνοψη και συμπεράσματα

Αντικείμενο αυτής της Διπλωματικής Εργασίας είναι η ανάπτυξη και μελέτη ενός ΥΣΕ ΑΠΕ για την κάλυψη αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας και ύδρευσης στη νήσο Σαμοθράκη. Αρχικά, αναλύονται βιβλιογραφικά οι προαπαιτούμενες γνώσεις για την εξοικείωση με τα ΥΣΕ και των επιμέρους υποσυστημάτων τους, καθώς και την αφαλάτωση, αλλά και τη μεταξύ τους συνεργασία, όπως επίσης και τα πλαίσια ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής που τα περιβάλλουν. Ειδικότερα, αναλύονται μερικές μορφές ΑΠΕ, ιδίως των Α/Γ και της Υ/Η συστημάτων ενέργειας, και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, όπως η αντλησιοταμίευση, οι PEMFC και οι LIBs.

Βάσει των παραπάνω γνώσεων μοντελοποιείται σύστημα για την κάλυψη των εν λόγω αναγκών της νήσου. Πιο συγκεκριμένα, το σύστημα αποτελείται από 10 Α/Γ συνολικής ονομαστικής ισχύος 23.5 MW, ένα σύστημα αφαλάτωσης RO με μονάδα δυναμικότητας 2400 m³/ημέρα και εξετάζονται 4 διαφορετικά σενάρια συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Στο 1^ο σενάριο περιλαμβάνει ένα σύστημα υδρογόνου, το 2^ο ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, το 3^ο συνδυασμό των δυο προηγούμενων και το 4^ο ένα σύστημα LIBs.

Τα πορίσματα της βιβλιογραφικής ανάλυσης συνοψίζονται παρακάτω:

- (α) Το πρόβλημα το οποίο παρουσιάζει η κλιματική κρίση απαιτεί ταχεία και αποφασιστική δράση από τον ενεργειακό τομέα για το μετριασμό του. Μέσω στόχων, πολιτικής και κανονισμών έχουν θεσπιστεί οι βασικές οδηγίες για την αντιμετώπιση του προβλήματος, δηλαδή για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Παράλληλα, διαπιστώθηκε πως η εκτέλεση των ανωτέρω οδηγιών έχει το επιπλέον πλεονέκτημα της ενεργειακής ανεξαρτητοποίησης της χώρας.
- (β) Τα μέσα αντιμετώπισης των αυξανόμενων εκπομπών πρωταρχικά είναι οι ΑΠΕ, εκ των οποίων, αναλόγως του τύπου, των συνθηκών και περιορισμών τους, κάποιες υπερέχουν. Στην περίπτωση της Σαμοθράκης και του εξαιρετικού αιολικού της δυναμικού αδιαμφισβήτητα πλεονεκτούν οι Α/Γ.
- (γ) Ομοίως με τις ΑΠΕ, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας ενδείκνυνται για τη μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου και η επιλογή του καταλληλότερου συστήματος κρίνεται σύμφωνα με τις συνθήκες και τους περιορισμούς του έργου. Ταυτόχρονα, τα συστήματα αυτά σε συνεργασία με τις ΑΠΕ δημιουργούν τα ΥΣΕ και λύνουν το πρόβλημα της στοχαστικότητας της παραγωγής ισχύος τους, έχοντας και τη δυνατότητα να βελτιώσουν τους δείκτες απόδοσης του συστήματος.
- (δ) Για κάθε τεχνολογία συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, για τις περισσότερες περιπτώσεις, τη βέλτιστη συνεργασία με Α/Γ βρέθηκε να έχουν οι εξής τεχνολογίες. Αρχικά, για το σύστημα H₂ τα PEMFC, λόγω της μεγάλης αποδοτικότητας και καλύτερης διαχείρισης των έντονα μεταβλητών φορτίων των Α/Γ. Έπειτα, για το σύστημα συσσωρευτών οι LIBs, λόγω του συνεχώς αυξανόμενου όγκου περιορισμένης χρησιμότητάς τους από τον τομέα μεταφορών. Τέλος, για το σύστημα

αντλησιοταμίευσης διαπιστώθηκε πως δεν υπάρχει κυρίαρχη λύση τεχνολογίας και εξαρτάται πλήρως από τη μορφολογία του τόπου.

