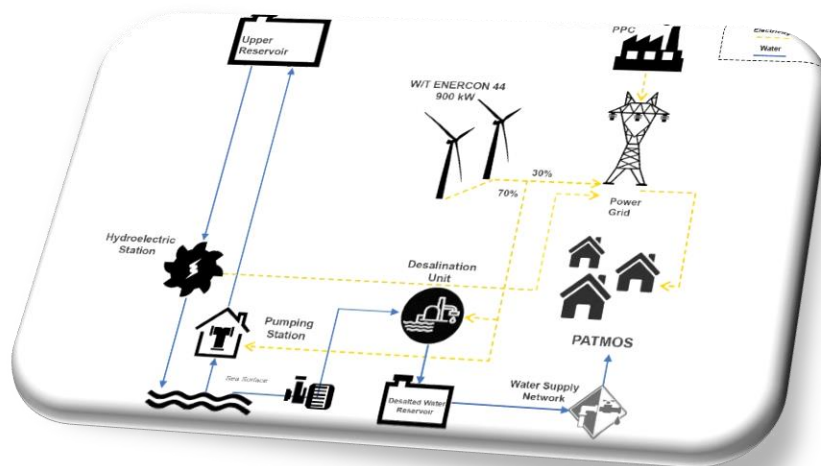


ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ



ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΝΗΣΟ ΠΑΤΜΟ



Φοιτητής: Σαρρής Μάριος Δημήτριος
Επιβλέπων Καθηγητής: Μπαλτάς Ευάγγελος

Αθήνα, Οκτώβριος, 2018

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	iv
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	v
EXTENDED ABSTRACT	vi
INTRODUCTIONΣ.....	vi
STUDY AREA.....	vi
METHODOLOGY	viii
RESULTS	xi
CONCLUSIONS – FUTURE RESEARCH.....	xix
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Γενική αναφορά	1
1.2 Αντικείμενο – Δομή εργασίας	2
1.3 Διάρθρωση της εργασίας	2
2 ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ & ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ	4
2.1 Εισαγωγή στα Υβριδικά Συστήματα	4
2.2 Πλεονεκτήματα των υβριδικών συστημάτων	5
2.3 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στα υβριδικά συστήματα	6
2.3.1 Αιολική Ενέργεια	6
2.3.1 Ηλιακή ενέργεια-Φωτοβολταϊκά συστήματα	10
2.3.2 Υδροηλεκτρική Ενέργεια	11
2.4 Υβριδικά Συστήματα σε εφαρμογή	13
2.4.1 Νησί Utsira.....	13
2.4.2 Υβριδικό Σύστημα στο El Hierro	13
2.4.3 Υβριδικό Σύστημα Ικαρίας.....	14
3 ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ & ΕΝΕΡΓΕΙΑ.....	16
3.1 Τι είναι η αφαλάτωση – ιστορικά στοιχεία.....	16
3.2 Μέθοδοι αφαλάτωσης.....	18
3.2.1 Πολυβάθμια εκτόνωση (multiple stage flashing, MSF).....	18
3.2.2 Πολυβάθμια εξάτμιση (multiple effect distillation).....	19
3.2.3 Ηλεκτροδιάλυση (Elektrodialysis)	20
3.2.4 Αντίστροφη Όσμωση (Reverse Osmosis)	21
3.3 Σύγκριση των μεθόδων αφαλάτωσης.....	23
3.4 Πηγές ενέργειας για αφαλάτωση	24
3.5 Συμβατικές πηγές ενέργειας	25
3.6 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	25

3.6.1	Ηλιακή ενέργεια	26
3.6.2	Αιολική ενέργεια	27
3.6.3	Βιομάζα.....	28
3.6.4	Ενέργεια από τη θάλασσα.....	28
4	ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΑΤΜΟΥ	30
4.1	Γεωγραφικά χαρακτηριστικά	30
4.2	Μορφολογικά χαρακτηριστικά	30
4.3	Διοικητικά χαρακτηριστικά	31
4.4	Ιστορικά στοιχεία	31
4.5	Καθεστώς Προστασίας Περιοχής	32
4.6	Κλιματικές – Μετεωρολογικές Συνθήκες Περιοχής	33
4.7	Υποδομές.....	34
4.8	Πληθυσμιακά χαρακτηριστικά	34
4.9	Υδρευτικό πρόβλημα και υφιστάμενη κατάσταση	37
4.10	Εκτίμηση αναγκών Ηλεκτρικής Ενέργειας	42
4.11	Μοντέλο Ανεμογεννητριών και Μετατροπή Ανεμολογικών Δεδομένων σε Ηλεκτρική Ενέργεια ...	47
5	ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ-ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	50
5.1.1	Τεχνική Περιγραφή Έργου.....	50
5.2	Εκτίμηση διαστάσεων ταμιευτήρα θαλασσινού νερού.....	50
5.2.1	Διαστασιολόγηση ταμιευτήρα με τη μέθοδο διαδοχικών κορυφών (Sequent peak)	51
5.3	Αποτελέσματα Ανάλυσης.....	52
5.4	Σενάριο 1 : Καθαρή αντλησιοταμίευση	53
5.5	Σενάριο 2 : Υβριδικό Σύστημα με μονάδα αφαλάτωσης	64
5.5.1	Σενάριο 2.1: Αφαλάτωση με βάση την διαθέσιμη ενέργεια	65
5.5.2	Σενάριο 2.2 : Αφαλάτωση σε πρώτη προτεραιότητα	81
5.6	Σενάριο 3 : Τροφοδοσία Μονάδας Αφαλάτωσης από το δίκτυο	95
5.6.1	Ενεργειακή προσέγγιση του Σεναρίου 3.....	97
5.6.2	Απόκριση Υ/Σ για Σενάριο 3 με βάσης τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης	102
5.7	Προσομοίωση για τα Σενάρια 1 και 2.1 με εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος.....	105
5.7.1	Σενάριο 1 με εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος.....	105
5.7.2	Σενάριο 2.1 με εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος	108
5.8	Διερεύνηση βέλτιστης κατανομής της παραγόμενης αιολικής ενέργειας	112
5.8.1	Σενάριο 1	112
5.8.2	Σενάριο 2.1	114
6	ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ-ΟΦΕΛΟΥΣ	116
6.1	Οικονομικές Έννοιες.....	116

6.2	Υπολογισμός Συνολικού Κόστους Κατασκευής Έργου	119
6.3	Υπολογισμός Ετήσιων Δαπανών Λειτουργίας και Συντήρησης της Εγκατάστασης.....	120
6.4	Αξιολόγηση Επένδυσης	121
7	Συμπεράσματα	125
7.1	Σύνοψη και Συμπεράσματα	125
7.2	Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα.....	126
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ		128

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Το πέρασμά μου από τη σχολή Πολιτικών Μηχανικών ΕΜΠ κλείνει με την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Σίγουρα η πορεία μου δεν θα μπορούσε να ήταν η ίδια χωρίς ορισμένους ανθρώπους.

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον καθηγητή και επιβλέποντα της παρούσας εργασίας κ. Ευάγγελο Μπαλτά, για τη συνεχή καθοδήγηση και βοήθεια σε όλα τα στάδια της εργασίας. Ταυτόχρονα, υπήρξε ο άνθρωπος που με παρότρυνε να ασχοληθώ με το συγκεκριμένο θέμα των υβριδικών συστημάτων γεγονός που μου άνοιξε νέους ορίζοντες και μου γέννησε νέους στόχους. Τον ευχαριστώ για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε, παράγοντα καθοριστικό για την περάτωση αυτού του συγγράμματος.

Επιπλέον, θα ήθελα να εκφράσω τις ιδιαίτερες ευχαριστίες μου στην υποψήφια διδάκτωρ Μαρίτα Μπέρτσιου για την πολύτιμη βοήθεια και καθοδήγηση καθόλη τη διάρκεια της εργασίας αλλά και για το χρόνο που μου προσέφερε κάθε φορά με μεγάλη χαρά.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τη μηχανικό του Δήμου Πάτμου, τον Πρόεδρο της ενώσεων Ξενοδόχων Πάτμου, το Διευθυντή του ΤΣΠ της ΔΕΗ Πάτμου, καθώς και τον υπεύθυνο του αρχείου της υπηρεσίας ύδρευσης του Δήμου Πάτμου για τις πολύτιμες πληροφορίες που μου προσέφεραν καθώς χωρίς τη βοήθεια τους δεν θα μπορούσαμε να γνωρίζουμε πολλά στοιχεία από την υπάρχουσα κατάσταση της περιοχής.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου και ιδιαίτερα τους γονείς μου Δημήτρη και Μαρία για τη διαρκή στήριξή τους, καθώς και τους φίλους μου που ήταν πάντα δίπλα μου όλα αυτά τα όμορφα χρόνια.

Μάριος Δημήτριος Σαρρής

Οκτώβριος 2018

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η ηλεκτρική παραγωγή στην Ελλάδα βασίζεται στο φθινό πλην ρυπογόνο λιγνίτη και με τα νέα δεδομένα και τα δικαιώματα ρύπων ολοένα να αυξάνονται το περιβαλλοντικό όφελος δείχνει ότι αρχίζει να συμβαδίζει με το οικονομικό και πλέον ο προσανατολισμός προς τις ΑΠΕ μοιάζει επιβεβλημένος. Ιδιαίτερα στα ελληνικά νησιά που αποτελούν σημεία υψηλών ενεργειακών απαιτήσεων λόγω της μεγάλης τουριστικής επισκεψιμότητας κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Παράλληλα αποτελούν στην πλειοψηφία τους μη διασυνδεδεμένες περιοχές με το δίκτυο της ΔΕΗ με αποτέλεσμα να τροφοδοτούνται κατά κόρον από τοπικούς σταθμούς παραγωγής με ντίζελ ή μαζούτ. Το ζήτημα οξύνεται για τα λεγόμενα άνυδρα νησιά, όπου μεταφέρονται μεγάλες ποσότητες νερού για την κάλυψη των αναγκών ύδρευσης με την αρκετά δαπανηρή λύση της μεταφοράς νερού με πλωτά μέσα. Το πλούσιο αιολικό δυναμικό των ελληνικών νησιών σε συνδυασμό με το απαραίτητο σεβασμό προς το φυσικό τους τοπίο καθιστούν την εγκατάσταση υβριδικών συστημάτων με αφαλάτωση μια ελπιδοφόρα και βιώσιμη περιβαλλοντικά λύση.

