

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος

Διπλωματική εργασία:

**Διερεύνηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών
ενέργειας στην παραγωγή νερού και των
δεξαμενών ύδρευσης ως αποθήκες ενέργειας
σε άνυδρα νησιά - Η περίπτωση της Σύρου**

ΑΝΑΣΤΑΣΙΑ ΤΖΑΝΝΕΤΑΚΟΥ

Επιβλέπων καθηγητής:

Ανδρέας Ευστρατιάδης, Αναπληρωτής Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούλιος 2025

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Πρόλογος	4
Περίληψη	5
Abstract	6
1 Εισαγωγή	7
1.1 Αντικείμενο εργασίας.....	7
1.2 Ερευνητικοί στόχοι.....	7
1.3 Δομή διπλωματικής εργασίας.....	7
2 Ο δεσμός μεταξύ νερού, ενέργειας και περιβάλλοντος	9
2.1 Αφαλάτωση	9
2.1.1 Θερμικά ενεργοποιημένα συστήματα.....	10
2.1.2 Συστήματα ενεργοποιημένα με πίεση.....	10
2.1.3 Χημικά ενεργοποιημένες μέθοδοι αφαλάτωσης	10
2.1.4 Αντίστροφη ώσμωση	12
2.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.).....	16
2.2.1 Ηλιακή Ενέργεια.....	17
2.2.2 Αιολική Ενέργεια.....	18
2.2.3 Γεωθερμική Ενέργεια.....	18
2.2.4 Υδροηλεκτρική Ενέργεια.....	18
2.2.5 Ενέργεια των Ωκεανών	19
2.2.6 Βιοενέργεια.....	19
2.3 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συστήματα αφαλάτωσης	19
2.4 Τεχνολογίες άντλησης νερού	21
2.4.1 Φυγοκεντρικές αντλίες	21
2.4.2 Μετατροπείς μεταβλητής συχνότητας VFDs	22
2.5 Αποθήκευση ενέργειας μέσω αντλησιοταμίευσης.....	23
2.5.1 Βασικές αρχές συστημάτων αντλησιοταμίευσης	23
2.5.2 Αξιοποίηση υδρευτικών δεξαμενών ως μέσων αποθήκευσης ενέργειας.....	24
3 Η περιοχή μελέτης - Σύρος	25
3.1 Γενική περιγραφή	25
3.2 Υφιστάμενες συνθήκες - Δεδομένα	25
3.2.1 Κλιματικά δεδομένα	25
3.2.2 Πραγματικές υδατικές καταναλώσεις	27
3.2.3 Υφιστάμενες πηγές ενέργειας του νησιού	29
3.2.4 Υφιστάμενες υποδομές του συστήματος ύδρευσης του νησιού	32

4	Σχηματική περιγραφή του προβλήματος	35
5	Μαθηματική περιγραφή μοντέλου προσομοίωσης	37
5.1	Ηλιακή ενέργεια	37
5.2	Αιολική ενέργεια	38
5.3	Χρονοσειρά ζήτησης νερού	41
5.4	Διαστασιολόγηση δεξαμενών	41
5.5	Ισοζύγιο του συστήματος	44
5.6	Κοστολόγηση	46
5.7	Παραδοχές του συστήματος	47
6	Σενάρια και αναλύσεις ευαισθησίας	48
6.1	Σενάριο 1	48
6.1.1	Αναλύσεις ευαισθησίας σεναρίου 1	48
6.2	Σενάριο 2	50
6.2.1	Αναλύσεις ευαισθησίας σεναρίου 2 σε παράγοντες υποδομών	52
6.2.2	Αναλύσεις ευαισθησίας σεναρίου 2 ως προς το ενεργειακό κόστος.....	64
7	Συμπεράσματα - Προτάσεις	67
7.1	Συμπεράσματα	67
7.2	Προτάσεις για επόμενες έρευνες.....	67
	Αναφορές	69

Πρόλογος

Η εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας με τίτλο «Διερεύνηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή νερού και των δεξαμενών ύδρευσης ως αποθήκες ενέργειας σε άνυδρα νησιά - Η περίπτωση της Σύρου» σηματοδοτεί το τέλος των προπτυχιακών σπουδών μου στη σχολή Πολιτικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου και την έναρξη ενός νέου κεφαλαίου της ζωής μου, γεμάτο με ερωτηματικά αλλά και νέες εμπειρίες.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω πολύ τον επιβλέποντα μου κ. Ανδρέα Ευστρατιάδη για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα, ακόμα περισσότερο, όμως, για την προθυμία που έδειχνε να λύσει τυχόν απορίες που προέκυπταν κατά την εκπόνηση του θέματος και να μου προσφέρει την κατάλληλη καθοδήγηση κάθε φορά. Επίσης, ευχαριστώ τους κ. Διονύση Νικολόπουλο και κ. Αθανάσιο Ζήσο για την πολύτιμη βοήθειά τους στην αναζήτηση των υφιστάμενων στοιχείων της Σύρου, καθώς και την ερευνητική ομάδα του έργου RECREATE (Reliability and effectiveness of integrated alternative water resources management for regional climate change adaptation) με υπεύθυνο τον κ Χρήστο Μακρόπουλο, από το οποίο ελήφθησαν τα δεδομένα υδατικών αναγκών του νησιού.

Στη συνέχεια, ευχαριστώ θερμά τους φίλους και τους συμφοιτητές μου που με βοήθησαν σημαντικά με τις συμβουλές τους και με στήριξαν ψυχολογικά σε όλη τη διάρκεια της εργασίας μου.

Τέλος, δεν θα μπορούσα να ξεχάσω την οικογένειά μου, η οποία στέκεται πάντα ανιδιοτελώς στο πλευρό μου, δείχνοντας κατανόηση, ενθάρρυνση και υπομονή. Αφιερώνω αυτή την εργασία στον πατέρα μου, που δεν πρόλαβε να με δει απόφοιτη, αλλά συνέβαλε καθοριστικά στη διαδρομή μου.

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζει τη δυνατότητα ενεργειακής αυτονομίας του συστήματος αφαλάτωσης του νησιού της Σύρου, μέσω αξιοποίησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και συγκεκριμένα της ηλιακής και της αιολικής. Στόχος της μελέτης είναι η μείωση της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα, καθώς και η βελτίωση της περιβαλλοντικής και οικονομικής αποδοτικότητας του συστήματος ύδρευσης. Η εργασία περιλαμβάνει την εννοιολογική μοντελοποίηση του υδροδοτικού συστήματος της Σύρου και την προσομοίωση διαφόρων σεναρίων ενεργειακού εφοδιασμού και διαχείρισης νερού, με έμφαση στη χρήση των δεξαμενών ως μέσο αποθήκευσης του αφαλατωμένου νερού που παράγεται κατά τις περιόδους περίσσειας της παραγωγής ενέργειας από τις ΑΠΕ. Εξετάζονται διαφορετικοί συνδυασμοί υποδομών και αξιολογούνται για κάθε περίπτωση τα ποσοστά υδατικού ελλείμματος και ελλείματος εφεδρείας, καθώς και το λειτουργικό κόστος. Τα αποτελέσματα υποδεικνύουν ότι ο συνδυασμός των υφιστάμενων ΑΠΕ και εγκαταστάσεων ύδρευσης της Σύρου μπορεί να καλύψει πάνω από το 96% των ετήσιων αναγκών σε πόσιμο νερό, αλλά και να μειώσει το κόστος λειτουργίας του συστήματος, ενώ μια μικρή ενίσχυση του αριθμού των εγκαταστάσεων έχει τη δυνατότητα να εκμηδενίσει το υδατικό έλλειμμα και να οδηγήσει σε πλήρη ενεργειακή ανεξαρτησία. Η μελέτη προτάσσει ένα καινοτόμο μοντέλο υδροδότησης βασισμένο σε ΑΠΕ, το οποίο ενδείκνυται για εφαρμογή σε άνυδρα και μη διασυνδεδεμένα ελληνικά νησιά, με σκοπό την επίτευξη μιας βιώσιμης, οικονομικής και περιβαλλοντικά φιλικής λύσης.

Abstract

This diploma thesis examines the possibility of energy autonomy for the desalination system of the island of Syros through the utilization of renewable energy sources, specifically solar and wind energy. The aim of the study is to reduce dependence on fossil fuels, as well as to improve the environmental and economic efficiency of the water supply system. The work includes the conceptual modelling of Syros' water supply system and the simulation of various energy supply and water management scenarios, with an emphasis on using water storage tanks to store desalinated water produced during periods of excess renewable energy generation. Different infrastructure combinations are examined, and for each case, the percentages of water deficit and shortage relative to the safety volume of the reservoirs, as well as the operating costs, are evaluated. The results indicate that the combination of existing renewable energy sources and water supply installations in Syros can cover over 96% of the annual potable water demand while reducing the operating cost of the system, and a slight increase in the number of installations can eliminate the water deficit and lead to full energy independence. The study proposes an innovative water supply model based on renewable energy sources, suitable for application in arid and non-interconnected Greek islands, aiming to achieve a sustainable, economical, and environmentally friendly solution.

1 Εισαγωγή

1.1 Αντικείμενο εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία μελετάει το ενδεχόμενο της ενεργειακής εξυπηρέτησης του συστήματος αφαλάτωσης του δικτύου ύδρευσης της Σύρου, ενός νησιού των Κυκλάδων, από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Συγκεκριμένα, ερευνάται η εκμετάλλευση της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας, δύο πηγών που διατίθενται άφθονες στην περιοχή μελέτης μας καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Βασική ιδέα της μελέτης είναι ο περιορισμός της εξάρτησης του νησιού από τα ορυκτά καύσιμα, τα οποία αποτελούν μέχρι σήμερα την κυριότερη πηγή ενέργειας για τη λειτουργία των μονάδων αφαλάτωσης του νησιού. Λόγω της υψηλής ενεργειακής απαίτησης που χαρακτηρίζει τα σύγχρονα συστήματα αφαλάτωσης, χρησιμοποιούνται μεγάλες ποσότητες ορυκτών καυσίμων και κατά συνέπεια εκλύονται σημαντικές ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα. Η ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο σύστημα μπορεί να περιορίσει την έκλυσή τους, αλλά και την οικονομική εξάρτηση από το αυξανόμενο κόστος των ορυκτών καυσίμων.

Μελετάται, ακόμα, η εκμετάλλευση των δεξαμενών ύδρευσης ως αποθήκες αφαλατωμένου νερού, και εμμέσως ως αποθήκες ενέργειας. Με αυτόν τον τρόπο, μεγιστοποιείται η ποσότητα της πράσινης ενέργειας που αξιοποιείται, ελαχιστοποιείται το ποσοστό του χρόνου που παρουσιάζει υδατικό έλλειμμα και ελαττώνεται σημαντικά η απαιτούμενη συμβατική ενέργεια.

Επιπλέον, διερευνάται η ευαισθησία του καινοτόμου συστήματός μας σε όλους τους παράγοντες υποδομών και οικονομικούς παράγοντες που συμμετέχουν σε αυτό. Συγκρίνονται για διάφορες περιπτώσεις τα ποσοστά του χρόνου με υδατικό έλλειμμα και με έλλειμμα εφεδρείας (δηλαδή λιγότερο αποθηκευμένο νερό στις δεξαμενές από τον όγκο ασφαλείας), αλλά και τα κόστη λειτουργίας της κάθε περίπτωσης. Αναζητείται τελικά η καλύτερη και οικονομικότερη λύση σε βάθος χρόνου.

1.2 Ερευνητικοί στόχοι

Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι να διαπιστωθεί κατά πόσο γίνεται να ικανοποιούνται ταυτόχρονα οι παρακάτω στόχοι για το δίκτυο ύδρευσης της Σύρου:

- Ικανοποίηση της ζήτησης των κατοίκων σε πόσιμο νερό καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.
- Αποθήκευση αρκετού εφεδρικού πόσιμου νερού τουλάχιστον μέχρι τον όγκο ασφαλείας των δεξαμενών.
- Μεγιστοποίηση της εκμεταλλεύσιμης ανανεώσιμης ενέργειας για το δίκτυο ύδρευσης.
- Ελαχιστοποίηση της απαιτούμενης συμβατικής ενέργειας για το δίκτυο ύδρευσης.
- Μείωση του λειτουργικού κόστους του συστήματος.

1.3 Δομή διπλωματικής εργασίας

Εκτός από την παρούσα εισαγωγή (Κεφάλαιο 1), η εργασία περιλαμβάνει έξι ακόμη κεφάλαια:

Το Κεφάλαιο 2 παρέχει βασικές εισαγωγικές πληροφορίες για κάθε στάδιο του συστήματος.

Στο Κεφάλαιο 3 περιγράφεται η περιοχή μελέτης μας, το κλίμα και οι υπάρχουσες υποδομές της.

Στα Κεφάλαια 4 και 5 παρουσιάζεται σχηματικά και αναλυτικά η διαδικασία μοντελοποίησης του συστήματος που ακολουθήθηκε.

Στα Κεφάλαια 6 και 7 αναλύεται η εξάρτηση του συστήματος από τους διάφορους παράγοντες και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της μελέτης, μαζί με προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.

2 Ο δεσμός μεταξύ νερού, ενέργειας και περιβάλλοντος

Η πλειονότητα των ελληνικών νησιών του Αιγαίου -με αντιπροσωπευτικότερο παράδειγμα τις Κυκλάδες- χαρακτηρίζεται από σχεδόν μηδαμινούς διαθέσιμους υδατικούς πόρους, μεγάλο πληθυσμό, ιδίως τους θερινούς μήνες, το οποίο συνεπάγεται μεγάλη ανάγκη για νερό, καθώς και πολύ εύκολη πρόσβαση σε άφθονο θαλασσινό νερό. Έτσι, η στήριξη του δικτύου ύδρευσης τέτοιων απομακρυσμένων άνυδρων περιοχών στην αφαλάτωση θαλασσινού νερού αποτελεί μονόδρομο και την προφανέστερη λύση.

Κυριότερο αρνητικό χαρακτηριστικό της αφαλάτωσης αποτελεί η υψηλή απαίτηση της σε ενέργεια, όπου για σύγχρονες μονάδες είναι συνήθως της τάξεως των 3.5-5.0 kWh/m³. Οι περισσότερες μονάδες παγκοσμίως αυτήν την στιγμή τροφοδοτούνται με ενέργεια από την καύση ορυκτών καυσίμων, ιδιαίτερα σε δύσκολα προσβάσιμες περιοχές χωρίς σύνδεση με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο (μη διασυνδεδεμένα νησιά). Κατά συνέπεια, το λειτουργικό κόστος της αφαλάτωσης επηρεάζεται σημαντικά από τις διακυμάνσεις του κόστους των ορυκτών καυσίμων, αλλά επίσης εκλύονται αρκετά υψηλές ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα στο περιβάλλον. Η εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα μπορούσε να δώσει μια πρακτική λύση στα παραπάνω ζητήματα, σε συνδυασμό πάντα με την αποθήκευση του αφαλατωμένου νερού σε δεξαμενές ύδρευσης. Τα νησιά του Αιγαίου, συγκεκριμένα, διαθέτουν άφθονη ηλιακή ακτινοβολία και έντονη παρουσία ανέμων καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου. Επομένως, η ηλιακή και η αιολική ενέργεια είναι δύο από τις καταλληλότερες ανανεώσιμες πηγές που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για την τροφοδοσία των μονάδων αφαλάτωσης των νησιών.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία θα ερευνηθεί κατά πόσο εφικτή και συμφέρουσα μπορεί να είναι αυτή η πρόταση για το υφιστάμενο υδροδοτικό σύστημα της Σύρου, καθώς και τον τρόπο καλύτερης εκμετάλλευσης των ΑΠΕ, με αξιοποίηση των δεξαμενών ύδρευσης ως μέσων αποθήκευσης των περισσειών ενέργειας.

Εν συνεχεία, παραθέτουμε ορισμένες εισαγωγικές πληροφορίες για τις διάφορες τεχνολογικές συνιστώσες του προβλήματος, το οποίο εντάσσεται στην ευρύτερη κατηγορία προβλημάτων αναπαράστασης του δεσμού μεταξύ νερού, ενέργειας και περιβάλλοντος.

2.1 Αφαλάτωση

Αφαλάτωση ονομάζεται η διεργασία απομάκρυνσης των αλάτων από αλατούχα διαλύματα και η κύρια εφαρμογή της είναι η μετατροπή του θαλασσινού ή υφάλμυρου νερού σε πόσιμο. Το 97.5% των υδατικών πόρων παγκοσμίως είναι αλμυρό νερό, κυρίως στους ωκεανούς και στις θάλασσες. Το υπόλοιπο 2.5% είναι γλυκό, από το οποίο το 30% συγκροτεί τα υπόγεια αποθέματα υδάτων, το 70% εμφανίζεται με τη μορφή πάγου ή χιονιού και μόνο το 0.3% αυτού μπορεί να χρησιμοποιήσει ο άνθρωπος για την κάλυψη των αναγκών του. Από την άλλη ο πληθυσμός της γης όλο και αυξάνεται, επομένως και οι υδατικές απαιτήσεις. Η αφαλάτωση, επομένως, μπορεί να μας προσφέρει μία ρεαλιστική λύση στην έλλειψη πόσιμου νερού που αντιμετωπίζουν πολλά κράτη στην εποχή μας, αλλά και μελλοντικά για όλο τον πλανήτη.

Οι τεχνολογίες αφαλάτωσης χωρίζονται σε τρεις κύριες κατηγορίες, που εξηγούνται συνοπτικά στη συνέχεια.

2.1.1 Θερμικά ενεργοποιημένα συστήματα

Στα θερμικά ενεργοποιημένα συστήματα τα άλατα διαχωρίζονται από το νερό μέσω της εξάτμισης και της συμπύκνωσης, όπου το θαλασσινό ή υφάλμυρο νερό υπόκειται σε βρασμό ή ψύξη. Εφαρμόζονται έξι ειδών θερμικά ενεργοποιημένα συστήματα: απόσταξη πολλαπλών σταδίων (MSF), απόσταξη πολλαπλών επιδράσεων (MED), απόσταξη με συμπίεση ατμών (MVC), αφαλάτωση με ύγρανση-αφύγρανση (HDH), ηλιακή απόσταξη (SD) και κατάψυξη (Frz).

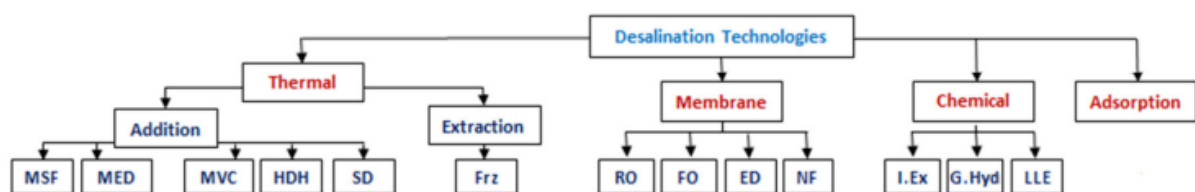
Η **τεχνολογία προσρόφησης (Ads)** είναι μία νέα θερμικά ενεργοποιημένη τεχνολογία που ερευνάται τα τελευταία χρόνια. Παρουσιάζει ανερχόμενη τάση λόγω των πλεονεκτημάτων της, τα οποία είναι το χαμηλό κόστος και η αξιοποίηση της απορριπτόμενης θερμότητας χαμηλής θερμοκρασίας (<85 °C), με ταυτόχρονη παραγωγή πόσιμου νερού αφενός και αφετέρου ενέργειας ψύξης. Με βάση αυτή την τεχνολογία, ένα προσροφητικό υλικό με υψηλή συγγένεια με το νερό, όπως το πήγμα πυριτίου (silica gel), απορροφάει τους υδατμούς από την εξάτμιση του αλατούχου διαλύματος. Κατά την προσρόφηση το υλικό απελευθερώνει θερμότητα, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για ψύξη. Μόλις φτάσει σε κορεσμό, θερμαίνεται και απελευθερώνει τους υδατμούς, οι οποίοι συμπυκνώνονται εκ νέου σε πόσιμο νερό. Επίσης, το υλικό δε χάνεται αλλά αναγεννάται και επαναχρησιμοποιείται στον επόμενο κύκλο.

2.1.2 Συστήματα ενεργοποιημένα με πίεση

Στα συστήματα ενεργοποιημένα με πίεση ασκείται πίεση στο θαλασσινό νερό ώστε το υδάτινο μέρος του να περάσει μέσα από μεμβράνη και το αλατούχο μέρος να μείνει στην άλλη πλευρά. Χρησιμοποιούνται διαπερατές μεμβράνες, για τη δημιουργία δύο ζωνών, μία για το νερό και μία για τα άλατα. Αυτές οι τεχνολογίες περιλαμβάνουν την αντίστροφη ώσμωση (RO), την άμεση ώσμωση (FO), την ηλεκτροδιάλυση (ED) και τη νανοδιήθηση (NF).

2.1.3 Χημικά ενεργοποιημένες μέθοδοι αφαλάτωσης

Οι χημικά ενεργοποιημένες μέθοδοι αφαλάτωσης περιλαμβάνουν την ιοντική ανταλλαγή (I.Ex), την εκχύλιση υγρού-υγρού (LLE) και τους σχηματισμούς υδριτών αερίων (G.Hyd) ή άλλων σχημάτων καθίζησης.

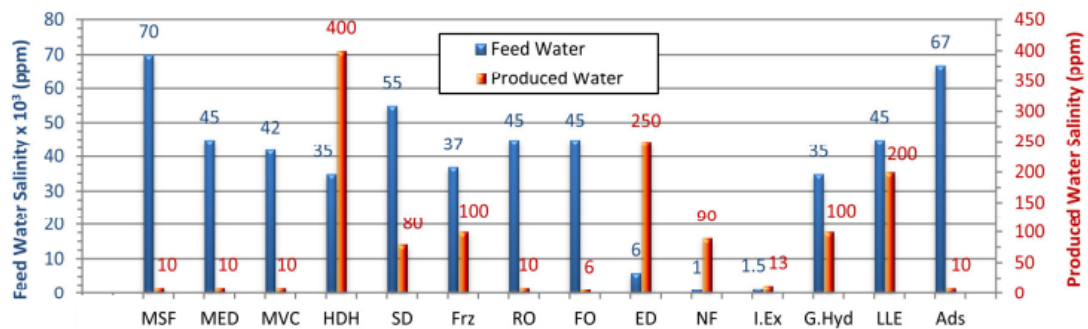


Εικόνα 2.1: Κατηγοριοποίηση των συστημάτων αφαλάτωσης (Youssef et al., 2014)

Η επιλογή του καταλληλότερου συστήματος αφαλάτωσης σε κάθε περίπτωση βασίζεται στη σύγκριση διαφόρων παραγόντων, όπως την ποιότητα του αλμυρού νερού και το επίπεδο αλατότητας του παραγόμενου πόσιμου νερού, την απαιτούμενη ενέργεια, τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και το κόστος. Καθοριστικότερος παράγοντας πολλές φορές αποδεικνύεται η απαιτούμενη ενέργεια. Παρακάτω απεικονίζονται τα μεγέθη αυτά σε διαγράμματα για όλες τις διαφορετικές τεχνολογίες, με την προαναφερόμενη σειρά, για καλύτερη σύγκριση.

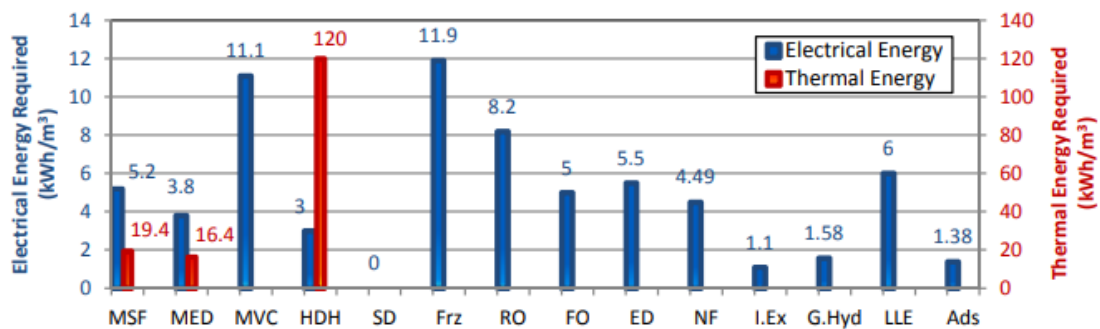
Όσον αφορά την αλατότητα, το νερό διακρίνεται σε πόσιμο, υφάλμυρο και θαλασσινό. Το πόσιμο νερό πρέπει να έχει αριθμό ολικών διαλυμένων στερεών (TDS) μικρότερο από 1000 ppm (ή mg/l), το

υφάλμυρο κυμαίνεται από 1000 έως 25000 ppm, ενώ το θαλασσινό φτάνει στα 35000 ppm, κατά μέσο όρο.



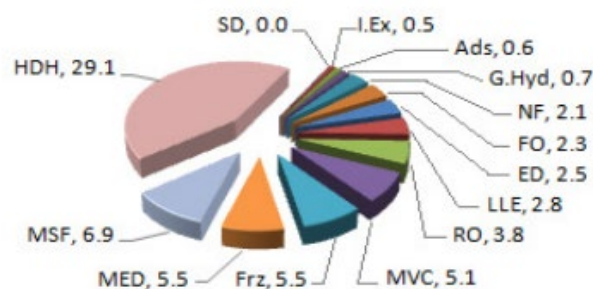
Εικόνα 2.2: Διακύμανση αλατότητας νερού για τα διαφορετικά συστήματα αφαλάτωσης (Youssef et al., 2014)

Βλέπουμε ότι οι τεχνολογίες MSF και Ads μπορούν να διαχειριστούν νερό με τη μεγαλύτερη αλατότητα και πετυχαίνουν τη μεγαλύτερη μείωσή της.



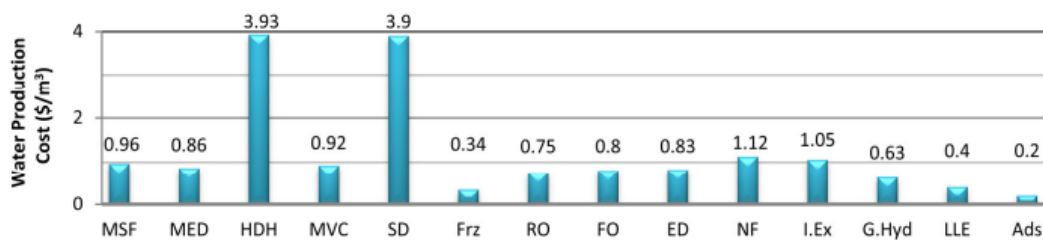
Εικόνα 2.3: Απαιτούμενη θερμική ή/και ηλεκτρική ενέργεια για κάθε τεχνολογία αφαλάτωσης (Youssef et al., 2014)

Είναι προφανές ότι οι τεχνολογίες SD, I.Ex, G.Hyd και Ads απαιτούν τη λιγότερη ενέργεια (κάτω από 2 kWh/m³).



Εικόνα 2.4: Εκπομπές CO₂ των διαφορετικών συστημάτων αφαλάτωσης για καύση φυσικού αερίου (Youssef et al., 2014)

Οι υπολογισμοί έγιναν για ενέργεια από καύση φυσικού αερίου, με συντελεστή εκπομπών για παραγωγή θερμικής ενέργειας 6.42×10^{-5} τόνους CO₂/MJ και συντελεστή εκπομπών για ηλεκτροπαραγωγή 0.4612 τόνους CO₂/MWh. Προκύπτει ότι οι τεχνολογίες SD, I.Ex, Ads και G.Hyd εκπέμπουν τις μικρότερες ποσότητες CO₂ (κάτω από 0.7 kg/m³).



Εικόνα 2.5: Λειτουργικό κόστος των διαφορετικών συστημάτων αφαλάτωσης (Youssef et al., 2014)

Παρατηρούμε πως οι Ads, Frz και LLE έχουν το χαμηλότερο κόστος (κάτω από 0.5 \$/m³).

Τελικά, συμπεραίνουμε πως, ενώ υπάρχει ποικιλία συστημάτων αφαλάτωσης, τα περισσότερα μειονεκτούν ως προς έναν τουλάχιστον παράγοντα, από την αρχική και τελική αλατότητα του διαλύματος, την απαιτούμενη ενέργεια, τις εκπομπές CO₂ και το κόστος λειτουργίας. Μόνο η τεχνολογία της προσρόφησης φαίνεται να πετυχαίνει τις βέλτιστες τιμές όλων αυτών των παραγόντων, η οποία όμως βρίσκεται ακόμα σε πρώιμο ερευνητικό στάδιο. Η πιο διαδεδομένη τεχνολογία αφαλάτωσης στις μέρες μας είναι η αντίστροφη ώσμωση, καταλαμβάνοντας το 44% της παγκόσμιας δυναμικότητας αφαλάτωσης και το 80% των συνολικών μονάδων αφαλάτωσης παγκοσμίως. Η εν λόγω τεχνολογία κατέχει την αποκλειστικότητα επίσης στο νησί της μελέτης μας. Για αυτούς τους λόγους παραθέτουμε ορισμένες πληροφορίες για αυτήν.

2.1.4 Αντίστροφη ώσμωση

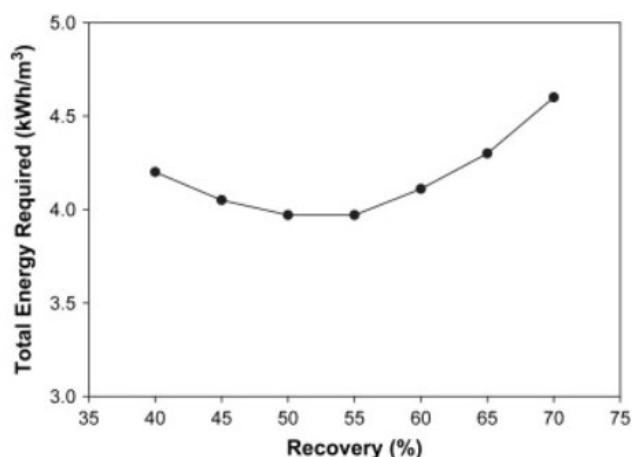
Τα πλεονεκτήματα που καθιστούν την αντίστροφη ώσμωση ως την πιο ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδο αφαλάτωσης είναι τα εξής:

- Χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας σε σύγκριση με τις θερμικές μεθόδους. Ειδικά για υφάλμυρα νερά, έχει πολύ υψηλή απόδοση με χαμηλό κόστος ενέργειας.
- Το ενεργειακό της αποτύπωμα περιορίζεται συνεχώς, καθώς η κατανάλωση ενέργειας μειώνεται σταδιακά με νέες μεμβράνες και συστήματα ανάκτησης ενέργειας (η τιμή των 8.0 kWh/m³ στο διάγραμμα της εικόνας 2.3 αφορά γενικά παλιότερες τεχνολογίες, σήμερα η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια έχει πέσει κάτω από 5.0 kWh/m³ για θαλασσινό νερό).
- Συμπαγής και ευέλικτη σχεδίαση, γιατί μπορεί να εγκατασταθεί σε φορητές μονάδες έως και σε μεγάλης κλίμακας εργοστάσια σε νησιά, πλοία αλλά και σε κατοικίες ακόμα.
- Πολύ χαμηλή αλατότητα παραγόμενου νερού, ενώ εκτός από άλατα αφαιρεί και παθογόνους μικροοργανισμούς, βαρέα μέταλλα και οργανικά στοιχεία.
- Μεγάλη διαθεσιμότητα συστημάτων και τεχνική υποστήριξη.

Από την άλλη, χαρακτηρίζεται και από ορισμένα μειονεκτήματα, όπως η ανάγκη προεπεξεργασίας του νερού μέσω φίλτρησης για αποδοτικότερη αφαλάτωση και η δημιουργία υψηλού ποσοστού άλμης. Η απόρριψη της άλμης αυτής πίσω στη θάλασσα ενδέχεται να επιφέρει σοβαρές περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Επίσης, η ενεργειακή απαίτηση και το κόστος λειτουργίας της βρίσκονται ακόμη σε μεσαία επίπεδα, ψηλότερα από τα αντίστοιχα της προσρόφησης.

Όσον αφορά την ενεργειακή απαίτηση, το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας εισαγωγής σε ένα σύστημα αντίστροφης ώσμωσης καταναλώνεται για την άντληση του νερού τροφοδοσίας και σχετίζεται με την πίεση και τη ροή του νερού. Όσο μεγαλύτερη είναι η συγκέντρωση αλάτων, τόσο αυξάνεται η πίεση του τελικού συμπυκνωμένου διαλύματος, άρα και η αρχική πίεση και ισχύς άντλησης για την παραγωγή της επιθυμητής ροής, η οποία πρέπει να είναι μεγαλύτερη της πίεσης

του συμπυκνώματος. Η ανάκτηση ενέργειας, από την άλλη, γίνεται μεταφέροντας την ενέργεια του συμπυκνώματος απευθείας στο εισερχόμενο θαλασσινό νερό σε υδραυλική μορφή (κατηγορία 1) ή στις αντλίες με τη μορφή μηχανικής ενέργειας (κατηγορία 2). Επομένως, όσο μεγαλύτερη είναι η ανάκτηση, τόσο αυξάνεται η πίεση συμπυκνώματος και η αρχική πίεση. Ταυτόχρονα, όμως, μειώνεται η απαιτούμενη ροή τροφοδοσίας. Αυτή η σχέση μεταξύ ανακτώμενης ενέργειας και ενεργειακής απαίτησης αποτυπώνεται στο παρακάτω διάγραμμα, για μια συγκεκριμένη τιμή αρχικής συγκέντρωσης αλάτων.