- (ε) Η αφαλάτωση αποτελεί μια ολοένα και πιο διαδεδομένη τεχνολογία για την αντιμετώπιση της λειψυδρίας, η οποία επίσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε συνδυασμό με ΥΣΕ για την καλύτερη διαχείριση της περίσσειας ενέργειας. Όσον αφορά τη συνεργασία με Α/Γ, η αφαλάτωση με τη μέθοδο RO αποτελεί τη βέλτιστη λύση, λόγω της υψηλής απόδοσής της.

Τα σημαντικότερα συμπεράσματα από την ανάλυση των αποτελεσμάτων του μοντέλου του έργου συνοψίζονται παρακάτω:

- (α) Η ανάπτυξη αιολικού πάρκου στη Σαμοθράκη προβλέπεται να είναι ιδιαίτερα κερδοφόρα, λόγω του ισχυρού αιολικού δυναμικού του τόπου, σε συνδυασμό με την υφιστάμενη διασύνδεσή του με το ηπειρωτικό δίκτυο.
- (β) Το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο προτείνεται, εξαρτάται από τους στόχους επίδοσης οι οποίοι επιζητούνται. Στην περίπτωση της μέγιστης εξασφαλισμένης παροχής ενέργειας για σταθερό οικονομικό όφελος η λύση της αντλησιοταμίευσης φαίνεται να πλεονεκτεί στη Σαμοθράκη, λόγω της μεγάλης της αποδοτικότητας σε συνδυασμό με την υψηλή της χωρητικότητα για αντίστοιχο κόστος σε σύγκριση με άλλες μεθόδους. Η υπεροχή της οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην εκμετάλλευση της έντονης μορφολογίας της νήσου.
- (γ) Για την επίτευξη της μέγιστης κερδοφορίας το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας καλείται να είναι πολύ μικρότερο από αυτό το οποίο απαιτείται για την πλήρη αυτονομία της νήσου.
- (δ) Η χρήση ενός συστήματος RO για την εξασφάλιση νερού ύδρευσης καταναλώνει μόνο το 1.8% της παραγόμενης ενέργειας των Α/Γ και βοηθά στη μεγαλύτερη αξιοποίηση της καταναλώνοντας, κατά περίπτωση, ειδήλλως περίσσεια ενέργεια.
- (ε) Η αποδοτικότητα μετ' επιστροφής του μέσου αποθήκευσης ενέργειας αποτελεί σημαντικότατο παράμετρο για την εύρυθμή του λειτουργία καθώς το σύστημα LIBs, παρά τη μισή του χωρητικότητα σε σχέση με τα υπόλοιπα συστήματα, επιτυγχάνει υψηλότερη αξιοπιστία σε σχέση με τη μονάδα H₂ και δικαιολογεί το υψηλότερο κόστος του ανά MWh σε σύγκριση με τα άλλα. Βέβαια, αυτό δεν σημαίνει πως για τα ίδια χρήματα μπορεί να είναι εξίσου αποδοτικό, καθώς η μεγαλύτερη ενεργειακή χωρητικότητα σημαίνει πως περισσότερη περίσσεια ενέργεια συλλέγεται παρόλο που ποσοστιαία περισσότερη χάνεται στις ανταποδοτικότητες του συστήματος.
- (στ) Η επιλογή του μέσου αποθήκευσης ενέργειας δεν είναι καθοριστική στην οικονομική απόδοση του έργου λόγω της σχετικά μικρής του επιρροής με αυτήν των Α/Γ
- (ζ) Παρά τις μεγαλύτερες ενεργειακές απαιτήσεις ανά κάτοικο τους χειμερινούς μήνες, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στη Σαμοθράκη παρατηρεί μεγάλη αύξηση τους θερινούς μήνες, λόγω της απότομης αύξησης του εξυπηρετούμενου πληθυσμού από τον τουρισμό.

