



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ
ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ (Δ.Π.Μ.Σ.)

«ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ»

2^η ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΗ

«ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΟΡΕΙΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ»

Μεταπτυχιακή Εργασία

ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΠΕ ΓΙΑ
ΤΗΝ ΚΑΛΥΨΗ ΥΔΡΕΥΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ
ΣΤΗ ΣΕΡΙΦΟ

Λαγαρός Χρήστος

Επιβλέπων: Μπαλτάς Ευάγγελος

Μέλη: Καλιαμπάκος Δημήτριος, Κολοκούσης Πωλ

Μεταπτυχιακό
πρόγραμμα
«Περιβάλλον και
Ανάπτυξη ορεινών
περιοχών»

Αθήνα, Φεβρουάριος 2024

Πρόλογος

Η παρούσα Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία εκπονήθηκε στο πλαίσιο του Διατμηματικού Προγράμματος Μεταπτυχιακών Σπουδών «Περιβάλλον και Ανάπτυξη Ορεινών Περιοχών» του οποίου συντονίζουσα είναι η Σχολή Αγρονόμων και Τοπογράφων του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ) και υπό την αιγίδα του Τμήματος Υδατικών Πόρων επίσης του ΕΜΠ. Η περιοχή μελέτης της εργασίας μπορεί να φαίνεται εντελώς αντίθετη με την ορεινή ενασχόληση του μεταπτυχιακού, εστιάζει όμως στην εκμετάλλευση του ορεινού όγκου της Σερίφου για την εγκατάσταση συστήματος αντλησιοταμίευσης, μιας ενεργειακής τεχνολογίας αιχμής, που θα εξηγηθεί και παρακάτω. Αν μη τι άλλο ως μηχανικός με κλίση προς τον ενεργειακό τομέα, ήταν για μένα μία μοναδική ευκαιρία να σμιλεύσω τις γνώσεις μου γύρω από την συγκεκριμένη τεχνολογία και το πως συνδυάζεται με τις υπόλοιπες ΑΠΕ. Εκτός αυτού η περιοχή μελέτης είναι ανάλογη μίας ορεινού οικισμού, από την άποψη της δύσκολης πρόσβασης σε αυτή.

Την τριμελή εξεταστική επιτροπή αποτέλεσαν ο κ. Ευάγγελος Μπαλτάς, Καθηγητής ΕΜΠ, ο κ. Καλιαμπάκος Δημήτρης, Καθηγητής ΕΜΠ και ο κ. Κολοκούσης Πωλ, Καθηγητής ΕΜΠ. Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Μπαλτά για την ευγενή του πρόταση να ασχοληθώ με το συγκεκριμένο αντικείμενο και φυσικά τη βοήθεια αυτού αλλά και των διδακτορικών φοιτητών του, στην εκπόνηση της εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιστημονικό συνεργάτη της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας (ΕΜΥ) κ. Δρη για τα πολύτιμα μετεωρολογικά δεδομένα του σταθμού της Σύρου (στη Σέριφο δεν υπάρχει σταθμός), τους υπαλλήλους της λιμενικής υπηρεσίας Σερίφου αλλά και τον κ. Ρούσσο της Ελληνικής Στατιστικής Υπηρεσίας για τα δεδομένα επισκεψιμότητας του νησιού, την Κα Μάναλη για τα στοιχεία ύδρευσης, τον κ. Φραγκουδάκη για τα στοιχεία ενεργειακών καταναλώσεων, και φυσικά τον Δήμαρχο Σερίφου κ. Ρεβίνθη Κώστα για την άψογη συνεργασία και στήριξή του.

Ένα ακόμα μεγάλο ευχαριστώ θέλω να δώσω στην οικογένειά μου, για την υπομονή και στήριξή τους με κάθε τρόπο, όλα αυτά τα χρόνια, διότι χωρίς αυτή δε θα είχα καταφέρει τίποτα από ότι έχω καταφέρει μέχρι στιγμής. Στο πλαίσιο της οικογένειάς μου θέλω να ευχαριστήσω τους συγγενείς μου, τους διαμένοντες στη Σέριφο, Πέτρο Λιβάνιο και Βάσω Ζωίλη που μεβοήθησαν απλόχερα, δίνοντάς μου πληροφορίες για την υπάρχουσα

κατάσταση και τα προβλήματα του νησιού με τα οποία ασχολείται η παρούσα Διπλωματική Εργασία.

Τέλος, ευχαριστώ τους συμφοιτητές και καθηγητές μου, του προαναφερθέντος μεταπτυχιακού προγράμματος, για τις όμορφες στιγμές που περάσαμε μαζί στο Μέτσοβο την ακαδημαϊκή χρονιά 2021-2022, και αν μη τι άλλο για τις γνώσεις που πήρα από τον καθένα ξεχωριστά.

Λαγαρός Χρήστος

Περιεχόμενα

Περίληψη	vii
Abstract	viii
Extended summary	ix
1. Εισαγωγή	1
1.1 Γενικά στοιχεία	1
1.2 Στοιχεία ελλαδικού χώρου	3
2. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	7
2.1 Αιολική ενέργεια	8
2.2 Ηλιακή ενέργεια	13
2.3 Υδραυλική ενέργεια	16
2.4 Γεωθερμική ενέργεια	19
2.5 Βιομάζα	22
3. Αφαλάτωση – Αποθήκευση ενέργειας	23
3.1 Μέθοδοι αφαλάτωσης	23
3.2 Αντλησιοταμίευση	25
3.3 Υδρογόνο	27
3.4 Υβριδικά συστήματα	28
4. Χαρακτηριστικά της Σερίφου	30
4.1 Διοικητική υπαγωγή Σερίφου	30
4.2 Ιστορία - Παράδοση	31
4.3 Γεωγραφικά - μορφολογικά	32
4.4 Δημογραφικά - τουρισμός	33
4.5 Υποδομές – ενεργειακά	33
4.6 Κλιματικές - μετεωρολογικές συνθήκες	39
4.7 Δραστηριότητες	44
4.8 Πολιτισμός	44
4.9 Καθεστώς προστασίας της περιοχής	45
5. Μεθοδολογία και υπολογιστικά	48
5.1 Σκοπιμότητα μελέτης	48
5.2 Τεχνική περιγραφή έργου	50
5.3 Εκτίμηση αναγκών ύδρευσης	50
5.4 Εκτίμηση αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας	53
5.5 Α/Γ και μετατροπή ανεμολογικών δεδομένων	55

5.6 Φ/Β και συνδυασμός με τις Α/Γ	61
5.7 Μονάδα Αφαλάτωσης	65
5.8 Μονάδα Αντλησιοταμίευσης	67
5.9 Μονάδα Υδρογόνου	70
5.10 Διαχείριση παραγόμενης ενέργειας	72
5.11 Σενάριο 1	72
5.12 Σενάριο 2	79
5.13 Σενάριο 3	83
5.14 Σενάριο 4	89
6. Οικονομική ανάλυση	95
6.1 Βασικές οικονομικές έννοιες	95
6.2 Υπολογισμός κόστους κατασκευής και λειτουργίας	96
6.3 Αξιολόγηση της επένδυσης	98
7. Συμπεράσματα	101
7.1 Γενικά	101
7.2 Μελλοντική έρευνα	103
Βιβλιογραφία	105

Πίνακας ακρωνυμίων

A/Γ	Ανεμογεννήτριες
ΑΔΑ	Άνω Δεξαμενή Αντλησιοταμίευσης
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΥΑΣ	Δημόσιας Επιχείρησης Ύδρευσης και Άρδευσης Σερίφου
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΜΠ	Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
ΕΜΥ	Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία
ΕΣΜΗΕ	Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
ΚΔΑ	Κάτω Δεξαμενή Αντλησιοταμίευσης
ΚΤΡ	Καθαρή Ταμειακή Ροή
ΚΠΑ	Καθαρή Παρούσα Αξία
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Μ/Ν	Μονάδα Υδρογόνου
ΜΥΗΣ	Μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΕΔ	Σύστημα Εναλλακτικής Διαχείρισης
ΤΔ	Τοκοχρεολυτική Δόση
ΤΣΠ	Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
Υ/Σ	Υδροηλεκτρικός Σταθμός
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
CO ₂	Διοξείδιο του άνθρακα
ETS	European Trading System
Fe ₂ O ₃	Αιματίτης
Fe ₃ O ₄	Μαγνητίτης
HEDNO	Hellenic Electricity Distribution Network Operator
HRES	Hybrid Renewable Energy Systems
IEA	International Energy Agency
IHA	International Hydropower Association
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRR	Internal rate of return
LTS	Long term strategy
NPV	Net Present Value
PV	Photovoltaics
WG	Wind generators

Περίληψη

Τα νησιά, στην πλειονότητά τους, υποφέρουν από ελλείψεις ενέργειας και πόσιμου νερού, δύο από τα πιο βασικά αγαθά της σημερινής κοινωνίας. Η Σέριφος είναι ένα από τα πολλά νησιά που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα και τοπικούς σταθμούς παραγωγής (ΤΣΠ) ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών των κατοίκων του. Η κλιματική κρίση όμως πλέον επιβάλλει την προσπάθεια μετάβασης σε ουδέτερους ως προς την παραγωγή ρύπων τρόπους παραγωγής ενέργειας. Τα τελευταία χρόνια, έχουν αναπτυχθεί υβριδικά ενεργειακά συστήματα για την κάλυψη αυτών των ελλείψεων. Για την προμήθεια πόσιμου νερού τα περισσότερα νησιά δεν διαθέτουν λειτουργικό διυλιστήριο και σύστημα διανομής, επομένως απαιτείται εμφιαλωμένο νερό. Όσον αφορά την ενέργεια για το δίκτυο, μπορεί να είναι ανεπαρκής ειδικά τους καλοκαιρινούς μήνες, δηλαδή την τουριστική περίοδο. Τα νησιά του Αιγαίου χαρακτηρίζονται από μεγάλο αιολικό δυναμικό αλλά και άφθονη ηλιοφάνεια. Επιπλέον τα συστήματα αυτά μπορούν να συνδυαστούν ιδανικά με την αποθήκευση ενέργειας, αυξάνοντας τον βαθμό απόδοσης του όλου συστήματος και δημιουργώντας εφεδρικά αποθέματα για περιπτώσεις ανεπάρκειας αέρα ή ηλιοφάνειας, ή υπέρογκου αριθμού κατοίκων. Αντικείμενο της παρούσας εργασίας αποτελεί η ανάπτυξη ενός τέτοιου συστήματος για την κάλυψη αναγκών ενέργειας και νερού των κατοίκων. Ουσιαστικά πρόκειται για ένα σύστημα στο οποίο παράγεται αιολική ενέργεια μέσω ανεμογεννητριών (Α/Γ) και φωτοβολταϊκών (Φ/Β) για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών του νησιού, συμπεριλαμβανομένων σε αυτές και της αφαλάτωσης για πόσιμο, ενώ η μετέπειτα πλεονάζουσα ενέργεια αποθηκεύεται με τη μέθοδο της αντλησιοταμίευσης και του πράσινου υδρογόνου. Εξετάστηκαν 4 σενάρια υβριδικών συστημάτων στα οποία η παραγωγή από Α/Γ και Φ/Β χρησιμοποιείται για κάλυψη αναγκών δικτύου και αφαλάτωσης. Το πλεόνασμα διοχετεύεται για αντλησιοταμίευση ότι περίσσειμα υπάρχει χρησιμοποιείται στις μονάδες αντλησιοταμίευσης και υδρογόνου. Για τη μελέτη και απόδοση των υβριδικών συστημάτων, χρησιμοποιήθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης στο excel, με πραγματικά δεδομένα ανέμου, αριθμού μόνιμων κατοίκων και τουριστών, και ενεργειακών και υδρευτικών καταναλώσεων. Τα σενάρια αξιολογήθηκαν σε σχέση με την ενεργειακή και οικονομική τους μακροπρόθεσμη απόδοση. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν ότι η εγκατάσταση του υβριδικού συστήματος μπορεί να καλύψει τις ανάγκες του νησιού σε μεγάλο βαθμό ακόμη και κατά την περίοδο αιχμής του τουρισμού.

Abstract

The majority of islands suffer from shortages of energy and drinking water, two of the most basic goods, in today's society. Serifos is one of the many islands that still use fossil fuel-based energy plants to generate electricity to meet the energy needs of its population. However, climate crisis requires an immediate transition to greener ways of energy production. In recent years, hybrid energy systems have been developed to cover these shortfalls. Given the growing climate crisis, it is important for islands to become independent in terms of energy and drinking water production. For the supply of drinking water, most islands don't not even have a functioning refinery and distribution system, therefore bottled water is required. As for grid energy, it may be insufficient especially during the summer months, i.e. the tourist season. The Aegean islands are characterized by loads of winds and abundant sunshine. Therefore, Hybrid Renewable Energy Systems (HRES) can be used to achieve their energy independence but also meet other basic needs such as drinking water, through desalination. These systems can be ideally combined with energy storage, increasing the efficiency by creating backup reserves for cases of insufficient wind or sunshine, or excessive population. The scope of the project is the development of such an HRES, to meet the energy and water needs of the residents. Essentially, it is a system in which, energy is produced through wind generators (WG) and photovoltaics (PV) to meet the energy needs of the island, including those of the desalination unit. Four hybrid system scenarios were considered in which the generation from WG and PV is used to meet grid and desalination needs and any surplus after that is used in the pumped storage and hydrogen plants. A simulation model in excel was used to study the design and performance of the hybrid systems. The model simulation was fed actual data of wind, number of residents and tourists, and energy and water consumption obtained from the respective institutions for the years 2010-2022 on an hourly basis. The scenarios were evaluated in relation to their energy and economic long-term performance. The scenarios were evaluated in terms of their long-term energy and economic performance. The results of the simulations showed that the installation of the hybrid system can largely meet the needs of the island even during the peak tourism season.

Extended summary

1. Introduction

The islands, especially the remote, not yet interconnected with the mainland energy distribution network, suffer from shortages of energy and drinking water, two of the most basic goods of today's society. Serifos is one of the many islands that use fossil fuels and local power plants (LPPs) to meet the energy needs of its inhabitants, which is not environmentally-friendly. However, climate crisis now requires a transition to more pollutant-neutral ways of producing energy. As a means of imposing limits on the use of fossil fuels and the emissions that are caused, the introduction of the European Emissions Exchange has made the price of CO₂ emissions almost prohibitive (around 100 €/ton). In addition, rapid climate change is having an impact on the availability of drinking water, causing more and more droughts and water shortages, especially in areas close to the equatorial zone, and catastrophic weather events. In recent years, with the help of technology and innovation in the renewable energy sector, sophisticated hybrid systems have been developed to solve these problems. In view of the extreme temperatures and natural phenomena that are already occurring and will continue to intensify due to the climate crisis, it is important for islands to become independent in terms of energy and drinking water production. For the supply of drinking water, most islands do not even have a functioning refinery and distribution system, therefore bottled water is required (Bertsiou et al., 2017). As for the energy provided for homes and other domestic uses, it may be insufficient especially during the summer months, i.e. the tourist season (Skroufouta and Baltas, 2021), one of the main industries of the Greek islands. The Aegean islands are characterized by loads of winds and abundant sunshine. Therefore, they have the opportunity to use Hybrid Renewable Energy Systems (HRES) to achieve their energy independence but also meet other basic needs such as drinking water, through desalination. In addition, these systems can be ideally combined with energy storage, increasing the efficiency of the whole system by creating backup reserves for cases of insufficient wind or sunshine, or excessive population.

2. Study area

Serifos (Fig 1) is an island situated on the west of the Cyclades complex between the islands of Sifnos and Kithnos and east of the Peloponnese. It belongs to the municipality of Serifos which is part of the regional unit of Milos. The islands' main settlement is "Chora" which is situated at a higher altitude and is visible from the port settlement which is called "Livadi". Serifos is mainly known for the iron and copper mines that existed since ancient times. Metallurgical activities date back to the Early Cycladic Period (3rd millennium BC). This part of history is still vivid today since it was a little more than a century ago that mine workers declared a strike, demanding better working conditions and higher wages and tragically, several of them were killed. This tragic event laid the foundations for the introduction of the eight-hour day in Greece.

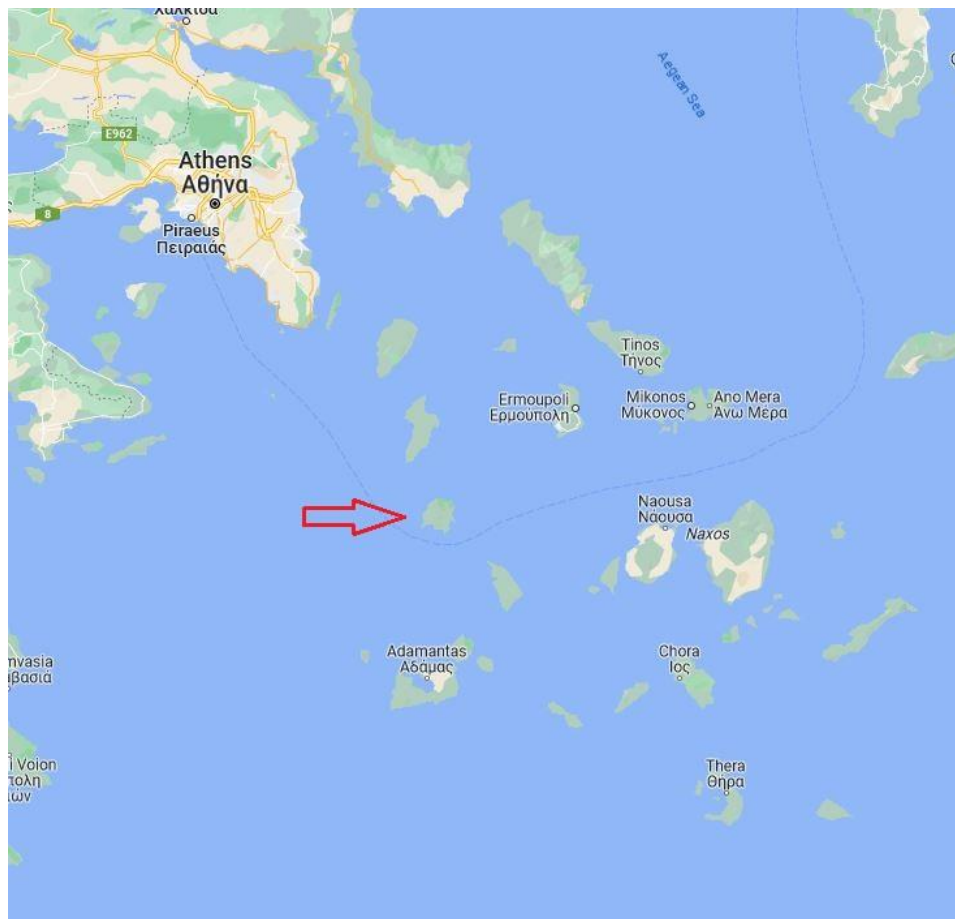


Fig 1 Serifos location in the Aegean Sea (Source: Google maps).

The population, according to the 2011 census, amounted to 1420 permanent residents, while according to the 2021 census the permanent residents decreased to 1258 (Hellenic Statistical

Authority 2011, 2021). Nevertheless, the number of people living on the island at any given time during the summers is almost tenfold, reaching even 10000 people due to the tourist season (Serifos Port Authority). Of course, COVID-19 pandemic was a period when those numbers naturally declined. Serifos is an island chosen mainly by families, looking for a quiet time, but also by people who would like the possibility of a lively nightlife.

It is also a non-interconnected island, although the works for the connection with the mainland electricity network through an underwater electric cable are now under way. Up until now the local energy production station used diesel engines which, if someone was to install a HRES for energy coverage purposes, ideally should be only used as an emergency backup. In terms of water supply, a dam is built near Livadi, and its water is being used to fill the supply tanks of each settlement of the island. However, the amount of water accumulated in the dam, is not always enough to meet the needs of the island throughout the summer. Furthermore, the quality of the water is for some residents of questionable quality.

The mean monthly demand for water supply is shown in Figure 2 and the mean monthly electricity demand is shown in Figure 3. Data were collected to reflect for the years 2011–2022. The assessment of the water demands of the inhabitants of Serifos was carried out by taking into account the individual water supply needs. Specifically, the daily water consumption per person is calculated at 200 L/day/capita for permanent residents and 300 L/day/capita for tourists (Efstratiadis et al., 2019).

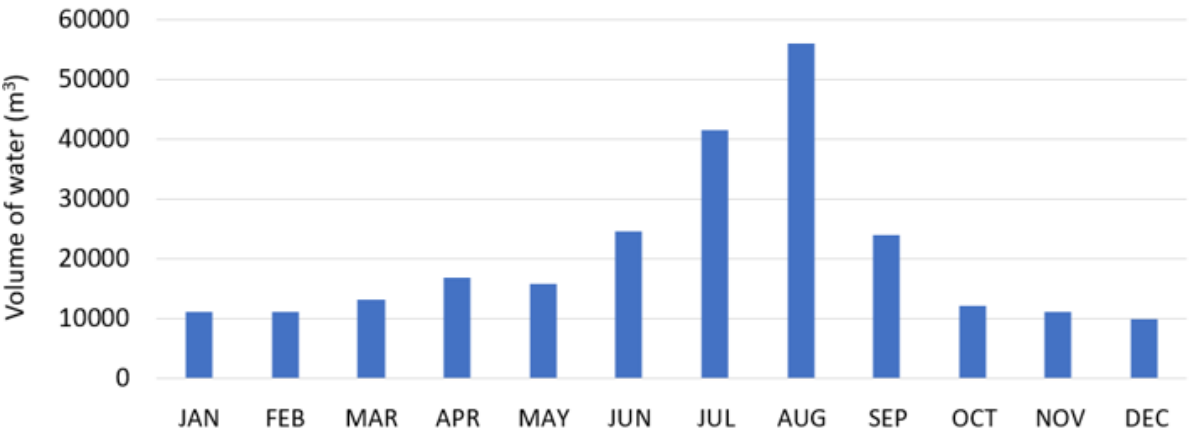


Fig. 2 Mean monthly demand for water supply.

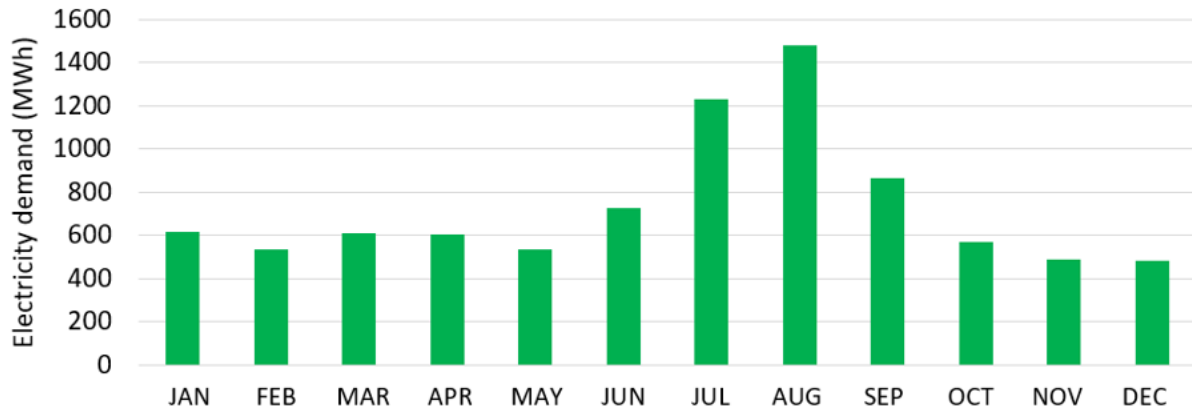


Fig. 3 Mean monthly electricity demand.

3. Methodology

The scope of this project is the development of such an HRES, to meet the energy and water needs of the residents. Essentially, it is a system in which, energy is produced through wind generators (WG) and photovoltaics (PV) to meet the energy needs of the island, including the demand for the desalination unit (having easy and limitless access to seawater). Thus, a solution is provided for the non-potable water problem and that of the instability of the local power grid. The system consists of 3 WGs of 800 kW each, a desalination unit of 2000 m³/day, a pumping station of 1 MW for pumping water, a hydroelectric station of 1.56 MW, a reservoir with a capacity of 700000 m³ at a height of 50 m above sea level, a second reservoir with a capacity of 200000 m³ at a height of 250 m above sea level and a hydrogen production station of 480 kg/day. The equation that calculates the power of a turbine is as follows:

$$I = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot n \quad (1)$$

Where ρ is the density of water (1000 kg/m³), g is the acceleration of gravity (9.81 m/s²), Q (m³/s) is the water supply, H (m) is the total height, n is the coefficient output of the turbine (0.85) και I is expressed in kW.

The desalination plant is designed to always target a certain amount of water in the tank. If there are water needs for a certain hour of the day, it is checked whether there is enough water in the desalination tank (dam) to cover them. So, if the water supply for coverage of needs for that hour are available, that quantity is removed from the tank, fed into the water supply network and the desalination plant then takes care of its replacement, if the energy required is available so that the quantity of the lower reservoir, goes back to the target level. This logic, i.e. to meet the demand for water demand for the time before the

desalination of the required quantity, with using the volume of water reserved for the days of autonomy (34300 m³), produced relatively good results, since, in no scenario was this volume drastically reduced, except for some summer days. This means that the volume of water used is almost always directly replaced from the plant.

Hydrogen is produced based on the method of Polymer Electrolyte Membrane (PEM) electrolysis. To produce 1 kg of hydrogen, 0.06 MWh of electrical energy and 9 kg of clean water are required (Rievaj et al., 2019). For every 1 kg of hydrogen that is produced, 4 kg of oxygen is produced at the same time.

Four hybrid system scenarios were considered, in which the first 30% of the production from WGs and PVs is fed directly into the grid, while the rest is used for desalination, pumped storage and channeling of water to the water tanks set up in various points, corresponding to each settlement. After that, any additional energy demand above the first 30% - which during summer is quite high – is met and any excess is used in the pumped storage and hydrogen plants.

A simulation model in Excel was used to study the design and performance of the hybrid systems. The model was fed actual data of wind, number of residents and tourists, and energy and water consumption obtained from the respective institutions for the years 2010-2022 on an hourly basis, i.e for 113959 hours. The scenarios were evaluated in relation to their energy and economic long-term performance.

4. Results

The results of the HRES simulation run, show that the installation of wind turbines combined with PV can meet the needs of the island even in peak tourism season. All scenarios supply 30% of the produced energy directly to the electric grid of the island. After that, the first scenario assumes as most basic the need for coverage, with the remaining 70%, of all energy demands that haven't been covered by the first 30% and then prioritizes desalination for clean water supply. Finally, any energy excess is used for pumping water in the upper reservoir if that is not full. The results concluded 84.77% coverage of electrical energy demand and 92.26% coverage of potable water demand.

After the first 30% is used by the local grid, the second scenario assumes as a priority the desalination and supply of potable water. If there is any energy excess, it is used to cover any

shortages of energy supply. Finally, if there is still excess energy after that it is used for pumping water in the upper reservoir. The results from the second scenario show 83.54% coverage of electrical energy demand and 98.4% coverage of potable water demand.

Scenario 3 is the same as scenario 1 and scenario 4 is the same as scenario 2 except that they also use hydrogen as energy storage process. In scenario 3 the results show 89.25% coverage of electricity demand and 95.18% coverage of drinking water demand. In scenario 4 the results show 89.31% coverage of electricity demand and 99.2% coverage of drinking water demand.

5. Conclusion

The hybrid system described, either with or without hydrogen, presents flexibility in the way it operates in the sense that, depending on the needs, it can be adapted by installing, for example, a fourth wind turbine, extra photovoltaic panels, additional capacity of the desalination unit and/or the hydrogen storage unit and pumps of different capacities for better performance of the pumped storage unit. Also, in the future, systems can be added for more direct performance and stability of the HRES, such as forecast systems for both energy and water demand, depending on the population capacity on the island, in cooperation with the port authority and local authorities.

Prices of water (€/m³) and electricity (€/kWh), for the period under consideration, assuming functionality of the HRES, have been calculated to be very close to the actual prices of 2023. In spite of that, it is likely that costs for installation and maintenance will differ from the actual considered amounts due to various factors, and that would ultimately affect the calculated price of kWh. Also, as an extension of the present study, the projected profit from selling the surplus energy to the Hellenic Electricity Distribution Network Operator (HEDNO) grid and the oxygen and hydrogen cylinders could be factored in and thus, a more favorable result could be produced.

Precipitation data could also be added to the simulation model to determine the amount of water collected in the reservoirs. Considering the fact that since the dam was built in 2003, it has been filling, for almost every year, with at least 25% capacity, a reduction in the final cost per kWh is certain, since, not only will there be more water for supply in lower reservoir than the target is set in this study, but also in the upper one, which will have a higher water availability for hydroelectricity production.

Regarding the coverage of water supply needs, the rates always ran high, due to the low energy demand of the plant. However, in scenarios 2 and 4, where the desalination unit had 70% of the energy produced available, the percentages were higher than those in scenarios 1 and 3, where the priority was given to the grid.

The network needs in scenarios 1 and 2 are covered quite satisfactorily, considering that on average they are about 8 times higher than for desalination. In scenarios 3 and 4, the addition of hydrogen in the energy mix increased the final result by about 6 percentage points. In scenario 1, the coverage was higher than in scenario 2 since in the former the priority was to cover network needs, an analogy that was also true for scenarios 3 and 4.

Rejected energy in scenarios 1 and 2 ranged from about 22% and in the hydrogen scenarios below 4%. The hydrogen unit absorbs most of the rejected energy of the first 2 scenarios, but it takes about 5 months during winter to fill the entire storage space, while in summer, during which the unit is mostly used, the stored capacity is used within 2 months at most. This disproportionate process is mainly due to the low efficiency of the hydrogen storage facilities. This relationship could also be further explored from an economic point of view, in order to draw a conclusion as to whether it is worthwhile installing a hydrogen unit, especially now that, the currently installed, submerged power cable linking it to the continental grid, offers the opportunity to sell the energy that was previously rejected.

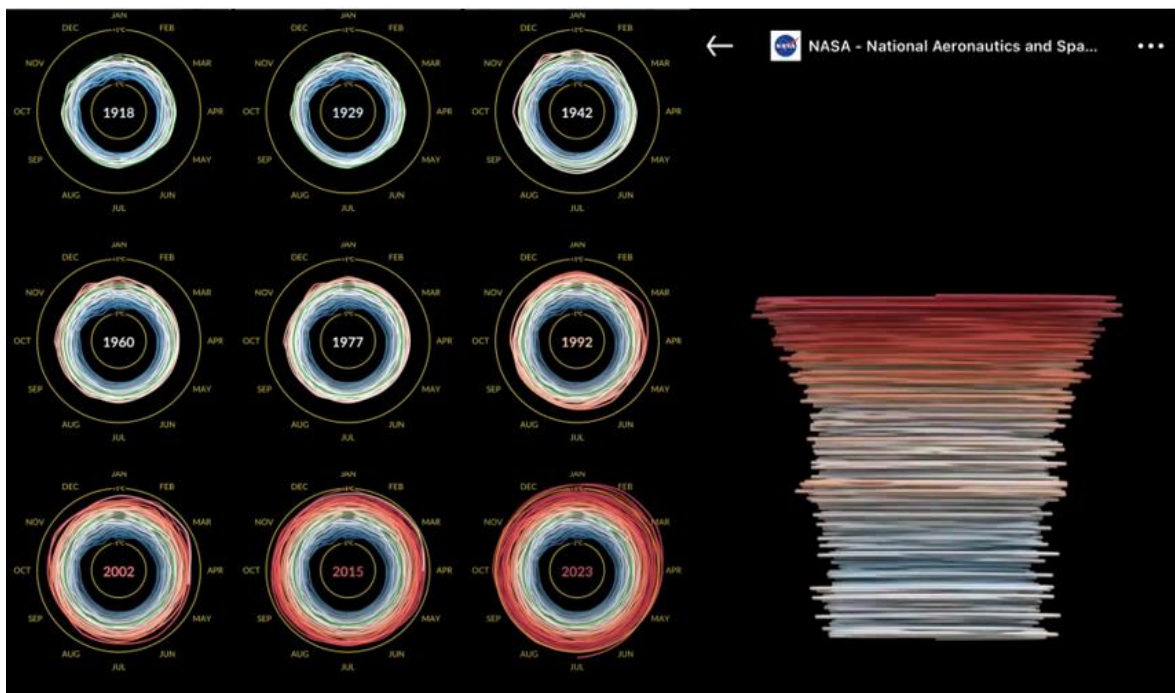
The desalination process is indeed low in energy demand and if anything, it has several benefits such as the fact that a load is taken of lakes and rivers in terms of having sufficient quantity to meet drinking water needs. Moreover, it is a satisfactory solution to cover the needs in remote and arid areas with access to seawater, since, in combination with renewable energy sources, both energy and drinking water can be provided.

Finally, pumped storage is an ideal solution for balancing renewable energy generation and could be installed in many more locations around the world, storing surplus energy and providing energy for peak demand when renewables fail to do so. Another advantage of these systems is that they create artificial freshwater habitats at high altitudes (such as Lake Plastira) that attract tourist activities, but also create ecosystems necessary for the maintenance of flora and fauna at a time when extensive droughts are destroying both at a disproportionately rapid rate.

1. Εισαγωγή

1.1 Γενικά στοιχεία

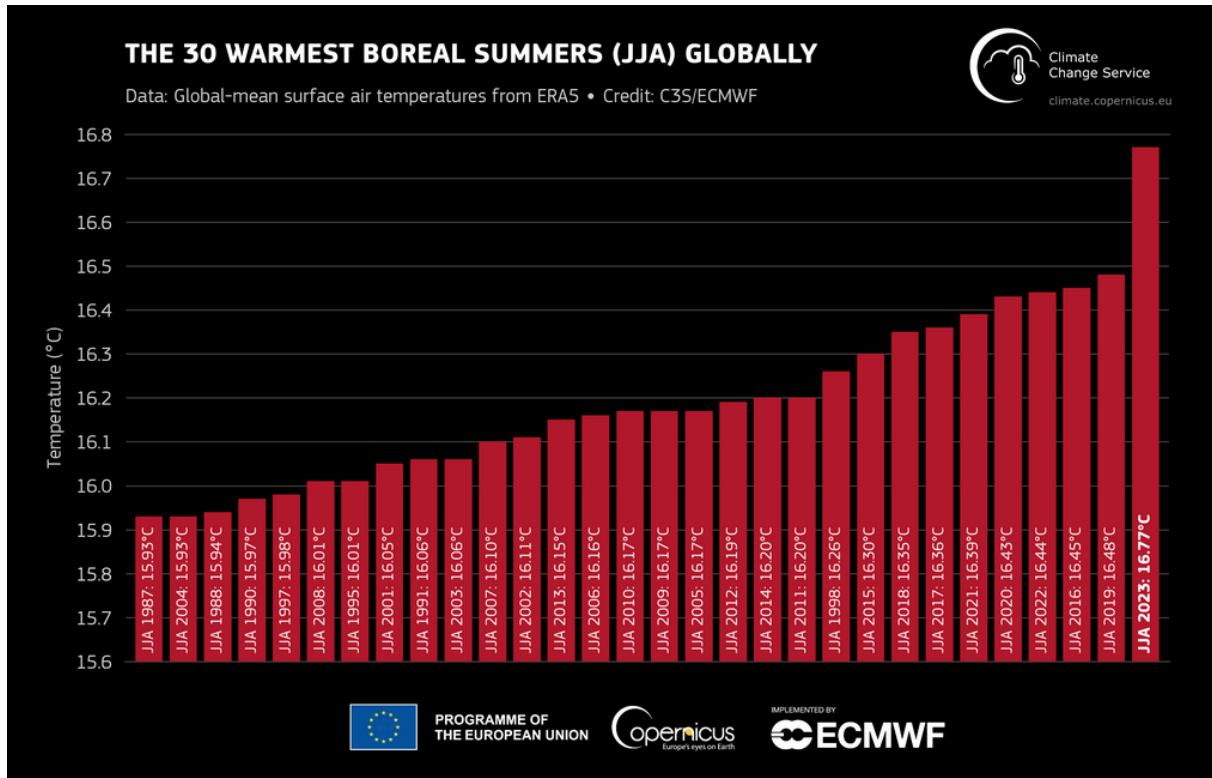
Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας έχει εξελιχθεί σε μείζον θέμα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και οι προσπάθειες κάλυψης ζήτησής της ανά τον κόσμο, με αύξηση των ΑΠΕ και παράλληλη μείωση των μονάδων καύσης ορυκτών καυσίμων. Σύμφωνα με μελέτες μάλιστα, η ενεργειακή κατανάλωση αυξάνεται πιο ραγδαία ακόμα και από τον παγκόσμιο πληθυσμό. Η αλόγιστη, μέχρι πρότινος, χρήση ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας, εκτόξευσε τη συγκέντρωση αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα σε δυσθεώρητα ύψη, οδηγώντας στην κλιματική κρίση και στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Έτσι πλέον, παρατηρείται κατά καιρούς άνοδος της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας ακόμη και κατά 1.5-2°C όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.1 με τις καταγραφές θερμοκρασιών (NASA, 2023). Παγκόσμια, γίνονται προσπάθειες διατήρησης της ανόδου της θερμοκρασίας σε ανεκτά επίπεδα, όμως για τα αέρια που την προκαλούν, θα περάσουν αρκετά χρόνια για να δεσμευθούν, είτε με τεχνικά, είτε με φυσικά μέσα.



Σχήμα 1.1 Μέση παγκόσμια θερμοκρασιακή άνοδος (Πηγή: NASA, 2023).

Σύμφωνα με στοιχεία μοντέλων, στο πρώτο τρίμηνο του 2023 η θερμοκρασία στην Νοτιοανατολική Μεσόγειο και κατ' επέκταση και στην Ελλάδα έδειξε αύξηση σε σχέση με τα κανονικά για την εποχή επίπεδα, την ώρα που το 2022 εκτιμάται ότι μπορεί να καταταγεί ως

και το τρίτο θερμότερο έτος από τότε που ξεκίνησαν να υπάρχουν ιστορικά δεδομένα για τη θερμοκρασία σε παγκόσμιο επίπεδο (climate book, 2023). Τη στιγμή που κύματα καύσωνα συνεχίζουν να σαρώνουν διάφορες περιοχές του πλανήτη, οι επιστήμονες επισημαίνουν ότι το καυτό και φονικό καλοκαίρι του 2023 ήταν το θερμότερο που έχει καταγραφεί ποτέ, και μάλιστα με διαφορά.



Σχήμα 1.2 Κατανομή των 30 πιο ζεστών καταγεγραμμένων καλοκαιριών στην ιστορία (Πηγή: Copernicus, 2023).

Η περίοδος από τον περασμένο Ιούνιο έως τον Αύγουστο καταγράφηκε ως η θερμότερη από την έναρξη των καταγραφών το 1940, σύμφωνα με τα στοιχεία του ευρωπαϊκού παρατηρητηρίου Copernicus (Σχήμα 1.2) και τα στοιχεία της Υπηρεσίας Κλιματικής Αλλαγής της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ). Σύμφωνα με τα στοιχεία του παρατηρητηρίου Copernicus, η μέση θερμοκρασία για αυτή την περίοδο, ήταν $16.8 - 0.66^{\circ}\text{C}$ πάνω από το μέσο όρο. Ο περασμένος μήνας ήταν επίσης ο θερμότερος Αύγουστος που έχει καταγραφεί παγκοσμίως, ο τρίτος συνεχόμενος μήνας που σημειώνει τέτοιο ρεκόρ μετά τους θερμότερους μήνες του Ιουνίου και Ιουλίου, καταλήγοντας σε μία ζοφερή πρόβλεψη για το 2023 ως θερμότερη χρονιά από την έναρξη παγκόσμιων μετρήσεων (Copernicus, 2023).

Ως αποτέλεσμα, προκύπτουν ολοένα περισσότερες περιοχές με προβλήματα ξηρασίας και λειψυδρίας ειδικότερα σε περιοχές της ζώνης του Ισημερινού. Για παράδειγμα η Ισπανία κατέγραψε το ξηρότερο ξεκίνημα ενός έτους τους πρώτους τέσσερις μήνες του 2023 από την έναρξη των καταγραφών τη δεκαετία του 1960, με την Καταλονία και την Ανδαλουσία της νότιας Ισπανίας να έχουν πληγεί περισσότερο αφού μετά από 2.5 χρόνια σχεδόν συνεχόμενης ξηρασίας το γλυκό νερό στους ταμιευτήρες έχει μειωθεί φτάνοντας ακόμα και κάτω από το 10% της χωρητικότητας, αναγκάζοντας τις αρχές της Καταλονίας να επιβάλουν περιορισμούς στην κατανάλωση νερού (BBC, 2023).

1.2 Στοιχεία ελλαδικού χώρου

Η Ελλάδα ναί μεν βρίσκεται περίπου στο ίδιο γεωγραφικό μήκος με την Ισπανία, αλλά ακόμα δεν είχε πρόβλημα λειψυδρίας σε τέτοιο βαθμό, λόγω και της αναλογίας έκτασης και πληθυσμού της με τους ορεινούς της όγκους. Παρ' όλα αυτά το καλοκαίρι του 2023, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, ήταν θερμό και ξηρό πέρα από κάθε προηγούμενο, προκαλώντας τεράστιες πυρκαγιές, και αφήνοντας πίσω το μεγαλύτερο ρεκόρ καμένων δασικών εκτάσεων. Είναι πολλά ακόμα τα παραδείγματα συνεπειών της κλιματικής κρίσης που γίνονται πραγματικότητα ήδη εδώ και χρόνια, συμπεριλαμβανομένων και κάποιων εξίσου καταστροφικών όπως η τήξη των πάγων, η άνοδος στάθμης των θαλασσών, η διακοπή της ομαλής λειτουργίας ωκεάνιων ρευμάτων, άλλα ακραία καιρικά φαινόμενα, απώλεια χλωρίδας, πανίδας και συνέπειες των παραπάνω στην κοινωνία και την οικονομία. Είναι λοιπόν επιτακτική, περισσότερο από ποτέ, η άμεση λήψη μέτρων σε πολύ πιο αποφασιστική και δραστική κλίμακα από την μέχρι στιγμής γενόμενη. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) μπορούν και πρέπει να διαδραματίσουν τον βασικό ρόλο μετάβασης της βιομηχανίας παραγωγής ενέργειας σε έναν ουδέτερο μη ρυπογόνο χαρακτήρα. Η διαδικασία αυτή πρέπει να γίνει ραγδαία αν θέλουμε να διατηρήσουμε ελπίδες επαναφοράς του πλανήτη σε ανεκτά επίπεδα θερμοκρασιών κατά τη διάρκεια των επόμενων γενεών. Έχουν ήδη γίνει κάποια βήματα προς αυτή την κατεύθυνση αλλά όπως φαίνεται στον Πίνακα 1.1, προς το παρόν οι ΑΠΕ στις ευρωπαϊκές χώρες συνδράμουν το πολύ μέχρι 40% ανά χώρα, εξαιρουμένης της Αυστρίας που φτάνει ποσοστά της τάξης του 70%.

Η ΕΕ έχει ως στόχο (Long term strategy, LTS) να γίνει κλιματικά ουδέτερη έως το 2050, βάσει της συμφωνίας του Παρισιού (Paris green deal). Ένας κύριος στόχος αυτής της συμφωνίας

είναι και η διατήρηση της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη στους +2°C. Για να γίνει αυτό απαιτείται συμβολή από όλες τις χώρες και ιδιαιτέρως εκείνες που παράγουν περισσότερους ρύπους, “επενδύοντας σε τεχνολογικές λύσεις, ενδυναμώνοντας τους πολίτες και ευθυγραμμίζοντας τη δράση σε βασικούς τομείς όπως βιομηχανική πολιτική, χρηματοδότηση και έρευνα, εξασφαλίζοντας παράλληλα κοινωνική δικαιοσύνη” (Publications Office of the European Union, 2023).

Πίνακας 1.1 Κατάταξη χωρών σχετικά με τα ποσοστά κάλυψης των ενεργειακών αναγκών τους από ΑΠΕ (Πηγή: PAE).

RES-to-Load Penetration per country (%)				Sweden (SE)	17,8%	27,8%	27,2%
Country	RES-Pen	Month-To-Date	Year-To-Date	France (FR)	16,8%	21,3%	25,9%
Austria (AT)	72,5%	78,3%	77,9%	Poland (PL)	16,2%	21,0%	24,0%
Finland (FI)	43,9%	49,2%	43,9%	Czech Republic (CZ)	15,6%	19,4%	15,9%
Romania (RO)	40,4%	34,9%	41,5%	Croatia (HR)	15,5%	31,3%	29,8%
Spain (ES)	38,4%	42,4%	50,3%	Slovakia (SK)	15,5%	19,2%	23,9%
Denmark (DK)	34,9%	54,3%	76,1%	Bulgaria (BG)	15,0%	23,6%	18,7%
Lithuania (LT)	34,4%	28,3%	30,9%	Luxembourg (LU)	13,7%	17,6%	20,9%
Norway (NO)	34,2%	41,6%	34,8%	Hungary (HU)	11,9%	19,4%	16,1%
Slovenia (SI)	33,3%	49,0%	44,7%	Republic of Moldova	4,6%	5,8%	7,5%
Germany (DE)	33,2%	43,1%	54,0%	Switzerland (CH)	4,6%	12,4%	11,1%
Portugal (PT)	32,0%	38,9%	49,0%	Netherlands (NL)	2,3%	4,5%	16,7%
Estonia (EE)	31,3%	28,8%	27,7%	Greece (GR)	-	-	-
Serbia (RS)	24,0%	27,9%	38,7%	Malta (MT)	-	-	-
Italy (IT)	23,9%	35,1%	32,7%	Ukraine (UA)	-	-	-
Latvia (LV)	18,8%	22,6%	72,9%	United Kingdom (GB)	-	-	-
Belgium (BE)	18,5%	20,1%	28,8%	Turkey (TR)	-	-	-

Η ουδετερότητα, μεταφράζεται ως μη έκλυση ρύπων στη διαδικασία παραγωγής ενέργειας ή ακόμα και αν αυτή υπάρχει, να αφαιρείται από την ατμόσφαιρα ή να είναι σε ποσότητα που να μπορεί να απορροφηθεί με φυσικούς τρόπους (από το χώμα, τα δάση και τους ωκεανούς). Η επιβολή τέλους για την εκπομπή CO₂ είναι μία κίνηση προς τη σωστή κατεύθυνση με στόχο τη μείωση των εκπομπών και τη στροφή προς τις τεχνολογίες ΑΠΕ. Το 2023 η τιμή του τέλους αυτού ξεπέρασε, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.3, τα 100 €/τόνο για πρώτη φορά στο Ευρωπαϊκό Χρηματιστήριο Ρύπων (European Trading System, ETS), αντικατοπτρίζοντας το αυξημένο κόστος που καλούνται να επωμιστούν εργοστάσια και μονάδες ηλεκτροπαραγωγής όταν μολύνουν. Παρόλα αυτά, όπως φαίνεται στο ίδιο Σχήμα, η τιμή αυτή υπόκειται σε διακυμάνσεις αναλόγως και με τις οικονομικές, κατά κύριο λόγο, συγκυρίες της εκάστοτε περιόδου.

Ο ενεργειακός τομέας είναι υπεύθυνος για το 40% των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα παγκοσμίως. Προκειμένου να περιοριστεί η άνοδος της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας στους 1.5°C, είναι απαραίτητη η ραγδαία απανθρακοποίησή του με την εγκατάσταση περισσότερων ΑΠΕ αλλά και νέων τεχνολογιών τους. Εκτός αυτού, η συνολική ζήτηση ενέργειας αναμένεται να διπλασιαστεί καθώς οι οικονομίες θα διογκώνονται και η ηλεκτρική ενέργεια θα αντικαθιστά τα υπόλοιπα καύσιμα στους περισσότερους τομείς της καθημερινότητας (μετακινήσεις, αγροτικές εργασίες, θέρμανση, βιομηχανία κ.α.). Η διεθνής υπηρεσία ενέργειας (International Energy Agency, IEA, 2023) και η διεθνής υπηρεσία ΑΠΕ (International Renewable Energy Agency, IRENA, 2023) εκτιμούν ότι προκειμένου να επιτευχθεί μία οικονομία μηδενικών εκπομπών, η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί από περίπου 28000 TWh που είναι σήμερα, σε 75000 TWh.

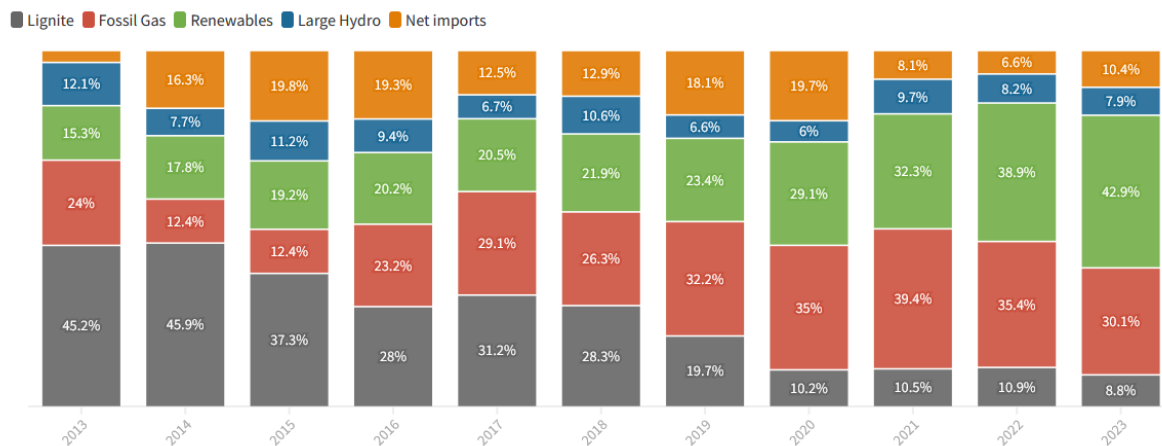


Σχήμα 1.3 Διακύμανση τέλους εκπομπών CO₂ για την περίοδο 3/2023-1/2024 (Πηγή: Trading economics).

Η Ελλάδα από μέρους της, έχει θεσπίσει το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) με την υπ' αριθμ. 4/23.12.2019 απόφαση του Κυβερνητικού Συμβουλίου οικονομικής πολιτικής (ΦΕΚ Β' 4893). Πρόκειται για ένα στρατηγικό σχέδιο για τα θέματα του κλίματος και της ενέργειας και παρουσιάζονται σε αυτό βήματα για την επίτευξη συγκριμένων ενεργειακών και κλιματικών στόχων έως το έτος 2030, κυριότερος από τους οποίους είναι η κατά το δυνατόν μεγαλύτερη απανθρακοποίηση και η αύξηση της ενεργειακής παραγωγής από ΑΠΕ στο 35%. Επιπλέον αναλύονται και τα βήματα της μακροχρόνιας στρατηγικής για το

έτος 2050 στο πλαίσιο της συμμετοχής της χώρας στο συλλογικό Ευρωπαϊκό στόχο της επιτυχούς και βιώσιμης μετάβασης σε μια οικονομία κλιματικής ουδετερότητας έως το έτος 2050 (ΥΠΕΝ, 2019).