Εικόνα 2.6: Συνολική ενεργειακή απαίτηση ανά m^3 παραγόμενου νερού συναρτήσει του ποσοστού ανάκτησης του συστήματος (για συγκέντρωση TDS: 34000 mg/L) (Wilf & Klinko, 2001, όπως αναφέρεται στους Greenlee et al., 2009)

Σχετικά με το λειτουργικό κόστος της RO, μέσα σε περίπου 30 χρόνια (τέλη δεκαετίας 1970- 2004) επιτεύχθηκε μείωσή του από 5 \$/m³ σε λιγότερο από 1 \$/m³, ενώ τη σημερινή εποχή κυμαίνεται μεταξύ 0.4-1 \$/m³. Ειδικά σε περιοχές με υψηλό κόστος ενέργειας ή μικρές μονάδες αφαλάτωσης, το κόστος μπορεί να φτάσει τα 1.5 \$/m³. Η πτώση του κόστους οφειλόταν σε πολλούς παράγοντες, όπως στη βελτίωση των υλικών και της τεχνολογίας των μεμβρανών και στην έναρξη χρήσης συσκευών ανάκτησης ενέργειας. Επίσης, σε σχέση με τις θερμικά ενεργοποιημένες μέθοδοι, η RO είναι οικονομικότερη και ενεργειακά αποδοτικότερη, ενώ η τεχνολογία της αναμένεται να βελτιώνεται συνεχώς με νέα υλικά μεμβρανών και τροποποιήσεις. Αν και οι περισσότερες μονάδες RO εξακολουθούν να λειτουργούν με ορυκτά καύσιμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει η πολλά υποσχόμενη δυνατότητα χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ή πυρηνικής ενέργειας για περαιτέρω μείωση του κόστους.

Το συνολικό κόστος ανά κυβικό μέτρο παραγόμενου νερού μιας μονάδας RO μειώνεται καθώς αυξάνεται το μέγεθος της μονάδας, αλλά και με την επιλογή του βέλτιστου στόχου ανάκτησης, δηλαδή αυτόν με την ελάχιστη ενεργειακή απαίτηση. Επιπρόσθετα, η προεπεξεργασία του νερού συνεισφέρει σημαντικά στο συνολικό κόστος μιας μονάδας. Η συμβατική προεπεξεργασία φίλτρανσης είναι φθηνότερη από τις νεότερες τεχνικές με φίλτρηση μεμβράνης, αν και το κόστος τους μειώνεται ολοένα και οι μεμβράνες μπορούν αν αντικαταστήσουν τις RO μεμβράνες αν χρειαστεί. Παραθέτουμε στη συνέχεια μερικά παραδείγματα συστημάτων αφαλάτωσης RO διαφόρων χωρών, όπου γίνεται φανερή η σχέση μεταξύ δυναμικότητας της μονάδας και τιμής του νερού ανά κυβικό μέτρο, συναρτήσει επίσης του έτους κατασκευής της.

Plant location	1st year of production	RO production capacity (m ³ /day)	Water price (\$/m ³)
Galder-Agaete, Spain	1989	3500	1.94
Jeddah, Saudi Arabia	1989	23,000	1.31
Ad Dur, Bahrain	1990	45,000	1.30
Lanzarote III and Agragua, Spain	1991	10,000×2	1.62/1.34
Santa Barbara, California, USA	1992	25,000	1.51
Dhkelia, Cyprus	1997	40,000	1.46
Mallorca and Marbella, Spain	1998	42,000/56,400	1.03/1.00
Eilat, Israel	1998	10,000	0.72
Larnarca, Cyprus	2001	56,000	0.83
Eilat, Israel	2003	10,000	0.81
Tampa Bay, Florida, USA	2003	94,600	0.55
Fujairah, United Arab Emirates	2005	170,500	0.87
Ashkelon, Israel	2005	320,000	0.53

Πίνακας 2.1: Παραδείγματα δυναμικότητας και τιμής νερού (\$/m³) διαφόρων μονάδων αφαλάτωσης RO παγκοσμίως (Greenlee et al., 2009)

Συγκεκριμένα για τα άνυδρα ελληνικά νησιά, το λειτουργικό κόστος αφαλάτωσης και το δυναμικό των μονάδων που εγκαταστάθηκαν μέχρι το 2008 παρουσιάζονται στον πίνακα της ακόλουθης εικόνας. Όλες οι μονάδες είναι κατηγορίας αντίστροφης ώσμωσης και λειτουργούν με συμβατικές πηγές ηλεκτρικής ενέργειας. Παρατηρούμε πως το λειτουργικό κόστος για τις μονάδες της Σύρου κυμαίνεται μεταξύ **0.4-1.25 €/m³ (μέση τιμή 0.84 €/m³)**, τιμή πολύ χαμηλότερη από το κόστος μεταφοράς του νερού με υδροφόρα πλοία, το οποίο μπορεί να φτάσει τα 8.0 €/m³ και εμφανίζει ανοδική τάση τα τελευταία χρόνια κυρίως λόγω της αύξησης του κόστους των ορυκτών καυσίμων. Όσον αφορά τώρα την τιμή πώλησης νερού ύδρευσης της Δημοτικής Επιχείρησης Ύδρευσης Αποχέτευσης Σύρου (ΔΕΥΑΣ), από το 2017 ισχύει το παρακάτω τιμολόγιο. Για μια τετραμελή οικογένεια προτείνεται μια προσεγγιστική τιμή κατανάλωσης νερού ύδρευσης 15m³ ανά μήνα, δηλαδή 45m³ το τρίμηνο. Επομένως, με βάση το τιμολόγιο της Σύρου, τα πρώτα 30 m³ χρεώνονται με 1.35 €/m³ ή συνολικά 40.5 € και τα επόμενα 15 m³ με 1.93 €/m³ ή 28.95 €. Διαιρώντας τον συνολικό λογαριασμό με τα 45 m³, προκύπτει τελικά μια προσέγγιση για τη μοναδιαία τιμή αγοράς νερού ύδρευσης της Σύρου **1.54 €/m³**.

Πίνακας 2.2: Τιμολόγιο ύδρευσης ΔΕΥΑΣ (διαδικτυακή πηγή: <https://deyasyrrou.gr/timologio/>)

Τριμηνιαία κατανάλωση (m ³)	Τιμή αγοράς (€/m ³)
0-30	1.35
31-45	1.93
46-75	2.30
76-175	2.64
176+	3.52

Εγκατεστημένες μονάδες αφαλάτωσης στην Ελλάδα					
Μονάδα	Έτος κατασκευής (αρχικά)	Τύπος	Δυναμικότητα (m ³ /ημέρα)	Αρχικό κόστος (10 ⁶ €)	Λειτουργικό Κόστος (€)
Σύρος 1 (Ερμούπολη)	1992	RO (SW)	800	0,589	1,25
Σύρος 2 (Ερμούπολη)	1997	RO (SW)	800	1,482	1,25
Σύρος 3 (Ερμούπολη)	2001	RO (SW)	2X250	0,346	1
Σύρος 4 Άνω Σύρος	2000	RO (SW)	250	0,215	0,5
Σύρος 5 (Άνω Σύρος)	2002	RO (SW)	500	0,4	0,5
Σύρος 6 (Ερμούπολη)	2002	RO (SW)	4X500	0,313	1
Σύρος 7 (Άνω Σύρος)	2005	RO (SW)	2X500	1	0,4
Σχοινούσα	2004	RO (SW)	100	0,12	0,7
Μύκονος (Κόρφου) νέα	2001	RO (SW)	3X650	1,276	0,5
Πάρος (Νάουσα)	2001	RO (SW)	1200	0,415	0,5
Τήνος (παλαιά)	2001	RO (SW)	500	0,434	0,62
Τήνος (νέα)	2005	RO (SW)	500	0,376	0,62
Οίος, Σαντορίνη, 1η	1994	RO	220		2
Οίος, Σαντορίνη, 2η	2000	RO	320	0,211	2
Οίος, Σαντορίνη, 3η	2002	RO	160		2
Σίφνος	2002	RO (BW)	500	0,224	3,5
Δήμος Ομηρούπολης, Χίος	2000	RO (BW)	600	0,205	0,3
Δήμος Ομηρούπολης, Χίος	2005	RO	3X1000	0,71	0,26
Δήμος Ομηρούπολης, Χίος	2005	RO	500	0,2	0,26
Νίσυρος (παλαιά)	1991	RO	300	0,572	
Νίσυρος, (νέα)	2002	RO	350	0,295	0,66
Ιθάκη 1η	1981	RO	620	0,264	2,88
Ιθάκη, 2η	2003	RO	520	0,587	0,58
Λέρος ΔΕΥΑ)	2001	RO	200	0,074	0,13
Δήμος Κασσωπαίων	2001	RO	500	0,117	0,13
Δήμος Ποσειδωνίας	2002	RO (SW)	2X250	0,464	0,56
Δήμος Ποσειδωνίας	2005	RO (SW)	2X250	0,574	0,45
Δήμος Αγ. Γεωργίου	2002	RO	500	0,102	0,3
Δήμος Παξών 1η	2005	RO	330	0,26	0,51
Δήμος Παξών 2η	2005	RO	150	0,162	0,59
Δήμος Παξών 3η	2007	RO (SW)	250	0,211	0,51
Δήμος Δυστίων	2006	RO (BW)	400	0,2	0,3
Δήμος Σίφνου	2007	RO (SW)	250		
Δήμος Του	2003	RO (SW)	1000		
Δήμος Ιθάκης	2005	RO (SW)	200	0,22	
Δήμος Οινουσών	2005	RO (SW)	500		
Δήμος Πόρου	2006	RO (BW)	1000	0,2	0,3

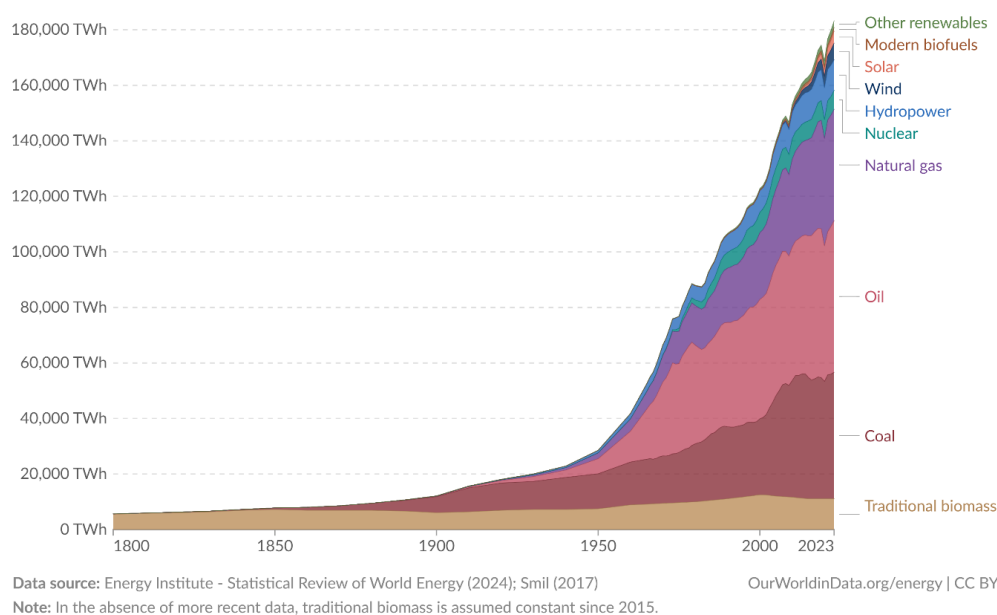
Πίνακας 2.3: Τεχνικά χαρακτηριστικά και κόστη μονάδων αφαλάτωσης RO στα ελληνικά νησιά του Αιγαίου (Καραχάλιου, 2010)

Επιπλέον, σύμφωνα με προηγούμενες έρευνες που έγιναν για διάφορα νησιά του Αιγαίου (π.χ., Μήλος), η επίδραση των ανανεώσιμων πηγών στο κόστος του νερού γενικά είναι αρνητική, αφού το κόστος αυξάνεται σε μικρό βαθμό. Αυτό οφείλεται στο σχετικά χαμηλό κόστος της συμβατικής ενέργειας, στο υψηλό ακόμη κόστος της ανανεώσιμης ενέργειας και, τέλος, στους νομικούς περιορισμούς για την πώληση του πλεονάσματος ανανεώσιμης ενέργειας. Σε επίπεδο ενσωμάτωσης 20%, η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αυξάνει το κόστος του νερού. Σε πλήρη ενσωμάτωση 100%, το σύστημα μετατροπής αιολικής ενέργειας οδηγεί σε σταθερό κόστος νερού, γεγονός που καθιστά αυτή τη λύση βιώσιμη, καθώς εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου στην περιοχή.

Αντίθετα για τα φωτοβολταϊκά, με 100% ενσωμάτωση, η χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων οδηγεί σε υψηλό κόστος νερού, παρόλο που αυξάνεται το ενεργειακό πλεόνασμα και το κέρδος από αυτό μειώνει το κόστος νερού, το οποίο όμως παραμένει υψηλότερο σε σχέση με την περίπτωση χωρίς φωτοβολταϊκά. (Kartalidis et al., 2011).

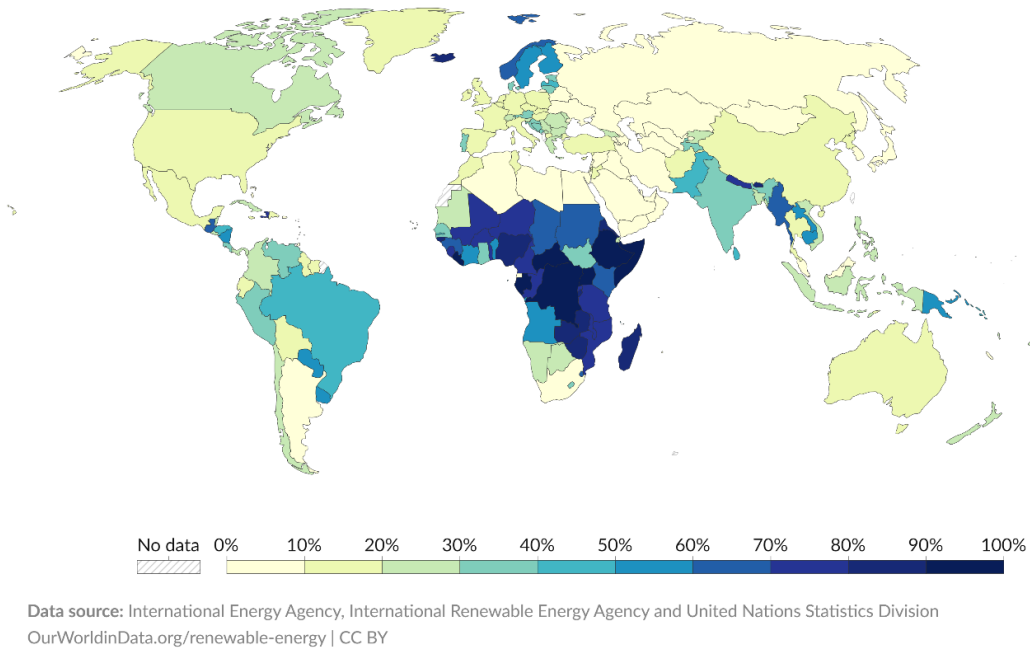
2.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.)

Η συνεχής αύξηση του παγκόσμιου πληθυσμού συνεπάγεται και αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια. Παρατίθεται παρακάτω διάγραμμα της χρονικής εξέλιξης της ζήτησης για λόγους οπτικοποίησης. Σήμερα, σχεδόν κάθε ανθρώπινη δραστηριότητα απαιτεί ενέργεια για να υλοποιηθεί.



Εικόνα 2.7: Χρονική εξέλιξη της παγκόσμιας κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας ανά πηγή

Οι ενεργειακές πηγές διακρίνονται γενικά σε ανανεώσιμες και μη ανανεώσιμες. Είναι γνωστό ότι η χρήση των ορυκτών καυσίμων αφήνει σοβαρό περιβαλλοντικό αποτύπωμα στο περιβάλλον. Σύμφωνα ακόμα με επιστημονικές έρευνες, αν η ενεργειακή κατανάλωση συνεχίσει να αυξάνεται με τους ίδιους ρυθμούς, τα αποθέματα πετρελαίου, άνθρακα και φυσικού αερίου κινδυνεύουν να εξαντληθούν σε περίπου 12, 87 και 17 έτη, αντίστοιχα. Αυτό σημαίνει ότι ο άνθρακας θα είναι διαθέσιμος έως το 2112 και θα είναι το μόνο ορυκτό καύσιμο που θα απομείνει μετά το 2042. Είναι προφανές επομένως, πως η αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών πρέπει να τεθεί ως προτεραιότητα και στόχος όλων των χωρών. Παρατίθεται στη συνέχεια ένας χάρτης που απεικονίζει το ποσοστό της ενέργειας που καταναλώθηκε ανά χώρα το 2021 και προερχόταν από ανανεώσιμες πηγές.



Εικόνα 2.8: Ποσοστά ενέργειας που καταναλώθηκαν το 2021 προερχόμενα από ανανεώσιμες πηγές

Ακολουθεί μία σύντομη αναφορά στις έξι συχνότερες ΑΠΕ που εφαρμόζονται παγκοσμίως σήμερα. Στην παρούσα έκθεση θα ασχοληθούμε μόνο με τις δύο πρώτες, καθώς έχουν κατασκευαστεί ήδη εγκαταστάσεις αξιοποίησής τους στο νησί και μια πιθανή επέκταση των υφιστάμενων αιολικών/φωτοβολταϊκών πάρκων θα είναι σίγουρα οικονομικότερη αλλά και γρηγορότερη λύση από την κατασκευή μιας οποιασδήποτε νέας εγκατάστασης από το μηδέν. Κάποια από τα ενεργειακά συστήματα των υπόλοιπων πηγών επίσης βρίσκονται ακόμα σε πειραματικό στάδιο ή η περιοχή εγκατάστασης δε διαθέτει επαρκείς ποσότητες από τις πρώτες ύλες που χρησιμοποιούν (θαλάσσια, γεωθερμία, βιοενέργεια).

2.2.1 Ηλιακή Ενέργεια

Η ηλιακή ενέργεια προέρχεται από το φως και τη θερμότητα του ήλιου. Παράγεται είτε μέσω φωτοβολταϊκών πλαισίων (Φ/Β), που μετατρέπουν απευθείας την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρισμό, είτε μέσω των συστημάτων συγκεντρωτικής ηλιακής ενέργειας (CSP - θερμική), όπου καθρέφτες συγκεντρώνουν την ακτινοβολία για να θερμάνουν υγρά και ο παραγόμενος ατμός κινεί τουρμπίνες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα πρώτα είναι πιο διαδεδομένα επειδή είναι κατάλληλα τόσο για ατομική όσο και για μεγάλης κλίμακας χρήση και αναμένεται να διαδραματίσουν βασικό ρόλο στο ενεργειακό μέλλον.

Η ηλιακή ενέργεια πρακτικά δεν εξαντλείται και θεωρητικά θα μπορούσε να αντικαταστήσει τα ορυκτά καύσιμα, καλύπτοντας τις παγκόσμιες ανάγκες. Σύμφωνα με το Παγκόσμιο Συμβούλιο Ενέργειας, η ενέργεια που προσφέρει ο ήλιος υπερβαίνει κατά 7500 φορές την ετήσια παγκόσμια κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας. Επιπλέον, είναι καθαρή, δεν ρυπαίνει το περιβάλλον, δεν βλάπτει τον άνθρωπο και είναι προσβάσιμη παντού, ενισχύοντας την ενεργειακή ασφάλεια.

Ωστόσο, μόνο περίπου το 0.04% της ενέργειας που χρησιμοποιείται σήμερα προέρχεται από τον ήλιο. Αυτό οφείλεται κυρίως στο υψηλό αρχικό κόστος εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών πλαισίων και των συστημάτων αποθήκευσης, παρότι η τεχνολογία έχει βελτιωθεί και το κόστος έχει μειωθεί σημαντικά.

2.2.2 Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια παράγεται μετατρέποντας την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική και έπειτα σε ηλεκτρική, μέσω ανεμογεννητριών (Α/Γ). Ο άνεμος περιστρέφει τα πτερύγια και αυτά κινούν μία συνδεδεμένη τουρμπίνα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγόμενη ποσότητα ενέργειας εξαρτάται από το μέγεθος της ανεμογεννήτριας και το μήκος των πτερυγίων της. Στην Ευρώπη, μόνο το 2019 εγκαταστάθηκαν 15.4 GW νέων αιολικών μονάδων, καλύπτοντας το 15% των αναγκών της Ευρωπαϊκής Ένωσης σε ηλεκτρική ενέργεια.

Ο άνεμος είναι διαθέσιμος σχεδόν παντού, γεγονός που καθιστά την αιολική ενέργεια σταθερή και ασφαλή επιλογή. Δεν εκπέμπει αέρια του θερμοκηπίου, δεν βλάπτει τον άνθρωπο, έχει ίσως το χαμηλότερο περιβαλλοντικό αποτύπωμα και μπορεί να συμβάλει στην οικονομική ανάπτυξη αγροτικών περιοχών. Επίσης, θεωρείται ως η φιλικότερη πηγή ενέργειας προς το ζωικό περιβάλλον.

Ωστόσο, παρουσιάζει και κάποιες αρνητικές επιπτώσεις, όπως παρεμβολές στα μεταναστευτικά πουλιά, θόρυβο, οπτική όχληση και πιθανή παρεμβολή στις τηλεπικοινωνίες.

2.2.3 Γεωθερμική Ενέργεια

Η γεωθερμική ενέργεια προέρχεται από τη θερμότητα του υπεδάφους που καταλήγει στην επιφάνεια μέσω φυσικών διαδικασιών, όπως οι υδροφόροι ατμοί και τα θερμά νερά. Οι εφαρμογές αξιοποίησής της περιλαμβάνουν γεωθερμικές αντλίες θερμότητας, τηλεθέρμανση και υδροθερμικές δεξαμενές, ενώ νέα συστήματα όπως οι ενισχυμένες γεωθερμικές τεχνολογίες (EGS) βρίσκονται σε ερευνητικό στάδιο.

Η γεωθερμία είναι αξιόπιστη, οικονομικά αποδοτική και φιλική προς το περιβάλλον. Έχει μεγάλη ενεργειακή δυναμικότητα και μπορεί να βελτιώσει την ενεργειακή ασφάλεια και την ποιότητα ζωής.

Εντούτοις, δεν έχουν όλες οι περιοχές του πλανήτη ίσα γεωθερμικά αποθέματα και υπάρχουν ανησυχίες για την εξάντληση και την υπερεκμετάλλευσή τους. Παρόλο που οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου είναι μικρότερες σε σύγκριση με αυτές των ορυκτών καυσίμων, δεν είναι μηδενικές. Τέλος, τα γεωθερμικά συστήματα απαιτούν υψηλό κόστος αρχικής εγκατάστασης.

2.2.4 Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Η υδροηλεκτρική ενέργεια βασίζεται στην κίνηση του νερού για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Υπάρχουν υδροηλεκτρικά έργα με ή χωρίς φράγματα και δεξαμενές. Τα φράγματα παρέχουν υψηλή αποθηκευτικότητα νερού και ενεργειακή απόδοση, ενώ τα έργα χωρίς φράγματα είναι πιο φιλικά προς το περιβάλλον και κατάλληλα για μικρότερες ανάγκες.

Η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι καθαρή, δεν παράγει ρύπους ή απόβλητα, είναι αξιόπιστη και ο βαθμός απόδοσης μετατροπής της μπορεί να αγγίξει το 90%. Η παραγωγή ηλεκτρισμού γίνεται γρήγορα, με χαμηλά λειτουργικά κόστη και βοηθάει στην τόνωση της κοινωνικοοικονομικής κατάστασης των εξυπηρετούμενων περιοχών. Αποτελεί τη βασικότερη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, καλύπτοντας το 97% της αντίστοιχης παραγωγής.

Ωστόσο, ενδέχεται να επηρεάσει τα υδάτινα οικοσυστήματα και απαιτεί παρακολούθηση της ποιότητας των υδάτων. Η παραγωγή εξαρτάται από τα επίπεδα βροχόπτωσης, κάτι που σημαίνει ότι δεν θα είναι το ίδιο αποδοτική σε περιοχές με συχνή ξηρασία, και οι αρχικές επενδύσεις είναι υψηλές.

2.2.5 Ενέργεια των Ωκεανών

Η ενέργεια των ωκεανών προέρχεται από την αλληλεπίδραση του ανέμου με τα κύματα και διακρίνεται σε έξι τύπους: κυματική ενέργεια, παλιρροιακό φάσμα, παλιρροιακά ρεύματα, ρεύματα ωκεανών, θερμική ενέργεια ωκεανών και διαφορές αλατότητας. Η πιο διαδεδομένη μορφή είναι η κυματική ενέργεια, όπου ισχυρά κύματα συλλαμβάνονται από μετατροπείς για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ενέργεια των ωκεανών είναι καθαρή, χωρίς έκλυση διοξειδίου του άνθρακα, προβλέψιμη, άφθονη και πάντα διαθέσιμη.

Παρόλα αυτά, η τεχνολογία της βρίσκεται ακόμα σε πρώιμο στάδιο και απαιτούνται περαιτέρω μελέτες, ειδικά για τις κοινωνικοοικονομικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Επιπλέον, το κόστος των απαραίτητων τεχνολογιών είναι ακόμη υψηλό.

2.2.6 Βιοενέργεια

Η βιοενέργεια προέρχεται από τη μετατροπή βιομάζας- δηλαδή από γεωργικά προϊόντα, υπολείμματα καλλιεργειών, αστικά ή βιομηχανικά απόβλητα, εκπομπές μεθανίου από χωματερές, ενώ σήμερα έχουν σχεδιασθεί τεχνολογίες για τη μετατροπή ακόμα και υγρών βιοκαυσίμων, βιοαερίου και αποβλήτων διυλιστηρίων.

Άλλες εφαρμογές της βιοενέργειας εκτός της ηλεκτροπαραγωγής είναι η θέρμανση και οι μεταφορές. Η βιοενέργεια συμβάλλει σε μεγάλο βαθμό στην παγκόσμια παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας, αφού μπορεί να αξιοποιηθεί παντού και θεωρείται ανθρακικά ουδέτερη, καθώς δεν προσθέτει καθαρό CO₂ στην ατμόσφαιρα. Μπορεί, επίσης, να ενισχύσει την απασχόληση και την οικονομική ανάπτυξη σε αγροτικές και αναπτυσσόμενες περιοχές.

Τα μειονεκτήματα της, για τα οποία μπορούν να υπάρξουν λύσεις περιορισμού τους, περιλαμβάνουν μικρότερη ενεργειακή απόδοση σε σύγκριση με αυτήν των ορυκτών καυσίμων και σοβαρές περιβαλλοντικές επιπτώσεις παρόλης της ανθρακικής ουδετερότητας, όπως αποψίλωση και ποιοτική υποβάθμιση του εδάφους.

2.3 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συστήματα αφαλάτωσης

Πέρα από τους προαναφερόμενους λόγους υπέρ της γενικής αξιοποίησης ανανεώσιμων ενεργειακών πηγών, υπάρχουν και επιπλέον για τη χρήση τους συγκεκριμένα στον ενεργειακό εφοδιασμό μονάδων αφαλάτωσης, οι οποίοι είναι οι εξής:

- Οι άνυδρες περιοχές είναι συχνά απομακρυσμένες, παράκτιες ή μικρά νησιά, όπου η παροχή συμβατικής ενέργειας δεν είναι εφικτή ή είναι δύσκολη στην υλοποίηση ή πολύ κοστοβόρα, αλλά υπάρχουν διαθέσιμες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Σε αυτές τις περιπτώσεις, οι ΑΠΕ αποτελούν την καλύτερη επιλογή για την ενεργειακή αυτονομία συστημάτων αφαλάτωσης.
- Τους καλοκαιρινούς μήνες, που έχουμε τη μέγιστη ζήτηση νερού λόγω της εποχιακής λειψυδρίας και της τουριστικής περιόδου, υπάρχει επίσης αύξηση της διαθεσιμότητας των ΑΠΕ και συγκεκριμένα της ηλιακής ενέργειας λόγω συνεχόμενης ηλιοφάνειας.
- Η λειτουργία και η συντήρηση των συστημάτων ΑΠΕ και μονάδων αφαλάτωσης σε απομονωμένες περιοχές είναι συχνά πιο εύκολη σε σχέση με τα συμβατικά συστήματα ενέργειας.
- Προάγεται η βιώσιμη κοινωνικοοικονομική ανάπτυξη μέσω της χρήσης τοπικών πόρων.

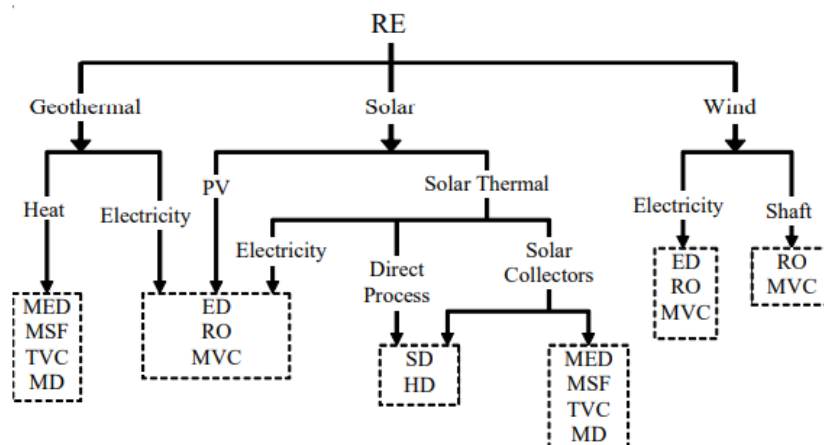
- Οι ΑΠΕ επιτρέπουν τη διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας και εξαλείφουν την εξάρτηση από εξωτερικές πηγές. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για τις λιγότερο ανεπτυγμένες χώρες που αντιμετωπίζουν σοβαρά προβλήματα λειψυδρίας.

Παρόλα αυτά, τα πλεονεκτήματα αυτά δεν εκφράζουν την πραγματική κατάσταση που επικρατεί στη σημερινή εποχή για τα συστήματα αφαλάτωσης. Μέχρι το 2016, μόνο το 1% της παγκόσμιας δυναμικότητας αφαλάτωσης προερχόταν από ΑΠΕ, σε μονάδες αφαλάτωσης μικρής κλίμακας. Οι λόγοι του πολύ χαμηλού ποσοστού εφαρμογής αφορούν σε διάφορα αίτια:

- Ενώ οι δύο μεμονωμένες τεχνολογίες, της μετατροπής ενέργειας των ΑΠΕ και της αφαλάτωσης, θεωρούνται αρκετά ώριμες σε διαφορετικά επίπεδα, ο τεχνολογικός συνδυασμός τους δεν έχει ερευνηθεί αρκετά ώστε να βρεθεί η βέλτιστη λύση σε κάθε περίπτωση από άποψη αποδοτικότητας, όγκου και κόστους.
- Η αξιοποίηση των ΑΠΕ και η ανάπτυξη μονάδων αφαλάτωσης απαιτούν ακόμα υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης, παρόλο που οι τιμές των επιμέρους εξαρτημάτων μειώνονται διαρκώς.
- Οι ΑΠΕ και ειδικότερα η ηλιακή και η αιολική δεν είναι συνέχεια διαθέσιμες, κάτι που περιορίζει τη μέγιστη εκμετάλλευσή τους ανά ώρα. Επίσης, σε κάποιες περιπτώσεις περιοχών λειψυδρίας, οι περιοχές αυτές δεν διαθέτουν επαρκείς ποσότητες ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να καταφεύγουν στα ορυκτά καύσιμα.
- Εκτός από την πιθανότητα έλλειψης ΑΠΕ, σε πολλές απομονωμένες και λιγότερο ανεπτυγμένες περιοχές δεν υπάρχουν οι απαραίτητες υποδομές και τεχνική υποστήριξη για την αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ.

Καταλήγοντας, η σύνδεση των εναλλακτικών πηγών ενέργειας με έργα αφαλάτωσης αποτελεί μία σύγχρονη τεχνολογία με αυξανόμενο ενδιαφέρον, σίγουρες προοπτικές ανάπτυξης αλλά και αρκετά περιθώρια βελτίωσης.