8.2 Μελλοντική έρευνα

Μετά την εξέταση και τη διερεύνηση των σύνθετων ζητημάτων αυτής της διατριβής, προέκυψαν διάφοροι προβληματισμοί και αντίστοιχες προτάσεις για μελλοντική έρευνα, οι οποίες θα μπορούσαν να την εμπιθύνουν. Οι προτάσεις αφορούν τη μεθοδολογία, τα δεδομένα κ.λπ. Οι προτάσεις αυτές αναλύονται παρακάτω:

- (α) Εφαρμογή της μεθοδολογίας και σε άλλες περιοχές της Ελλάδας, διασυνδεδεμένες ή μη.
- (β) Τα δεδομένα εισόδου είναι ένας κρίσιμος παράγοντας, ο οποίος μπορεί να προκαλέσει αβεβαιότητα στα αποτελέσματα του μοντέλου. Επομένως, η απόκτηση εκτενέστερων και σθεναρότερων δεδομένων μπορεί να βελτιώσει την ακρίβεια και την ορθότητα της έρευνας. Ειδικά, ένα στοχαστικό μοντέλο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για τη δημιουργία συνθετικών χρονοσειρών. Ωστόσο μια επαρκής συνθετική χρονοσειρά δεν ήταν επιτυχής με υφιστάμενα δεδομένα, λόγω της έλλειψης κατάλληλων δεδομένων "εκπαίδευσης" για το μοντέλο. Τα ωριαία, αντί για τριωριαία, δεδομένα που καλύπτουν 10 έτη είναι πιθανό να ικανοποιήσουν την παραγωγή ενός επιτυχημένου στοχαστικού μοντέλου.
- (γ) Εκτίμηση της μελλοντικής εξέλιξης των δεδομένων παραμέτρων του μοντέλου, όπως οι ανάγκες της νήσου σε νερό και ηλεκτρισμό, καθώς και οικονομικές παραμέτρους σαν την τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού.
- (δ) Εξερεύνηση άλλων μεθόδων διαστασιολόγησης, ειδικά με τη μέθοδο HOMER, για την πολυπαραμετρική βελτιστοποίηση του προβλήματος με έμφαση στο κανονικοποιημένο κόστος ενέργειας (Bahramara et al., 2016).
- (ε) Διερεύνηση εναλλακτικών μεθόδων διαχείρισης της παραγόμενης ενέργειας των Α/Γ. Όπως για παράδειγμα με την αποκλειστική παραγωγή αφαλατωμένου νερού από περίσσεια ενέργεια του συστήματος ή/και ενός καθεστώτος το οποίο βελτιστοποιεί άλλους δείκτες επίδοσης σαν την κερδοφορία ή την επάρκεια εφοδιασμού ισχύος του ευρύτερου συστήματος του ΔΕΔΔΗΕ αντί για της Σαμοθράκης.
- (στ) Αξιοποίηση του παραγόμενου O_2 από τη χρήση του συστήματος H_2 , το οποίο στην παρούσα εργασία εκλύεται στην ατμόσφαιρα. Με την προσθήκη δεξαμενών για την αποθήκευση και μεταφορά του μπορεί να καλύψει τις ανάγκες γειτονικών υγειονομικών δομών παράγοντας επιπλέον κέρδη για το έργο. Αντίστοιχα μπορεί να παραχθεί και επιπλέον ώστε να πωληθεί H_2 για αυτοκινητιστική χρήση.
- (ζ) Ενδεχόμενη αξιοποίηση του υφιστάμενου ταμιευτήρα του Ξηροποτάμου ως έργο πολλαπλού σκοπού για την αποθήκευση και ενέργειας και νερού διαφόρων πηγών.
- (η) Μελέτη συνδυαστικής χρήσης πολλαπλών ΑΠΕ για την παραγωγή ενέργειας.

9. Βιβλιογραφικές αναφορές

Αναγνωστοπούλου, Μ., και Δ. Μπούσμπουρας, 2008, ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΑ ΠΟΥΛΙΑ, Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρία.

Βουβαλίδης, Κ., Γ. Συρίδης, και Κ. Αλμπανάκης, 2005, ΟΙ ΓΕΩΜΟΡΦΟΛΟΓΙΚΕΣ ΕΡΕΥΝΕΣ ΣΤΗ ΝΗΣΟ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗ. Η ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΥΔΡΟΓΡΑΦΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ, Ελληνική Γεωλογική Εταιρία, Θεσσαλονίκη.

ΔΑΠΕΕΠ (Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης), 2022 (<https://www.dapeep.gr/viosimi-anaptixi/energeiako-meigma/>).