Στην Ελλάδα έχουν γίνει αρκετά βήματα προς την απανθρακοποίηση όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.4, με τη χρήση των ανθρακούχων πηγών για ηλεκτροπαραγωγή να έχει μειωθεί από 70% στο 40%. Παρατηρείται αντίθετα, ότι το ποσοστό χρήσης φυσικού αερίου (fossil gas) έχει αυξηθεί τα τελευταία χρόνια, γεγονός που οφείλεται στην προσπάθεια μείωσης του λιγνίτη, που θεωρείται πιο ρυπογόνο καύσιμο μεταξύ των δύο. Επιπλέον, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται ως μεταβατικό καύσιμο, μία προσωρινή λύση που γεφυρώνει το στάδιο μείωσης χρήσης του λιγνίτη και το στάδιο επάρκειας των ΑΠΕ, τόσης ώστε να μπορούν να καλύψουν το μεγαλύτερο ποσοστό της ενεργειακής ζήτησης.



Σχήμα 1.4 Ενεργειακό μίγμα παραγωγής για κάλυψη αναγκών φορτίου στην Ελλάδα το 2023 (Πηγή: ΑΔΜΗΕ, 2023).

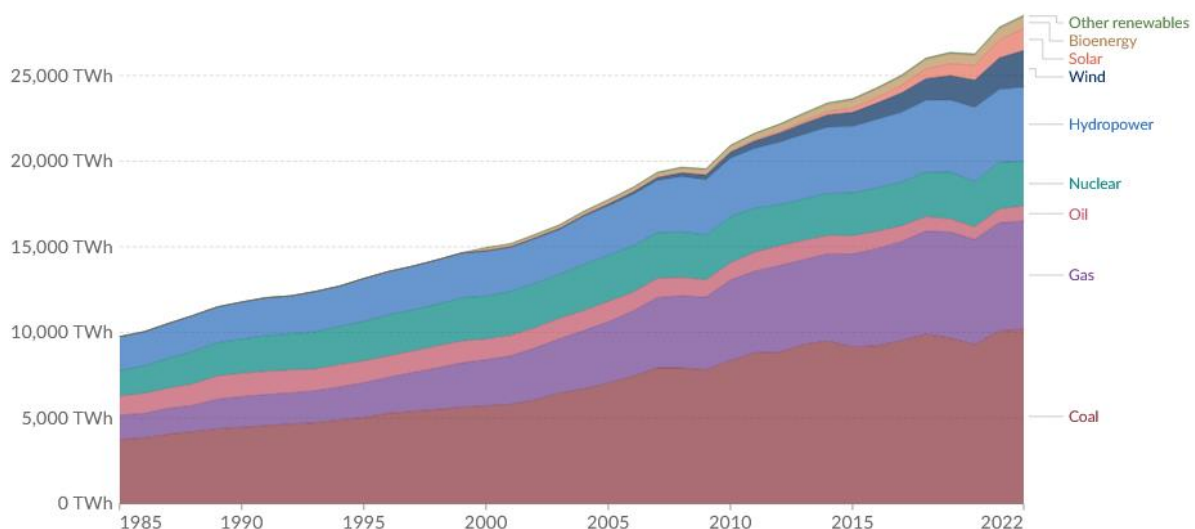
Η προσπάθεια επίτευξης των στόχων για την ενέργεια στην ελληνική επικράτεια, θα βασιστεί πρωτίστως στην ανάπτυξη αιολικών πάρκων και δευτερευόντως στα Φ/Β, αφού η πρώτη θεωρείται πιο ώριμη, αποδοτική και οικονομική τεχνολογία σε σχέση με τη δεύτερη. Παρά το υψηλό κόστος τους, τα Φ/Β συμβάλλουν στην καλοκαιρινή μεσημεριανή αιχμή της ζήτησης και παρέχουν στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ωφελούμενη καταναλωμένη παραγωγή πολύ κοντά στην κατανάλωση (Caralis κ.α., 2012).

Τα νησιά είναι οι κατεξοχήν περιοχές στις οποίες η εγκατάσταση ΑΠΕ και κυρίως Α/Γ είναι άκρως ευεργετική αφού έχουν κατά κανόνα υψηλότερα επίπεδα ανέμων από την ηπειρωτική ραχοκοκαλιά της Ελλάδας. Επιπλέον με την αύξηση του τουρισμού που

παρατηρείται τα τελευταία χρόνια, είναι σημαντική η δημιουργία ενός συστήματος ενεργειακής παραγωγής, που να μπορεί να στηρίξει τη ζήτηση φορτίου και παράλληλα τις υδρευτικές ανάγκες από το δίκτυο των νησιών, η οποία για την τουριστική σεζόν πολλαπλασιάζεται. Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η πρόταση και αξιολόγηση ενός τέτοιου συστήματος που θα αποτελείται από μία σειρά πράσινων τεχνολογιών και θα μπορεί να καλύψει αν όχι όλο, ένα μεγάλο κομμάτι της ζήτησης.

2. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Για να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα, όπως τονίσθηκε παραπάνω, η αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση θα πρέπει να καλυφθεί από πράσινες, μηδενικών εκπομπών πηγές ενέργειας, ανανεώσιμες, βιώσιμες και φιλικές προς το περιβάλλον. Μέχρι στιγμής, παρ' όλο που τις 2 τελευταίες δεκαετίες έχει γίνει ξεκάθαρη η ανάγκη για στροφή προς πράσινες πηγές ενέργειας, οι ανθρακούχες ενώσεις ακόμη πρωτοστατούν και μάλιστα με τεράστια διαφορά στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα (Σχήμα 2.1).



Σχήμα 2.1 Μίγμα πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα για την περίοδο 1985-2022 (Πηγή: Our world in data).

Η αιολική και η ηλιακή ενέργεια έχουν περισσότερες δυνατότητες από άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ωστόσο, η διαλείπουσα φύση τους και η εξάρτησή τους από τα καιρικά φαινόμενα είναι ένα πολύ βασικό πρόβλημα στη χρήση τους. Η απόδοση μίας Α/Γ για παράδειγμα εξαρτάται από την τάση και διακύμανση της ταχύτητας του ανέμου. Ως εκ τούτου, απαιτούνται κατάλληλα και αξιόπιστα συστήματα παραγωγής αλλά και

αποθήκευσης ενέργειας για την εξισορρόπηση της παραγωγής και της κατανάλωσης ενέργειας. Παρακάτω περιγράφονται τα μέχρι στιγμής τεχνολογικά μέσα που έχουν εφευρεθεί, ανανεωμένα με νέες καινοτομίες αλλά και νέα μέσα, που υπόσχονται ευρεία χρήση, λιγότερους ρύπους και πράσινες μεθόδους παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας.

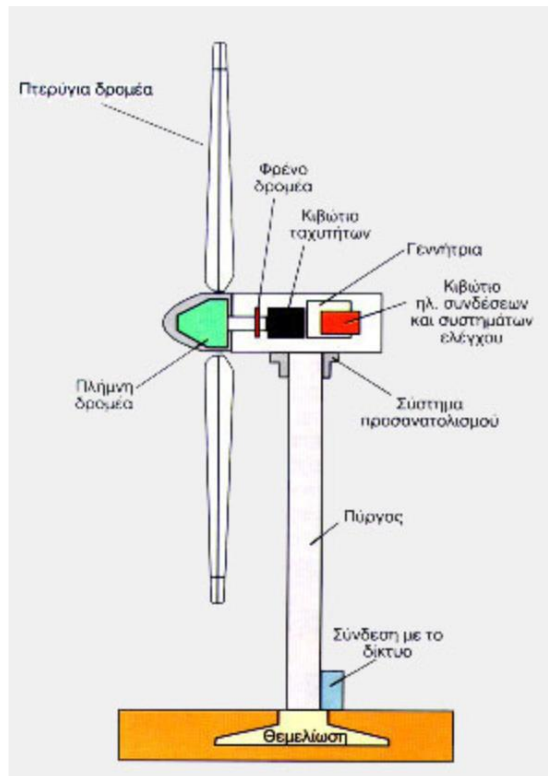
2.1 Αιολική ενέργεια

Αιολική είναι η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του ανέμου. Ονομάζεται αιολική γιατί στην ελληνική μυθολογία ο Αίολος ήταν ο θεός του ανέμου. Η πιο γνωστή και ευρεία χρήση ανεμόμυλων στα ήταν για την αποστράγγιση λιμναζόντων νερών στην Ολλανδία. Η παραγωγή ενέργειας από τον άνεμο έχει ελάχιστο αντίκτυπο στο περιβάλλον σε σχέση με αυτό των ορυκτών καυσίμων, χωρίς παραγωγή ρύπων και πλέον εξελίσσεται σήμερα, σε μία αρκετά ανταγωνιστική λύση ηλεκτροπαραγωγής με τη χρήση ανεμογεννητριών (Α/Γ). Οι δύο βασικές κατηγορίες Α/Γ είναι οι οριζοντίου και οι κάθετου άξονα (Σχήμα 2.2), όμως είναι οι οριζοντίου που χρησιμοποιούνται ευρέως ανά τον κόσμο.



Σχήμα 2.2 Α/Γ οριζόντιου και κάθετου άξονα (Cazzaro et al., 2023).

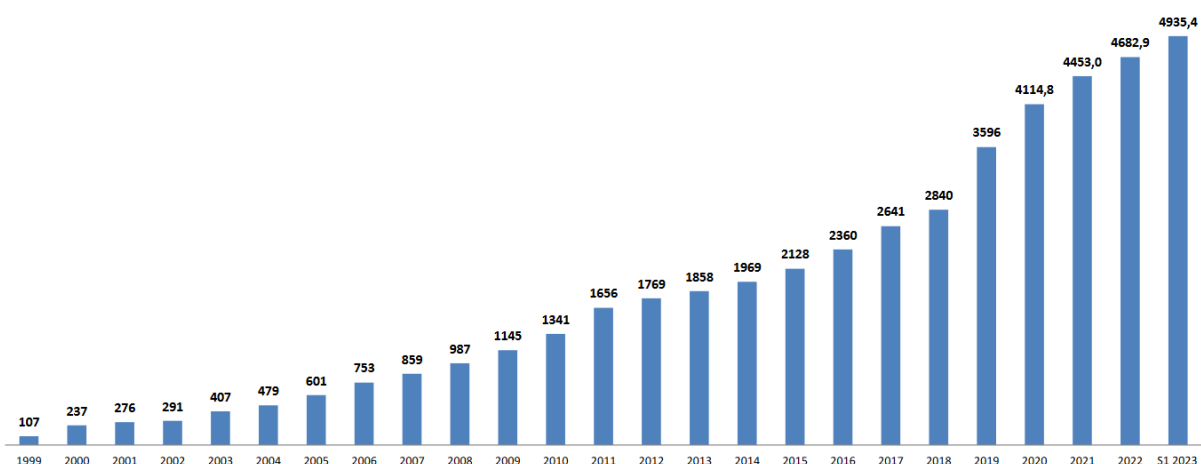
Ουσιαστικά, η Α/Γ μετατρέπει την αιολική ενέργεια σε ηλεκτρική. Η απόδοσή της εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου και το μέγεθός της, επομένως είναι απρόβλεπτη μεταβλητή. Τα βασικά της μέρη είναι ο ρότορας ο άξονας μετάδοσης της στροφικής κίνησης και η γεννήτρια (Σχήμα 2.3).



Σχήμα 2.3 Μέρη μίας τυπικής οριζόντιας Α/Γ (Πηγή: ΚΑΠΕ, 2023).

Ιδιαίτερα χώρες με άφθονο αιολικό δυναμικό, όπως π.χ. η Ολλανδία με τα ρεύματα αέρα που δημιουργούνται από τον Ατλαντικό, είναι πρωτοπόρες σε νέες αντίστοιχες τεχνολογίες/καινοτομίες, αλλά και σε ποσοστά ηλεκτροπαραγωγής από αιολικές εγκαταστάσεις, παρέχοντας μάλιστα περίσσεια αυτής και σε γειτονικές χώρες. Πλέον δημιουργούνται ακόμα και υπεράκτια πάρκα όπως στη Βόρεια Θάλασσα, εκμεταλλευόμενα την αδιάκοπη σταθερή ροή του αέρα, παράγοντας μεγάλα ποσά ενέργειας. Τέτοια πάρκα είναι συνδεδεμένα στο εθνικό δίκτυο και καλύπτουν εξ' ολοκλήρου, ανάγκες μέχρι και ολόκληρων πόλεων. Η παραγόμενη ενέργεια των Α/Γ είναι μεταβλητή λόγω και των απρόβλεπτων καιρικών συνθηκών (του ανέμου εν προκειμένω). Αυτό είναι και το βασικό πρόβλημα που γίνεται προσπάθεια να αντισταθμιστεί με μέσα αποθήκευσης όπως η αντλησιοταμίευση, οι μονάδες υδρογόνου και οι συσσωρευτές. Ιδανικά πρέπει λοιπόν να συνδυάζονται με άλλες μορφές ανανεώσιμων πηγών ώστε να αυξάνεται η αξιοπιστία του συστήματος τροφοδοσίας. Η εγκατάσταση αιολικών πάρκων στην Ελλάδα αυξάνεται ραγδαία τα τελευταία χρόνια, όπως και σε πολλές περιοχές του κόσμου. Παρόλα αυτά έχει παρατηρηθεί το φαινόμενο, να γίνεται αλόγιστη εγκατάσταση Α/Γ στον βωμό του κέρδους και σε βάρος του περιβάλλοντος των οικοσυστημάτων και του φυσικού κάλλους. Αυτό πρέπει να αποφευχθεί πάση θυσία, τόσο

για τη διατήρηση της καθαρότητας και διαφάνειας του όρου «ΑΠΕ» (πόσο μάλλον σε μία φάση που είναι αναγκαίες όσο ποτέ άλλοτε) όσο και για το ίδιο το περιβάλλον. Υπό αυτό το πρίσμα, είναι αναγκαίο να διαμορφωθεί ένα ισχυρότερο και πιο δυναμικό νομικό πλαίσιο αντιμετώπισης τέτοιων φαινομένων, που θα ερευνά σε βάθος και με αντικειμενικότητα, τόσο τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις όσο και τα κίνητρα των εγκαταστατών εταιριών σε σύγκριση με τα οφέλη που προσφέρουν. Στην Ελλάδα είναι εγκαταστημένα στην παρούσα φάση 4.9 MW και αυξάνονται με σταθερό ρυθμό ανά έτος (Σχήμα 2.4).



Σχήμα 2.4 Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW) αιολικών πάρκων στην Ελλάδα, ανά έτος, για την περίοδο 1999 – Ιούνιος 2023 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ, 2023).

Αξίζει να σημειωθεί το γεγονός ότι οι Α/Γ έχουν χρόνο ζωής περίπου 20 έτη και το 85-90% των υλικών τους ανακυκλώνεται αποτελεσματικά μετά το πέρας της διάρκειας ζωής τους, ενώ γίνεται προσπάθεια το ποσοστό αυτό να φτάσει στο 100%. Σύμφωνα με την ΕΕ και Βιομηχανία των Συνθετικών Υλικών (EuCIA, 2023), μέχρι το 2025, ο αιολικός κλάδος – παρά την ακόμα μεγαλύτερη ανάπτυξη που αναμένεται να γνωρίσει τα επόμενα χρόνια – θα είναι υπεύθυνος μόνο για το 10% των συνθετικών αποβλήτων παγκοσμίως (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2022).

Πίνακας 2.1 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων άνω των 5 GW, ανά χώρα του κόσμου (Πηγή: Our world in data, 2023).

Country or region	2000	2022
China	0 GW	366 GW
United States	2 GW	141 GW
Germany	6 GW	66 GW
India	1 GW	42 GW
Spain	2 GW	29 GW
United Kingdom	0 GW	29 GW
Brazil	0 GW	24 GW
France	0 GW	21 GW
Canada	0 GW	15 GW
Sweden	0 GW	15 GW
Italy	0 GW	12 GW
Turkey	0 GW	11 GW
Australia	0 GW	10 GW
Netherlands	0 GW	9 GW
Poland	0 GW	8 GW
Mexico	0 GW	7 GW
Denmark	2 GW	7 GW
Finland	0 GW	6 GW
Portugal	0 GW	5 GW
Belgium	0 GW	5 GW
Norway	0 GW	5 GW
Greece	0 GW	5 GW
Vietnam	2008 0 GW	5 GW
Ireland	0 GW	5 GW
Japan	0 GW	5 GW

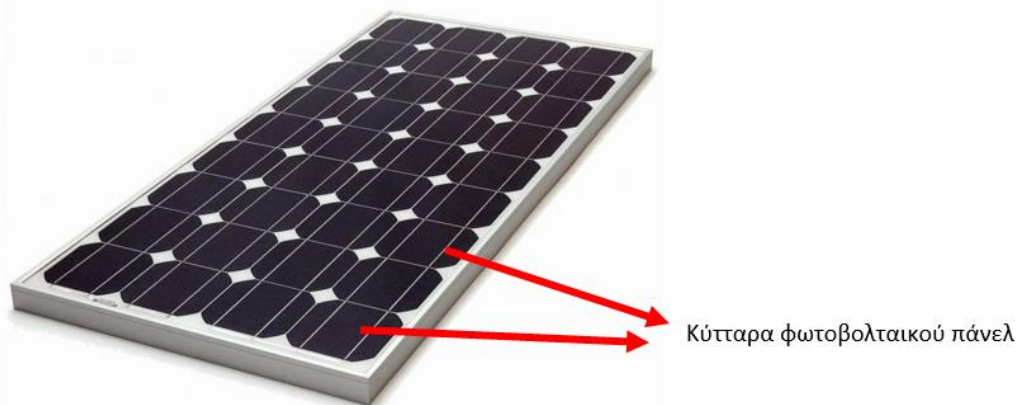
Αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ανά τον κόσμο, χώρες όπως η Κίνα οι ΗΠΑ και η Γερμανία φυσικά κατέχουν τις πρώτες θέσεις στον Πίνακα 2.1, που παρουσιάζει τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ανά χώρα, όμως περισσότερη σημασία έχει το ποσοστό ζήτησης της εκάστοτε χώρας που καλύπτει η κάθε εγκατεστημένη ισχύς (Πίνακας 2.2). Για παράδειγμα, οι προαναφερθείσες χώρες στον πίνακα αυτό, δεν βρίσκονται καν στις πρώτες 5, με την Γερμανία να βρίσκεται στην θέση 10 με ποσοστό κάλυψης από αιολική ενέργεια 21.66% επί της συνολικής της ζήτησης και την Ελλάδα, με πολύ μικρότερη εγκατεστημένη ισχύ, να ακολουθεί στη θέση 11.

Πίνακας 2.2 Ποσοστό αιολικής ενέργειας στη μίξη ενεργειακής παραγωγής ανά χώρα για το 2022 (Πηγή: Our world in data, 2023).

Country or region	1985	2022
Denmark	0.18%	55.03%
Falkland Islands	2000 0.00%	2021 50.00%
Lithuania	1990 0.00%	38.13%
Ireland	1990 0.00%	33.32%
Uruguay	2000 0.00%	32.61%
Luxembourg	1990 0.00%	28.32%
Portugal	0.00%	28.26%
United Kingdom	0.00%	24.62%
Spain	0.00%	21.72%
Germany	1986 0.00%	21.66%
Greece	1987 0.00%	20.71%
Sweden	0.00%	19.36%
Netherlands	0.00%	17.88%
Finland	1990 0.00%	16.58%
Croatia	1990 0.00%	16.08%
Aruba	2000 0.00%	2021 15.05%
Kenya	2000 0.00%	13.63%
Nicaragua	2000 0.00%	2021 13.61%
Cape Verde	2000 7.14%	2021 13.33%
Morocco	0.00%	13.01%
Belgium	1986 0.00%	12.76%
Romania	0.00%	12.56%
Faroe Islands	2000 0.00%	2021 11.90%
Brazil	0.00%	11.75%
Australia	1990 0.00%	11.59%
Poland	0.00%	11.02%
Turkey	0.00%	10.78%
Costa Rica	2000 2.63%	10.77%
Austria	1990 0.00%	10.71%
Chile	1990 0.00%	10.60%
Norway	0.00%	10.41%
United States	0.00%	10.12%
Montenegro	2005 0.00%	9.91%
Argentina	1990 0.00%	9.76%
China	0.00%	9.06%
France	1990 0.00%	8.19%
Mauritania	2000 0.00%	2021 7.98%

2.2 Ηλιακή ενέργεια

Η ηλιακή ενέργεια αποτελεί τον πιο άφθονο και άμεσα διαθέσιμο πόρο μεταξύ των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Θεωρητικά η ηλιακή ενέργεια είναι ικανή να καλύψει τις ανάγκες του πληθυσμού παγκοσμίως αφού η συνολική ετήσια ηλιακή ακτινοβολία που δέχεται η Γη είναι πάνω από 7500 φορές μεγαλύτερη από τη συνολική ετήσια κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας που είναι περίπου 450 EJ (Li et al., 2022). Μερικές από τις καινοτομίες που έχουν εφευρεθεί για την εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας είναι Φ/Β /θερμικοί (PV/T) συλλέκτες (αλλιώς ηλιακοί συλλέκτες), ενσωματωμένα Φ/Β/θερμικά συστήματα (BIPV/T) σε κτίρια, συγκεντρωτικοί σταθμοί παραγωγής ηλιακής ενέργειας, ηλιακή θερμοχημεία και ηλιακή απόσταξη νερού. Από αυτά, οι Φ/Β συλλέκτες (Σχήμα 2.5) είναι η πιο ευρέως διαδομένη μέθοδος, που εγκαθίσταται σε ένα φάσμα εφαρμογών από επίπεδο βιομηχανικό μέχρι και απλό οικιακό. Πρόκειται για πλαίσια στο σχήμα ενός πίνακα που περιέχουν κύτταρα τα οποία χρησιμοποιούν την ενέργεια του φωτός (φωτόνια) από τον ήλιο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Φ/Β φαινομένου.



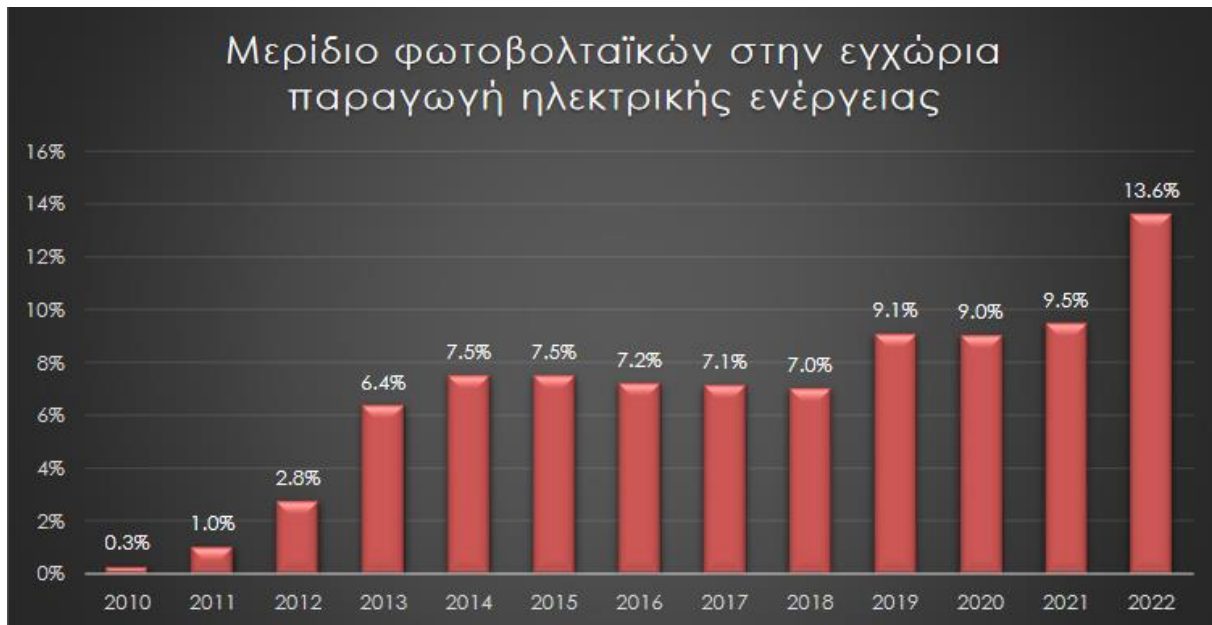
Σχήμα 2.5 Φ/Β πάνελ (HELAPCO, 2022).

Τα υλικά που χρησιμοποιούνται στα κύτταρα για τη μετατροπή αυτή είναι ημιαγωγικά και στις περισσότερες περιπτώσεις βρίσκονται σε κάθε πίνακα, σε πάχος μικρότερο από τέσσερις ανθρώπινες τρίχες. Προκειμένου να προστατεύονται από τα στοιχεία της φύσης στους εξωτερικούς χώρους και να αυξάνεται ο χρόνος ζωής τους, τα κύτταρα τοποθετούνται μεταξύ προστατευτικών υλικών σε συνδυασμούς γυαλιού, πλαστικού ή/και αλουμινίου. Τέτοιοι πίνακες μπορούν να χρησιμοποιηθούν μεμονωμένα ή σε συστοιχίες για μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγή από μία μονάδα. Η ενέργεια που παράγεται από κάθε μονάδα εξαρτάται από μία σειρά παραγόντων όπως ο αριθμός πινάκων, τα υλικά τους, η θέση και κατεύθυνσή

τους και οι καιρικές συνθήκες. Λόγω αυτής της αρθρωτής δομής, τα Φ/Β συστήματα μπορούν να κατασκευαστούν για να καλύψουν σχεδόν κάθε ανάγκη ηλεκτρικής ενέργειας, μικρή ή μεγάλη (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2023). Αναφορικά με τον χρόνο ζωής τους, είναι περίπου 25 έτη και τα υλικά που περιέχουν είναι 10% αλουμίνιο ή χαλκός για τον σκελετό, γυαλί σε ποσοστό 80% και το υπόλοιπο 10% περιέχει στοιχεία για τα κύτταρα όπως πυρίτιο ή αντιμόνιο. Οι ηλιακοί συλλέκτες στο τέλος του κύκλου ζωής τους μπορεί να αποτελέσουν πηγή επικίνδυνων αποβλήτων, παρόλα τα οφέλη παγκοσμίως από την αύξηση της παραγωγής ηλιακής ενέργειας. Η παγκόσμια εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς έφθασε περίπου τα 400 GW στο τέλος του 2017 και αναμένεται να αυξηθεί σε 4500 GW έως το 2050. Λαμβάνοντας υπόψη μια μέση διάρκεια ζωής των πάνελ 25 έτη, τα παγκόσμια ηλιακά Φ/Β απόβλητα αναμένεται να φθάσουν μεταξύ 4-14% της συνολικής δυναμικότητας παραγωγής μέχρι το 2030 και να αυξηθεί σε πάνω από 80% (περίπου 78 εκατομμύρια τόνους) μέχρι το 2050 (Li et al., 2022). Συνεπώς, η διάθεση των Φ/Β πλασίων θα αποτελέσει ένα σημαντικό περιβαλλοντικό ζήτημα στις επόμενες δεκαετίες. Στην Ελλάδα ο μοναδικός εγκεκριμένος φορέας ανακύκλωσης των πάνελ είναι η Φωτοκύκλωση Α.Ε. Σύμφωνα με δηλώσεις του γενικού διευθυντή της εταιρείας, τα ανακτώμενα υλικά των Φ/Β που αξιοποιούνται προσεγγίζουν το ποσοστό του 85%, όμως μέχρι τον Ιούλιο του 2023, η ένταξη και συμμετοχή των υπόχρεων εταιρειών στο Σύστημα Εναλλακτικής Διαχείρισης (ΣΕΔ) ήταν ελάχιστη για τα Φ/Β πλαίσια.

Συγκριτικά με την αιολική ενέργεια, η ηλιακή είναι πιο σταθερή υπό την έννοια ότι είναι πιο εύκολη και αξιόπιστη μία μετεωρολογική πρόβλεψη για ηλιοφάνεια ή μη, από την πρόβλεψη για ανεμολογικές συνθήκες. Παρόλα αυτά όμως, ακόμα και η ηλιακή ενέργεια, παραμένει μεταβλητή και διαλείπουσας φύσης λόγω νέφωσης, επομένως μία Φ/Β μονάδα χρειάζεται, ιδανικά, να συνδυαστεί με αποθηκευτικά μέσα όπως και η αιολική. Το κύριο πλεονέκτημα της Α/Γ είναι ότι μπορεί να παράγει ηλεκτρική ενέργεια κατά τη διάρκεια της ημέρας ή της νύχτας, εφόσον υπάρχει άνεμος. Επίσης οι Α/Γ καταλαμβάνουν λιγότερο χώρο στο έδαφος για να παράγουν επαρκή ηλεκτρική ενέργεια και μπορούν να παράγουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια για την ίδια τιμή. Αυτό σημαίνει ότι είναι πολύ πιο οικονομικές. Για παράδειγμα, αν διατεθούν 1000 € σε Α/Γ μπορούν να παραχθούν περίπου 1 – 2 kW, ενώ με τους ηλιακούς συλλέκτες, μόνο περίπου 0.5 – 0.75 kW με τα ίδια 1000 €.

Το ποσοστό κάλυψης της συνολικής ηλεκτρικής ζήτησης στην Ελλάδα από ηλιακή ενέργεια ανέρχεται περίπου στο 13% (Σχήμα 2.6). Όπως φαίνεται στο σχήμα, η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας στην Ελλάδα, άρχισε να γίνεται ευρέως το 2010. Φυσικά μέχρι τότε είχε γίνει ήδη εγκατάσταση κάποιων Φ/Β πάνελ αλλά όχι σε αριθμούς που να έχουν οποιαδήποτε επιρροή στα ποσοστά παραγωγής και κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 2.6 Μεταβολή ποσοστιαίας κάλυψης ηλεκτρικής ζήτησης από ηλιακή ενέργεια στην Ελλάδα για την περίοδο (Πηγή: HELAPCO, 2023).

Η Ελλάδα ήταν το 2022 τρίτη στην Ευρώπη σε ότι αφορά το ποσοστό της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής που παράγεται από Φ/Β (πίσω μόνο από το Λουξεμβούργο και την Ολλανδία), με ποσοστό τριπλάσιο από τον παγκόσμιο μέσο όρο. Σήμερα συνεχίζει να βρίσκεται στις 10 πρωτοπόρες χώρες στην κατηγορία αυτή (Σχήμα 2.7) (για τις χώρες με το σήμα στα αριστερά τους δεν έχουν ανανεωθεί τα δεδομένα από το 2021).

Πίνακας 2.3 Παγκόσμια κατάταξη ηλεκτροπαραγωγής από ηλιακή ενέργεια ανά χώρα το 2022 (Πηγή: Our world in data, 2023).

Country/area ↑↓	↑↓ 1985	↑ 2022
Cook Islands		40.00%
Namibia		24.20%
Palestine		23.26%
Luxembourg		19.47%
Chile		17.45%
Yemen		17.00%
Jordan		16.00%
El Salvador		14.44%
Vanuatu		14.29%
Netherlands	0.00%	13.92%
Australia		13.31%
Greece		12.62%
Hungary		12.58%
Tonga		12.50%
Malawi		11.97%

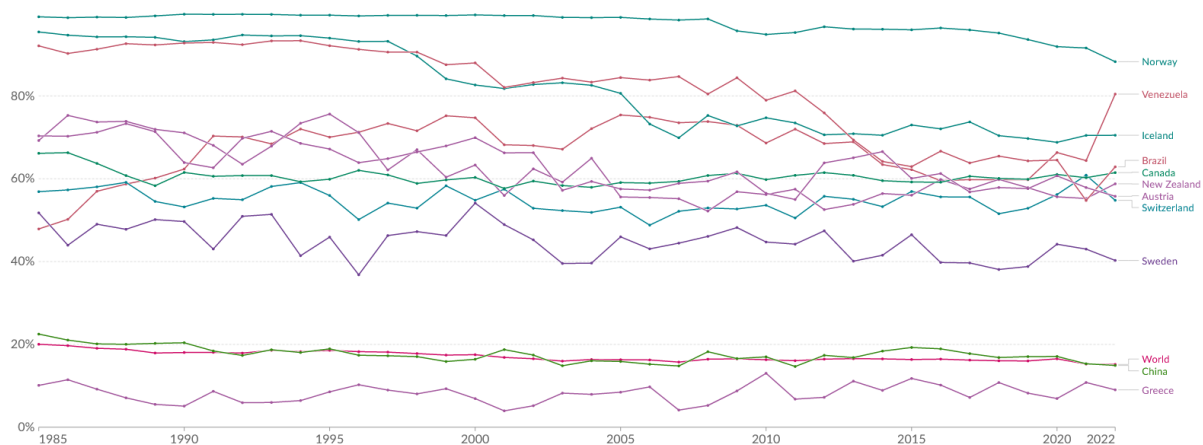
Το 2022, τα Φ/Β παρήγαγαν το 39% της ηλεκτρικής κατανάλωσης όλων των νοικοκυριών της χώρας. Μετά από σχεδόν 2 δεκαετίες από την απαρχή χρήσης της, έχει εξελιχθεί στην πιο φθηνή τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής με το κόστος των Φ/Β πλαισίων να έχει πέσει κατά 90% από το 2009 έως σήμερα. Χάρη στα Φ/Β, το 2022 αποφεύχθηκε η έκλυση 4.5 εκατομμυρίων τόνων διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), ποσότητα που εκλύουν 3.6 εκατομμύρια νέα αυτοκίνητα με κινητήρες εσωτερικής καύσης, καθένα από τα οποία κάνει κατά μέσο όρο 10000 χιλιόμετρα ετησίως (HELAPCO, 2023).

2.3 Υδραυλική ενέργεια

Η απαρχή εκμετάλλευσης της υδραυλικής ενέργειας της υδραυλικής ενέργειας έγινε από τον Αρχιμήδη το 220 π.Χ. όταν διατύπωσε τον Υδραυλικό Νόμο (αρχή της Άνωσης). Η πρώτη αντλία νερού εφευρέθηκε το 200 π.Χ. ενώ τροχοί που κινούνταν με νερό εμφανίστηκαν στην Κίνα το 100 π.Χ. (Lim et al., 2003) Η καθαριστική όμως καινοτομία που εδραιώθηκε ευρέως στον τομέα παραγωγής ενέργειας ήταν η εκμετάλλευση της δύναμης του νερού σε υδρόπτωση. Στην αρχή της Βιομηχανικής Επανάστασης στη Βρετανία, το νερό ήταν από τις βασικές πηγές ισχύος. Το 1800 οι περισσότερες τεχνολογίες είχαν αλλαχθεί από στροβίλους

ανοιχτού τύπου σε κλειστού, ενώ το 1848 ο James B. Francis, δημιούργησε την πρώτη τουρμπίνα, που με ορισμένες βελτιώσεις χρησιμοποιείται και σήμερα. Η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από την ενέργεια του νερού που κινείται από υψηλότερα σε χαμηλότερα υψόμετρα και κινεί στροβίλους. Αυτοί με τη σειρά τους κινούν πηνία τα οποία παράγουν ηλεκτρισμό. Η παραγωγή ενέργειας με τον τρόπο αυτό έχει ονομαστεί υδροηλεκτρική. Είναι ανανεώσιμη πηγή αφού, θεωρητικά, ο κύκλος του νερού από τις θάλασσες μέχρι τα βουνά και τις λίμνες τους, ποτέ δεν σταματά. Η προσέγγιση εδώ είναι θεωρητική, διότι πλέον, σύμφωνα με στοιχεία δορυφόρων και έρευνα που διεξήχθη τα τελευταία 30 χρόνια, είναι δεδομένη η δραματική μείωση στάθμης στις μεγαλύτερες λίμνες του κόσμου (Yao et al., 2023). Παρόλα αυτά, η υδροηλεκτρική ενέργεια αποτελεί μία εδραιωμένη, ώριμη, προβλέψιμη και ανταγωνιστική σε τιμές τεχνολογία. Απαιτεί σχετικά υψηλές αρχικές επενδύσεις, αλλά έχει μεγάλη διάρκεια ζωής με πολύ χαμηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Το υφιστάμενο υδροηλεκτρικό σύστημα έχει, σε παγκόσμια κλίμακα, ετήσια παραγωγική ικανότητα 3500 TWh και συμβάλλει στο 16% της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως (Killingtveit, 2014).

Μερικές περιοχές με ψηλό υδροδυναμικό (δυνατότητα μεγάλης υδροηλεκτρικής παραγωγής), είναι η νοτιοανατολική Ασία, η Λατινική Αμερική (κυρίως η Βραζιλία), οι χώρες οι παρακείμενες του Νείλου και οι χώρες που βρίσκονται στο πέρασμα ποταμών που πηγάζουν από τις Άλπεις. Η κατάταξη αυτή είναι ένα λογικό συμπέρασμα, εάν κανείς σκεφτεί ότι μπορούν να εκμεταλλευθούν τους τεράστιους ποταμούς (π.χ. Γάγγης, Αμαζόνιος, Νείλος) που πηγάζουν από τους μεγαλύτερους όγκους βουνών του κόσμου. Ανώτερη όλων, τόσο σε μέγεθος όσο και σε παραγωγή ανέρχεται η υδροηλεκτρική μονάδα Three Gorges Dam με εγκατεστημένη ισχύ 22.5 GW. Στο Σχήμα 2.7, παρουσιάζονται οι χώρες με τα μεγαλύτερα ποσοστά ηλεκτροπαραγωγής από εκμετάλλευση υδροδυναμικού, με πρωτοστατούσα την Νορβηγία.



Σχήμα 2.7 Κατάταξη χωρών με βάση τα ποσοστά ηλεκτροπαραγωγής τους από υδροηλεκτρική ενέργεια για το 2022 (Πηγή: Our world in data, 2023).

Σήμερα, η συνολική παγκόσμια εγκατεστημένη υδροηλεκτρική ισχύς ξεπερνά τα 2500 GW παράγοντας περίπου 4400 TWh ανά έτος. Αυτό αποτελεί περίπου το 15% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος διαδραματίζοντας σημαντικό ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης και μάλιστα με ελάχιστες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Η διεθνής υπηρεσία ενέργειας (IEA) και η διεθνής υπηρεσία ΑΠΕ (IRENA) εκτιμούν ότι μέχρι το 2050, πρέπει αυτή να έχει διπλασιαστεί σαν αρωγή στην προσπάθεια επίτευξης των στόχων για την κλιματική αλλαγή. Σύμφωνα με στοιχεία της διεθνούς υπηρεσίας υδροηλεκτρικής παραγωγής (International Hydropower Association, IHA) οι μονάδες σχεδόν της μισής εγκατεστημένης υδροηλεκτρικής παραγωγής, είναι 30 χρονών και περίπου το 40% είναι 40 χρονών. Επομένως, εκτός της δημιουργίας νέων υδροηλεκτρικών μονάδων τίθεται σαν στόχος και η συντήρηση και αναβάθμιση των παλαιών. Επίσης, από τα μεγάλα φράγματα που έχουν χτισθεί (περίπου 59000 με ύψος άνω των 15 m), λιγότερα από το 30% αυτών χρησιμοποιούνται για υδροηλεκτρική παραγωγή. Αν και δεν είναι όλα κατάλληλα για τέτοιου είδους παραγωγή, έχουν πραγματοποιηθεί εκτεταμένες μελέτες για τις δυνατότητες τροποποίησης και υδροηλεκτρικής εκμετάλλευσής τους (IHA, 2023).

Για παράδειγμα στις ΗΠΑ, βρέθηκε ότι με τέτοιου είδους αναπροσαρμογές, θα μπορούσαν να προστεθούν στο δίκτυο παραγωγής σχεδόν 12 GW ισχύος δίνοντας ενέργεια σε σχεδόν 5 εκατομμύρια νοικοκυριά ετησίως, μέγεθος διόλου ευκαταφρόνητο όταν οι ενεργειακές αναταραχές έχουν πλέον καταστεί σύνηθες φαινόμενο, λόγω των εκάστοτε συνθηκών (πόλεμοι, πανδημίες, οικονομικές κρίσεις).

Στην Ελλάδα, η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) Ανανεώσιμες διατηρεί σήμερα 18 υδροηλεκτρικούς Σταθμούς μικρού μεγέθους σε λειτουργία, 4 σε φάση κατασκευής ενώ αρκετά νέα έργα έχουν λάβει άδεια παραγωγής. Η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας το 2020 ανήλθε σε 136 GWh ενώ από την λειτουργία των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (ΜΥΗΣ) αποφεύχθηκε η εκπομπή 94108 τόνων CO₂, καλύπτοντας τις ανάγκες σε ενέργεια 37104 ελληνικών νοικοκυριών. Οι αριθμοί αυτοί μεταφράζονται σε περίπου 8% κάλυψη της συνολικής ζήτησης φορτίου στην Ελλάδα. Οι μεγαλύτερες υδροηλεκτρικές μονάδες στην Ελλάδα βρίσκονται στον Αλιάκμονα (1020 MW συνολικά), τον Αχελώο (907 MW συνολικά), τον Άραχθο (544 MW συνολικά) και τον Νέστο (500 MW συνολικά) (ΔΕΗ ανανεώσιμες, 2023). Είναι σημαντικό να τονισθεί το γεγονός, ότι η υδροηλεκτρική ενέργεια μπορεί να παρέχει υπηρεσίες διαχείρισης ενέργειας και υδάτων και επίσης να βοηθήσει στην υποστήριξη άλλων μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, παρέχοντας υπηρεσίες αποθήκευσης (αντλησιοταμίευση) και εξισορρόπησης φορτίου (Κεφάλαιο 3.1).

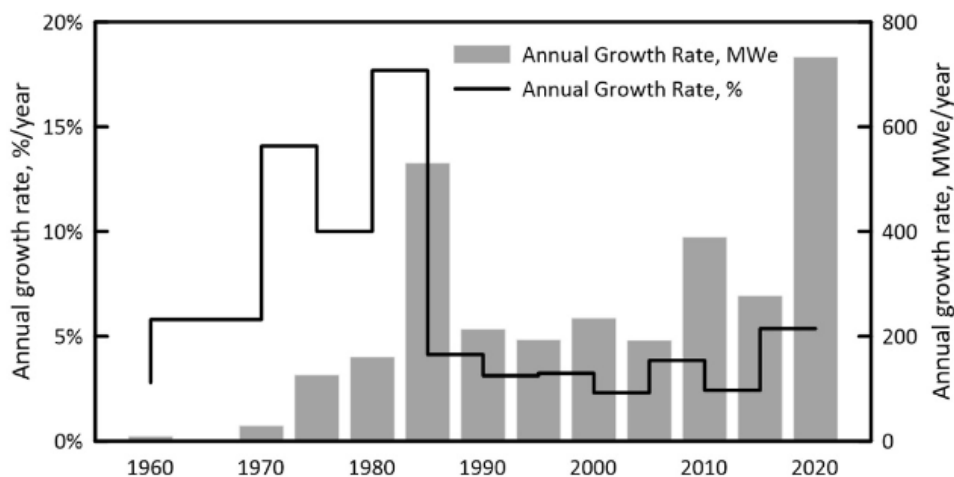
2.4 Γεωθερμική ενέργεια

Η γεωθερμία είναι μια ανανεώσιμη πηγή βιώσιμης ενέργειας που παράγεται από την εκμετάλλευση του υπόγειου γεωθερμικού δυναμικού, βασίζεται δηλαδή στη ροή θερμότητας από τον πυρήνα της γης. Έχει ελάχιστο έως μηδενικό περιβαλλοντικό αποτύπωμα και μπορεί με τις σημερινές τεχνολογικές δυνατότητες να παράγει θερμική ή/και ηλεκτρική ενέργεια. Η θερμότητα του πυρήνα της Γης που αναδύεται μέχρι τα επιφανειακά στρώματα φλοιού της έχει ως αποτέλεσμα και το θερμό νερό ή τον ατμό. Από τα κοιτάσματα αυτά, τα ευρισκόμενα σε μεγαλύτερο βάθος χρησιμοποιούνται για ηλεκτροπαραγωγή ενώ τα πιο ρηχά για κλιματισμό και θέρμανση (Soltani et al., 2021). Οι λιγοστές περιβαλλοντικές επιπτώσεις προκύπτουν από τη χρήση γης, τις ατμοσφαιρικές εκπομπές, την κατανάλωση νερού, τα στερεά απόβλητα και ανάλογα με την τοποθεσία που εγκαθίσταται εργοστάσιο εκμετάλλευσης γεωθερμίας, απειλές για τη βιοποικιλότητα.

Στα τέλη του 20ου αιώνα, η γεωθερμία ενετάχθη στη φαρέτρα των ΑΠΕ και εξελίχθηκε σε μία αρκετά αξιόπιστη πηγή ηλεκτροπαραγωγής. Κατά τη δεκαετία του 1980 έγινε μία συνδυασμένη προσπάθεια του δημόσιου και ιδιωτικού τομέα για ανάπτυξη του τομέα παραγωγής ενέργειας μέσω γεωθερμίας. Το ενδιαφέρον για γεωθερμική ενέργεια συνέχισε

να αυξάνεται λόγω της ευαισθητοποίησης του κοινού σχετικά με τις δυσμενείς επιπτώσεις της καύσης ορυκτών καυσίμων στην την ποιότητα ζωής του πληθυσμού και διάφορες οικονομικές κρίσεις που προκλήθηκαν στη βιομηχανία πετρελαίου (Lund and Toth, 2021).

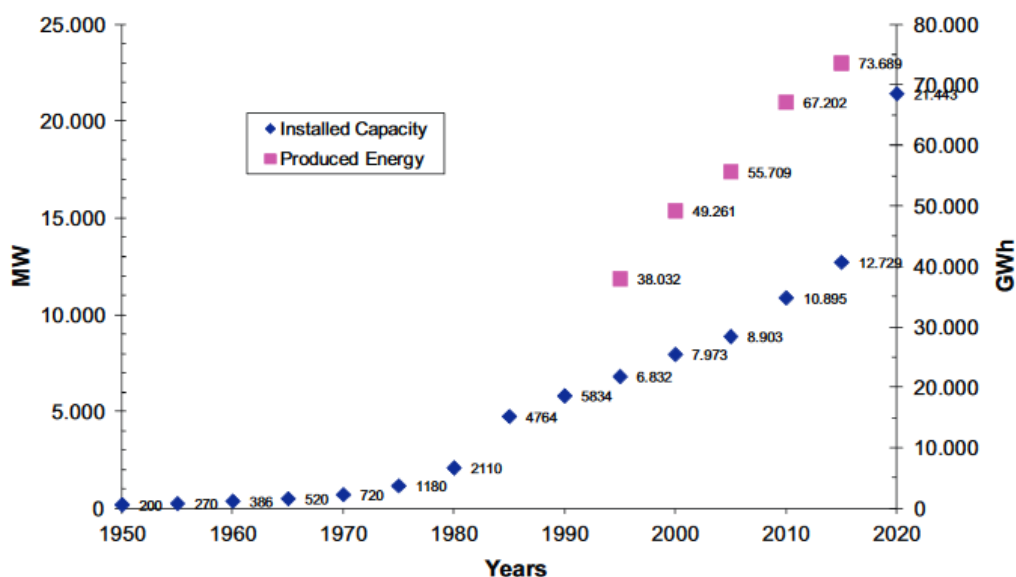
Η γεωθερμική ενέργεια είναι ένας ανανεώσιμος πόρος. Η Γη εκπέμπει θερμότητα εδώ και περίπου 4.5 δισεκατομμύρια χρόνια και θα συνεχίσει να εκπέμπει για δισεκατομμύρια χρόνια ακόμα λόγω της συνεχιζόμενης ραδιενεργού αποσύνθεσης στον πυρήνα της Γης. Ωστόσο, τα περισσότερα “πηγάδια” από τα οποία εξάγεται θερμότητα, σταδιακά στερεύουν, ειδικά αν η θερμότητα εξάγεται πιο γρήγορα απ’ ό,τι αναπληρώνεται από τον πυρήνα της Γης. Στο Larderello της Ιταλίας, ο πρώτος ηλεκτρικός σταθμός στον κόσμο που τροφοδοτήθηκε από γεωθερμική ενέργεια, έχει δει την πίεση του ατμού να πέφτει κατά περισσότερο από 25% από τη δεκαετία του 1950. Αρκετά ακόμα τέτοια παραδείγματα επιβεβαιώνουν τις επιπτώσεις της μακροχρόνιας εξόρυξης γεωθερμικής ενέργειας. Σε ορισμένες περιπτώσεις γίνονται ενέσεις νερού στο υπέδαφος, τακτική που μπορεί να βοηθήσει τη γεωθερμική πηγή μίας περιοχής να διαρκέσει περισσότερο (Turgeon and Morse, 2023). Ωστόσο, η διαδικασία αυτή μπορεί να προκαλέσει μικροσεισμούς, όπως έγινε στη Βασιλεία το 2006 με μικρο-καταστροφές σε σπίτια (The Guardian, 2009)



Σχήμα 2.8 Global growth of electricity produced from geothermal energy sources (Abrasilado et al., 2023).

Στα μέσα της δεκαετίας του '80 ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της εγκατεστημένης γεωθερμικής ισχύος ήταν άνω του 10%. Από τα μέσα της δεκαετίας του 1990 έως σήμερα, επιβραδύνθηκε σε μέσο όρο 4% ετησίως, σημαντικά χαμηλότερο από ό,τι ήταν συνηθισμένος (Σχήμα 2.8).

Οικονομικές, πολιτικές και τεχνικές προκλήσεις εμπόδισαν την ευρεία εδραίωση της γεωθερμικής ενέργειας. Οι πιο εκτεταμένοι και εύκολα προσβάσιμοι γεωθερμικοί πόροι έχουν ήδη εξερευνηθεί και εκμεταλλεύονται. Πολλές άλλες περιοχές με πιθανό γεωθερμικό δυναμικό βρίσκονται σε απομακρυσμένες περιοχές και χρειάζονται απαιτητικές εργασίες για την πρόσβαση και διενέργεια λεπτομερέστερης επιτήρησης για να αποδειχθεί η οικονομική τους βιωσιμότητα. Για να υλοποιηθεί ένα έργο γεωθερμικού σταθμού παραγωγής ενέργειας πρέπει να ληφθούν υπόψη απαιτήσεις, όπως εξασφάλιση δικαιωμάτων γης, ρυθμιστική συμμόρφωση, περιβαλλοντικοί περιορισμοί, εύρεση κεφαλαίων και άλλοι παράγοντες που ποικίλλουν ανά χώρα. Παρ' όλα αυτά, ακόμα και επιβραδυμένη, έχει συνεχίσει μέχρι σήμερα να αυξάνεται ετησίως η εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύς παγκοσμίως. Βέβαια αποτελεί ένα αρκετά μικρό ποσοστό, κάτω από το 1% αυτής, με λίγο πάνω από 21 GW συνολικά όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.9.