Δεν είναι, όμως, όλες οι μορφές ΑΠΕ κατάλληλες για ενεργειακό εφοδιασμό μονάδων αφαλάτωσης. Οι τρεις καταλληλότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι η ηλιακή (φωτοβολταϊκή και θερμική), η αιολική και η γεωθερμική ενέργεια. Οι θερμικές πηγές ενέργειας (γεωθερμική και θερμική ηλιακή) χρησιμοποιούνται κυρίως σε μονάδες αφαλάτωσης μέσω απόσταξης, ενώ η αιολική και η φωτοβολταϊκή ηλιακή ενέργεια συνδυάζονται συχνότερα με μονάδες RO. Οι συνδυασμοί αυτοί φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα και έχουν προκύψει με βάση ποιο είδος ενέργειας (θερμική ή μηχανική) είναι συμβατότερο με τις βασικές μεθόδους επεξεργασίας.



Εικόνα 2.9: Πιθανοί τεχνολογικοί συνδυασμοί ΑΠΕ και συστημάτων αφαλάτωσης (Mathioulakis et al., 2007)

Συνολικά, η πλέον χρησιμοποιούμενη ΑΠΕ είναι η ηλιακή, με ποσοστό που φτάνει τα 70%, γιατί η ενέργεια είναι πιο προβλέψιμη, εύκολα ελεγχόμενη, άφθονη και μετατρέπεται απευθείας στα φωτοβολταϊκά κύτταρα σε ηλεκτρική, ενώ το 62% των μονάδων αφαλάτωσης με ΑΠΕ είναι αντίστροφης ώσμωσης. Στην Ισπανία, Ιταλία και Σαουδική Αραβία έχουν κατασκευαστεί επιτυχημένες μονάδες αφαλάτωσης θαλασσινού νερού με φωτοβολταϊκά. Ακόμα, στην Ισπανία, η οποία είναι η πιο ανεπτυγμένη ευρωπαϊκή χώρα στον τομέα της αφαλάτωσης, έγινε προσπάθεια χρήσης αιολικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, δημιουργήθηκε αιολικό πάρκο τεσσάρων ανεμογεννητριών στις Κανάριες Νήσους, αποκλειστικά για την τροφοδοσία μονάδας RO δυναμικότητας 5000 m³/day πόσιμου νερού. Επειδή η αιολική ενέργεια είναι απρόβλεπτη και παρουσιάζει διακυμάνσεις κατά τη διάρκεια ενός έτους, σε περιόδους ελλείμματος η μονάδα προμηθεύεται αναγκαστικά ενέργεια από το συμβατικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ σε περιόδους υπερπλήρωσης ενέργειας η περίσσεια διοχετεύεται στο δίκτυο. Το 2004, το 57% της απαιτούμενης ενέργειας της μονάδας καλύφθηκε από τις ανεμογεννήτριες, ενώ το 95% της παραγόμενης ενέργειας διοχετεύτηκε στο δίκτυο.

2.4 Τεχνολογίες άντλησης νερού

2.4.1 Φυγοκεντρικές αντλίες

Το πόσιμο νερό που παράγεται από τις μονάδες αφαλάτωσης αποθηκεύεται σε δεξαμενές τοποθετημένες σε πολλαπλά σημεία καθ' όλης της έκτασης του νησιού, για τη γρήγορη διάθεση ύδατος σε κάθε οικισμό. Οι δεξαμενές αυτές είναι κατασκευασμένες σε αρκετά μεγάλα υψόμετρα εδάφους (το μανομετρικό τους ύψος κυμαίνεται από 20m έως και 400m). Για να ανέβει το νερό σε τέτοια ύψη απαιτείται η χρήση αντλιών. Σε αυτή την περίπτωση, ο τύπος αντλιών που εφαρμόζεται κατά κόρων είναι οι φυγοκεντρικές ή αλλιώς ακτινικές αντλίες. Παρακάτω θα εξετάσουμε τα χαρακτηριστικά αυτού του τύπου αντλιών.

Η φυγοκεντρική αντλία είναι μια διάταξη μετατροπής της μηχανικής ενέργειας σε υδραυλική. Αναλυτικότερα, το νερό εισέρχεται στη συσκευή μέσω ενός ακροφυσίου, αυξάνεται η κινητική του ενέργεια με την περιστροφή του στην πτερωτή και τελικά επιβραδύνεται σε έναν σπειροειδή θάλαμο ή διαχύτη, ενώ ταυτόχρονα η υδραυλική του πίεση και το μανομετρικό ύψος αυξάνονται. Υπάρχουν διάφορες κατηγορίες φυγοκεντρικών αντλιών, η κάθε μία σχεδιασμένη για διαφορετική βιομηχανική εφαρμογή:

- Κάθετες και οριζόντιες φυγοκεντρικές αντλίες αξονικής και μικτής ροής.
- Κάθετες και οριζόντιες φυγοκεντρικές αντλίες ακτινικής ροής.
- Ηλεκτροκίνητες, κινητήριες με κινητήρα εσωτερικής καύσης και υδραυλικά κινούμενες φυγοκεντρικές αντλίες.
- Αντλίες μονής και πολλαπλών βαθμίδων: Οι πολυβάθμιες αντλίες χρησιμοποιούνται όταν απαιτείται υψηλή πίεση, αλλά δεν ενδείκνυνται για υψηλή υδατική παροχή. Αποτελούνται από πολλές πτερωτές (βαθμίδες) στη σειρά, όπου κάθε βαθμίδα αυξάνει σταδιακά την πίεση του υγρού.
- Κάθετες φυγοκεντρικές αντλίες τύπου τουρμπίνας και τύπου φρεατίου.
- Υποβρύχιες φυγοκεντρικές αντλίες.

Για μεταφορά νερού από μονάδα αφαλάτωσης σε δεξαμενές αποθήκευσης, επιλέγονται κυρίως οι μονοβάθμιες ή οι πολυβάθμιες αντλίες, αναλόγως του μανομετρικού ύψους των δεξαμενών και της υδατικής ροής. Οι μονοβάθμιες φυγοκεντρικές αντλίες εφαρμόζονται για υψηλή παροχή πόσιμου ύδατος (περίπου από 200 m³/h και άνω) και χαμηλή μανομετρική διαφορά (κάτω από 50 m περίπου) και στις υπόλοιπες περιπτώσεις μπαίνουν πολυβάθμιες αντλίες.

Οι φυγοκεντρικές αντλίες εμφανίζουν αρκετά υψηλή αποδοτικότητα, δηλαδή επιτυγχάνουν τη μετατροπή μεγάλου ποσοστού αρχικής ενέργειας. Η απόδοση των αντλιών μεσαίου και μεγάλου μεγέθους κυμαίνεται συνήθως από 75% έως και 90%, ενώ για μικρότερες αντλίες είναι 50% με 70% κατά μέσο όρο. Όλες οι φυγοκεντρικές αντλίες χαρακτηρίζονται από ένα Σημείο Βέλτιστης Απόδοσης (Best Efficiency Point), στο οποίο η απόδοση, η αποτελεσματικότητα και η αξιοπιστία τους μεγιστοποιούνται. Όσο η λειτουργία της απομακρύνεται από αυτό το σημείο, το μη υδροδυναμικά ισορροπημένο φορτίο μεγαλώνει και γίνεται μέγιστο στο σημείο αποκοπής της λειτουργίας (shutoff point). Η απόδοση των φυγοκεντρικών αντλιών μπορεί να μειωθεί σταδιακά από αρκετούς παράγοντες:

- Τη θερμότητα που παράγεται από τις ταινίες στεγανοποίησης (packing).
- Την τριβή μεταξύ των δακτυλίων της περρωτής.
- Την επανακυκλοφορία με χρήση γραμμής bypass από την εκροή στην αναρρόφηση της αντλίας.
- Τη σχεδίαση διπλού σπειροειδούς θαλάμου.
- Τον περιορισμό της εκροής με χρήση βαλβίδας στραγγαλισμού.
- Τη διάβρωση των εσωτερικών διόδων της αντλίας με αποτέλεσμα τον στροβιλισμό του υγρού.
- Εμπόδια ή παρεμβολές στις σωληνώσεις (όπως ξένα σώματα ή ιζήματα).
- Την υπερβολική λίπανση των εδράνων.

2.4.2 Μετατροπείς μεταβλητής συχνότητας VFDs

Οι αντλίες καταναλώνουν σημαντικό ποσοστό της συνολικής ενεργειακής ζήτησης μιας βιομηχανικής εγκατάστασης. Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (IEA) εκτίμησε πως το 2020 τα συστήματα άντλησης κατανάλωσαν περίπου 2000-2500 TWh. Αυτό αντιστοιχεί στο 8-10% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αν και στο ποσοστό αυτό περιλαμβάνονται και άλλα συστήματα, όπως ανεμιστήρες και συμπιεστές. Για τον περιορισμό της κατανάλωσης ενέργειας από αντλίες έχουν εφευρεθεί οι μετατροπείς μεταβλητής ταχύτητας (Variable Speed Drives) ή, καλύτερα, οι μετατροπείς μεταβλητής συχνότητας (Variable Frequency Drives).

Ο VFD είναι μια συσκευή ελέγχου που τροποποιεί την ταχύτητα, την τάση και τη συχνότητα του κινητήρα ανάλογα με το απαιτούμενο φορτίο ρεύματος. Η διαδικασία περιλαμβάνει τη μετατροπή του εναλλασσόμενου ρεύματος AC σε συνεχές DC μέσω ανορθωτή, τη δημιουργία μεταβλητής συχνότητας AC μέσω ενός μετατροπέα (inverter) και έλεγχο της ταχύτητας και της ροπής του κινητήρα. Οι VFDs είναι κατάλληλοι για εφαρμογές με κινητήρες AC, όπως αντλίες, ανεμιστήρες και συμπιεστές. Καταναλώνουν επίσης μόνο την ενέργεια που απαιτείται για την κάλυψη του εκάστοτε φορτίου. Έτσι, τα συστήματα με κινητήρες VFD απαιτούν λιγότερη συντήρηση και επιτυγχάνουν μεγαλύτερη ακρίβεια και απόδοση.

Από την άλλη, ο όρος VSD αναφέρεται σε ένα ευρύτερο φάσμα συσκευών που ελέγχουν την ταχύτητα τόσο των κινητήρων AC όσο και DC. Οι VSDs περιλαμβάνουν, επομένως, τους VFDs για κινητήρες AC, τους ελεγκτές τάσης για κινητήρες DC αλλά και άλλα μηχανικά συστήματα, όπως τους υδραυλικούς μετατροπείς. Η ενεργειακή τους απόδοση και η ακρίβεια ελέγχου της ταχύτητας μεταβάλλεται από σύστημα σε σύστημα.

Οι VFDs θεωρούνται ένα πολύ σημαντικό εργαλείο για την εξοικονόμηση ενέργειας στις βιομηχανίες, καθώς έχει αποδειχθεί ότι ένας απλός VFD μπορεί να ελαττώσει την απαιτούμενη ενέργεια κατά 5-15% κάτω από οποιεσδήποτε συνθήκες, αλλά έχουν παρατηρηθεί και περιπτώσεις όπου η μείωση της ενέργειας άγγιξε το 65%. Επιπρόσθετα, φαίνεται πως η επιτυχημένη μείωση της ενέργειας καλύπτει γρήγορα το αρχικό κόστος εγκατάστασης ενός VFD, αλλά και επιμηκύνεται ο χρόνος ζωής του ίδιου του κινητήρα μέσω της μείωσης της καταπόνησής του από κραδασμούς. Το ποσοστό

μείωσης της κατανάλωσης ενέργειας επηρεάζεται, εκτός από τη συχνότητα της συντήρησης, και από τον τρόπο εγκατάστασης της συσκευής. Μια λανθασμένη εγκατάσταση συνεπάγεται λιγότερο αποδοτικό έλεγχο ταχύτητας, υψηλότερες απώλειες ισχύος, αλλά και περισσότερες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Παρά, όμως, την πολύ αποτελεσματική τους επίδοση, οι VFDs αποτελούν μια καινούρια τεχνολογία και δεν έχουν υιοθετηθεί ακόμη από την πλειοψηφία των σχετικών βιομηχανιών λόγω του αρχικού κόστους εγκατάστασής τους.

Καταλήγοντας, οι VFDs μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε όλους τους κινητήρες με μεταβλητό φορτίο, όμως συνιστάται ιδιαίτερα η χρήση τους σε κινητήρες υψηλής ονομαστικής ισχύος και μεγάλου εύρους ταχυτήτων, για τους οποίους μεγιστοποιείται η εξοικονόμηση ενέργειας και το αρχικό κόστος επένδυσης καλύπτεται εξαιρετικά γρήγορα.

2.5 Αποθήκευση ενέργειας μέσω αντλησιοταμίευσης

2.5.1 Βασικές αρχές συστημάτων αντλησιοταμίευσης

Ένας εύκολος τρόπος παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση υφιστάμενων δεξαμενών αποθήκευσης νερού είναι η αντλησιοταμίευση (Pumped Hydro Storage). Ο όρος αντλησιοταμίευση περιγράφει ένα υδροηλεκτρικό σύστημα αποτελούμενο από δύο δεξαμενές, η κάθε μία κατασκευασμένη σε διαφορετικό υψόμετρο, συνδεδεμένες όμως και οι δύο με την ίδια συσκευή, η οποία, αναλόγως της ροής του νερού, λειτουργεί, αφενός ως αντλία και αφετέρου ως υδροστρόβιλος. Η διάταξη αυτή έχει σχεδιασθεί για δύο φάσεις λειτουργίας, που εναλλάσσονται μέσω ενός συστήματος μεταγωγής (conversion block):

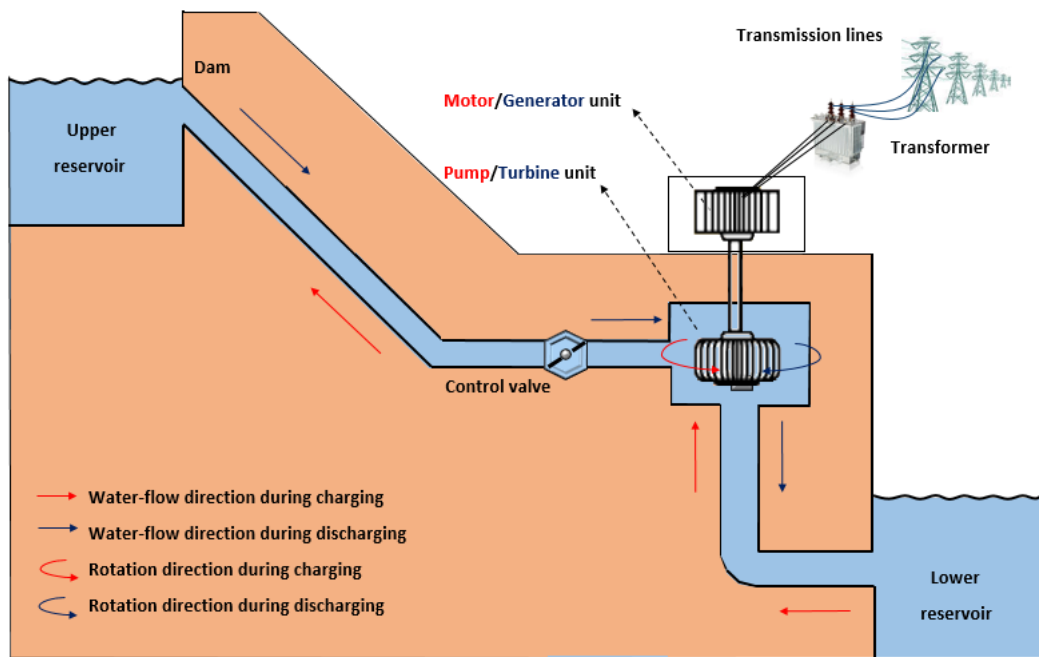
- **1^η φάση:** Ροή του νερού από την ψηλότερη δεξαμενή στη χαμηλότερη και περιστροφή του ενδιάμεσου υδροστροβίλου, ο οποίος κινεί μια συνδεδεμένη γεννήτρια με αποτέλεσμα την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- **2^η φάση:** Ροή του νερού από τη χαμηλότερη δεξαμενή στην ψηλότερη με ενεργοποίηση της ενδιάμεσης αντλίας και αποθήκευση υδροδυναμικής ενέργειας.

Η λειτουργία της αντλησιοταμίευσης μπορεί να κατανοηθεί καλύτερα με τη βοήθεια του παρακάτω σχηματικού διαγράμματος.

Επιπλέον, υπάρχουν δύο τύποι αντλησιοταμίευσης:

- Ανοιχτού βρόγχου (open-looped), όπου τουλάχιστον ένας από τους δύο ταμιευτήρες επικοινωνεί συνεχώς με φυσικό υδάτινο σώμα.
- Κλειστού βρόγχου (closed-looped), όπου δεν υπάρχει σύνδεση με εξωτερική υδάτινη πηγή.

Η αντλησιοταμίευση προσφέρει τη δυνατότητα επαρκούς διαχείρισης των ενεργειακών πόρων μιας περιοχής, συνήθως χωρίς να επηρεάζεται από τη διαθεσιμότητα νερού. Τα μειονεκτήματα των υφιστάμενων συστημάτων αντλησιοταμίευσης, όμως, είναι η περιορισμένη διάρκεια αποθήκευσης της ενέργειας (συνήθως μία ημέρα) και η αναγκαιότητα συγκεκριμένων γεωλογικών συνθηκών για την κατασκευή μεγάλων ταμιευτήρων.



Εικόνα 2.10: Σχηματικό διάγραμμα της λειτουργίας της αντλησιοταμίευσης (Nikolaidis & Poullikkas, 2017)

2.5.2 Αξιοποίηση υδρευτικών δεξαμενών ως μέσων αποθήκευσης ενέργειας

Μια σχετικά νέα ιδέα, με περιορισμένο έως τώρα πεδίο εφαρμογής, η οποία εντάσσεται στο δεσμό νερού-ενέργειας, είναι η αξιοποίηση των συνιστωσών αποθήκευσης νερού κατά μήκος των υδροδοτικών συστημάτων (π.χ. δεξαμενές κεφαλής δικτύων διανομής), ταυτόχρονα και ως μέσων αποθήκευσης ενέργειας (Zheng & Sahraei-Ardakani, 2021).

Η παραπάνω ιδέα διερευνάται για το νησί της Σύρου, οι υφιστάμενες δεξαμενές του οποίου έχουν βεβαίως σχεδιαστεί μόνο για υδατική αποθήκευση και όχι για αντλησιοταμίευση. Αν και αυτή η λειτουργία φαντάζει πολύ απλούστερη, αποτελεί αναντικατάστατο στάδιο για τη μεγιστοποίηση της ενέργειας που μπορούμε να παραλάβουμε από τις ΑΠΕ, καθώς επιτρέπει στις μονάδες αφαλάτωσης να ενεργοποιούνται όποτε υπάρχει διαθεσιμότητα ανανεώσιμης ενέργειας και όχι μόνο όποτε χρειάζεται νερό το νησί. Οι οικισμοί, με τη σειρά τους, θα καταναλώνουν το νερό που είναι ήδη αποθηκευμένο στις δεξαμενές, συνεπώς δεν πρόκειται να μείνουν ποτέ χωρίς νερό, εκτός ίσως από εξαιρετικές περιπτώσεις βλάβης ή εκτεταμένων χρονικών διαστημάτων ζήτησης αιχμής. Με αυτόν τον τρόπο, επίσης, ελαχιστοποιείται η απαιτούμενη ενέργεια από το συμβατικό δίκτυο.

3 Η περιοχή μελέτης - Σύρος

3.1 Γενική περιγραφή

Η παρούσα διπλωματική εργασία διερευνά την εφαρμογή ενός καινοτόμου σχήματος ένταξης ΑΠΕ στο δίκτυο ύδρευσης της Σύρου. Η Σύρος αποτελεί το μεγαλύτερο σε πληθυσμό νησί των Κυκλάδων, με 20714 κατοίκους. Κατέχει κεντρική θέση στις Κυκλάδες, με συνολική έκταση 84 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Όπως τα περισσότερα νησιά του Αιγαίου πελάγους, παρουσιάζει έντονο και ξηρό ανάγλυφο, γεμάτο με ψηλούς λόφους, μικρές κοιλάδες και φυσικούς όρμους στις ακτές του. Σύμφωνα με την απογραφή του 2021, ο μισός περίπου πληθυσμός της Σύρου κατοικεί στην πρωτεύουσα του νησιού, την Ερμούπολη, η οποία αποτελεί επίσης πρωτεύουσα των Κυκλάδων και έδρα της διοικητικής περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου. Υπάρχουν ακόμα πολυάριθμοι οικισμοί σε όλη την έκταση του νησιού.

Από τον Μάρτιο μέχρι και τον Οκτώβριο κάθε χρόνου ο αριθμός των κατοίκων της αυξάνεται ραγδαία λόγω του τεράστιου πλήθους επισκεπτών που φιλοξενεί, με τις τουριστικές αφίξεις να μεγιστοποιούνται τον Αύγουστο, ο οποίος το 2023 άγγιξαν τις 75000 (3.75 φορές ο μόνιμος πληθυσμός της). Η μεγάλη επισκεψιμότητα είναι απολύτως κατανοητή, καθώς η Σύρος, εκτός από τις πανέμορφες παραλίες της, διαθέτει πλούσια ιστορία και σημαντική πολιτιστική κληρονομιά. Στη Σύρο γεννήθηκε ο Κυκλαδικός πολιτισμός, ένας από τους μεγαλύτερους πολιτισμούς της αρχαιοελληνικής περιόδου, ο οποίος γίνεται αντιληπτός ακόμα στα προϊστορικά χωριά Καστρί και Χαλανδριανή, ενώ ευρήματά του φυλάσσονται στο αρχαιολογικό μουσείο της Ερμούπολης. Επιπρόσθετα, ανάμεσα στα σοκάκια των οικισμών της Σύρου μπορεί κάποιος να θαυμάσει μια ποικιλία αρχιτεκτονικών υφών, όπως το μεσαιωνικό και ενετικό στην άνω Σύρο και το νεοκλασικό στην Ερμούπολη. Τέλος, η Σύρος αναπτύχθηκε ιδιαίτερα μετά την ελληνική επανάσταση και συγκεκριμένα από το 1826, με την εγκατάσταση Μικρασιατών και νησιωτών προσφύγων από μέρη όπως τα Ψαρά, τη Χίο, την Κάσο και την Κρήτη. Σήμερα το νησί είναι ένα ισχυρό ναυτικό και βιομηχανικό κέντρο της Ελλάδας.

Το βασικό πρόβλημα που αντιμετωπίζει η Σύρος, όπως και οι υπόλοιπες Κυκλάδες, είναι η μη διαθεσιμότητα φυσικών υδατικών πόρων. Δεν υπάρχει αρκετό επιφανειακό ή υπόγειο γλυκό νερό για την κάλυψη των αναγκών όλων των κατοίκων της, ενώ ένα μεγάλο μέρος των εναπομείναντων υπόγειων αποθεμάτων έχει υποστεί υφαλμύριση. Η λύση που εφαρμοζόταν από το κράτος για δεκαετίες (και εφαρμόζεται ακόμα σε μικρότερα νησιά) ήταν η μεταφορά πόσιμου νερού από την ηπειρωτική Ελλάδα με υδροφόρα πλοία. Το μέτρο αυτό όμως επέφερε πολύ υψηλή τιμή αγοράς του νερού, της τάξεως των 5-8€/m³, εξαιτίας του κόστους των ορυκτών καυσίμων των πλοίων. Έτσι, μονόδρομο αποτέλεσε η εφαρμογή συστημάτων αφαλάτωσης για την ύδρευση του νησιού, συγκεκριμένα αντίστροφης ώσμωσης τροφοδοτούμενα από συμβατικές πηγές ενέργειας. Το λειτουργικό κόστος του νερού σήμερα από τις διάφορες μονάδες αφαλάτωσης της Σύρου είναι της τάξεως των 0.4-1.25€/m³.

3.2 Υφιστάμενες συνθήκες - Δεδομένα

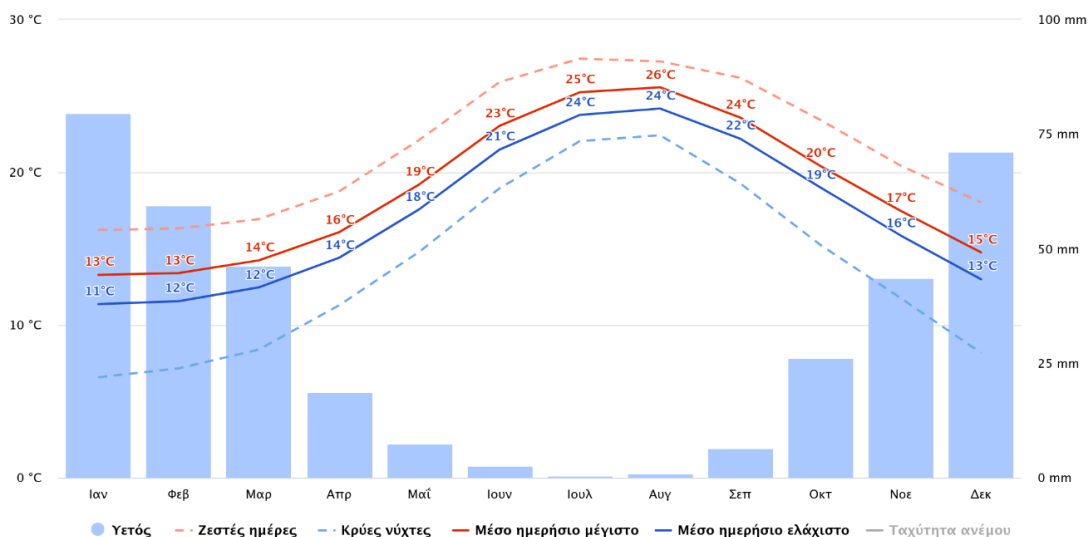
3.2.1 Κλιματικά δεδομένα

Για τη Σύρο υπάρχουν διαθέσιμα κλιματικά δεδομένα στο διαδίκτυο στη βάση δεδομένων PVGIS-SARAH3 του μετεωρολογικού σταθμού της Σύρου, η θέση του οποίου μπορεί να βρεθεί από τις συντεταγμένες (γεωγραφικό πλάτος 37.413, γεωγραφικό μήκος 24.917) και το υψόμετρο του

εδάφους του (105m). Εκτός από αυτά, διατίθενται στο διαδίκτυο τα ακόλουθα κλιματικά διαγράμματα, τα οποία βασίζονται σε 30 χρόνια ωριαίων προσομοιώσεων μοντέλων. Παρέχουν καλές ενδείξεις για τα τυπικά κλιματικά πρότυπα και τις αναμενόμενες καιρικές συνθήκες της Σύρου.

Σύρος

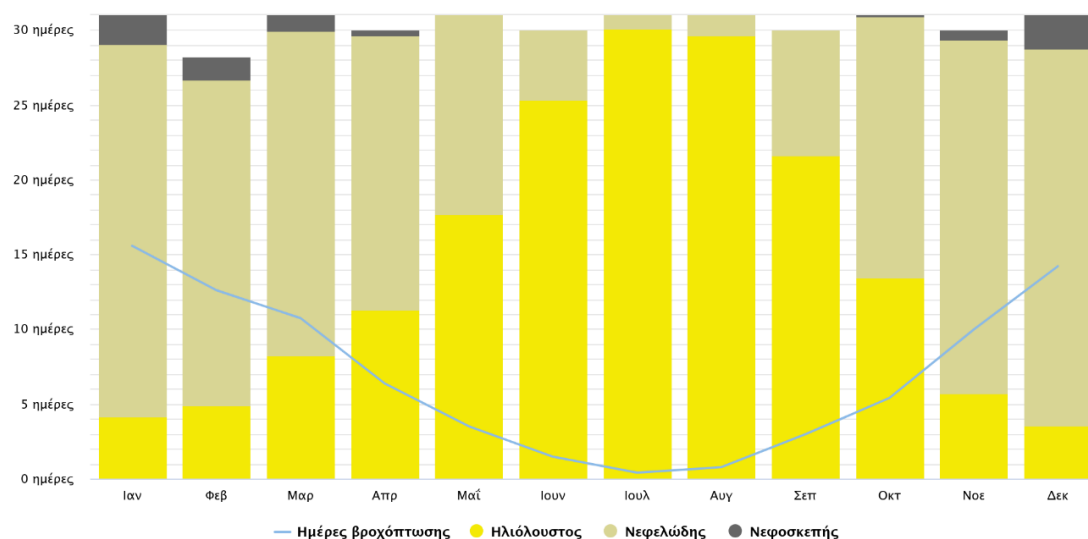
37.44°N, 24.92°E (211 μ. υψ.).
Μοντέλο: ERA5T.



Εικόνα 3.1: Μέσος όρος θερμοκρασιών και βροχοπτώσεων Σύρου ανά μήνα (διαδικτυακή πηγή: www.meteoblue.com)

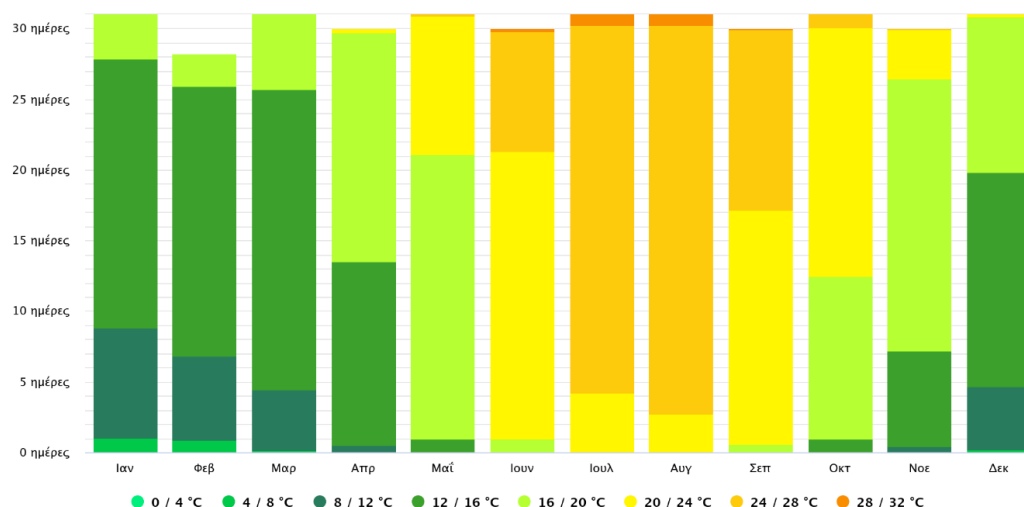
Σύρος

37.44°N, 24.92°E (211 μ. υψ.).
Μοντέλο: ERA5T.



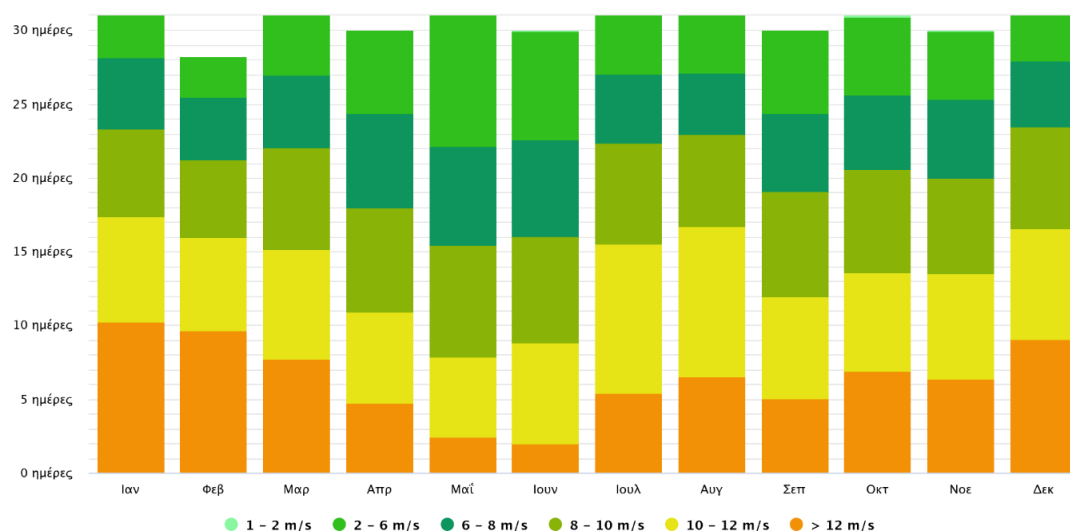
Εικόνα 3.2: Μέσες ημέρες ηλιοφάνειας Σύρου ανά μήνα (διαδικτυακή πηγή: www.meteoblue.com)

Σύρος
37.44°N, 24.92°E (211 μ. υψ.).
Μοντέλο: ERA5T.