Δήμος Σαμοθράκης, 2021, ΠΡΟΚΑΤΑΡΚΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΓΕΩΛΟΓΙΚΗΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΔΗΜΟΥ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗΣ.

Δήμος Σαμοθράκης, 2021, ΤΟΠΙΚΟ ΠΟΛΕΟΔΟΜΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ (Τ.Π.Σ.) ΔΗΜΟΥ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗΣ.

ΕΛΕΤΑΕΝ (Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας), 2023 (<https://eletaen.gr/hwea-wind-statistics/>).

ΕΛΣΤΑΤ (Ελληνική Στατιστική Αρχή), <https://www.statistics.gr>.

Καλδέλλης, 2005, *Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας*, Ελλάδα, εκδόσεις ΣΤΑΜΑΤΟΥΛΗΣ.

ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας), 2003, *METHODS OF FINANCING RENEWABLE ENERGY INVESTMENTS IN GREECE* (http://www.cres.gr/kape/pdf/download/F_RES.pdf).

Καρταλίδης, Α., 2017, *Αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την κάλυψη υδατικών και ενεργειακών αναγκών*, Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ, Σχολή Χημικών Μηχανικών.

Κουτσογιάννης, Δ., και Α. Ευστρατιάδης, 2015, *Σημειώσεις Αστικών Υδραυλικών Έργων – Υδρευτικά Έργα*, ΕΜΠ.

Κρικιγιάννη, Ε., και Β. Σαλονικίδου, 2013, *ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΩΝ ΠΡΟΩΘΗΣΗΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΩΝ ΜΟΡΦΩΝ ΤΟΥΡΙΣΜΟΥ ΜΕ ΠΑΡΑΛΛΗΛΗ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΦΥΣΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΩΣ ΠΑΡΑΓΟΝΤΑ ΒΙΩΣΙΜΗΣ ΤΟΠΙΚΗΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΨΥΧΗΣ: Η*

ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΣΑΜΟΘΡΑΚΗΣ, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Μηχανικών Χωροταξίας Πολεοδομίας και περιφερειακής ανάπτυξης.

Μακρόπουλος, Χ., Α. Ευστρατιάδης και Π. Κοσιέρης, 2019, *Σημειώσεις Υδραυλικής και Υδραυλικών Έργων: Υδρεύσεις*, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος - Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.

Μαμάσης, Ν., και Α. Ευστρατιάδης, 2018 *Σημειώσεις μαθήματος: Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία*, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος – Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.

Μαμάσης, Ν., Α. Ευστρατιάδης και Δ. Κουτσογιάννης, 2018, *Ανανεώσιμη Ενέργεια και Υδροηλεκτρικά Έργα*, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος - Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (http://users.ntua.gr/dkoutso/courses/ape/slides/HW_REN18_EIS.pdf).

Μουτάφης, Π., 2008 *Κάλυψη της ζήτησης ενέργειας και νερού με αιολική ενέργεια και αφαλάτωση στη νήσο Σίκινο*, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Αθήνα.

ΞΕΕ (Ξενοδοχειακό Επιμελητήριο Ελλάδος), 2022.

Ορφανίδου, Ο., 2022, Σαμοθράκη: Ικανοποίηση φορέων για την εξέλιξη που ακυρώνει την άδεια αιολικών στο ΣΑΟΣ, *EPT NEWS*.

ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας), 2021,

(<https://www.rae.gr/statistika/#:~:text=%CE%95%CE%BD%CE%B5%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1%CE%BA%CF%8C%20%CE%99%CF%83%CE%BF%CE%B6%CF%8D%CE%B3%CE%B9%CE%BF%202020,%25%20%CF%85%CE%B4%CF%81%CE%BF%CE%B7%CE%BB%CE%B5%CE%BA%CF%84%CF%81%CE%B9%CE%BA%CE%AC%20%CE%BA%CE%B1%CE%B9%2018%25%20%CE%B5%CE%B9%CF%83%CE%B1%CE%B3%CF%89%CE%B3%CE%AD%CF%82>).