Σχήμα 2.9 Εγκατεστημένη ισχύς παγκοσμίως από το 1950 μέχρι το 2015 (αριστερά, MWe) και παραχθείσα γεωθερμική ενέργεια (δεξιά, GWh) (Bertani, 2016).

Πρωτοπόρες χώρες στην εκμετάλλευση γεωθερμίας είναι εκείνες που συνδυάζουν τις δύο βασικές απαιτήσεις, την ύπαρξη γεωθερμικών πηγών στην επικράτειά τους και την οικονομική δυνατότητα που απαιτείται για την εκμετάλλευσή τους αλλά και άλλες επίσης σημαντικές. Οι 10 πρωτοστατούσες στον τομέα της γεωθερμίας παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.5, με πρώτη τις ΗΠΑ με 2.6 GW εγκατεστημένη ισχύ. Βέβαια στις ΗΠΑ για παράδειγμα, η ισχύς αυτή είναι ένα αμελητέο ποσοστό (0.22%) της συνολικής ισχύος της επικράτειά τους

που αγγίζει τα 1200 GW, ενώ το 0.172 GW της Ισλανδίας αντιστοιχεί στο 5.7% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της που είναι περίπου 2.97 GW. Αυτό οφείλεται στη βασική διαφορά των δύο, που είναι φυσικά η σχέση έκτασης κάθε χώρας με τη συχνότητα γεωθερμικών πηγών σε αυτή (The global economy, 2023).

Πίνακας 2.5 Οι 10 χώρες με την υψηλότερη εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύ ανά τον κόσμο (Πηγή: Our world in data, 2023).

Country/area ↑↓	↑↓ 2000	↑ 2022
United States	2,793.00 MW	2,652.60 MW
Indonesia	525.00 MW	2,342.60 MW
Philippines	1,846.70 MW	1,932.00 MW
Turkey	18.00 MW	1,691.29 MW
New Zealand	418.00 MW	1,273.00 MW
Mexico	855.00 MW	1,059.00 MW
Kenya	58.00 MW	949.10 MW
Italy	590.00 MW	771.79 MW
Iceland	172.00 MW	756.66 MW
Japan	533.00 MW	431.00 MW

2.5 Βιομάζα

Στις ΑΠΕ συγκαταλέγεται και η ενέργεια από βιομάζα. Η βιομάζα είναι ουσιαστικά υπολείμματα από δάση, ξύλα φυτά και καλλιέργειες, στερεά απόβλητα, ανθρώπινα λύματα, απόβλητα από την επεξεργασία τροφίμων. Είναι πόροι που βρίσκονται συνεχώς διαθέσιμοι και ανανεώσιμοι στο περιβάλλον και σε μεγαλύτερο βαθμό σε περιοχές με αφθονία και μεγάλη ποικιλία χλωρίδας και πανίδας αφού η πλειοψηφία των αποβλήτων (64%), προέρχεται από ξυλεία, το 24% από αστικά λύματα και το 5% από γεωργικά (Sarkodie, 2019). Περιοχές στις οποίες γίνεται σωστή εκμετάλλευση της βιομάζας, έχουν καταφέρει να παρουσιάζουν ποσοστό κάλυψης των αναγκών ηλεκτροπαραγωγής τους προερχόμενο από ενέργεια βιομάζας, ακόμα και 35%, ενώ σε παγκόσμιο επίπεδο το ποσοστό αυτό ανέρχεται σε 13%. Έχει υπολογιστεί ότι τα απόβλητα βιομάζας ανέρχονται σε περίπου 13 δις τόνους / έτος, ποσότητα που, εάν αξιοποιούνταν εξ' ολοκλήρου, θα παρήγαγε ενέργεια δεκαπλάσια από την απαιτούμενη για κάλυψη της παγκόσμιας ζήτησης.

Η ουδετερότητα της ενέργειας από βιομάζα όμως, αμφισβητείται ως προς τη δυνητικά ρυπογόνα φύση της. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι ο παραδοσιακός τρόπος παραγωγής ενέργειας από βιομάζα, π.χ. καύση ξυλίας, γεωργικών υποπροϊόντων και κοπριάς, μπορεί να δημιουργήσει ατμοσφαιρική ρύπανση. Από την άλλη, στοιχεία δείχνουν ότι ο σύγχρονος τρόπος παραγωγής ενέργειας από βιομάζα, δηλαδή των βιοκαυσίμων που δημιουργούνται με τη διαδικασία της αναερόβιας χώνευσης, έχει λιγότερες αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις (Zafar et al., 2021).

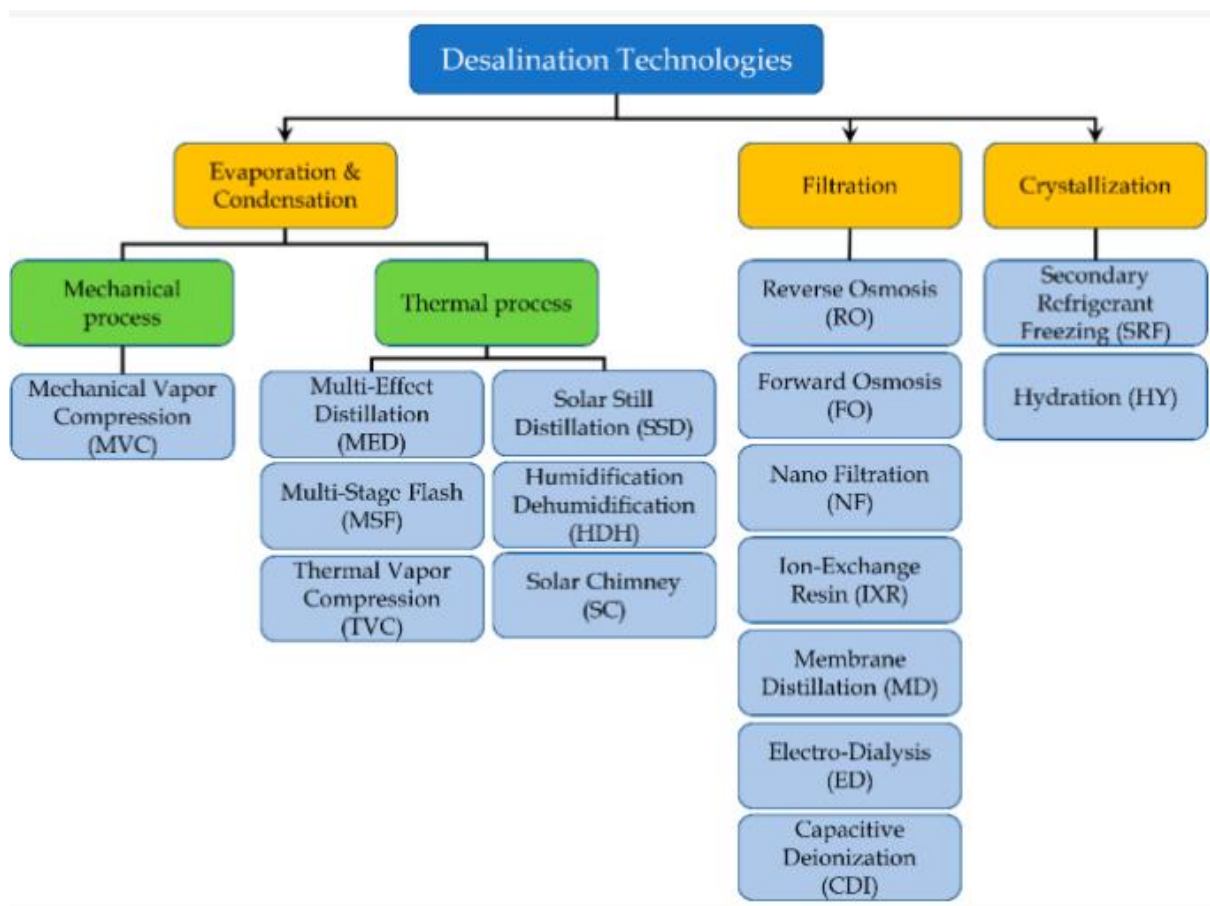
3. Αφαλάτωση – Αποθήκευση ενέργειας

3.1 Μέθοδοι αφαλάτωσης

Η αφαλάτωση υιοθετείται όλο και περισσότερο στις μέρες μας σε ορισμένες περιοχές του κόσμου με έλλειψη γλυκού νερού, αλλά ύπαρξη υφάλμυρου ή αλμυρού. Συνήθως εξυπηρετούν περιοχές παραθαλάσσιες με εύκολη και γρήγορη πρόσβαση σε υφάλμυρο - θαλασσινό νερό και απομακρυσμένες περιοχές όπως νησιά χωρίς επαρκή ποσότητα νερού σε λίμνες ή ποτάμια. Σε αυτές, η τακτική των γεωτρήσεων που εφαρμόζεται τις τελευταίες δεκαετίες, εγκυμονεί κινδύνους για την ποιότητα του νερού με το νερό του υδροφόρου ορίζοντα πολλές φορές να μετατρέπεται σε υφάλμυρο. Επιπλέον, για τις περιοχές αυτές, είναι οικονομικά ασύμφορη η δημιουργία κάποιου μεγάλου εργοστασίου παραγωγής ενέργειας όπως αυτά που εξυπηρετούν χώρες ή μεγάλες πόλεις. Επομένως η αφαλάτωση συνδυάζεται πιο αρμονικά και αποτελεσματικά με ΑΠΕ όπως Α/Γ ή Φ/Β. Σε αυτές τις περιπτώσεις, οι εγκαταστάσεις επεξεργασίας θαλασσινού νερού είναι ίδιες με τις παραδοσιακές, με τη μόνη διαφορά ότι χρησιμοποιούν ΑΠΕ ως πηγές ενέργειας. Οι υδάτινοι πόροι χωρίζονται ποσοστιαία σε 97.5% αλμυρό νερό (στους ωκεανούς και σε κάποιες λίμνες) και 2.5% γλυκό νερό. Το τελευταίο βρίσκεται σε λίμνες, ποτάμια, με τη μορφή πάγου/χιονιού και στο υπέδαφος (Youssefa et al., 2014). Αν κανείς λάβει υπόψη του το γεγονός ότι η κλιματική κρίση έχει ως αποτέλεσμα ξηρασίες και μείωση του γλυκού νερού λιμνών και ποταμών αλλά και τήξη των πάγων, αντιλαμβάνεται πόσο σημαντικές είναι οι ήδη υπάρχουσες καινοτομίες αφαλάτωσης αλλά και η εξέλιξή τους για τις μελλοντικές γενιές.

Οι τεχνολογίες αφαλάτωσης χωρίζονται σε τρεις ομάδες, ως εξής (Σχήμα 3.10):

- (i) συστήματα με θερμική ενεργοποίηση στα οποία η εξάτμιση και η συμπύκνωση είναι οι κύριες διεργασίες που χρησιμοποιούνται για το διαχωρισμό των αλάτων από το νερό,
- (ii) συστήματα όπου πίεση εφαρμόζεται στο αλμυρό νερό αναγκάζοντάς το να διαχωρίζεται από το νερό μέσα από μια μεμβράνη, αφήνοντας τα άλατα πίσω και τέλος,
- (iii) χημικά ενεργοποιούμενες μέθοδοι αφαλάτωσης. Θερμικά ενεργοποιημένα συστήματα περιλαμβάνουν: απόσταξη πολλαπλών σταδίων (MSF), απόσταξη πολλαπλών επιδράσεων (MED), απόσταξη ατμών απόσταξη συμπίεσης (MVC), αφαλάτωση με ύγρανση - αφύγρανση (HDH), ηλιακή απόσταξη (SD) και κατάψυξη (Frz) (Youssefa et al., 2014).

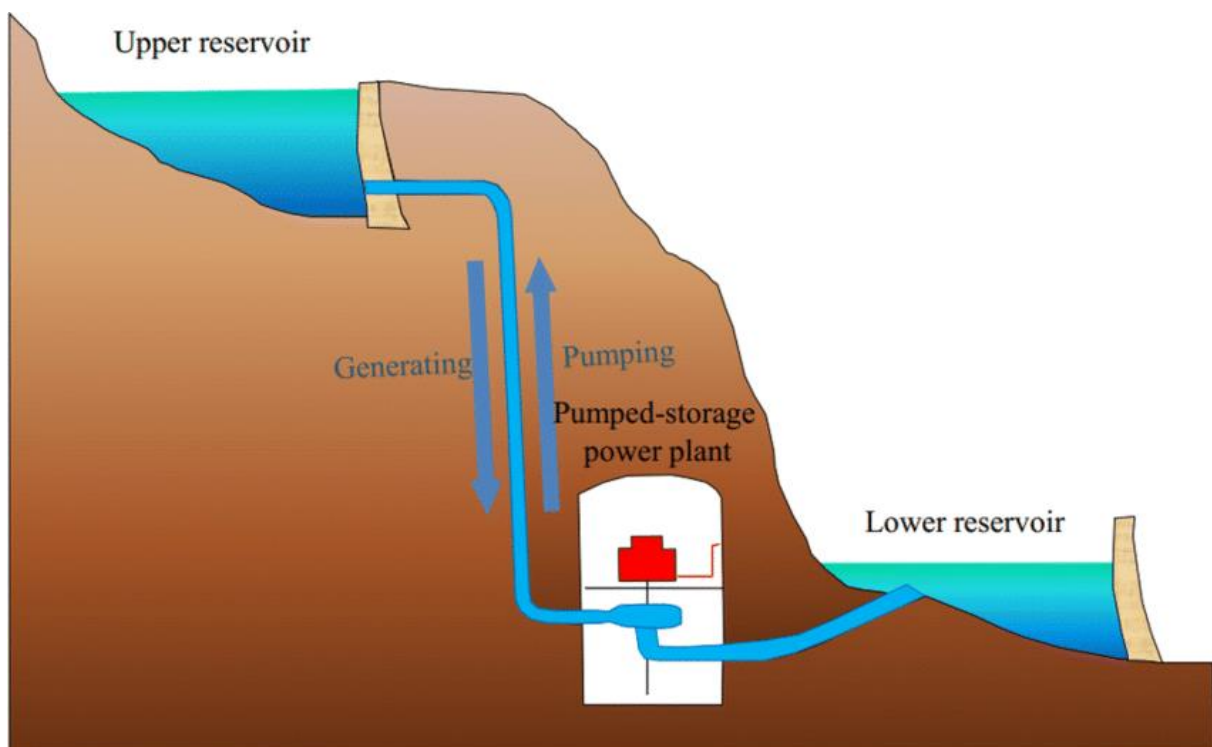


Σχήμα 3.10 Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών αφαλάτωσης βάσει της αρχής λειτουργίας τους (Curto et al., 2021).

Η τεχνολογία μεμβρανών αντίστροφης ώσμωσης έχει αναπτυχθεί τα τελευταία 40 χρόνια κατά 44%. αντιπροσωπεύουν το μεγαλύτερο μερίδιο στην παγκόσμια δυναμικότητα αφαλάτωσης και 80% στο συνολικό αριθμό των εγκαταστάσεων αφαλάτωσης παγκοσμίως. Η χρήση της αφαλάτωσης με μεμβράνες έχει αυξηθεί καθώς τα υλικά έχουν βελτιωθεί και το κόστος τους έχει μειωθεί. Σήμερα, οι μεμβράνες αντίστροφης ώσμωσης είναι η κορυφαία τεχνολογία για τις νέες εγκαταστάσεις αφαλάτωσης και εφαρμόζονται σε μια ποικιλία πόρων αλμυρού νερού με τη χρήση προσαρμοσμένης προεπεξεργασίας και σχεδιασμού του συστήματος μεμβρανών (Greenlee et al., 2009).

3.2 Αντλησιοταμίευση

Τα αποθηκευτικά ενεργειακά μέσα αποτελούν λύση για τον γρίφο της μεταβλητότητας της ενεργειακής παραγωγής από ΑΠΕ. Ένα από αυτά είναι η αντλησιοταμίευση. Η αντλησιοταμίευση υδροηλεκτρικής ενέργειας είναι μια καθιερωμένη και εμπορικά αποδεκτή τεχνολογία για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε κλίμακα κοινής ωφέλειας και χρησιμοποιείται ήδη από τη δεκαετία του 1890.



Σχήμα 3.1 Διαδικασία αντλησιοταμίευσης και υδροηλεκτρικού σταθμού, σε συνδυασμό με Α/Γ (Bao et al., 2019).

Ουσιαστικά η βασική διαδικασία που λαμβάνει χώρα (Σχήμα 3.1), είναι ένας κύκλος νερού μεταξύ δύο δεξαμενών με υψομετρική διαφορά (upper reservoir, lower reservoir). Η αρχή γίνεται με την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ. Η ενέργεια αυτή κανονικά διοχετεύεται στο δίκτυο για την κάλυψη των αναγκών. Επειδή όμως η παραγωγή από ΑΠΕ δεν είναι σταθερή και εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες, όταν είναι μεγαλύτερη από τις ανάγκες δικτύου, διοχετεύεται σε αντλιοστάσιο που διοχετεύει το νερό της κάτω δεξαμενής στην πάνω. Έτσι, αντί να απορριφθεί, το ενεργειακό πλεόνασμα χρησιμοποιείται και αποθηκεύεται με τη μορφή του νερού σε υψόμετρο. Όταν οι ανάγκες δικτύου απαιτήσουν ενέργεια παραπάνω από την παραγόμενη από ΑΠΕ, το νερό της άνω δεξαμενής πέφτει σε υδροστρόβιλο ο οποίος παράγει την απαιτούμενη ενέργεια. Το νερό καταλήγει στην κάτω δεξαμενή και υπόκειται ξανά στον ίδιο κύκλο. Με τον κύκλο αυτό, όχι μόνο δεν πάει χαμένη η ενέργεια από ΑΠΕ αλλά αποθηκεύεται και μάλιστα σε μεγάλη κλίμακα, αναλόγως και το μέγεθος των δεξαμενών. Η υδροηλεκτρική ενέργεια δεν είναι μόνο ανανεώσιμη και βιώσιμη πηγή ενέργειας, αλλά σε συνδυασμό με την ευελιξία και την ικανότητα αποθήκευσης στο σύστημα, την καθιστούν δυνατή την να βελτιώσει τη σταθερότητα του δικτύου και να υποστηρίξει την ανάπτυξη μεταβλητών ΑΠΕ, όπως η αιολική και η ηλιακή.

Η παροχή PHES σε απομονωμένα δίκτυα, όπως αυτά που συναντώνται σε νησιά, φαίνεται να είναι μια πολλά υποσχόμενη επιλογή για την αντιμετώπιση τόσο των υψηλών κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της συνεχώς αυξανόμενης ισχύος ζήτησης που παρατηρείται στις περιοχές αυτές (Denholm et al., 2010).

Πρόσφατα εξετάστηκε η ικανότητα του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας να απορροφήσει ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές και την αναγκαιότητα των συστημάτων αντλησιοταμίευσης (Caralis et al., 2012). Κατά την τρέχουσα δεκαετία, το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας θα επιχειρήσει σταδιακά μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ, με ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας και των Φ/Β. Η μεταβλητότητα της αιολικής και ω παραγωγής και η τρέχουσα δομή του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, όμως, εισάγουν τεχνικούς περιορισμούς, οι οποίοι θα πρέπει να ληφθούν υπόψη στην ενσωμάτωση αυτή. Υπάρχουν ήδη ολοκληρωμένα έργα αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα όπως π.χ. το έργο της Αμφιλοχίας με 690 MW ισχύ υδροστροβίλων και 780 MW ισχύ άντλησης, αλλά και έργα μικρότερης ισχύος όπως αυτά της Ικαρίας και της Αστυπάλαιας.

3.3 Υδρογόνο

Τα ορυκτά καύσιμα που περιλαμβάνουν άνθρακα, αργό πετρέλαιο και φυσικό αέριο είναι μη ανανεώσιμα και πολύ επιβλαβή για το περιβάλλον. Η ενέργεια όμως που πηγάζει από καύση υδρογόνου θεωρείται πράσινη αφού είναι βιώσιμο και φιλικό προς το περιβάλλον. Ωστόσο, λόγω του ελαφρού του βάρους και της αέριας φύσης του, παρουσιάζει προβλήματα στην αποθήκευση, που είναι ίσως το μεγαλύτερο εμπόδιο για την επιτυχία της οικονομίας του υδρογόνου σε μεγάλη κλίμακα. Υπάρχουν διάφοροι τρόποι αποθήκευσης του υδρογόνου με ποικιλία φυσικών και χημικών μεθόδων. Κάθε ένας έχει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Οι ως τώρα γνωστές μέθοδοι αποθήκευσης υδρογόνου είναι οι εξής:

- Συμπιεσμένο υδρογόνο
- Υγροποιημένο υδρογόνο
- Κρυσσυμπιεσμένο υδρογόνο
- Φυσικά προσροφημένο υδρογόνο
- Υδρίδια μετάλλων
- Πολύπλοκα υδρίδια
- Υγροί οργανικοί φορείς υδρογόνου (LOHC) ή υγρά οργανικά υδρίδια

Από αυτές, η πιο διαδεδομένη και προτεινόμενη, είναι το συμπιεσμένο υδρογόνο αφού προσφέρει υψηλούς ρυθμούς πλήρωσης και απελευθέρωσής του. Είναι μία αρκετά διαδεδομένη μέθοδος και τεχνολογικά προηγμένη, όμως έχει το μειονέκτημα ότι χρησιμοποιεί 13-18% χαμηλότερη θερμογόνο αξία του υδρογόνου, γεγονός που έχει και οικονομικό αντίκτυπο (Jensen et al., 2007). Το πλεονέκτημα της διαδικασίας αυτής, είναι ότι η ισχύς που απαιτείται για την αποθήκευση υψηλής πίεσης είναι ελάχιστα αυξημένη (Tarasov et al., 2007).

Όπως και στη διαδικασία της αντλησιοταμίευσης, μια μονάδα υδρογόνου (M/Y) είναι δυνατό παράγει υδρογόνο από την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας και γι' αυτό συνδυάζεται αποτελεσματικά με ΑΠΕ. Με την χρήση μιας κυψελίδας καυσίμου, στον οποία έχει αποθηκευτεί υδρογόνο, είναι δυνατό να παραχθεί και πάλι ηλεκτρική ενέργεια. Με αυτό το τρόπο επιτυγχάνεται μια σταθερή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξ ολοκλήρου από ΑΠΕ. Το αρνητικό με τις M/Y προς το παρόν είναι ότι δεν έχουν μεγάλο συντελεστή απόδοσης. Ο συντελεστής αυτός με τα σημερινά τεχνολογικά μέσα κυμαίνεται στο 25% (ενώ ο αντίστοιχος

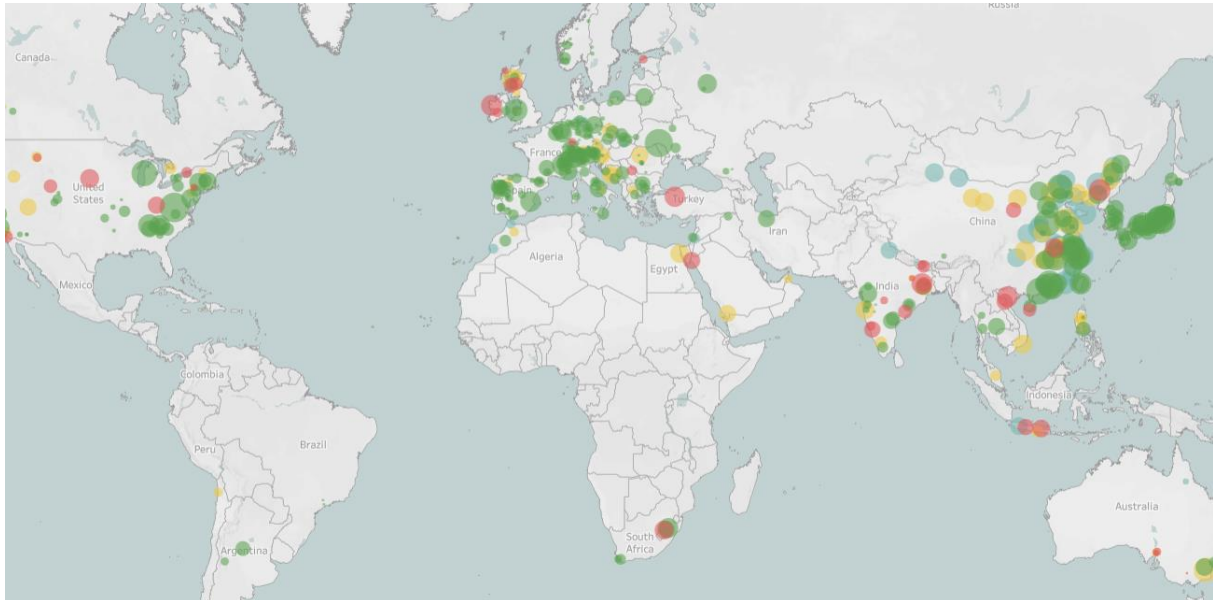
για την αντλησιοταμίευση έχει φτάσει μέχρι και στο 90%), όμως η επιστήμη στον τομέα αυτό προχωρά ραγδαία και πόροι επενδύονται στην τελειοποίηση τέτοιων τεχνολογιών και μάλιστα σε μεγάλη κλίμακα.

Η διαδικασία με την οποία ένα μόριο νερού διασπάται για να παραχθεί υδρογόνο λέγεται ηλεκτρόλυση. Ουσιαστικά είναι ο διαχωρισμός του H_2O σε υδρογόνο (H_2) και σε οξυγόνο (O). Το υδρογόνο συμπιέζεται με διακύμανση στα 350-700 bar και αποθηκεύεται σε χαλύβδινους ή συνθετικούς κυλίνδρους, τέτοιους ώστε να εμποδίζεται η διάχυση του υδρογόνου και να έχουν μηχανική αντοχή οι δεξαμενές. Το οξυγόνο απελευθερώνεται ενώ μπορεί και αυτό να αποθηκευτεί για άλλες χρήσεις, όπως π.χ. να πωληθεί σε ιατρεία ή νοσοκομεία. Σύμφωνα με τους Rievenaj et al. (2019), απαιτούνται 60 kWh και 9 kg νερού υψηλής καθαρότητας την παραγωγή 1 kg υδρογόνου με την παραπάνω μέθοδο. Για την υγροποίηση του υδρογόνου, απαιτούνται 13-15 kWh/kg για μια μεγάλου μεγέθους Μ/Υ (Wijayanta et al., 2019). Το υδρογόνο έχει θερμογόνο δύναμη 33.3-39.4 kWh/kg στους 25°C και σε πίεση 1 atm (World Nuclear Association). Όταν το υδρογόνο συμπιέζεται στα 700 bar, η ενεργειακή του πυκνότητα γίνεται 1556 kWh/m³ (Møller et al., 2017).

3.4 Υβριδικά συστήματα

Οι τεχνικές παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας που περιγράφηκαν στα παραπάνω κεφάλαια θεωρούνται πράσινες και η ευρεία υιοθέτησή τους είναι πολύ σημαντική για την επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων. Τα τελευταία χρόνια γίνεται επίσης υιοθέτηση των υβριδικών συστημάτων, που ουσιαστικά συνδυάζουν δύο ή περισσότερες από τις τεχνολογίες αυτές για κάλυψη της μεταβλητότητας των ΑΠΕ και μεγαλύτερη σταθερότητα στην παραγωγή. Στα περισσότερα κράτη σήμερα, παρατηρείται αύξηση κόστους ενέργειας ειδικά για τις ώρες αιχμής και τιμολογιακή πολιτική μειωμένου κόστους για τις ώρες χαμηλής κατανάλωσης όπως τη νύχτα. Η πολιτική αυτή έχει θεσπιστεί προκειμένου να επέλθει ισορροπία στην ενεργειακή ζήτηση και να αποφευχθούν οι αιχμές που αναγκάζουν τα κράτη να προβαίνουν σε διεύρυνση του συστήματος ενεργειακής παραγωγής για τις εν λόγω αιχμές. Μια λύση στο πρόβλημα αυτό είναι ο συνδυασμός των ΑΠΕ με μεγάλης κλίμακας αποθήκευση. Τέτοια συστήματα λέγονται υβριδικά και πλέον έχουν όλο και μεγαλύτερη εφαρμογή ειδικά σε περιοχές με υψόμετρο, που μπορεί να εγκατασταθεί άνω δεξαμενή

αντλησιοταμίευσης, για μεγάλης κλίμακας αποθήκευση. Μάλιστα ανά τον κόσμο είναι πολλά (Σχήμα 3.2) και εγκαθίστανται συνεχώς νέα.

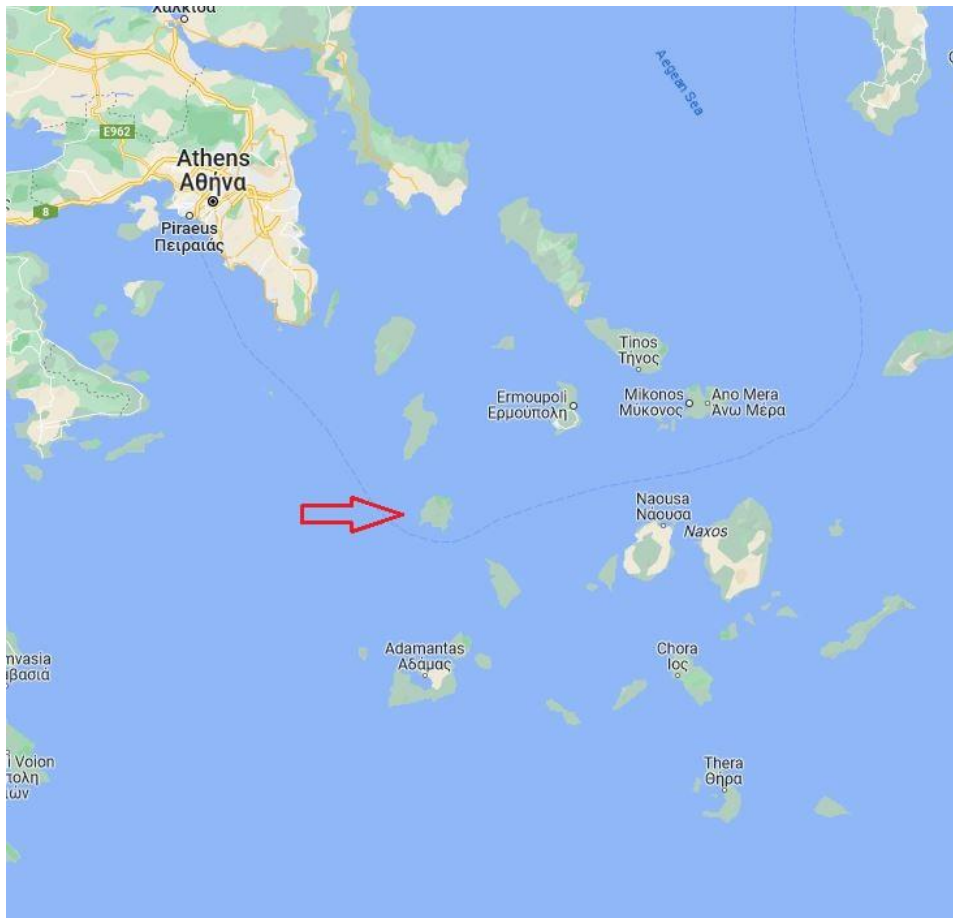


Σχήμα 3.2 Υβριδικά συστήματα παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας (HRES) ανά τον κόσμο (Πηγή: IHA, 2023).

4. Χαρακτηριστικά της Σερίφου

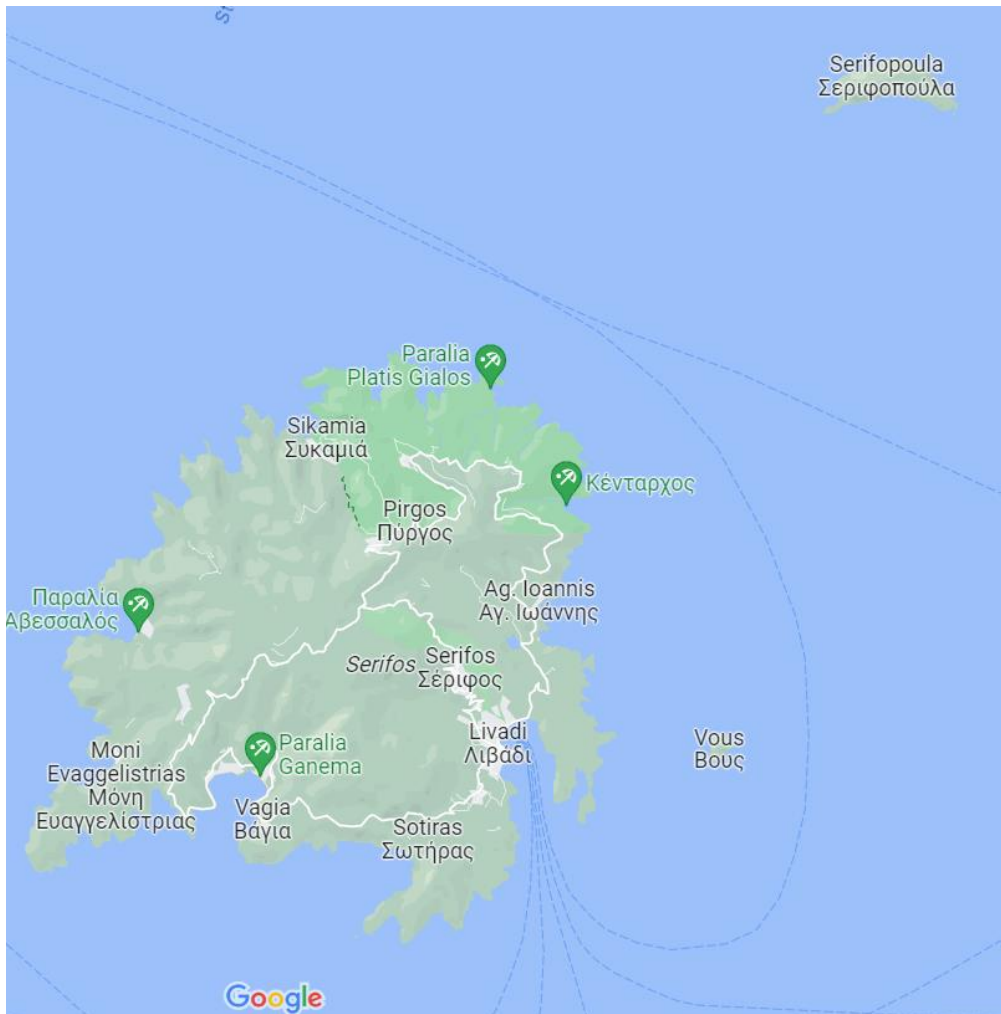
4.1 Διοικητική υπαγωγή Σερίφου

Η Σέριφος ανήκει στον Δήμο Σερίφου, που υπάγεται στην περιφερειακή ενότητα Μήλου. Με τη σειρά της η Μήλος ανήκει στην Περιφέρεια Νοτίου Αιγαίου σύμφωνα με τη διοικητική διαίρεση της Ελλάδας, όπως διαμορφώθηκε με το πρόγραμμα “Καλλικράτης”. Είναι νησί που ανήκει στο Σύμπλεγμα των Κυκλάδων του Νοτίου Αιγαίου και βρίσκεται στα δυτικά του, ανάμεσα στα νησιά Σίφνος και Κύθνος και ανατολικά της Πελοποννήσου (Σχήμα 4.1).



Σχήμα 4.1 Γεωγραφική απεικόνιση της Σερίφου (Πηγή: Google maps).

Η πρωτεύουσα του νησιού είναι η Χώρα (ή Σέριφος), η οποία είναι χτισμένη σε υψόμετρο 200 m. Επίγειο είναι το Λιβιάδι, που σαν έκταση οικισμού είναι μεγαλύτερο από τη Χώρα, ενώ άλλοι οικισμοί είναι ο Κουταλάς, το Μεγάλο Λιβιάδι, ο Κένταρχος, η Συκαμιά και το Γάνεμα, ενώ στον Δήμο Σερίφου ανήκουν και οι νησίδες Βους στα ανατολικά και Σεριφοπούλα στα βορειοανατολικά του νησιού (Σχήμα 4.1).



Σχήμα 4.1 Κύριοι οικισμοί της Σερίφου (Πηγή: Google maps).

4.2 Ιστορία - Παράδοση

Σύμφωνα με τη μυθολογία, στη Σέριφο κατέληξε το κουτί, στο οποίο ο βασιλιάς του Άργους Ακρίσιος είχε κλείσει την κόρη του Δανάη με τον μικρό γιο της Περσέα, για να εξαφανιστούν. Εκεί μεγάλωσε ο Περσέας. Σύμφωνα με αρχαίες μαρτυρίες πρώτοι κάτοικοι της Σερίφου ήταν Αιολείς από τη Θεσσαλία, ενώ αργότερα στο νησί έφτασαν Ίωνες άποικοι από την Αθήνα. Η Σέριφος είναι κυρίως γνωστή για τα μεταλλεία σιδήρου και χαλκού που υπήρχαν από την αρχαιότητα. Οι μεταλλουργικές δραστηριότητες ανάγονται στους Πρωτοκυκλαδικούς Χρόνους (3η χιλιετία π.Χ.). Το νησί άκμασε στα τέλη του 19ου - αρχές του 20ου αιώνα, όταν εγκαταστάθηκαν μεταλλευτικές εταιρίες που εκμεταλλεύονταν το πλούσιο υπέδαφός του. Πολλοί κάτοικοι του νησιού ασχολούνταν αποκλειστικά με τα μεταλλεία, που εδραίωναν τη βασική τους δραστηριότητα στους κόλπους του Μεγάλου Λιβαδιού και του

Κουταλά. Μετά από αρκετές αλλαγές και σκαμπανεβάσματα στη διοίκηση αυτών, στις εξαγωγές, την οικονομική τους βιωσιμότητα και τον πληθυσμό του νησιού που κατά κύριο λόγο απασχολούνταν εκεί σε αντίξοες συνθήκες, τον Αύγουστο του 1916 κήρυξαν απεργία οι μεταλλωρύχοι στο Μεγάλο Λιβιάδι ζητώντας καλύτερες συνθήκες εργασίας και μεγαλύτερους μισθούς. Όντας η εργοδότηρια εταιρεία αδιάλλακτη, οι μεταλλωρύχοι κατέλαβαν το λιμάνι μη επιτρέποντας στα πλοία επί 20 ημέρες να φορτώσουν μετάλλευμα. Στις 21 Αυγούστου 1916 επενέβη η χωροφυλακή και με διαταγή του επικεφαλής της άνοιξε πυρ με αποτέλεσμα στη σύγκρουση να σκοτωθούν τέσσερις απεργοί και τέσσερις χωροφύλακες. Το τραγικό αυτό συμβάν, που δικαιολογημένα κατέστησε ήρωες τους απεργούς, έθεσε τις βάσεις για τη θέσπιση του οκταώρου στην Ελλάδα. Υπό αυτό το πρίσμα η σημαντικότητα της ιστορίας του νησιού για τον εργασιακό τομέα είναι ανεκτίμητη. Αργότερα τα μεταλλεία ξαναλειτούργησαν υπό άλλη διεύθυνση, όμως τελικά το 1963 εγκαταλείφθηκαν, επειδή η εξόρυξη κρίθηκε ασύμφορη. Όταν τα μεταλλεία έκλεισαν, αρκετοί οικισμοί ερημώθηκαν και οι περισσότεροι ντόπιοι εγκατέλειψαν το νησί. Σήμερα, παραμένουν ακόμη στις πρωτύτερες θέσεις τους, ως φαντάσματα του παρελθόντος θα έλεγε κανείς, σκουριασμένα και μη λειτουργικά, τα μηχανήματα ο εξοπλισμός και τα κτίρια που χρησιμοποιούνταν από τα μεταλλεία κυρίως στο Μέγα λιβιάδι και τον Κουταλά, όπου υπάρχουν ακόμα οι σκάλες φόρτωσης μεταλλεύματος στα πλοία μεταφοράς. Είναι επισκέψιμα ως αξιοθέατα και αν μη τι άλλο ως μνημεία θύμησης της σημαντικής αυτής καμπής της ιστορίας.

4.3 Γεωγραφικά - μορφολογικά

Η έκταση της Σερίφου είναι 75.2 km² με μήκος ακτών 83 km Θεωρείται νησί ημιορεινό και βραχώδες με ψηλότερη κορυφή τον Τούρλο (585 m υψόμετρο). Το υπέδαφός της έχει κοιτάσματα αιματίτη (Fe₂O₃) και μαγνητίτη (Fe₃O₄) που σχηματίστηκαν από μεταμόρφωση επαφής στα όρια μίας γρανιτικής διείδυσης και είναι κοιτάσματα πλούσια σε διάφορα ορυκτά. Από την αρχαιότητα θεωρείται άγονο νησί λόγω υπεδάφους, που μπορεί άλλωστε να γίνει αντιληπτό από τον κάθε επισκέπτη.

Η Σέριφος αποτελεί μέρος του γεωλογικού σχηματισμού των Βόρειων Κυκλάδων και ανήκει στην Αττικοκυκλαδική ζώνη. Το υπόστρωμα της περιοχής αποτελείται, στο μεγαλύτερο μέρος του, από κρυσταλλικό γνεύσιο. Στο παρελθόν, η εκμετάλλευση των κοιτασμάτων σιδήρου ήταν κερδοφόρα για την οικονομία του νησιού. Η μέση ετήσια βροχόπτωση είναι από τις

υψηλότερες των Κυκλάδων φτάνοντας περίπου 600 mm και η μέση ετήσια θερμοκρασία είναι 19°C. Το χαμηλότερο σημείο είναι στο επίπεδο της θάλασσας ενώ το ψηλότερο φτάνει τα 582 m (Τρούλος, η υψηλότερη κορυφή του νησιού), στο βόρειο τμήμα της. Το χερσαίο τμήμα καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος της περιοχής. Σχεδόν το μισό του καλύπτεται από τυπικά χαμηλά φρύγανα του Αιγαίου.

4.4 Δημογραφικά - τουρισμός

Ο πληθυσμός, βάσει της απογραφής του 2011, ανήλθε στους 1420 μόνιμους κατοίκους, ενώ σύμφωνα με την απογραφή του 2021 οι μόνιμοι κάτοικοι μειώθηκαν σε 1258 (Ελληνική Στατιστική Αρχή 2011, 2021) Παρ' όλα αυτά, ο αριθμός των διαμενόντων ανά χρονική στιγμή στο νησί τα καλοκαίρια, σχεδόν δεκαπλασιάζεται φτάνοντας ακόμα και τα 10000 άτομα λόγω της τουριστικής σεζόν (Λιμεναρχείο Σερίφου, 2023). Η τουριστική περίοδος στη Σέριφο φτάνει συχνά τα τελευταία έτη σε επίπεδα οριακά, με τον κόσμο να πολλαπλασιάζεται κάθε έτος φτάνοντας ακόμα και τα 10000 άτομα στη χρονική στιγμή του peak του καλοκαιριού, συμπεριλαμβανομένων και των μόνιμων κατοίκων. Φυσικά σε αυτό τον κανόνα εξαίρεση αποτέλεσε η περίοδος της πανδημίας COVID-19 που οι αριθμοί όπως ήταν φυσικό, έπεσαν. Πρόκειται για νησί που επιλέγουν κυρίως οικογένειες, με ήρεμους ρυθμούς, αλλά και νυχτερινής ζωής για όσους το επιλέξουν.

4.5 Υποδομές – ενεργειακά

Ο όρος οριακά, που αναφέρεται στο Κεφάλαιο 11.1, αφορά στη δυναμικότητα του νησιού σε κλίμα η οποία πλέον, εκτός απροόπτου, καθ' όλη τη διάρκεια του καλοκαιριού είναι σχεδόν εξαντλημένη και φυσικά στη δυνατότητα των υπόλοιπων υποδομών να ανταποκριθούν στις ανάγκες του πληθυσμού που συσσωρεύεται. Σε αυτές εμπίπτουν και οι 2 πιο σημαντικές, η υπηρεσίες ύδρευσης και ηλεκτρισμού οι οποίες φτάνουν στα όρια λειτουργίας τους.

Η Σέριφος ανήκει μέχρι στιγμής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). Στηρίζεται σε αυτόνομο τοπικό σταθμό παραγωγής (ΤΣΠ) (Σχήμα 4.3) ηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργεί με 6 ντιζελομηχανές MITSUBISHI S16R-PTA του 1 MW έκαστη και μία των 0.3 MW (ΔΕΔΔΗΕ, 2023). Κατά καιρούς παρατηρείται το φαινόμενο κάποιες από αυτές να βρίσκονται σε διαδικασία συντήρησης με αποτέλεσμα ο ΤΣΠ να αδυνατεί να καλύψει τη ζήτηση, πρόβλημα που γίνεται χειρότερο σε περιόδους τουριστικής σεζόν. Οι εγκαταστάσεις του υποσταθμού,

βρίσκονται περίπου 700 m από το Λιβάδι, στα αριστερά του κεντρικού δρόμου που κατευθύνεται προς την Πάνω Χώρα και από εκεί διαμοιράζεται στο δίκτυο του νησιού.



Σχήμα 4.3 ΤΣΠ ηλεκτρικής ενέργειας Σεριφου (Προσωπικό αρχείο, 2023).

Τη σταδιακή απόσυρση της πλειονότητας των αυτόνομων και τοπικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά των Κυκλάδων ανάλογα με την έκβαση και το χρόνο υλοποίησης των ηλεκτρικών διασυνδέσεων προγραμματίζει ο ΑΔΜΗΕ. Σύμφωνα με το προκαταρκτικό σχέδιο του δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) για την περίοδο 2022-2031 η πρόταση για τον ΤΣΠ Σεριφου ήταν, για όσο παραμένει στα ΜΔΝ η Σέριφος, να διατηρηθεί σε λειτουργία σύμφωνα με το πρόγραμμα Ανάπτυξης ΜΔΝ περιόδου 2020-2026. Ακολούθως με την ολοκλήρωση και της Δ' φάσης, της διασύνδεσης δηλαδή του νησιού ε το ηπειρωτικό δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου, θα δρομολογούνταν οι διαδικασίες για τη σταδιακή απόσυρσή του. Πράγματι, οι εργασίες για τη διασύνδεση με το ηπειρωτικό δίκτυο μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου έχουν ξεκινήσει από το 2023, ενώ τον Ιανουάριο του 2024 ξεκίνησαν και οι εργασίες για την υποδοχή του καλωδίου στη Σέριφο.

Η υφιστάμενη κατάσταση αναφορικά με τις ΑΠΕ στο νησί είναι προς το παρόν περιορισμένη σε απορριπτικές αποφάσεις και προκαταρκτικές μελέτες. Έχουν γίνει μελέτες και προτάσεις για Α/Γ που όμως κατέληξαν σε απορριπτικές αποφάσεις, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.4



Σχήμα 4.4 Απορριπτικές αποφάσεις για μελέτες εγκατάστασης Α/Γ στη Σέριφο (Πηγή <https://geo.rae.gr>, 2023).

Αναφορικά με την υπηρεσία ύδρευσης, υπάρχει βορειοανατολικά του Λιβαδίου και στο νοτιοδυτικό τμήμα του νησιού, φράγμα του οποίου η κατασκευή ολοκληρώθηκε το 2003. Βρίσκεται σε υψόμετρο περίπου 50 m και απόσταση 400 m από την κοντινότερη παραλία (Ψιλή άμμος) με χωρητικότητα 700000 m³ (Σχήμα 4.5). Τα χαρακτηριστικά του φράγματος έχουν ως εξής:

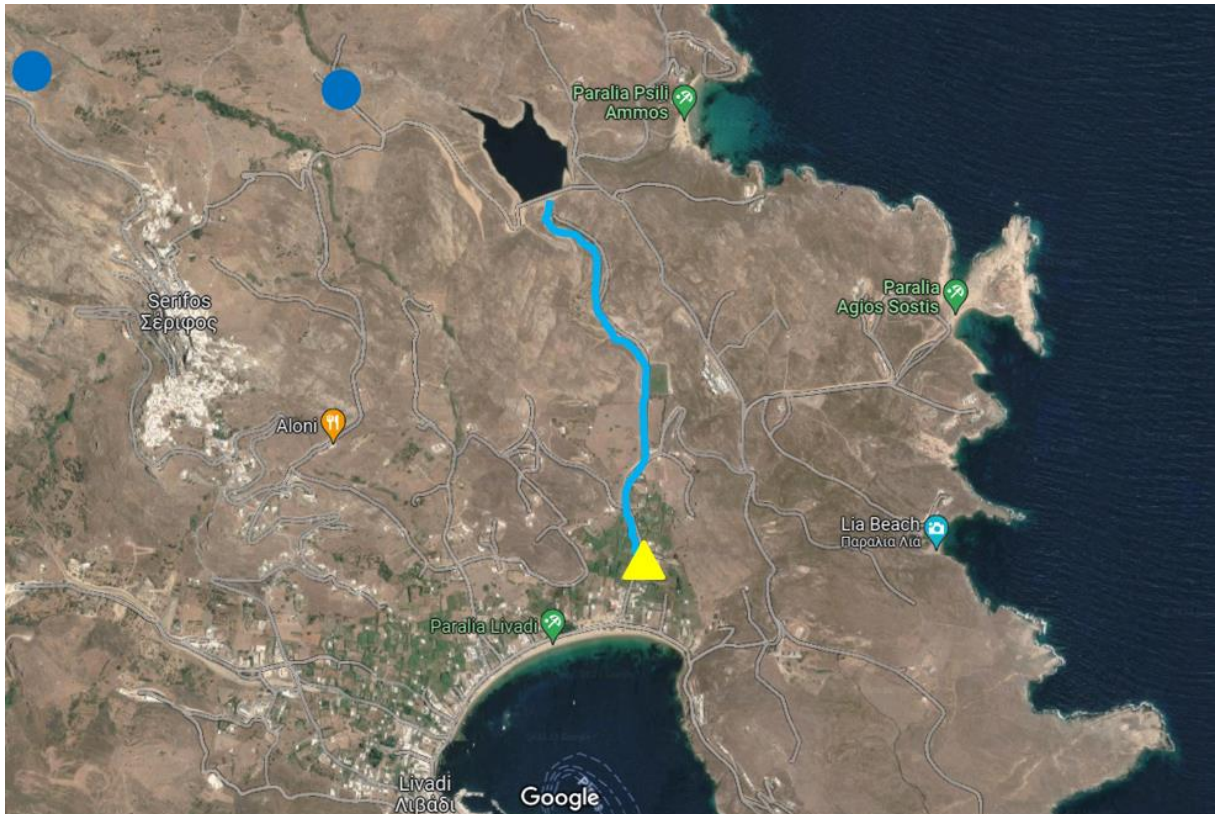
- I. Τύπος: RCC με στεγανωτική πλάκα σκυροδέματος ανάντι.
- II. Τροφοδοσία: Από τον χείμαρρο Στενό.
- III. Τεχνικά χαρακτηριστικά: ύψος αναχώματος: 29 m, μήκος στέψης: 186 m, πλάτος στέψης: 5 m, όγκος αναχώματος: 70000 m³, ωφέλιμος όγκος: 720000 m³, επιφάνεια ταμιευτήρα: 125000 m², στεγανοποίηση ταμιευτήρα: φυσική στεγανότητα

(γρανοδιορίτες), χρήση νερού: άρδευση-ύδρευση, έτος περάτωσης: 2003, δαπάνη κατασκευής: 4525600 € (Υπουργείο Αγροτικής Ανάπτυξης και Τροφίμων, 2023).