Η παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζει την προσομοίωση και αξιολόγηση ενός υβριδικού συστήματος με αφαλάτωση για τη νήσο Πάτμο που αποτελεί ένα από τα μεγαλύτερα άνυδρα νησιά. Λήφθηκαν ανεμολογικά δεδομένα, δεδομένα ηλεκτρικών και υδρευτικών αναγκών για την περίοδο μελέτης 2007-2017 και αναπτύχθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος στο πρόγραμμα Microsoft Excel 365. Το εν λόγω υβριδικό έργο περιλαμβάνει 6 ανεμογεννήτριες, έναν αντλητικό σταθμό, υδροστρόβιλο στο ύψος της θάλασσας, μία μονάδα αφαλάτωσης, έναν ταμιευτήρα θαλασσινού νερού σε υψόμετρο 90 m, καθώς και τη μετατροπή του υφιστάμενου φράγματος του λιβαδιού σε ταμιευτήρα αφαλατωμένου νερού. Για τη βέλτιστη λειτουργία του υβριδικού συστήματος μελετήθηκαν διάφορα σενάρια διασύνδεσης, τρόπου λειτουργίας καθώς και μεγέθους των επιμέρους στοιχείων του έργου. Η γενική αρχή που διέπει όλα τα σενάρια είναι ότι σε κάθε ένα από αυτά ένα ποσοστό αιολικής ενέργειας διατίθεται απευθείας στο δίκτυο, ενώ το υπολειπόμενο κατανέμεται σε χρήσεις όπως η άντληση και η αφαλάτωση. Ο αντλητικός σταθμός αντλεί νερό προς τον άνω ταμιευτήρα και σε περίπτωση μη κάλυψης των αναγκών ηλεκτρικών αναγκών τροφοδοτείται από τον άνω ταμιευτήρα ο υδροστρόβιλος για την κάλυψή τους. Παράλληλα η μονάδα αφαλάτωσης με βάση τη διαθέσιμη ενέργεια εναποθέτει το αφαλατωμένο νερό στον ταμιευτήρα αφαλατωμένου νερού και από εκεί διατίθεται προς ύδρευση και άρδευση. Για την ισορροπημένη λειτουργία του συστήματος λήφθηκε σταθερή παραγωγή ενέργειας από τον ΤΣΠ του νησιού ίση με το 20% της εγκατεστημένης ισχύος.

Επιπλέον έγινε ανάλυση της βέλτιστης κατανομής της αιολικής ενέργειας μεταξύ της απευθείας διατιθέμενης στο δίκτυο και της υπολειπόμενης που τροφοδοτεί τον αντλητικό σταθμό και τη μονάδα αφαλάτωσης.

Τέλος, επιχειρήθηκε ανάλυση κόστους οφέλους με τον υπολογισμό του κόστους εγκατάστασης και λειτουργίας καθώς και την απαιτούμενη τιμή διάθεσης της kWh και του κυβικού μέτρου νερού, ώστε η επένδυση να είναι οικονομικά βιώσιμη.

Η παραπάνω διαδικασία οδηγεί στην εξαγωγή συμπερασμάτων ως προς τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος και την αξιοπιστία του ως προς την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας, ύδρευσης και άρδευσης.

EXTENDED ABSTRACT

INTRODUCTION

In most Greek islands, the energy needs of both the residents and tourists are covered mostly by autonomous power stations, which produce energy by consuming fossil fuels. This way, they suffer by the consequences of energy dependency on remoted areas. The reclamation of their rich potential of Renewable Energy Sources is the key to achieving their energy independency. The best way to achieve this, is the implementation of energy storage.

Hydroelectric energy is produced by the conversion of the potential energy of the water of the lakes and kinetic energy of the water of rivers into electricity.

In the case of a reservoir, large amounts of water volume are stored. The potential energy of the water is converted into kinetic and finally into electricity through the impulse turbine (YPEKA, 2015).

The recent research of the desalination industry has focused on reducing the cost of the produced desalinated water, by combining desalination plants with renewable energy sources.

Reverse osmosis is the most applicable out of all the desalination processes. The reason for this lies in its low energy consumption, suitability for connection to solar systems and wind turbines and the production of higher quantities of desalinated water when compared to other desalination processes (Mysiris, 2015).

STUDY AREA

The island of Patmos is an island of the eastern Aegean. It is one of the most northern islands of the Dodecanese complex. It has a population of 3.047 people, number that reaches 13.000 during the summer months, and an area of 34,05 km². The highest point is Profitis Ilias, 270 meters above the sea level. The municipality of Patmos includes the offshore islands of Arkoi, Marathos and several uninhabited islets.

Patmos' main communities are Chora, the capital city, and Skala, the only commercial port. Other settlements are Grikou and Kampos. The churches and communities on Patmos are of the most Eastern Orthodox tradition. According to the database for the Greek Nature FILOTIS (<https://filotis.itia.ntua.gr/>) the entire island is included on Landscapes of Outstanding Natural Beauty.

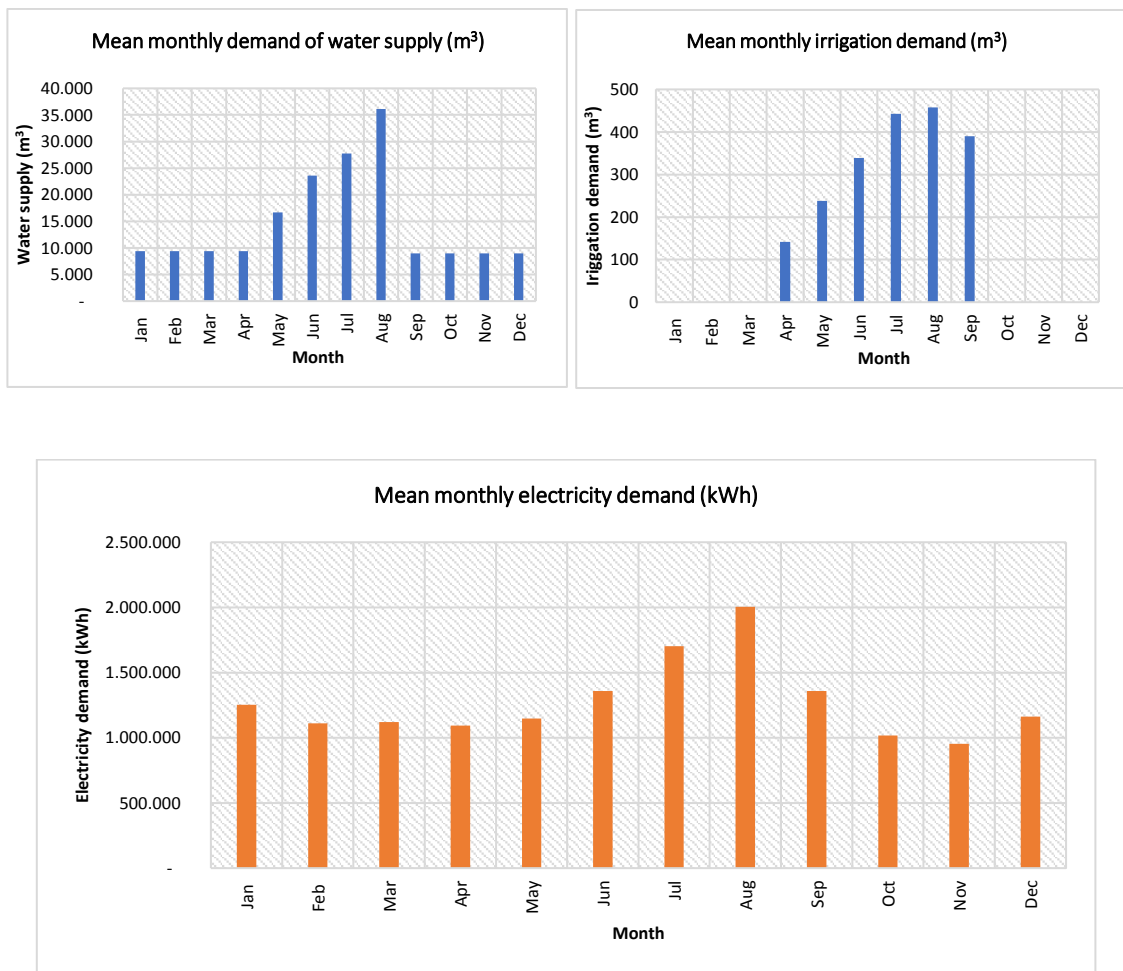
The climate in Patmos island, due to its geographical position and the influence of the sea, described as Mediterranean of maritime character, with mild winters and long warm and dry summers, low annual rainfall and plenty of sunshine throughout the year. In these areas frost is seldom noted, and even more rarely hail or snow. The average annual temperature is 18,3°C. The monthly average minimum is 2,6°C (January), and the mean monthly maximum 38,1°C (July). The prevailing winds are mainly westerly and northerly by tensions over 6 B.

The island of Patmos is facing a chronic shortage of water resources. Previously, the only source of coverage was underground aquifers. Since 1996, shipping water has begun to float in an ever-increasing amount of an unsustainable and economically unprofitable solution. Small quantities are covered by the use of rinsing tanks. Irrigation is poorly made mainly of wells and secondarily of the water supply network. In 2005 Livadi dam was

completed with a useful capacity of 443.000 m³, which was expected to cover a large part of the irrigation needs. However, the yield of the dam was not the expected one by concentrating small quantities of water of the order of 10.000 m³. At the beginning of June 2017, two desalination units with a capacity of 1.200 m³/day of drinking water were completed and delivered in operation. Their cost amounted to € 900.000, while an annual average of € 1,2 million was spent on the transport of water.