Σιδηρόπουλος, Π., 2019, *Καταναλώσεις*, Εργαστήριο Υδρολογίας και Ανάλυσης Υδατικών Συστημάτων - Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών Π.Θ. (<http://archive.eclass.uth.gr/eclass/modules/document/file.php/MHXC201/%CE%A0%CE%B1%CF%81%CE%BF%CF%85%CF%83%CE%B9%CE%AC%CF%83%CE%B5%CE%B9%CF%82%20%CE%9C%CE%B1%CE%B8%CE%AE%CE%BC%CE%B1%CF%84%CE%BF%CF%82/Lesson%203.pdf>).

Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ), 2022, “Μια “ακτινογραφία” της ελληνικής αγοράς φωτοβολταϊκών.

ΤΕΕ (Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας, 2008, 1^ο ΠΕΝΑΛΛΗΝΙΟ ΣΥΝΕΔΡΙΟ ΜΕΓΑΛΩΝ ΦΡΑΓΜΑΤΩΝ.

Υπουργείο Ενέργειας (ΥΠΕΝ), 2021, *Μελέτη 1:Εκπόνηση ΕΠΜ και ΣΔ για τις περιοχές Natura 2000 της Περιφέρειας Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης* (https://ypen.gov.gr/diavouleusi/wp-content/uploads/2021/11/EPM1a_Proxedio_Xartis_zonon_Samothraki.pdf).

Efstratiadis, A., N. Mamassis and D. Koutsoyiannis, 2020, *Lecture notes on Renewable Energy and Hydroelectric Works*, Department of Water Resources and Environmental Engineering, National Technical University of Athens.

Ahmadi, I., M. Fowler, S. B. Young, R. A. Fraser, B. Gaffney and S.B. Walker, 2014, Energy efficiency of Li-ion battery packs re-used in stationary power applications, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8.

Angelakis, A.N., M. Valipour, K-H. Choo, A.T. Ahmed, A. Baba, R. Kumar, G.S. Toor and Z. Wang, 2021, Desalination: From Ancient to Present and Future. *Water.*; 13 (16), (<https://doi.org/10.3390/w13162222>).

Bahramara, S., M. P. Moghaddam and M. R. Haghifam, 2016, Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 609-620.

Ceylan, C., and Y. Devrim, 2023, Green hydrogen based off-grid and on-grid hybrid energy systems, *International Journal of Hydrogen Energy*.

Didane, D. H., A. Ab Wahab, S. Shamsudin and N. S. Rosly, 2016, Wind as a sustainable alternative energy source in Malaysia-a review, *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 11 (10), 6442-6449.

Eke, J., A. Yusuf, A. Giwa and A. Sodiq, 2020, The global status of desalination: An assessment of current desalination technologies, plants and capacity. *Desalination*, 495, (<https://doi.org/10.1016/J.DESAL.2020.114633>).

- Elberry, A. M., J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio and M. Larimi, 2021, Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems, *International Journal of Hydrogen Energy*, 46 (29), 15671–15690 (<https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2021.02.080>).
- European Commission (Ευρωπαϊκή Επιτροπή), 2018, *ROADMAP ON STATIONARY APPLICATIONS FOR BATTERIES*.
- European Commission (Ευρωπαϊκή Επιτροπή), 2020, Questions and answers: A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe, (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_1257).
- European Commission (Ευρωπαϊκή Επιτροπή), *Hydropower*, 2018, (https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/hydropower_en).
- Eurostat, 2021 (https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_ind_ren).
- Gaines, L., K. Richa and J. Spangenberg, 2018, Key issues for Li-ion battery recycling, *MRS Energy & Sustainability*, 5.
- Hydrogen*, Royal Society of Chemistry, (<https://www.rsc.org/periodic-table/element/1/hydrogen>).
- IEA (International Energy Agency), *Hydrogen production and storage*, 2006.
- IRENA (International Renewable Energy Agency), *HYDROGEN FROM RENEWABLE POWER TECHNOLOGY OUTLOOK FOR THE ENERGY TRANSITION*, 2018(https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2018/sep/irena_hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf).
- Jensen, J. O., A. P. Vestbø, Q. Li and N. J. Bjerrum, 2007, The energy efficiency of onboard hydrogen storage, *Journal of Alloys and Compounds*, (446–447), 723–728 (<https://doi.org/10.1016/J.JALLCOM.2007.04.051>).
- Mekhilef, S., R. Saidur and A. Safari, 2012, Comparative study of different fuel cell technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (1), 981–989. (<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.09.020>)

Mourmouris, C., C. Potolias and J. G. Fantidis, 2012, *Evaluation of Renewable Energy Sources Exploitation at Remote Regions, using Computing Model and Multi-Criteria Analysis: A Case-Study in Samothrace, Greece*. J.