Εικόνα 3.3: Μέγιστες θερμοκρασίες Σύρου ανά μήνα (διαδικτυακή πηγή: www.meteoblue.com)

Σύρος
37.44°N, 24.92°E (211 μ. υψ.).
Μοντέλο: ERA5T.



Εικόνα 3.4: Ταχύτητα ανέμου Σύρου ανά μήνα (διαδικτυακή πηγή: www.meteoblue.com)

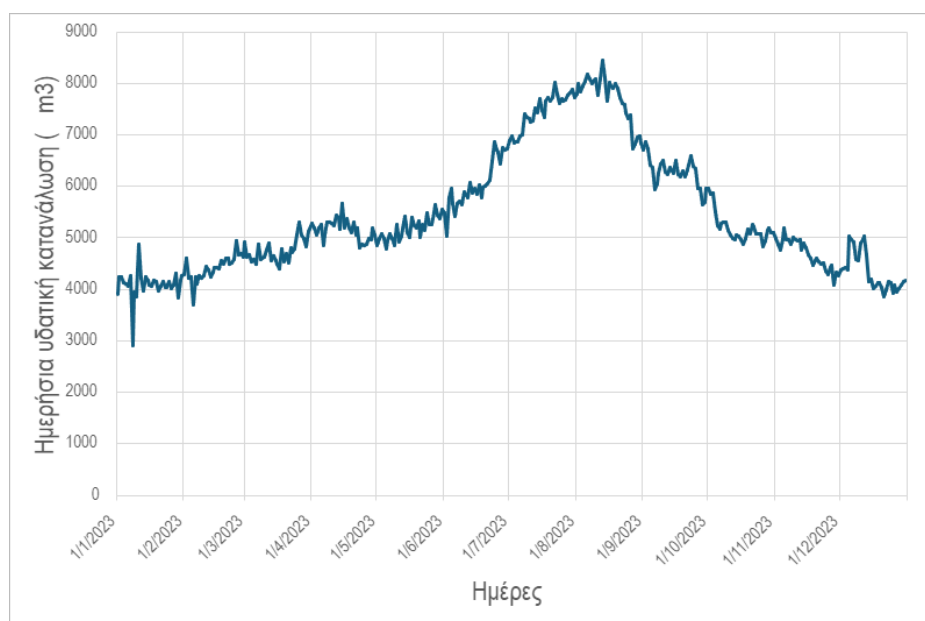
3.2.2 Πραγματικές υδατικές καταναλώσεις

Τα δεδομένα για την πραγματική ημερήσια υδατική κατανάλωση των κατοίκων του νησιού ελήφθησαν από το έργο RECREATE (Reliability and effectiveness of integrated alternative water resources management for regional climate change adaptation) του ερευνητικού προγράμματος Urban Water Management and Hydroinformatics Group του Τομέα Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι το 100% της κατανάλωσης νερού το 2023 χρησιμοποιήθηκε στην ύδρευση οικισμών και καθόλου στην άρδευση καλλιεργειών. Κατόπιν παρατίθεται πίνακας με τις μηνιαίες υδατικές καταναλώσεις (για λόγους συνοπτικής παρουσίασης),

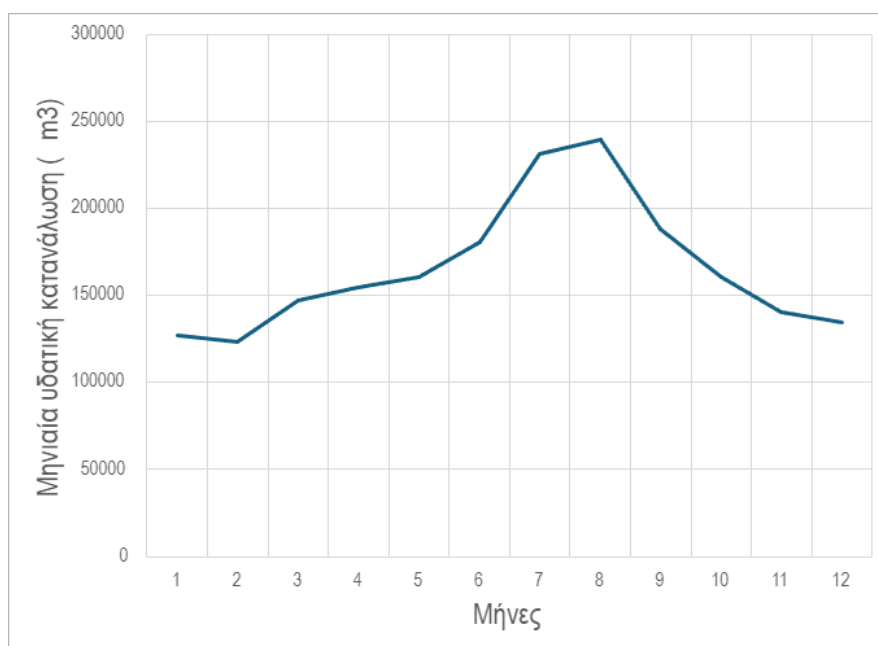
που προέκυψε από το άθροισμα των ημερήσιων καταναλώσεων του κάθε μήνα, καθώς και τα αντίστοιχα διαγράμματα των ημερήσιων και των μηνιαίων καταναλώσεων.

Πίνακας 3.1: Μηνιαίες υδατικές καταναλώσεις του 2023 στη Σύρο (από άθροιση των ημερησίων)

Μήνας	Υδατική κατανάλωση (m ³)	Μήνας	Υδατική κατανάλωση (m ³)
Ιανουάριος	126727.91	Ιούλιος	230934.38
Φεβρουάριος	123604.93	Αύγουστος	239214.71
Μάρτιος	147189.35	Σεπτέμβριος	188360.12
Απρίλιος	154685.96	Οκτώβριος	160816.09
Μάιος	160637.99	Νοέμβριος	140663.29
Ιούνιος	180948.83	Δεκέμβριος	134377.60



Εικόνα 3.5: Ημερήσια υδατική κατανάλωση στη Σύρο για το έτος 2023



Εικόνα 3.6: Μηνιαία υδατική κατανάλωση στη Σύρο για το έτος 2023

3.2.3 Υφιστάμενες πηγές ενέργειας του νησιού

1) Διασύνδεση με ηπειρωτικό δίκτυο

Κυριότερη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας της Σύρου σήμερα αποτελεί το ηλεκτρικό ρεύμα που παράγεται στην ηπειρωτική Ελλάδα και μεταφέρεται στο νησί μέσω υποβρύχιων καλωδίων υψηλής τάσης. Είναι γνωστό πως η Σύρος έχει διασυνδεθεί με το Λαύριο με δύο καλώδια. Η πρώτη καλωδίωση, ονομαστικής ικανότητας 200 MVA, ολοκληρώθηκε το 2018, ενώ η δεύτερη ολοκληρώθηκε το 2021, πάλι με ονομαστική ικανότητα 200 MVA.

Παρά το σημαντικό κόστος της τοποθέτησης υποβρύχιων καλωδίων, η διασύνδεση των νησιών παρουσιάζει πολλαπλά οφέλη σε οικονομικό, κοινωνικό και περιβαλλοντικό επίπεδο:

- Τονώνεται η αξιοπιστία τροφοδότησης των νησιών. Οι υποβρύχιες καλωδιακές γραμμές εμφανίζουν πολύ χαμηλό ρυθμό βλαβών, εφόσον εφαρμόζονται τα κατάλληλα μέτρα προστασίας τους (ταφή κάτω από τον πυθμένα). Δεδομένου μάλιστα ότι η διασύνδεση συνήθως περιλαμβάνει περισσότερες της μίας καλωδιακές γραμμές, η πιθανότητα απώλειας τροφοδότησης λόγω βλάβης σε καλώδιο ελαχιστοποιείται.
- Εξοικονομούνται οι δαπάνες καυσίμων που χρησιμοποιούνται από τους αυτόνομους σταθμούς παραγωγής των νησιών. Η παραγόμενη ενέργεια στους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής των νησιών προέρχεται από καύση πετρελαίου, με συνέπεια πολύ υψηλό λειτουργικό κόστος σε σύγκριση με το αντίστοιχο στο ηπειρωτικό δίκτυο.
- Αποφεύγονται μεγάλες επενδύσεις για την ανάπτυξη και τον εκσυγχρονισμό των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής των νησιών. Οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής στα νησιά είναι συνήθως παλιές και με χαμηλό συντελεστή απόδοσης. Εκτός από αυτό, χρειάζονται σημαντική βελτίωση ώστε να μπορούν να εξυπηρετήσουν την αυξανόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, ιδίως τους καλοκαιρινούς μήνες. Τόσο μεγάλες επενδύσεις θα επιβάρυναν δυσανάλογα το τελικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, αφού τους υπόλοιπους μήνες του χρόνου η ζήτηση είναι αρκετά χαμηλή.
- Συμβάλλει στον περιορισμό των αέριων ρύπων από την καύση πετρελαίου, αλλά και των συνεπαγόμενων δαπανών που επιβάλλει η νομοθεσία.
- Μειώνει δραστικά την όχληση από τη συνεχή λειτουργία των τοπικών σταθμών, πολλοί από τους οποίους βρίσκονται πλέον εντός ή πλησίον κατοικημένων περιοχών.
- Επιτρέπει την καλύτερη εκμετάλλευση του υψηλού δυναμικού ΑΠΕ των νησιών, κυρίως του αιολικού. Μέχρι σήμερα η εκμετάλλευση του δυναμικού ΑΠΕ των μη διασυνδεδεμένων νησιών είναι πολύ περιορισμένη λόγω του μικρού μεγέθους των αυτόνομων σταθμών των νησιών.

2) Αιολικό πάρκο

Από τα διαθέσιμα διαδικτυακά στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) και από τα στοιχεία που παραχώρησε ο ΔΕΔΔΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας) στο ΕΜΠ στο πλαίσιο προηγούμενης μελέτης, γνωρίζουμε πως έως τώρα έχουν εγκατασταθεί και λειτουργούν στο νησί τέσσερις ανεμογεννήτριες τύπου Vestas V47 με τα ακόλουθα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά:

- Διάμετρος της πτερωτής $D = 47 \text{ m}$,
- Ύψος πλήμνης 40.5 m ,
- Ταχύτητα έναρξης λειτουργίας (cut-in speed) $V_{\min} = 4.0 \text{ m/s}$,
- Ονομαστική ταχύτητα (rated speed) $V_{\text{rated}} = 15.0 \text{ m/s}$, στην οποία η Α/Γ φτάνει στη μέγιστη (ονομαστική) ισχύ της, $P_{\max} = 660 \text{ kW}$,
- Ταχύτητα παύσης (cut-out speed) $V_{\max} = 25.0 \text{ m/s}$, στην οποία διακόπτεται η λειτουργία της Α/Γ για λόγους ασφαλείας.

Στον χάρτη της εικόνας 3.8 απεικονίζεται η ακριβής θέση των Α/Γ στο νησί, καθώς και πολλές άλλες θέσεις στις οποίες, είτε απορρίφθηκε η πρόταση εγκατάστασης Α/Γ, είτε η λειτουργία της οδηγήθηκε σε αναγκαστική παύση.

3) Ηλιακό πάρκο

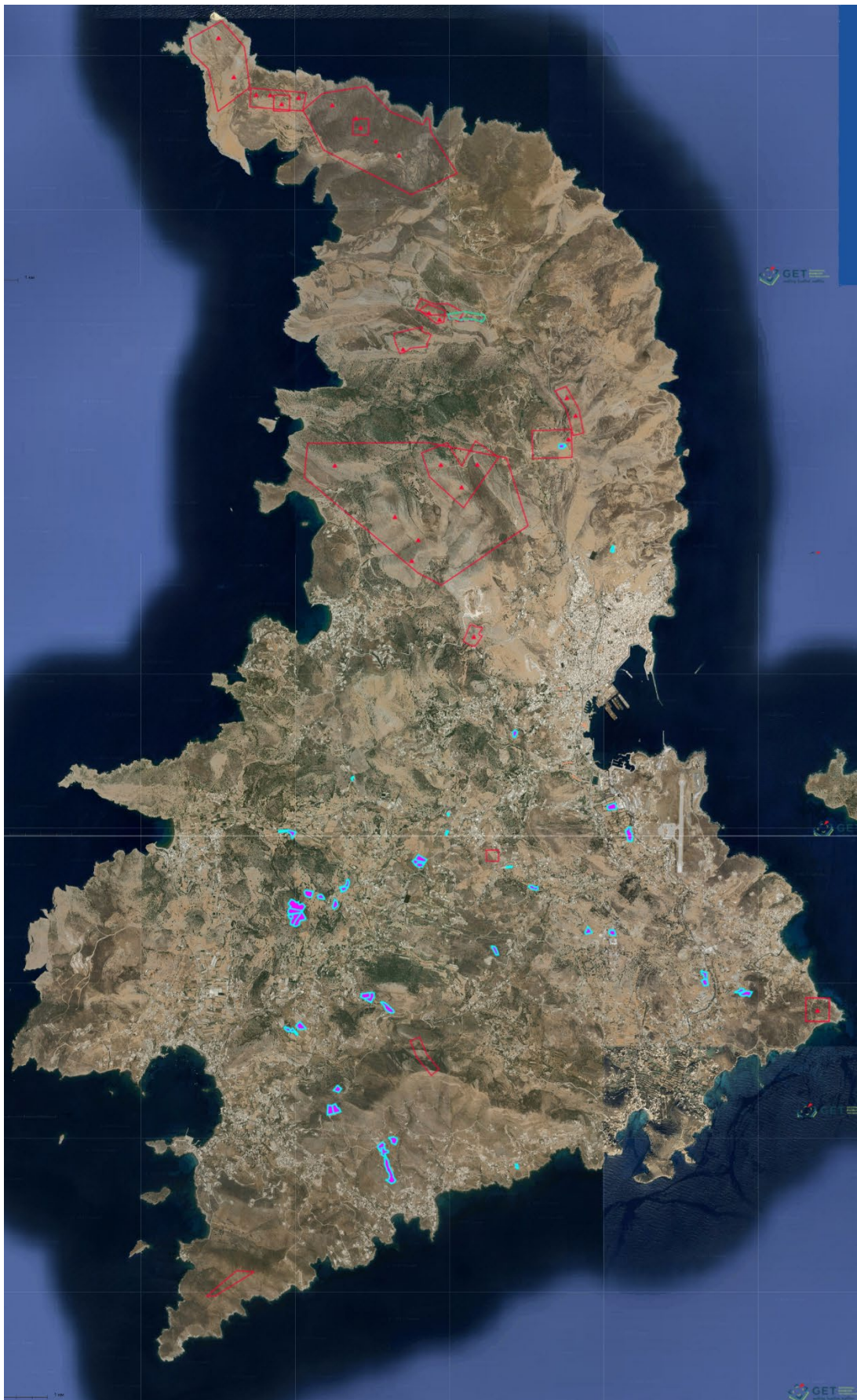
Όσον αφορά τα φωτοβολταϊκά πλαίσια του νησιού, γνωρίζουμε από τα στοιχεία της προηγούμενης μελέτης πως η συνολική ονομαστική ισχύς τους ανέρχεται στα 2.7-3.0 MW, και ότι το σύνολο της επιφάνειας των αδειοδοτούμενων οικοπέδων για τοποθέτηση Φ/Β φτάνει τα 53300 m². Στον χάρτη της εικόνας 3.8 απεικονίζονται τα εν λόγω οικόπεδα.

4) Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής (ΑΣΠ) Σύρου

Ο αυτόνομος σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Σύρου, που παρήγαγε ρεύμα μέσω καύσης πετρελαίου και χρησιμοποιούταν μέχρι και την ολοκλήρωση της πρώτης υποβρύχιας καλωδίωσης του νησιού, διατηρείται ακόμα σε κατάσταση ετοιμότητας για να καλύψει τυχόν περιπτώσεις αιχμής ή έκτακτης ανάγκης, τουλάχιστον έως ότου ολοκληρωθούν οι διασυνδέσεις των υπόλοιπων νησιών των Κυκλάδων. Σύμφωνα με το σχέδιο του ΑΔΜΗΕ, η αποπεράτωση του έργου αναμένεται να επέλθει προς τα τέλη του 2025.

Υπόμνημα	
Αιολικοί Σταθμοί - Άδεια Λειτουργίας	▲
Αιολικοί Σταθμοί - Άδεια Εγκατάστασης	▲
Αιολικοί Σταθμοί - Άδεια Παραγωγής	■
Αιολικοί Σταθμοί - Απόρριψη/Ανάκληση/Αυτοδίκαιη Παύση	■
Αιολικοί Σταθμοί - Σε Αξιολόγηση	■
Αιολικοί Σταθμοί - Βεβαίωση Καταχώρισης Πολυγώνου	■
Αιολικοί Σταθμοί - Αξιολόγηση Επικάλυψης Εξαιρουμένων	■
Α/Γ Αιολ. και Υβρ. Σταθμών - Άδεια Λειτουργίας	▲
Α/Γ Αιολ. και Υβριδ. Σταθμών - Άδεια Εγκατάστασης	▲
Α/Γ Αιολ. και Υβριδ. Σταθμών - Άδεια Παραγωγής	▲
Α/Γ Αιολ. και Υβριδ. Σταθμών - Απόρριψη/Ανάκληση/Αυτοδίκαιη Παύση	▲
Α/Γ Αιολ. και Υβριδ. Σταθμών - Σε Αξιολόγηση	▲
Α/Γ Αιολ. και Υβριδ. Σταθμών - Βεβαίωση Καταχώρισης Πολυγώνου	▲
Α/Γ Αιολ. και Υβριδ. Σταθμών - Αξιολόγηση Επικάλυψης Εξαιρουμένων	▲

Εικόνα 3.7: Υπόμνημα χάρτη των Α/Γ και Φ/Β σταθμών της Σύρου (διαδικτυακή πηγή: www.raaey.gr)



Εικόνα 3.8: Χάρτης των Α/Γ και Φ/Β σταθμών της Σύρου (διαδικτυακή πηγή: www.raae.gr)

3.2.4 Υφιστάμενες υποδομές του συστήματος ύδρευσης του νησιού

1) Μονάδες Αφαλάτωσης

Στο νησί λειτουργούν 20 μονάδες αντίστροφης ώσμωσης σε πέντε σημεία του νησιού, συνολικής δυναμικότητας 9990 m³/day, οι οποίες καταγράφονται στον παρακάτω πίνακα. Η συνεισφορά τους στην υδατική κατανάλωση του νησιού για το 2023 (έτος αναφοράς) ήταν 95.7%. Επίσης, η ΔΕΥΑ Σύρου έχει καταγράψει τις μηνιαίες ποσότητες παραγόμενου νερού για το ίδιο έτος. Παρατηρούμε ότι διαφέρουν λίγο οι τιμές που υπολογίστηκαν από το άθροισμα των ημερήσιων καταναλώσεων και οι τιμές της δοσμένης μηνιαίας κατανομής. Για το μοντέλο μας θα χρησιμοποιήσουμε την πρώτη κατανομή.

Πίνακας 3.2: Υφιστάμενες μονάδες αφαλάτωσης στη Σύρο

α/α	Περιοχή εγκατάστασης	Δυναμικότητα (m ³ /day)	Ετήσια παραγόμενη ποσότητα νερού (m ³ /yr), έτος αναφοράς 2023-
1	Αμπελάκι- Αγ. Δημήτριος (Ερμούπολη)	5800	1 332 141
2	Όρμος Βάρης	1090	153 319
3	Αγκαθωπές-Διακόφτης (Ποσειδωνίας)	1350	209 759
4	Γαλησσά	1000	240 459
5	Κινίου	750	168 166
Σύνολο		9990	2 103 844 (95.7%)

Πίνακας 3.3: Μηνιαία κατανομή ποσοτήτων παραγόμενης ποσότητας ύδατος (έτος αναφοράς 2023)

Μήνας	Υδατική κατανάλωση (m ³)	Μήνας	Υδατική κατανάλωση (m ³)
Ιανουάριος	134 436	Ιούλιος	233 772
Φεβρουάριος	127 603	Αύγουστος	243 354
Μάρτιος	160 424	Σεπτέμβριος	206 500
Απρίλιος	158 609	Οκτώβριος	175 100
Μάιος	176 719	Νοέμβριος	152 608
Ιούνιος	196 429	Δεκέμβριος	138 290

2) Δεξαμενές Αποθήκευσης

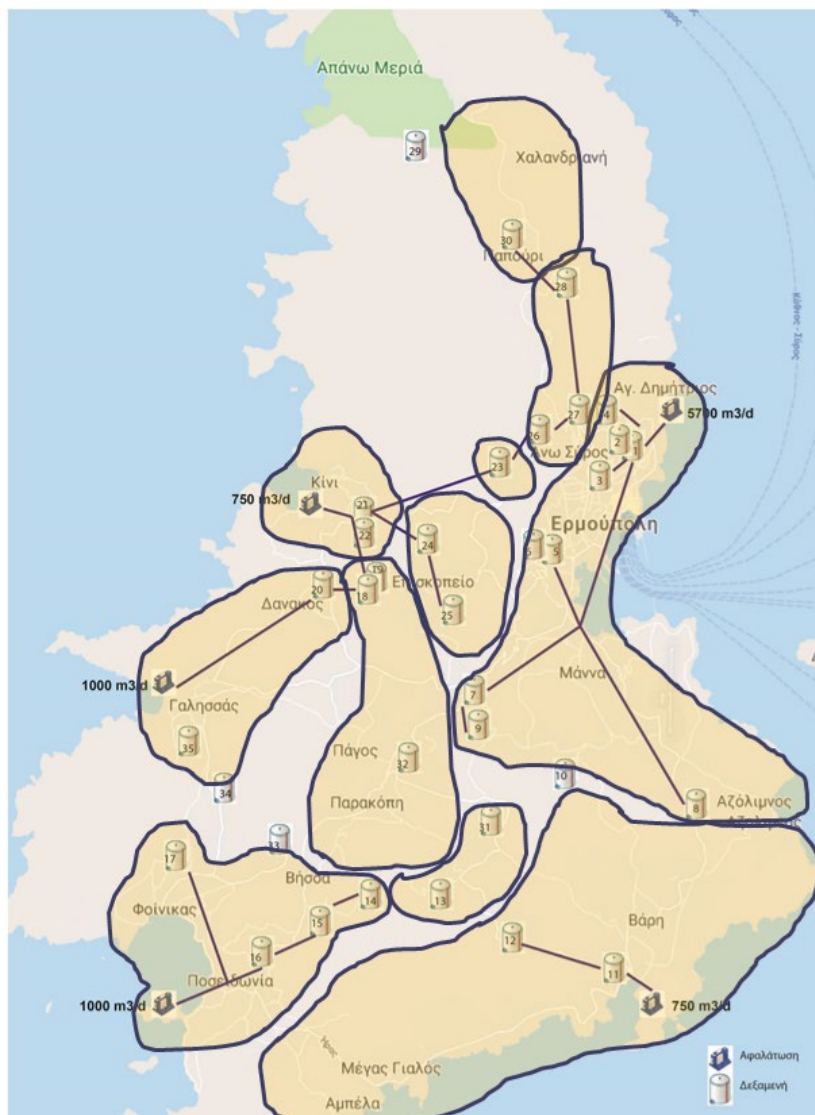
Στη Σύρο έχουν κατασκευαστεί 35 δεξαμενές συνολικής χωρητικότητας 22400 m³ από σκυρόδεμα (μόνο δύο από αυτές είναι μεταλλικές). Η τροφοδοσία των δεξαμενών γίνεται αποκλειστικά μέσω καταθλιπτικών αγωγών, με τη βοήθεια κατάλληλων αντλιών. Το μέσο μανομετρικό ύψος για την άντληση του νερού φτάνει περίπου τα 142 m.

Στον πίνακα που ακολουθεί αναγράφονται, ενδεικτικά, οι δέκα μεγαλύτερες δεξαμενές του νησιού.

Πίνακας 3.4: Οι δέκα μεγαλύτερες υφιστάμενες δεξαμενές ύδρευσης στη Σύρο

α/α	Θέση	Υλικό κατασκευής	Χωρητικότητα (m ³)
1	Ταλάντων	Μέταλλο	5600
2	Βορνάς	Σκυρόδεμα	1900
3	Μπαρούμη στρογγυλή	Σκυρόδεμα	1800
4	Μπαρούμη τετράγωνη	Σκυρόδεμα	1500
5	Αγ. Συμεών/ Επισκόπιο	Σκυρόδεμα	1500
6	Αγ. Αθανασίου	Σκυρόδεμα	1300

α/α	Θέση	Υλικό κατασκευής	Χωρητικότητα (m ³)
7	Κοσκινά	Σκυρόδεμα	1000
8	Αγ. Συμεών	Σκυρόδεμα	850
9	Κινίου τετράγωνη	Σκυρόδεμα	750
10	Αγ. Νικολάου	Σκυρόδεμα	600



Εικόνα 3.9: Χάρτης των μονάδων αφολάτωσης και δεξαμενών ύδρευσης της Σύρου

Ο παραπάνω χάρτης παρατίθεται για λόγους κατανόησης της θέσης όλων των μονάδων και των δεξαμενών, όπως και της σύνδεσης μεταξύ τους. Είναι φανερό πως δεν απεικονίζονται οι σωστές δυναμικότητες των μονάδων.

3) Γεωτρήσεις

Η Σύρος διαθέτει 7 ενεργές γεωτρήσεις, οι οποίες τίθενται σε λειτουργία μόνο σε έκτακτες ανάγκες. Η συνεισφορά τους στην υδατική κατανάλωση του νησιού το 2023 ήταν 4.3%. Οι γεωτρήσεις αυτές μαζί με την παροχή και το βάθος τους καταγράφονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 3.5: Υφιστάμενες γεωτρήσεις στη Σύρο

α/α	Ονομασία	Δυναμικότητα (m ³ /h)	Βάθος (m)	Μέση ετήσια απόληψη ύδατος (m ³), για το έτος αναφοράς 2023
1	Φύλακα	8.7	80	34 513
2	Λιώνα	6.5	140	12 396
3	Μερτιές 1	2.6	160	11 427
4	Μερτιές 2	2.6	180	11 427
5	Παπούρι	2.8	150	0
6	Χρουσσών	3	220	22 340
7	Τερέτου	5.3	240	2 349
Σύνολο		31.5	1170	94 452 (4.3%)

4 Σχηματική περιγραφή του προβλήματος

Το διάγραμμα της επόμενης σελίδας απεικονίζει το καινοτόμο υδροδοτικό σύστημα που μελετάμε στην παρούσα διπλωματική εργασία για το νησί της Σύρου. Βασίζεται στην αφαλάτωση θαλασσινού νερού με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Με αυτό το σύστημα ερευνάται η μείωση της εξάρτησης από το συμβατικό ενεργειακό δίκτυο, καθώς και η βιώσιμη κάλυψη των υδρευτικών αναγκών του νησιού, καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.

Αρχικά, το σύστημα αξιοποιεί την ηλιακή και την αιολική ενέργεια. Η ηλιακή ακτινοβολία δεσμεύεται από ένα τοπικό φωτοβολταϊκό πάρκο, το οποίο μετατρέπει την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική. Αντίστοιχα, η ταχύτητα του ανέμου δεσμεύεται από ένα τοπικό αιολικό πάρκο, το οποίο επίσης παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Τα δύο αυτά πάρκα λειτουργούν συμπληρωματικά και παρέχουν καθαρή ανανεώσιμη ενέργεια, χωρίς εκπομπές ρύπων. Στο σχεδιάγραμμα αναγράφεται η αρχική μορφή ενέργειας που αξιοποιείται και όχι η τελική μορφή εκμετάλλευσης στις εγκαταστάσεις αφαλάτωσης, δηλαδή η ηλεκτρική, για λόγους οπτικής κατανόησης και διαχωρισμού. Η ροή της ανανεώσιμης ενέργειας απεικονίζεται στο σχήμα με πράσινο χρώμα.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ διοχετεύεται κατά προτεραιότητα στο υδροδοτικό σύστημα της Σύρου, και ειδικότερα προς τις μονάδες αφαλάτωσης και τα αντλιοστάσια. Όταν υπάρχει περίσσεια ενέργειας, εκείνη διατίθεται για την εν μέρους κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του νησιού. Θαλασσινό νερό εισέρχεται στις μονάδες, οι οποίες είναι κατασκευασμένες στις ακτές του νησιού στο υψόμετρο της θάλασσας, για περιορισμό της ενεργειακής και οικονομικής δαπάνης μεταφοράς του νερού. Έπειτα, μέσω της διαδικασίας της αντίστροφης ώσμωσης, απομακρύνουν τα άλατα και άλλες ανεπιθύμητες ουσίες, μετατρέποντάς το σε πόσιμο νερό, κατάλληλο για κατανάλωση και χρήση από τον ανθρώπινο πληθυσμό. Οι μονάδες αφαλάτωσης βρίσκονται στο επίκεντρο του σχεδιαγράμματος, καθώς αποτελούν το βασικότερο στάδιο της διαδικασίας παραγωγής πόσιμου νερού. Η ροή του νερού απεικονίζεται στο σχήμα με μπλε χρώμα.

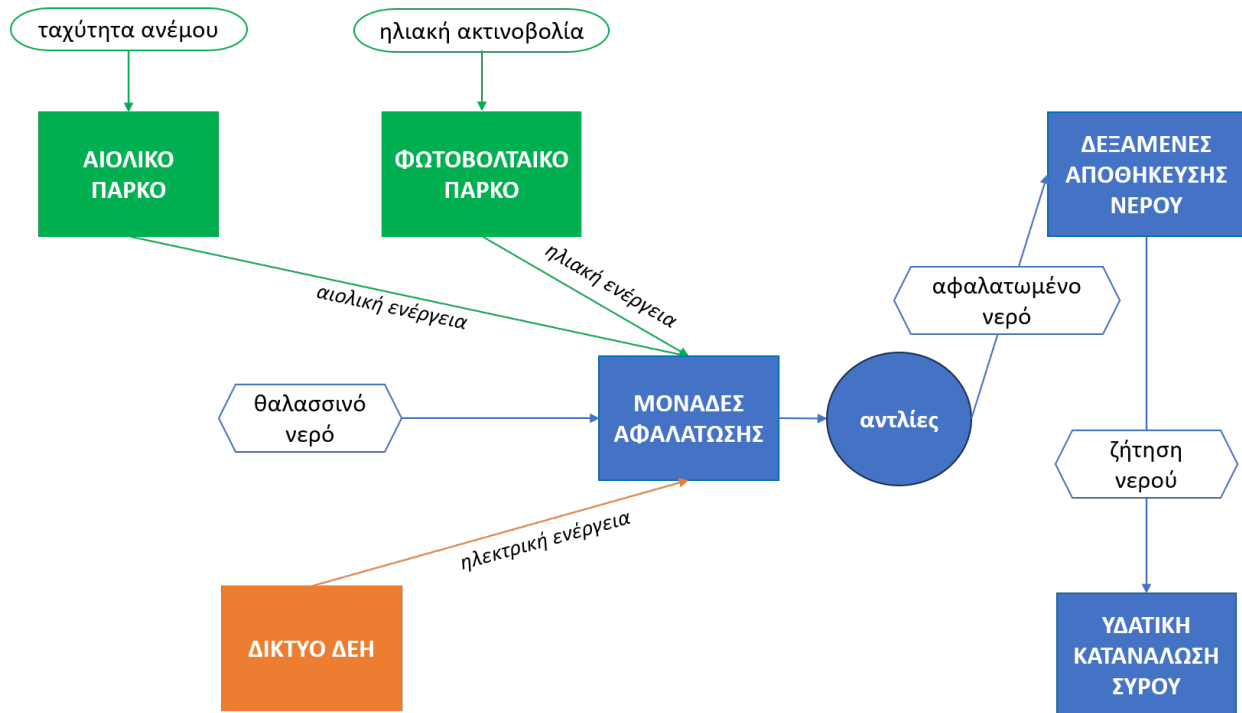
Το αφαλατωμένο νερό που παράγεται από τις αντίστοιχες μονάδες δεν καταναλώνεται άμεσα στο σύνολό του. Με τη βοήθεια κατάλληλων αντλιών, διοχετεύεται σε πολυάριθμες δεξαμενές αποθήκευσης. Οι δεξαμενές παίζουν κρίσιμο ρόλο στη λειτουργία του συστήματος, καθώς επιτρέπουν τη συγκέντρωση αποθέματος νερού σε περιόδους αφθονίας ηλιακής ή αιολικής ενέργειας και τη σταδιακή κατανάλωσή του όταν οι ΑΠΕ μειώνονται ή η ζήτηση αυξάνεται, όπως γίνεται κατά τους θερινούς μήνες, με την υποδοχή πολύ μεγάλου αριθμού επισκεπτών στη Σύρο.