The island of Patmos has a diesel-powered local power, station located in the settlement of Skala. It also has 2 Wind Turbines of 1.200 kW total, at the northern end of the island at an altitude of 90 m and a 500 kW photovoltaic park. According to PPC data the maximum installed capacity is 4.380 kW, the maximum demand reaches 3.580 kW annual energy demand reaches 11.348 MWh.

The monthly variation of water and irrigation needs, as well as electricity need is shown in Figure1.



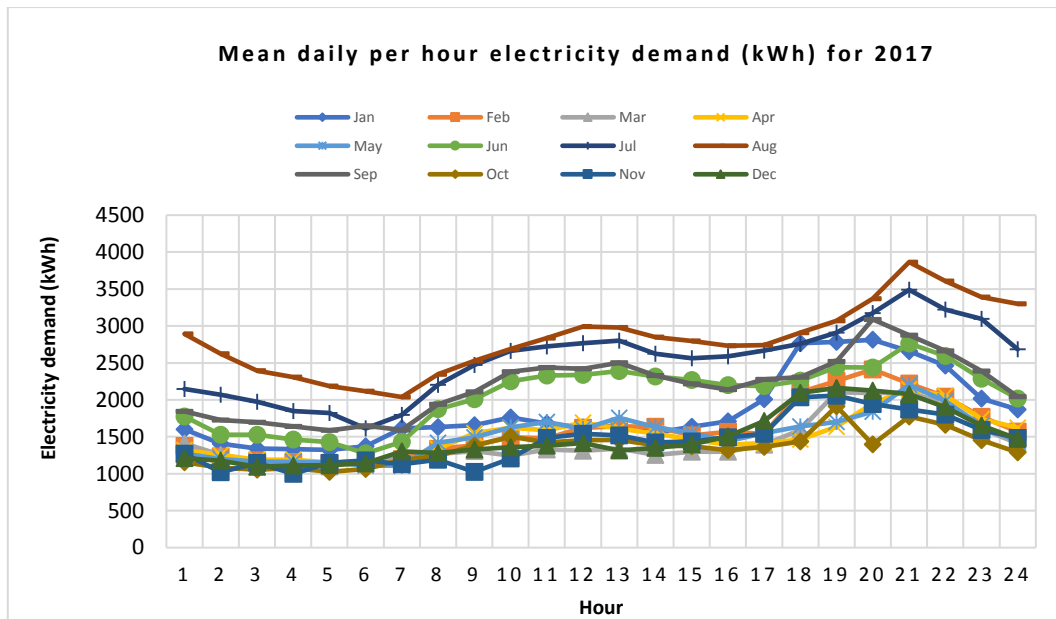


Figure 1- Mean monthly demand of water supply, irrigation & electricity

METHODOLOGY

The study of a hybrid system in the island of Patmos, in order to produce energy and cover water demands is particularly important as it can provide solutions to acute problems, like the water scarcity and the instability of local power grids. The system will consist of one water reservoir of salt water at an altitude of 90 meters, six wind turbines of 900kW power each, a desalination unit of 1.200 m³/day, a pumping station of 1.200 kW(800 kW + 400 kW) power in order to pump salt water to the upper reservoir. In the case of not satisfied electricity demands, the water of the upper reservoir will supply a hydroelectric station 1.200 kW, which will cover the needs of the local power grid. If the demand for electricity cannot be covered by the derivatized wind and hydroelectric energy, the deficit will be covered by extra energy from the local PPC station.

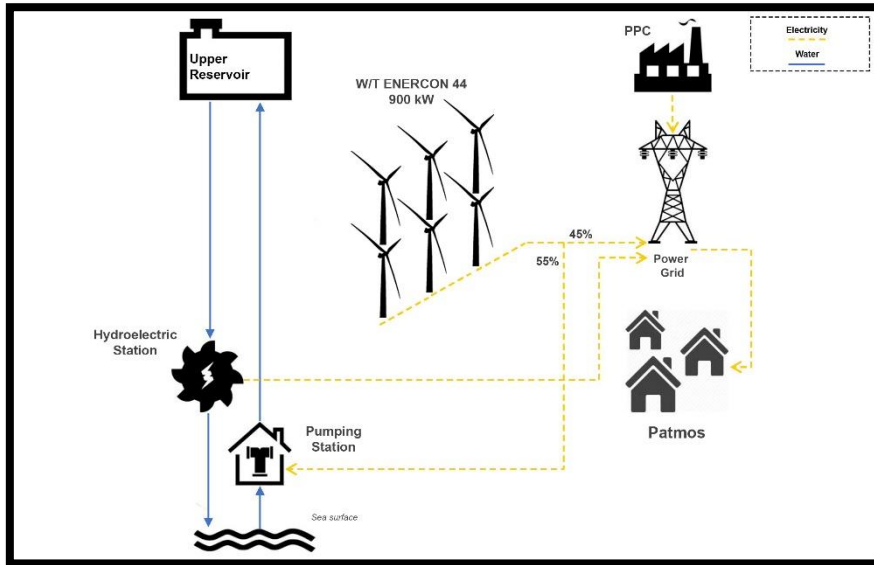


Figure 2- Diagram of Scenario 1

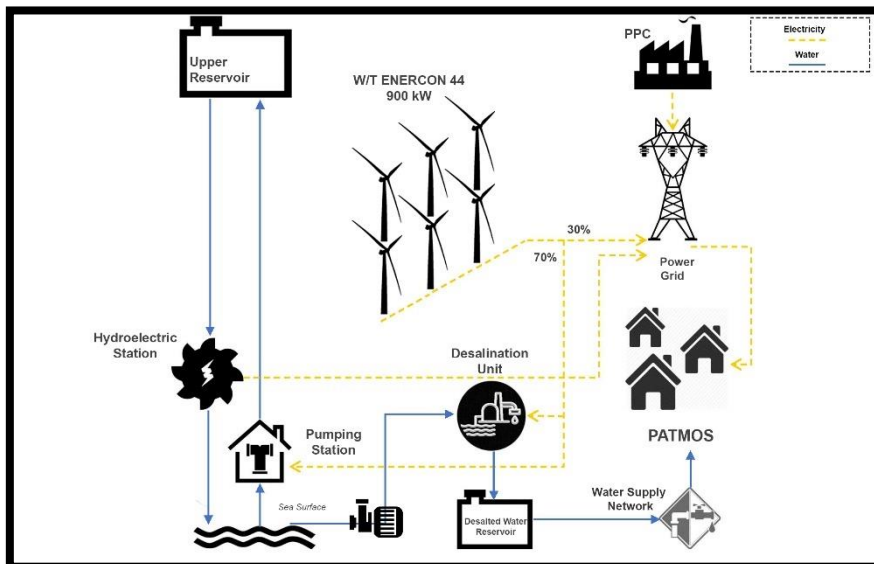


Figure 3- Diagram of Scenario 2

The equation between supply – power of a turbine is as follows:

$$I = \gamma * Q * H * n \quad (1)$$

where:

γ : the specific weight of water, which is equal to the acceleration of gravity g and the density of water

H : the total height

n : the coefficient outpour of the turbine

The concept of this study is to investigate 3 different connection scenarios of the parts of the hybrid system and the 2 different desalination plans, in order to control the response of the hybrid system and the reliability of the required demand of electricity and water supply and irrigation. Scenarios 1 and 2 are also studied with 3 W/T 3000 kW, bigger upper reservoir, pump station 1.800 kW and hydroelectric station 1.900 kW. In this abstract, main scenarios 1 and 2 are exhibited. Additionally, the system's behavior for different rates of energy separation to the power grid, pumping and desalination is studied. For the simulation of Hybrid System, data "per hour" for wind, electricity, water and irrigation demands of the period 2007-2017 were used.

In all scenarios the wind turbines electrify the settlement, providing a percentage of the energy directly to the power grid, while the remaining percentage of the generated wind power (excess energy) is available for desalination and pumping. Also, the PPC has a steady production of 20% (880 kW) of the maximum installed capacity .

The first scenario is solely tested to meet the demand for electricity in the island. So all the energy is consumed directly on the island without any of it used by the desalination unit to cover the needs of water supply and irrigation. The second scenario is tested to meet the demands for both electricity and the desalination unit to provide water for drinking and irrigation.

At the end a cost – benefit analysis undertaken in order to examine the financial viability of the investment Net Present Value (NPV) is the value obtained by discounting to present all of the annual net cash provided throughout the term life of an investment.

$$NPV = \left[\sum_{t=1}^n \frac{NPV_t}{(1+e)^t} \right] - K \quad (2)$$

where:

n : the life of the project

t : the discount period

K : the initial investment

Internal rate of return is a discount rate that makes the net present value (NPV) of all cash flows from a particular project equal to zero. This rate (e) yields the internal rate of return of investment (IRR) and is calculated by solving the equation:

$$NPV = 0 = \left[\sum_{t=1}^n \frac{NPV_t}{(1+IRR)^t} \right] - K \quad (3)$$

If $IRR > e$, this means that the return on investment is higher than the discount rate and the investment is approved, and is financial viable.

If $IRR < e$, this means that the return on investment is less than the discount rate and the investment is rejected because it is unprofitable.

If $IRR = e$, the investment is marginal, and possibly the investment does not generate profits.

RESULTS

The first scenario, which was considered to only cover energy needs, resulted in the contribution power of each energy source (wind turbines, hydropower and energy from the network) to cover the entire island's power demand. 45% of produced wind energy is provided to the power grid and the remaining 55% supplies the pump station. Figure 4 shows the change of water volume of the upper reservoir for the period 2007-2010.