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021, *2021 Cost of Wind Energy Review*.

Nedjalkov, A., J. Meyer, H. Göken, M. V. Reimer and W. Schade, 2019, Blueprint and Implementation of Rural Stand-Alone Power Grids with Second-Life Lithium Ion Vehicle Traction Battery Systems for Resilient Energy Supply of Tropical or Remote Regions, *Environmentally Friendly Renewable Materials*, 2019, 12 (16) (<https://doi.org/10.3390/ma12162642>).

OEERE (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy), 2022, *Wind Turbines: the Bigger, the Better* (<https://www.energy.gov/eere/articles/wind-turbines-bigger-better>).

Ozbilen, A., I. Dincer and M. A. Rosen, 2013, Comparative environmental impact and efficiency assessment of selected hydrogen production methods. *Environmental Impact Assessment Review*, (42), 1–9 (<https://doi.org/10.1016/j.eiar.2013.03.003>).

Qingyin, D., L. Shuang, L. Jinhui, C. K. Hyung, S. Wei and T. J. Wallington, 2023, Cost, energy, and carbon footprint benefits of second-life electric vehicle battery use, *iScience*, 26.

Redondo-Iglesias, E., P. Venet and S. Pelissier, 2018, Efficiency Degradation Model of Lithiumion Batteries for Electric Vehicles, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55 (2).

Skoulikidis, N., A. Lampou and G. Katopodis, 2019, *Water Metabolism and Water Management in Samothraki Island Final Report Surface and ground water quantities, water abstraction, water demand and a Preliminary water resources management plan*, Attika, hcmr (ΕΛΚΕΘΕ) (<http://samothraki-observatory.hcmr.gr/wp-content/uploads/2019/11/SamoMAB-Report.pdf>).

Stephens, S., and B.M. K. Robinson, 2021, The social license to operate in the onshore wind energy industry: A comparative case study of Scotland and South Africa, *Energy Policy*, 148.

Sustainable Samothraki, <http://sustainable-samothraki.net/el/unesco-biosphere-reserve/what-are-biosphere-reserves/>).

Tianmei, C., Y. Jin, H. Lv, A. Yang, M. Liu, B. Chen, X. Ying and C. Qiang, 2020, *Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems*, Tianjin University 26, 208–217.

USDE (U. S. Department of Energy), *Alternative fuels datacentre*(https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_production.html#:~:text=Hydrogen%0can%20be%20produced%20from, costs%20associated%20with%20hydrogen%20production).

USGS (U. S. Geological Survey), 2019, *Where is Earth's Water?*, (<https://www.usgs.gov/special-topics/water-science-school/science/where-earths-water#overview>).

Van den Bossche, P., F. Vergels, J. Van Mierlo, J. Matheys and W. Van Autenboer, 2006, SUBAT: An assessment of sustainable battery technology, *Journal of power sources*, 162(2).

Viswanathan, V., K. Mongird, R. Franks, X. Li and V. Sprenkle, 2022, Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment, *Pacific Northwest National Laboratory*.

Xiayue, F., L. Bin, L. Jie, D. Jia, H. Xiaopeng, D. Yida, L. Xiaojun, X. Ying, C. Bing, H. Wenbin and Z. Cheng, 2020, *Battery Technologies for Grid-Level Large-Scale Electrical Energy Storage*, Tianjin University, 26, 92–103.

Yukesh Kannah, R., S. Kavitha, S. Preethi, O. Parthiba Karthikeyan, G. Kumar, N. V. Dai-Viet, and Rajesh Banu, J., 2021. Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review. *Bioresource Technology*, 319, (<https://doi.org/10.1016/J.BIORTECH.2020.124175>).

Zohuri, B., *Hybrid Renewable Energy Systems*. In: *Hybrid Energy Systems*, 1-38, Springer, Cham, 2018.