Σχήμα 4.5 Φράγμα Σεριφου (Πηγή: Google maps, 2023).

Η Σέριφος είναι ένα από τα νησιά που έχουν σχετική επάρκεια σε πόσιμο νερό ενώ τα περισσότερα νησιά των Κυκλάδων έχουν υφάλμυρο νερό. Αυτό φυσικά δεν σημαίνει ότι υπάρχει πάντα επάρκεια και ακόμα περισσότερο κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, περίοδος κατά την οποία γίνεται υπεράντληση και υπερκατανάλωση νερού, που φυσικά πρέπει να αποφεύγεται. Σχεδόν κάθε χρόνο, αναλόγως και με την ποσότητα βροχοπτώσεων, γεμίζει με γλυκό νερό, άνω της μισής ωφέλιμης χωρητικότητας. Το διαθέσιμο νερό του φράγματος διανύει μία απόσταση περίπου 2 km (Σχήμα 4.6, γαλάζια γραμμή) στο ρέμα που εκβάλει στην παραλία «Αυλόμωνα» (ή «Λιβιάδι») δίπλα στο λιμάνι.



Σχήμα 4.6 Ρέμα από το φράγμα μέχρι τις εκβολές στην παραλία Λιβαδίου (Αυλόμωνας) και δεξαμενές πόσιμου νερού (Πηγή: Google maps, 2023).

Η μεγαλύτερη ποσότητα αυτού του νερού χρησιμοποιείται για τον εμπλουτισμό του υδροφόρου ορίζοντα ενώ το υπόλοιπο αντλείται περίπου μισό χιλιόμετρο πριν εκβάλλει το ρέμα (Σχήμα 4.6, κίτρινο τρίγωνο), Από εκεί με βυτίο μεταφέρεται στις δεξαμενές που εξυπηρετούν το λιβάδι, τη χώρα (Σχήμα 4.6, μπλε κύκλοι) και στις άλλες μικρότερες δεξαμενές του νησιού, που απεικονίζονται στον παρακάτω Πίνακα 4.1, μαζί με τα ενεργά πηγάδια, τις γεωτρήσεις, και τις πηγές.

Πίνακας 4.1 Λίστα με τις δεξαμενές, πηγάδια, γεωτρήσεις και πηγές της Σερίφου, τ οποία εκμεταλλεύεται ο Δήμος για την κάλυψη υδρευτικών αναγκών (Πηγή: Υδρευτική Υπηρεσία Σερίφου).

ΔΕΞΑΜΕΝΕΣ	ΠΗΓΑΔΙΑ	ΓΕΩΤΡΗΣΕΙΣ	ΠΗΓΕΣ
ΣΥΝΕΤΑΙΡΙΣΜΟΣ	ΣΥΜΠΟΤΑΜΑ (2)	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ	ΚΑΛΛΙΤΣΟΣ
ΚΑΜΑΛΛΑΥΚΑ	ΝΟΧΤΑ (2)	ΑΓ. ΜΑΡΙΝΑ	ΤΡΙΑΝΤΑΦΥΛΛΟΣ
ΣΥΜΠΟΤΑΜΑ	ΣΥΚΑΜΙΑ	ΓΑΝΕΜΑ (3)	
ΑΛΩΝΑΚΙ	ΒΑΓΙΑ	ΜΕΓΑ ΛΙΒΑΔΙ	
ΚΟΥΤΑΛΑΣ		ΓΗΠΕΔΟ (2)	
ΓΑΝΕΜΑ		ΑΓ. ΠΑΝΤΕΛΕΗΜΩΝ	
ΜΕΓΑ ΛΙΒΑΔΙ		ΛΕΙΒΑΔΕΡΑ	
ΑΒΕΣΣΑΛΟΣ		ΑΓΓΟΥΡΙΕΣ	
ΛΕΙΒΑΔΕΡΑ		ΠΟΤΑΜΙΑ	
ΑΓΙΑ ΚΥΡΙΑΚΗ		ΑΞΙΩΤΗΣ	
ΠΑΝΑΓΙΑ		ΡΑΜΜΟΣ	
ΜΑΚΕΛΙ		ΚΑΛΟ ΑΜΠΕΛΙ	
ΓΑΛΑΝΗ			
ΚΑΛΛΙΤΣΟΣ			
ΣΥΚΑΜΙΑ			

Στη Σέριφο δεν υπάρχει δίκτυο άρδευσης, επομένως οι λιγοστές καλλιέργειες που διατηρούνται (κυρίως για ιδία χρήση), εξυπηρετούνται από το δίκτυο ύδρευσης.

Δεν υπάρχει διωλιστήριο για να μετατραπεί σε πόσιμο το νερό του φράγματος, υφίσταται όμως ένα φυσικό φιλτράρισμα μέσω του εδάφους κατά τη διάρκεια αυτών των 2 km. Γίνεται επίσης διαδικασία χλωρίωσης στο νερό για να καταστεί πόσιμο. Κάποιοι κάτοικοι το χρησιμοποιούν με δικά τους φίλτρα για ασφάλεια, για άλλους αρκεί η φυσική «διύλιση» και χλωρίωση που υφίσταται, ενώ για κάποιους το νερό είναι ακατάλληλο και καταφεύγουν στη λύση του εμφιαλωμένου νερού.

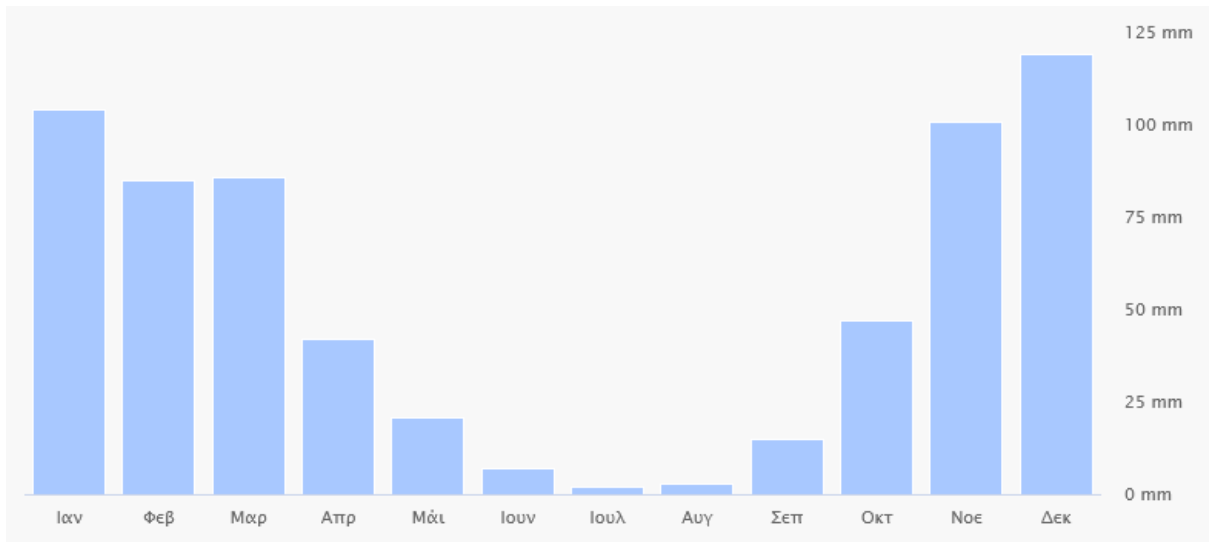
Η πρόσβαση στο νησί γίνεται μέσω πλοίου από το λιμάνι του Πειραιά ή του Λαυρίου, αλλά υπάρχουν και συνδέσεις με άλλα κυκλαδονήσια. Για περιπτώσεις εκτάκτων αναγκών υπάρχει ελικοδρόμιο σε κοντινή απόσταση από τη Χώρα. Ο περιφερειακός δρόμος ακολουθεί κυκλικά το νησί, ξεκινά από το επίνειο, το λιβάδι, και καταλήγει ξανά σε αυτό από την άλλη πλευρά και διατηρείται σε σχετικά καλή κατάσταση. Είναι εξαιρετικά σημαντικός αφού εξυπηρετεί την πρόσβαση σε όλες σχεδόν τις παραλίες, που είναι και το βασικό στοιχείο τουριστικής έλξης για το νησί. Εκτός αυτού, οδικό δίκτυο περνάει και από τη χώρα, η οποία, αν και δυσπρόσιτη λόγω της τοποθεσίας της, συγκεντρώνει δυσανάλογα μεγάλο αριθμό τουριστών

για το μικρό της μέγεθος, που είναι όμως λογικό λόγω της γραφικότητάς της. Συνδέει επίσης άλλες ενδονησιωτικές περιοχές ενδιαφέροντος όπως το ιατρείο, το ελικοδρόμιο, κάποιους κεντρικούς οικισμούς, αξιοθέατα, μουσεία, μοναστήρια πολλά από τα οποία είναι επισκέψιμα, τον σταθμό ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ, το φράγμα κ.α. Υπάρχει η δυνατότητα ενοικίασης αυτοκινήτου ή μηχανής, ενώ λειτουργούν και δρομολόγια λεωφορείων του δήμου αλλά και ιδιωτικών υπηρεσιών.

4.6 Κλιματικές - μετεωρολογικές συνθήκες

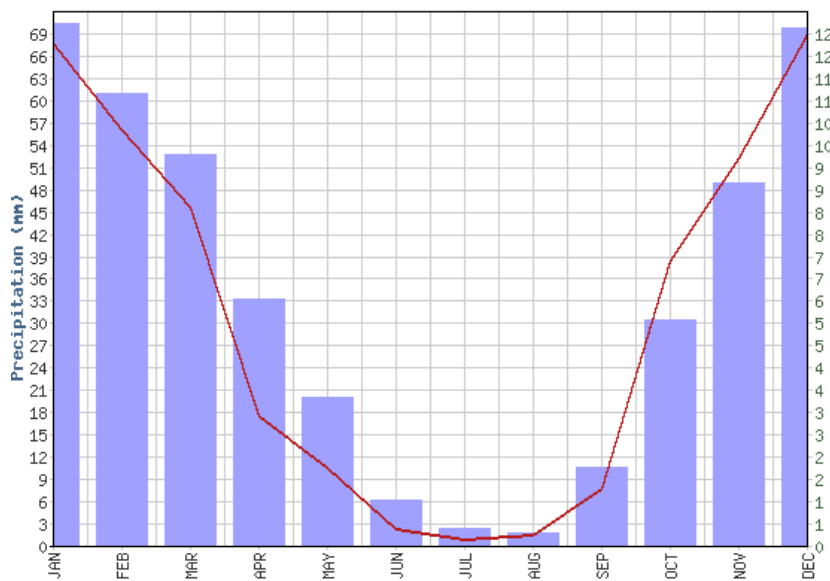
Στη Σερίφο δεν υπάρχει μετεωρολογικός σταθμός, επομένως χρησιμοποιήθηκαν κλιματολογικά στοιχεία από τον κοντινότερο σταθμό της ΕΜΥ, που βρίσκεται στη Σύρο, (περίπου 50 km απόσταση βορειοανατολικά της Σερίφου), με κωδικό σταθμού 16774. Βρίσκεται σε γεωγραφικό πλάτος 37.42° και γεωγραφικό μήκος 24.95° , σε ύψος 72 m από την επιφάνεια της θάλασσας. Τα αιολικά δεδομένα που χορηγήθηκαν από την αντίστοιχη υπηρεσία της ΕΜΥ για την περίοδο 2010-2022 σε ωριαία βάση, δείχνουν μέση ταχύτητα ανέμου περί τα 5 m/s (15 km/h) όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.10. Για τη χρήση των δεδομένων αυτών γίνεται η παραδοχή ότι το αιολικό δυναμικό της Σύρου είναι παρεμφερές με αυτό της Σερίφου.

Το κλίμα της Σερίφου θεωρείται μεσογειακό με ήπιους χειμώνες, μέτρια βροχόπτωση, υγρασία και ελάχιστη κατά μέσο όρο χιονόπτωση και ξηρά καλοκαίρια με ελάχιστες βροχοπτώσεις που μεταφράζονται σε σποραδικές καταιγίδες (Σχήμα 4.7). Ακολουθούν στοιχεία αναφορικά με το κλίμα της Νάξου, όπου βρίσκεται ο κοντινότερος μετεωρολογικός σταθμός της ΕΜΥ.



Σχήμα 4.7 Μέση μηνιαία βροχόπτωση ανά μήνα του έτους (Πηγή: Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, 2023).

Στο Σχήμα 4.8, απεικονίζονται τα φαινόμενα υετού συνολικά, σε μέση τιμή για κάθε μήνα βάσει στοιχείων της ΕΜΥ. Αναλυτικά οι τιμές μέσου μηνιαίου ύψους υετού και μέσου αριθμού ημερών υετού φαίνονται στον Πίνακα 4.2.



Σχήμα 4.8 Διάγραμμα τιμών υετού ανά μήνα του έτους (Πηγή: Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, 2023).

Πίνακας 4.2 Μέσο μηνιαίο ύψος υετού και μέσος αριθμός ημερών υετού (Πηγή: Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, 2023).

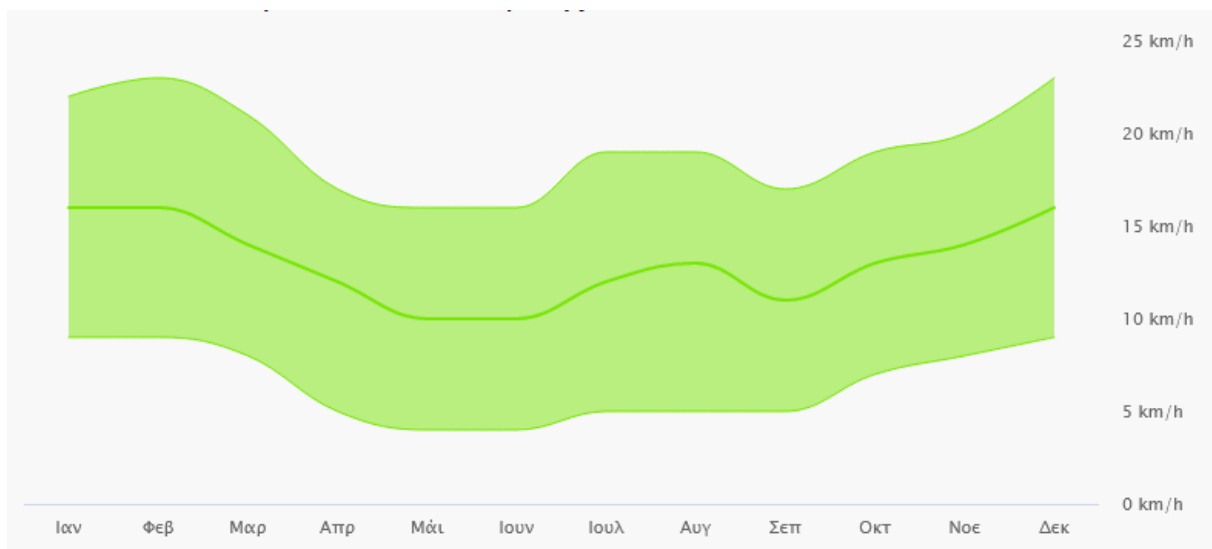
	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Μέσο Μηνιαίο Ύψος Υετού	67.9	56.3	45.7	17.6	10.6	2.4	0.9	1.6	7.7	38.6	52.3	69.0
Μέσος Μηνιαίος Αριθμός Ημερών Υετού	12.7	11.0	9.5	6.0	3.6	1.1	0.4	0.3	1.9	5.5	8.8	12.6

Βάση των δεδομένων παρακολούθησης του φράγματος από το έτος κατασκευής του (2003) προκύπτει ότι είχε σχεδόν κάθε χρόνο ικανοποιητικές ποσότητες νερού. Αυτό όμως, δεν σημαίνει ότι θα συνεχιστεί. Μάλιστα οι πιθανότητες δείχνουν προς το αντίθετο, λαμβάνοντας υπόψη και τις ολοένα και μεγαλύτερες ξηρασίες που λαμβάνουν χώρα. Τρανό παράδειγμα αποτελεί η χρονιά 2023. Το φθινόπωρο του 2022 και τον ακόλουθο χειμώνα, επικράτησαν ξηρές κλιματολογικές συνθήκες, με μείωση βροχοπτώσεων κατά 50% έως και 75% σε σχέση με τις φυσιολογικές για την εποχή τιμές, με βάση το κλίμα της χώρας μας. Φυσικά και η Σέριφος δεν έμεινε ανεπηρέαστη καταλήγοντας στο τέλος Αυγούστου 2023 με τη στάθμη νερού του φράγματος να αγγίζει επικίνδυνα χαμηλά επίπεδα (Σχήμα 4.9).



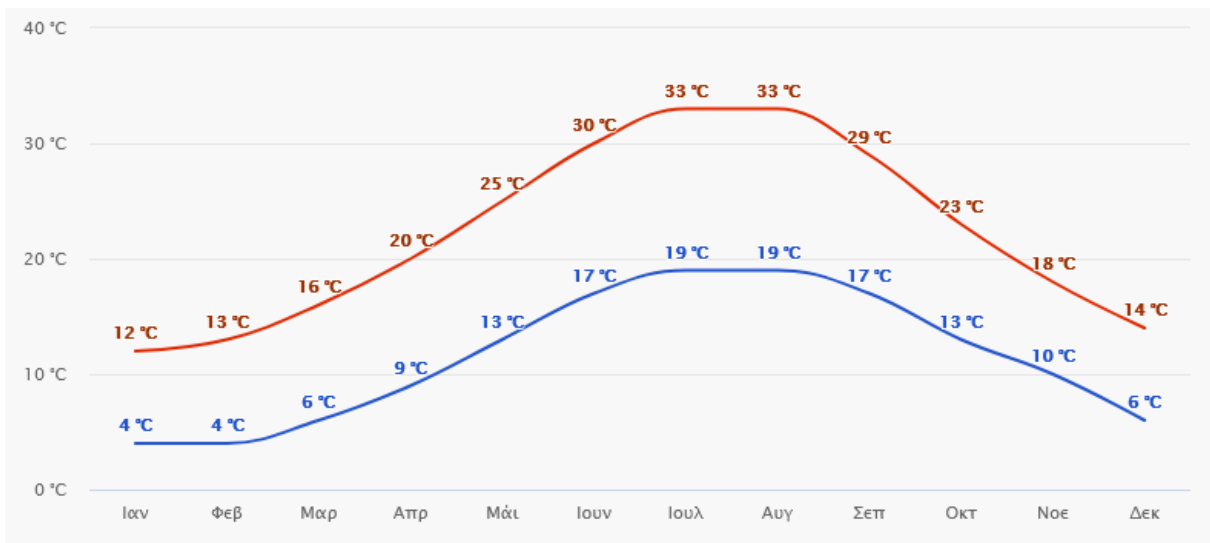
Σχήμα 4.9 Εικόνα από το φράγμα Σεριφου (Προσωπικό αρχείο, Αύγουστος 2023).

Καθ' όλη τη διάρκεια του έτους κάνουν συχνά την εμφάνισή τους οι βορινοί άνεμοι του Αιγαίου τα λεγόμενα «μελτέμια» που εντείνονται κυρίως τον Ιούλιο και τον Αύγουστο με μέση ετήσια ταχύτητα περίπου 15 km/h (5 m/s) (Σχήμα 4.10).



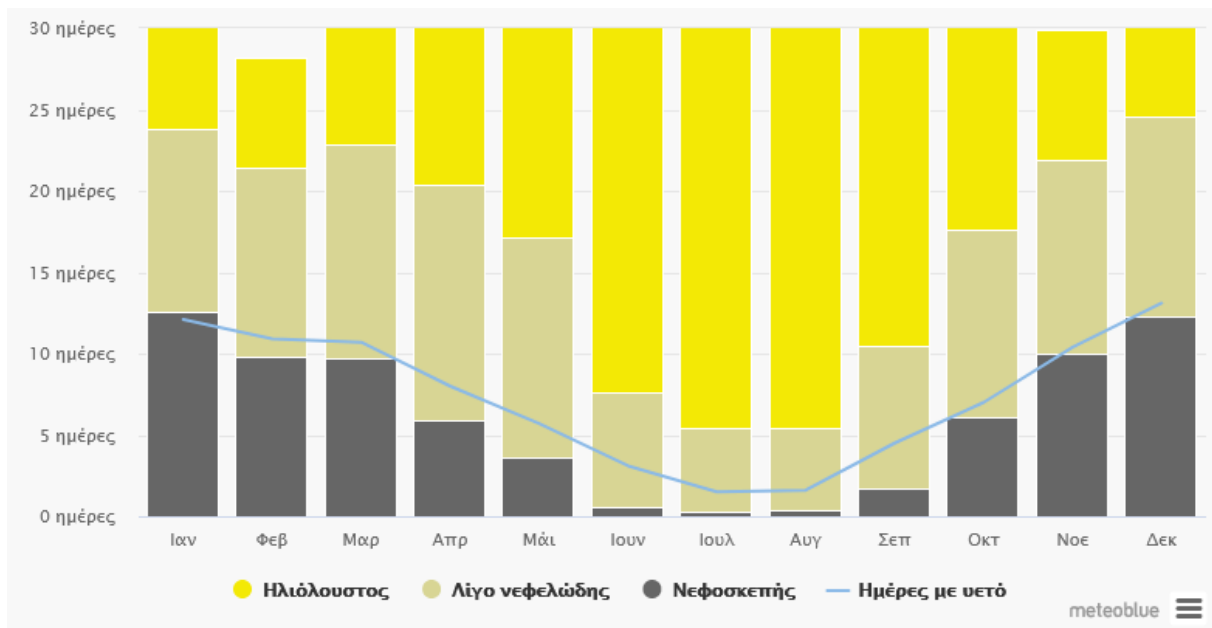
Σχήμα 4.10 Μέση ένταση ανέμου ανά μήνα του έτους (Πηγή: Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, 2023).

Η μέγιστη θερμοκρασία της μέσης ημέρας των τελευταίων 30 χρόνων φαίνεται στο Σχήμα 4.11, με μέγιστη τιμή τους 33°C για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο και ελάχιστη τους 12°C για τον μήνα Ιανουάριο. Στην εικόνα παρατηρούμε επίσης και την ελάχιστη θερμοκρασία μιας μέσης ημέρας για κάθε μήνα της ίδιας χρονικής περιόδου με μέγιστη τους 19°C και ελάχιστη τους 4°C.



Σχήμα 4.11 Μέσες μέγιστες και ελάχιστες θερμοκρασίες ημερών των τελευταίων 30 ετών (Πηγή: Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, 2023).

Στο Σχήμα 4.12 φαίνεται το πλήθος ημερών κάθε μήνα, με ήλιο, υετό, και νεφοσκέπηση. Όπως θα περίμενε κανείς, οι περισσότερες ηλιόλουστες ημέρες παρατηρούνται τους καλοκαιρινούς μήνες και αυτές με υετό και νεφοσκέπηση, κατά τη χειμερινή περίοδο.



Σχήμα 4.12 Μηνιαίος αριθμός ημερών με καιρό αίθριο, νεφελώδη, νεφοσκεπή και τις ημέρες με βροχή (Πηγή: Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, 2023).

4.7 Δραστηριότητες

Στις αρχές του 20ου αιώνα γνώρισε τη μεγαλύτερη άνθιση ο χώρος των μεταλλείων στη Σέριφο. Αυτό έγινε διότι η μέχρι τότε ασχολία με την αγροτική ζωή δεν παρήγαγε τα απαιτούμενα έσοδα για τα προς το ζην μίας οικογένειας, αφενός λόγω της δυσκολίας του υπεδάφους για καλλιέργεια και αφετέρου, λόγω της δυνητικότητας της αγροτικής παραγωγής που εξαρτάται από μετεωρολογικά δεδομένα και άλλους απρόβλεπτους παράγοντες. Πλέον και μετά το τέλος της βιομηχανίας των μεταλλείων, οι κάτοικοι της Σερίφου ασχολούνται κυρίως με τις τουριστικές υπηρεσίες που προσφέρονται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες και που αποτελούν τον πυρήνα οικονομικής βιωσιμότητας του νησιού, με οικοδομικά επαγγέλματα και απλές καθημερινές υπηρεσίες, με ψάρεμα κυρίως για ίδια κατανάλωση και ελάχιστα με τη γεωργία λόγω του σκληρού αναγλύφου, όπως αναφέρθηκε παραπάνω.

4.8 Πολιτισμός

Η Σέριφος είναι ένα νησί εμβαπτισμένο στον κυκλαδίτικο πολιτισμό, τον οποίο διατηρεί μέχρι και σήμερα σχεδόν αναλλοίωτο, είτε πρόκειται για τη ρυμοτομία του νησιού, την αρχιτεκτονική του, είτε για τους κατοίκους και τη ζωή τους σε αυτό. Οι κάτοικοί της έχουν μακρά ιστορία στην ενασχόληση με παραδοσιακούς κυκλαδίτικους χορούς και πανηγύρια.

Αυτά άλλωστε είναι και ένας σημαντικός πόλος έλξης χιλιάδων τουριστών, Ελλήνων αλλά και ξένων, που θέλουν να ανακαλύψουν τα ήθη τα έθιμα και τις παραδόσεις κάθε νησιού που συχνά συνδέονται και με τη θρησκευτική λατρεία. Είναι πολλά και διεξάγονται σε διαφορετικές εποχές του χρόνου συνήθως για να τιμήσουν τον αντίστοιχο Άγιο που γιορτάζει τη μέρα εκείνη. Η Καπετανία είναι ένα από τα πολιτιστικά δρώμενα που ξεχωρίζουν στο νησί, λαμβάνει χώρα την τελευταία Κυριακή της Αποκριάς και έχει τις ρίζες του στον απελευθερωτικό αγώνα. Κατά την παράδοση, δύο ομάδες με έναν καπετάνιο η κάθε μία διαδραματίζουν μία θεατρική σύγκρουση έξω από τη Μονή Ταξιαρχών, στην οποία εισέρχονται όλοι στο τέλος για να προσκυνήσουν. Το έθιμο διατηρήθηκε ζωντανό χάρη στις προσπάθειες του Συλλόγου Γυναικών Σεριφου. (Σέριφος: Οι παραδόσεις στο «Άγονο» νησί των Κυκλάδων). Η δημιουργία του συλλόγου του Μεγάλου Λιβαδίου τον τελευταίο χρόνο και μάλιστα από νέους ανθρώπους, η ύπαρξη τέτοιων συλλόγων σε άλλες περιοχές του νησιού, αλλά και οι δράσεις που αναλαμβάνουν για την καλυτέρευση της ζωής σε αυτό, αποπνέουν έναν αέρα αλλαγής που σίγουρα θα προσελκύσει ακόμα περισσότερους ανθρώπους που αναζητούν τη ζωή στην επαρχία σε μία εποχή που ο όρος αποκέντρωση λαμβάνει ολοένα και μεγαλύτερες διαστάσεις. Άλλες παραδόσεις του νησιού που μένουν ακόμα ζωντανές χάρη στην αγάπη και την αφοσίωση των μόνιμα διαμενόντων σε αυτό, είναι η Ξυλοπαναγιά, οι Κούνιες, οι Κτήτορες, το φεστιβάλ Σουραυλιού και οι διαδικασίες της Μεγάλης εβδομάδας.

4.9 Καθεστώς προστασίας της περιοχής

Η Σέριφος περιλαμβάνει 2 βιότοπους NATURA και 1 τοπίο ιδιαίτερου φυσικού κάλλους (ΤΙΦΚ), όπως περιγράφονται παρακάτω. Βιότοποι corine και άλλοι βιότοποι δεν υπάρχουν στο νησί.

Ο βιότοπος NATURA με κωδικό GR4220029 περιλαμβάνει την παράκτια ζώνη και τις νησίδες Σεριφοπούλα, Πιπέρι, και Βους (Σχήμα 4.13).

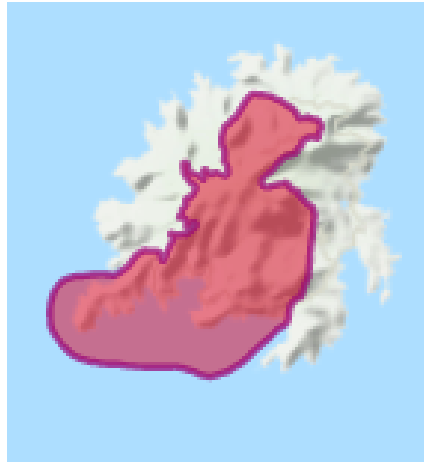


Σχήμα 4.13 Βιότοπος NATURA GR4220029 (Πηγή: <https://filotis.itia.ntua.gr/>, 2023).

Στην περιοχή αυτή υπάρχουν πέτρινοι φράχτες που οριοθετούν τα όρια των ιδιοκτησιών και των χωραφιών, τα περισσότερα πλέον εγκαταλελειμμένα. Στο νότιο τμήμα της περιοχής υπάρχουν λίγες καλλιέργειες, κυρίως αμπέλια και ελαιόδεντρα, και κάποιες κατοικίες, οι περισσότερες από τις οποίες είναι εξοχικά ή ενοικιαζόμενα/ξενοδοχεία που έχουν αναγειρθεί την τελευταία δεκαετία. Υπάρχουν επίσης αποικίες με γλάρους *Audouin* (*Larus audouinii*) και γλαρόνια (*Phalacrocorax aristotelis*). Επιπλέον, κατά τη διάρκεια της μετανάστευσης αποτελεί σημαντική περιοχή ξεκούρασης για πολλά είδη πτηνών, συμπεριλαμβανομένων των παρυδάτιων και των ερωδιών. Η ολοένα αυξημένη ανθρώπινη παρουσία κατά τη διάρκεια της τουριστικής περιόδου, αλλά ακόμα σημαντικότερα κατά αυτή της αναπαραγωγικής περιόδου των πουλιών, μπορεί να έχει καταστροφικό αντίκτυπο στην προστασία των ειδών τους και τελικά να οδηγήσει στην εγκατάλειψη της αποικίας. Η υπεραλίευση αποτελεί επίσης σημαντική απειλή για όλα τα θαλασσοπούλια.

Ο βιότοπος NATURA με κωδικό GR4220009 περιλαμβάνει ένα κεντρικό και ένα νοτιοδυτικό κομμάτι του νησιού όπως φαίνεται στην Σχήμα 4.14. Το υδρογραφικό δίκτυο της περιοχής περιλαμβάνει ρέματα με κατεύθυνση Β - Ν και συνολικό μήκος περίπου 14 km. Περιλαμβάνει επίσης περίπου 24 πηγές οι περισσότερες από τις οποίες βρίσκονται στο νότιο τμήμα της περιοχής. Στο δυτικό τμήμα της περιοχής (Μεγάλο Λιβάδι) βρίσκονται εγκαταλελειμμένα τα ορυχεία. Σε όλη την περιοχή υπάρχουν πέτρινοι φράχτες που οριοθετούν τα όρια ιδιοκτησιών

και αγρών, τα περισσότερα πλέον εγκαταλελειμμένα. Στο νότιο τμήμα της περιοχής υπάρχουν ακόμα ελάχιστα αμπέλια και ελαιόδεντρα, κάποιες κατοικίες.



Σχήμα 4.14 Βιότοπος NATURA GR4220009 (Πηγή: <https://filotis.itia.ntua.gr/>, 2023).

Τέλος ολόκληρο το νησί έχει καταχωρηθεί ως ΤΙΦΚ ΑΤ5010088 (Σχήμα 4.14), από άποψη ιστορικού και τουριστικού ενδιαφέροντος, παραδοσιακής αρχιτεκτονικής κυκλαδίτικου τοπίου, και ύπαρξη βιομηχανικού μνημείο. Το Μεγάλο Λιβάδι συνδέεται με τη νεότερη ιστορία του τόπου και είναι από τους πρώτους οργανωμένους εργατικούς οικισμούς με ιδιαίτερο αρχιτεκτονικό και πολεοδομικό ενδιαφέρον.



Σχήμα 4.14 ΤΙΦΚ ΑΤ5010088 (Πηγή: <https://filotis.itia.ntua.gr/>, 2023).

5. Μεθοδολογία και υπολογιστικά

5.1 Σκοπιμότητα μελέτης

Η Σέριφος είναι ένα νησί που τα τελευταία χρόνια έχει ανέβει ψηλά στην κλίμακα τουριστικής επισκεψιμότητας και αναμένεται να διατηρήσει αυτή την ανοδική πορεία τα επόμενα χρόνια. Αυτό έχει δημιουργήσει νέες αυξημένες ανάγκες κατά την τουριστική σεζόν του καλοκαιριού (peak season) και κατ' επέκταση τεράστιες πιέσεις στις βασικές υποδομές του νησιού, πέραν του βεληνεκού αριθμού κατοίκων για το οποίο κατασκευάστηκαν. Δεν είναι λίγες οι περιπτώσεις που σε περίοδο peak έχουν χαλάσει ντιζελομηχανές του ΤΣΠ ηλεκτρικής ενέργειας ή το νερό του φράγματος και των γεωτρήσεων δεν αρκεί για τον υπέρογκο πληθυσμό που συσσωρεύτηκε στο νησί αφήνοντάς το στο έλεος διακοπών ρεύματος περιορισμένων υδατικών πόρων. Φυσικά η λειτουργία των παραπάνω βασίζεται στην ηλεκτροπαραγωγή με πρώτη ύλη τα ορυκτά καύσιμα και κατ' επέκταση στην απρόσκοπτη παροχή αυτών μέσω θαλάσσης. Δεδομένου του άστατου και έντονου από άποψη ανεμολογικών δεδομένων, καιρού στο αιγαίο πέλαγος, καταλαβαίνει κανείς ότι η πλήρης στήριξη σε ΤΣΠ ορυκτών καυσίμων ένα δεν είναι η πιο σοφή αντιμετώπιση σε περιοχές απομονωμένες και δυνητικού τουριστικού δυναμικού άνω των 10000 ατόμων ανά χρονική στιγμή (μελλοντικά ίσως και μεγαλύτερου). Επιπλέον τα ορυκτά καύσιμα είναι αναγκαίο πλέον να αποχωρήσουν σταδιακά από τη σκηνή ενεργειακής παραγωγής και να αντικατασταθούν από ΑΠΕ με μηδενικό περιβαλλοντικό αποτύπωμα.

Το τουριστικό μοτίβο στα ελληνικά νησιά (μειωμένος πληθυσμός τον χειμώνα και σχεδόν δεκαπλάσιος σε πολλά από αυτά το καλοκαίρι) είναι για πολλούς μία κατάσταση με αρκετές «τρύπες» και χρήζει καινοτόμων λύσεων ειδικά στις υποδομές που καλύπτουν τις βασικές ανάγκες, όπως τη διαμονή, την παροχή ενέργεια, νερού και φαγητού στους κατοίκους. Η βάση όλων αυτών φυσικά είναι η παραγωγή ενέργειας. Το αιολικό δυναμικό στη Σέριφο είναι για κάποιους «κατάρρα» λόγω της υψηλής του, κατά μέσο όρο, έντασης. Εάν όμως γίνει σωστή εκμετάλλευσή του, το νησί θα εισπράττει πολυδιάστατα οφέλη για τις επόμενες δεκαετίες. Εκτός του ανέμου, άλλοι εκμεταλλεύσιμοι πόροι του νησιού είναι ο ήλιος (Φ/Β), το υψόμετρο του βουνού της Σερίφου (αντλησιοταμίευση) και το ανεξάντλητο θαλασσινό νερό σε κοντινή απόσταση (αφαλάτωση). Σκοπός της παρούσας μελέτης είναι η δημιουργία ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας (HRES) με χρήση ανανεώσιμων πηγών και που θα εκμεταλλεύεται τους παραπάνω πόρους, για την κάλυψη αναγκών ηλεκτρισμού και

πόσιμο νερού στη Σέριφο. Η βάση δεδομένων ανέμου δόθηκε από την ΕΜΥ σε ωριαία βάση, επομένως επιδιώχθηκε να δημιουργηθούν ωριαίες βάσεις δεδομένων και για τα υπόλοιπα στοιχεία εισόδου, δηλαδή την απόδοση των Α/Γ και του Φ/Β, των υδατικών και ενεργειακών αναγκών.

Για την εν λόγω μελέτη υποτίθεται εγκατάσταση 3 Α/Γ σε συνδυασμό με ένα Φ/Β για μεγαλύτερη σταθερότητα ενεργειακής παραγωγής. Έτσι παράγεται το μεγαλύτερο ποσοστό ενεργειακής ζήτησης από ΑΠΕ και το υπόλοιπο από τον υπάρχων ΤΣΠ μέχρι αυτός να αντικατασταθεί από τη διασύνδεση του νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο ηλεκτρισμού του ΔΕΔΔΗΕ, μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου. Η διασύνδεση αυτή φυσικά δεν σημαίνει ότι στο μέλλον το υβριδικό σύστημα θα καταστεί ανούσιο. Αντιθέτως, η ενέργεια που θα παράγει, θα διοχετεύεται στο δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ παράγοντας κέρδος για τον δήμο Σεριφου που μπορεί να αξιοποιηθεί σε άλλους τομείς. Εκτός αυτού σε περίπτωση προβλήματος παροχής ενέργειας μέσω του καλωδίου, είτε λόγω προβλήματος του ηπειρωτικού δικτύου είτε λόγω της ίδιας της εγκατάστασης διασύνδεσης, το νησί θα έχει τη δική του ανεξάρτητη πηγή ενεργειακής παραγωγής. Για τη σπάνια περίπτωση που ακόμα και αυτή η λύση καταστεί μη λειτουργική, ο ΤΣΠ μπορεί να λειτουργήσει ως μέτρο έκτακτης ανάγκης μέχρι να επιδιορθωθεί το όποιο πρόβλημα υπάρχει.

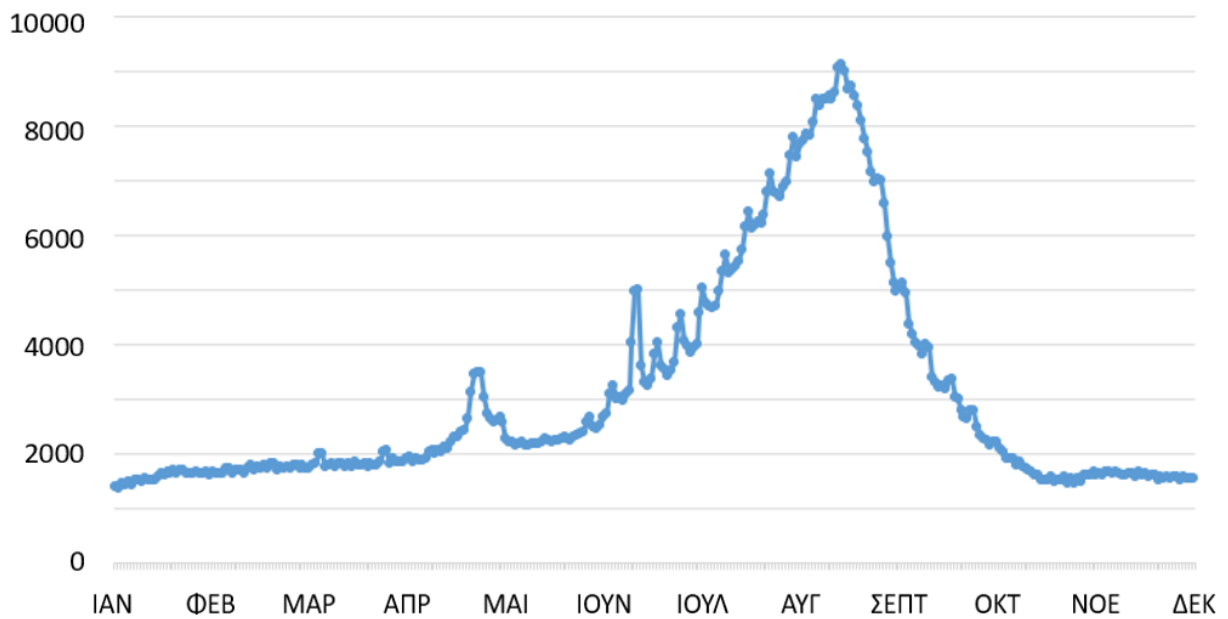
Επίσης τοποθετείται μονάδα αφαλάτωσης για την ανεξαρτητοποίηση του νησιού αναφορικά με την παροχή καθαρού νερού, μονάδα αντλησιοταμίευσης αλλά και υδροηλεκτρική, και σε δεύτερο σενάριο μονάδα αποθήκευσης υδρογόνου. Μεταξύ άλλων πλεονεκτημάτων που αναφέρθηκαν στην παραπάνω περιγραφή των ΑΠΕ, η αιολική και η ηλιακή ενέργεια δεν είναι ρυπογόνες, είναι ανανεώσιμες και συνεισφέρουν στον εθνικό αλλά και παγκόσμιο στόχο για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Επιπλέον δημιουργούν νέες θέσεις εργασίας στην προσπάθεια για την ανάπτυξη και εφαρμογή μίας μακροπρόθεσμης στρατηγικής βιώσιμης ανάπτυξης στα νησιά. Αξίζει, τέλος, να αναφερθεί το γεγονός ότι η ύπαρξη και απρόσκοπτη ανανέωση με γλυκό νερό, δυο δεξαμενών τέτοιας χωρητικότητας, μπορούν να μετατρέψουν ένα άγονο νησί σε σημείο αναφοράς για ανάπτυξη της καλλιέργειας και άλλων δραστηριοτήτων που μέχρι τώρα θεωρούνταν αδύνατες λόγω έλλειψης υδατικών πόρων.

5.2 Τεχνική περιγραφή έργου

Το έργο αποτελείται από τρεις Α/Γ ισχύος 800 kW εκάστη, ένα Φ/Β ισχύος 1 MW, μία μονάδα αφαλάτωσης δυναμικότητας 2000 m³/day, δύο δεξαμενές νερού που μαζί με 10 αντλίες 100KW εκάστη και έναν υδροηλεκτρικό σταθμό 1.56 MW, συνθέτουν τη μονάδα αντλησιοταμίευσης. Ως κάτω δεξαμενή, θεωρείται το φράγμα που ήδη υπάρχει κατασκευασμένο από το 2003, είναι δυναμικότητας 700000 m³ και απέχει 50 m από τη θάλασσα, ενώ η άνω κατασκευάζεται σε ανώτερο υψόμετρο με διαφορά 200 m από την πρώτη και με δυναμικότητα 200000 m³. Έτσι γίνεται εκμετάλλευση του βουνού της Σερίφου για τη λειτουργία του Υ/Σ και της μονάδας αντλησιοταμίευσης. Η δυναμικότητα της άνω δεξαμενής σε συνδυασμό με την υδροηλεκτρική μονάδα και η μονάδα υδρογόνου διαστασιολογούνται με γνώμονα τις μέρες αυτονομίας της καθεμίας. Θεωρώντας δηλαδή για κάθε ένα από αυτά τα στοιχεία ένα υποθετικό σενάριο όπου μόνο αυτά παράγουν ενέργεια για την κάλυψη αναγκών του νησιού, υπολογίζεται η δυναμικότητα τους βάσει ενός συγκεκριμένου αριθμού ημερών που έχουν οριστεί, για τις οποίες μπορούν να καλύπτουν συνεχόμενα τη μέση ζήτηση με γεμάτες, αρχικά, τις δεξαμενές τους (δεξαμενές υδρογόνου, αντλησιοταμίευσης). Εξετάζονται συνολικά 4 σενάρια, καθένα με διαφορετική αλληλουχία διαδικασιών του υβριδικού. Στα δυο από τα 4 προστίθεται μονάδα παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου με σκοπό την σύγκριση με τα δύο πρώτα σε ότι αφορά την ενεργειακή απόδοση και το οικονομικό όφελος.

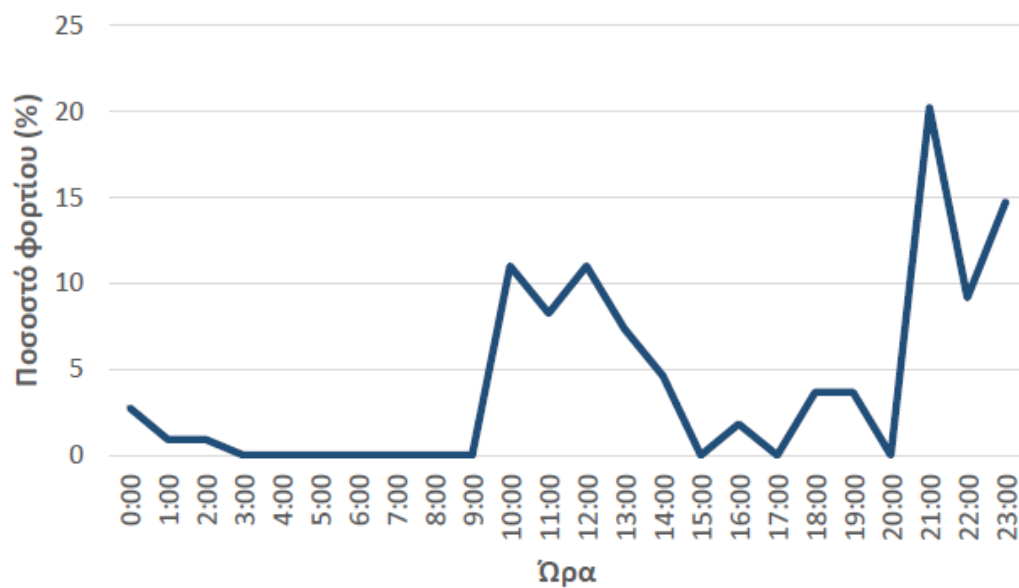
5.3 Εκτίμηση αναγκών ύδρευσης

Για τις ανάγκες ύδρευσης του νησιού λήφθηκαν αρχικά, στοιχεία αφίξεων και αναχωρήσεων επιβατών ανά ημέρα για τα έτη 2010-2022 από το λιμεναρχείο Σερίφου, με τη διακύμανση ενός μέσου έτους για την περίοδο αυτή να παρουσιάζει μέγιστο τον μήνα Αύγουστο και ελάχιστο τον Ιανουάριο (Σχήμα 5.1). Οι αριθμοί αυτοί προσθαφαιρούνται για κάθε ημέρα στον μόνιμο πληθυσμό όπως αυτός αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4.4.



Σχήμα 5.1 Διακύμανση πληθυσμού ενός μέσου έτους για την περίοδο 2010-2022 (Πηγή: Λιμεναρχείο Σερίφου, 2023).

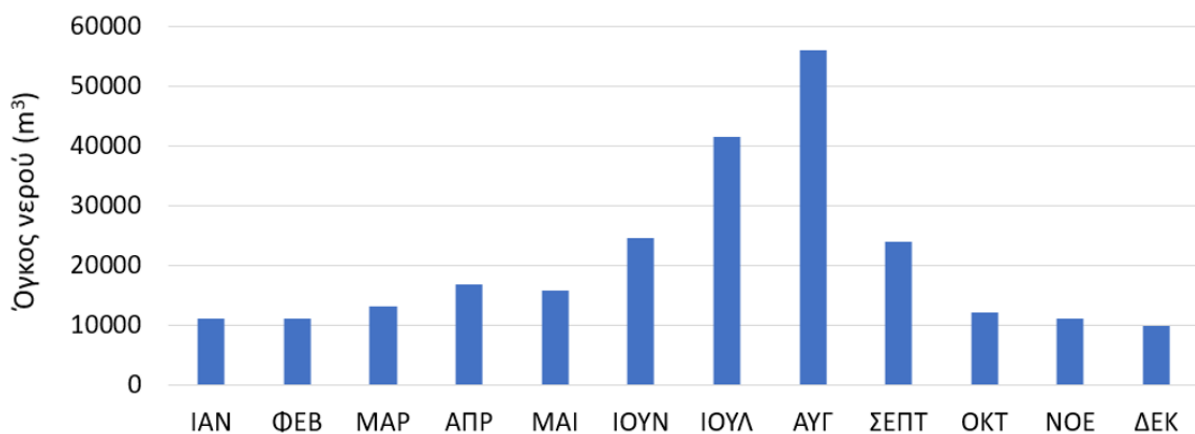
Αφού υπολογίστηκε ο αριθμός κατοίκων για κάθε ημέρα αυτού του χρονικού διαστήματος, το σύνολο ζήτησης σε m³ νερού κρίθηκε με βάση κατανάλωση 250 L/ημέρα (0,25 m³/ημέρα) ανά κάτοικο η οποία κατανεμήθηκε ανά ώρα ημέρας με βάση την ποσοστιαία κατανάλωση ενός ατόμου (Σχήμα 5.2).



Σχήμα 5.2 Διακύμανση ζήτησης νερού για ύδρευση ανά ώρα της ημέρας (Ευστρατιάδης κ.ά., 2017).