Η τελική φάση της διαδικασίας είναι η διάθεση του πόσιμου νερού από τις δεξαμενές στους χρήστες του δικτύου διανομής προς κατανάλωση. Το καθαρό νερό καταλήγει στους τελικούς καταναλωτές, δηλαδή τους κατοίκους, τις επιχειρήσεις, τις τουριστικές μονάδες και τις δημόσιες υποδομές της Σύρου, εξασφαλίζοντας επαρκή και ασφαλή υδροδότηση.

Επειδή, όμως, η αιολική και η ηλιακή ενέργεια δεν είναι πάντοτε διαθέσιμες και άφθονες, πρέπει να αναλυθεί το ενδεχόμενο ανεπάρκειάς τους. Σε περίπτωση, δηλαδή, που η παραγόμενη ενέργεια από το φωτοβολταϊκό και το αιολικό πάρκο δεν επαρκεί για τη λειτουργία των μονάδων αφαλάτωσης – κάτι που είναι πιθανό να προκύψει κατά τη διάρκεια άπνοιας, έντονης νεφοκάλυψης ή των νυχτερινών ωρών–, ενώ ταυτόχρονα δεν υπάρχει αρκετό υδατικό απόθεμα για την κάλυψη της ζήτησης όλων των οικισμών, το σύστημα έχει τη δυνατότητα να αντλεί ηλεκτρική ενέργεια από το συμβατικό δίκτυο της ΔΕΗ. Η διασύνδεση της Σύρου με το ηπειρωτικό δίκτυο ολοκληρώθηκε τα τελευταία χρόνια, αλλά επίσης ο αυτόνομος πετρελαϊκός σταθμός παραγωγής ηλεκτρισμού του νησιού έχει συντηρηθεί και παραμένει σε ετοιμότητα για περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης. Με αυτό το

μέτρο εξασφαλίζεται η ασφάλεια και η σταθερότητα του συστήματος, αφού θα επιτυγχάνεται σταθερή και αδιάλειπτη παροχή νερού ανεξαρτήτως των καιρικών συνθηκών. Η ροή της συμβατικής ενέργειας απεικονίζεται στο σχηματικό διάγραμμα με πορτοκαλί χρώμα για να διαχωριστεί από τις λοιπές πηγές ενέργειας και να εκφραστεί ο εφεδρικός της ρόλος.

Συνολικά, το σύστημα αυτό συνδυάζει τις τεχνολογίες παραγωγής καθαρής ενέργειας με προηγμένες τεχνολογίες διαχείρισης υδατικών πόρων και προσφέρει ένα παράδειγμα πράσινης μετάβασης στον τομέα της ύδρευσης. Αποτελεί μια στρατηγική απάντηση στις προκλήσεις που αντιμετωπίζουν τα νησιά του Αιγαίου, όπου η έλλειψη φυσικού αποθέματος γλυκού νερού και η αυξανόμενη ζήτηση καθιστούν την αφαλάτωση μέσω ΑΠΕ μια απόλυτα ρεαλιστική και βιώσιμη λύση.



Εικόνα 4.1: Ποιοτικό διάγραμμα ροής νερού και ενέργειας του δικτύου ύδρευσης της

5 Μαθηματική περιγραφή μοντέλου προσομοίωσης

Η μαθηματική προσομοίωση του συστήματός μας έγινε με χρήση του περιβάλλοντος του Microsoft Excel. Στη συνέχεια περιγράφονται αναλυτικά τα στάδια της μοντελοποίησης αυτής ξεχωριστά, με τη σειρά που πραγματοποιήθηκαν, και οι παραδοχές στις οποίες βασίζονται.

5.1 Ηλιακή ενέργεια

Στους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν οι ωριαίες χρονοσειρές θερμοκρασίας και ηλιακής ακτινοβολίας από τη βάση δεδομένων PVGIS-SARAH3 για το έτος 2023. Το πρώτο βήμα είναι να υπολογίσουμε την ωριαία ενέργεια που παράγεται από ένα φωτοβολταϊκό (Φ/Β) πλαίσιο για το έτος αναφοράς. Ο τύπος για τον υπολογισμό της πραγματικής απόδοσης n_{actual} του πλαισίου είναι ο εξής:

$$n_{actual} = \begin{cases} n_{nom}, & T_c \leq T_{ref} \\ n_{nom}[1 - \alpha_T(T_c - T_{ref})], & T_c > T_{ref} \end{cases} \quad (5.1)$$

όπου:

n_{nom} η ονομαστική απόδοση του Φ/Β πλαισίου, με τυπική τιμή 0.21,

α_T ο συντελεστής θερμοκρασίας ισχύος, με τυπική τιμή 0.4 %/°C, ο οποίος δηλώνει τον ρυθμό μείωσης της απόδοσης των Φ/Β για κάθε μοναδιαία αύξηση της θερμοκρασίας περιβάλλοντος $T_{ambient}$ πάνω από τη θερμοκρασία αναφοράς T_{ref} ,

T_{ref} η θερμοκρασία αναφοράς, με τυπική τιμή 25°C,

T_c η θερμοκρασία του φωτοβολταϊκού στοιχείου, για τον υπολογισμό της οποίας χρησιμοποιήθηκε ο παρακάτω τύπος:

$$T_c = T_{ambient} + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (5.2)$$

όπου:

$T_{ambient}$ η θερμοκρασία περιβάλλοντος (°C),

G η ωριαία ηλιακή ακτινοβολία (W/m²),

NOCT είναι η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του Φ/Β στοιχείου, η οποία ορίζεται ως η θερμοκρασία του στοιχείου σε ένα τυπικό περιβάλλον αναφοράς (δηλαδή, θερμοκρασία περιβάλλοντος 20°C, ηλιακή ακτινοβολία 800 W/m², ταχύτητα ανέμου 1 m/s). Γενικά, το NOCT είναι σταθερό για Φ/Β μονάδες και η αξία του παρέχεται από τον κατασκευαστή ή καθορίζεται από πραγματικές επιτόπιες μετρήσεις. Ωστόσο, για τους σκοπούς αυτής της ανάλυσης, και ελλείψει λεπτομερούς πληροφορίας (που είναι πέρα από τους στόχους της παρούσας έρευνας), το NOCT ορίζεται στους 45°C, το οποίο εμπίπτει στο τυπικό εύρος τιμών των 45 ± 2°C για μονοκρυσταλλικές και πολυκρυσταλλικές Φ/Β μονάδες.

Έχοντας τις τιμές της πραγματικής απόδοσης του πλαισίου μας υπολογίζουμε την ωριαία παραγόμενη ισχύ P_{hourly} (W) από τον τύπο:

$$P_{hourly} = \frac{n_{act}}{n_{nom}} \min[n_{nom} \cdot G \cdot A_{panel}, P_{nom}] \quad (5.3)$$

όπου:

A_{panel} η επιφάνεια του Φ/Β (παραδοχή 2 m²),

P_{nom} η ονομαστική ισχύς του Φ/Β (W).

Στο μοντέλο προσομοίωσης, θεωρούμε ότι έχουμε πλαίσια με ονομαστική ισχύ 400 W. Η τιμή αυτή, η οποία είναι τυπική των σύγχρονων πλαισίων, εκτιμάται με βάση την υφιστάμενη ολική ισχύ του Φ/Β πάρκου της Σύρου (3.0 MW) και του εμβαδού του οικοπέδου του (53300 m²).

Έπειτα, διαιρώντας την ισχύ με 10⁶ βρίσκουμε την ωριαία παραγόμενη ενέργεια ενός Φ/Β (σε MWh) για ένα έτος.

5.2 Αιολική ενέργεια

Στους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν οι ωριαίες χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου από τη βάση δεδομένων PVGIS-SARAH3 για το έτος 2023. Όπως έχουμε αναφέρει σε προηγούμενο κεφάλαιο, στη Σύρο λειτουργούν αυτήν τη χρονική στιγμή τέσσερις ανεμογεννήτριες κατηγορίας Vestas V47, με τα ακόλουθα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά:

- Διάμετρος πτερωτής D= 47 m,
- Ύψος πλήμνης = 40.5 m,
- Ταχύτητα έναρξης λειτουργίας (cut-in speed) $V_{min}= 4.0$ m/s,
- Ονομαστική ταχύτητα (rated speed) $V_{rated}= 15.0$ m/s, στην οποία η Α/Γ φτάνει στη μέγιστη (ονομαστική) ισχύ της, $P_{max}= 660$ kW,
- Ταχύτητα παύσης (cut-out speed) $V_{max}=25.0$ m/s, στην οποία διακόπτεται η λειτουργία της Α/Γ για λόγους ασφαλείας.

Ο επόμενος πίνακας χαρακτηριστικών ζευγών τιμών ταχύτητας ανέμου και ισχύος της Α/Γ Vestas V47 συμπληρώθηκε με βάση το διάγραμμα καμπύλης ισχύος της από τη διαδικτυακή ιστοσελίδα en.wind-turbine-models.com.

Πίνακας 5.1: Χαρακτηριστικά ζεύγη τιμών ταχύτητας ανέμου και παραγωγής ισχύος Vestas V47

V (m/s)	P (kW)	V (m/s)	P (kW)	V (m/s)	P (kW)	V (m/s)	P (kW)
0	0	6.5	130	13	635	19.5	660
0.5	0	7	166	13.5	645	20	660
1	0	7.5	210	14	651	20.5	660
1.5	0	8	252	14.5	658	21	660
2	0	8.5	307	15	660	21.5	660
2.5	0	9	350	15.5	660	22	660
3	0	9.5	405	16	660	22.5	660
3.5	0	10	450	16.5	660	23	660
4	2.9	10.5	495	17	660	23.5	660
4.5	2	11	538	17.5	660	24	660
5	43.8	11.5	575	18	660	24.5	660
5.5	75	12	600	18.5	660	25	660
6	96.7	12.5	617	19	660		

Τα δεδομένα για την ωριαία ταχύτητα ανέμου στο νησί της Σύρου για το έτος 2023 λήφθηκαν από τη βάση δεδομένων PVGIS-SARAH3. Το ανεμόμετρο από όπου προέκυψαν οι μετρήσεις αυτές είναι τοποθετημένο σε διαφορετικό υψόμετρο από το ύψος του άξονα των ανεμογεννητριών. Για τον λόγο αυτό, γίνεται αρχικά αναγωγή της ταχύτητας ανέμου στο ύψος του άξονα των ανεμογεννητριών με τον παρακάτω τύπο:

$$u_2 = u_1 \left(\frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \right) \quad (5.4)$$

όπου:

u_2 η ταχύτητα ανέμου στον άξονα των ανεμογεννητριών (m/s),

u_1 η ταχύτητα ανέμου μετρημένη από το ανεμόμετρο (m/s),

z_1 το υψόμετρο του μετρητή της βάσης δεδομένων PVGIS-SARAH3, ίσο με 105 m,

z_2 το υψόμετρο του άξονα των ανεμογεννητριών, ίσο με 440.5m (400 m το υψόμετρο εδάφους των Α/Γ και 40.5m το ύψος της πλήμνης τους),

z_0 παράμετρος τραχύτητας της επιφάνειας του εδάφους, η οποία θεωρείται ίση με 2 cm (χλόη-σιτηρά ύψους 10-50 cm) για την έρευνά μας.

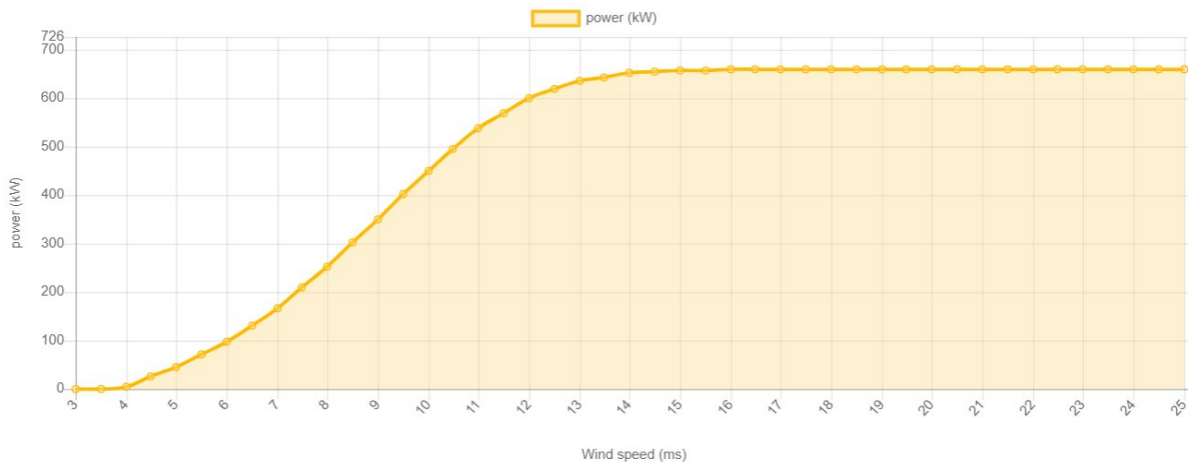
Έχοντας τη διορθωμένη ταχύτητα ανέμου u_2 , υπολογίζουμε την ωριαία παραγόμενη ισχύ P (kW) μίας Α/Γ στη διάρκεια ενός έτους χρησιμοποιώντας τις τιμές του πίνακα 5.1 με γραμμική παρεμβολή για τις ενδιαμέσες τιμές της ταχύτητας ανέμου. Εναλλακτικά, η ισχύς μπορεί να υπολογιστεί και χρησιμοποιώντας την παρακάτω σχέση.

$$P(V) = \begin{cases} 0, & 0 \leq V < V_{min} \\ \left(1 - \left(1 - \left(\frac{V - V_{min}}{V_{rated} - V_{min}} \right)^a \right)^b \right) P_{max}, & V_{min} \leq V < V_{rated} \\ P_{max}, & V_{rated} \leq V < V_{max} \\ 0, & V \geq V_{max} \end{cases} \quad (5.5)$$

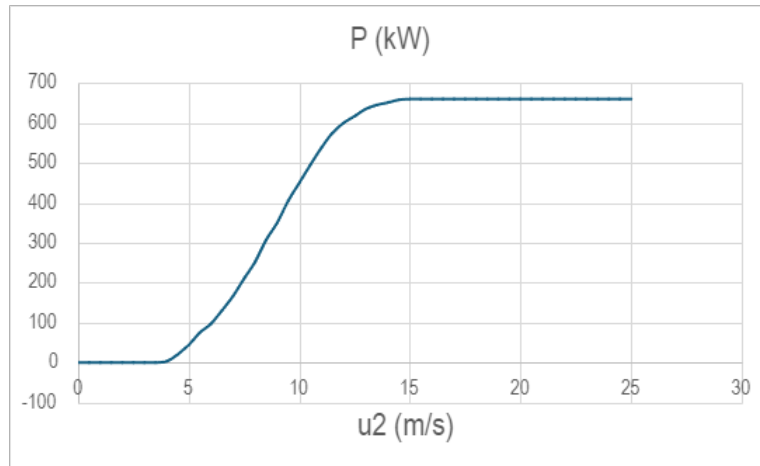
όπου:

V η διορθωμένη ταχύτητα ανέμου u_2 (m/s),

a, b παράμετροι σχήματος που βαθμονομούνται στα δεδομένα που δίνονται από τον κατασκευαστή, με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούν το σφάλμα μεταξύ των πραγματικών τιμών (πίνακας 5.1) και των εκτιμώμενων από την εν λόγω σχέση.



Εικόνα 5.1: Καμπύλη ισχύος της Α/Γ Vestas V47 (διαδικτυακή πηγή: en.wind-turbine-models.com)



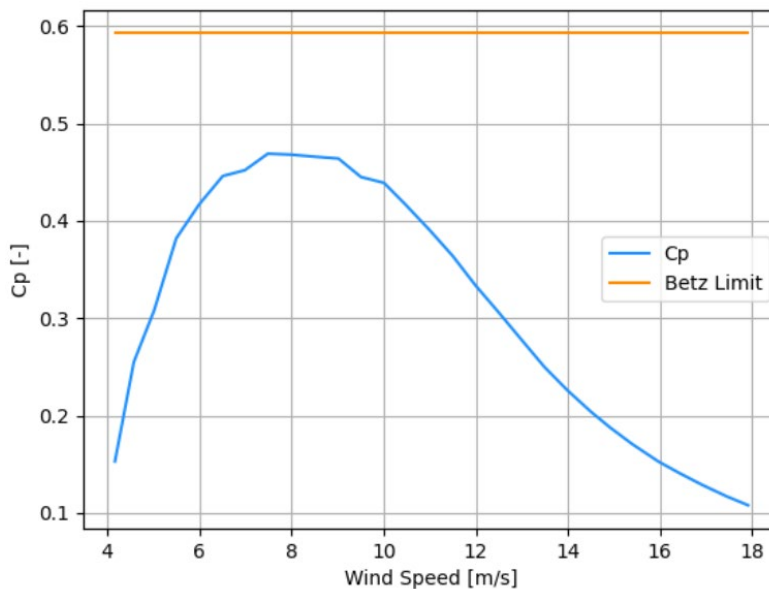
Εικόνα 5.2: Καμπύλη ισχύος της Α/Γ Vestas V47 (αναλυτική σχέση, υπολογισμένη από τα χαρακτηριστικά ζεύγη τιμών του κατασκευαστή)

Ακόμα, ο βαθμός απόδοσης η μιας Α/Γ ορίζεται ως ο λόγος της παραγόμενης ισχύος προς τη θεωρητική ισχύ. Η θεωρητική αιολική ισχύς P_o ισούται με:

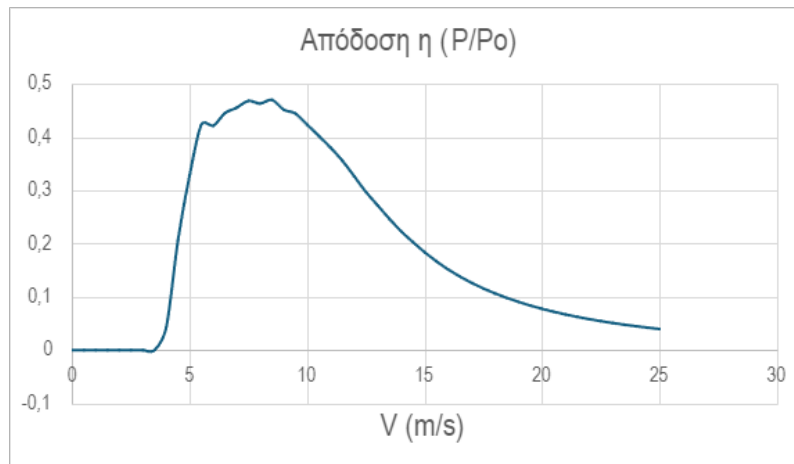
$$P_o = \frac{1}{8} \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot V^3 \quad (5.6)$$

όπου ρ η πυκνότητα του αέρα, ίση με 1.225 kg/m^3 .

Τελικά, διαιρώντας την ισχύ με 10^3 (καθώς είναι ήδη υπολογισμένη σε kW) βρίσκουμε την ωριαία παραγόμενη ενέργεια μιας Α/Γ σε MWh για ένα έτος.



Εικόνα 5.3: Καμπύλη βαθμού απόδοσης συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου της Α/Γ Vestas V47 (διαδικτυακή πηγή: nrel.github.io)



Εικόνα 5.4: Καμπύλη βαθμού απόδοσης συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου της A/G Vestas V47 (υπολογισμένη ξανά για έλεγχο)

5.3 Χρονοσειρά ζήτησης νερού

Στους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκε η ημερήσια χρονοσειρά της συνολικής υδατικής κατανάλωσης των κατοίκων της Σύρου σε κυβικά μέτρα για το έτος 2023 ως ημερήσια χρονοσειρά ζήτησης νερού. Χρειαζόμαστε όμως για το μοντέλο μας την αντίστοιχη ωριαία ζήτηση νερού. Για να τη βρούμε λοιπόν καταφύγαμε σε μία τυπική κατανομή της ημερήσιας κατανάλωσης νερού, η οποία χωρίζει την ημέρα σε έξι τετράωρα και αντιστοιχίζει ένα ποσοστό της αρχικής ημερήσιας κατανάλωσης σε κάθε ένα. Τα ποσοστά αυτά είναι τα εξής:

Πίνακας 5.2: Τυπική κατανομή της ημερήσιας κατανάλωσης ανά τετράωρο

0:00-4:00	4:00-8:00	8:00-12:00	12:00-16:00	16:00-20:00	20:00-24:00
5%	13%	21%	17%	28%	16%

Η διαδικασία που περιγράφεται παραπάνω απαιτείται να γίνει σε πίνακα στο excel. Για να μετατρέψουμε τον πίνακα που προκύπτει σε μία στήλη, χρησιμοποιούμε την εντολή INDEX(Data;1+INT((ROW(A1)-1)/COLUMNS(Data));MOD(ROW(A1)-1+COLUMNS(Data);COLUMNS(Data))+1).

5.4 Διαστασιολόγηση δεξαμενών

Για τη διαστασιολόγηση νέων πιθανών δεξαμενών ακολουθούμε τη διαδικασία με χρήση καταθλιπτικών αγωγών, αφού γνωρίζουμε από τα δεδομένα μας ότι η τροφοδοσία των υφιστάμενων δεξαμενών γίνεται σχεδόν αποκλειστικά με καταθλιπτικούς αγωγούς.

Θεωρούμε ότι οι καταθλιπτικοί αγωγοί λειτουργούν 20 ώρες την ημέρα, επομένως πρέπει να ελεγχθούν εναλλακτικά σενάρια και να βρεθεί το δυσμενέστερο, δηλαδή αυτό με τη μεγαλύτερη διαφορά όγκου εισροών- εκροών.

- Γνωρίζοντας τη μέγιστη ημερήσια παροχή σχεδιασμού της δεξαμενής ύδρευσής μας Q_H , ο μέγιστος ημερήσιος όγκος εισροής V_H (m^3) είναι:

$$V_H = 86400 \cdot Q_H \quad (5.7)$$

- Η παροχή σχεδιασμού Q_d του καταθλιπτικού αγωγού για 20ωρη λειτουργία (L/s) είναι:

$$Q_d = V_H / T_{\lambda\epsilon\iota\tau} \quad (5.8)$$

Για τον υπολογισμό του ρυθμιστικού όγκου της δεξαμενής κατασκευάζεται το ισοζύγιο εισροών-εκροών με μηδενισμό της εισροής σε διαδοχικά τετράωρα:

- Ο όγκος εισροής για τα διαστήματα που λειτουργεί ο καταθλιπτικός αγωγός είναι σταθερός και ίσος με $V_H/5$ (m^3).
- Ο όγκος εκροής ανά τετράωρο υπολογίζεται με βάση τα ποσοστά του πίνακα 5.2 και με την υπόθεση ότι ο συνολικός όγκος εκροής ισούται με το συνολικό όγκο εισροής.
- Στη συνέχεια, υπολογίζεται η αθροιστική εισροή και εκροή και υπολογίζονται οι διαφορές τους ανά τετράωρο.

Για κάθε σενάριο υπολογίζεται ο ρυθμιστικός όγκος από το άθροισμα μέγιστου ελλείματος και μέγιστης περίσσειας:

$$V_{\rho\upsilon\theta\mu} = \max\{V_s\} + |\min\{V_d\}| \quad (5.9)$$

Πίνακας 5.3: Ισοζύγιο εισροών- εκροών με μηδενισμό της εισροής στο πρώτο τετράωρο

Ώρα	Εισροή (m^3)	Εκροή (%)	Εκροή (m^3)	Αθροιστική Εισροή (m^3)	Αθροιστική Εκροή (m^3)	Διαφορά (m^3)
0-4	0	5	$0.05V_H$	0	$0.05V_H$	$-0.05V_H$
4-8	$V_H/5$	13	$0.13V_H$	$V_H/5$	$0.18V_H$	$0.02V_H$
8-12	$V_H/5$	21	$0.21V_H$	$2V_H/5$	$0.39V_H$	$0.01V_H$
12-16	$V_H/5$	17	$0.17V_H$	$3V_H/5$	$0.56V_H$	$0.04V_H$
16-20	$V_H/5$	28	$0.28V_H$	$4V_H/5$	$0.84V_H$	$-0.04V_H$
20-24	$V_H/5$	16	$0.16V_H$	V_H	V_H	0
Σύνολο	V_H	100	V_H	$3V_H$	$3.02V_H$	
Ρυθμιστικός όγκος (m^3)						$0.09V_H$

Πίνακας 5.4: Ισοζύγιο εισροών- εκροών με μηδενισμό της εισροής στο δεύτερο τετράωρο

Ώρα	Εισροή (m^3)	Εκροή (%)	Εκροή (m^3)	Αθροιστική Εισροή (m^3)	Αθροιστική Εκροή (m^3)	Διαφορά (m^3)
0-4	$V_H/5$	5	$0.05V_H$	$V_H/5$	$0.05V_H$	$0.15V_H$
4-8	0	13	$0.13V_H$	$V_H/5$	$0.18V_H$	$0.02V_H$
8-12	$V_H/5$	21	$0.21V_H$	$2V_H/5$	$0.39V_H$	$0.01V_H$
12-16	$V_H/5$	17	$0.17V_H$	$3V_H/5$	$0.56V_H$	$0.04V_H$
16-20	$V_H/5$	28	$0.28V_H$	$4V_H/5$	$0.84V_H$	$-0.04V_H$
20-24	$V_H/5$	16	$0.16V_H$	V_H	V_H	0
Σύνολο	V_H	100	V_H	$3.2V_H$	$3.02V_H$	
Ρυθμιστικός όγκος (m^3)						$0.19V_H$

Πίνακας 5.5: Ισοζύγιο εισροών- εκροών με μηδενισμό της εισροής στο τρίτο τετράωρο

Ώρα	Εισροή (m ³)	Εκροή (%)	Εκροή (m ³)	Αθροιστική Εισροή (m ³)	Αθροιστική Εκροή (m ³)	Διαφορά (m ³)
0-4	V _H /5	5	0.05V _H	V _H /5	0.05V _H	0.15V _H
4-8	V _H /5	13	0.13V _H	2V _H /5	0.18V _H	0.22V _H
8-12	0	21	0.21V _H	2V _H /5	0.39V _H	0.01V _H
12-16	V _H /5	17	0.17V _H	3V _H /5	0.56V _H	0.04V _H
16-20	V _H /5	28	0.28V _H	4V _H /5	0.84V _H	-0.04V _H
20-24	V _H /5	16	0.16V _H	V _H	V _H	0
Σύνολο	V _H	100	V _H	3.4V _H	3.02V _H	
Ρυθμιστικός όγκος (m³)						0.26V_H

Πίνακας 5.6: Ισοζύγιο εισροών- εκροών με μηδενισμό της εισροής στο τέταρτο τετράωρο

Ώρα	Εισροή (m ³)	Εκροή (%)	Εκροή (m ³)	Αθροιστική Εισροή (m ³)	Αθροιστική Εκροή (m ³)	Διαφορά (m ³)
0-4	V _H /5	5	0.05V _H	V _H /5	0.05V _H	0.15V _H
4-8	V _H /5	13	0.13V _H	2V _H /5	0.18V _H	0.22V _H
8-12	V _H /5	21	0.21V _H	3V _H /5	0.39V _H	0.21V _H
12-16	0	17	0.17V _H	3V _H /5	0.56V _H	0.04V _H
16-20	V _H /5	28	0.28V _H	4V _H /5	0.84V _H	-0.04V _H
20-24	V _H /5	16	0.16V _H	V _H	V _H	0
Σύνολο	V _H	100	V _H	3.6V _H	3.02V _H	
Ρυθμιστικός όγκος (m³)						0.26V_H

Πίνακας 5.7: Ισοζύγιο εισροών- εκροών με μηδενισμό της εισροής στο πέμπτο τετράωρο

Ώρα	Εισροή (m ³)	Εκροή (%)	Εκροή (m ³)	Αθροιστική Εισροή (m ³)	Αθροιστική Εκροή (m ³)	Διαφορά (m ³)
0-4	V _H /5	5	0.05V _H	V _H /5	0.05V _H	0.15V _H
4-8	V _H /5	13	0.13V _H	2V _H /5	0.18V _H	0.22V _H
8-12	V _H /5	21	0.21V _H	3V _H /5	0.39V _H	0.21V _H
12-16	V _H /5	17	0.17V _H	4V _H /5	0.56V _H	0.24V _H
16-20	0	28	0.28V _H	4V _H /5	0.84V _H	-0.04V _H
20-24	V _H /5	16	0.16V _H	V _H	V _H	0
Σύνολο	V _H	100	V _H	3.8V _H	3.02V _H	
Ρυθμιστικός όγκος (m³)						0.28V_H

Πίνακας 5.8: Ισοζύγιο εισροών- εκροών με μηδενισμό της εισροής στο έκτο τετράωρο

Ώρα	Εισροή (m ³)	Εκροή (%)	Εκροή (m ³)	Αθροιστική Εισροή (m ³)	Αθροιστική Εκροή (m ³)	Διαφορά (m ³)
0-4	V _H /5	5	0.05V _H	V _H /5	0.05V _H	0.15V _H
4-8	V _H /5	13	0.13V _H	2V _H /5	0.18V _H	0.22V _H
8-12	V _H /5	21	0.21V _H	3V _H /5	0.39V _H	0.21V _H
12-16	V _H /5	17	0.17V _H	4V _H /5	0.56V _H	0.24V _H
16-20	V _H /5	28	0.28V _H	V _H	0.84V _H	0.16V _H
20-24	0	16	0.16V _H	V _H	V _H	0
Σύνολο	V _H	100	V _H	4V _H	3.02V _H	
Ρυθμιστικός όγκος (m³)						0.24V_H

Βλέπουμε ότι το δυσμενέστερο είναι το πέμπτο σενάριο με ρυθμιστικό όγκο $V_{\rho\theta\mu} = 0.28 V_H$.

Πρέπει να προσθέσουμε όμως σε αυτόν και τον όγκο ασφαλείας της δεξαμενής (εκδήλωση πυρκαγιάς ή βλάβη εξωτερικού υδραγωγείου), ο οποίος προκύπτει επίσης από το δυσμενέστερο σενάριο:

- Ο όγκος πυρκαγιάς $V_{\text{πυρ}}$ διάρκειας 3 ωρών με ενεργοποίηση 2 κρουνών παροχής 5 L/s είναι:

$$V_{\text{πυρ}} = nQ_{\text{πυρ}}T_{\text{πυρ}} = 2 \cdot 5 \cdot 3 \cdot 3600 = 108 \text{ m}^3 \quad (5.10)$$

- Ο απαιτούμενος εφεδρικός όγκος $V_{\beta\lambda}$ για τετράωρη διακοπή λειτουργίας του εξωτερικού υδραγωγείου είναι:

$$V_{\beta\lambda} = Q_d \cdot T_{\beta\lambda} \quad (5.11)$$

- Ο όγκος ασφαλείας $V_{\alpha\sigma\phi}$ είναι:

$$V_{\alpha\sigma\phi} = \max\{V_{\text{πυρ}}, V_{\beta\lambda}\} \quad (5.12)$$

- Ο συνολικός ωφέλιμος όγκος της δεξαμενής $V_{\omega\phi}$ είναι τελικά:

$$V_{\omega\phi} = V_{\rho\theta\mu} + V_{\alpha\sigma\phi} \quad (5.13)$$

5.5 Ισοζύγιο του συστήματος

Επόμενο βήμα της μοντελοποίησής μας είναι η διασύνδεση των ΑΠΕ με τις Μονάδες Αφαλάτωσης (ΜΑ) και ο υπολογισμός του νερού που θα παράγεται και θα αποθηκεύεται στις δεξαμενές συνολικά ανά ώρα. Με αυτόν τον τρόπο μπορούμε να διαπιστώσουμε ακριβώς ποιες ώρες του έτους θα υπάρξει έλλειψη νερού στο νησί και να εξάγουμε τα συμπεράσματά μας. Στη συνέχεια αναφέρουμε με τη σειρά τα στοιχεία που υπολογίζονται και πώς.

- 1) **Συνολική παραγόμενη Αιολική ενέργεια (MWh):** Πολλαπλασιάζουμε τη γνωστή μας χρονοσειρά παραγόμενης Αιολικής ενέργειας από μια μεμονωμένη Α/Γ με το πλήθος των Α/Γ στο νησί.
- 2) **Συνολική παραγόμενη Ηλιακή ενέργεια (MWh):** Πολλαπλασιάζουμε τη γνωστή μας χρονοσειρά παραγόμενης Ηλιακής ενέργειας από ένα μεμονωμένο Φ/Β με το πλήθος των Φ/Β στο νησί.
- 3) **Συνολική διαθέσιμη ενέργεια από ΑΠΕ (MWh):** Προσθέτουμε τις δύο παραπάνω χρονοσειρές.
- 4) **Νερό που μπορεί να αφαλατωθεί από την ενέργεια των ΑΠΕ (m³):** Διαιρούμε τη συνολική διαθέσιμη ενέργεια από ΑΠΕ με την ενεργειακή απαίτηση των Μονάδων Αφαλάτωσης (παραδοχή 5 kWh/m³).