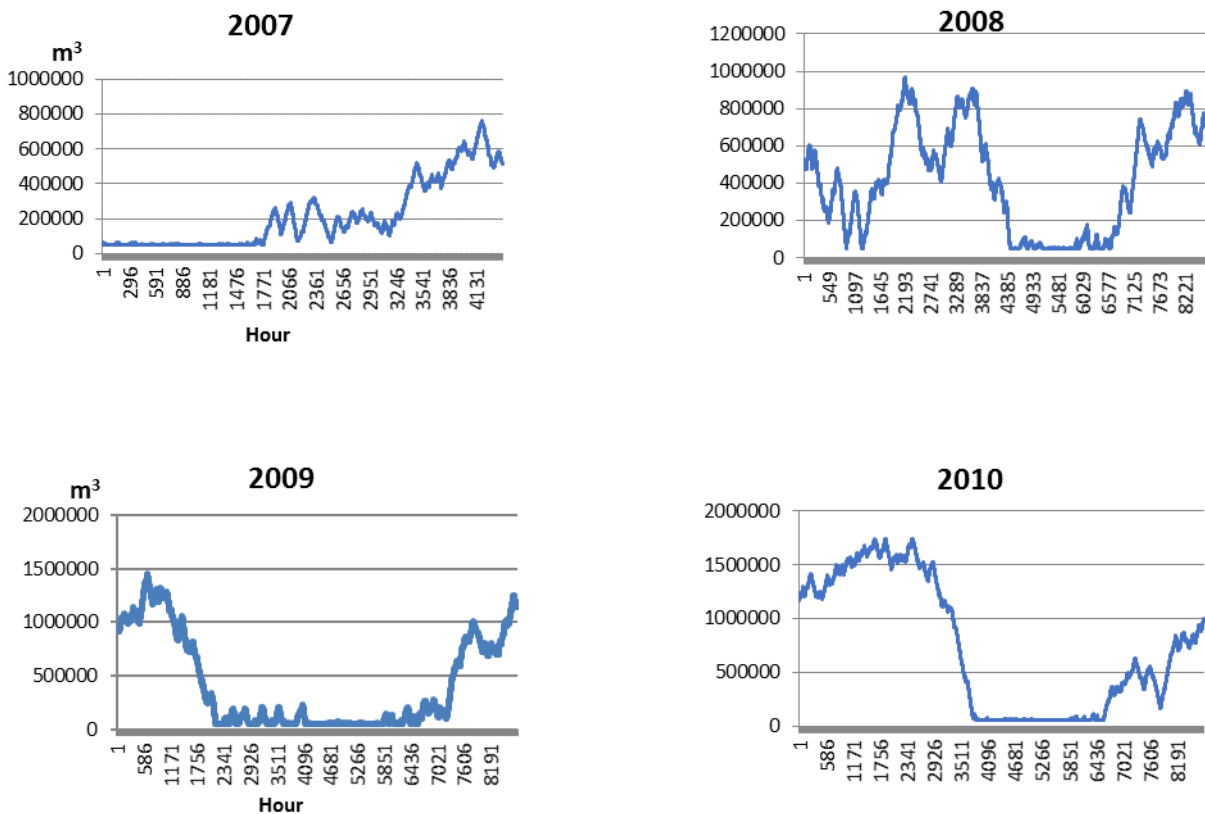


Figure 4- Change of volume of water in upper reservoir for period 2007-2010

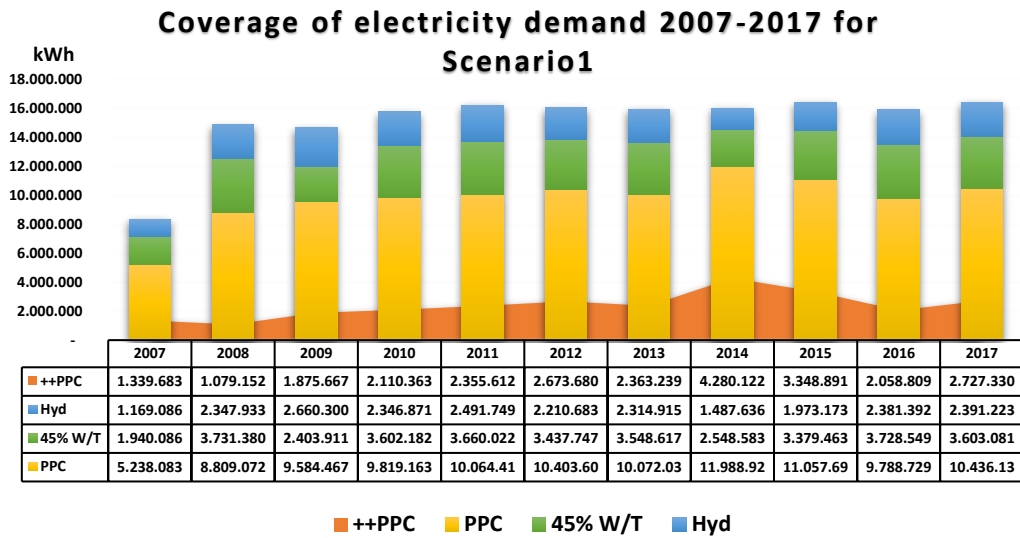


Figure 5- Coverage of electricity demand 2007-2017

The participation in the coverage of electrical needs for the period 2007-2017 is shown in Figure 6.

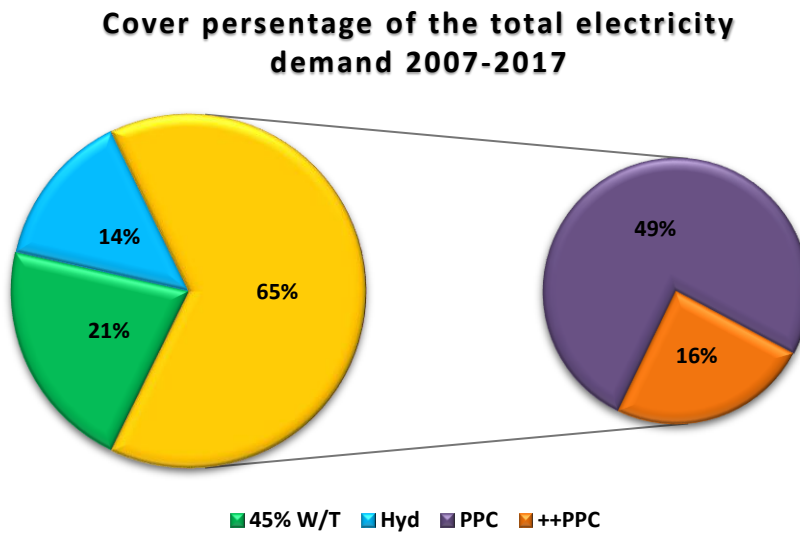


Figure 6- Cover percentage of the total electricity demand (scenario 1)

The reliability of electricity demand coverage for 10 years simulation of the project is presented in Figure 7

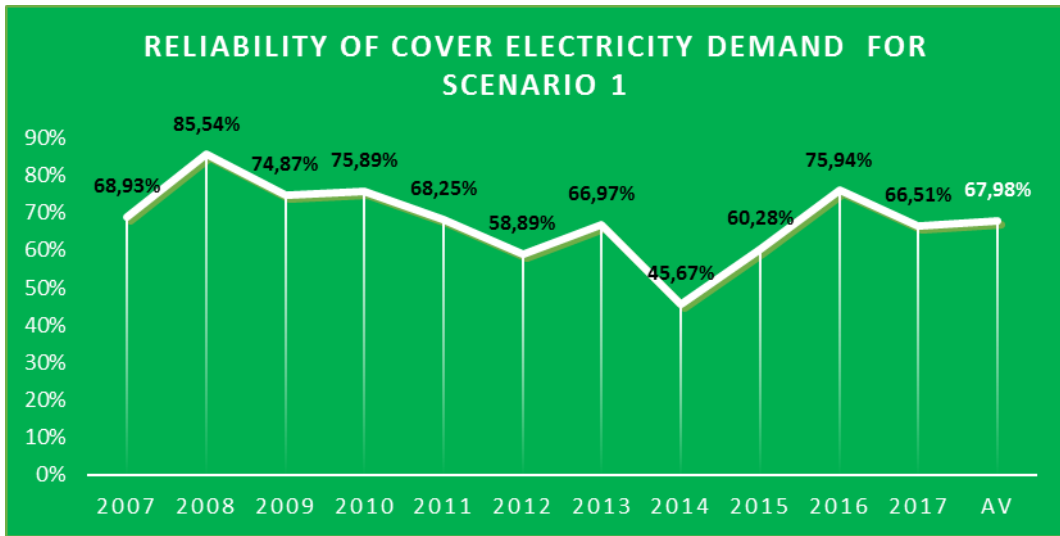


Figure 7- Reliability of cover electricity demand for Scenario 1

The second scenario, which was considered to meet the demand for electricity and desalinated water for drinking and irrigation, showed the corresponding values of the contribution of each energy source in Figure 9. The reliability of the system is shown in Figure 10. Figure 8 shows the sharing of 70% of produced wind power between the desalination unit and the pumping station.