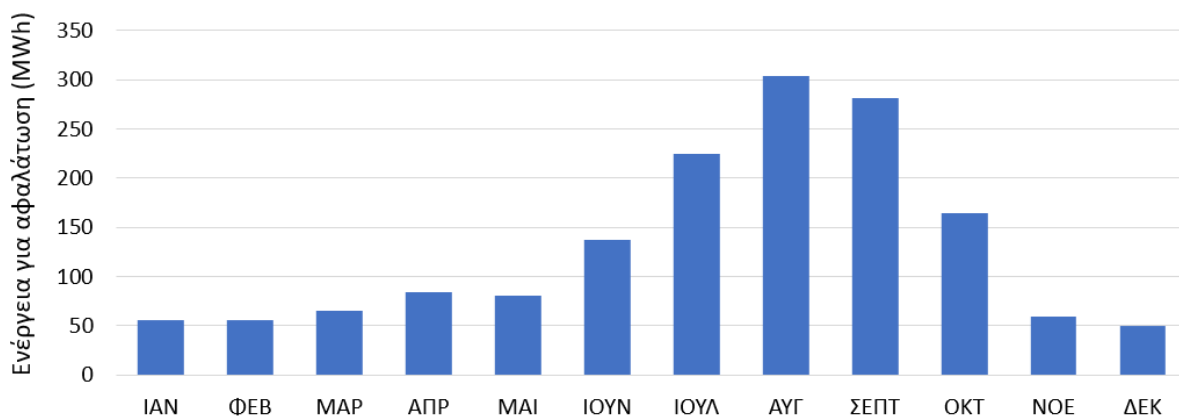
Τα αποτελέσματα διασταυρώθηκαν ακολούθως αθροιστικά ανά έτος με τις πληροφορίες καταναλώσεων της Δημόσιας Επιχείρησης Ύδρευσης και Άρδευσης Σερίφου (ΔΕΥΑΣ) για τα 12 εξεταζόμενα έτη. Για ευνόητους λόγους δεν μπορεί να παρουσιαστεί διάγραμμα όλων των ημερών της εξεταζόμενης περιόδου, ούτε όλων των μηνών, επομένως παρήχθη διάγραμμα μέσης μηνιαίας κατανάλωσης για τα 12 έτη.

Η διαδικασία αυτή έγινε ώστε να δημιουργηθεί ωριαία βάση δεδομένων ζήτησης (αφού τα δεδομένα της υδρευτικής υπηρεσίας Σερίφου ήταν σε ετήσια βάση), ήτοι 113952 ώρες, και τελικά να παραχθεί η καλύτερη δυνατή και πιο αναλυτική εικόνα αποτελέσματος του υβριδικού συστήματος για την κάλυψη της ζήτησης. Η ζήτηση αυτή για κάθε μήνα του μέσου έτους, φαίνεται στο Σχήμα 5.3.



Σχήμα 5.3 Υδατικές ανάγκες του πληθυσμού της Σερίφου ανά μήνα του έτους για την περίοδο 2010-2022 (Πηγή: ΔΕΥΑΣ, 2023).

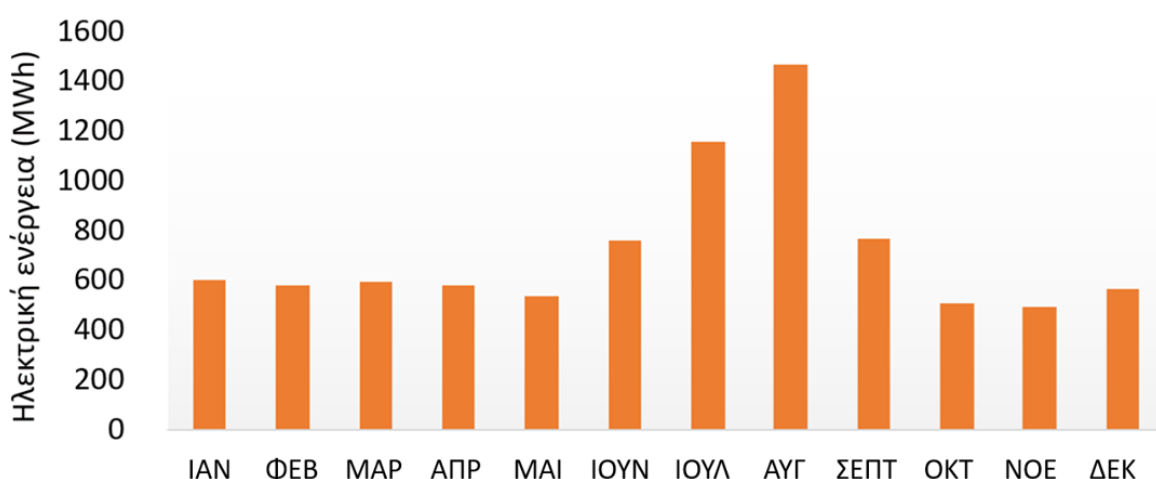
Αντίστοιχα, οι ενεργειακές ανάγκες για αφαλάτωση για κάλυψη της παραπάνω ζήτησης, αποτυπώνονται στο παρακάτω Σχήμα 5.4. Τονίζεται ότι οι ενεργειακές ανάγκες για -κάλυψη των υδρευτικών μέσω αφαλάτωσης, λαμβάνονται υπόψη, σε χωριστή βάση δεδομένων από τις ανάγκες του δικτύου που αναλύονται στο Κεφάλαιο 5.4.



Σχήμα 5.4 Ενεργειακή απαίτηση για αφαλάτωση, για κάλυψη των υδρευτικών αναγκών.

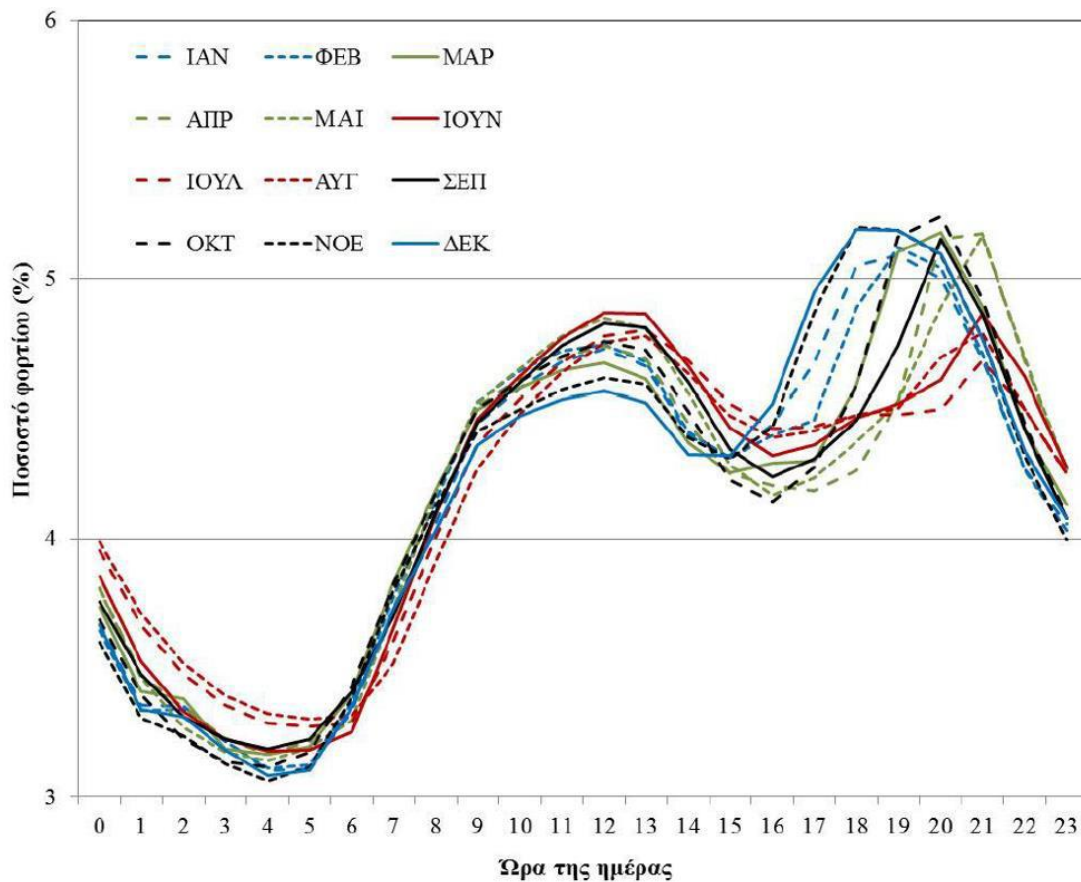
5.4 Εκτίμηση αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ζήτηση προέκυψε από στοιχεία της ΔΕΗ Σερίφου για τις καταναλώσεις της εξεταζόμενης περιόδου. Τα στοιχεία αυτά ελήφθησαν σε μηνιαία βάση και χωρίστηκαν ισόποσα σε ημερήσια. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.5, η μέγιστη παραγωγή παρατηρείται τον Αύγουστο, ήτοι περίπου 1.400 MWh ενώ η ελάχιστη τον Νοέμβριο, περίπου 500 MWh. Η μέση ετήσια παραγωγή για τα έτη 2010-2022 είναι 8758 MWh, μέση μηνιαία 730MWh και μέση ημερήσια 24.3 MWh. Τους χειμερινούς μήνες με βαρύ κρύο, παρατηρείται μία μικρή αύξηση της κατανάλωσης, σε σχέση με τους μήνες της άνοιξης και του φθινοπώρου, λόγω των αναγκών θέρμανσης, γεγονός που έχει αντίκτυπο και στα σχήματα ζήτησης (Σχήμα 5.5) και κατανάλωσης (Σχήμα 5.7) καυσίμου στον ΤΣΠ.



Σχήμα 5.5 Ετήσια διακύμανση ζήτησης ηλεκτρικού ρεύματος κατά την περίοδο 2010-2021 (Πηγή: ΔΕΗ Σερίφου, 2023).

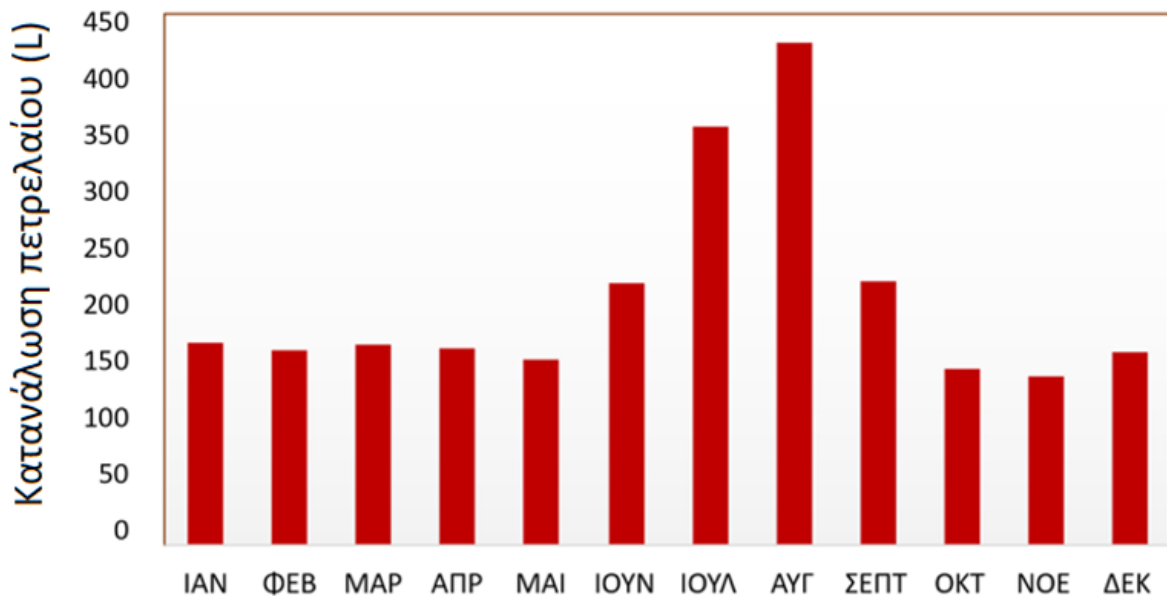
Με βάση το διάγραμμα του Σχήματος 5.6 για την ποσοστιαία κατανομή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανά ημέρα στην Ελλάδα, μετατράπηκε η ημερήσια ζήτηση σε ωριαία δημιουργώντας έτσι ωριαία βάση δεδομένων για την περίοδο 2010-2022. Η μέγιστη ζήτηση παρατηρείται στις 20:00, ενώ η ελάχιστη στις 4:00, λόγος για τον οποίο έχει θεσπιστεί και η μειωμένη τιμολογιακή πολιτική της ΔΕΗ για το νυχτερινό ρεύμα.



Σχήμα 5.6 Ωριαία κατανομή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα για την περίοδο 2002–2012 (Μαμάσης κ.ά., 2018).

Το κόστος παραγωγής εξαρτάται κατά ένα μέρος από τις καιρικές συνθήκες τον πληθυσμό, τις δραστηριότητες των κατοίκων και το μέγεθος των υποδομών μεταξύ άλλων. Βέβαια ο πυλώνας όλης της διαδικασίας ηλεκτροπαραγωγής επαφίεται στα πλοία που μεταφέρουν το χρησιμοποιούμενο καύσιμο από το διυλιστήριο πετρελαίου. Επομένως και από την πλευρά αυτή η παραγωγή ενέργειας στο νησί εξαρτάται από παράγοντες όπως η διεθνής οικονομία και πολιτική, η πιθανή αδυναμία του πλοίου να ταξιδέψει λόγω καιρικών συνθηκών και η απρόσκοπτη ροή καυσίμων από τις χώρες που εξορύσσουν. Όπως είναι λογικό, η κατανάλωση diesel ακολουθεί την τάση της τουριστικής σεζόν, γεγονός που απεικονίζεται και

στο Σχήμα 5.7 με μέγιστη τιμή τον Αύγουστο και ελάχιστη τον Νοέμβριο. Έγινε προσπάθεια το υβριδικό σύστημα να σχεδιαστεί και να διαστασιολογηθεί με βάση αυτή τη ζήτηση αιχμής, όπως απαιτείται άλλωστε (Μαμάσης κ.ά., 2018), σε συνδυασμό πάντα με τον οικονομικό παράγοντα για τη διασφάλιση της μέγιστης δυνατής αποδοτικότητας με τον ελάχιστο προϋπολογισμό.



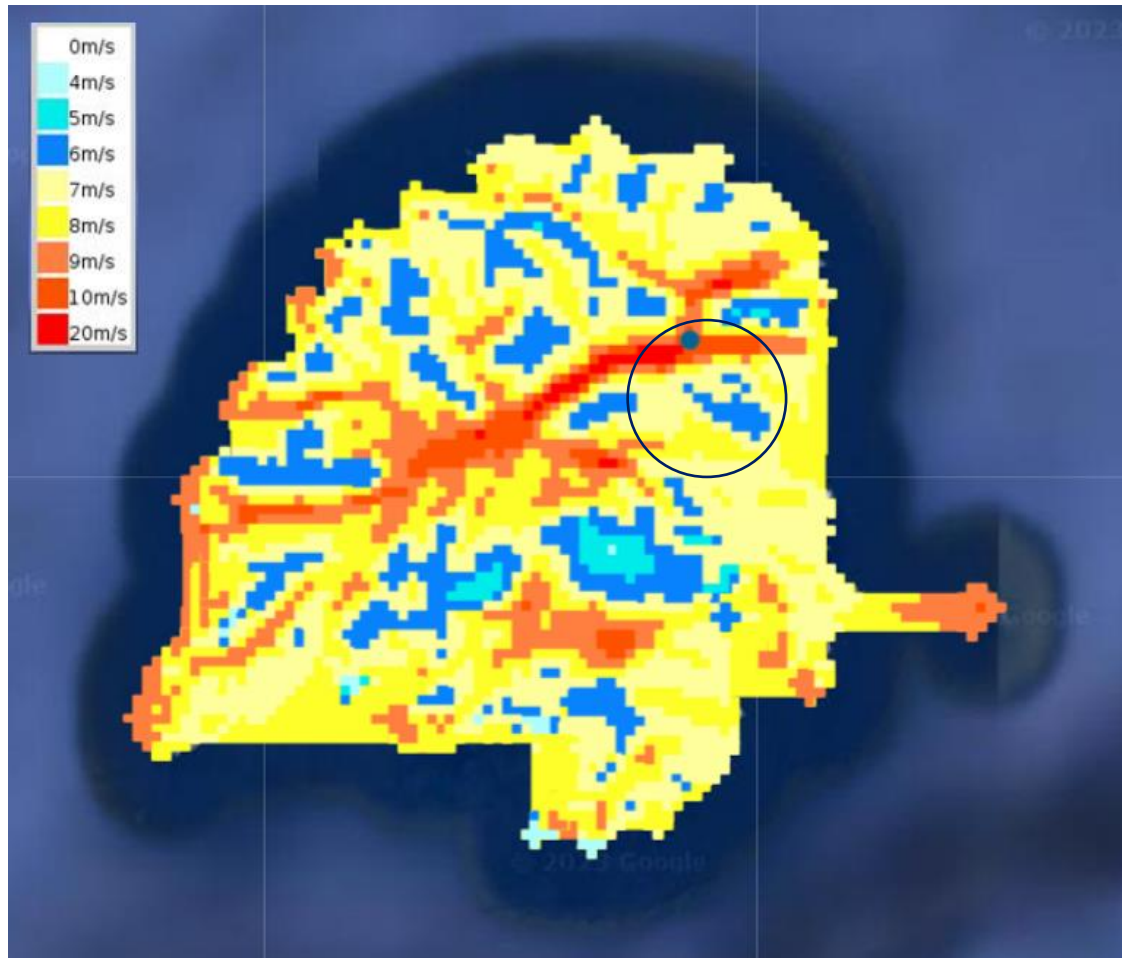
Σχήμα 5.7 Μέση μηνιαία κατανάλωση πετρελαίου για τη λειτουργία του ΤΣΠ κατά την περίοδο 2010-2021 (Πηγή: ΔΕΗ Σερίφου, 2023).

Η μέση ετήσια κατανάλωση πετρελαίου για τα έτη 2010-2022 είναι 185582 L, με μέγιστη περίπου στα 379000 L τον Αύγουστο στην τουριστική περίοδο, και ελάχιστη τον Νοέμβριο με 127000 L.

5.5 Α/Γ και μετατροπή ανεμολογικών δεδομένων

Το πρωταρχικό στοιχείο σχεδιασμού του υβριδικού συστήματος ήταν όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, το αιολικό δυναμικό, το οποίο στη Σέριφο είναι αρκετά αυξημένο. Αυτό είναι και το βασικό κριτήριο τοποθέτησης των Α/Γ μεταξύ άλλων όπως η αποδοχή από την τοπική κοινωνία, η πρόσβαση στο χώρο, το καθεστώς προστατευόμενων περιοχών, η συνδεσιμότητα με το δίκτυο ηλεκτρισμού και η περιβαλλοντική όχληση. Η ισχύς και το πλήθος των Α/Γ καθορίστηκε με βάση τα κριτήρια της μέγιστης κάλυψης ενεργειακών και υδατικών αναγκών σε συνδυασμό με την ελάχιστη απορριπτόμενη ενέργεια.

Με βάση τον χάρτη αιολικού δυναμικού της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) και τους χάρτες προστατευόμενων περιοχών που περιεγράφηκαν στο Κεφάλαιο 4.9, το κατάλληλο σημείο τοποθέτησης Α/Γ θεωρείται στο δυτικό κομμάτι του νησιού (Σχήμα 5.8, σημείο με κύκλο) νότια της θέσης «Κένταρχος».



Σχήμα 5.8 Χάρτης αιολικού δυναμικού της Σερίφου (Πηγή: ΡΑΕ, 2023).

Με βάση τα στοιχεία του μετεωρολογικού σταθμού της Σύρου για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο, η μέση ταχύτητα ανέμου ήταν 4.96 m/s. Για να υπολογιστεί η ωριαία ταχύτητα ανέμου στο ύψος που των Α/Γ που χρησιμοποιούμε, χρησιμοποιείται ο νόμος κατανομής ταχύτητας του ανέμου (Μαμάσης κ.ά., 2018):

$$\frac{u_2}{u_1} = \ln \frac{z_2}{z_1} / \ln \frac{z_1}{z_2} \quad (5.1)$$

Για την εφαρμογή της Εξίσωσης 5.1, λαμβάνονται υπόψιν οι εξής συντελεστές:

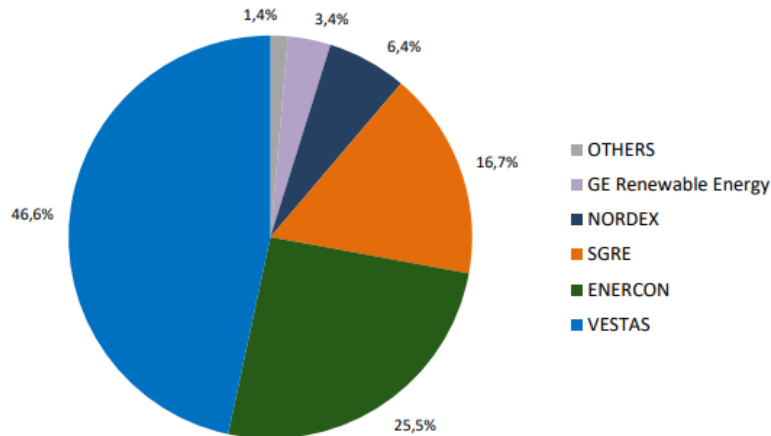
- Ύψος πύργου Α/Γ (z_2): 73 m
- Ύψος ανεμόμετρου από το οποίο λαμβάνονται τα ανεμολογικά στοιχεία (z_1): 4 m
- Συντελεστής τραχύτητας του εδάφους (z_0): 0.2 (θαμνώδης περιοχή, 1-10 cm), (Πίνακας 5.1)

Πίνακας 5.1 Τιμές συντελεστή τραχύτητας εδάφους (Μαμάσης κ.ά., 2018).

Typical values of surface roughness z_0 (cm)	
Ice	0.001
Water surface	0.01-0.06
Open sea, fetch 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 of height 10-15 m	40-70
Suburb, forest	100
City center, buildings	≥ 200

Εφαρμόζοντας την Εξίσωση 5.1, καταλήγουμε από την αρχική βάση δεδομένων (ταχύτητα ανέμου στο ύψος του μετεωρολογικού σταθμού), στην επιθυμητή, με την ταχύτητα στο ύψος του ρότορα της Α/Γ.

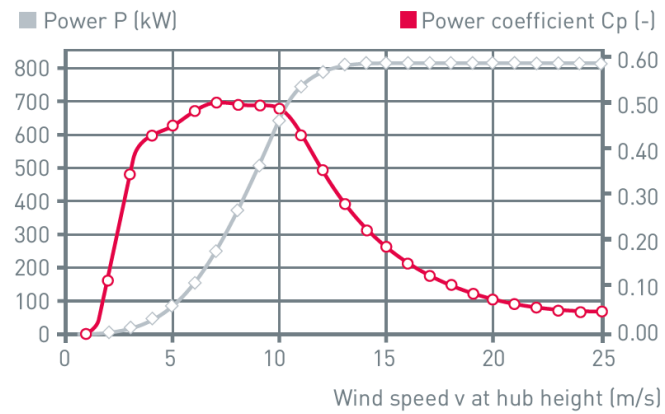
Ως κατασκευαστής των Α/Γ επιλέγεται η ENERCON, η οποία έχει προμηθεύσει το 25.5% της συνολικής αποδιδόμενης αιολικής ισχύος στην Ελλάδα (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2023) (Σχήμα 5.9). Επιλέχθηκε η συγκεκριμένος κατασκευαστής λόγω διαθεσιμότητας μοντέλων Α/Γ με ψηλότερο άνω όριο λειτουργίας του ρότορα, γεγονός που τα καθιστά ιδανικά για το αυξημένο αιολικό δυναμικό των νησιών του Αιγαίου.



Σχήμα 5.9 Ποσοστιαία κατανομή κατασκευαστών Α/Γ στα αιολικά έργα στην Ελλάδα (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ, 2023).

Επιλέγεται το μοντέλο E-53 με ισχύ 800 kW, με 3 πτερύγια, επιφάνεια σάρωσης έλικα 2198 m² και η ταχύτητα περιστροφής είναι 11 – 29.5 rpm. Τοποθετούνται συνολικά 3 Α/Γ, επομένως, η συνολική ισχύς του αιολικού πάρκου είναι 2.4 MW. Κατά τη διάρκεια της διαμόρφωσης του υβριδικού συστήματος, έγιναν δοκιμές για την απόδοση και άλλων μοντέλων αλλά και ποσοτήτων Α/Γ αλλά η τελική επιλογή ήταν η προαναφερθείσα. Για παράδειγμα επιλέχθηκαν 2 Α/Γ των 2 MW έκαστη, αλλά η απορριπτόμενη ενέργεια ήταν της τάξης του 36% και τα ποσοστά κάλυψης των αναγκών δεν διέφεραν πάνω από 4% με αυτά που προέκυψαν στο τελικό σενάριο. Εκτός αυτού, είναι προτιμότερο να εγκατασταθούν 3 μικρού μεγέθους Α/Γ, παρά μία η δύο μεγάλες ώστε αν παρουσιαστεί κάποιο πρόβλημα σε μία, να μη μείνει το νησί χωρίς παροχή ενέργειας. Η καμπύλη ισχύος της Α/Γ παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.10, το οποίο συνοδεύεται από τον Πίνακα 5.2 με τιμές ισχύος P (kW) και συντελεστές ισχύος C_p για ακέραιες τιμές ταχύτητας ανέμου μέχρι την τιμή απενεργοποίησης της Α/Γ (μέγιστη τιμή λειτουργίας).

Calculated power curve



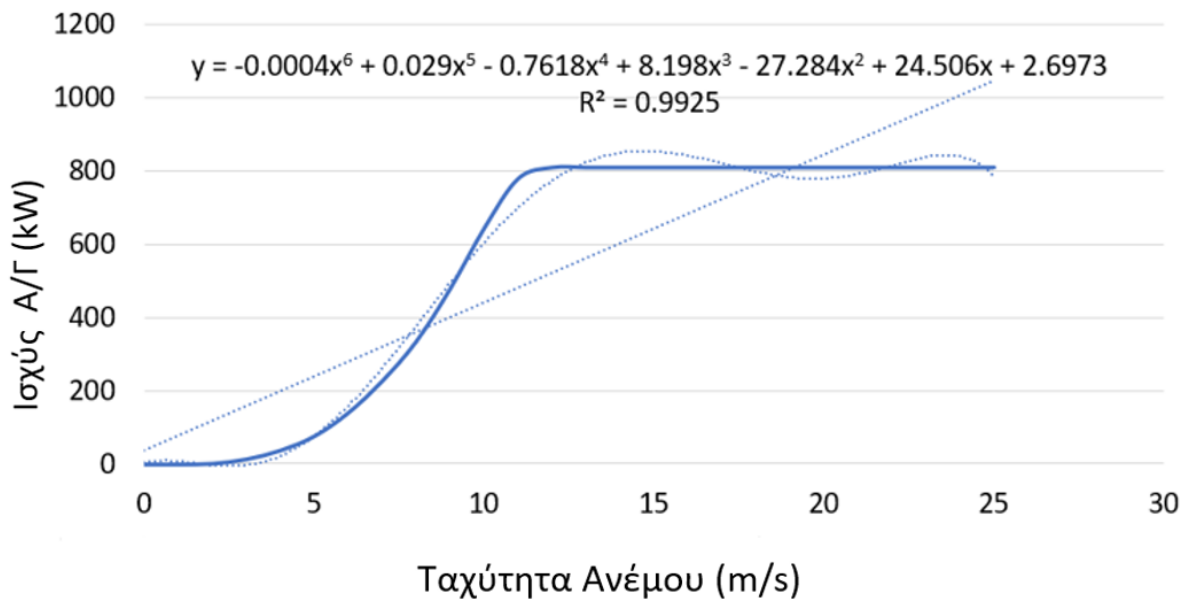
Σχήμα 5.10 Καμπύλη ισχύος του μοντέλου Α/Γ ENERCON E-53 (Πηγή: Enercon, 2023).

Πίνακας 5.2 Πίνακας τιμών ισχύος για ταχύτητες ανέμου του μοντέλου Α/Γ (Πηγή: Enercon, 2023).

Wind (m/s)	Power P (kW)	Power-coefficient Cp (-)
1	0.0	0.00
2	2.0	0.19
3	14.0	0.39
4	38.0	0.44
5	77.0	0.46
6	141.0	0.48
7	228.0	0.49
8	336.0	0.49
9	480.0	0.49
10	645.0	0.48
11	744.0	0.42
12	780.0	0.34
13	810.0	0.27
14	810.0	0.22
15	810.0	0.18
16	810.0	0.15
17	810.0	0.12
18	810.0	0.10
19	810.0	0.09
20	810.0	0.08
21	810.0	0.06
22	810.0	0.06
23	810.0	0.05
24	810.0	0.04
25	810.0	0.04

$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$

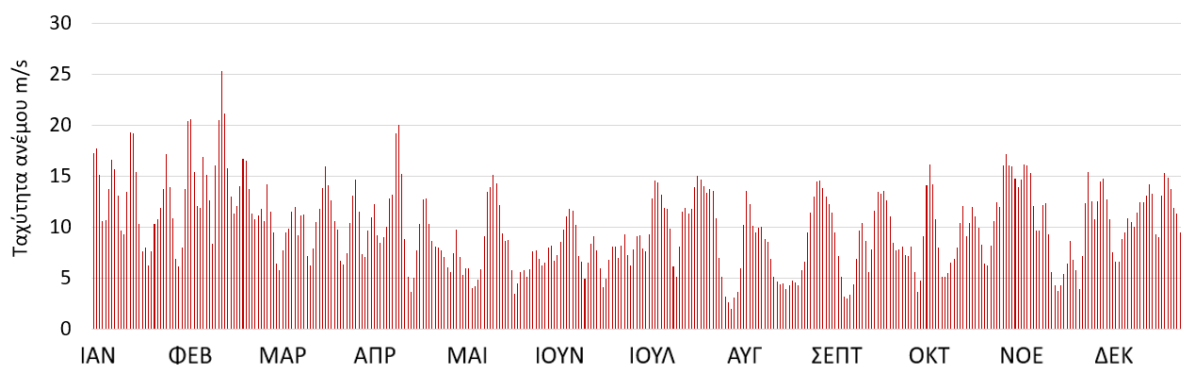
Ψηφιοποιώντας την καμπύλη του Σχήματος 5.10 στο πρόγραμμα excel με τη βοήθεια του πίνακα τιμών 5.2, προέκυψε το γράφημα του Σχήματος 5.11 και η βέλτιστη πολυωνυμική εξίσωση 6ου βαθμού (Εξίσωση 5.2), που εκφράζει την ισχύ ως προς την ταχύτητα του ανέμου. Οι τιμές της τελευταίας, κυμαίνονται από 1 m/s μέχρι 25 m/s, δηλαδή στα όρια λειτουργίας της Α/Γ. Οι συντελεστές της εξίσωσης είναι αυτοί που τελικά θα χρησιμοποιηθούν ώστε να παραχθεί η ενεργειακή απόδοση (σε kWh) της Α/Γ με βάση την αντίστοιχη διορθωμένη ταχύτητα ανέμου που αναφέρθηκε παραπάνω, σε χρονικό βήμα 1 ώρας.



Σχήμα 5.11 Καμπύλη ισχύος της Α/Γ ENERCON E-53 800 kW.

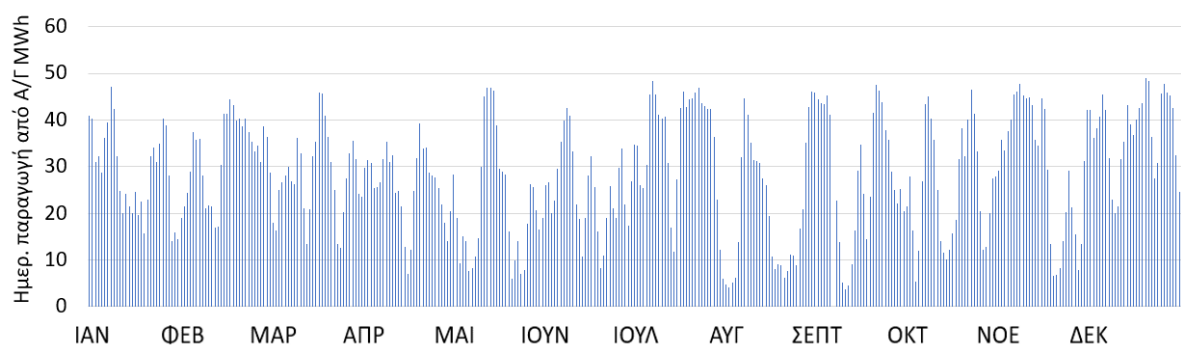
$$P = \begin{cases} 0, & u < 2 \\ y = -0,0004x^6 + 0,029x^5 - 0,7618x^4 + 8,198x^3 - 27,284x^2 + 24,506x + 2,6973 & 2 \leq u \leq 25 \\ 0, & u > 25 \end{cases} \quad (5.3)$$

Το διάγραμμα διορθωμένης ταχύτητας ανέμου για το μέσο έτος παρουσιάζεται στο σχήμα, με μέση ταχύτητα 10 m/s. Από την ωριαία βάση δεδομένων διορθωμένης ταχύτητας ανέμου για την περίοδο 2010-2022 (113952 ώρες), οι 17402 ήταν εκτός ορίων, ήτοι το 15% των μετρήσεων από τον μετεωρολογικό σταθμό Σύρου.



Σχήμα 5.12 Διακύμανση (διορθωμένης) ταχύτητας ανέμου για το ύψος των Α/Γ που χρησιμοποιούνται.

Για κάθε χρονικό βήμα, αφού ελεγχθεί πρωτίστως ότι η ταχύτητα ανέμου είναι εντός των ορίων λειτουργίας των Α/Γ, αυτή πολλαπλασιάζεται με τους συντελεστές της εξίσωσης 5.3, με αποτέλεσμα την βάση δεδομένων με την ωριαία ενεργειακή παραγωγή από το πάρκο Α/Γ (Σχήμα 5.13). Αν η ταχύτητα ανέμου είναι κάτω από το ελάχιστο ή άνω του μέγιστου ορίου λειτουργίας, η Α/Γ δεν λειτουργεί για λόγους ασφαλείας του μηχανισμού της.

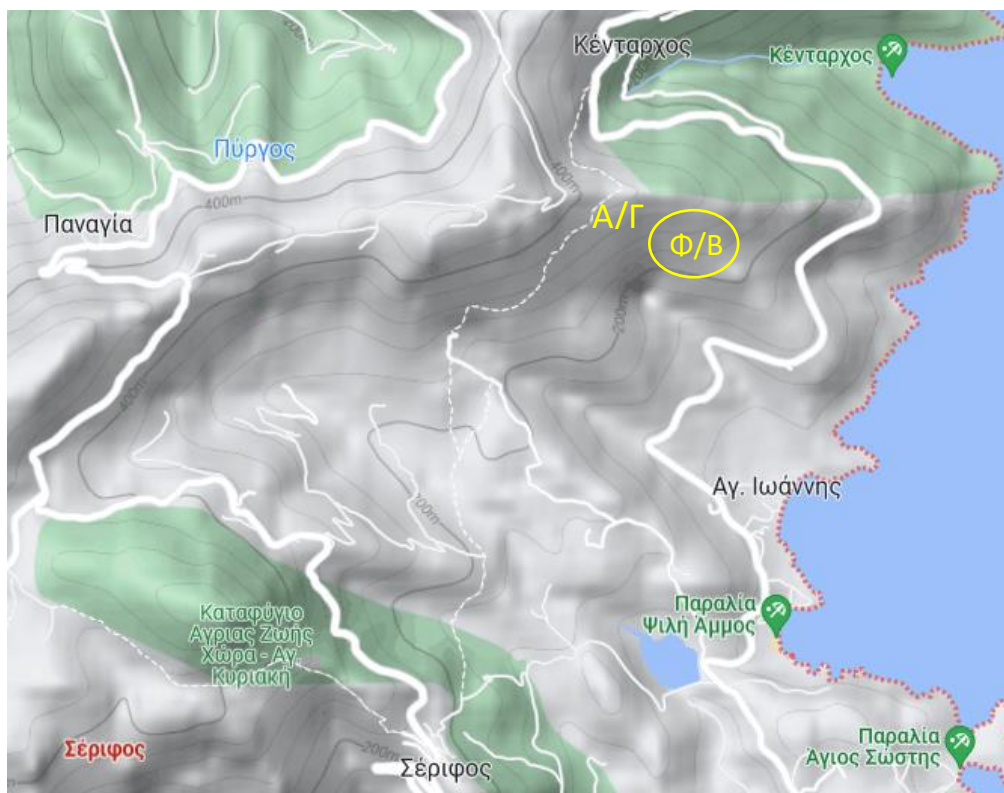


Σχήμα 5.13 Διακύμανση παραγωγής ενέργειας από Α/Γ για ένα μέσο έτος.

5.6 Φ/Β και συνδυασμός με τις Α/Γ

Ένα από τα εμπόδια για την κλιμάκωση χρήσης των ΑΠΕ είναι η δυνητικότητα αυτών των ευμετάβλητων πηγών. Η μεταβλητότητα που παρουσιάζουν οι ανανεώσιμες πηγές (ήλιος, άνεμος κ.λπ.) δεν συσχετίζεται με τη ζήτηση φορτίου. Γι' αυτό υπάρχει πάντα ενδιαφέρον για τη σύζευξη πολλών διαφορετικών πηγών και τη δημιουργία αυτού που ονομάζεται υβριδικό σύστημα. Στο στάδιο παραγωγής ενέργειας εγκαθίσταται λοιπόν ως δεύτερη πηγή, Φ/Β πάρκο ισχύος 1 MW. Αυτό γίνεται αφενός για να υπάρχει κάλυψη ενός μέρους, αν όχι όλου, του φορτίου ακόμα και σε ημέρες χωρίς άνεμο. Αφετέρου, στα νησιά του Αιγαίου η

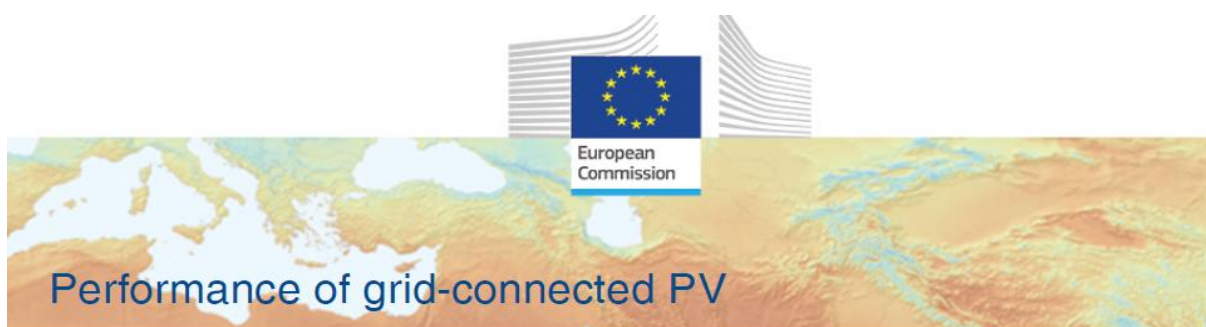
ηλιοφάνεια είναι το σύνθημα και χαρακτηρίζει τις περισσότερες ημέρες του έτους και ειδικά του καλοκαιριού. Λαμβάνοντας υπ' όψη ότι το καλοκαίρι είναι η κατ' εξοχήν εποχή μεγαλύτερης ενεργειακής ζήτησης λόγω τουρισμού, το Φ/Β σίγουρα θα αποτελέσει έναν ιδιαίτερα βοηθητικό παράγοντα στη διαδικασία της κάλυψης ενεργειακής ζήτησης. Η εγκατάσταση του Φ/Β απαιτεί από τη μία περισσότερη έκταση, αλλά από την άλλη, μικρότερο κόστος εγκατάστασης και υπολογιστική προεργασία. Για την τοποθεσία προτείνεται ένα οικόπεδο κοντά στην τοποθεσία των Α/Γ (στη θέση Κένταρχος Σχήμα 5.14), σε πλαγιά με την απαραίτητη κλίση προς τον Νότο για μέγιστη απόδοση του Φ/Β, περιοχή με υψόμετρο περίπου 200 m. Η κοντινή τοποθέτηση των Α/Γ και του Φ/Β στο φράγμα και στη μονάδα αφαλάτωσης που περιγράφεται παρακάτω, αποσκοπεί στην ελάχιστη δυνατή απώλεια ενέργειας στο δίκτυο μεταφοράς.



Σχήμα 5.14 Πιθανή θέση Φ/Β πάρκου (Πηγή: Google maps, 2023).

Η εισαγωγή λεπτομερειών του Φ/Β πάρκου και ο υπολογισμός της απόδοσής του έγινε στο πρόγραμμα Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Τα δεδομένα εισόδου για το πρόγραμμα ήταν τα εξής:

- Γεωγραφικό μήκος: 24.489°
- Γεωγραφικό πλάτος: 37.164°
- Ισχύς Φ/Β: 1000 kWp
- Αζιμούθιο: 0°
- Γωνία κλίσης Φ/Β: 35°
- Βάση δεδομένων: PVGIS-SARAH



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

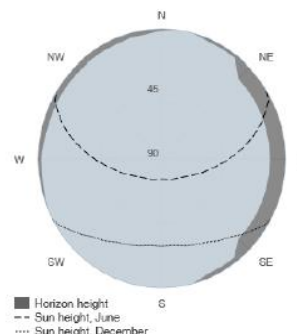
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.164,24.489
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1000 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

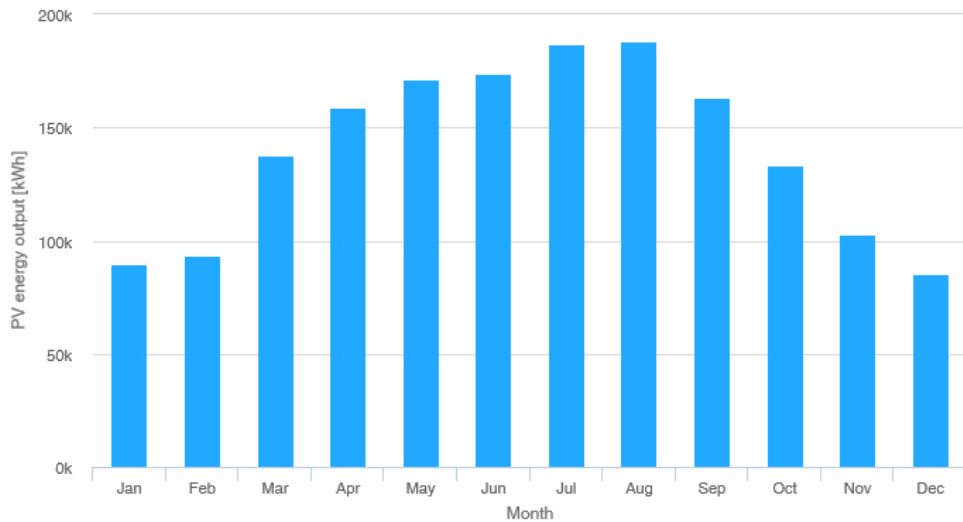
Slope angle: 35 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 1684429.25 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2044.33 kWh/m²
 Year-to-year variability: 22030.49 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.59 %
 Spectral effects: 0.38 %
 Temperature and low irradiance: -2.02 %
 Total loss: -17.61 %

Outline of horizon at chosen location:



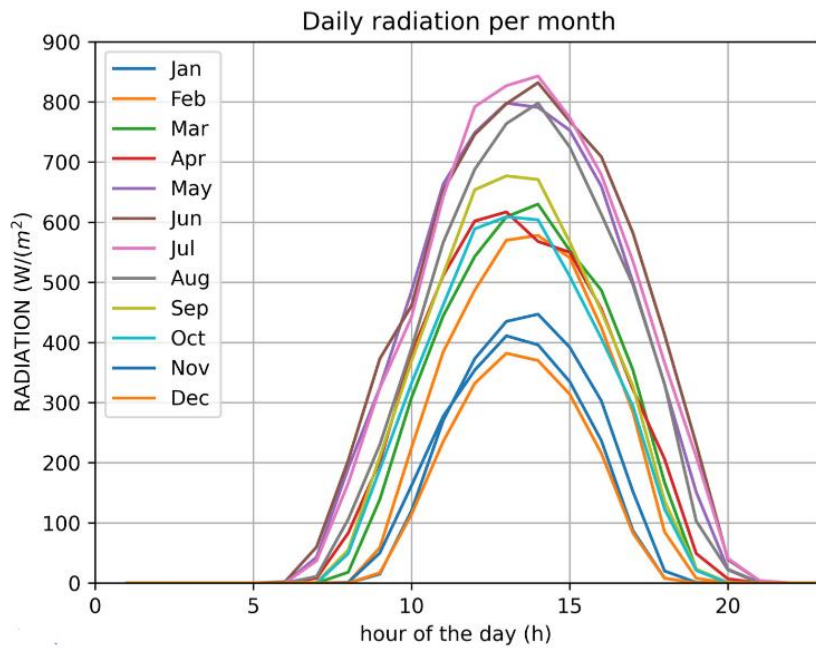
Σχήμα 5.15 Πρόβλεψη απόδοσης του Φ/Β (Πηγή: PVGIS, 2023).

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.15, στα αποτελέσματα του προγράμματος, η ετήσια προβλεπόμενη απόδοση του Φ/Β προκύπτει 1684429.25 kWh. Η μηνιαία απόδοση είναι σημαντικό να εκφραστεί συγκεκριμένα για κάθε μήνα του έτους και όχι ως μέσο όρο, αφενός λόγω της μεταβλητότητας της ηλιοφάνειας ανά εποχή του χρόνου και αφετέρου διότι το καλοκαίρι αποτελεί το σημείο αναφοράς για τη διαστασιολόγηση του Φ/Β, αφού τότε παρουσιάζεται το σημείο αιχμής της ζήτησης. Από την άλλη, η ημερήσια παραγωγή είναι δύσκολο να παρουσιαστεί σε διάγραμμα για ένα ολόκληρο έτος, πόσο μάλλον για την περίοδο ενδιαφέροντος (2010-2022). Απεικονίζεται λοιπόν στο Σχήμα 5.16 διακύμανσης της παραγωγής ηλιακής ενέργειας ανά μήνα του μέσου έτους.



Σχήμα 5.16 Προβλεπόμενη διακύμανση παραγωγής ηλιακής ενέργειας ανά μήνα του μέσου έτους στο Φ/Β (Πηγή: PVGIS, 2023)

Στην ίδια ομάδα αποτελεσμάτων με το παραπάνω διάγραμμα, παρήχθησαν από το PVGIS αριθμητικά αποτελέσματα σε μηνιαία βάση για την παραγωγή ενέργειας από Φ/Β. Αυτά χωρίστηκαν σε ημερήσια ισόποσα για κάθε μέρα του εκάστοτε μήνα και τα τελευταία με τη σειρά τους σε ωριαία, με τη βοήθεια του διαγράμματος διακύμανσης της ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη διάρκεια της ημέρας (Σχήμα 5.17). Τέλος, τα ωριαία αποτελέσματα χρησιμοποιήθηκαν για την δημιουργία της απαιτούμενης ωριαίας βάσης δεδομένων σε kWh. Τα δεδομένα του Φ/Β συνδυασμένα με τα δεδομένα παραγωγής των Α/Γ παρείχαν την ωριαία συνολική διαθέσιμη ενέργεια για κάλυψη των αναγκών του νησιού.

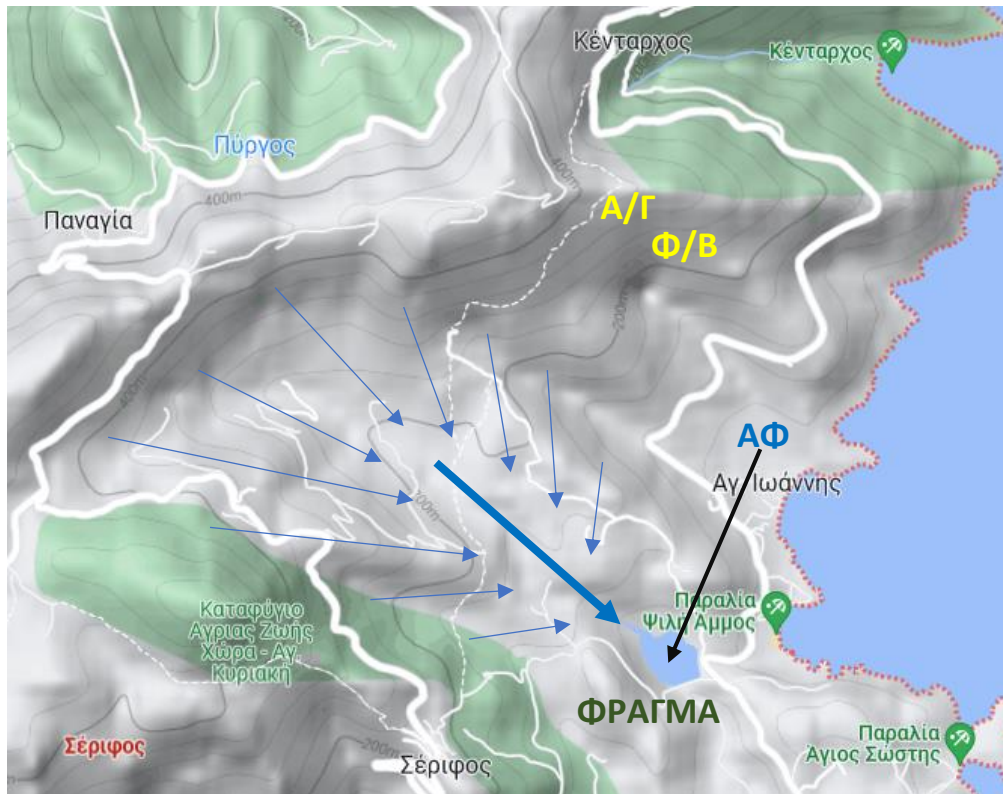


Σχήμα 5.17 Διακύμανση ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη διάρκεια της μέσης ημέρας για κάθε μήνα του έτους (Fernández and Pardo, 2023).