Έχουμε θεωρήσει την τιμή της ενεργειακής απαίτησης αρκετά υψηλή ώστε να περιλαμβάνει και την ισχύ που χρειάζονται οι αντλίες για τη μεταφορά του αφαλατωμένου νερού από τις ΜΑ στις δεξαμενές. Στην προσομοίωσή μας ελλείπει πληροφοριών θεωρούμε πως χρησιμοποιούνται μονοβάθμιες και πολυβάθμιες φυγοκεντρικές αντλίες για τη μεταφορά του νερού στις δεξαμενές. Το πότε χρησιμοποιείται αντλία μονής και πότε πολλαπλών βαθμίδων έχει αναλυθεί στην ενότητα 2.4.1. Κάθε αντλία όμως, ανεξαρτήτως της παροχής της, θα συνδυάζεται με VFDs (μετατροπείς συχνότητας), καθώς η παροχή και πίεση των αγωγών δεν θα είναι σταθερή. Τα πλεονεκτήματα της χρήσης VFDs έχουν προαναφερθεί στην ενότητα 2.4.2. Η χρονοσειρά της συνολικής απαιτούμενης ισχύος των αντλιών P_{pump} (σε MWh) υπολογίζεται από τον τύπο:

$$P_{\text{pump}} = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} \quad (5.14)$$

όπου:

ρ η πυκνότητα του νερού, ίση με 1000 kg/m³,

g η επιτάχυνση της βαρύτητας, ίση με 9.81 m/s²,

Η το μανομετρικό ύψος των δεξαμενών, που το θεωρούμε ως τον μέσο όρο των υψών όλων των υφιστάμενων δεξαμενών της Σύρου από τα δεδομένα μας (142m),

Q η ωριαία παροχή των αντλιών όλων των δεξαμενών του νησιού (m^3/h),

η ο συνδυασμός του βαθμού απόδοσης των αντλιών $\eta_{\text{pump}} = 0.75$ και του βαθμού απόδοσης των VFDs $\eta_{\text{VFD}} = 0.96$, ίσος με $0.75 \cdot 0.96 = 0.72$.

Τελικά, διαιρώντας το άθροισμα ολόκληρης της χρονοσειράς ισχύος των αντλιών P_{pump} με το άθροισμα της χρονοσειράς της παροχής Q βρίσκουμε την ισχύ ανά κυβικό μέτρο νερού που χρειάζονται οι αντλίες, το οποίο προκύπτει περίπου 0.5 kWh/m^3 και το συμπεριλαμβάνουμε στην παραδοχή για την ενεργειακή απαίτηση των ΜΑ.

5) **Ενεργειακή ανάγκη ΜΑ (MWh):** Πολλαπλασιάζουμε τη γνωστή μας χρονοσειρά ζήτησης νερού με την ενεργειακή απαίτηση των ΜΑ (5 kWh/m^3).

6) **Νερό που παράγεται ανά ώρα (m^3):** Οι καταθλιπτικοί αγωγοί που οδηγούν στις δεξαμενές λειτουργούν **20 hrs** την ημέρα, δηλαδή ένα τετράωρο την ημέρα η παραγωγή νερού θα είναι μηδενική. Κάνουμε την παραδοχή πως αυτό το τετράωρο θα είναι οι τέσσερις πρώτες ώρες της ημέρας, όπου έχουμε και λιγότερη ενέργεια από τις ΑΠΕ. Για τις υπόλοιπες ώρες, υπάρχουν τρεις παράγοντες που περιορίζουν την παραγωγή νερού: η χωρητικότητα των δεξαμενών, η συνολική διαθέσιμη ενέργεια από ΑΠΕ και η συνολική δυναμικότητα των ΜΑ σε m^3/hr . Η επίδραση αυτών των παραγόντων εκφράζονται με την εξής σχέση:

$$X_t = \begin{cases} 0, & S_{t-1} - D_t \geq S_{\max} \\ \min\{(S_{\max} - S_{t-1} + D_t), X_{\max}^{MA}, C_{\max}^{ΑΠΕ}\}, & S_{t-1} - D_t < S_{\max} \end{cases} \quad (5.15)$$

όπου:

$S_{\max}$ ο συνολικός ωφέλιμος όγκος των δεξαμενών (m^3),

D_t η ζήτηση νερού στο εκάστοτε χρονικό βήμα t (m^3),

$X_{\max}$ η συνολική δυναμικότητα των ΜΑ (m^3/hr),

$C_{\max}$ το νερό που μπορεί να αφαλατωθεί από την ενέργεια των ΑΠΕ (m^3),

S_{t-1} το αποθηκευμένο νερό στις δεξαμενές μέχρι το προηγούμενο χρονικό βήμα (m^3), το οποίο ισούται με:

$$S_t = \begin{cases} 0, & S_{t-1} + X_t < D_t \\ S_{t-1} + X_t - D_t, & S_{t-1} + X_t \geq D_t \end{cases} \quad (5.16)$$

7) **Διαφορά Διαθεσιμότητας- Ζήτησης νερού (m^3):**

$$\Delta\text{ιαφορά} = S_{t-1} + X_t - D_t \quad (5.17)$$

Όπου η διαφορά αυτή προκύπτει αρνητική, θα αντιμετωπίζουμε έλλειμμα πόσιμου ύδατος. Το έλλειμμα αυτό θα πρέπει να καλυφθεί λειτουργώντας τις ΜΑ με ηλεκτρική ενέργεια από κάποια άλλη πηγή, καθώς δε θα επαρκεί η ενέργεια από τις ΑΠΕ.

Στο τέλος υπολογίζονται για λόγους αξιολόγησης των αποτελεσμάτων του συστήματος τα ποσοστά υδατικού ελλείμματος αλλά και ελλείμματος εφεδρείας, δηλαδή το ποσοστό του χρόνου που το αποθηκευμένο νερό στις δεξαμενές ύδρευσης είναι μικρότερο του όγκου ασφαλείας.

8) **Διαφορά Διαθεσιμότητας- Ζήτησης ενέργειας (MWh):** Από τη συνολική διαθέσιμη ενέργεια από ΑΠΕ αφαιρούμε το παραγόμενο νερό X_t , μετά τη μετατροπή του σε ενέργεια πολλαπλασιάζοντάς

το με την ενεργειακή απαίτηση των ΜΑ (5 kWh/m³). Αν η διαφορά τους βγει αρνητική, θεωρείται μηδενική. Υπολογίζεται έτσι η περίσσεια ενέργειας των ΑΠΕ.

5.6 Κοστολόγηση

Όπως έχουμε ήδη προαναφέρει, πιθανή εμφάνιση ελλείμματος πόσιμου νερού στο νησί θα οφείλεται σε ανεπαρκή ποσότητα ενέργειας από τις ΑΠΕ. Σε τέτοιες περιπτώσεις, λοιπόν, το έλλειμμα θα καλυφθεί πάλι από τις ΜΑ, βασιζόμενες όμως σε ενέργεια από διαφορετική πηγή. Οι άλλες δύο επιλογές πηγής ενέργειας της Σύρου αποτελούν το ηπειρωτικό δίκτυο ηλεκτρικού ρεύματος της χώρας -αφού, όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 3.2.3, η Σύρος είναι διασυνδεδεμένη με το Λαύριο από το 2018- και ο ΑΣΠ του νησιού που λειτουργεί με καύση πετρελαίου και διατηρείται σε κατάσταση ετοιμότητας για περιπτώσεις αιχμής ή έκτακτης ανάγκης. Προφανώς, καλύτερη επιλογή από τις δύο αποτελεί η πρώτη, εφόσον η καύση πετρελαίου στον ΑΣΠ περιλαμβάνει επιπλέον χρεώσεις λόγω έκλυσης διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα.

Με βάση τα παραπάνω, μπορούμε να υπολογίσουμε τα λειτουργικά έξοδα του συστήματος:

1) Κόστος ανανεώσιμης ενέργειας

- Έχει ήδη βρεθεί η χρονοσειρά του νερού που αφαλατώνεται ανά ώρα (σε m³).
- Γίνεται η μετατροπή της σε ενέργεια πολλαπλασιάζοντάς τη με την ενεργειακή απαίτηση των ΜΑ (παραδοχή 5 kWh/m³).
- Κάνουμε την παραδοχή πως η τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος από ΑΠΕ θα είναι το 50% της τιμής του συμβατικού δικτύου, δηλαδή 65€/MWh. Έπειτα, πολλαπλασιάζουμε τη χρονοσειρά ενέργειας με αυτήν την τιμή.
- Τα λειτουργικά έξοδα ανανεώσιμης ενεργειακής τροφοδοσίας επομένως προκύπτουν αθροίζοντας τα κόστη αγοράς ρεύματος ανά ώρα.

2) Κόστος συμβατικής ενέργειας ηπειρωτικού δικτύου

- Έχει ήδη βρεθεί η χρονοσειρά ελλείμματος, δηλαδή το πρόσθετο νερό που χρειάζεται το νησί ανά ώρα (m³).
- Γίνεται η μετατροπή της σε ενέργεια πολλαπλασιάζοντας το έλλειμμα με την ενεργειακή απαίτηση των ΜΑ (παραδοχή 5 kWh/m³).
- Κάνουμε την παραδοχή πως η τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος από τη ΔΕΗ και τον ΑΔΜΗΕ για βιομηχανικές χρήσεις είναι 130 €/MWh -μία μέση τιμή βάσει των μηνιαίων αναφορών της Ρ.Α.Ε. (90 - 190€/MWh) για τη λειτουργία της Χονδρικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα για το έτος 2023- και έπειτα, πολλαπλασιάζουμε τη χρονοσειρά ενέργειας με αυτήν την τιμή.
- Τα λειτουργικά έξοδα συμβατικής ενεργειακής τροφοδοσίας επομένως προκύπτουν αθροίζοντας τα κόστη αγοράς ρεύματος ανά ώρα.

Διαιρώντας, τέλος, τα ολικά λειτουργικά έξοδα (ανανεώσιμα και συμβατικά) με το σύνολο του νερού που αφαλατώθηκε και με τις δύο πηγές ενέργειας, προκύπτει το κόστος λειτουργίας ανά κυβικό μέτρο νερού (€/m³).

Εκτός από αυτά όμως, μπορεί να υπάρξει κι η δυνατότητα δημιουργίας εσόδων μέσα από τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, πουλώντας την περίσσεια ενέργειας πίσω στον ΑΔΜΗΕ. Είναι κατανοητό πως η πώληση μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο εφόσον οι ΑΠΕ ανήκουν στην εταιρία ύδρευσης της Σύρου, δηλαδή όχι για τις υφιστάμενες αλλά για τυχόν νέες Α/Γ ή Φ/Β. Αυτό το σενάριο

δεν θα αναλυθεί στην παρούσα διπλωματική εργασία, αναφέρεται όμως ως πρόταση για επόμενη μελέτη.

5.7 Παραδοχές του συστήματος

Εν συνεχεία, καταγράφονται όλες οι παραδοχές που λήφθηκαν υπόψη στη μοντελοποίηση του συστήματος εξαιτίας της έλλειψης επαρκών στοιχείων, για λόγους σαφέστερης παρουσίασης:

- Φ/Β πλαίσια: 400W, επιφάνειας 2m², επομένως προκύπτουν συνολικά 7500 Φ/Β
- Ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης: 5 kWh/m³
- Τετράωρο μη λειτουργίας αντλιών: 1:00 πμ -4:00 πμ
- Τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος από ΔΕΗ: 130 €/MWh
- Τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος από ΑΠΕ: 65 €/MWh, που αντιστοιχεί στο 50% της τυπικής τιμής του εμπορίου.

6 Σενάρια και αναλύσεις ευαισθησίας

6.1 Σενάριο 1

Στο πρώτο σενάριο λειτουργίας του συστήματος που εξετάζεται, δεν λαμβάνουμε υπόψη καθόλου τις ΑΠΕ και η απαιτούμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που χρειαζόμαστε προέρχεται εξ ολοκλήρου από το συμβατικό δίκτυο της ΔΕΗ. Με αυτόν τον τρόπο αποτυπώνεται ουσιαστικά η υφιστάμενη κατάσταση στο νησί.

Για αυτή την απλουστευμένη περίπτωση δεν εφαρμόστηκε ολόκληρη η μοντελοποίηση που αναλύθηκε μαθηματικά στο προηγούμενο κεφάλαιο, γιατί τώρα μας ενδιαφέρει μόνο να αξιολογήσουμε το ελάχιστο κόστος αφαλάτωσης και μεταφοράς του νερού στις δεξαμενές. Το ελάχιστο κόστος αντιστοιχεί στην αφαλάτωση της ελάχιστης ποσότητας νερού που χρειάζονται οι κάτοικοι ανά ώρα. Για το ενδεχόμενο όπου το ζητούμενο νερό μία συγκεκριμένη ώρα ξεπερνά την ωριαία συνολική δυναμικότητα όλων των υφιστάμενων μονάδων αφαλάτωσης, θεωρούμε πως η διαφορά τους θα καλυφθεί από κάποια προηγούμενη ώρα της ίδιας ημέρας, για την οποία δεν έχουμε πολύ υψηλή ζήτηση νερού και υπάρχουν μονάδες αφαλάτωσης διαθέσιμες προς λειτουργία, οι οποίες υπό κανονικές συνθήκες δεν θα λειτουργούσαν εκείνη την ώρα. Έτσι, η ωριαία περίσσεια νερού μπορεί να αποθηκευτεί στις δεξαμενές και να καταναλωθεί αργότερα, όταν δεν θα επαρκεί η δυναμικότητα των μονάδων.

Επομένως, έχοντας υπολογίσει την ωριαία χρονοσειρά ζήτησης νερού (κεφάλαιο 5.3), ακολουθούμε τη διαδικασία που περιγράφεται στο κεφάλαιο 5.6 για τον υπολογισμό των λειτουργικών εξόδων του συστήματος, με τη διαφορά ότι τώρα δεν μετατρέπουμε σε ενέργεια το πρόσθετο νερό που χρειάζεται το νησί αλλά την αρχική συνολική ζήτηση νερού. Για τη χρονοσειρά ζήτησης, λοιπόν, που έχουμε για το 2023, για ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης και αντλιών μεταφοράς νερού στις δεξαμενές 5 kWh/m³ και για τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος 130 €/MWh, το κόστος λειτουργίας του συστήματος προκύπτει ίσο με 1292304.76€ για όλο το έτος 2023 ή αλλιώς **0.65 €/m³**, τιμή λογική για μονάδες αντίστροφης ώσμωσης.

6.1.1 Αναλύσεις ευαισθησίας σεναρίου 1

Το πρώτο σενάριο επηρεάζεται μόνο από δύο συντελεστές:

- Την ενεργειακή απαίτηση της αφαλάτωσης, η οποία εξαρτάται από τη μέθοδο αφαλάτωσης που εφαρμόζεται και από την κατάσταση και τεχνολογική εξέλιξη των επιμέρους συσκευών που χρησιμοποιούνται.
- Την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος, η οποία δεν είναι σταθερή αλλά μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια του έτους ανά μήνα, ακόμα και ανά ημέρα. Σύμφωνα με τα στοιχεία της ΠΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) για το 2023, η μέση χονδρική τιμή της ενέργειας στην Ελλάδα ανά μήνα κυμαινόταν μεταξύ των 90 €/MWh (μέση τιμή του Ιουνίου) και των 190 €/MWh (μέση τιμή του Ιανουαρίου).

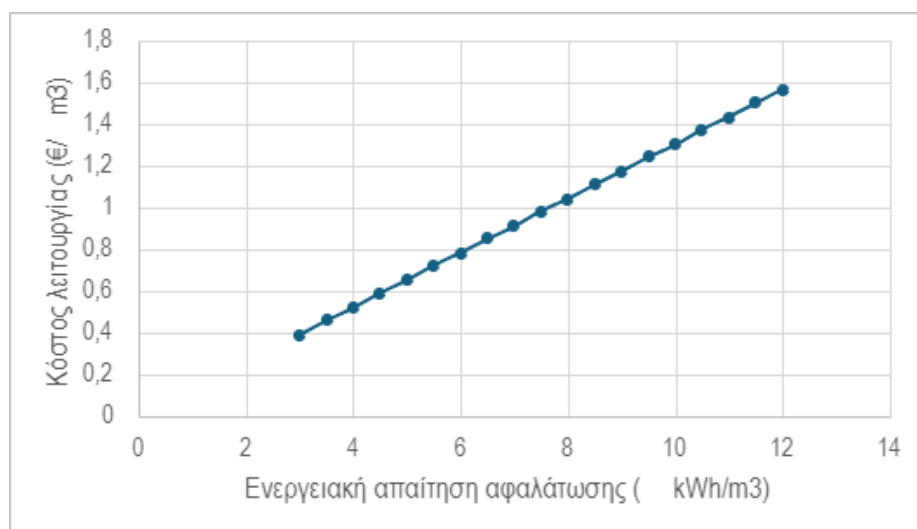
Παρακάτω θα διερευνήσουμε την εξάρτηση του μοναδιαίου κόστους λειτουργίας του συστήματος από αυτούς τους δύο συντελεστές, αλλάζοντας τις τιμές τους. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται συγκεντρωμένα σε πίνακες και διαγράμματα.

1) Εξάρτηση από Ενεργειακή Απαίτηση Αφαλάτωσης

Φαίνεται ότι η σχέση του λειτουργικού κόστους του συστήματος με την ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης είναι γραμμική και όσο μειώνεται η τιμή της, τόσο μειώνεται και το λειτουργικό κόστος. Επομένως, η τιμή που έχουμε θεωρήσει για την απαιτούμενη ενέργεια (5 kWh/m³) είναι αρκετά μεγάλη για ένα σύγχρονο σύστημα αντίστροφης ώσμωσης και μεταφοράς νερού, υπέρ της ασφαλείας.

Πίνακας 6.1: Σχέση ενεργειακής απαίτησης και κόστους λειτουργίας του συστήματος (για σταθερή τιμή ρεύματος)

Ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης (kWh/m ³)	Τιμή ηλεκτρικού ρεύματος (€/MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)
3 (RO)	130	0.39
3.5 (RO)	130	0.46
4 (RO)	130	0.52
4.5 (RO)	130	0.59
5 (RO)	130	0.65
5.5 (RO- MED)	130	0.72
6 (MED)	130	0.78
6.5 (MED)	130	0.85
7 (MED- MVC)	130	0.91
7.5 (MED- MVC)	130	0.98
8 (MED- MVC)	130	1.04
8.5 (MED- MVC)	130	1.11
9 (MED- MVC)	130	1.17
9.5 (MED- MVC)	130	1.24
10 (MED- MVC)	130	1.30
10.5 (MED- MVC)	130	1.37
11 (MED- MVC)	130	1.43
11.5 (MVC)	130	1.50
12 (MVC)	130	1.56



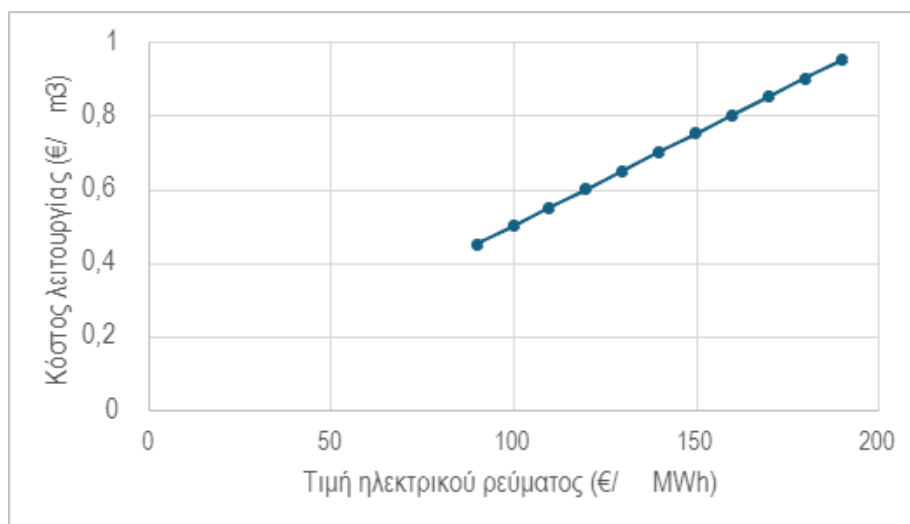
Εικόνα 6.1: Σχέση ενεργειακής απαίτησης και κόστους λειτουργίας του συστήματος (για σταθερή τιμή ρεύματος)

2) Εξάρτηση από Τιμή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Φαίνεται ότι η σχέση του λειτουργικού κόστους του συστήματος με την τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι γραμμική και όσο μειώνεται η τιμή της, τόσο μειώνεται και το λειτουργικό κόστος. Επομένως, η τιμή που θεωρήσαμε για το κόστος του ρεύματος (130 €/MWh) ανταποκρίνεται στη μέση κατάσταση του έτους.

Πίνακας 6.2: Σχέση τιμής ηλεκτρικού ρεύματος και κόστους λειτουργίας του συστήματος (για σταθερή ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης)

Ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης (kWh/m ³)	Τιμή ηλεκτρικού ρεύματος (€/MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)
5 (RO)	90	0.45
5 (RO)	100	0.50
5 (RO)	110	0.55
5 (RO)	120	0.60
5 (RO)	130	0.65
5 (RO)	140	0.70
5 (RO)	150	0.75
5 (RO)	160	0.80
5 (RO)	170	0.85
5 (RO)	180	0.90
5 (RO)	190	0.95



Εικόνα 6.2: Σχέση τιμής ηλεκτρικού ρεύματος και κόστους λειτουργίας του συστήματος (για σταθερή ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης)

6.2 Σενάριο 2

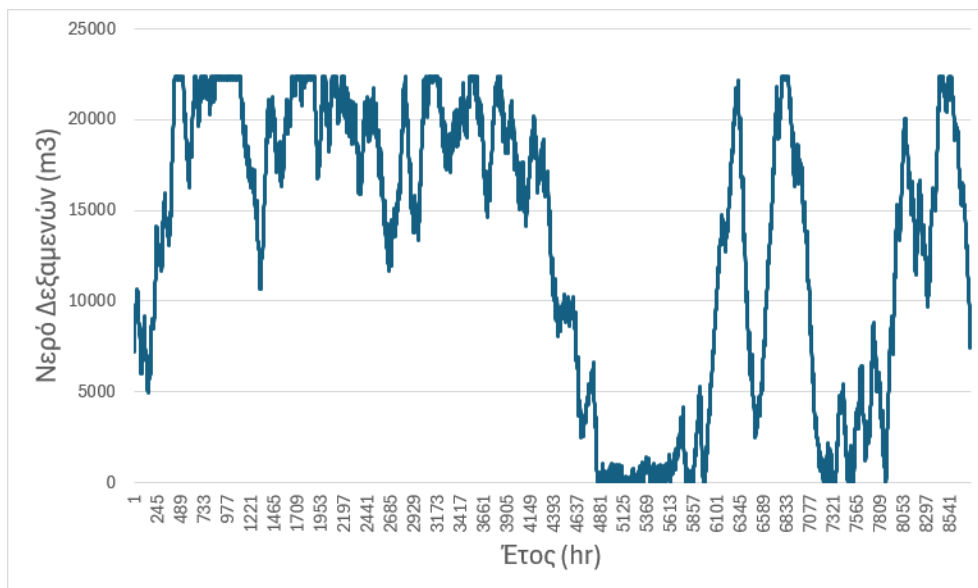
Στο δεύτερο σενάριο λειτουργίας του συστήματος που εξετάζεται, βασιζόμαστε κυρίως στην ενέργεια από τις υφιστάμενες υποδομές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της Σύρου, δηλαδή τις ήδη υπάρχουσες ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά. Ερευνούμε πρακτικά κατά πόσο επαρκούν οι υποδομές αυτές για την υδροδότηση όλου του νησιού.

Το αιολικό και το φωτοβολταϊκό πάρκο της Σύρου βρίσκεται σε λειτουργία και αυτή τη στιγμή εξυπηρετεί τη μερική κάλυψη των αναγκών ηλεκτροδότησης των σπιτιών και επιχειρήσεων του νησιού. Στα πλαίσια αυτής της εργασίας ερευνήσαμε τη χρήση τους αποκλειστικά για ενεργειακή

τροφοδοσία των μονάδων αφαλάτωσης, αγνοώντας την ηλεκτρική κατανάλωση του νησιού και θεωρώντας ότι αυτή θα καλύπτεται από το συμβατικό δίκτυο της ΔΕΗ, τον ΑΔΜΗΕ και τον ΔΕΔΔΗΕ (η πρώτη επιχείρηση είναι υπεύθυνη για την παραγωγή της ενέργειας, η δεύτερη για τη μεταφορά της σε μορφή υψηλής τάσης και ο τρίτος για τη διανομή της στους καταναλωτές σε μορφή μεσαίας και χαμηλής τάσης). Έτσι κι αλλιώς, η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια από τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις αυτήν τη στιγμή είναι μικρότερη της ετήσιας ηλεκτρικής ζήτησης του νησιού, με αποτέλεσμα να μη μπορεί να εξυπηρετήσει συγχρόνως την ηλεκτρική και την υδατική ανάγκη των κατοίκων όλο τον χρόνο.

Για τη μοντελοποίηση του σεναρίου αυτού εφαρμόζεται η μαθηματική διαδικασία που περιγράφηκε αναλυτικά στο προηγούμενο κεφάλαιο, με βάση τα υφιστάμενα στοιχεία της Σύρου που αναφέρονται στο κεφάλαιο 3. Από το μοντέλο μας, λοιπόν, βλέπουμε ότι οι τέσσερις Α/Γ τύπου Vestas V47, το φωτοβολταϊκό πάρκο των 7500 πλαισίων, συνολικής δυναμικότητας 3.0 MW, οι 29 δεξαμενές ολικού ωφέλιμου όγκου 22400 m³ και οι 20 μονάδες αφαλάτωσης RO του νησιού, ολικής δυναμικότητας 9990 m³/day με ενεργειακή απαίτηση 5.0 kWh/m³ καλύπτουν την υδατική ζήτηση το 95.73% του χρόνου, δηλαδή δημιουργούν ένα **ποσοστό ελλειμμάτων ίσο με 4.27%**. Επιπρόσθετα, από την διαδικασία διαστασιολόγησης των δεξαμενών (κεφάλαιο 5.4) προκύπτει ένας όγκος νερού ασφαλείας ίσος με 1998 m³ για το συνολικό δυναμικό αφαλάτωσης και παρατηρούμε πως **το ποσοστό ελλείματος εφεδρείας**, δηλαδή το ποσοστό του χρόνου όπου το αποθηκευμένο νερό στις δεξαμενές είναι κάτω του ορίου ασφαλείας, **ισούται με 15.67%**.

Τα παραπάνω αποτελέσματα βασίζονται επίσης στην παραδοχή πως το τετράωρο μηδενισμού της παραγωγής, δηλαδή το τετράωρο της ημέρας που απενεργοποιούνται οι αντλίες μεταφοράς προς τις δεξαμενές, θα είναι πάντα οι τέσσερις πρώτες βραδινές ώρες. Επιπλέον, για αγορά ενέργειας από το συμβατικό δίκτυο θεωρήθηκε η τιμή των 130€/MWh, δηλαδή μία μέση τιμή βάσει των μηνιαίων αναφορών της Ρ.Α.Ε. (90 - 190€/MWh), ενώ για την ανανεώσιμη ενέργεια λήφθηκε η τιμή των 65€/MWh, δηλαδή το 50% της τιμής του συμβατικού δικτύου. Βάσει αυτών των τιμών το **μοναδιαίο λειτουργικό κόστος του συστήματος προκύπτει 0.34€/m³**.



Εικόνα 6.3: Διάγραμμα ωριαίας χρονοσειράς αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για το έτος 2023

6.2.1 Αναλύσεις ευαισθησίας σεναρίου 2 σε παράγοντες υποδομών

Το δεύτερο σενάριο επηρεάζεται από τους εξής παράγοντες υποδομών:

- Τη θέση του τετράωρου μηδενισμού της υδατικής παραγωγής κατά τη διάρκεια της ημέρας, η οποία επιλέγεται από τους χειριστές του συστήματος, με γνώμονα το πότε το άθροισμα της προς χρήση ηλιακής και αιολικής ενέργειας ελαχιστοποιείται ή εμφανίζει συχνότερα αρκετά χαμηλές τιμές.
- Το πλήθος των Α/Γ που θεωρούμε πως συμμετέχουν στο σύστημα και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους (ονομαστική ισχύς, διάμετρος πτερωτής, ύψος πλήμνης κλπ.).
- Το πλήθος των Φ/Β πλαισίων που θεωρούμε πως συμμετέχουν στο σύστημα και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους (ονομαστική ισχύς, επιφάνεια κυττάρου πλαισίου, συντελεστής απόδοσης).
- Η συνολική χωρητικότητα των δεξαμενών αποθήκευσης που θεωρούμε πως συμμετέχουν στο σύστημα.
- Το ολικό δυναμικό των μονάδων αφαλάτωσης που θεωρούμε πως συμμετέχουν στο σύστημα και η ενεργειακή τους απαίτηση.

Η εξάρτηση του συστήματος από την ενεργειακή απαίτηση της αφαλάτωσης αναλύθηκε στο προηγούμενο υποκεφάλαιο, οπότε δεν θα ξαναγίνει και η τιμή των 5.0 kWh/m³ θα κρατηθεί σταθερή. Στη συνέχεια διερευνάται η εξάρτηση του μοναδιαίου κόστους λειτουργίας του συστήματος, του ποσοστού υδατικών ελλειμμάτων και του ποσοστού ελλείμματος εφεδρείας από τους υπόλοιπους παράγοντες, αλλάζοντας τις τιμές τους. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται συγκεντρωμένα σε πίνακες και διαγράμματα.

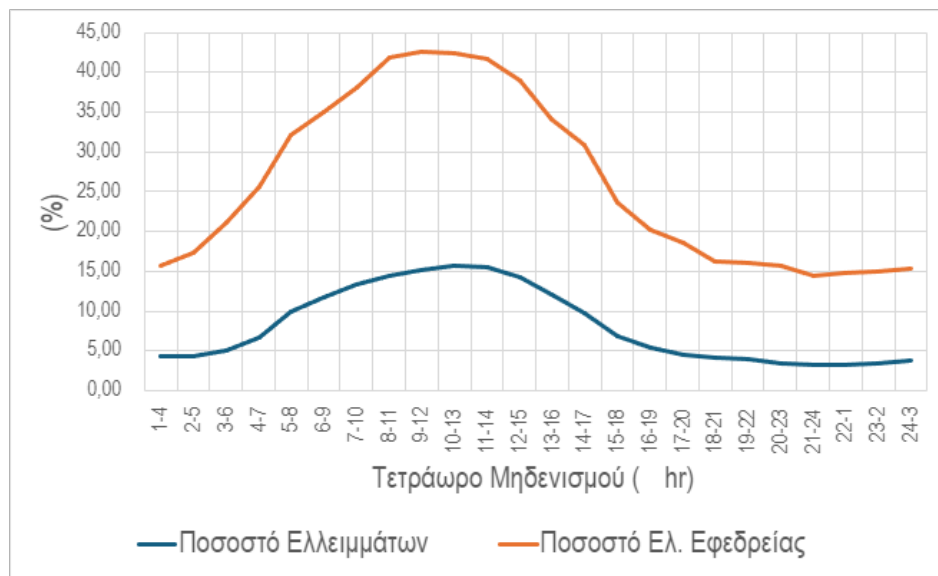
1) Εξάρτηση από Θέση Τετράωρου Μηδενισμού

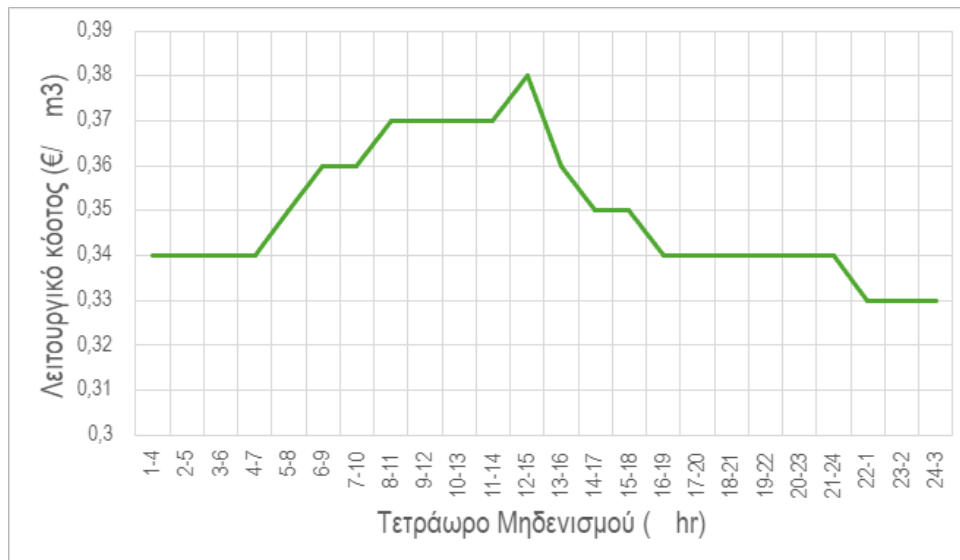
Παρατηρώντας τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας για τον πρώτο παράγοντα εξάρτησης, βλέπουμε πως η αρχική μας εκτίμηση για το τετράωρο μηδενισμού (οι πρώτες τέσσερις ώρες της ημέρας, 1-4) ήταν αρκετά ικανοποιητική, αλλά το χαμηλότερο ποσοστό ελλειμμάτων στο σύστημά μας για τα ανεμολογικά και ηλιακά δεδομένα του έτους 2023 εμφανίζεται μηδενίζοντας τις τέσσερις τελευταίες ώρες (21-24). Παρατίθεται με τη σειρά του το διάγραμμα χρονοσειράς του αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για το καλύτερο και για το χειρότερο τετράωρο μηδενισμού, δηλαδή αυτό με το μεγαλύτερο έλλειμμα (10-13).