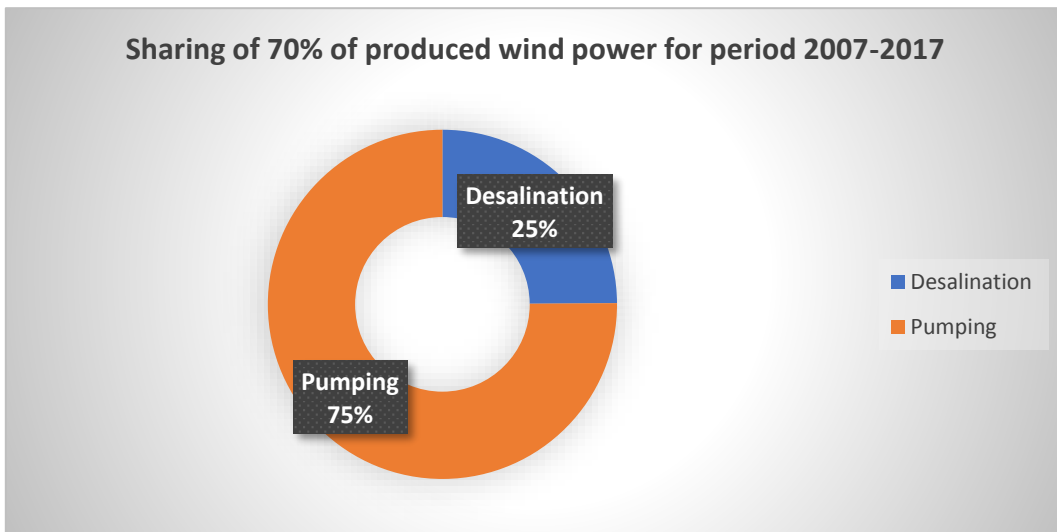


Figure 8- Sharing of 70% of produced wind power for period 2007-2017

Coverage of electricity demand 2007-2017 for Scenario2

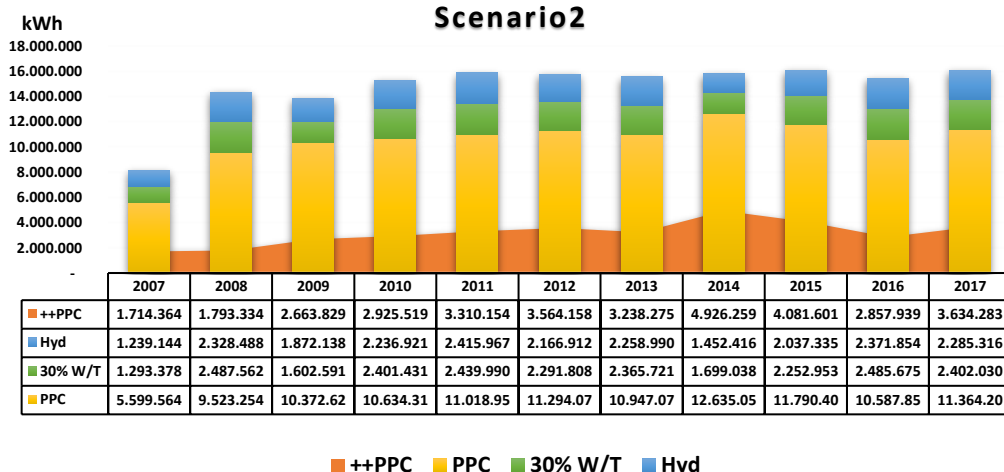


Figure 9-Coverage of electricity demand 2007-2017 for Scenario2

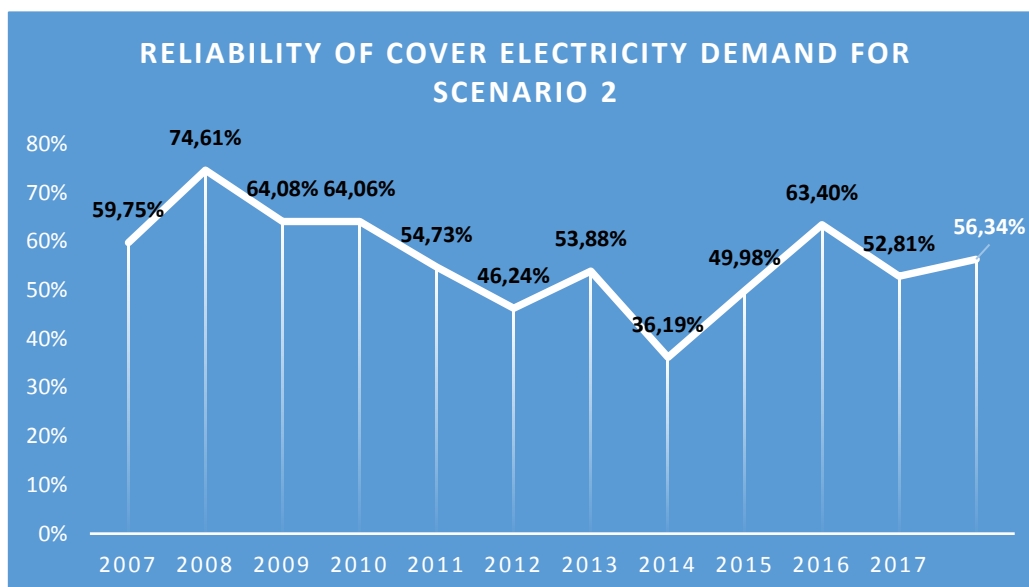


Figure 10- Reliability of cover electricity demand for Scenario 2

The existing dam with useful capacity of 443.000 m³ is used as a reservoir of desalinated water. The change of water volume in the desalinated water reservoir for the period 2007-2010 is shown in Figure 11. The amount of water provided by desalination and the shortage of water supply and irrigation is shown respectively.

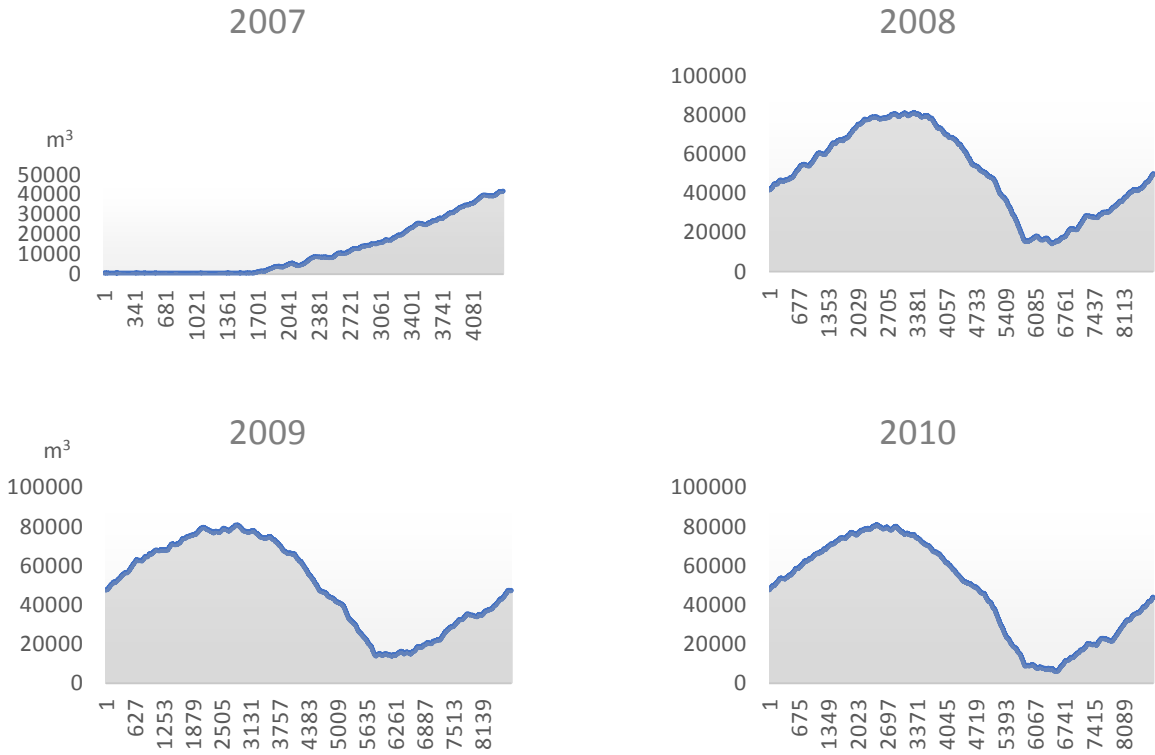


Figure 11- Change of volume of water in desalinated water reservoir for period 2007-2010

Figure 12 shows the annual volume of desalinated water in relation to water and irrigation needs. Figure 13 shows unsatisfied water and irrigation demands per year. It follows the reliability of drinking water and irrigation demand coverage for the period 2007-2017 of Figure 14.

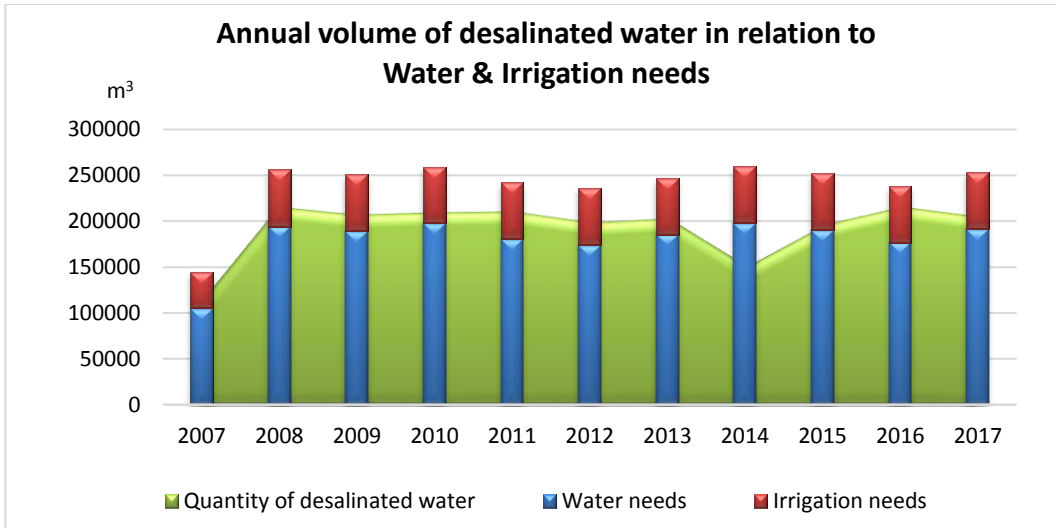


Figure 12- Annual volume of desalinated water in relation to Water & Irrigation needs