5.7 Μονάδα Αφαλάτωσης

Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 2, η αφαλάτωση είναι η πιο συμφέρουσα επιλογή για παροχή πόσιμου νερού στη Σέριφο. Μάλιστα η αντίστροφη ώσμωση είναι ο λιγότερο ενεργοβόρος τρόπος αφαλάτωσης που μπορεί να χρησιμοποιηθεί, με μέση ενεργειακή κατανάλωση 5 kWh/m^3 . Θεωρείται μονάδα αφαλάτωσης με δυναμικότητα $2000 \text{ m}^3/\text{day}$. Ως δεξαμενή αφαλάτωσης που αποθηκεύεται το καθαρό νερό, χρησιμοποιείται το φράγμα που ήδη υπάρχει κατασκευασμένο από το 2003 άνωθεν της παραλίας «Ψιλή Άμμος» σε υψόμετρο 50 m. Το φράγμα είναι χωρητικότητας 700000 m^3 , ποσότητα αρκετή για την αποθήκευση τόσο του επεξεργασμένου νερού της αφαλάτωσης όσο και του βρόχινου νερού που μαζεύεται από την λεκάνη απορροής κυρίως κατά τη διάρκεια του χειμώνα (σχήμα (Σχήμα 5.18)). Επίσης, η διαδικασία της αντλησιοταμίευσης βοηθά στην αποσυμπίεση του φράγματος σε περιπτώσεις μεγάλης στάθμης νερού (π.χ. σε περίπτωση έντονων βροχοπτώσεων). Η μονάδα αφαλάτωσης τοποθετείται σε οικόπεδο πλησίον του όρμου του Άγιου Ιωάννη, λόγω της κοντινής απόστασης με το φράγμα και κατ' επέκταση, του χαμηλού κόστους άντλησης από τη μονάδα σε αυτό (Σχήμα 5.18, μαύρο βέλος). Η πρώτη επιλογή για την άντληση του θαλασσινού νερού προς αφαλάτωση, είναι κατευθείαν από τη θάλασσα από σημείο μακριά από παραλίες με τα απαραίτητα μέτρα προστασίας για όσους μπορεί να

κολυμπούν ακόμα και εκεί, ενώ η δεύτερη, είναι άντληση υφάλμυρου νερού από γεώτρηση σε οικόπεδο ακριβώς πάνω από την παραλία με σχεδόν μηδενικό υψόμετρο.



Σχήμα 5.18 Τοποθεσία μονάδας αφαλάτωσης και λεκάνη απορροής του φράγματος (Πηγή: Google maps, 2023).

Ο τρόπος με τον οποίο είναι διαμορφωμένη η αλληλουχία υπολογισμών για τη διαδικασία της αφαλάτωσης, είναι ο εξής:

Εάν υπάρχουν υδατικές ανάγκες για τη συγκεκριμένη ώρα, ελέγχεται αν υπάρχει αρκετό νερό στη δεξαμενή αφαλάτωσης (φράγμα) για να τις καλύψει. Σημειωτέων ότι, όπως θα αναλυθεί παρακάτω, η μονάδα αφαλάτωσης έχει σχεδιαστεί έτσι ώστε να στοχεύει πάντα σε μία συγκεκριμένη ποσότητα νερού στη δεξαμενή. Αν λοιπόν καλύπτονται οι ανάγκες ύδρευσης για την ώρα αυτή, η ποσότητα αφαιρείται από τη δεξαμενή, διοχετεύεται στο δίκτυο ύδρευσης και ακολούθως η μονάδα αφαλάτωσης φροντίζει για την αντικατάστασή της, δεδομένου ότι υπάρχει η απαιτούμενη ενέργεια φυσικά, ώστε η ποσότητα να φτάσει πάλι στο στόχο που έχει τεθεί. Η λογική αυτή, να εξυπηρετείται δηλαδή η ζήτηση υδρευτικών αναγκών για την εκάστοτε ώρα πριν την αφαλάτωση της απαιτούμενης ποσότητας, με τη χρήση του όγκου νερού που προορίζεται για τις ημέρες αυτονομίας (34300 m³), είχε σχετικά

καλά αποτελέσματα αφού σε κανένα σενάριο αυτός ο όγκος δεν μειώθηκε δραστικά, παρά μόνο για κάποιες μέρες του καλοκαιριού. Αυτό σημαίνει ότι ο όγκος νερού που χρησιμοποιείται σχεδόν πάντα καλύπτεται με αμεσότητα από τη μονάδα.

5.8 Μονάδα Αντλησιοταμίευσης

Για εξυπηρέτηση της αντλησιοταμίευσης, εγκαθίσταται δεύτερη, άνω δεξαμενή (ΑΔΑ) σε υψομετρική διαφορά 200 m από την κάτω (φράγμα, ΚΔΑ). Για την άντληση νερού από την ΚΔΑ στην ΑΔΑ, εγκαθίσταται αντλιοστάσιο (Α/Σ) ακριβώς άνωθεν του φράγματος (Σχήμα 5.19). Στην ίδια τοποθεσία εγκαθίσταται υδροηλεκτρικός σταθμός (Υ/Σ) παραγωγής ενέργειας που θα υποδέχεται την υδρόπτωση της ΑΔΑ, μετατρέποντάς την σε ενέργεια για τις ώρες που απαιτείται συμπλήρωμα. Η ισχύς του Υ/Σ, υπολογίζεται ως μέρος του συστήματος παραγωγής ενέργειας για συγκεκριμένες ημέρες αυτονομίας όπως αναφέρθηκε παραπάνω.

Το αντλιοστάσιο αποτελείται από 10 αντλίες των 100 kW έκαστη ισχύς σχετικά μικρή, που εξυπηρετεί την άντληση στις περισσότερες σχεδόν περιπτώσεις αφού μπορεί να γίνει εκμετάλλευση μικρού πλεονάσματος ενέργειας, μέχρι και δεκαπλάσιου από την παραγωγή του υβριδικού. Η ισχύς αυτή βασίστηκε στο γεγονός ότι η μέγιστη τιμή πλεονάζουσας ενέργειας που παρατηρήθηκε ήταν περίπου 3000 kWh, η ελάχιστη 0 kWh, ενώ η μέση τιμή για την περίοδο υπό εξέταση ήταν 567 kWh. Επομένως είναι περισσότερες οι περιπτώσεις στις οποίες παρατηρείται πλεόνασμα κάτω των 500 kWh, άρα επιλέγεται ισχύς αντλιών που να μπορούν να καλύψουν αυτό το εύρος τιμών πλεονάσματος. Τονίζεται ότι για να λειτουργήσει μία αντλία για δεδομένο χρονικό διάστημα, πρέπει το διαθέσιμο πλεόνασμα να είναι ίσο ή μεγαλύτερο της ισχύος της. Σε επόμενη φάση της μελέτης θα μπορούσε να εξεταστεί ο συνδυασμός αντλιών διαφορετικής δυναμικότητας για εκμετάλλευση πιθανόν με καλύτερο τρόπο του πλεονάσματος.

Η σχέση για την ισχύ της αντλίας είναι η εξής:

$$I = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H / \eta, \quad (5.5)$$

Όπου, ρ είναι η πυκνότητα του νερού (1000 kg/m^3), g είναι η επιτάχυνση της βαρύτητας (9.81 m/s^2), H είναι η υψομετρική διαφορά (200 m), η είναι ο συνολικός βαθμός απόδοσης της αντλίας (80%) και η ισχύς I εκφράζεται σε Watt. Η παροχή Q (m^3/s) είναι η ο όγκος προς τον

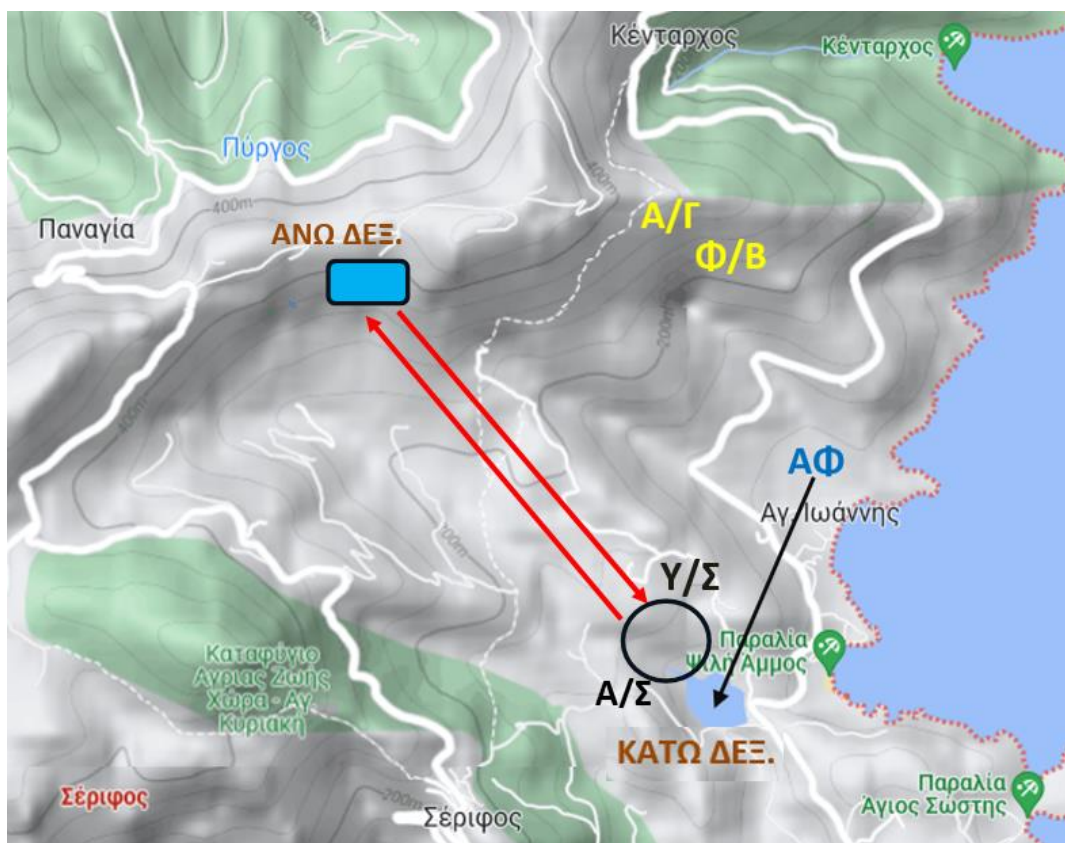
χρόνο, δηλαδή η ποσότητα νερού που αντλείται ανά δευτερόλεπτο. Προκύπτει λοιπόν η σχέση:

$$I = \rho \cdot g \cdot (V/t) \cdot H/n \quad (5.5)$$

και λύνοντας ως προς τον όγκο, προκύπτει η ποσότητα νερού που αντλείται:

$$V = (I \cdot t \cdot n) / (\rho \cdot g \cdot H) \quad (5.6)$$

Ο υδροστρόβιλος διαστασιολογείται με βάση την ίδια εξίσωση ισχύος (5.5) με τη διαφορά ότι η παροχή σε αυτόν από την ΑΔΑ είναι $1 \text{ m}^3/\text{s}$. Επομένως, για την ίδια υψομετρική απόσταση (200 m), προκύπτει ισχύς 1.56 MW που σημαίνει ότι για μία ώρα συνεχόμενης μέγιστης παροχής, ο στρόβιλος μπορεί να παράγει 1.56 MWh και σε μία ημέρα 37.5 MWh.



Σχήμα 5.19 Θέση της άνω δεξαμενής αντλησιοταμίευσης και της υδροηλεκτρικής μονάδας (Πηγή: Google maps, 2023).

Η ΑΔΑ χρησιμοποιείται για αποθήκευση νερού που θα διοχετευθεί στον Υ/Σ παραγωγής ενέργειας, σε περίπτωση που οι 2 κύριες πηγές (άνεμος, ήλιος) δεν παράγουν και τις αντικαθιστά, αλλά και για την υποστήριξη αυτών σε περιπτώσεις ζήτησης μεγάλου φορτίου (π.χ. τουριστική σεζόν). Εγκαθίσταται νότια της θέσης Πύργος στην πλαγιά του βουνού με

καθοδική εδαφική διαμόρφωση, και διαστασιολογείται στα 200000 m³. Ο όγκος αυτός προέκυψε για συγκεκριμένες ημέρες αυτονομίας με βάση τη μέση κατανάλωση ενέργειας για αφαλάτωση για ύδρευση.

Πέραν της κάλυψης αναγκών πόσιμου νερού, η δεξαμενή του φράγματος πρέπει να διαθέτει ικανοποιητική ποσότητα νερού για τις αιχμές ζήτησης, τη διενέργεια αντλησιοταμίευσης και παραγωγή υδρογόνου (για τα σενάρια 3 και 4) σε περίπτωση περισσευούμενης ενέργειας. Τίθεται ως δικλείδα, το ελάχιστο όριο ποσότητας νερού στις δεξαμενές να είναι το 26.11%, ήτοι 235000 m³. Το ποσό αυτό περιλαμβάνει τα 180000 m³ που είναι ο ωφέλιμος όγκος της άνω δεξαμενής και άρα ο μέγιστος όγκος νερού που μπορεί να αντληθεί σε αυτή, συν τα ποσοστά ασφαλείας των 2 δεξαμενών (5% επί της χωρητικότητας κάθε μίας). Έτσι θα υπάρχει πάντα νερό για άντληση σε περίπτωση περίσσειας ενέργειας. Ως πρωταρχικός στόχος τίθεται ο όγκος νερού συνολικά στις 2 δεξαμενές να περιλαμβάνει το ποσό των 235000 m³ αλλά και τον όγκο νερού που έχει υπολογιστεί ότι καλύπτει τις ανάγκες ύδρευσης του νησιού για 50 ημέρες (ημέρες αυτονομίας) με μέση ημερήσια κατανάλωση 686 m³, ήτοι 34300 m³ και επομένως συνολικά 269300 m³ (29.92%). Θεωρείται ότι αρχικά (1/1/2010) το σύστημα ξεκινά με τη μονάδα αφαλάτωσης να έχει γεμίσει την ΚΔΑ με το ποσό αυτό. Έπειτα η αντλησιοταμίευση τίθεται σε λειτουργία, η ΑΔΑ γεμίζει σταδιακά και εφαρμόζεται και σε αυτή το ελάχιστο κατώτατο όριο στάθμης της, ήτοι το 5%.

Θεωρούνται 3 ημέρες αυτονομίας του συστήματος παροχής ενέργειας μέσω του Υ/Σ. Αυτό σημαίνει ότι σε περίπτωση που παράγει ενέργεια για το νησί μόνο ο Υ/Σ, υποτιθέμενης ως γεμάτης αρχικά της ΑΔΑ και λαμβάνοντας υπόψη μέση τιμή υδατικών αναγκών 686 m³/ημέρα άρα 3.4 MWh/ημέρα για αφαλάτωση και 24.2 MWh/ημέρα για το δίκτυο οι ανάγκες αυτές θα μπορούν, να καλύπτονται για 3 ημέρες. Αυτό βέβαια είναι θεωρητικό διότι είναι λίγες οι πιθανότητες να έχουν πρόβλημα όλες οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας για τόσο χρονικό διάστημα. Επίσης ο στόχος που έχει τεθεί στη μονάδα αφαλάτωσης να αναπληρώνει συνεχώς και όσο περισσότερο γίνεται, το νερό που διοχετεύεται στην ύδρευση, ώστε το νερό στις ΚΔΑ και ΑΔΑ να μένει όσο γίνεται κοντά στο 30%, μπορεί σε περίπτωση ανάγκης να λειτουργήσει θετικά. Θα μπορούσε δηλαδή όλη η παραγόμενη ενέργεια του Υ/Σ να διοχετευθεί στο δίκτυο του νησιού και η ύδρευση να καλυφθεί από την ποσότητα των 50 ημερών αυτονομίας που υπάρχουν στις δεξαμενές. Αξίζει να σημειωθεί ότι το καλοκαίρι οι συνθήκες θα ήταν πιο δύσκολες για την κάλυψη των αναγκών σε τέτοιες περιπτώσεις, αφού

μία ενδεικτική μέση τιμή ημερήσιας ζήτησης για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο είναι 55 MWh (Πίνακας 5.3).

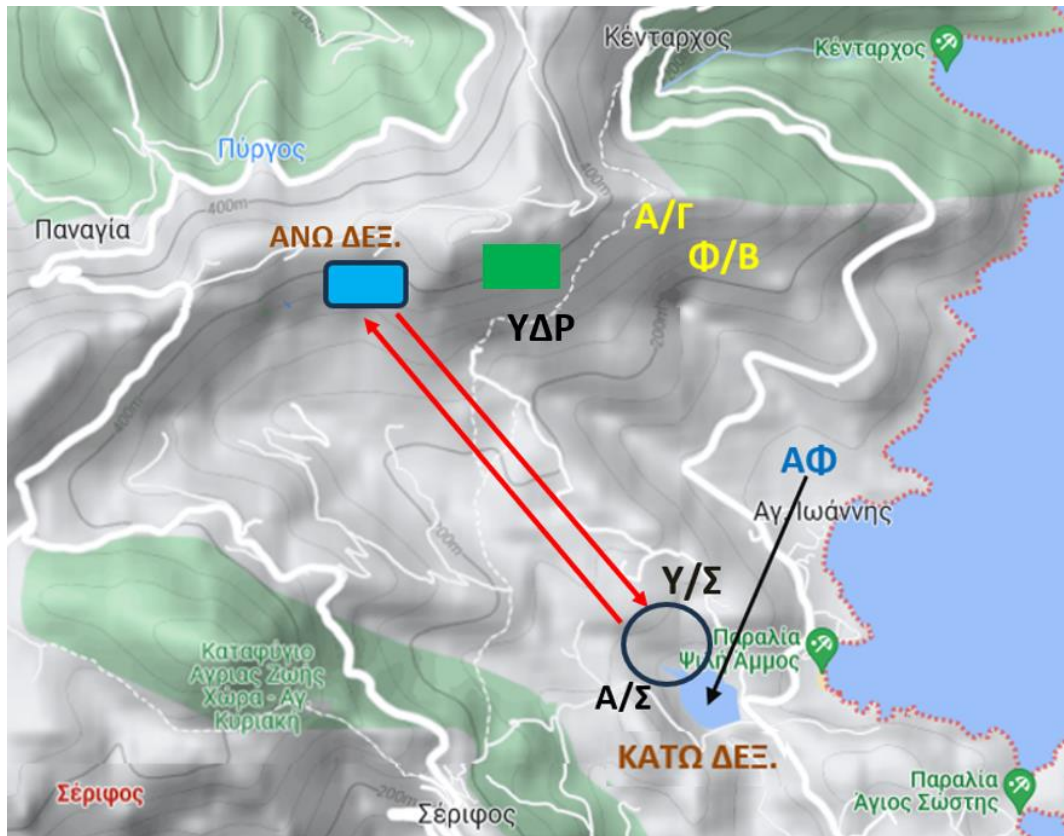
Πίνακας 5.3 Εκτίμηση ζήτησης ενέργειας από το δίκτυο του νησιού για ημέρες του μήνα Αυγούστου, των ετών 2022-2023 (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ, 2023).

Σάββατο, 12 Αύγουστος 2023		Προτεινόμενος ΗΕΠ Σερίφου																								
Ώρες Κατανομής		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	ΣΥΝΟΛΟ (MWh)
Εκτίμηση ζήτησης (MWh)		2,671	2,410	2,191	2,075	1,991	1,913	1,823	1,914	2,104	2,415	2,654	2,744	2,737	2,806	2,839	2,822	2,832	2,846	2,908	3,014	3,184	3,212	3,067	2,871	62,04
Μονάδα	Αποιδόμενη Ισχύς (MW)																									
G1 (MWM TBD603V12)	0,3																									Διαθέσιμη
G3 (MITSUBISHI S16R-PTA)	0,85	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G4 (MITSUBISHI S16R-PTA)	0,85	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G5 (MITSUBISHI S16R-PTA)	0,85	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G6 (MITSUBISHI S16R-PTA)	0,85	1	1	1	1						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G7 (MITSUBISHI S16R-PTA)	0,85												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G10 (MITSUBISHI S16R-PTA)	0,85																									Διαθέσιμη

Παρασκευή, 12 Αύγουστος 2022		Προτεινόμενος ΗΕΠ Σερίφου																								
Ώρες Κατανομής		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	ΣΥΝΟΛΟ (MWh)
Εκτίμηση ζήτησης (MWh)		2,258	2,012	1,911	1,769	1,711	1,750	1,758	1,799	1,870	2,011	2,073	2,116	2,145	2,139	2,142	2,085	2,086	2,401	2,672	2,846	2,880	2,928	2,560	2,401	52,32
Μονάδα	Αποιδόμενη Ισχύς (MW)																									
G1 (MWM TBD603V12)	0,3																									Διαθέσιμη
G3 (MITSUBISHI S16R-PTA)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G4 (MITSUBISHI S16R-PTA)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G5 (MITSUBISHI S16R-PTA)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G10 (MITSUBISHI S16R-PTA)	1																			1	1	1	1	1	1	Διαθέσιμη
G6 (MITSUBISHI S16R-PTA)	1																									Διαθέσιμη

5.9 Μονάδα Υδρογόνου

Η μονάδα παραγωγής υδρογόνου, προστίθεται σε δύο από τα 4 σενάρια για να συγκριθεί η συνολική απόδοση του υβριδικού, στις περιπτώσεις με και χωρίς αυτή. Το υδρογόνο έχει πολλές ελκυστικές ιδιότητες ως φορέας ενέργειας και υψηλή ενεργειακή πυκνότητα (140 MJ/kg), η οποία είναι περισσότερο από δύο φορές υψηλότερη από τα τυπικά στερεά καύσιμα (50 MJ/kg). Προτείνεται η τοποθεσία σε πλαγιά νότια της θέσης Κένταρχος (Σχήμα 5.20), σε υψόμετρο περίπου 400 m, ανάμεσα στην τοποθεσία της ΑΔΑ και των Α/Γ.



Σχήμα 5.2 Πιθανή θέση μονάδας παραγωγής και αποθήκευσης υδρογόνου (Πηγή: Google maps, 2023).

Η Μ/Υ που εγκαθίσταται, διαθέτει δυνατότητα παραγωγής 20 kg H₂, ως μέγιστη τιμή, ανά ώρα και 480 kg ανά ημέρα. Η ενέργεια που απαιτείται για την παραγωγή 1 kg είναι 60 kWh, επομένως για την παραγωγή της μέγιστης τιμής καταναλώνει 1200 kWh. Η διαδικασία παραγωγής είναι η ηλεκτρόλυση και πιο συγκεκριμένα η μέθοδος της Ηλεκτρόλυσης Πολυμερικής Μεμβράνης (PEM).

Κατασκευάζονται δεξαμενές συνολικής χωρητικότητας 30000 kg για την αποθήκευση κυψελών υδρογόνου. Η θερμογόνος δύναμη του υδρογόνου είναι 33.3 – 39.4 kWh/kg στους 25°C και πίεση 1 atm. Η απόδοση μιας κυψέλης καυσίμου τύπου PEM είναι 47.6% (Taner, 2018). Συνεπώς, κατά την καύση 1 kg υδρογόνου, παράγεται ενέργεια 15.9 kWh. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 5.8, η μέση ποσότητα αναγκών για τη Σέριφο, ήταν 3.4 MWh/ημέρα για αφαλάτωση και 24.2 MWh/ημέρα για το δίκτυο, ποσό που ανέρχεται σε 1150 kWh/ώρα. Για να ικανοποιηθούν αυτές οι ανάγκες πρέπει να γίνεται καύση 72.3 kg υδρογόνου την ώρα. Θεωρώντας γεμάτη τη δεξαμενή, η καύση 30000 kg με ωριαία τιμή 72.3 kg θα διαρκέσει για 17 ημέρες που είναι και οι ημέρες αυτονομίας για τη Μ/Υ.

5.10 Διαχείριση παραγόμενης ενέργειας

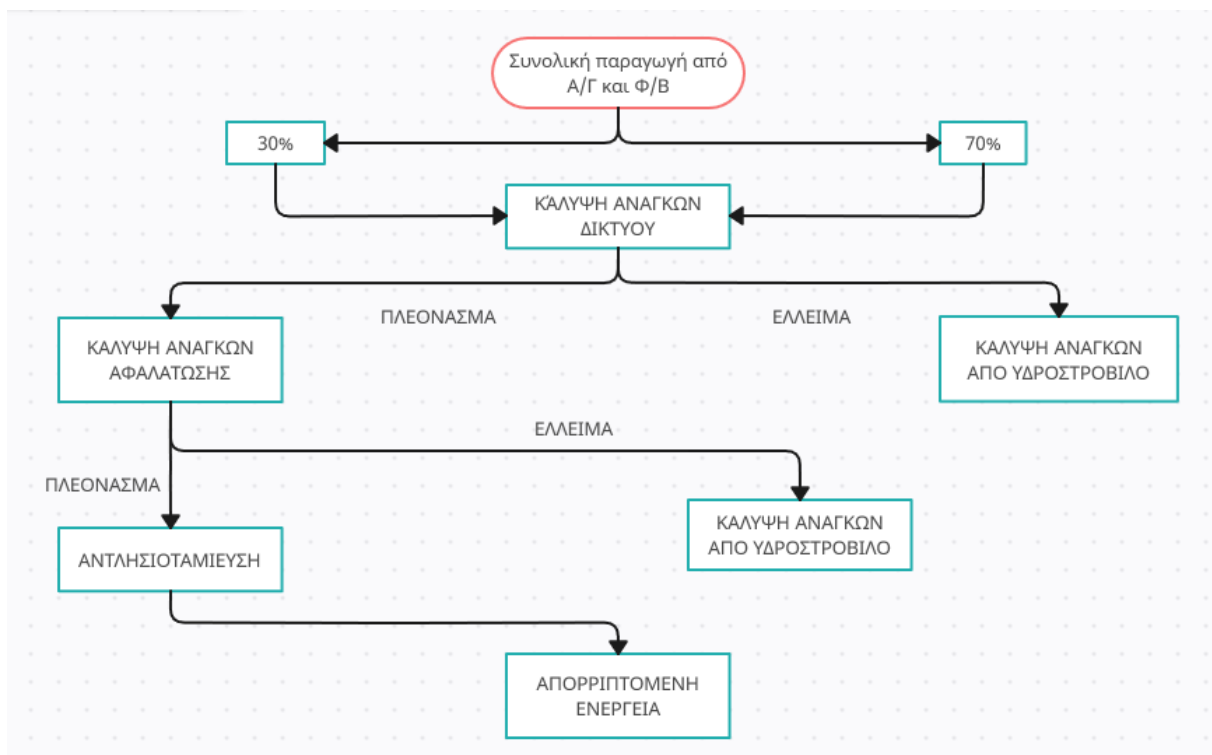
Στη συνέχεια, περιγράφονται κοινά στοιχεία των 4 σεναρίων που εξετάστηκαν, αναφορικά με τη διαχείριση της παραγόμενης ενέργειας. Σε όλα τα σενάρια το πρώτο 30% της ενεργειακής παραγωγής διοχετεύεται κατευθείαν στο ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού και το υπόλοιπο αξιοποιείται κατά το δυνατόν περισσότερο με διαφορετικές προτεραιότητες σε κάθε σενάριο. Επιλέγεται το συγκεκριμένο ποσοστό λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα του ανέμου και της κοινής πρακτικής της Ελλάδας. Στην ανάλυση των αποτελεσμάτων του κάθε σεναρίου, θα παρουσιαστεί χωριστά το κομμάτι της αφαλάτωσης που γίνεται για τις υδρευτικές ανάγκες και χωριστά για τις υπόλοιπες (χρήση νερού για παραγωγή υδρογόνου, αντλησιοταμίευση), παρότι το παραγόμενο αφαλατωμένο νερό αποθηκεύεται εξ' ολοκλήρου στην δεξαμενή του φράγματος για λόγους οικονομίας. Το βρόχινο νερό από τη λεκάνη απορροής κυμαίνεται από έτος σε έτος και είναι πιθανό σε κάποια έτη να γεμίζει τη δεξαμενή, συμπληρώνοντας το ήδη υπάρχον σε αυτή αφαλατωμένο νερό, ενώ σε άλλα (π.χ. 2023) με απώλεια βροχοπτώσεων δεν γεμίζει σχεδόν καθόλου. Στην περίπτωση που φτάσει το άνω όριο και τείνει να το ξεπεράσει υπάρχουν και οι αντίστοιχες δικλείδες ασφαλείας για την αποσυμφόρησή της με αποβολή νερού προς το ρέμα Αυλόμωνα. Στην περίπτωση αυτή, φυσικά, δεν χρησιμοποιείται ενέργεια για αφαλάτωση αφού η ΚΔΑ είναι ήδη γεμάτη και η όποια πλεονάζουσα ενέργεια μετά την κάλυψη αναγκών του δικτύου, χρησιμοποιείται για συμπλήρωση των δεξαμενών αντλησιοταμίευσης ή αυτής του υδρογόνου. Αν και αυτές είναι γεμάτες, απορρίπτεται ή διοχετεύεται στο ηπειρωτικό δίκτυο (μελλοντικά εφόσον γίνει η σύνδεση μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου).

Αναφορικά με τη Μ/Υ, το νερό που χρησιμοποιείται για ηλεκτρόλυση και παραγωγή υδρογόνου, παρέχεται από την κάτω δεξαμενή αντλησιοταμίευσης που έχει και μεγαλύτερη χωρητικότητα. Η άνω δεξαμενή δεν είναι συμφέρον να παρέχει νερό για την παραγωγή υδρογόνου αφού η Μ/Υ παρουσιάζει μικρότερο συντελεστή απόδοσης (25%) από τη μονάδα αντλησιοταμίευσης (65%), άρα ότι νερό διαθέτει η άνω δεξαμενή είναι προτιμότερο να αξιοποιηθεί στον Υ/Σ.

5.11 Σενάριο 1

Στο σενάριο 1 το 30% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ διοχετεύεται στο δίκτυο. Από το 30% αν δεν χρησιμοποιηθεί ολόκληρο, το υπόλοιπο (πλεόνασμα) αξιοποιείται

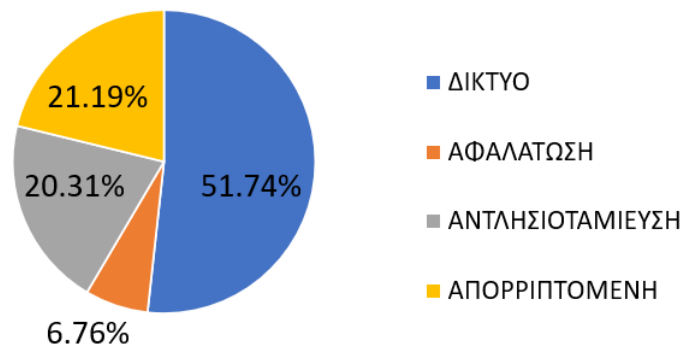
από τη μονάδα αφαλάτωσης, όπως και το υπόλοιπο 70% αναλόγως με τις εκάστοτε ανάγκες. Αν το πρώτο 30% χρησιμοποιηθεί και χρειάζεται παραπάνω το δίκτυο, χρησιμοποιείται όσο απαιτείται από το υπόλοιπο 70%. Ουσιαστικά, σε αυτό το σενάριο το 100% της διαθέσιμης ενέργειας από Α/Γ και Φ/Β, διοχετεύεται κατευθείαν στο δίκτυο του νησιού, και ότι περισσεύει, στην αφαλάτωση. Παρόλα αυτά, στο διάγραμμα του σεναρίου (Σχήμα 5.21) αλλά και στο υπολογιστικό excel, χωρίζεται σε 30% και 70% λόγω της πάγιας αρχής της χρήσης του πρώτου 30% στο δίκτυο. Εάν για οποιαδήποτε από τις 2 ανάγκες (αφαλάτωση, ηλεκτρικό δίκτυο) δεν φτάσει η παραγόμενη ενέργεια, εισέρχεται στο μίγμα παραγωγής ενέργειας η υδροηλεκτρική μονάδα (Υ/Σ), με προτεραιότητα το δίκτυο στο σενάριο αυτό, δεδομένου φυσικά, ότι υπάρχει αρκετή ποσότητα νερού στην ΑΔΑ για να τροφοδοτήσει τον υδροστρόβιλο και να παραχθεί ενέργεια.



Σχήμα 5.21 Αλληλουχία διαδικασιών του υβριδικού στο σενάριο 1.

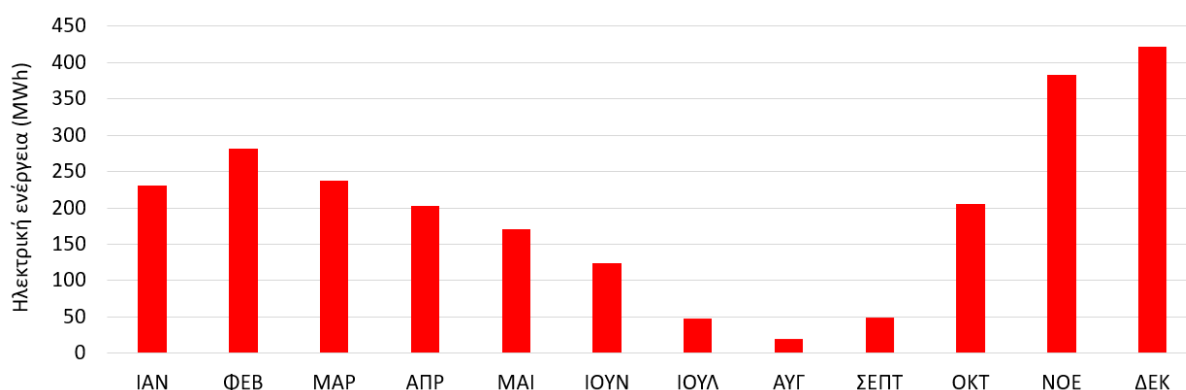
Στο Σχήμα 5.22 παρουσιάζεται η διαχείριση της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από Α/Γ και Φ/Β για το σενάριο 1 όπως διαμορφώθηκε τελικό αποτέλεσμα για την περίοδο 2010-2022. Το δίκτυο απορροφά τη μερίδα του λέοντος (51.74%) της παραγόμενης συνολικής ενέργειας, που είναι λογικό αφού έχει την προτεραιότητα στο συγκεκριμένο σενάριο. Επίσης,

το 6.76% που χρησιμοποιείται για αφαλάτωση αντικατοπτρίζει τη χαμηλή ενεργειακή απαίτηση της μονάδας (μέση ημερήσια τιμή 3.4 MWh), σε σύγκριση με τις απαιτήσεις του δικτύου του νησιού (μέση ημερήσια τιμή 24.2 MWh).



Σχήμα 5.22 Πίτα με ποσοστά ενέργειας που διοχετεύονται σε κάθε χρήση.

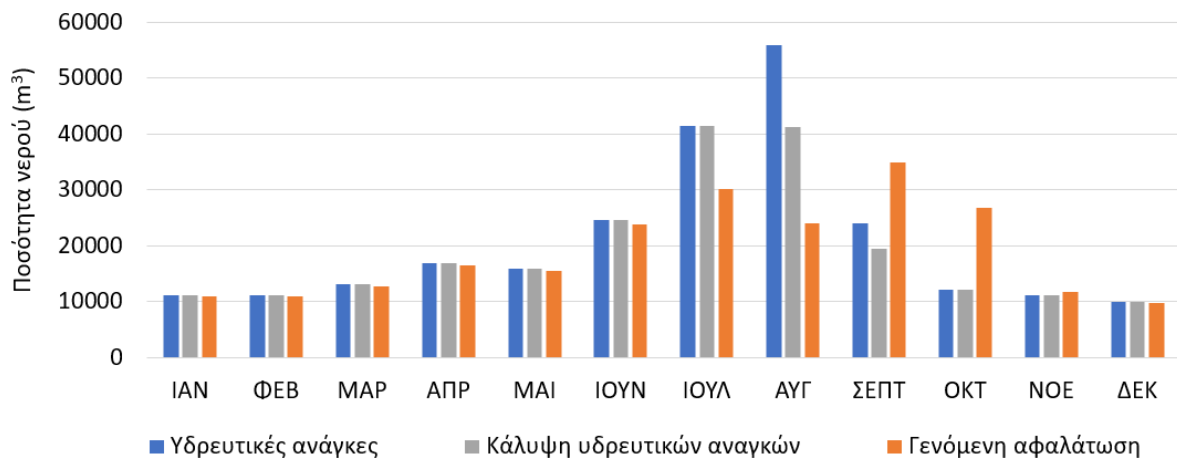
Η αντλησιοταμίευση απορροφά ένα επίσης μεγάλο ποσοστό (20.31%), ενώ στις περιπτώσεις που υπάρχει πλεόνασμα αλλά η ΑΔΑ είναι γεμάτη, αυτό δεν αξιοποιείται και απορρίπτεται (21.19%). Οι περιπτώσεις αυτές, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.23 παρατηρούνται κυρίως τον χειμώνα, που είναι αναμενόμενο, αφού τότε η ΑΔΑ είναι σχεδόν πάντα γεμάτη. Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, αν το νησί συνδεθεί με το ηπειρωτικό δίκτυο η ενέργεια αυτή δεν θα απορρίπτεται πλέον αλλά θα διοχετεύεται σε αυτό, συμβάλλοντας τόσο στην αποσυμφόρηση του αλλά και στην παραγωγή κέρδους για το ίδιο το νησί.



Σχήμα 5.23 Μέση μηνιαία απορριπτόμενη ενέργεια για την περίοδο 2020-2022 για το σενάριο 1.

Παρά την προτεραιοποίηση των αναγκών δικτύου, οι ανάγκες ύδρευσης, καλύφθηκαν σε αρκετά ικανοποιητικό βαθμό. Το ποσοστό που τελικά προέκυψε από τους υπολογισμούς

ήταν 92.26% κάλυψη ζήτησης κατά μέσο όρο των ωρών όλων των ετών για την περίοδο 2010-2022. Στο Σχήμα 5.24 απεικονίζονται οι υδρευτικές ανάγκες σε σύγκριση με την κάλυψή τους και με την ποσότητα νερού που αφαλατώνεται.



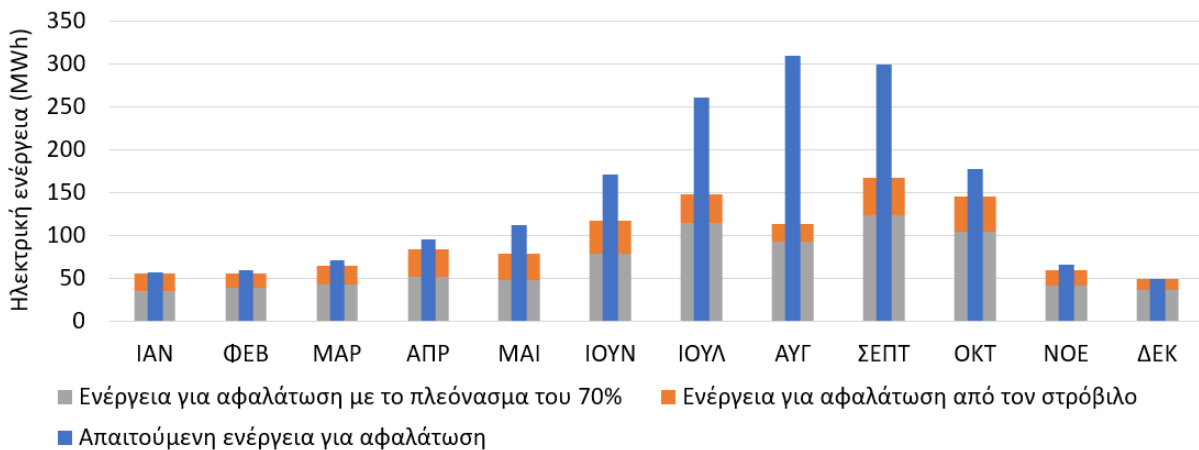
Σχήμα 5.24 Αντιπαραβολή υδρευτικών αναγκών, γενόμενης αφαλάτωσης και κάλυψης υδρευτικών αναγκών ανά μήνα του έτους κατά μέσο όρο για τα έτη 2010-2022.

Καλύπτονται σε τέτοιο ποσοστό επειδή, κατά ένα μέρος, η μονάδα αφαλάτωσης έχει ρυθμιστεί με στόχο το 30% της ποσότητας των 2 δεξαμενών συνολικά, για να υπάρχει η μέγιστη δυνατή ποσότητα νερού που ικανοποιεί τις ημέρες αυτονομίας και για να ικανοποιούνται τυχόν αιχμές ζήτησης νερού όταν αυτές υπερβαίνουν τη δυναμικότητα της μονάδας, πράγμα που συνήθως συμβαίνει το καλοκαίρι. Οι πηγές κάλυψης των ενεργειακών αναγκών για αφαλάτωση είναι Α/Γ + Φ/Β (εκφράζεται συνολικά) και όταν αυτή δεν είναι αρκετή, η παραγόμενη από τον Υ/Σ.

Πίνακας 5.4 Συνεισφορά πηγών στην κάλυψη ενέργειας για αφαλάτωση.

	Ποσοστό κάλυψης ενέργειας για αφαλάτωση
Α/Γ + Φ/Β	65.43%
Υ/Σ	26.83%

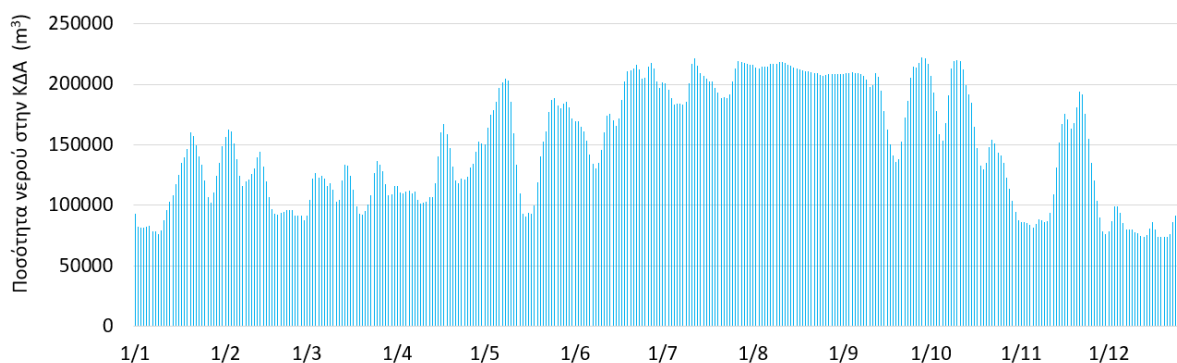
Τα ποσοστά κάθε μίας στην κάλυψη των αναγκών αναγράφονται στον Πίνακα 5.4. Στο διάγραμμα φαίνεται η ζήτηση ενέργειας για αφαλάτωση και η ενέργεια που δαπανάται για να την καλύψει.



Σχήμα 5.25 Αντιπαραβολή ζήτησης ενέργειας για αφαλάτωση με την ενέργεια που δαπανάται για να την καλύψει.

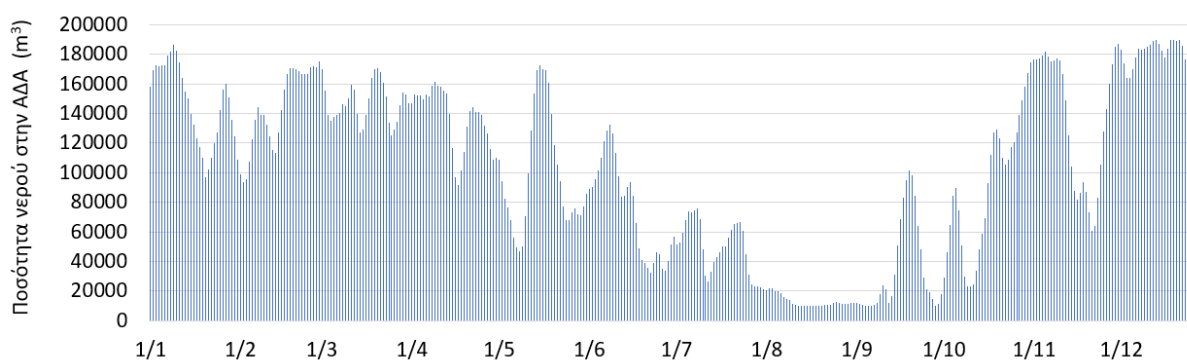
Η ζήτηση ειδικά τους καλοκαιρινούς μήνες είναι αρκετά μεγάλη και δεν γίνεται όση αφαλάτωση απαιτείται, όμως οι ανάγκες καλύπτονται αφού υπάρχει ο όγκος ημερών αυτονομίας. Με μεγαλύτερη διαστασιολόγηση του συστήματος (πχ μεγαλύτερες Α/Γ ή περισσότερες), θα καλύπτονταν οι ανάγκες χωρίς να χρειαστεί η χρήση του όγκου ημερών αυτονομίας αλλά θα αυξανόταν αρκετά το απαιτούμενο κεφάλαιο εγκατάστασης και συντήρησης. Αυτό ισχύει και για τα σχήματα ζήτησης φορτίου για το δίκτυο (Σχήμα 5.28). Για τις περιπτώσεις όμως που έχουμε κάποιες μεγάλες διακυμάνσεις ζήτησης φορτίου μόνο για έναν ή δύο μήνες του χρόνου, όπως στα σχήματα αυτά, είναι προτιμότερο η επιπλέον ζήτηση να καλύπτεται από τις ήδη υπάρχουσες ντιζελομηχανές των οποίων η συνεισφορά θα είναι πολύ μικρή και επομένως αμελητέο θα είναι τόσο το κόστος όσο και η απαραίτητη συντήρησή τους.

Η ποσότητα νερού στην ΚΔΑ κατά τη διάρκεια του μέσου έτους για την περίοδο υπό εξέταση, απεικονίζεται στο Σχήμα 5.26. Αν εξυπηρετούσε μόνο την ύδρευση, το διάγραμμα διακύμανσης της στάθμης της θα έδειχνε μείωση του νερού το καλοκαίρι. Όμως αφού εξυπηρετεί και την μονάδα αντλησιοταμίευσης, το διάγραμμα παρουσιάζει αυξητική τάση τον Αύγουστο λόγω της υδρόπτωσης στον Υ/Σ.



Σχήμα 5.26 Διακύμανση ποσότητας νερού στην ΚΔΑ.

Αυτό συμβαίνει επειδή η υδροηλεκτρική μονάδα λειτουργεί συχνά για την περίοδο αυτή, ώστε να καλύψει την αυξημένη ζήτηση ενέργειας από το δίκτυο. Μάλιστα το νερό της υδρόπτωσης από την ΑΔΑ (κατά μέσο όρο $550 \text{ m}^3/\text{ώρα}$), είναι περισσότερο από αυτό που αδειάζει λόγω υδατικών αναγκών (κατά μέσο όρο $28 \text{ m}^3/\text{ώρα}$). Επακόλουθο είναι και το γεγονός ότι η ΑΔΑ σχεδόν αδειάζει τον Αύγουστο, που φαίνεται και στο Σχήμα 5.27 στάθμης της.



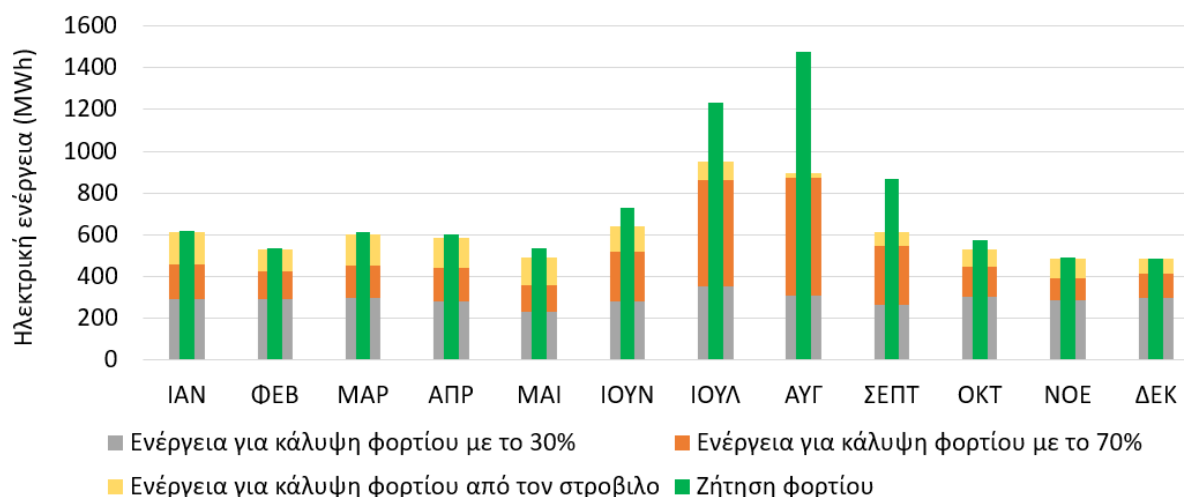
Σχήμα 5.27 Διακύμανση ποσότητας νερού στην ΑΔΑ.

Επιπλέον παρατηρήθηκε ότι τα καλοκαίρια η ταχύτητα ανέμου είναι ελαφρώς μειωμένη σε σύγκριση με του υπόλοιπου έτους (Σχήμα 5.12), γεγονός που ωθεί την υδροηλεκτρική μονάδα να εισαχθεί με ακόμα μεγαλύτερο ποσοστό στην προσπάθεια κάλυψης αναγκών του δικτύου και της αφαλάτωσης για την περίοδο αυτή. Το γεγονός ότι η παραγωγή της Φ/Β μονάδας είναι μεγαλύτερη το καλοκαίρι από το υπόλοιπο έτος, είναι μεν ευεργετικό για την αντιμετώπιση της υψηλότερης ζήτησης της συγκεκριμένης περιόδου, όχι αρκετή δε, για την αντιστάθμιση της μειωμένης παραγωγής των Α/Γ. Οι παρατηρήσεις αυτές για τις δεξαμενές, ισχύουν για όλα τα σενάρια στα οποία επίσης θα παρουσιαστούν σχήματα με τη διακύμανση του όγκου νερού.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, ακολουθεί παρόμοιο μοτίβο με αυτό των υδρευτικών αναγκών, με μέγιστη ζήτηση το καλοκαίρι (Σχήμα 5.28). Από το σύνολο της ζήτησης προέκυψε τελικό ποσοστό κάλυψης αναγκών 84.77%, με την υποβοήθηση του στροβίλου. Σε αυτό συμβάλλει το πρώτο 30% της παραγωγής από Α/Γ + Φ/Β που πάντα πάει στο δίκτυο, όσο μπορεί να αξιοποιηθεί από υπόλοιπο 70% (και από αυτό ότι δεν χρησιμοποιηθεί καλύπτει ανάγκες της αφαλάτωσης) και τέλος ο Υ/Σ. Για τις πηγές αυτές παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.5 σε τι ποσοστό συμμετέχουν στην διαμόρφωση του 84.77%.

Πίνακας 5.5 Ποσοστά συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στο δίκτυο.

	Ποσοστό κάλυψης ενέργειας για το δίκτυο
Α/Γ + Φ/Β (30%)	39.91%
Α/Γ + Φ/Β (70%)	30.67%
Υ/Σ	14.19%.