Πίνακας 6.3: Σχέση θέσης τετράωρου μηδενισμού και δεικτών του συστήματος (για 4 Α/Γ Vestas V47, Φ/Β 3MW, όγκο δεξαμενών 22400 m³ και αφαλάτωση 9990 m³/day απαίτησης 5 kWh/m³, κόστος ενέργειας από ΑΠΕ 65€/MWh και από ΔΕΗ 130€/MWh)

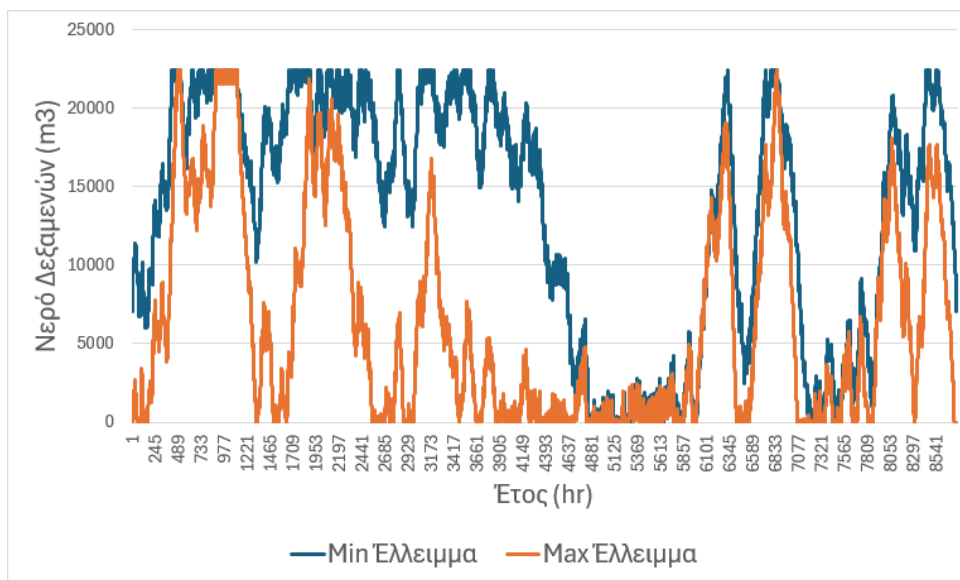
Τετράωρο Μηδενισμού	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
0 (24hrs λειτουργίας αντλιών)	9887.44	53.37	0.33	0.55	1.67
1-4 (Παραδοχή)	9621.00	319.81	0.34	4.27	15.67
2-5	9581.04	359.77	0.34	4.42	17.34
3-6	9502.88	437.93	0.34	5.15	21.11
4-7	9365.86	574.95	0.34	6.76	25.59
5-8	9161.53	779.27	0.35	9.97	32.16
6-9	8967.81	972.99	0.36	11.79	35.02
7-10	8811.28	1129.53	0.36	13.44	37.99

Τετράωρο Μηδενισμού	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
8-11	8698.98	1241.82	0.37	14.52	41.93
9-12	8638.50	1302.31	0.37	15.23	42.53
10-13	8638.93	1301.88	0.37	15.76	42.49
11-14	8684.68	1256.12	0.37	15.47	41.66
12-15	8793.18	1147.63	0.38	14.30	38.98
13-16	8947.76	993.05	0.36	12.13	34.12
14-17	9115.98	824.83	0.35	9.70	30.83
15-18	9312.28	628.53	0.35	6.84	23.70
16-19	9433.57	507.24	0.34	5.51	20.16
17-20	9510.42	430.39	0.34	4.55	18.64
18-21	9563.73	377.08	0.34	4.10	16.20
19-22	9580.46	360.35	0.34	3.90	16.06
20-23	9605.22	335.59	0.34	3.50	15.67
21-24	9627.59	313.21	0.34	3.23	14.46
22-1	9640.95	299.86	0.33	3.33	14.82
23-2	9651.20	289.61	0.33	3.42	15.01
24-3	9639.29	301.52	0.33	3.87	15.43





Εικόνα 6.4, 6.5: Σχέση θέσης τετράωρου μηδενισμού και δεικτών του συστήματος



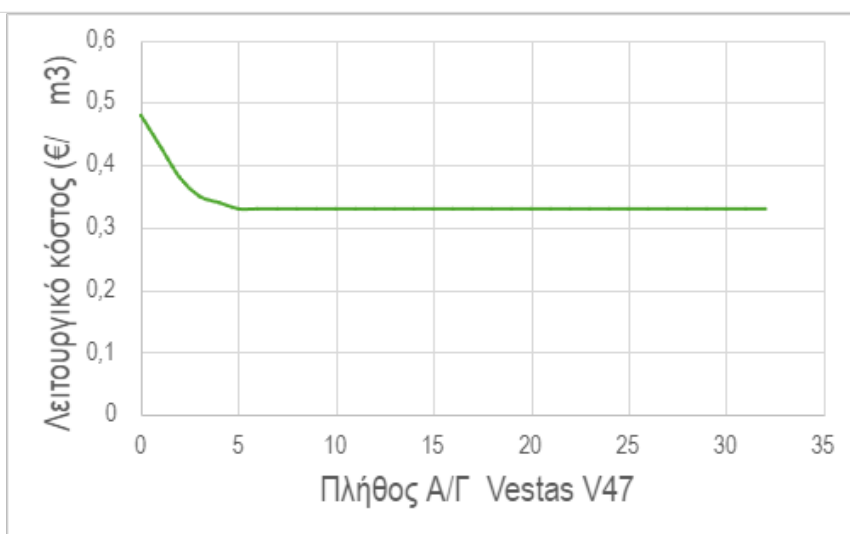
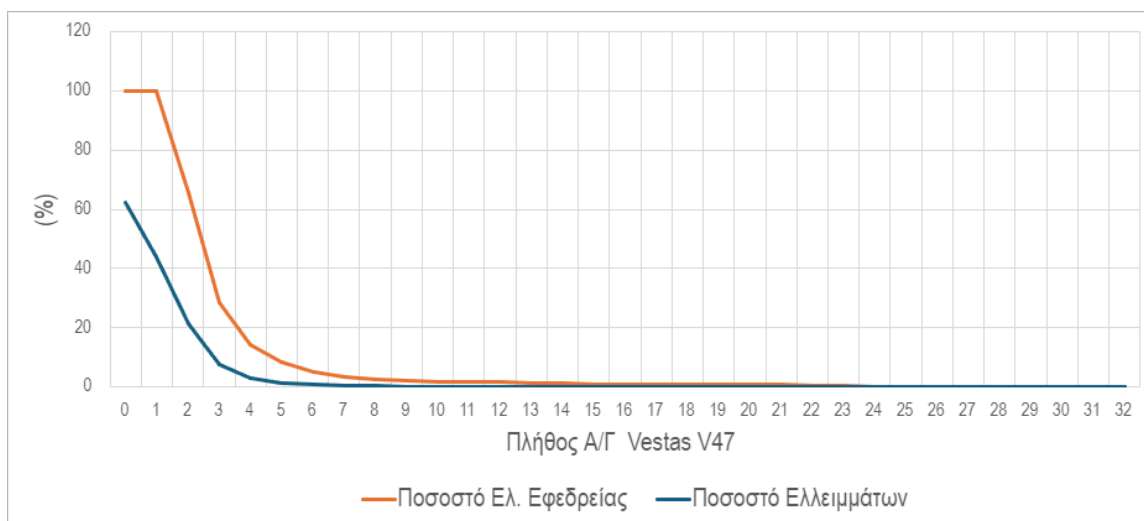
Εικόνα 6.6: Διάγραμμα ωριαίας χρονοσειράς αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για ελάχιστο (τετράωρο 21-24) και μέγιστο ποσοστό ελλειμμάτων (τετράωρο 10-13)

2) Εξάρτηση από πλήθος Α/Γ

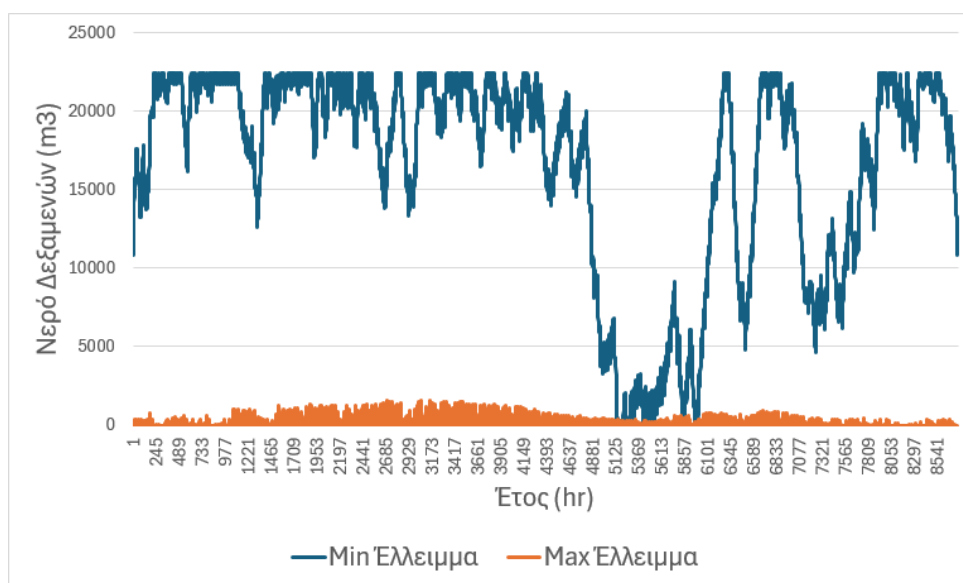
Η χρήση των τεσσάρων υφιστάμενων Α/Γ αποδεικνύεται ιδιαίτερα αποδοτική, καθώς περιορίζει το ποσοστό ελλειμμάτων με ταχύτατο ρυθμό σε 3.23% του χρόνου. Επίσης, παρατηρούμε ότι όσο προσθέτουμε περισσότερες Α/Γ, τόσο ελαττώνεται ο ρυθμός μείωσης των δεικτών και τελικά η καμπύλη καταλήγει σχεδόν οριζόντια. Μία πιθανότητα που αξίζει να ερευνηθεί από άποψη κόστους κατασκευής και λειτουργίας είναι η προσθήκη δύο επιπλέον Α/Γ της ίδιας κατηγορίας στο σύστημα, καθώς από αυτή την τιμή επιτυγχάνεται κάλυψη των υδατικών αναγκών άνω των 99%. Παρατίθεται με τη σειρά του το διάγραμμα χρονοσειράς του αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για την περίπτωση ελλείμματος $\leq 1\%$ (6) και για τη χειρότερη περίπτωση αριθμού Α/Γ, δηλαδή αυτή με το μεγαλύτερο έλλειμμα (0).

Πίνακας 6.4: Σχέση πλήθους Α/Γ Vestas V47 και δεικτών του συστήματος (για τετράωρο μηδενισμού 21-24, Φ/Β 3MW, όγκο δεξαμενών 22400 m³ και αφαλάτωση 9990 m³/day απαίτησης 5 kWh/m³, κόστος ενέργειας από ΑΠΕ 65€/MWh και από ΔΕΗ 130€/MWh))

Πλήθος Α/Γ Vestas V47	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
0	5135.91	4804.90	0.48	62.45	100
1	6783.74	3157.07	0.43	44.14	99.67
2	8245.30	1695.50	0.38	21.55	65.59
3	9252.28	688.52	0.35	7.82	28.33
4 (Υφιστ.)	9627.59	313.21	0.34	3.23	14.46
5	9785.67	155.14	0.33	1.47	8.62
6	9849.26	91.54	0.33	0.84	5.07
7	9884.11	56.70	0.33	0.51	3.66
8	9894.85	45.96	0.33	0.43	2.47
9	9901.92	38.89	0.33	0.38	2.18
10	9907.91	32.90	0.33	0.31	2.04
11	9912.51	28.30	0.33	0.25	1.94
12	9917.10	23.70	0.33	0.23	1.88
13	9920.98	19.83	0.33	0.18	1.50
14	9924.07	16.74	0.33	0.17	1.34
15	9927.17	13.64	0.33	0.15	1.18
16	9930.05	10.76	0.33	0.13	1.10
17	9932.26	8.54	0.33	0.09	1.06
18	9934.40	6.40	0.33	0.06	1.00
19	9936.54	4.27	0.33	0.03	0.99
20	9938.57	2.24	0.33	0.02	0.97
21	9940.47	0.34	0.33	0.01	0.96
22	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.68
23	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.40
24	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.23
25	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.17
26	9940.80	0.00	0.33	0.00	0.10
27	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.06
28	9940.80	0.00	0.33	0.00	0.05
29	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.01
30	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.01
31	9940.80	0.00	0.33	0.00	0.01
32	9940.81	0.00	0.33	0.00	0.00



Εικόνα 6.7, 6.8: Σχέση πλήθους Α/Γ Vestas V47 και δεικτών του συστήματος



Εικόνα 6.9: Διάγραμμα ωριαίας χρονοσειράς αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για έλλειμμα $\leq 1\%$ (6 Α/Γ) και μέγιστο έλλειμμα (0 Α/Γ)

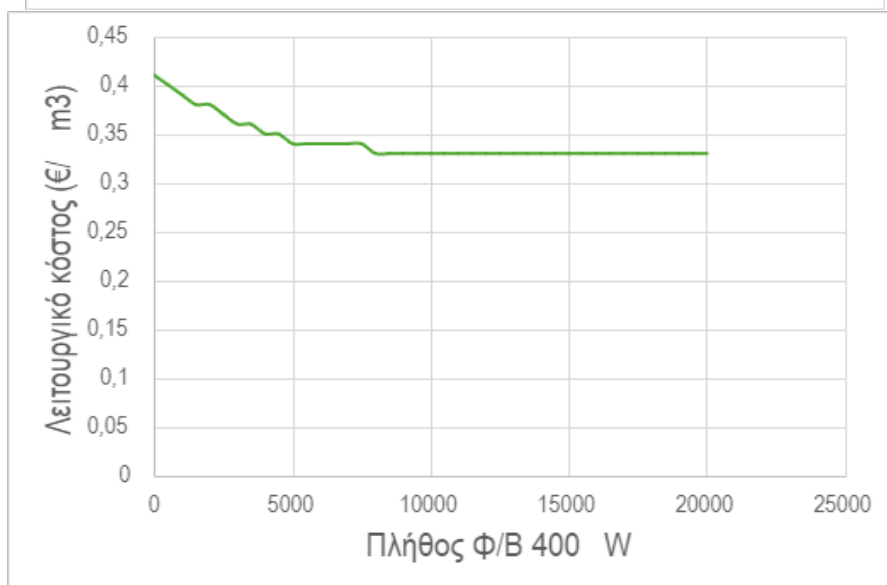
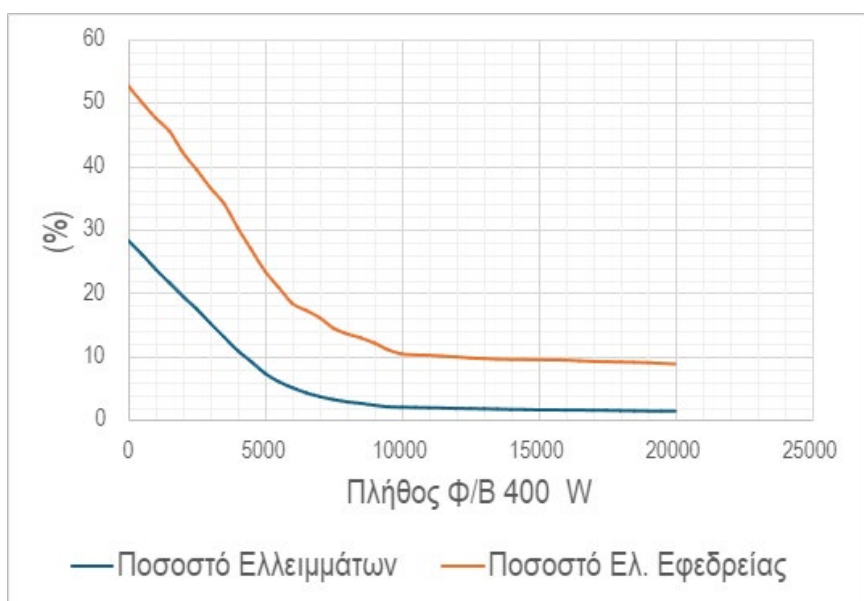
3) Εξάρτηση από πλήθος Φ/Β

Η χρήση των 7500 υφιστάμενων Φ/Β 400 W αποδεικνύεται ιδιαίτερα αποδοτική, καθώς περιορίζει το ποσοστό ελλειμμάτων με ταχύτατο ρυθμό σε 3.23% του χρόνου. Επίσης, παρατηρούμε ότι όσο προσθέτουμε περισσότερα Φ/Β πλαίσια, τόσο ελαττώνεται ο ρυθμός μείωσης των δεικτών και τελικά η καμπύλη καταλήγει σχεδόν οριζόντια. Μία πιθανότητα που αξίζει να ερευνηθεί από άποψη κόστους κατασκευής και λειτουργίας είναι η προσθήκη Φ/Β μέχρι τα 8000 στο σύστημα, καθώς τότε επιτυγχάνεται κάλυψη των υδατικών αναγκών κατά 97% και μειώνεται ελάχιστα το μοναδιαίο κόστος λειτουργίας. Παρατίθεται με τη σειρά του το διάγραμμα χρονοσειράς του αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για την περίπτωση ελλείμματος $\leq 3\%$ (6) και για τη χειρότερη περίπτωση αριθμού Φ/Β, δηλαδή αυτή με το μεγαλύτερο έλλειμμα (0).

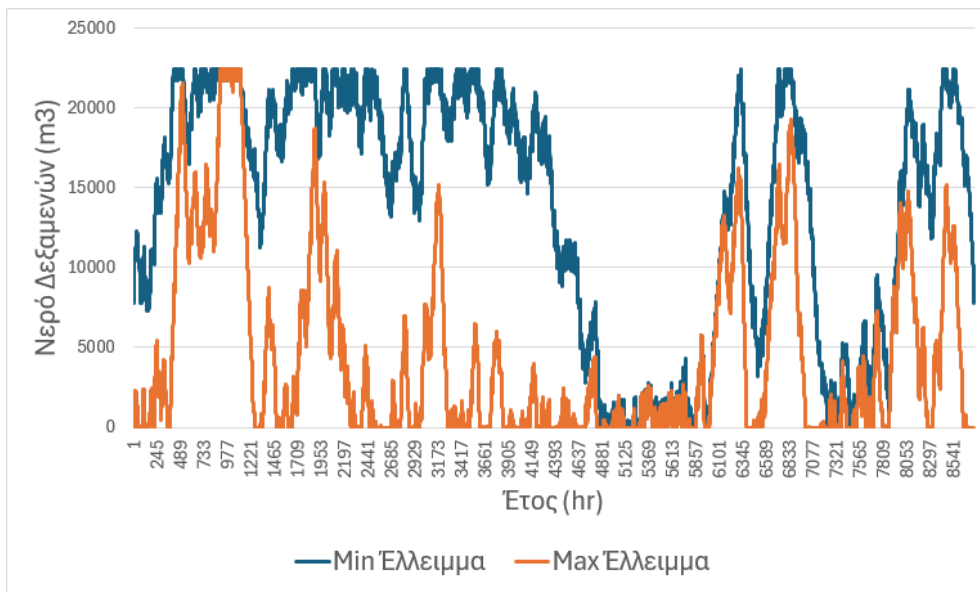
Πίνακας 6.5: Σχέση πλήθους ΦΒ/ 400 W και δεικτών του συστήματος (για τετράωρο μηδενισμού 21-24, 4 Α/Γ Vestas V47, όγκο δεξαμενών 22400 m³ και αφαλάτωση 9990 m³/day απαίτησης 5 kWh/m³, κόστος ενέργειας από ΑΠΕ 65€/MWh και από ΔΕΗ 130€/MWh)

Πλήθος Φ/Β 400 W	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
0	7357.83	2582.98	0.41	28.21	52.55
500	7624.47	2316.34	0.40	26.05	49.94
1000	7877.09	2063.72	0.39	23.72	47.52
1500	8114.24	1826.57	0.38	21.58	45.46
2000	8338.38	1602.42	0.38	19.45	42.03
2500	8547.26	1393.55	0.37	17.45	39.35
3000	8738.62	1202.19	0.36	15.21	36.51
3500	8914.64	1026.16	0.36	13.06	34.04
4000	9072.10	868.71	0.35	10.92	30.23
4500	9215.32	725.49	0.35	9.17	26.77
5000	9345.85	594.95	0.34	7.36	23.41
5500	9430.29	510.51	0.34	6.05	20.84
6000	9495.35	445.46	0.34	5.10	18.33
6500	9549.07	391.73	0.34	4.30	17.27
7000	9590.31	350.50	0.34	3.70	16.10
7500 (Υφιστ.)	9627.59	313.21	0.34	3.23	14.46
8000	9661.19	279.61	0.33	2.87	13.57
8500	9686.05	254.76	0.33	2.64	12.96
9000	9707.68	233.12	0.33	2.34	12.13
9500	9725.93	214.87	0.33	2.10	11.06
10000	9733.10	207.70	0.33	2.04	10.41
10500	9739.94	200.87	0.33	2.00	10.27
11000	9746.18	194.63	0.33	1.95	10.21
11500	9751.59	189.22	0.33	1.92	10.07
12000	9756.60	184.21	0.33	1.85	9.95
12500	9761.07	179.74	0.33	1.82	9.78
13000	9765.26	175.55	0.33	1.78	9.69
13500	9769.29	171.52	0.33	1.75	9.59
14000	9773.04	167.77	0.33	1.69	9.55
14500	9776.52	164.29	0.33	1.67	9.53
15000	9779.92	160.88	0.33	1.63	9.50
15500	9783.20	157.60	0.33	1.62	9.49

Πλήθος Φ/Β 400 W	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
16000	9786.31	154.50	0.33	1.60	9.45
16500	9789.32	151.48	0.33	1.59	9.33
17000	9792.26	148.55	0.33	1.56	9.24
17500	9795.08	145.72	0.33	1.55	9.19
18000	9797.83	142.98	0.33	1.51	9.16
18500	9800.40	140.40	0.33	1.48	9.11
19000	9802.80	138.01	0.33	1.45	9.05
19500	9804.94	135.87	0.33	1.44	8.93
20000 (75% οικοπέδου)	9806.90	133.91	0.33	1.42	8.84



Εικόνα 6.10, 6.11: Σχέση πλήθους ΦΒ/ 400 W και δεικτών του συστήματος



Εικόνα 6.12: Διάγραμμα ωριαίας χρονοσειράς αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για έλλειμμα $\leq 3\%$ (8000 Φ/B) και μέγιστο έλλειμμα (0 Φ/B)

4) Εξάρτηση από Χωρητικότητα Δεξαμενών Αποθήκευσης

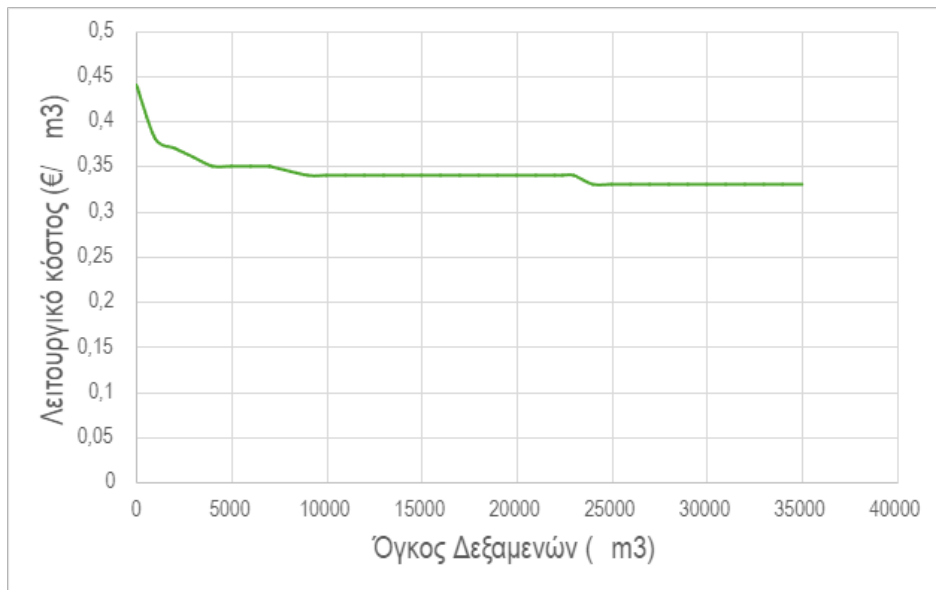
Η χρήση των 35 υφιστάμενων δεξαμενών χωρητικότητας 22400 m^3 αποδεικνύεται ιδιαίτερα αποδοτική, καθώς περιορίζει το ποσοστό ελλειμμάτων με ταχύτατο ρυθμό σε 3.23% του χρόνου. Επίσης, παρατηρούμε ότι αρχίζει να ελαττώνεται ο ρυθμός μείωσης των δεικτών από όγκο δεξαμενών 7000 m^3 και τελικά η καμπύλη καταλήγει σχεδόν οριζόντια. Μία πιθανότητα που αξίζει να ερευνηθεί από άποψη κόστους κατασκευής και λειτουργίας είναι η προσθήκη χωρητικότητας μέχρι τα 25000 m^3 στο σύστημα, καθώς από αυτή την τιμή επιτυγχάνεται κάλυψη των υδατικών αναγκών άνω των 97%. Παρατίθεται με τη σειρά του το διάγραμμα χρονοσειράς του αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για την περίπτωση ελλείμματος $\leq 3\%$ (25000 m^3) και για τη χειρότερη περίπτωση χωρητικότητας, δηλαδή αυτή με το μεγαλύτερο έλλειμμα (0 m^3). Μηδενική χωρητικότητα σημαίνει ουσιαστικά ότι δεν υπάρχουν δεξαμενές αποθήκευσης διαθέσιμες και η ωριαία υδατική ζήτηση καλείται να εξυπηρετηθεί αποκλειστικά από το ωριαίο δυναμικό όλων των μονάδων αφαλάτωσης. Αν η ζήτηση κάποιας ώρας υπερβαίνει τη μέγιστη ωριαία παραγωγή, το ελλειμματικό νερό θα χρειαστεί να μεταφερθεί από γειτονικά νησιά ή την ηπειρωτική Ελλάδα.

Πίνακας 6.6: Σχέση Χωρητικότητας Δεξαμενών και δεικτών του συστήματος (για τετράωρο μηδενισμού 21-24, 4 A/G Vestas V47, Φ/B 3MW και αφαλάτωση 9990 m^3/day απαίτησης 5 kWh/m^3 , κόστος ενέργειας από ΑΠΕ 65€/MWh και από ΔΕΗ 130€/MWh)

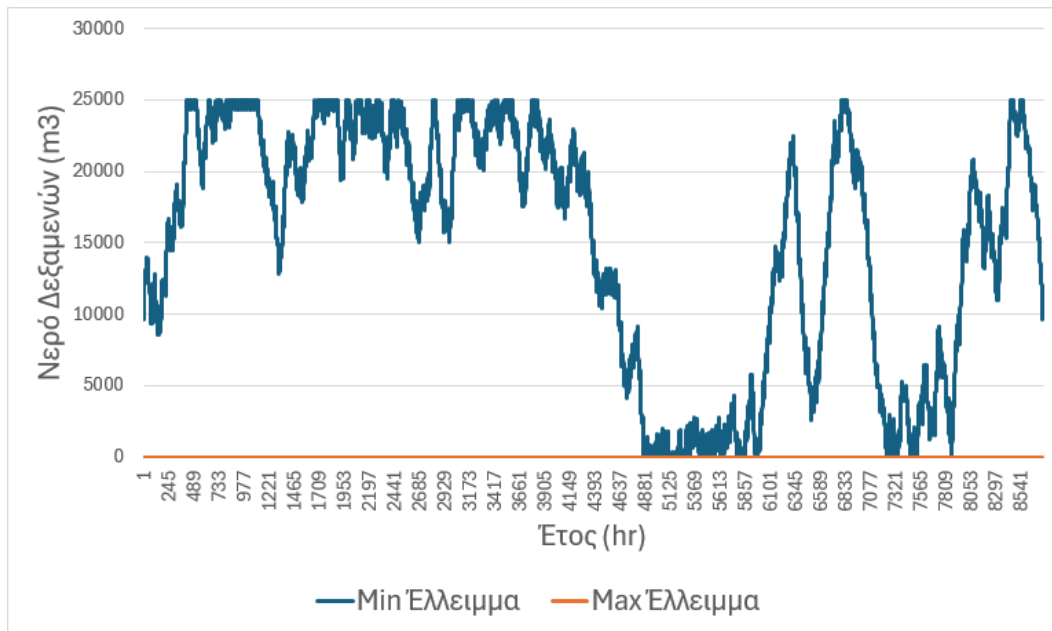
Όγκος Δεξαμενών (m^3)	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
0	6549.91	3390.89	0.44	44.03	100
1000	8108.91	1831.90	0.38	24.35	100
2000	8707.97	1232.84	0.37	17.27	77.84
3000	8918.97	1021.83	0.36	13.77	59.42
4000	9045.33	895.47	0.35	12.01	49.36
5000	9153.35	787.45	0.35	10.37	42.42
6000	9226.71	714.10	0.35	8.96	37.44
7000	9279.26	661.54	0.35	8.25	33.80
8000	9326.70	614.11	0.35	7.47	30.82

Όγκος Δεξαμενών (m ³)	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
9000	9371.70	569.11	0.34	6.79	28.18
10000	9411.14	529.67	0.34	6.10	25.82
11000	9436.14	504.67	0.34	5.81	24.26
12000	9461.14	479.67	0.34	5.46	22.99
13000	9481.99	458.81	0.34	5.17	22.35
14000	9501.99	438.81	0.34	4.92	21.61
15000	9521.99	418.81	0.34	4.68	20.70
16000	9541.99	398.82	0.34	4.41	19.36
17000	9559.03	381.78	0.34	4.12	18.37
18000	9574.03	366.78	0.34	3.96	17.40
19000	9589.03	351.78	0.34	3.76	16.82
20000	9603.59	337.21	0.34	3.55	16.46
21000	9613.59	327.21	0.34	3.44	15.73
22000	9623.59	317.21	0.34	3.31	14.63
22400 (Υφιστ.)	9627.59	313.21	0.34	3.23	14.46
23000	9633.59	307.21	0.34	3.17	14.29
24000	9643.59	297.21	0.33	3.06	13.82
25000	9653.59	287.21	0.33	2.98	13.56
26000	9663.59	277.21	0.33	2.87	13.44
27000	9673.59	267.21	0.33	2.69	13.05
28000	9683.59	257.21	0.33	2.59	12.59
29000	9693.59	247.21	0.33	2.48	12.03
30000	9703.59	237.21	0.33	2.34	11.50
31000	9713.59	227.21	0.33	2.23	10.97
32000	9723.59	217.21	0.33	2.08	10.47
33000	9729.57	211.24	0.33	2.03	10.33
34000	9734.57	206.24	0.33	2.00	10.11
35000	9739.57	201.24	0.33	1.94	10.09





Εικόνα 6.13, 6.14: Σχέση Χωρητικότητας Δεξαμενών και δεικτών του συστήματος



Εικόνα 6.15: Διάγραμμα ωριαίας χρονοσειράς αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για έλλειμμα $\leq 3\%$ (25000m^3) και μέγιστο έλλειμμα (0m^3)