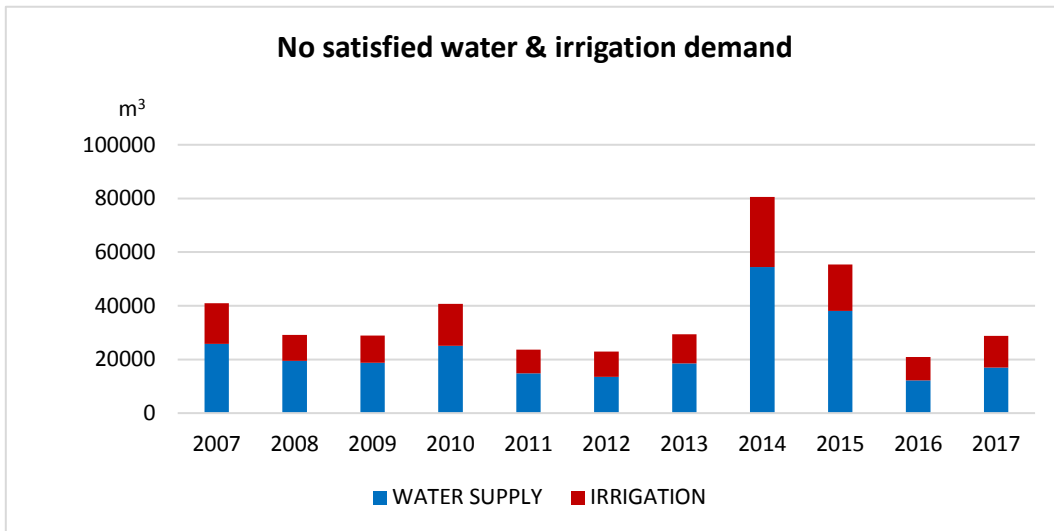


Figure 13- No satisfied Water & Irrigation demand per year

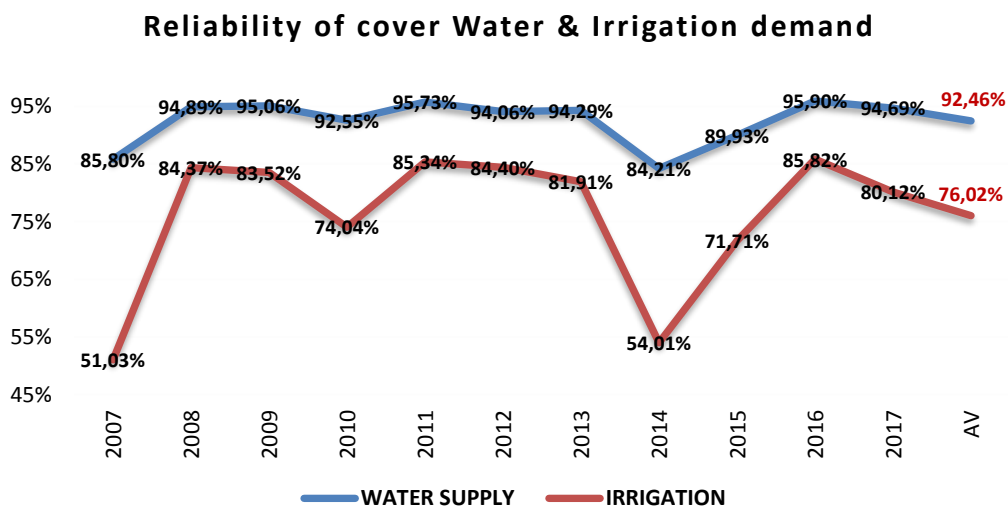


Figure 14- Reliability of cover Water & Irrigation demand

At this point there was an analysis of the optimum rate of direct distribution of wind power in the network in relation to electrical reliability. Figures 15, 16 show the reliability for the different pairs of percentages for scenarios 1 and 2 also Figure 17 shows the reliability of the water supply needs and irrigation for about pairs for scenario 2.

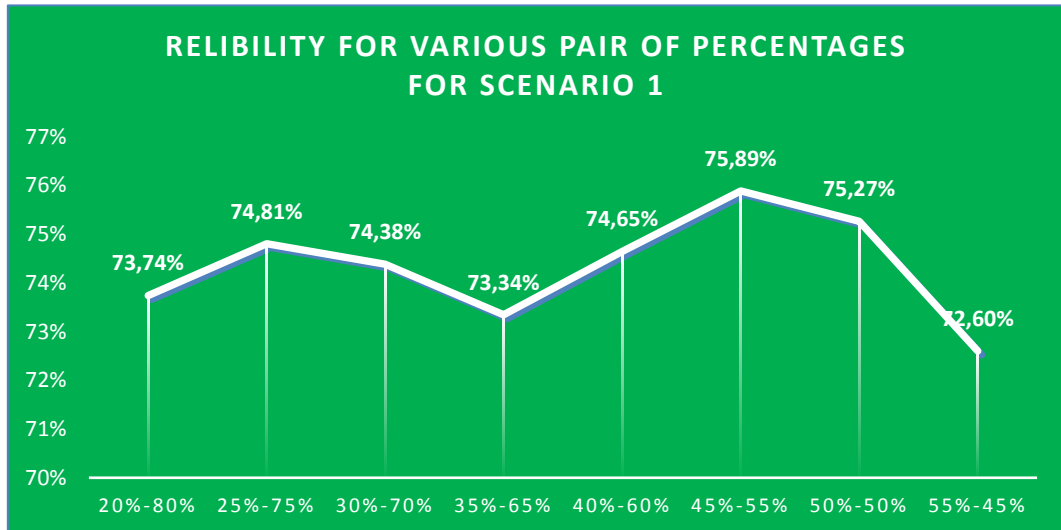


Figure 15- Electricity reliability for various pair of percentages for scenario 1

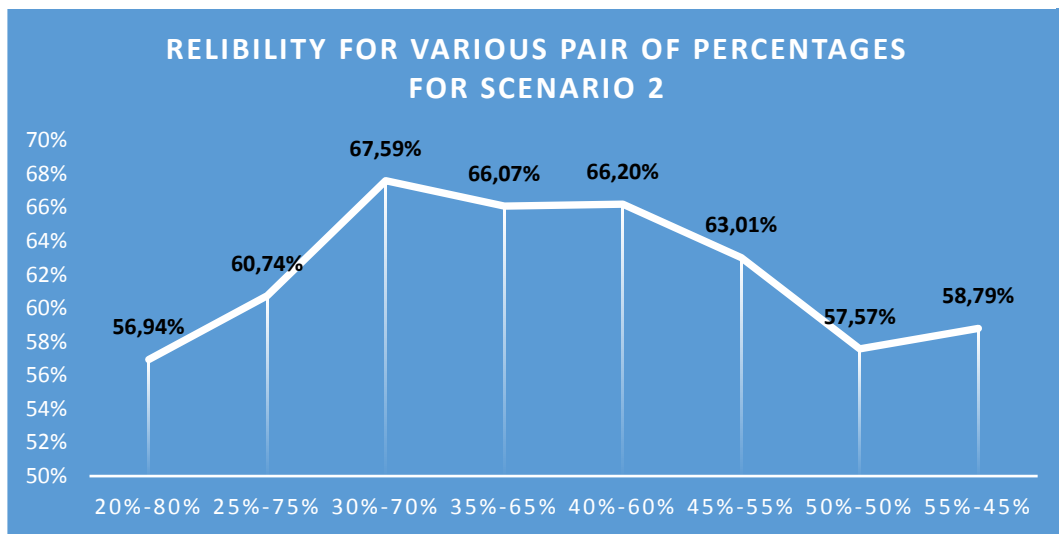


Figure 16- Electricity reliability for various pair of percentages for scenario 2

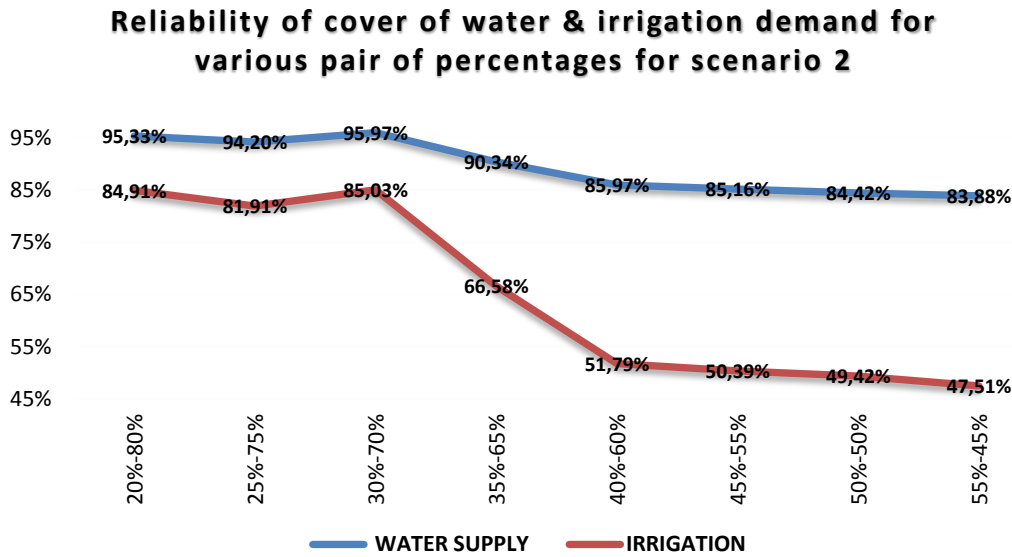


Figure 17- Reliability of cover of Water & Irrigation demand for various pair of percentages for scenario 2

In scenario 1, the 45%-55% of energy distribution gave the best results of reliability to cover the electricity demand. In scenario 2 the best results for electricity was given by the 30%-70% of distribution. However, since the purpose of scenario 2 was to cover the water demands and with the water reliability results taken into consideration, the distribution of 30%-70% was chosen.

The Net Present Value of the investment is reseted for water price equal to 2,68 € / m³ and for this price the IRR is equal to the interest rate and the investment is marginally profitable. Figure 15 shows a graph of the NPV and IRR for different water prices in order to show the efficiency of the project depending on the selling price of water.