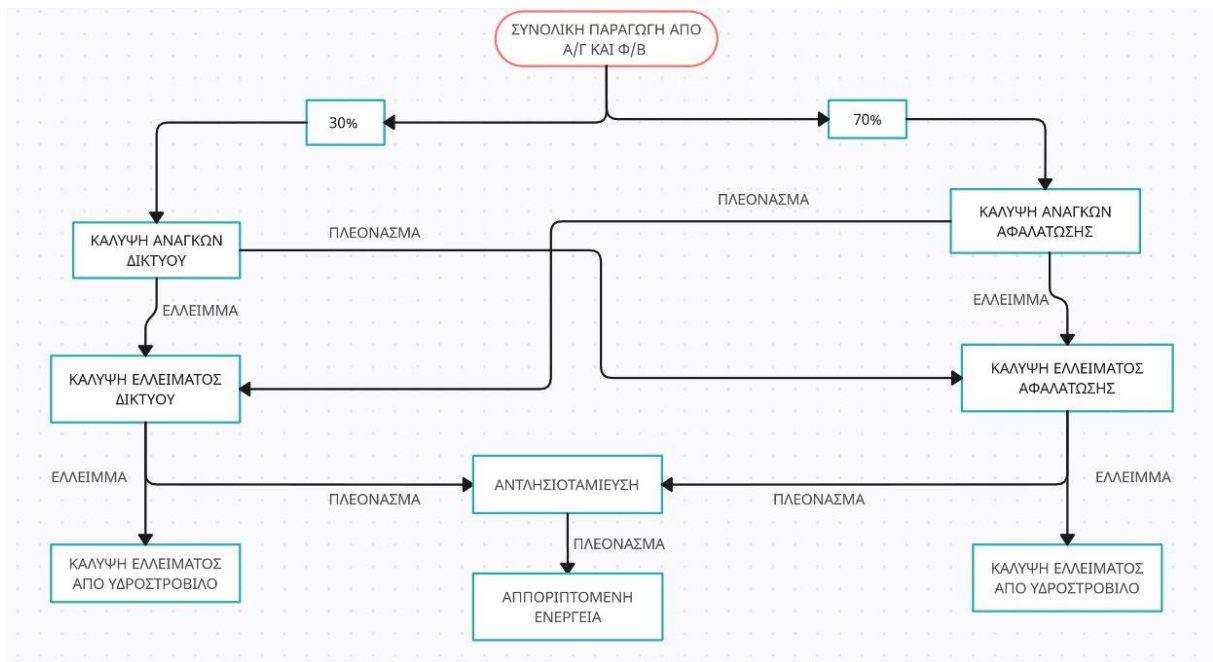
Σχήμα 5.28 Συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στην κάλυψη αναγκών του δικτύου σε αντιπαραβολή με την ζήτηση για το σενάριο 1, κατά μέσο όρο για την περίοδο 2010-2022.

Στο σχήμα, φαίνεται ότι ο Υ/Σ δεν συμβάλλει αρκετά στην κάλυψη αναγκών του Αυγούστου. Αυτό συμβαίνει γιατί η ΑΔΑ έχει σχεδόν αδειάσει από την μέχρι τότε συνεχή χρήση του υδροστροβίλου για την ήδη αυξημένη ζήτηση της τουριστικής περιόδου που έχει ξεκινήσει από τον Μάιο. Θα μπορούσε κάποιος εύλογα να πει ότι αυξάνοντας τις αντλίες που ανεβάζουν νερό στην ΑΔΑ, ή διπλασιάζοντας τη χωρητικότητά της, θα μπορούσε ο Υ/Σ να παράγει περισσότερη ενέργεια και για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα για την κάλυψη επιπλέον ποσοστού της ζήτησης φορτίου, αλλά και να μειώσει την απορριπτόμενη ενέργεια. Το σενάριο αυτό όμως, δοκιμάστηκε θεωρητικά και τα αποτελέσματα έδειξαν πολύ χαμηλό

αντίκτυπο στα ποσοστά των μεγεθών αυτών. Συγκεκριμένα με διπλασιασμό τόσο των αντλιών όσο και της χωρητικότητας της δεξαμενής, η κάλυψη των αναγκών φορτίου ανέβηκε κατά 2% ενώ η απορριπτόμενη ενέργεια μειώθηκε κατά 3%. Τα ποσοστά αυτά είναι ιδιαιτέρως χαμηλά, όχι επειδή δεν είναι αρκετός ο διπλασιασμός -που έχει αν μη τι άλλο τεράστιο κόστος- αλλά επειδή η διαθέσιμη πλεονάζουσα ενέργεια είναι μεγάλη και διαρκεί σχεδόν για όλες τις εποχές εκτός του καλοκαιριού (Σχήμα 5.23). Επομένως ακόμα και διπλάσια να ήταν η δεξαμενή θα γέμιζε σε περίπου 15 ημέρες μετά το καλοκαίρι, αναλόγως τη διαθέσιμη ενέργεια, και έπειτα θα αυξανόταν πάλι η απορριπτόμενη. Υπό αυτό το πρίσμα, η διασύνδεση του νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο θα είναι άκρως θετική αφού τότε, η μέχρι πρότινος απορριπτόμενη ενέργεια, θα διοχετεύεται στο δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ δημιουργώντας μάλιστα κέρδος για το νησί.

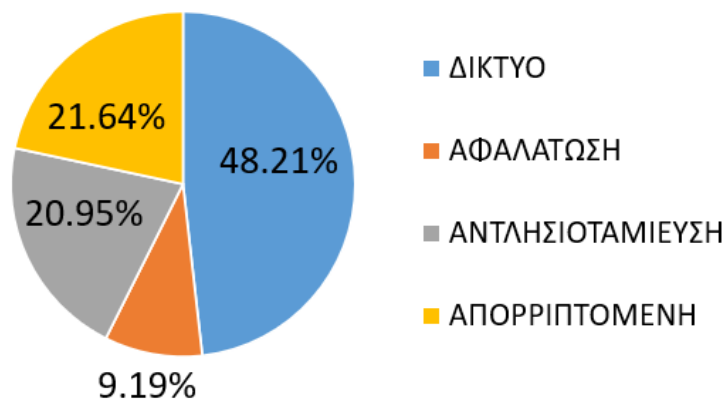
5.12 Σενάριο 2

Στο σενάριο αυτό (Σχήμα 5.29), θεωρείται η αφαλάτωση ως προτεραιότητα, υπό την έννοια ότι μετά το αρχικό 30% που χρησιμοποιείται στο δίκτυο, το υπόλοιπο 70% χρησιμοποιείται κατευθείαν στην αφαλάτωση. Από το πρώτο 30% αν δεν χρησιμοποιηθεί ολόκληρο στο δίκτυο, το υπόλοιπο πάει στην αφαλάτωση. Αν πάλι, στην αφαλάτωση δε χρησιμοποιηθεί ολόκληρο το 70%, το υπόλοιπο διοχετεύεται για κάλυψη πιθανόν εναπομείναντων αναγκών του δικτύου και εάν δεν χρησιμοποιηθεί ούτε για το σκοπό αυτό, χρησιμοποιείται για αντλησιοταμίευση. Αν δε γίνει καμία από τις παραπάνω χρήσεις, η πλεονάζουσα ενέργεια απορρίπτεται.



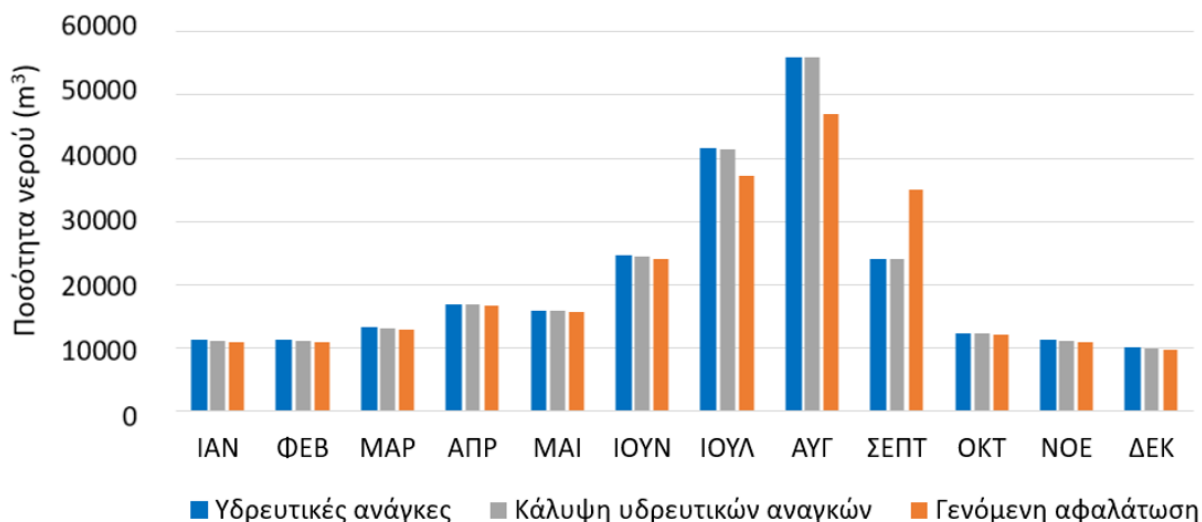
Σχήμα 5.29 Αλληλουχία διαδικασιών του υβριδικού στο σενάριο 2.

Στο Σχήμα 5.30 παρουσιάζεται η πίτα με τα ποσοστά χρήσης της παραγόμενης ενέργειας. Το δίκτυο απορροφά το μεγαλύτερο ποσοστό, 48.21%, η αφαλάτωση το μικρότερο με 9.19%, το 20.95% αξιοποιείται στην άντληση και το 21.64% απορρίπτεται.



Σχήμα 5.30 Πίτα με τα ποσοστά χρήσης της παραγόμενης ενέργειας για το σενάριο 2.

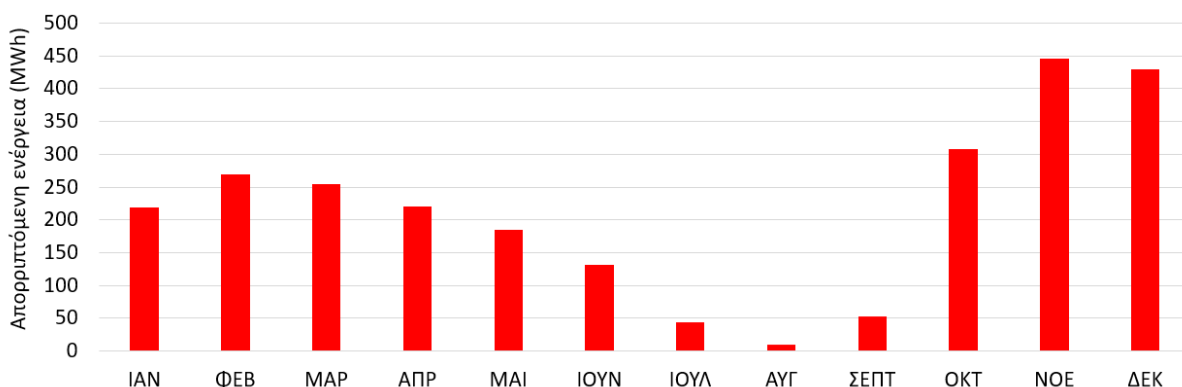
Η αφαλάτωση ναι μεν έχει το χαμηλότερο ποσοστό, αλλά επειδή έχει ελάχιστες καταναλώσεις σε kWh σε σχέση με τις υπόλοιπες χρήσεις, η διαφορά 3 ποσοστιαίων μονάδων με το σενάριο 1 έχει αρκετά σημαντικό αντίκτυπο στην τελική εικόνα, αφού εδώ οι ανάγκες αφαλάτωσης καλύπτονται, σύμφωνα με τα αποτελέσματα, κατά 98.4%, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.31 (σύγκριση μπλε – γκρι ράβδων).



Σχήμα 5.31 Αντιπαραβολή υδρευτικών αναγκών, γενόμενης αφαλάτωσης και κάλυψης υδρευτικών αναγκών ανά μήνα του έτους κατά μέσο όρο για τα έτη 2010-2022.

Ο κύριος λόγος όμως, που συμβαίνει αυτό είναι επειδή η αφαλάτωση σε αυτό το σενάριο εκμεταλλεύεται το 70% της παραγωγής από Α/Γ + Φ/Β, που καλύπτει σχεδόν πάντα τις ανάγκες.

Στο Σχήμα 5.32 απεικονίζεται η διακύμανση της απορριπτόμενης ενέργειας για κάθε μήνα του έτους. Όπως αναφέρθηκε στο σενάριο 1 τον χειμώνα παρατηρείται αύξηση της επειδή η ΑΔΑ γεμίζει από τον Σεπτέμβριο μέχρι τον Δεκέμβρη σταδιακά με αποτέλεσμα η πλεονάζουσα ενέργεια να αξιοποιείται όλο και λιγότερο κατά τη διάρκεια του χειμώνα.



Σχήμα 5.32 Μέση μηνιαία απορριπτόμενη ενέργεια για την περίοδο 2020-2022 για το σενάριο 2.

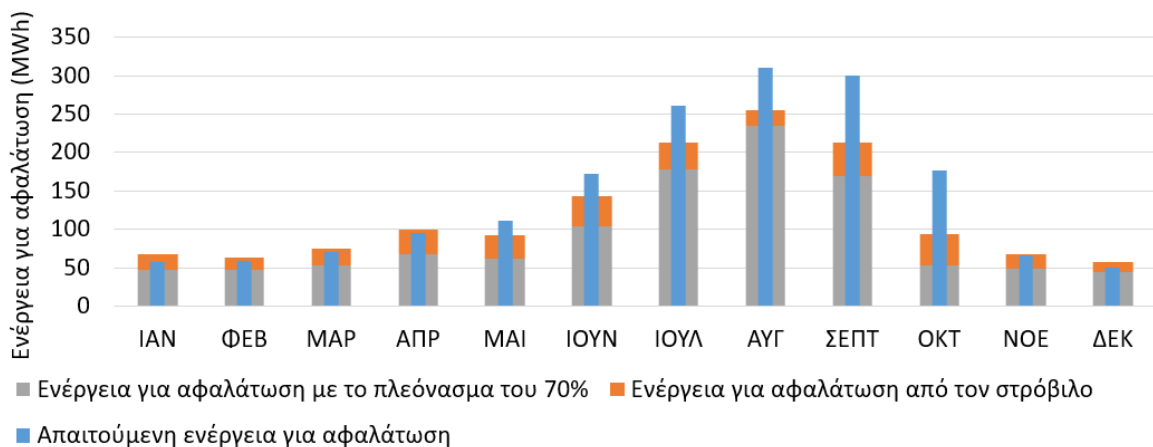
Τα ποσοστά κάλυψης της απαιτούμενης ενέργειας για αφαλάτωση στο σενάριο 2 παρατίθενται στον πίνακα 5.6. Το κομμάτι που καλύπτεται από το 70% είναι συντριπτικό σε

σχέση με την ενέργεια που παρέχει ο Υ/Σ, λόγω της χαμηλής ενεργειακής απαίτησης της αφαλάτωσης όπως αναφέρθηκε παραπάνω.

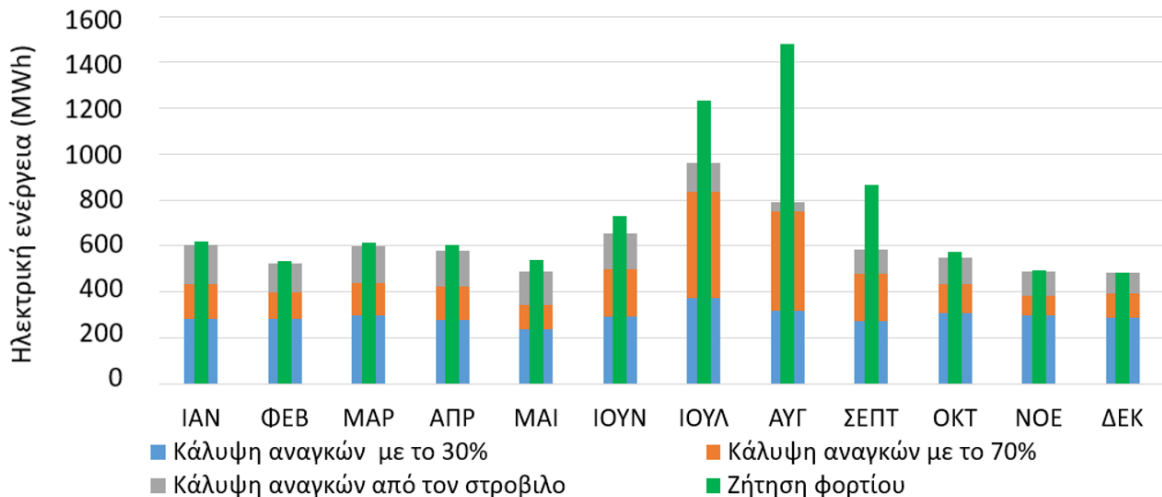
Πίνακας 5.6 Ποσοστό κάθε πηγής για κάλυψη ενέργειας για αφαλάτωση.

	Ποσοστό κάλυψης ενέργειας για αφαλάτωση
A/Γ + Φ/B (70%)	88.85%
Υ/Σ	9.55%

Αναφορικά με την κάλυψη της ζήτησης του δικτύου του νησιού αυτή καλύφθηκε κατά 83.55%, σχεδόν μία μονάδα λιγότερη από το σενάριο 1, που είναι λογικό αφού την αυτή τη διαφορά ενέργειας καρπώθηκε η διαδικασία της αφαλάτωσης. Η κάλυψη προήλθε από το πρώτο 30% που πάντα χρησιμοποιείται στο δίκτυο, από το ποσοστό ενέργειας που δεν χρησιμοποιήθηκε στην αφαλάτωση (σε όποιες περιπτώσεις το 70% δεν χρησιμοποιήθηκε ολόκληρο) και τέλος από τον Υ/Σ. Στο Σχήμα 5.33 φαίνονται οι χρήσεις αυτές σε αντιπαραβολή με τη ζήτηση, ενώ στον Πίνακα 5.6 φαίνεται το ποσοστό κάθε ενεργειακής πηγής αναλυτικά.



Σχήμα 5.33 Αντιπαραβολή ζήτησης ενέργειας για αφαλάτωση με την ενέργεια που δαπανάται για να την καλύψει.



Σχήμα 5.34 Συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στην κάλυψη αναγκών δικτύου, σε αντιπαραβολή με την ζήτηση για το σενάριο 2, κατά μέσο όρο για την περίοδο 2010-2022.

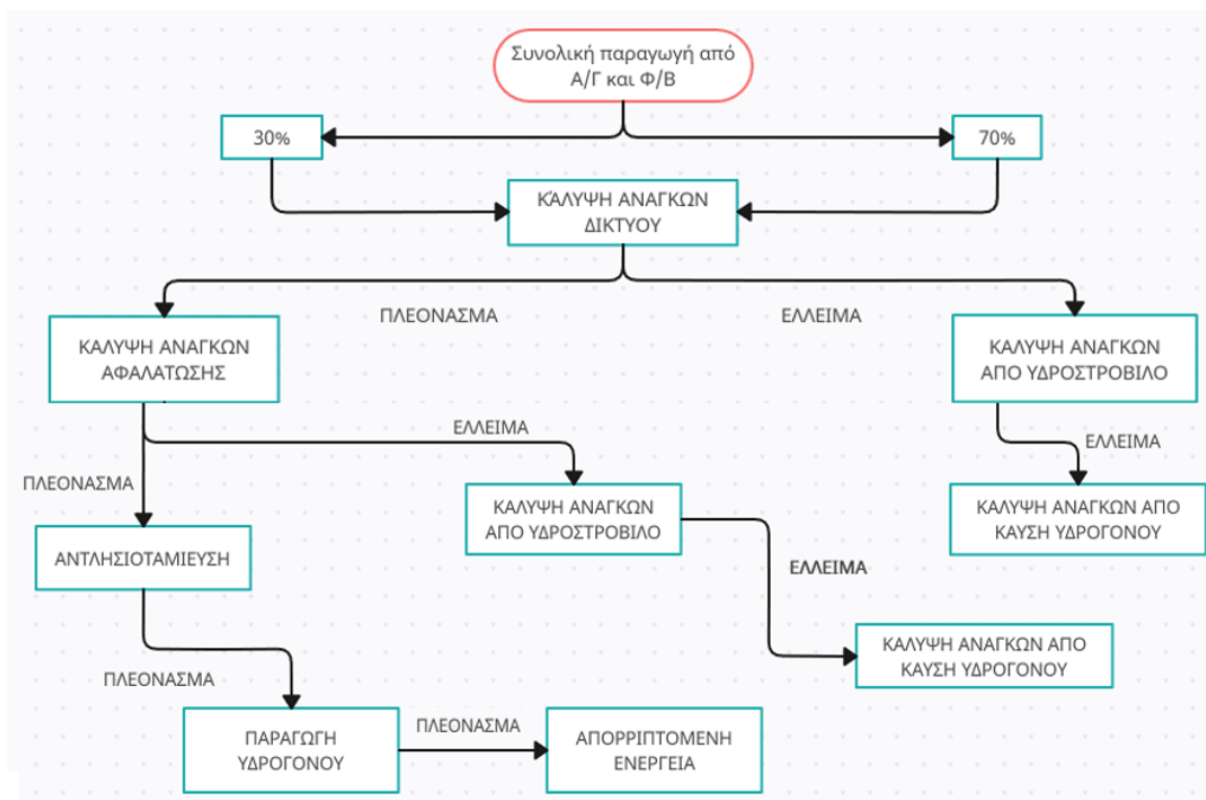
Στο Σχήμα 5.34, η κάλυψη των αναγκών είναι ελαφρώς χαμηλότερη για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο, από το σενάριο 1, αφού εδώ έχει προτεραιότητα η κάλυψη αναγκών της αφαλάτωσης. Παρόλα αυτά η συνολική κάλυψη αναγκών ανήλθε στο 83.54%. Για τις πηγές αυτές παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.7 σε τι ποσοστό συμμετέχουν στην κάλυψη της ζήτησης.

Πίνακας 5.7 Ποσοστά συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στο δίκτυο.

	Ποσοστό κάλυψης ενέργειας για αφαλάτωση
A/Γ + Φ/B (30%)	40.22%
A/Γ + Φ/B (70%)	26.07%
Υ/Σ	17.25%

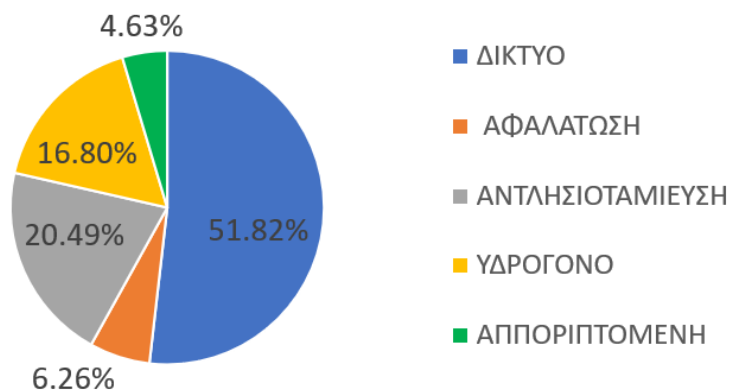
5.13 Σενάριο 3

Στο σενάριο 3 η αλληλουχία είναι ακριβώς ίδια με το πρώτο σενάριο με τη διαφορά ότι προστίθεται ένα ακόμα αποθηκευτικό μέσο πλεονάζουσας ενέργειας: αυτό του υδρογόνου, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.35. Όταν δεν υπάρχει αρκετό νερό στην ΑΔΑ για παραγωγή ενέργειας μέσω του Υ/Σ, παράγεται μέσω της καύσης υδρογόνου, δεδομένης της διαθεσιμότητάς του. Επομένως πλέον, είναι μεγαλύτερο το ποσοστό ζήτησης που καλύπτεται, τόσο αυτό της ηλεκτρικής ενέργειας όσο και της ύδρευσης.



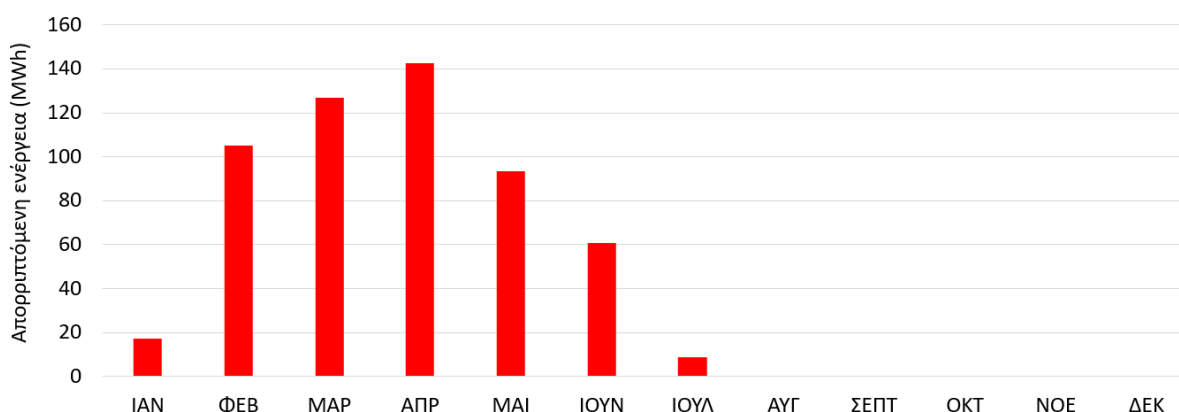
Σχήμα 5.35 Αλληλουχία διαδικασιών του υβριδικού στο σενάριο 3.

Στην πίτα του Σχήματος 5.36 παρουσιάζεται η διαχείριση της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από Α/Γ και Φ/Β για το σενάριο 3 για την περίοδο 2010-2022. Το δίκτυο απορροφά το μεγαλύτερο ποσοστό 51.82% της παραγόμενης συνολικής ενέργειας, που είναι λογικό αφού έχει την προτεραιότητα στο συγκεκριμένο σενάριο. Επίσης το 6.26% που χρησιμοποιείται για αφαλάτωση αντικατοπτρίζει τη χαμηλή ενεργειακή απαίτηση της μονάδας (μέση ημερήσια τιμή 4.3 MWh), σε σύγκριση με τις απαιτήσεις του δικτύου του νησιού (μέση ημερήσια τιμή 24.2 MWh).

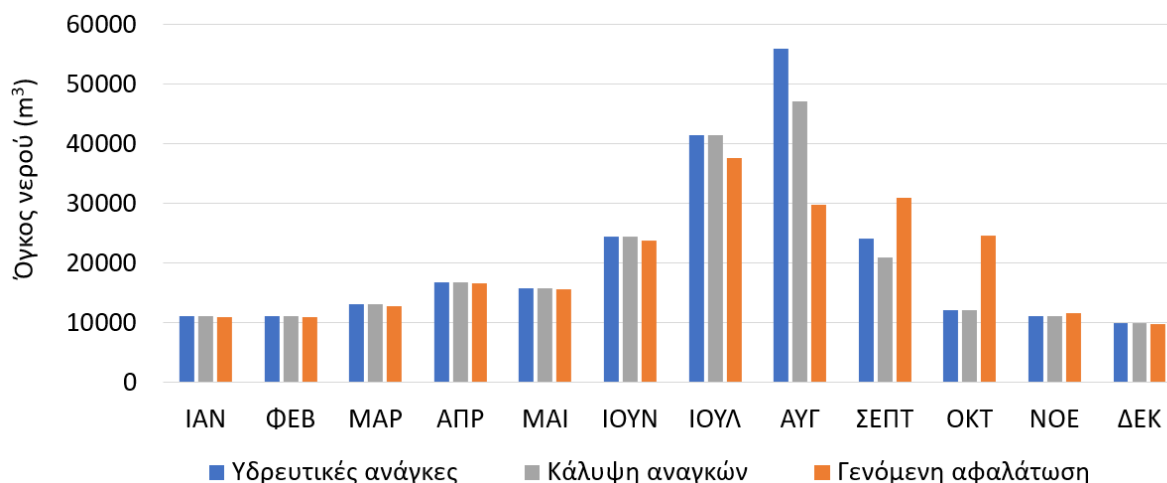


Σχήμα 5.36 Κατανομή παραγόμενης ενέργειας ποσοστιαία σε χρήσεις για το σενάριο 3.

Για την αφαλάτωση χρησιμοποιείται το 6.26% της παραγωγής και από το υπόλοιπο, το 20.49% αξιοποιείται στην άντληση και το 16.8% στην Μ/Υ. Αφού στο σενάριο αυτό υπάρχει η τελευταία, η απορριπτόμενη ενέργεια, που στο 1^ο σενάριο ανήλθε στο 21.49%, τώρα μειώθηκε στο 4.63%. Αυτό φαίνεται και στο Σχήμα 5.37 στο οποίο η τάση είναι εντελώς διαφορετική από αυτή του σεναρίου 1 ακριβώς λόγω της μονάδας υδρογόνου, η οποία έχει σχεδόν αδειάζει κατά τους καλοκαιρινούς μήνες και γεμίζει τους χειμερινούς με την περίσσεια ενέργειας, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.42.



Σχήμα 5.37 Απορριπτόμενη ενέργεια για το σενάριο 3.



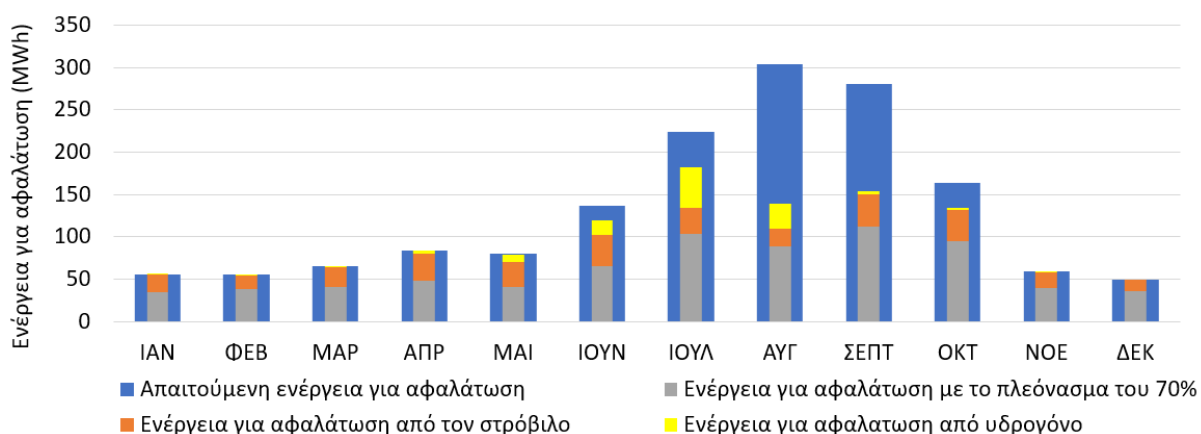
Σχήμα 5.38 Αντιπαραβολή υδρευτικών αναγκών, γενόμενης αφαλάτωσης και κάλυψης υδρευτικών αναγκών ανά μήνα του έτους κατά μέσο όρο για τα έτη 2010-2022 για το σενάριο 3.

Στο Σχήμα 5.38 φαίνεται ότι οι ανάγκες ύδρευσης καλύπτονται αρκετά ικανοποιητικά και σύμφωνα με τα αποτελέσματα η κάλυψη ανήλθε σε ποσοστό 95.18%. Η εισαγωγή του

υδρογόνου στο μείγμα βοήθησε ουσιαστικά στην αύξηση του ποσοστού αυτού από το 1^ο σενάριο στο 3^ο κατά 3 μονάδες μόνο. Αυτό είναι λογικό αφού και στο σενάριο 3, όλες οι πηγές ενέργειας εξυπηρετούν πρώτα τη ζήτηση του δικτύου του νησιού και μετά την αφαλάτωση. Στο Σχήμα 5.39 απεικονίζεται η προσφορά κάθε πηγής ενέργειας στην αφαλάτωση. Τα αποτελέσματα είναι σχεδόν ίδια με το σενάριο 1 με τη διαφορά ότι προστίθεται και η προσφορά της μονάδας υδρογόνου. Το ποσοστό συνεισφοράς κάθε πηγής στην αφαλάτωση αναγράφεται στον Πίνακα 5.8.

Πίνακας 5.8 Ποσοστό συνεισφοράς κάθε πηγής για κάλυψη ενέργειας για αφαλάτωση.

	Ποσοστό κάλυψης ενέργειας για αφαλάτωση
A/Γ + Φ/Β	60.23%
Υ/Σ	25.59%
M/Y	9.36%

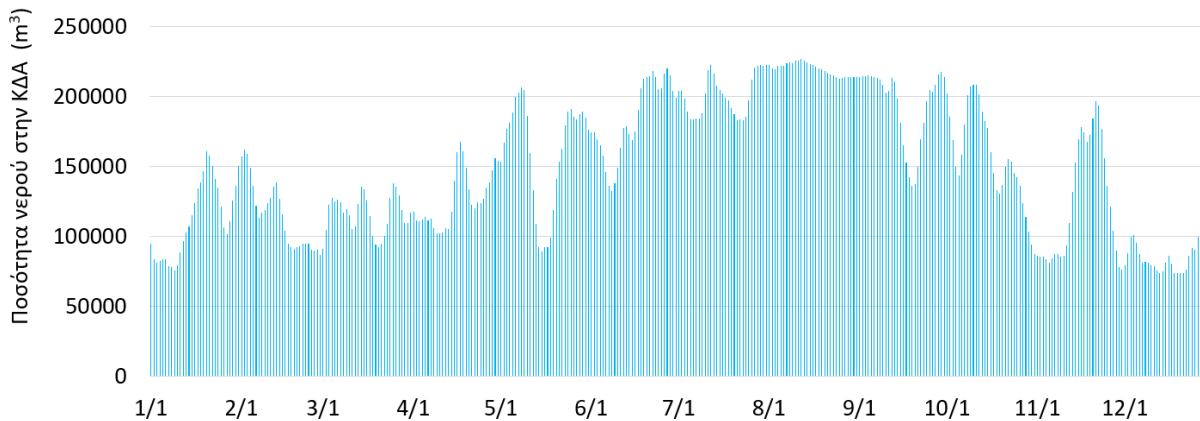


Σχήμα 5.39 Συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στην αφαλάτωση σε αντιπαραβολή με την απαιτούμενη ενέργεια για το σενάριο 3.

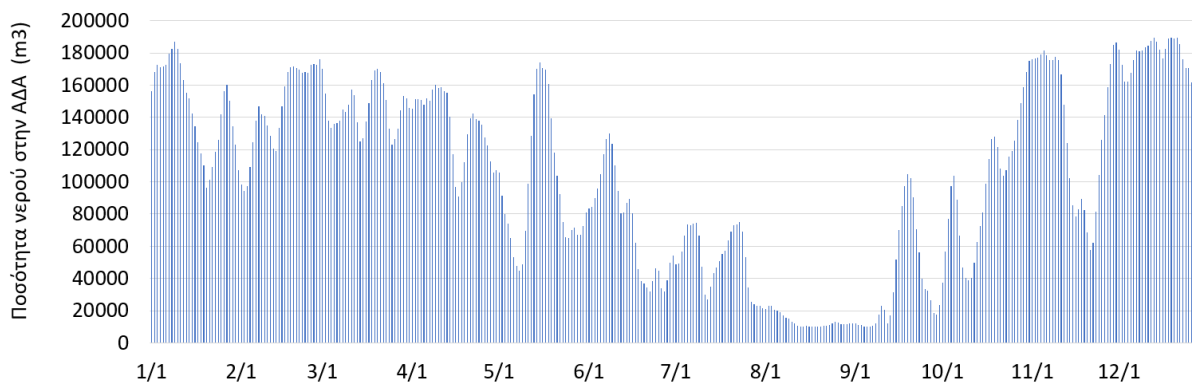
Η συνεισφορά των πηγών ενέργειας -των κοινών με το σενάριο 1 στην αφαλάτωση-, κυμαίνονται στα ίδια περίπου επίπεδα. Η νέα μεταβλητή, το υδρογόνο, φαίνεται ότι βοηθά σχετικά με τις άλλες σε μικρό βαθμό, λόγω και του χαμηλού συντελεστή απόδοσης των M/Y γενικά μέχρι στιγμής αλλά και λόγω του ότι η αντλησιοταμίευση είναι αυτή που κατά κύριο λόγο εκμεταλλεύεται το όποιο πλεόνασμα υπάρχει, άρα γεμίζει με περισσότερη συχνότητα και ποσότητα τον αποθηκευτικό της χώρο. Επιπροσθέτως, στο σενάριο αυτό οι ανάγκες αφαλάτωσης καλύπτονται μετά τις ανάγκες δικτύου με αποτέλεσμα να αφιερώνεται σε αυτές μικρότερη μερίδα της παραγόμενης ενέργειας. Παρόλα αυτά, το υδρογόνο συνεισφέρει σε διόλου ευκαταφρόνητα επίπεδα κατά τη διάρκεια του Ιουλίου και του Αυγούστου, που αν μη

τι άλλο είναι η εποχή με τη μεγαλύτερη ανάγκη για ενέργεια. Μετά τον Ιούλιο και τον Αύγουστο, φαίνεται πως η ποσότητα αποθηκευμένου υδρογόνου μειώνεται δραστικά και δεν υποστηρίζει σχεδόν καθόλου την ζήτηση ενέργειας του Σεπτεμβρίου.

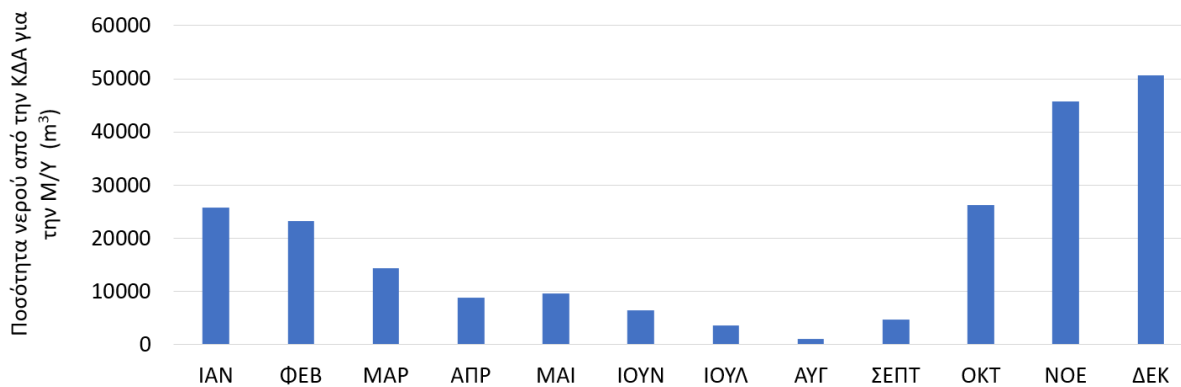
Στα Σχήματα 5.40 και 5.41 φαίνονται οι διακυμάνσεις όγκου νερού των δεξαμενών ΚΔΑ και ΑΔΑ αντίστοιχα, για το μέσο έτος ανά μήνα, που ακολουθούν τα μοτίβα των προηγούμενων σεναρίων.



Σχήμα 5.40 Διακύμανση ποσότητας νερού στην ΚΔΑ κατά μέσο όρο ανά μήνα του έτους.



Σχήμα 5.41 Διακύμανση ποσότητας νερού στην ΑΔΑ κατά μέσο όρο ανά μήνα του έτους.

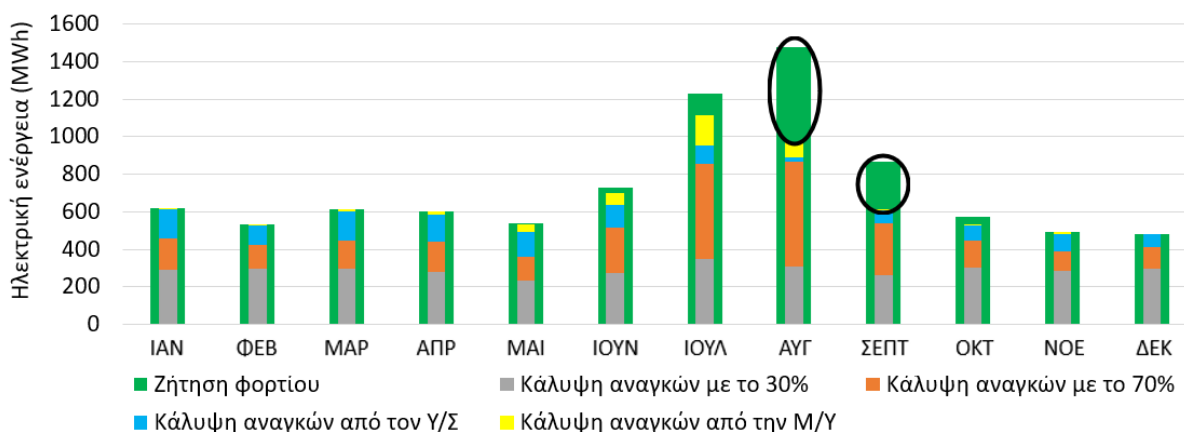


Σχήμα 5.42 Ποσότητα νερού που χρησιμοποιείται ανά μήνα του έτους για παραγωγή υδρογόνου.

Στο Σχήμα 5.43, απεικονίζεται η ζήτηση φορτίου ανά μήνα του έτους σε αντιπαραβολή με την κάλυψή της από τις πηγές παραγωγής ενέργειας (Α/Γ + Φ/Β που χωρίζονται σε 30% και 70%, Υ/Σ, Μ/Υ). Τα ποσοστά κάθε πηγής παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.9, ενώ συνολικά οι ανάγκες του δικτύου καλύφθηκαν κατά 89,25%.

Πίνακας 5.9 Ποσοστά συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στο δίκτυο.

	Ποσοστό κάλυψης της ζήτησης για το δίκτυο
Α/Γ + Φ/Β (30%)	39.68%
Α/Γ + Φ/Β (70%)	30.61%
Υ/Σ	14.42%
Μ/Υ	4.54%



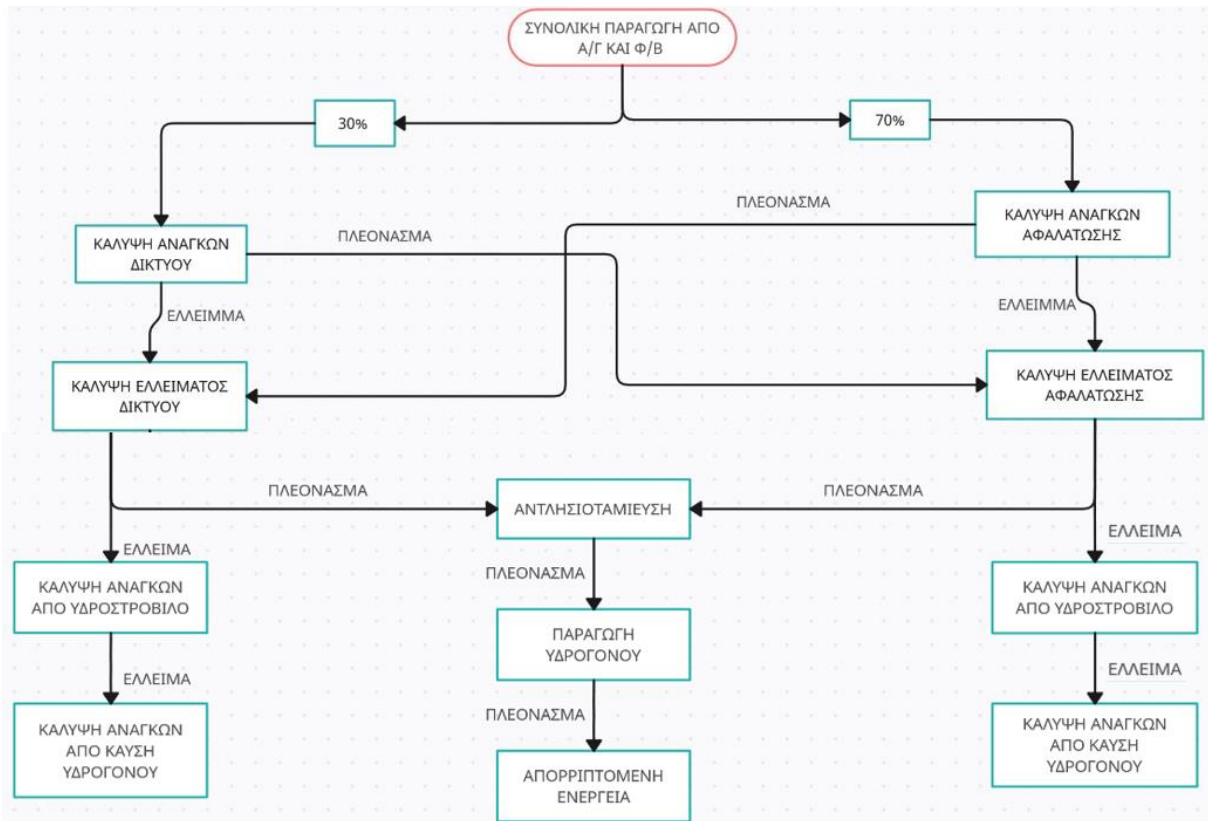
Σχήμα 5.43 Συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στην κάλυψη αναγκών του δικτύου σε αντιπαραβολή με την ζήτηση για το σενάριο 3.

Η ζήτηση τους καλοκαιρινούς μήνες είναι όπως πάντα υψηλή και είναι αυτοί που έχουν το αντίκτυπο στο συνολικό ποσοστό κάλυψης των αναγκών, αφού όπως φαίνεται οι ανάγκες των υπόλοιπων μηνών καλύπτονται σχεδόν πλήρως. Για τους μήνες του η Μ/Υ υποστηρίζει

περισσότερο από τους υπόλοιπους μήνες την κάλυψης ζήτησης. Όπως αναφέρθηκε και στο σενάριο 1, οι αιχμές ζήτησης (κυκλωμένα τμήματα του Σχήματος 5.41) που δεν μπορούν να καλυφθούν αλλιώς, είναι προτιμότερο να καλυφθούν από τον ΤΣΠ -που ουσιαστικά υπάρχει πλέον μόνο για τέτοιες περιπτώσεις- αφού είναι ασύμφορο οικονομικά να εγκατασταθεί επιπλέον πηγή ενέργειας (πχ 4^η Α/Γ) μόνο για κάποιες αιχμές που παρουσιάζονται για 1 η 2 μήνες του έτους. Εκτός αυτού, η απορριπτόμενη ενέργεια θα αυξηθεί κατά πολύ για τους υπόλοιπους μήνες. Τα κυκλωμένα τμήματα αυτά, παρουσιάζονται τον Αύγουστο και τον Σεπτέμβριο αφού τόσο η δεξαμενή υδρογόνου όσο και η ΑΔΑ, έχουν αρχίσει να αδειάζουν από τον Ιούλιο, αλλά και επειδή ο Αύγουστος είναι με διαφορά ο μήνας με την υψηλότερη ζήτηση.

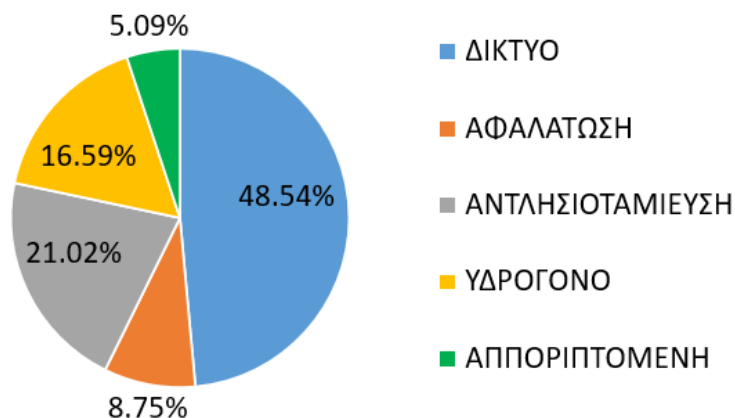
5.14 Σενάριο 4

Στο σενάριο 4 οι διαδικασίες είναι ακριβώς ίδιες με το σενάριο 2 με τη διαφορά ότι προστίθεται το αποθηκευτικό μέσο της Μ/Υ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.44. Όπως και στο σενάριο 3, η Μ/Υ λειτουργεί ως εφεδρικό μέσο αποθήκευσης και παραγωγής ενέργειας όταν δεν υπάρχει αρκετό νερό στην ΑΔΑ για παραγωγή ενέργειας μέσω του Υ/Σ.

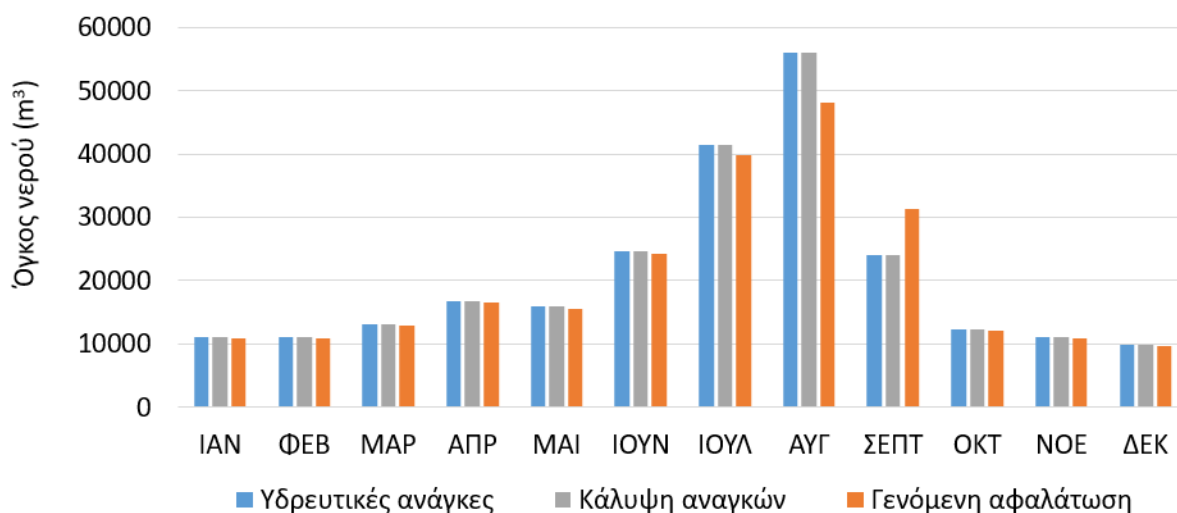


Σχήμα 5.44 Αλληλουχία διαδικασιών του υβριδικού στο σενάριο 4.

Στο Σχήμα 5.45 απεικονίζονται τα ποσοστά χρήσεων στις οποίες κατανέμεται η συνολική παραγόμενη ενέργεια από Α/Γ + Φ/Β. Το 48.54% καταναλώνεται για τις ανάγκες του δικτύου, το 8.75% για τις ανάγκες αφαλάτωσης, το 21.02% για άντληση στην ΑΔΑ και το 16.59% για παραγωγή υδρογόνου. Τέλος η απορριπτόμενη ενέργεια πέφτει και πάλι σε χαμηλά επίπεδα (5.09%) σε σχέση με το σενάριο 2, λόγω ύπαρξης της Μ/Υ.