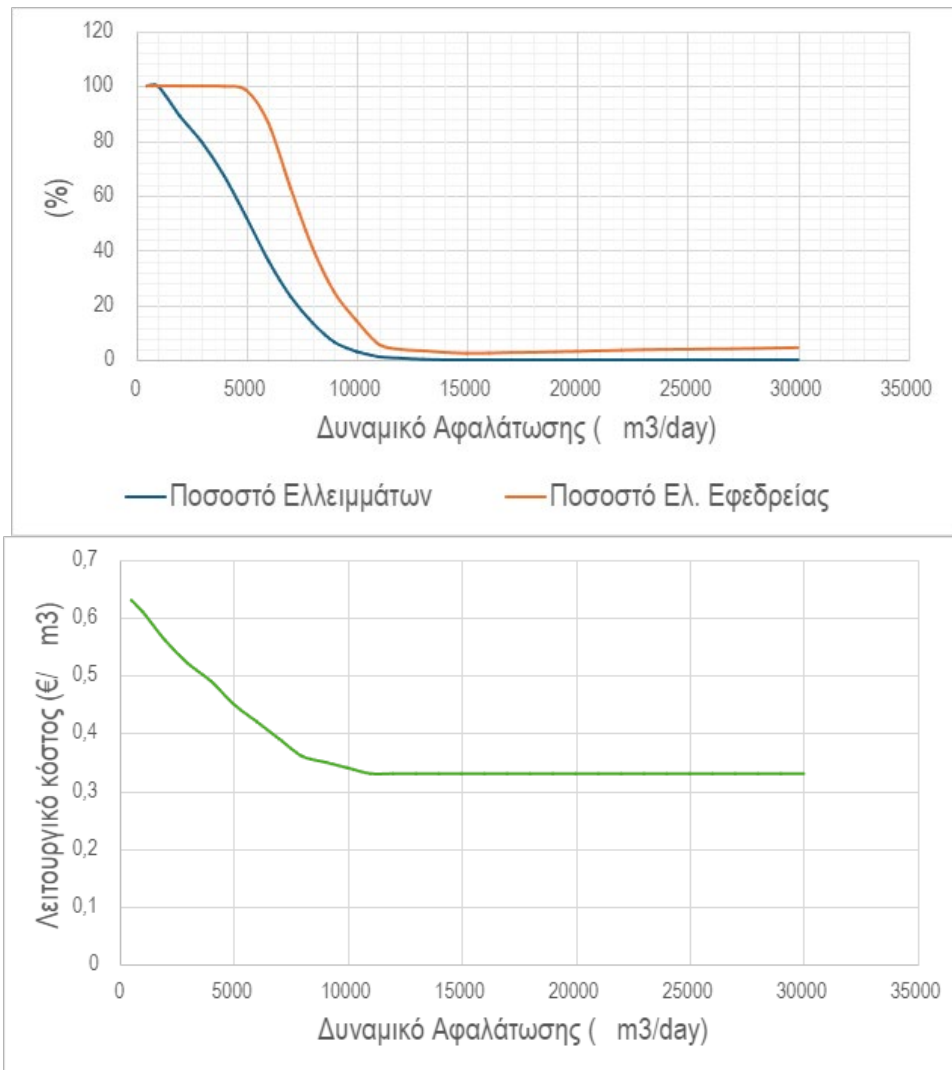
5) Εξάρτηση από ολικό Δυναμικό Αφαλάτωσης

Το υφιστάμενο δυναμικό των $9990\text{ m}^3/\text{day}$ αποδεικνύεται ιδιαίτερα αποδοτικό, καθώς περιορίζει το ποσοστό ελλειμμάτων με ταχύτατο ρυθμό. Μετά τα $11000\text{ m}^3/\text{day}$ ελαττώνεται ο ρυθμός μείωσης, μέχρι που μηδενίζεται. Το ίδιο ισχύει και για το ποσοστό ελλείμματος εφεδρείας, το οποίο επιπλέον παρουσιάζει αύξηση μετά τα $15000\text{ m}^3/\text{day}$, εξαιτίας της σταδιακής αύξησης του όγκου ασφαλείας και της ανεπαρκούς αύξησης της παραγωγής νερού. Μία πιθανότητα που αξίζει να ερευνηθεί από άποψη κόστους κατασκευής και λειτουργίας είναι η ενίσχυση του δυναμικού του συστήματος μέχρι τα $12000\text{ m}^3/\text{day}$, καθώς από αυτή την τιμή επιτυγχάνεται κάλυψη των υδατικών αναγκών άνω των 99%. Παρατίθεται με τη σειρά του το διάγραμμα χρονοσειράς του αποθηκευμένου νερού στις

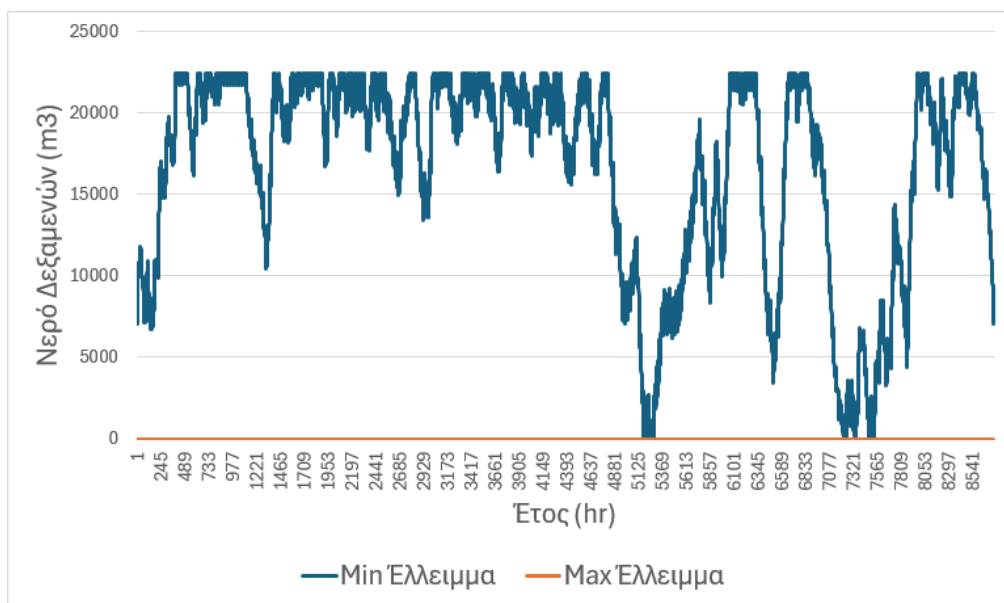
δεξαμενές για την περίπτωση ελλείμματος $\leq 1\%$ (12000 m³/day) και για τη χειρότερη περίπτωση δυναμικού, δηλαδή αυτή με το μεγαλύτερο έλλειμμα (500 m³/day).

Πίνακας 6.7: Σχέση Δυναμικού Αφαλάτωσης και δεικτών του συστήματος (για τετράωρο μηδενισμού 21-24, 4 Α/Γ Vestas V47, Φ/Β 3MW, όγκο δεξαμενών 22400 m³ και ενεργειακή απαίτηση αφαλάτωσης 5 kWh/m³, κόστος ενέργειας από ΑΠΕ 65€/MWh και από ΔΕΗ 130€/MWh)

Δυναμικό Αφαλάτωσης (m ³ /day)	Ενέργεια από ΑΠΕ (MWh)	Ενέργεια από ΔΕΗ (MWh)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)	Ποσοστό Ελλειμμάτων (%)	Ποσοστό Ελλείμματος Εφεδρείας (%)
500	696.92	9243.88	0.63	100	100 – Vασφ= 108m³
1000	1372.36	8568.44	0.61	99.95	100 – Vασφ= 200m ³
2000	2666.20	7274.61	0.56	88.89	100 – Vασφ= 400m ³
3000	3880.34	6060.46	0.52	79.37	100 – Vασφ= 600m ³
4000	5020.75	4920.05	0.49	67.16	99.85 – Vασφ= 800m ³
5000	6089.06	3851.74	0.45	52.11	98.41 – Vασφ= 1000m ³
6000	7089.85	2850.96	0.42	36.32	86.46 – Vασφ= 1200m ³
7000	8007.68	1933.12	0.39	23.34	62.90 – Vασφ= 1400m ³
8000	8754.59	1186.21	0.36	13.69	41.03 – Vασφ= 1600m ³
9000	9325.20	615.61	0.35	6.62	24.68 – Vασφ= 1800m ³
9990 (Υφιστ.)	9627.59	313.21	0.34	3.23	14.46 – Vασφ= 1998m³
10000	9629.90	310.91	0.34	3.21	14.39 – Vασφ= 2000m ³
11000	9820.99	119.82	0.33	1.34	5.88 – Vασφ= 2200m ³
12000	9876.15	64.66	0.33	0.83	4.01 – Vασφ= 2400m³
13000	9907.39	33.41	0.33	0.41	3.52 – Vασφ= 2600m ³
14000	9924.44	16.37	0.33	0.23	2.92 – Vασφ= 2800m ³
15000	9925.66	15.15	0.33	0.21	2.60 – Vασφ= 3000m ³
16000	9925.66	15.15	0.33	0.21	2.68 – Vασφ= 3200m ³
17000	9925.66	15.15	0.33	0.21	2.88 – Vασφ= 3400m ³
18000	9925.66	15.15	0.33	0.21	2.96 – Vασφ= 3600m ³
19000	9925.66	15.15	0.33	0.21	3.15 – Vασφ= 3800m ³
20000	9925.66	15.15	0.33	0.21	3.31 – Vασφ= 4000m ³
21000	9925.66	15.15	0.33	0.21	3.53 – Vασφ= 4200m ³
22000	9925.66	15.15	0.33	0.21	3.72 – Vασφ= 4400m ³
23000	9925.66	15.15	0.33	0.21	3.90 – Vασφ= 4600m ³
24000	9925.66	15.15	0.33	0.21	4.01 – Vασφ= 4800m ³
25000	9925.66	15.15	0.33	0.21	4.06 – Vασφ= 5000m ³
26000	9925.66	15.15	0.33	0.21	4.19 – Vασφ= 5200m ³
27000	9925.66	15.15	0.33	0.21	4.24 – Vασφ= 5400m ³
28000	9925.66	15.15	0.33	0.21	4.38 – Vασφ= 5600m ³
29000	9925.66	15.15	0.33	0.21	4.52 – Vασφ= 5800m ³
30000	9925.66	15.15	0.33	0.21	4.67 – Vασφ= 6000m ³



Εικόνα 6.16, 6.17: Σχέση Δυναμικού Αφαλάτωσης και δεικτών του συστήματος



Εικόνα 6.18: Διάγραμμα ωριαίας χρονοσειράς αποθηκευμένου νερού στις δεξαμενές για έλλειμμα $\leq 1\%$ ($12000\text{m}^3/\text{day}$) και μέγιστο έλλειμμα ($500\text{m}^3/\text{day}$)

6.2.2 Αναλύσεις ευαισθησίας σεναρίου 2 ως προς το ενεργειακό κόστος

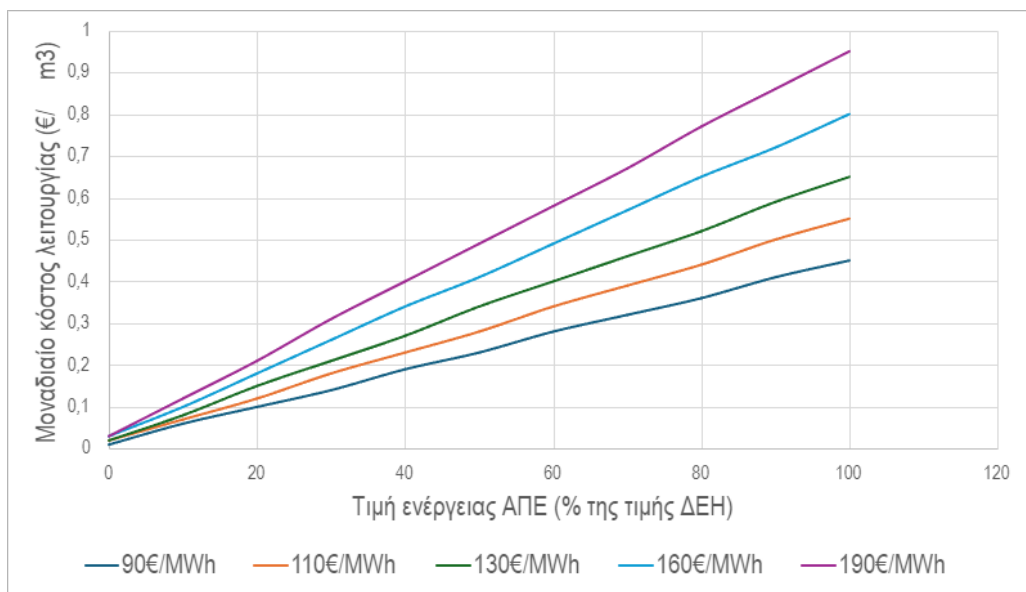
Στις αναλύσεις που προηγήθηκαν για το σενάριο 2, το μοναδιαίο κόστος λειτουργίας του συστήματος βασίζεται στην παραδοχή ορισμένων τιμών για αγορά της ενέργειας των ΑΠΕ και του συμβατικού δικτύου. Συγκεκριμένα, για το συμβατικό δίκτυο θεωρήθηκε η τιμή των 130 €/MWh, δηλαδή μία μέση τιμή βάσει των μηνιαίων αναφορών της Ρ.Α.Ε. για τη λειτουργία της Χονδρικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα για το έτος 2023. Οι τιμές των μηνιαίων αναφορών κυμαίνονται μεταξύ 90 – 190 €/MWh. Έπειτα, για την ανανεώσιμη ενέργεια θεωρήθηκε η τιμή των 65 €/MWh, δηλαδή το 50% της τιμής του συμβατικού δικτύου.

Καθώς όμως το ενεργειακό κόστος δεν παραμένει σταθερό αλλά μεταβάλλεται συνεχώς και σε σημαντικό βαθμό ακολουθώντας τις εναλλαγές της προσφοράς και της ζήτησης, είναι απαραίτητο να ερευνήσουμε τα αποτελέσματα αυτής της μεταβολής στο λειτουργικό κόστος του συστήματός μας. Η τιμή της ανανεώσιμης ενέργειας, σε όλη την ανάλυση που ακολουθεί, λαμβάνεται ως ποσοστό της τιμής της συμβατικής ενέργειας και αγνοείται η περίπτωση υπέρβασής της, διότι τότε παύει να συμφέρει οικονομικά η χρήση των ΑΠΕ και εφαρμόζεται το σενάριο 1, δηλαδή επιστρέφουμε στην υφιστάμενη κατάσταση του δικτύου ύδρευσης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται συγκεντρωμένα στον επόμενο πίνακα και διάγραμμα.

Πίνακας 6.8: Σχέση λειτουργικού κόστους νερού και τιμών αγοράς ενέργειας (για τετράωρο μηδενισμού 21-24, 4 Α/Γ Vestas V47, Φ/Β 3MW, όγκο δεξαμενών 22400 m³ και αφαλάτωση 9990 m³/day απαίτησης 5 kWh/m³)

Τιμή ενέργειας ΑΠΕ (€/MWh)- ποσοστό της τιμής της ΔΕΗ	Τιμή ενέργειας ΔΕΗ (€/MWh)	Ετήσιο κόστος λειτουργίας (€)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)
0 – 0%	90	28189.32	0.01
9 - 10%	90	114837.64	0.06
18 - 20%	90	201485.97	0.10
27 - 30%	90	288134.29	0.14
36 - 40%	90	374782.62	0.19
45 - 50%	90	461430.95	0.23
54 - 60%	90	548079.27	0.28
63 - 70%	90	634727.60	0.32
72 - 80%	90	721375.92	0.36
81 - 90%	90	808024.25	0.41
90 - 100%	90	894672.58	0.45
0 – 0%	110	34453.61	0.02
11 - 10%	110	140357.12	0.07
22 - 20%	110	246260.63	0.12
33 - 30%	110	352164.14	0.18
44 - 40%	110	458067.65	0.23
55 - 50%	110	563971.16	0.28
66 - 60%	110	669874.67	0.34
77 - 70%	110	775778.18	0.39
88 - 80%	110	881681.69	0.44
99 - 90%	110	987585.20	0.50
110 - 100%	110	1093488.70	0.55
0 – 0%	130	40717.90	0.02
13 - 10%	130	165876.59	0.08
26 - 20%	130	291035.29	0.15
39 - 30%	130	416193.98	0.21
52 - 40%	130	541352.67	0.27

Τιμή ενέργειας ΑΠΕ (€/MWh)- ποσοστό της τιμής της ΔΕΗ	Τιμή ενέργειας ΔΕΗ (€/MWh)	Ετήσιο κόστος λειτουργίας (€)	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας (€/m ³)
65 - 50%	130	666511.37	0.34
78 - 60%	130	791670.06	0.40
91 - 70%	130	916828.75	0.46
104 - 80%	130	1041987.45	0.52
117 - 90%	130	1167146.14	0.59
130 - 100%	130	1292304.83	0.65
0 – 0%	160	50114.34	0.03
16 - 10%	160	204155.81	0.10
32 - 20%	160	358197.28	0.18
48 - 30%	160	512238.74	0.26
64 - 40%	160	666280.21	0.34
80 - 50%	160	820321.68	0.41
96 - 60%	160	974363.15	0.49
112 - 70%	160	1128404.62	0.57
128 - 80%	160	1282446.09	0.65
144 - 90%	160	1436487.56	0.72
160 - 100%	160	1590529.03	0.80
0 – 0%	190	59510.78	0.03
19 - 10%	190	242435.02	0.12
38 - 20%	190	425359.27	0.21
57 - 30%	190	608283.51	0.31
76 - 40%	190	791207.75	0.40
95 - 50%	190	974132.00	0.49
114 - 60%	190	1157056.24	0.58
133 - 70%	190	1339980.49	0.67
152 - 80%	190	1522904.73	0.77
171 - 90%	190	1705828.97	0.86
190 - 100%	190	1888753.22	0.95



Εικόνα 6.19: Σχέση μοναδιαίου λειτουργικού κόστους νερού και τιμών αγοράς ενέργειας

Παρατηρούμε πως το ολικό ετήσιο και το μοναδιαίο λειτουργικό κόστος μεταβάλλονται γραμμικά με την αντίστοιχη μεταβολή των ενεργειακών τιμών. Η μέση τιμή του μοναδιαίου λειτουργικού κόστους είναι τα 0.34 €/m³ (για τη μέση τιμή συμβατικής ενέργειας 130 €/MWh και για τιμή ενέργειας ΑΠΕ 50% της συμβατικής), ενώ δεν υπερβαίνονται τα 0.95 €/m³ (για τη μέγιστη τιμή συμβατικής ενέργειας 190 €/MWh και για τιμή ενέργειας ΑΠΕ 100% της συμβατικής). Υπενθυμίζεται πως το τρέχον λειτουργικό κόστος των μονάδων αφαλάτωσης της Σύρου κυμαίνεται μεταξύ 0.40 ως 1.25 €/m³, με μέση τιμή τα 0.84 €/m³. Ως εκ τούτου, συμπεραίνεται ότι η ένταξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε συστήματα αφαλάτωσης άνυδρων περιοχών, σε συνδυασμό πάντα με τη χρήση δεξαμενών ύδρευσης, μπορεί να περιορίσει τα λειτουργικά έξοδα και αξίζει να μελετηθεί περαιτέρω.

7 Συμπεράσματα - Προτάσεις

Η παρούσα διπλωματική εργασία εξέτασε τη δυνατότητα ενεργειακής αυτονομίας του συστήματος αφαλάτωσης της Σύρου μέσω αξιοποίησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με στόχο τη μείωση της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα και τη βελτίωση της περιβαλλοντικής και οικονομικής απόδοσης του δικτύου ύδρευσης. Μέσα από την προσομοίωση διαφόρων σεναρίων, αξιολογήθηκε η συμβολή της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας στην κάλυψη της ζήτησης σε πόσιμο νερό, καθώς και η δυνατότητα χρήσης των δεξαμενών ως μέσων αποθήκευσης αφαλατωμένου νερού και κατά συνέπεια αποθήκευσης και εξοικονόμησης ενέργειας.

Εξετάστηκαν εναλλακτικοί συνδυασμοί υποδομών και υπολογίστηκαν τα ποσοστά υδατικού ελλείμματος και ελλείμματος εφεδρείας, για διαφορετικές παραμετροποιήσεις. Επιπλέον, η ανάλυση κόστους ανέδειξε τις πιο συμφέρουσες επιλογές από άποψη μακροχρόνιας λειτουργίας.

7.1 Συμπεράσματα

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης υποδεικνύουν πως ο συνδυασμός των υφιστάμενων ΑΠΕ της Σύρου και των εγκαταστάσεων του δικτύου ύδρευσης θα μπορούσε να καλύψει τις υδατικές ανάγκες για πάνω από το 96% του έτους και να μειώσει το κόστος λειτουργίας του συστήματος τουλάχιστον κατά 0.3€/m³ (από σύγκριση του μέσου μοναδιαίου κόστους των σεναρίων 1 και 2). Η ελάττωση του κόστους ισχύει με το κριτήριο ότι η τιμή αγοράς της ενέργειας από ΑΠΕ θα είναι χαμηλότερη της τιμής αγοράς της συμβατικής ενέργειας. Αν δεν ισχύει κάτι τέτοιο, δεν θα είναι οικονομικά συμφέρουσα η ένταξη των ΑΠΕ στο σύστημα. Επιπρόσθετα, μια μικρή ενίσχυση του αριθμού όλων των εγκαταστάσεων μπορεί να περιορίσει, ακόμα και να εκμηδενίσει το υδατικό έλλειμμα και συνεπώς τη χρήση συμβατικής ενέργειας. Αυτή η λύση, βέβαια, χρειάζεται να συνοδευτεί από αναλυτική οικονομική μελέτη.

Τελικά, συμπεραίνεται πως αξίζει να μελετηθεί σε εκτενέστερο βαθμό η πρόταση αυτού του καινοτόμου δικτύου ύδρευσης για τα άνυδρα και απομακρυσμένα ελληνικά νησιά, ώστε να καταλήξουμε σε μια βιώσιμη, οικονομική και περιβαλλοντικά φιλική λύση.

7.2 Προτάσεις για επόμενες έρευνες

Το θέμα της παρούσας εργασίας είναι αρκετά πολύπλοκο αλλά και σημαντικό για τη βελτίωση της κοινωνικοοικονομικής και περιβαλλοντικής κατάστασης των ελληνικών νησιών. Επομένως, υπάρχουν πάρα πολλά ζητήματα που θα μπορούσαν να αποτελέσουν αντικείμενο για περαιτέρω έρευνες. Κάποια από αυτά είναι τα εξής:

- 1) Αντίστοιχες μελέτες για άλλα νησιά του Αιγαίου.
- 2) Εξέταση ενός νέου σεναρίου με ταυτόχρονη βελτίωση πολλαπλών υποδομών (π.χ. αύξηση του πλήθους των Α/Γ, της χωρητικότητας των δεξαμενών και του δυναμικού της αφαλάτωσης) με στόχο την εκμηδένιση του υδατικού ελλείμματος και της χρήσης συμβατικής ενέργειας. Για να διαπιστωθεί αν είναι βιώσιμο το σενάριο αυτό, πρέπει να συνοδεύεται από οικονομική έρευνα για το κόστος κατασκευής των νέων υποδομών, το κόστος λειτουργίας τους και την απόσβεση των αρχικών επενδύσεων από την εξοικονόμηση ενέργειας και την πώληση της περίσσειας ανανεώσιμης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο σε βάθος χρόνων.
- 3) Επιρροή μιας ενδεχόμενης αύξησης του πληθυσμού στο δίκτυο ύδρευσης.

- 4) Προσομοίωση του συνόλου του συστήματος σε κατάλληλο πρόγραμμα ή κώδικα και διερεύνηση της σύνδεσης των επιμέρους στοιχείων των υποδομών. Για παράδειγμα, μπορεί να εξεταστεί πότε θα λειτουργεί η κάθε μονάδα αφαλάτωσης ξεχωριστά και ποια θα είναι τα επίπεδα νερού σε κάθε δεξαμενή αποθήκευσης.
- 5) Επέκταση της έρευνας για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, για την εξαγωγή ασφαλών στατιστικών συμπερασμάτων (τουλάχιστον 10 χρόνια ή και παραπάνω, με χρήση συνθετικών δεδομένων).
- 6) Ενδεχόμενη χρήση της ενέργειας της θάλασσας για τροφοδοσία της αφαλάτωσης.
- 7) Χρήση ορισμένων τουλάχιστον δεξαμενών για αντλησιοταμίευση (ενδεχομένως με αύξηση της χωρητικότητάς τους), με στόχο τη μεγιστοποίηση του ανανεώσιμου ενεργειακού δυναμικού του νησιού, καθώς αυτές θα λειτουργούν όχι μόνο ως μέσα έμμεσης αποθήκευσης των περισσειών ενέργειας, αλλά και ως μέσα παραγωγής ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής.

Αναφορές

➤ Ελληνική Βιβλιογραφία:

1. ΑΔΜΗΕ. (2024). Έργο Ηλεκτρικής Διασύνδεσης των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα - Φάσεις και Πρόοδος Υλοποίησης. <https://www.admie.gr>
2. Γεωργοπούλου, Μ. (2013). Αφαλάτωση με Α.Π.Ε. σε άνυδρα ελληνικά νησιά [Διπλωματική εργασία]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Χημικών Μηχανικών. <https://dspace.lib.ntua.gr/xmlui/bitstream/handle/123456789/8813/Georgopoulou.pdf?sequence=1>
3. Ευστρατιάδης, Α., & Κοσσιέρης, Π. (2023, Οκτώβριος). Υδροδοτικά έργα [Σημειώσεις]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
4. Ευστρατιάδης, Α., & Κοσσιέρης, Π. Άσκηση Δ2: Υπολογισμός όγκου δεξαμενής με τροφοδοτικό αγωγό (α) βαρύτητας και (β) καταθλιπτικό [Εκπαιδευτικό υλικό]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
5. Καραχάλιου, Π. (2010). Τεχνολογίες αφαλάτωσης και προοπτικές εφαρμογής στον ελληνικό χώρο. Μεταπτυχιακή εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (<https://www.itia.ntua.gr/en/958/>)
6. Κοσσιέρης, Π., & Ευστρατιάδης, Α. (2023, Οκτώβριος). Υδρεύσεις – Δίκτυα διανομής [Σημειώσεις]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
7. Κουτσογιάννης, Δ., & Ευστρατιάδης, Α. (2015). Σημειώσεις Αστικών Υδραυλικών Έργων – Υδρευτικά Έργα (83 σελ.). Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3559.7044>
8. Κουτσογιάννης, Δ., & Ξανθόπουλος, Θ. (1999). Τεχνική Υδρολογία (3η έκδ.). Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
9. Σπανού, Μ. (2020, Οκτώβριος). Ο αναρρυθμιστικός ρόλος της αφαλάτωσης στο ισοζύγιο νερού-ενέργειας: Εφαρμογή στο υβριδικό σύστημα της Μήλου [Μεταπτυχιακή εργασία] (210 σελ.), Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος – Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
10. Σταύρου, Δ. (2012, Ιανουάριος). Πόντιση υποβρύχιων καλωδίων, ο στόλος, η διαδικασία και μελέτη αξιοπιστίας Υ/Β Δικτύου Μέσης Τάσης [Διπλωματική εργασία]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. <http://dx.doi.org/10.26240/heal.ntua.10271>
11. Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. (2024). Ετήσια Περιβαλλοντική Έκθεση για τον Αυτόνομο Σταθμό Παραγωγής (ΑΣΠ) Σύρου. <https://ypen.gov.gr>

➤ Ξενόγλωσση Βιβλιογραφία:

12. Ang, T.-Z., Salem, M., Kamarol, M., Das, H. S., Nazari, M. A., & Prabakaran, N. (2022). A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions. *Energy Strategy Reviews*, 43, 100939. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100939>
13. Efstratiadis, A., Sakki, G.-K., & Zisos, A. (2023). *Aeolic Energy* [Σημειώσεις]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
14. Efstratiadis, A., Sakki, G.-K., & Zisos, A. (2023). *Solar Energy* [Σημειώσεις]. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
15. Greenlee, L. F., Lawler, D. F., Freeman, B. D., Marrot, B., & Moulin, P. (2009). Reverse osmosis desalination: Water sources, technology, and today's challenges. *Water Research*, 43(9), 2317–2348. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2009.03.010>
16. Halkos, G. E., & Gkampoura, E.-C. (2020). Reviewing Usage, Potentials, and Limitations of Renewable Energy Sources. *Energies*, 13(11), 2906. <https://doi.org/10.3390/en13112906>

17. Karagiannis, I. C., & Soldatos, P. G. (2007). Current status of water desalination in the Aegean Islands. *Desalination*, 203(1–3), 56–61. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2006.04.006>
18. Karassik, I. J., Messina, J. P., Cooper, P., & Heald, C. C. (2008). *Pump handbook* (4th ed.). McGraw-Hill.
19. Kartalidis, A., Georgopoulou, M., Arampatzis, G., & Assimacopoulos, D. (2011, Σεπτέμβριος). Desalination in Greek Islands by using RES. <https://environ.chemeng.ntua.gr/en/UserFiles/ga/b/Desalination%20in%20Greek%20Island%20by%20Using%20RES.pdf>
20. Macangus-Gerrard, G. (2018). Chapter 11 - Power electronics (Semiconductor equipment). *Offshore electrical engineering manual* (2nd ed., pp. 111–120). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385499-5.00013-3>
21. Mathioulakis, E., Belessiotis, V., & Delyannis, E. (2007). Desalination by using alternative energy: Review and state-of-the-art. *Desalination*, 203(1–3), 346–365. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2006.03.531>
22. Ng, K. C., Thu, K., Kim, Y., Chakraborty, A., & Amy, G. (2013). Adsorption desalination: An emerging low-cost thermal desalination method. *Desalination*, 308, 161–179. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2012.07.030>
23. Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability. *Journal of Power Technologies*, 97(3), 220–245.
24. Rakibuzzaman, M., Suh, S.-H., Kim, K.-W., Kim, H.-H., Cho, M. T., & Yoon, I. S. (2015). A study on multistage centrifugal pump performance characteristics for variable speed drive system. *Procedia Engineering*, 105, 270–275. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.05.109>
25. Shafiee, S., & Topal, E. (2009). When will fossil fuel reserves be diminished? *Energy Policy*, 37(1), 181–189. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.016>
26. Youssef, P. G., AL-Dadah, R. K., & Mahmoud, S. M. (2014). Comparative analysis of desalination technologies. *Energy Procedia*, 61, 2604–2607. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.258>
27. Shahzad, U. (2012). The need for renewable energy sources. *Energy*, 2(1), 16–18.
28. Zisos, A., Sakki, G.-K., & Efstratiadis, A. (2023). Mixing renewable energy with pumped hydropower storage: Design optimization under uncertainty and other challenges. *Sustainability*, 15(18), 13313. <https://doi.org/10.3390/su151813313>
29. Zisos, A., Chatzopoulos, D., & Efstratiadis, A. (2024). The concept of spatial reliability across renewable energy systems—An application to decentralized solar PV energy. *Energies*, 17(23), 5900. <https://doi.org/10.3390/en17235900>
30. Zheng, Y., & Sahraei-Ardakani, M. (2021). Leveraging existing water and wastewater infrastructure to develop distributed pumped storage hydropower in California. *Journal of Energy Storage*, 34, 102204. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102204>

➤ **Διαδίκτυο:**

31. Blue Economy Observatory. *Desalination*. https://blue-economy-observatory.ec.europa.eu/eu-blue-economy-sectors/desalination_en
32. Desware. *Energy requirements of desalination processes*. <https://www.desware.net/energy-requirements-desalination-processes.aspx>
33. Deyasyrou.gr. *Τιμοκατάλογος*. <https://deyasyrou.gr/timologio/>
34. Dxpe.com. *Centrifugal pumps: How they work and what they involve*. <https://www.dxpe.com/centrifugal-pumps-how-they-work-and-what-they-involve/>

35. Energypress.gr. Διασύνδεση Κυκλάδων: Ένα κομβικό έργο. <https://energypress.gr/news/diasyndesi-kykladon-ena-kombiko-ergo>
36. Meteoblue. Weather data. <https://www.meteoblue.com/>
37. NREL. Vestas V47 660kW - Turbine model details. https://nrel.github.io/turbine-models/VestasV47_660kW_47.html#cp-curve
38. RAAEY. Ενέργεια. <https://www.raaey.gr/energeia/>
39. RECREATE. Reliability and effectiveness of integrated alternative water resources management for regional climate change adaptation. <https://uwmh.eu/projects/131-recreate.html>
40. Rotech Pumps. What factors affect the efficiency of a centrifugal pump? <https://www.rotechpumps.com/what-factors-affect-the-efficiency-of-a-centrifugal-pump/>
41. SyrosToday. (2023). Σύρος: Με αύξηση 4% ολοκληρώθηκε η τουριστική σεζόν του 2023. <https://www.syrostoday.gr/News/153917-Syros-Me-ayksisi-4-oloklirothike-i-toyristiki-sezon-toy-2023.aspx>
42. WaterTech.gr. Πόσα λίτρα νερού καταναλώνουμε; <https://www.watertech.gr/blog/posts/posa-litra-nerou-katanalonoume/>
43. Wind-Turbine-Models.com. Vestas V47. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/13-vestas-v47>