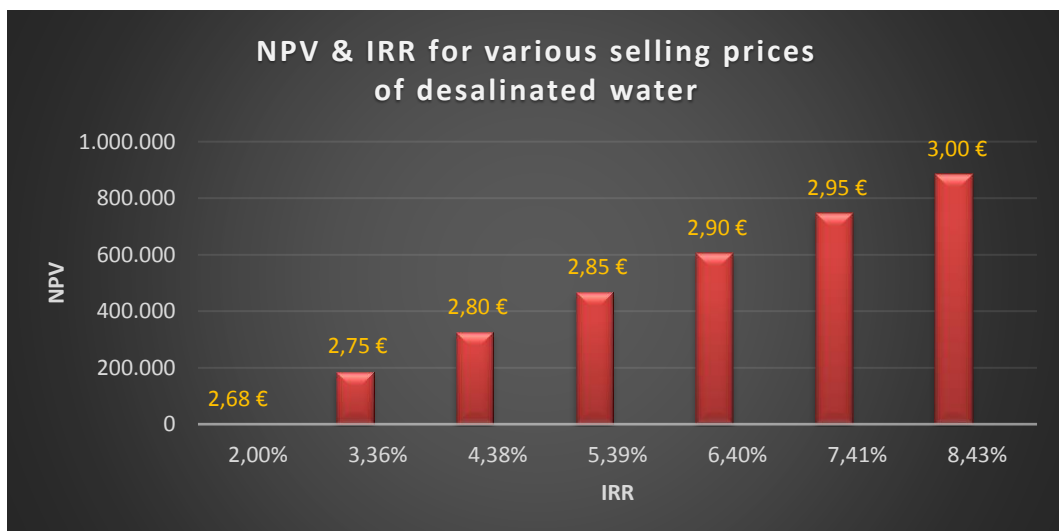


Figure 18-NPV & IRR for various selling prices of desalinated water

By the same procedure, but with variable price of energy and stable price of desalinated water, we observe that the Net Present Value is zero for price 0,206 € / kWh. For this price the IRR is equal to the interest rate and the investment is marginally profitable. Figure 20 shows a graph of the NPV and IRR for different values of energy in order to show the efficiency of the project depending on the selling price per kWh.

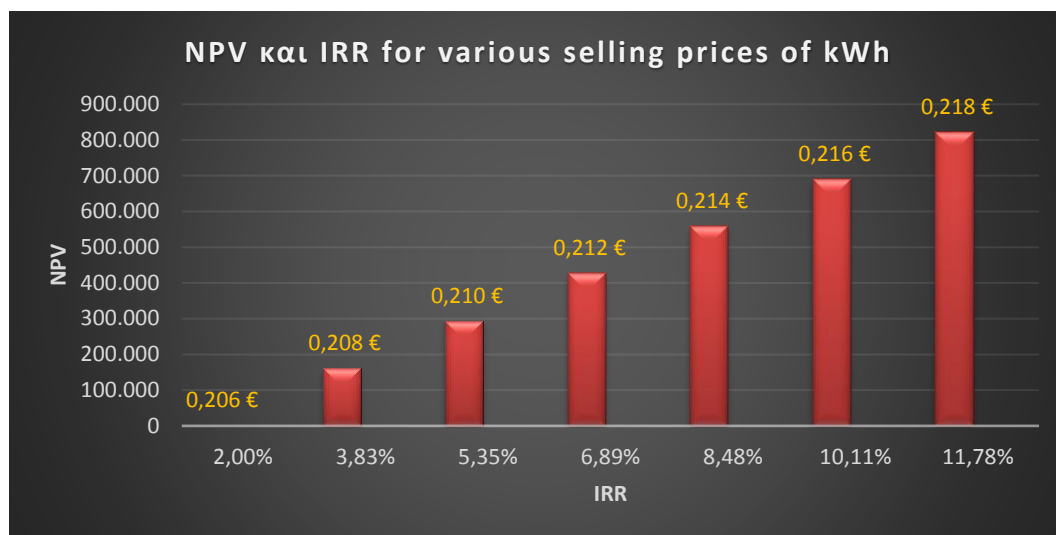


Figure 19-NPV και IRR for various selling prices of kWh

CONCLUSIONS – FUTURE RESEARCH

In this thesis a presentation of the various forms of renewable energy and the institutional framework for energy policy in Greece is attempted, as well as a bibliographic review of hybrid systems for renewable energy and the desalination process. Finally, a simulation is run of a hybrid system with six wind turbines, a desalination plant and a turbine on an island, to meet energy needs, drinking water and irrigation demands.

The main conclusions of the bibliographic part of this study are summarized as follows:

- The environmental consequences of the combustion of fossil fuels and the possibility of their depletion have led to the exploitation renewable energy and the development of hybrid systems using RES.
- Greece is indicated for the installation of hybrid systems based on wind, due to its high wind potential availability.
- The installation of hybrid systems involves some environmental impact. However, it can be integrated smoothly into the existing environment, with its benefits outweighing this impact.
- Hybrid systems can be installed as an independent system or integrated into existing plants based on conventional energy after appropriate interventions.
- The most important advantages, at local level, of the hybrid systems are summarized in the important contribution of electricity needed throughout the year, avoiding blackouts and reducing pollutant emissions.
- Reaction turbines in relation to impulse turbines are usually suitable for small hydraulic heights and high water supplies.
- The importance of desalination to the problem of water shortage can be proved by the rapid global increase of installed capacity of desalination plants in the last fifty years.
- Reverse osmosis is the most applicable out of all the desalination processes. The reason for this lies in its low energy consumption, suitability for connection to solar systems and wind turbines, and the production of higher quantities of desalinated water when compared to other desalination processes.

- In desalination plants either conventional or renewable energy sources can be used, but all desalination methods cannot be combined with all RES.

The main conclusions of the second part of this paper, after the data collection and the analysis results are summarized as follows:

- The increase of the population during the summer months raises, as expected, the demand of drinking water, but not the electricity needs, which are increased during the winter months.
- When the system is utilized only to cover the electricity needs, the island succeeds more days of autonomy in electricity (scenario 1) when compared to the case where water is desalinated in order to be used for drinking and irrigation needs (scenario 2).
- Studying the typical 24 hours in August, some evening hours were observed when wind turbines do not work at all, due to reduced wind potential.
- The study of annual reliability for 10 years data shows a relative deviation occurs due to different wind and temperature data.
- The cost – benefit analysis showed that the price of kWh and cubic meter of water should be increased in order for the system to be economically efficient for the investor. However, if transportation of large water quantities is no longer required, the profit of stopping this transfer can be channeled to this case, in order to ensure the constant value for residents.

Based on the results and conclusions after the completion of this thesis, some topics that deserve future research have emerged. First it is proposed to apply this methodology to other Greek islands that are either connected to the national energy network, or are the "non-interconnected islands" which cover their energy needs by self-power stations, which produce energy by consuming conventional fuels.

Also, the use of more accurate data is of particular interest, both for water supply, irrigation and power needs as well as for temperature and wind data, which have been obtained from the meteorological station of the neighboring Ikaria. The ability to log data from the study island itself would give the possibility of exporting more precise results. At the same time uncertainty analysis for all the input data would provide more accurate results.

Finally, the production of synthetic timeseries generation, forecasting future project response rates, would provide a more complete picture of the coverage of the island's needs.

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Γενική αναφορά

Η ραγδαία αύξηση του πληθυσμού σε συνδυασμό με τις διαρκώς αυξανόμενες ηλεκτρικές ανάγκες σε ολόκληρο τον κόσμο, οδηγούν στην εξάντληση των αποθεμάτων των συμβατικών καυσίμων και των πρώτων υλών για την παραγωγή ενέργειας καθιστώντας τα σε πολλές περιπτώσεις ασύμφορα. Παράλληλα, οι ρύποι και οι εκπομπές CO₂ που από την καύση των συμβατικών ορυκτών καυσίμων συμβάλλουν στο πρόβλημα της ρύπανσης καθώς και στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Παρακολουθώντας τη διεθνή δράση η αρχή έγινε με τη Λευκή Βίβλο «Ενέργεια για το Μέλλον» το 1997 για την προστασία του περιβάλλοντος, έπειτα με το Green Paper το 2000 «Στρατηγική για την Ασφάλεια της παροχής Ενέργειας» για την ανεξαρτησία του ενεργειακού εφοδιασμού. Ορόσημο αποτελεί το πρωτόκολλο του Κιότο που υπογράφηκε το Δεκέμβριο του 1997 από τα Ηνωμένα Έθνη για την κλιματική αλλαγή, όπου ορίστηκε ο στόχος της μείωσης των εκπομπών των Αερίων του Θερμοκηπίου (ΑτΘ) στην ΕΕ κατά 8% το 2008-12 από τα επίπεδα του 1990 (Παπαευθυμίου, 2012). Η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) έχει θέσει τις ΑΠΕ ως βασική προτεραιότητα, όπως διαφαίνεται από το θεσμικό πλαίσιο που έχει διαμορφωθεί τα τελευταία χρόνια. Νέες πολιτικές, όσον αφορά τη χρήση ΑΠΕ, προτείνονται τόσο από την ΕΕ όσο και από μεμονωμένα κράτη. Η Έκθεση του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για την επίτευξη της συμβολής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε ποσοστό 20% στην τελική κατανάλωση ενέργειας έως το 2020, απορρέει από την Οδηγία 2009/28/ΕΚ, και περιλαμβάνει και εκτιμήσεις για την εξέλιξη του ενεργειακού τομέα και τη διεξόδυση των τεχνολογιών των ΑΠΕ έως το 2020. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την έντονη μεταβολή των τιμών των ορυκτών καυσίμων οδηγεί στην ανάγκη για απεξάρτηση από τις συμβατικές μορφές ενέργειας και αντικατάσταση τους, ως επί το πλείστον, με αιολικές και υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις.