Σχήμα 5.45 Κατανομή παραγόμενης ενέργειας ποσοστιαία σε χρήσεις για το σενάριο 4.



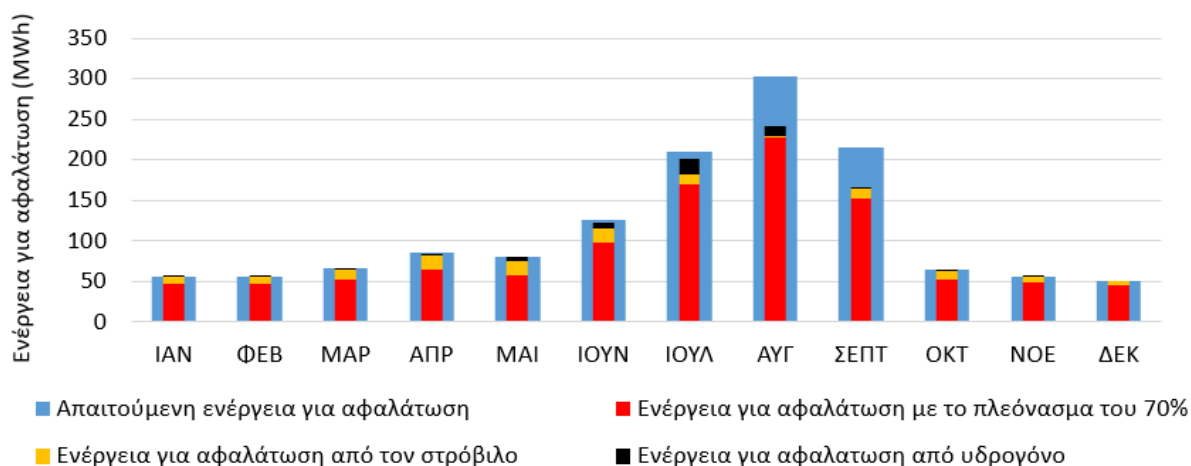
Σχήμα 5.46 Αντιπαραβολή υδρευτικών αναγκών, γενόμενης αφαλάτωσης και κάλυψης υδρευτικών αναγκών ανά μήνα του έτους κατά μέσο όρο για τα έτη 2010-2022 για το σενάριο 4.

Το βασικό στο Σχήμα 5.46 είναι το γεγονός ότι οι υδρευτικές ανάγκες καλύπτονται στο σύνολό τους σχεδόν με το ποσοστό που προέκυψε να ανέρχεται στα 99.2%. Αυτό οφείλεται αφενός στο γεγονός ότι ένα επιπλέον ποσοστό των αναγκών καλύπτει τώρα και η Μ/Υ αλλά αφετέρου, κατά κύριο λόγο, στο σενάριο 4 έχει προτεραιότητα η αφαλάτωση για τη χρήση του 70% της παραγόμενης ενέργειας, με το οποίο καλύπτεται και το μεγαλύτερο ποσοστό των αναγκών της μονάδας αφαλάτωσης όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.10.

Πίνακας 5.10 Ποσοστό συνεισφοράς κάθε πηγής για κάλυψη ενέργειας για αφαλάτωση στο σενάριο 4.

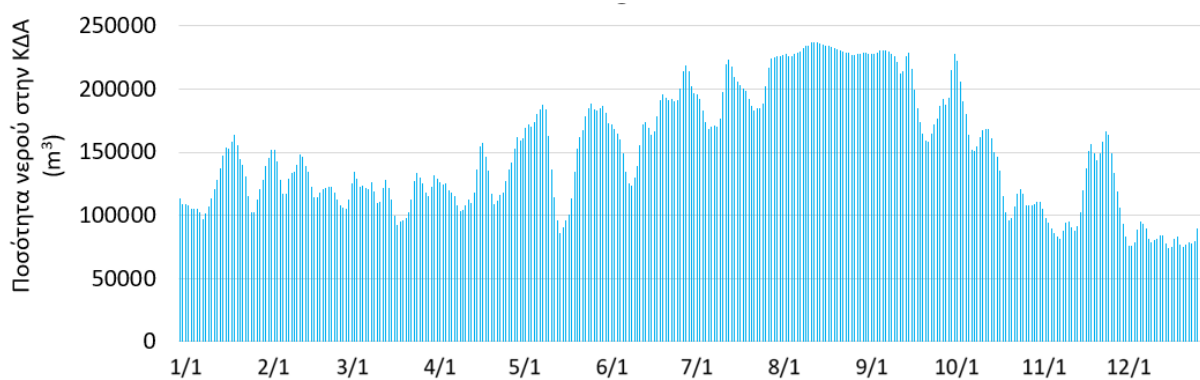
	Ποσοστό κάλυψης ενέργειας για αφαλάτωση
Α/Γ + Φ/Β (70%)	85.42%
Υ/Σ	10.5%
Μ/Υ	4.18%

Στο Σχήμα 5.47 φαίνεται ανά μήνα του έτους η ενεργειακή ζήτηση για αφαλάτωση σε αντιπαραβολή με την κάλυψη των αναγκών. Είναι εμφανές ότι η χρήση του 70% με προτεραιότητα στην αφαλάτωση, καλύπτει τη μερίδα του λέοντος των αναγκών της. Ο Υ/Σ βρίσκεται σχεδόν όλες τις εποχές του χρόνου σε λειτουργία και καλύπτει περίπου το 10% των αναγκών (Πίνακας 5.10), εκτός από τον Αύγουστο που η στάθμη της ΑΔΑ έχει σχεδόν φτάσει στο κατώτατο όριό της. κατά την περίοδο όμως, του Ιουλίου και του Αυγούστου, είναι η Μ/Υ αυτή που αναλαμβάνει να καλύψει την επιπλέον ζητούμενη ποσότητα ζήτησης.

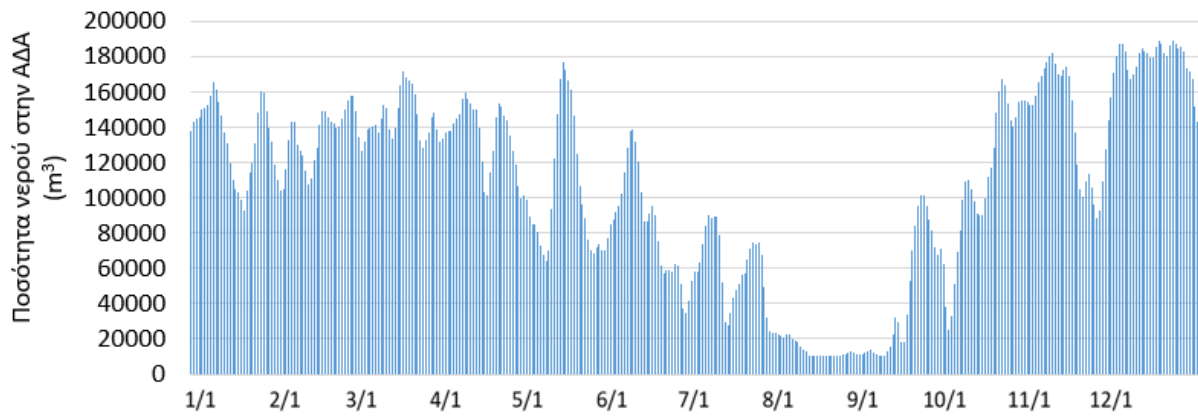


Σχήμα 5.47 Συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στην αφαλάτωση σε αντιπαραβολή με την απαιτούμενη ενέργεια.

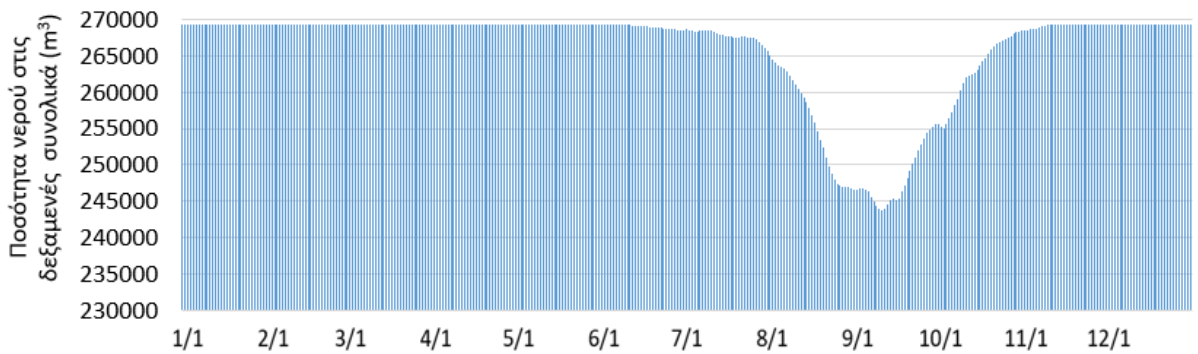
Το γεγονός ότι στο σενάριο 4 καλύπτονται σε τέτοιο βαθμό οι ανάγκες αφαλάτωσης σημαίνει ότι δεν απαιτείται να χρησιμοποιηθεί σε μεγάλο βαθμό ο όγκος των ημερών αυτονομίας για υδρευτικές ανάγκες. Αριθμητικά αυτό φαίνεται από τις μέγιστες και ελάχιστες στάθμες της αθροισμένης ποσότητας των ΚΔΑ και ΑΔΑ, που ήταν 246653 m³ και 269300 m³ αντίστοιχα (Σχήμα 5.50). Σημειωτέον ότι ο πρωτεύων στόχος συνολικής ποσότητας στον οποίο ο όγκος ημερών αυτονομίας είναι πλήρης είναι 269300 m³ ενώ ο δευτερεύων στον οποίο δεν υπάρχει ο όγκος ημερών αυτονομίας είναι 225000 m³, από τον οποίο το ελάχιστο που παρατηρήθηκε για την περίοδο 2010-2022, απέχει αρκετά. Τέλος ο μέσος αθροιστικός όγκος δεξαμενών που παρατηρήθηκε ήταν 268598 m³, πολύ κοντά δηλαδή στον πρωτεύων στόχο ποσότητας. Στα Σχήματα 5.48 και 5.49, φαίνεται η διακύμανση του όγκου των ΚΔΑ και ΑΔΑ κατά τη διάρκεια του έτους.



Σχήμα 5.48 Διακύμανση ποσότητας νερού στην ΚΔΑ κατά μέσο όρο ανά μήνα του έτους.

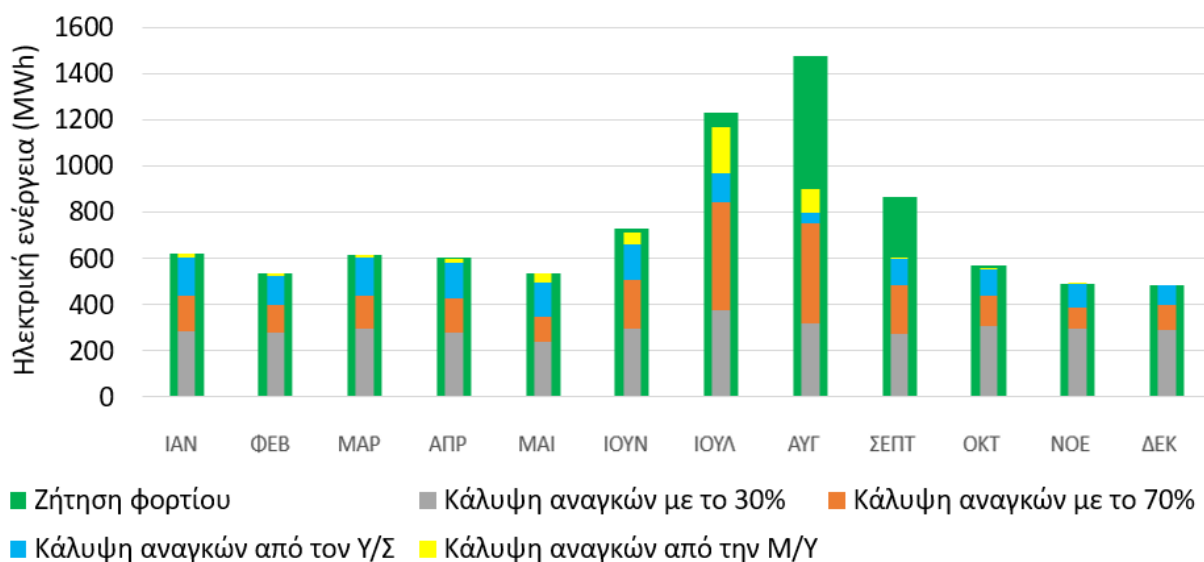


Σχήμα 5.49 Διακύμανση ποσότητας νερού στην ΑΔΑ κατά μέσο όρο ανά μήνα του έτους.



Σχήμα 5.50 Διακύμανση ποσότητας νερού στις δεξαμενές ΚΔΑ και ΑΔΑ αθροιστικά για το μέσο έτος.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο σενάριο 4 καλύφθηκε κατά 89.31% που είναι χαμηλότερο από την κάλυψη αναγκών δικτύου του σεναρίου 3 κατά μία περίπου μονάδα. Το ποσό αυτό είναι μικρό αφού το γεγονός ότι το 70% καλύπτει σχεδόν όλες τις ανάγκες αφαλάτωσης δεν έχει δραστικό αντίκτυπο λόγω της μικρής κατανάλωσης της μονάδας. Έτσι, το Σχήμα 5.51 για την κάλυψη των αναγκών του δικτύου, δεν παρουσιάζει μεγάλες διαφορές από το αντίστοιχο του σεναρίου 3.



Σχήμα 5.51 Συνεισφορά κάθε πηγής ενέργειας στην κάλυψη αναγκών του δικτύου σε αντιπαραβολή με την ζήτηση για το σενάριο 4.

Στον Πίνακα 5.11, παρουσιάζονται αναλυτικά τα ποσοστά ενέργειας που κάθε πηγή συνεισφέρει για την επίτευξη κάλυψης 89.31% της ζήτησης.

Πίνακας 5.11 Ποσοστά συνεισφοράς κάθε πηγής ενέργειας στο δίκτυο.

	Ποσοστό κάλυψης της ζήτησης για το δίκτυο
Α/Γ + Φ/Β (30%)	40.22%
Α/Γ + Φ/Β (70%)	26.54%
Υ/Σ	17.28%
Μ/Υ	5.27%

6. Οικονομική ανάλυση

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται ανάλυση του οικονομικού υποβάθρου του έργου και του οφέλους που προκύπτει από αυτό ως επένδυση, με σύγκριση του κόστους και του οφέλους στην πλήρη διάρκεια ζωής του.

6.1 Βασικές οικονομικές έννοιες

Κάποιες Βασικές έννοιες που θα ακολουθήσουν είναι οι εξής:

- Κεφάλαιο είναι το οικονομικό αγαθό που εκφράζεται σε χρηματικές μονάδες και δίνει τη δυνατότητα παραγωγής άλλων αγαθών.
- Τόκος είναι η απόδοση του κεφαλαίου, η αύξησή του δηλαδή, για μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο.
- Επιτόκιο είναι ο τόκος του κεφαλαίου για μια νομισματική μονάδα σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο.
- Χρηματοροή (cash flow) είναι το χρηματικό ποσό που εισέρχεται ή εξέρχεται από μία οικονομική μονάδα (επιχείρηση, νοικοκυριό) μία χρονική στιγμή. Οι θετικές χρηματοροές αποτελούν τα έσοδα, οι αρνητικές τα έξοδα και οι καθαρές χρηματοροές είναι η διαφορά θετικών και αρνητικών χρηματοροών.
- Η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) ή Net Present Value (NPV) εκφράζει την αξία που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των ετήσιων καθαρών χρηματοροών που προβλέπονται σε ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα ζωής μίας επένδυσης.

$$ΚΠΑ = \left[\sum_{\tau=1}^n \frac{KTP_{\tau}}{(1+\varepsilon)^{\tau}} \right] - E_0 \quad (6.1)$$

Στης εξίσωση της ΚΠΑ (6.1) το ΚΤΡ είναι η Καθαρή Ταμειακή Ροή, δηλαδή η διαφορά εσόδων και εξόδων για την εκάστοτε χρονική περίοδο, ε το επιτόκιο προεξόφλησης, n η διάρκεια ζωής του έργου, τ η περίοδος προεξόφλησης και E_0 η αρχική επένδυση.

- Ο Εσωτερικός Ρυθμός Επιστροφής – Internal Rate of Return (IRR) είναι ο δείκτης ο οποίος μετράει την απόδοση μιας επένδυσης. Εκφράζει το επιτόκιο στο οποίο η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) είναι μηδενική και η τιμή του βρίσκεται λύνοντας ως προς IRR την εξίσωση (6.2):

$$KPA = 0 = \left[\sum_{\tau=1}^v \frac{KTP_{\tau}}{(1+IRR)^{\tau}} \right] - E_0 \quad (6.2)$$

Όπου v η ζωή του έργου, τ η περίοδος προεξόφλησης και E_0 η αρχική επένδυση. Αν ο IRR είναι μεγαλύτερος από το επιτόκιο, τότε ο λόγος οφέλους – κόστους είναι μεγαλύτερος της μονάδας και η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη. Εάν ο IRR είναι μικρότερος από το επιτόκιο, τότε ο λόγος οφέλους – κόστους είναι μικρότερος της μονάδας, άρα η επένδυση είναι ασύμφορη, ενώ αν είναι ίσος με το επιτόκιο, τότε ο λόγος οφέλους – κόστους είναι ίσος της μονάδας, άρα η επένδυση ενδέχεται να μην επιφέρει κέρδη.

Απόσβεση ενός περιουσιακού στοιχείου είναι η μείωση της αξίας του λόγω της φθοράς που υφίσταται με το πέρασμα του χρόνου αλλά και με τη χρήση του. Επίσης μείωση της αξίας του μπορεί να προκληθεί λόγω των νέων επιστημονικών και τεχνικών ανακαλύψεων και εφευρέσεων. Για να γίνει ο υπολογισμός της απόσβεσης πρέπει να είναι γνωστά το αρχικό κόστος επένδυσης, ο χρήσιμος χρόνος ζωής και η υπολειμματική του αξία. Μεταξύ των διαφόρων μεθόδων υπολογισμού του ετήσιου ποσού αποσβέσεως, πιο συνηθισμένη είναι η μέθοδος της σταθερής αποσβέσεως. Στη συγκεκριμένη μέθοδο, ο συντελεστής αποσβέσεως είναι σταθερός κάθε χρόνο και ο υπολογισμός με βάση το συντελεστή γίνεται πάντοτε από την αρχική αξία του περιουσιακού στοιχείου.

6.2 Υπολογισμός κόστους κατασκευής και λειτουργίας

Το συνολικό κόστος μιας επένδυσης αποτελείται, εκτός από τα ίδια κεφάλαια του επενδυτή και από άλλες πηγές χρηματοδότησης, όπως οι επιχορηγήσεις και τα δάνεια από τα τράπεζες. Το δάνειο πληρώνεται σταδιακά από την αμοιβή του δανειστή. Με τη συγκεκριμένη διαδικασία σχετίζονται η έννοια του χρεολυσίου, το οποίο είναι η επιστροφή του κεφαλαίου και ο τόκος, που υπολογίζεται με βάση ένα ορισμένο από πριν επιτόκιο δανεισμού και του προς αποπληρωμή κεφάλαιο και πρόκειται ουσιαστικά για την αμοιβή του κεφαλαίου. Η μέθοδος αποπληρωμής ενός δανείου γίνεται είτε με σταθερό χρεολύσιο, είτε με σταθερό τοκοχρεολύσιο το οποίο πρόκειται για τον πιο συνηθισμένο τρόπο. Ο υπολογισμός του τοκοχρεολυσίου γίνεται σύμφωνα με την Εξίσωση 6.3:

$$T. \Delta. = \frac{\varepsilon \cdot (1+\varepsilon)^v}{(1+\varepsilon)^v - 1} \cdot K \quad (6.3)$$

Όπου, Τ.Δ. είναι η Τοκοχρεολυτική Δόση, ε είναι το επιτόκιο δανεισμού, ν οι περίοδοι αποπληρωμής του δανείου (αριθμός δόσεων) και Κ το κεφάλαιο δανεισμού.

Στους Πίνακες 6.1 και 6.2 γίνεται εκτίμηση του κόστους των απαραίτητων υποδομών του έργου με βάση έρευνα κόστους εξοπλισμού και εγκατάστασης αντίστοιχων έργων για κάθε σενάριο.

Πίνακας 6.1 Εκτιμώμενο κεφάλαιο αρχικής εγκατάστασης, για κάθε σενάριο.

Α/Α	Περιγραφή εργασίας	Εκτίμηση δαπανών (€)			
		Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
1	Μελέτες–επιβλέψεις–αδειοδοτήσεις				
	Αρχιτεκτονική, ηλεκτρολογικομηχανικές μελέτες, αδειοδότηση, επιβλέψεις	80000	80000	80000	80000
2	Μονάδα αφαλάτωσης				
	Διαμόρφωση χώρου, οδοποιία, εξοπλισμός, μεταφορά και εγκατάσταση εξοπλισμού	800000	800000	800000	800000
3	Αντλιοστάσιο				
	Αντλιοστάσια, καταθλιπτικός αγωγός, αγωγοί μεταφοράς, αυτοματισμοί	400000	400000	400000	400000
4	Δεξαμενές				
	Έργα υποδομής (χωματουργικά, αποκατάσταση περιβάλλοντος)	800000	800000	800000	800000
5	Υδροστρόβιλος				
	Εξοπλισμός υδροστρόβιλου, μεταφορά, εγκατάσταση, αγωγοί μεταφοράς, έργα υποδομής	1500000	1500000	1500000	1500000
6	Α/Γ				
	Εξοπλισμός Α/Γ Enercon 3 X E–53 800 kW, μεταφορά, εγκατάσταση, έργα υποδομής	3000000	3000000	3000000	3000000
7	Φ/Β				
	Εξοπλισμός Πανελ 1 MW συνολ., μεταφορά, εγκατάσταση, έργα υποδομής	600000	600000	600000	600000
8	Μονάδα παραγωγής υδρογόνου				
	Ηλεκτρόλυση, κυψέλη καυσίμου, αποθήκευση, αγωγοί, έργα υποδομής	–	–	800000	800000
	Σύνολο	7180000	7180000	7980000	7980000
	ΦΠΑ (24%)	1723200	1723200	1915200	1915200
	Σύνολο με ΦΠΑ	8903200	8903200	9895200	9895200

Πίνακας 6.2 Εκτιμώμενες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης, για κάθε σενάριο.

Α/Α	Περιγραφή εργασίας	Εκτίμηση δαπανών (€)			
		Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
1	Διοίκηση – διαχείριση έργου				
	Αρχιτεκτονική, ηλεκτρολογικομηχανικές μελέτες, αδειοδότηση, επιβλέψεις	80000	80000	80000	80000
2	Μονάδα αφαλάτωσης				
	Διαμόρφωση χώρου, οδοποιία, εξοπλισμός, μεταφορά και εγκατάσταση εξοπλισμού	80000	80000	80000	80000
3	Αντλιοστάσιο				
	Αντλιοστάσια, καταθλιπτικός αγωγός, αγωγοί μεταφοράς, αυτοματισμοί	10000	10000	10000	10000
4	Δεξαμενές				
	Έργα υποδομής (χωματουργικά, αποκατάσταση περιβάλλοντος)	10000	10000	10000	10000
5	Υδροστρόβιλος				
	Εξοπλισμός υδροστρόβιλου, μεταφορά, εγκατάσταση, αγωγοί μεταφοράς, έργα υποδομής	10000	10000	10000	10000
6	Α/Γ				
	Εξοπλισμός Α/Γ Enercon 3 X E-53 800 kW, μεταφορά, εγκατάσταση, έργα υποδομής	40000	40000	40000	40000
7	Φ/Β				
	Συντήρηση, ανταλλακτικά, αναλώσιμα, δαπάνες προσωπικού	5000	5000	5000	5000
8	Μονάδα παραγωγής υδρογόνου				
	Ηλεκτρόλυση, κυψέλη καυσίμου, αποθήκευση, αγωγοί, έργα υποδομής	–	–	130000	130000
	Σύνολο	235000	235000	365000	365000
	ΦΠΑ (24%)	56400	56400	87600	87600
	Σύνολο με ΦΠΑ	291400	291400	452600	452600

6.3 Αξιολόγηση της επένδυσης

Για να γίνει η αξιολόγηση της επένδυσης πρέπει να οριστεί ο χρονικός ορίζοντας του έργου, δηλαδή η διάρκεια ζωής του τεχνικού εξοπλισμού. Θεωρείται ότι ο χρονικός ορίζοντας είναι 25 έτη. Το συνολικό ύψος της επένδυσης ανέρχεται στα 8903200 € για τα σενάρια 1 και 2 και

στα 9895200 € για τα σενάρια 3 και 4. Για όλα τα σενάρια η ίδια συμμετοχή αποτελεί το 20% και ένα 30% καλύπτει επιχορήγηση από το επιχειρησιακό πρόγραμμα για την προώθηση των ΑΠΕ στα νησιά. Επιπλέον, λαμβάνεται τραπεζικό δάνειο για το υπόλοιπο 50% του συνολικού ποσού επένδυσης. Τονίζεται ότι οι υπολογισμοί για την επένδυση της εγκατάστασης και της συντήρησης είναι ίδιοι για τα σενάρια 1, 2 και επίσης ίδιοι για τα 3 και 4 αφού στα πρώτα δύο χρησιμοποιείται ο ίδιος ακριβώς εξοπλισμός και στα 2 τελευταία απλά προστίθεται η εγκατάσταση αποθήκευσης υδρογόνου. Τα ποσά αυτά παρουσιάζονται συνολικά στον Πίνακα 6.3.

Πίνακας 6.3 Κατανομή αρχικού κεφαλαίου για κάθε σενάριο.

	Ποσοστό	Σενάριο 1	Σενάριο 2
Συνολική επένδυση (€)	100%	8903200	9895200
Επιχορήγηση (€)	30%	2670960	2968560
Τραπεζικός δανεισμός (€)	50%	4451600	4947600
Ίδια κεφάλαια (€)	20%	1780640	1979040

Για την αποπληρωμή του δανείου θεωρείται περίοδος $n = 10$ έτη, με σταθερό συντελεστή απόσβεσης 10%, το επιτόκιο προεξόφλησης θεωρείται $\epsilon = 3\%$ και εφαρμόζεται η μέθοδος των τοκοχρεολυσίων. Σύμφωνα με την Εξίσωση 6.3, το τοκοχρεολύσιο για κάθε σενάριο παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.4.

Πίνακας 6.4 Τοκοχρεολύσια για κάθε σενάριο με βάση την Εξίσωση 6.3.

	Τοκοχρεολύσιο (€)
Σενάριο 1	521863
Σενάριο 2	521863
Σενάριο 3	580009
Σενάριο 4	580009

Τ.Δ. είναι η Τοκοχρεολυτική Δόση, ϵ είναι το επιτόκιο δανεισμού (3%), n είναι ο χρόνος αποπληρωμής του δανείου που είναι ουσιαστικά αριθμός δόσεων (10) και K είναι το κεφάλαιο δανεισμού (8903200 €, 9895200 € για τα σενάρια 1, 2 και 3, 4 αντίστοιχα). Η υπολειμματική αξία του έργου θεωρείται μηδενική, διότι γίνεται η παραδοχή ότι το κράτος παραχωρεί δικαίωμα εκμετάλλευσης σε μια ιδιωτική εταιρεία για κάποιο χρόνο και μετά την παρέλευση του χρόνου αυτού το έργο μεταβιβάζεται πάλι στο κράτος, το οποίο μπορεί να εκμεταλλευτεί το ίδιο το έργο ή να το παραχωρήσει πάλι σε άλλη εταιρεία (Bertsiou, 2016).

Τα προγράμματα αποπληρωμής του δανείου με βάση τα τοκοχρεολύσια που προέκυψαν από τις εξισώσεις για τα 4 σενάρια, απεικονίζονται στους Πίνακες 6.5 και 6.6:

Πίνακας 6.5 Προγραμματισμός αποπληρωμής δανείου για τα σενάρια 1 και 2.

Έτος	Τοκοχρεολύσιο (€)	Χρεολύσιο (€)	Τόκοι (€)	Υπόλοιπο χρεολυσίου (€)
0				4451600
1	521863	388315	133548	4063285
2	521863	399965	121899	3663320
3	521863	411964	109900	3251356
4	521863	424323	97541	2827034
5	521863	437052	84811	2389981
6	521863	450164	71699	1939817
7	521863	463669	58195	1476149
8	521863	477579	44284	998570
9	521863	491906	29957	506663
10	521863	506663	15200	0

Πίνακας 6.6 Προγραμματισμός αποπληρωμής δανείου για τα σενάρια 3 και 4.

Έτος	Τοκοχρεολύσιο (€)	Χρεολύσιο (€)	Τόκοι (€)	Υπόλοιπο χρεολυσίου (€)
0				4947600
1	580010	431582	148428	4516018
2	580010	444529	135481	4071489
3	580010	457865	122145	3613624
4	580010	471601	108409	3142023
5	580010	485749	94261	2656274
6	580010	500321	79688	2155953
7	580010	515331	64679	1640622
8	580010	530791	49219	1109831
9	580010	546715	33295	563116
10	580010	563116	16893	0

Τα έσοδα της επένδυσης θα προκύπτουν από την πώληση του παραγόμενου ρεύματος και αφαλατωμένου νερού. Επιπλέον έσοδα θα μπορούσαν να δημιουργηθούν από των πώληση του υδρογόνου για τα σενάρια 3, 4 σε περίπτωση που υπάρχει περίσσεια αλλά και του οξυγόνου (σε φιάλες για παράδειγμα για ιατρεία) που παράγεται παράλληλα με το υδρογόνο. Στον Πίνακα 6.7 παρουσιάζεται η ανά έτος παραγωγή αφαλατωμένου νερού και ηλεκτρικού ρεύματος, κατά μέσο όρο για την περίοδο 2010-2022.

Πίνακας 6.7 Μέσοι όροι συνολικών ποσοτήτων νερού και ηλεκτρικής ενέργειας ανά έτος που καταναλώνονται κατά τη λειτουργία του HRES.

	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
Αφαλατωμένο νερό (m³/έτος)	229660	248925	236931	248924
Ηλεκτρική ενέργεια (kWh/έτος)	7488915	7380500	7884203	7889342

Η ΚΠΑ της επένδυσης μηδενίζεται για συγκεκριμένη τιμή πώλησης αφαλατωμένου νερού και ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε σενάριο. Σε αυτή την περίπτωση, ο IRR είναι ίσος με το επιτόκιο προεξόφλησης (ϵ) και η επένδυση χαρακτηρίζεται οριακά συμφέρουσα. Στον Πίνακα 6.8, παρουσιάζονται οι τιμές πώλησης του νερού και της ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε σενάριο, στην περίπτωση που η ΚΠΑ είναι μηδενική.

Πίνακας 6.8 Τιμές πώλησης νερού και ρεύματος στη Σέριφο για την υπό εξέταση περίοδο (2010-2022) βάσει της απόδοσης του HRES.

	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
Τιμή πώλησης αφαλατωμένου νερού (€/m³)	0.80	0.80	0.80	0.80
Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (€/kWh)	0.24	0.24	0.25	0.25

Η τιμή του νερού στη Σέριφο είναι σήμερα 0.8 €/m³ και λαμβάνεται ίδια στους υπολογισμούς. Η τιμή της κιλοβατώρας τελικά ανήλθε στα 0.24 € για τα σενάρια 1 και 2 και 0.25 για τα σενάρια 3 και 4, που είναι 0.04 και 0.05 € υψηλότερη από την σημερινή τιμή της ΔΕΗ. Η διαφορά αυτή όμως, και μπορεί να αντισταθμιστεί από τον Δήμο Σεριφου, από την πώληση της πλεονάζουσας ενέργειας μέσω της σύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο. Επιπλέον, κέρδος για το νησί θα προκύπτει και από την πώληση πλεονάσματος ενέργειας από τις ΑΠΕ στο ηπειρωτικό δίκτυο, μιας και το υποθαλάσσιο καλώδιο ήδη εγκαθίσταται, αλλά και την πώληση φιαλών υδρογόνου και οξυγόνου.

7. Συμπεράσματα

7.1 Γενικά

Το υβριδικό σύστημα που περιγράφηκε, είτε με, είτε χωρίς υδρογόνο, παρουσιάζει ευελιξία στον τρόπο λειτουργίας από την άποψη ότι αναλόγως τις ανάγκες, μπορεί να προσαρμοστεί εγκαθιστώντας για παράδειγμα, μία τέταρτη Α/Γ, Φ/Β πάνελ, επιπλέον δυναμικότητα της

μονάδας αφαλάτωσης ή/και αυτής της αποθήκευσης υδρογόνου και αντλίες διαφορετικής δυναμικότητας για καλύτερη απόδοση της αντλησιοταμίευσης.

Τα ποσά βάση των οποίων έχουν γίνει οι υπολογισμοί δαπανών και εγκατάστασης βασίζονται σε μελέτες προηγούμενων εφάμιλλων εγκαταστάσεων σε συνδυασμό με ελάχιστη υπερκοστολόγηση μετά από γνώμη ομάδας από εταιρία μηχανικών. Επομένως, είναι πολύ πιθανό να διαφέρουν από το πραγματικό ποσό στο οποίο θα ανέρχονταν τα έργα, γεγονός που θα επηρέαζε τελικά και την τιμή της KWh.

Τα αποτελέσματα κάλυψης των αναγκών παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.1 για τα 4 σενάρια:

Πίνακας 7.1 Αποτελέσματα για κάλυψη των αναγκών από τα 4 σενάρια.

	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
Κάλυψη αναγκών ύδρευσης	92.26%	98.4%	95.18%	99.2%
Κάλυψη αναγκών δικτύου	84.77%	83.54%	89.25%	89.31%

Αναφορικά με την κάλυψη αναγκών ύδρευσης, τα ποσοστά είναι πάντα ψηλά, λόγω της χαμηλής απαίτησης της μονάδας σε ενέργεια. Παρόλα αυτά στα σενάρια 2 και 4, που η μονάδα ΑΦ είχε στη διάθεσή της το 70% της παραγόμενης ενέργειας, τα ποσοστά ήταν ψηλότερα από τα σενάρια 1 και 3 που την προτεραιότητα είχε το δίκτυο. Ο παράγοντας αυτός μάλιστα, φαίνεται ότι προσπερνά σε ισχύ τον παράγοντα πρόσθεσης της Μ/Υ, όπως φαίνεται στη διαφορά μεταξύ των σεναρίων 2 και 3, αφού το σενάριο 2 ακόμα και χωρίς τη Μ/Υ παρουσιάζει μεγαλύτερη κάλυψη.

Οι ανάγκες δικτύου καλύφθηκαν στα σενάρια 1 και 2 αρκετά ικανοποιητικά, αν κανείς αναλογιστεί ότι κατά μέσο όρο είναι περίπου 8πλάσιες σε σχέση με της αφαλάτωσης. Στα σενάρια 3 και 4 η Μ/Υ έπαιξε καθοριστικό ρόλο αφού αύξησε το τελικό αποτέλεσμα κατά περίπου 6 ποσοστιαίες μονάδες. Στο σενάριο 1 η κάλυψη ήταν μεγαλύτερη από το 2 αφού στο πρώτο είχε προτεραιότητα η κάλυψη αναγκών δικτύου, αντιστοιχία που ίσχυσε και για τα σενάρια 3 και 4.

Η απορριπτόμενη ενέργεια στα σενάρια 1 και 2 κυμάνθηκε περίπου στο 22%, ενώ στα σενάρια με υδρογόνο κυμάνθηκε στο 5%. Η Μ/Υ φαίνεται ότι απορροφά το μεγαλύτερο μέρος της ενέργειας που στα 2 πρώτα σενάρια ήταν απορριπτόμενη αλλά για να γεμίσει ολόκληρος ο αποθηκευτικός χώρος χρειάζονται περίπου 4 μήνες του χειμώνα, ενώ το καλοκαίρι, που χρησιμοποιείται ως επι το πλείστων, αδειάζει το πολύ σε 2 μήνες. Αυτή η δυσαναλογία υπάρχει κυρίως λόγω του χαμηλού συντελεστή απόδοσης των Μ/Υ, όπως

προαναφέρθηκε. Η σχέση αυτή, επίσης, θα μπορούσε να εξερευνηθεί περισσότερο υπό οικονομικό πρίσμα, ώστε να εξαχθεί ένα πόρισμα αναφορικά με το εάν συμφέρει να εγκατασταθεί η Μ/Υ, πόσο μάλλον τώρα που το υποθαλάσσιο καλώδιο σύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο δίνει την ευκαιρία πώλησης της, μέχρι πρότινος, απορριπτόμενης ενέργειας, αλλά και λαμβάνοντας υπόψη τα (προς το παρόν) τεράστια κόστη εγκατάστασης και συντήρησης των Μ/Υ .

Η διαδικασία της αφαλάτωσης είναι πράγματι χαμηλή σε απαίτηση ενέργειας και αν μη τι άλλο έχει αρκετά οφέλη όπως το γεγονός ότι δεν επωμίζονται μόνο οι λίμνες και τα ποτάμια την κάλυψη αναγκών πόσιμου νερού. Επιπλέον είναι μία ικανοποιητική λύση ανάγκης σε απομακρυσμένες και άγονες περιοχές με πρόσβαση σε θαλασσινό νερό, αφού με συνδυασμό με ΑΠΕ, μπορεί να παρέχεται και ενέργεια και πόσιμο νερό.

Τέλος η αντλησιοταμίευση αποτελεί μία ιδανική λύση για την εξισορρόπηση της παραγωγής από ΑΠΕ και θα μπορούσε να εγκατασταθεί σε πολλά ακόμα σημεία ανά τον κόσμο αποθηκεύοντας πλεονάζουσα ενέργεια παρέχοντας ενέργεια για ζήτηση αιχμής όταν οι ΑΠΕ αδυνατούν. Ένα ακόμα πλεονέκτημα των συστημάτων αυτών είναι ότι δημιουργούν τεχνητούς βιότοπους με γλυκό νερό σε μεγάλα υψόμετρα (όπως πχ η λίμνη Πλαστήρα), που ελκύουν τουριστικές δραστηριότητες, αλλά δημιουργούν και οικοσυστήματα απαραίτητα για τη συντήρηση χλωρίδας και πανίδας σε μία χρονική περίοδο που οι εκτεταμένες ξηρασίες καταστρέφουν και τις δύο με δυσανάλογα γρήγορους ρυθμούς.

7.2 Μελλοντική έρευνα

Μελλοντικά μπορούν να προστεθούν συστήματα για πιο άμεση απόδοση και σταθερότητα του υβριδικού συστήματος ΑΠΕ, όπως συστήματα πρόβλεψης της ζήτησης τόσο του φορτίου όσο και νερού, αναλόγως με την επισκεψιμότητα στο νησί, σε συνεργασία με το λιμεναρχείο και τους τοπικούς φορείς.

Σε προέκταση της παρούσας εργασίας θα μπορούσε να αναλυθεί το προβλεπόμενο κέρδος από πώληση της πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο της ΔΕΗ αλλά και των φιαλών οξυγόνου και υδρογόνου και να επανυπολογιστεί η τιμή της kWh για τους κατοίκους του νησιού με ευνοϊκότερο αποτέλεσμα.

Θα μπορούσε επίσης στο μοντέλο προσομοίωσης να προστεθούν στοιχεία βροχοπτώσεων για να καθοριστεί η ποσότητα νερού που μαζεύεται στις δεξαμενές από κατακρημνίσεις. Εάν

ληφθεί υπόψη το γεγονός ότι από το 2003 που κατασκευάστηκε το φράγμα, γεμίζει, σχεδόν για κάθε έτος, άνω της μέσης ποσότητας, είναι σίγουρη η μείωση του τελικού κόστους ανά kWh, αφού όχι μόνο θα υπάρχει περισσότερο νερό για ύδρευση στην ΚΔΑ από τον στόχο που έχει τεθεί στην παρούσα εργασία, αλλά και στην ΑΔΑ η οποία θα διαθέτει για περισσότερο χρονικό διάστημα νερό για υδρόπτωση στον Υ/Σ.

Βιβλιογραφία

Ελληνική

ΑΔΜΗΕ, Ανεξάρτητος διαχειριστής Ηλεκτρικής Ενέργειας, ανακτήθηκε από: <https://thegreentank.gr/en/2023/11/29/admie-october2023-en/> Οκτώβριος 2023.

ΔΕΗ ανανεώσιμες, ανακτήθηκε από: <https://www.dei.gr/el/dei-omilos/i-dei/tomeis-drastiriotitas/ananeosimes-piges-energeias/ydroilektriki-energeia/> , Νοέμβριος 2023.

ΕΑΑ, Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών, ανακτήθηκε από: <https://www.noa.gr/>, Νοέμβριος 2023.

ΕΛΕΤΑΕΝ, Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας, ανακτήθηκε από: <https://eletaen.gr/> , Οκτώβριος 2023.

ΕΛΣΤΑΤ, Ελληνική Στατιστική Αρχή, ανακτήθηκε από: <https://www.statistics.gr/>, Νοέμβριος 2023.

ΚΑΠΕ, Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, ανακτήθηκε από: <http://www.cres.gr/cres/index.html> , Οκτώβριος 2023.

Μαμάσης Ν., Α. Ευστρατιάδης και Δ. Κουτσογιάννης, *Ανανεώσιμη Ενέργεια και Υδροηλεκτρικά Έργα*, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο 2018, Αθήνα, Ανακτήθηκε από: http://users.ntua.gr/dkoutso/courses/ape/slides/HW_REN18_EIS.pdf, Νοέμβριος 2023.

ΡΑΕ, (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) Ευρωπαϊκός Χάρτης Τιμών Ηλεκτρισμού της Αγοράς Επόμενης Ημέρας, ανακτήθηκε από: <https://www.rae.gr/parakolouthisi-agonon/evropaikes-agores-xondrikis/map-graph/>, Νοέμβριος 2023.

ΥΠΕΝ, οδηγία 4/23.12.2019, υπουργείο ενέργειας και κλιματικής αλλαγής, Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, ανακτήθηκε από: <https://ypen.gov.gr/energeia/esek/> Νοέμβριος 2023.

HELAPCO, Σύνδεσμος Εταιριών Φ/Β Ελλάδος, ανακτήθηκε από: https://helapco.gr/xoorigle/2023/10/pv-stats_greece_2022_5Oct2023.pdf , Νοέμβριος 2023.

Υπουργείο Αγροτικής Ανάπτυξης και Τροφίμων, ανακτήθηκε από: <https://minagric.gr/> Νοέμβριος 2023.

Σέριφος: Οι παραδόσεις στο «Άγονο» νησί των Κυκλάδων, <https://www.gnoristetinellada.gr/paradosi/ethima/5387-serifos-oi-paradoseis-sto-agono-nisi-ton-kykladon> Νοέμβριος 2023.

ΦΙΛΟΤΗΣ, Βάση δεδομένων για την ελληνική φύση «ΦΙΛΟΤΗΣ», ανακτήθηκε από: <https://filotis.itia.ntua.gr/> Νοέμβριος 2023.

Ξενόγλωσση

Abrasaldo, P. M., S. J. Zarrouk and A. W. Kempa-Liehr - A systematic review of data analytics applications in above-ground geothermal energy operations, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 189, Part B, January 2024, 113998, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113998>.

Bao, Y., J. Chen, X. Sun and X. Han *Environmental Earth Sciences* 78(19), September 2019, retrieved from DOI:10.1007/s12665-019-8586-4.

BBC news, retrieved from <https://www.bbc.com/news/world-europe-65129735> November 2023.

Bertani, R., *Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report*, *Geothermics*, Volume 60, March 2016, Pages 31-43, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2015.11.003>.

Chowdhury, Md. S., K. Sajedur Rahman, T. Chowdhury, N. Nuthammachot, K. Techato, Md. Akhtaruzzaman, S. Kiong Tiong, K. Sopian and N. Amin - An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling, *Energy Strategy Reviews*, volume 27 January 2020, 100431 retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100431>.

Caralis, G., D. Papantonis and A. Zervos - The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 16, Issue 5, June 2012, Pages 2558-2565, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.068>.

Cazzaro, D., G. Bedon and D. Pisinger, Vertical Axis Wind Turbine Layout Optimization, *Energies*, 2023, 16(6), 2697, retrieved from <https://doi.org/10.3390/en16062697>,

Climate book, Κλιματική αποτίμηση στην Ελλάδα, ανακτήθηκε από: climatebook.gr, Νοέμβριος 2023.

Copernicus Programme - Climate change service, retrieved from <https://climate.copernicus.eu/summer-2023-hottest-record>, November 2023.

Curto, D., V. Franzitta and A. Guercio - A Review of the Water Desalination Technologies, *Appl. Sci.* 2021, 11(2), 670, 12 January 2021, retrieved from <https://doi.org/10.3390/app11020670>.

Denholm P, E. Ela, B. Kirby and Milligan M. - The role of energy storage with renewable electricity generation, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2010 retrieved from <https://doi.org/10.2172/989025>.

Enercon wind turbines, retrieved from <https://www.enercon.de>, December 2023

EuCIA, The European Composites Industry Association, retrieved from <https://eucia.eu/> December 2023.

European Commission, Directorate - General for Climate Action, *Going climate-neutral by 2050 – A strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate-neutral EU economy*, Publications Office, 2019, <https://data.europa.eu/doi/10.2834/02074>.

Yao F., B. Livneh, B. Rajagopalan, J. Wang, J.-F. Crétau, Y. Wada and M. Berge-Nguyen - Satellites reveal widespread decline in global lake water storage, *Science*, Vol 380, Issue 6646, pp. 743-749, 18 May 2023, retrieved from DOI:10.1126/science.abo2812.

Greenleea, L. F., D. F. Lawlerb, B. D. Freeman, B. Marrotc and P. Moulinc, - Reverse osmosis desalination: Water sources, technology, and today's challenges, *Water Research*, Volume 43, Issue 9, May 2009, Pages 2317-2348, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.watres.2009.03.010>.

IEA, International Energy Agency, retrieved from <https://www.iea.org/> November 2023.

IHA, International Hydropower Association, retrieved from <https://www.hydropower.org/publications/2023-world-hydropower-outlook>, December 2023.

Jensen, J.O., A.P. Vestbø, Q. Li and N.J. Bjerrum, The energy efficiency of onboard hydrogen storage, *Journal of Alloys and Compounds*, Volumes 446–447, 31 October 2007, Pages 723-728, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2007.04.051>.

Khan, I., F. Hou and H. Le, The impact of natural resources, energy consumption, and population growth on environmental quality: Fresh evidence from the United States of America, *Science of the Total Environment*, Volume 754, 1 February 2021, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.142222>.

Killingtveit, Å., Chapter 21 - Hydroelectric Power, *Future Energy (Second Edition)*, Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet, 2014, Pages 453-470 retrieved from <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099424-6.00021-1>.

Li, G., M. Li, R. Taylor, Y. Hao, G. Besagni and C.N. Markides, Solar energy utilization: Current status and roll-out potential, *Applied Thermal Engineering*, Volume 209 5 June 2022, 118285, retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431122002447>.

Lim, G.H., P.S.K. Chua and Y.B. He - Modern water hydraulics—the new energy transmission technology in fluid power, *Applied Energy*, Volume 76, Issues 1–3, September–November 2003, Pages 239-246, retrieved from [https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(03\)00064-3](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(03)00064-3), December 2023.

Lund, J. W. and A. N. Toth - Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review, *Geothermics*, volume 90, February 2021, 101915, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101915>.

Møller, K., T. Jensen, E. Akiba and H. Li, Hydrogen - A sustainable energy carrier, *Progress in Natural Science: Materials International*, Volume 27, Issue 1, Pages 34-40, ISSN 1002-0071, retrieved from doi: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2016.12.014>, 2017.

Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, retrieved from <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-technology-basics>, December 2023.

Our world in data, retrieved from <https://ourworldindata.org>, November 2023.

PVGIS, EU Science Hub, retrieved from https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en, December 2023

Rievaj, V., J. Gaňa, and F. Synák, Is hydrogen the fuel of the future?, *Transportation Research Procedia*, Volume 40, Pages 469-474, ISSN 2352-1465, retrieved from doi: <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2019.07.068>, December 2023.

Rodríguez, H. F. and M. Á.Pardo, A Study of the Relevant Parameters for Converting Water Supply to Small Towns in the Province of Alicante to Systems Powered by Photovoltaic Solar Panels, *Sustainability* 2023, 15(12), 9324, retrieved from <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/12/9324>.

Sarkodie, S. A., V. S., H. Weldekidan, E. F. Asamoah, P. A. Owus and I. N. Y. Doyi, - Environmental sustainability assessment using dynamic Autoregressive - Distributed Lag simulations—Nexus between greenhouse gas emissions, biomass energy, food and economic growth, *Science of the Total Environment*, Volume 668, 10 June 2019, Pages 318-332, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.02.432>.

Soltani, M., F. M. Kashkooli, M. Souri, B. Rafiei, Jabarifar, M. , K. Gharali and J. S. Nathwani - Environmental, economic, and social impacts of geothermal energy systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume 140, 110750, April 2021, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110750>.

The Guardian, 2009, retrieved from <https://www.theguardian.com/world/2009/dec/15/swiss-geothermal-power-earthquakes-basel>, December 2023.

Trading economics, EU Carbon Permits Retrieved from <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> , February 2024.

Turgeon, A. and Elizabeth Morse, National geographic, retrieved from <https://education.nationalgeographic.org/resource/geothermal-energy/> , December 2023

Tarasov B. P., M. V. Lototskii and V. A. Yartys' , Problem of hydrogen storage and prospective uses of hydrides for hydrogen accumulation, Volume 77, pages 694–711, (2007), , retrieved from <https://doi.org/10.1134/S1070363207040329>.

The global economy, retrieved from https://www.theglobaleconomy.com/rankings/electricity_production_capacity/.

Wijayanta, A., T. Oda, C. Purnomo, T. Kashiwagi, and M. Aziz, Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 44, Issue 29, Pages 15026-15044, ISSN 0360-3199, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.112>.

WNA, World Nuclear Association, retrieved from <https://world-nuclear.org/>, December 2023.

Youssefa, P. G., R.K. AL-Dadah, S. M. Mahmoud, - Comparative Analysis of Desalination Technologies, *Energy Procedia*, Volume 61, 2014, Pages 2604-2607, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.258>.

Zafar, M. W., A. Sinha, Z. Ahmed and Q. Qin - Effects of biomass energy consumption on environmental quality: The role of education and technology in Asia-Pacific Economic Cooperation countries, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 142, May 2021, 110868, retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110868>.