Με την ψήφιση της παραπάνω Οδηγίας 2009/28/ΕΚ, ο στόχος για την Ελλάδα ως προς τη συμμετοχή των ΑΠΕ στη συνολική ενεργειακή κατανάλωση, ανέρχεται στο 18%. Στα πλαίσια αυτά ψηφίστηκε και ο νόμος 3851/2010, όπου καθορίζονται οι στόχοι της Ελλάδας για το 2020, σύμφωνα με τους οποίους η συμμετοχή των ΑΠΕ θα πρέπει να αυξηθεί κατά 20% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και κατά 40% στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

Ιδιαίτερα στη νησιωτική Ελλάδα και κυρίως στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, όπου συναντώνται οι αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. Η εγκατάσταση και λειτουργία συνδυασμού μορφών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως είναι τα αιολικά πάρκα, οι φωτοβολταϊκοί (Φ/Β) σταθμοί και οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, μπορούν να καλύψουν ένα σημαντικό κομμάτι της ηλεκτρικής ζήτησης. Συμβάλλουν έτσι στον περιορισμό των ρυπογόνων εκπομπών από την καύση πετρελαίου και λιγνίτη, καθώς και στη μείωση του κόστους παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες.

Παρά το πλούσιο αιολικό δυναμικό, το επίπεδο αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας στα νησιά παραμένει ιδιαίτερα χαμηλό. Η έντονη μεταβλητότητα της παραγόμενης ισχύος των ανεμογεννητριών (Α/Γ) και η περιορισμένη δυνατότητά ελέγχου της ισχύος, καθιστούν αμφίβολο το βαθμό αξιοπιστίας της λειτουργίας και απόδοσης τέτοιων εγκαταστάσεων σε μη διασυνδεδεμένες περιοχές. Παρόμοια προβλήματα παρουσιάζουν και οι εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών. Η εξάρτηση της παραγόμενης ενέργειας των ΑΠΕ από τα φυσικά φαινόμενα έχουν ως αποτέλεσμα την αδυναμία στήριξης ενός συστήματος με πάγιες ανάγκες.

Για την αντιμετώπιση των άνωθεν προβλημάτων, ξεκίνησε ο σχεδιασμός και υλοποίηση υβριδικών ενεργειακών έργων. Στόχος τους είναι η παραγωγή ενέργειας που θα βασίζεται σε συνδυασμό διαφορετικών μορφών ΑΠΕ, όπως είναι η αιολική, η ηλιακή και η υδροηλεκτρική, με αποθήκευση των αιχμών της παραγόμενης ενέργειας με μέθοδους όπως η αντλησιοταμίευση. Παράδειγμα ενός τέτοιου έργου στον

ελλαδικό χώρο αποτελεί το Υβριδικό Σύστημα της Ικάριας ισχύος 6,8 MW, το οποίο σχεδιάστηκε και μελετήθηκε για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρική και αιολική ενέργεια, με τη χρήση λιμνοδεξαμενών που υπάρχουν στο νησί, προκειμένου να καλυφθούν οι αυξανόμενες ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, υποκαθιστώντας σημαντικά τη χρήση πετρελαίου από τον υπάρχοντα πετρελαϊκό σταθμό.

Παράλληλα πρόβλημα που ταλανίζει ανέκαθεν το νησιωτικό χώρο είναι αυτό της έλλειψης νερού, όπου το βρόχινο νερό χάνεται λόγω της μορφολογίας είτε συμβαίνει πρόσμιξη του υπόγειου υδροφόρου με θαλασσινό νερό ιδιαίτερα λόγω της υπεράντλησης. Η κατάσταση επιδεινώνεται τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω των υψηλότερων θερμοκρασιών, της ξηρασίας και της αυξημένης τουριστικής κίνησης. Το πρόβλημα συναντάται πιο έντονα στα άνυδρα νησιά των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων, όπως είναι η Αμοργός, τα Κουφονήσια, η Ηρακλεία, οι Λειψοί, η Πάτμος κ.α. Έτσι δημιουργείται η ανάγκη εύρεσης μιας βιώσιμης λύσης που θα διευκολύνει τη ζωή των κατοίκων και θα επιτρέψει την ανάπτυξη των περιοχών αυτών.

Η μεταφορά του νερού με υδροφόρες είναι μια λύση που ακολουθείται για μεγάλο πλήθος νησιών εδώ και πολλά χρόνια όμως με υψηλό κόστος, καθώς για τη μεταφορά ενός κυβικού στα απομακρυσμένα νησιά χρεώνεται έως και 12 €/m³. Η κατασκευή ενός φράγματος για την αποθήκευση του βρόχινου νερού, έστω και μικρής κλίμακας, έχει υψηλό κόστος, απαιτεί πληθώρα υποδομών, ενώ προκαλεί σημαντική αλλοίωση στο περιορισμένο φυσικό ανάγλυφο των μικρών αυτών νησιών. Τέλος, η αφαλάτωση μπορεί να δώσει μόνιμη λύση στο πρόβλημα ύδρευσης των άνυδρων νησιών καθώς αποτελεί μια σταθερή και εγγυημένη μέθοδο. Η υψηλή ενεργειακή της απαίτηση είναι ένα μελανό σημείο στην εφαρμογή της, πράγμα που μπορεί να ξεπεραστεί εύκολα με συνδυασμό εγκατάστασης ενός υβριδικού ενεργειακού συστήματος που θα βασίζεται σε κατάλληλη μίξη ΑΠΕ, ώστε να καταστεί βιώσιμη ενεργειακά.

1.2 Αντικείμενο – Δομή εργασίας

Αντικείμενο της εργασίας είναι μια βιβλιογραφική παρουσίαση των Υβριδικών Έργων (ΥΒΕ) και της μεθόδου της αφαλάτωσης καθώς και η αξιολόγηση ενός Υβριδικού Ενεργειακού Συστήματος στη νήσο Πάτμο, το οποίο θα περιλαμβάνει έξι ανεμογεννήτριες, έναν ταμιευτήρα θαλασσινού νερού, ένα ΜΥΗΣ με υδροστρόβιλο, έναν αντλητικό σταθμό, μια μονάδα αφαλάτωσης και έναν ταμιευτήρα αφαλατωμένου νερού, προσομοιώνοντας τη λειτουργία του συστήματος σύμφωνα με τους κανόνες και τους περιορισμούς που ορίζονται από τη μελέτη μας. Σκοπός είναι η κατανόηση του τρόπου λειτουργίας και συμπεριφοράς ενός τέτοιου συστήματος με τη συνεργασία των διαφόρων μορφών ενέργειας που συμμετέχουν στην παραγωγή των απαιτούμενων ηλεκτρικών αναγκών για διάφορα σενάρια διασύνδεσης, τρόπου λειτουργίας και διαστασιολόγησης της εγκατάστασης. Παράλληλα στόχος είναι και η εκτίμηση της αξιοπιστίας και της αποδοτικότητας αυτού του συστήματος ως προς την κάλυψη των αναγκών για χρήση νερού ως προς ύδρευση και άρδευση.

1.3 Διάρθρωση της εργασίας

Η εργασία αποτελείται από τα παρακάτω κεφάλαια τα περιεχόμενα των οποίων περιγράφονται στη συνέχεια.

Αρχικά γίνεται μια εισαγωγή στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, τα υβριδικά ενεργειακά συστήματα, καθώς και την εφαρμογή στη νησιωτική Ελλάδα.

Στο Κεφάλαιο 2 γίνεται μια παρουσίαση των μορφών των ΑΠΕ και περιγραφή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ, αναλύεται το Θεσμικό Πλαίσιο Ενεργειακής Πολιτικής που ισχύει σήμερα και παρουσιάζεται η πολιτική της ΕΕ για τις ΑΠΕ. Γίνεται μια βιβλιογραφική επισκόπηση των υβριδικών

ενεργειακών έργων ανά τον κόσμο, μέσα σε αυτά το υβριδικό έργο της Ικαρίας και του νησιού El Hierro, που αποτελούν τα πρώτα εγχειρήματα τέτοιων υβριδικών συστημάτων στην Ευρώπη.

Έπειτα στο Κεφάλαιο 3, γίνεται μια σύντομη κατηγοριοποίηση των μεθόδων αφαλάτωσης, με ιδιαίτερη βάση στη μέθοδο της αντίστροφης ώσμωσης, η οποία είναι και η πιο διαδεδομένη και η οποία θα εξεταστεί στο πλαίσιο αυτής της εργασίας.

Στη συνέχεια στο Κεφάλαιο 4 γίνεται μια συνοπτική παρουσίαση της υπάρχουσας κατάστασης στην περιοχή μελέτης που είναι η νήσος Πάτμος. Εξετάζονται στοιχεία διοικητικά, ιστορικά, το καθεστώς προστασίας περιοχής, χρήσεις γης, μορφολογικά, κλιματολογικά, υδροδότησης, οικονομικής δραστηριότητας.

Στο Κεφάλαιο 5 δίνεται η τεχνική περιγραφή των επιμέρους στοιχείων του υβριδικού έργου, καθώς και η παρουσίαση του τρόπου λειτουργίας του. Στη συνέχεια παρουσιάζονται η διακύμανση του πληθυσμού, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, ύδρευσης και άρδευσης. Ακολούθως γίνεται η προσομοίωση του μοντέλου σύμφωνα με διάφορα σενάρια χρήσης της διαθέσιμης παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και της λειτουργίας και διασύνδεσης της μονάδας αφαλάτωσης. Τέλος το κεφάλαιο ολοκληρώνεται με την εύρεση του βέλτιστου ποσοστού απόδοσης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας στο δίκτυο για τα προ εξέταση σενάρια.

Στο Κεφάλαιο 6 γίνεται μια προσπάθεια ανάλυσης κόστους – οφέλους, προκειμένου να γίνει μια οικονομική αξιολόγηση του έργου και μια σύγκριση των αναμενόμενων οφελών από το προτεινόμενο υβριδικό έργο.

Στο Κεφάλαιο 7 παρατίθενται τα κύρια συμπεράσματα που προέκυψαν από την παραπάνω βιβλιογραφική επισκόπηση και την ανάλυση του έργου και δίνονται τα ερεθίσματα για την περαιτέρω έρευνα.

2 ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ & ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

2.1 Εισαγωγή στα Υβριδικά Συστήματα

Κύριοι παράγοντες που οδήγησαν στην έρευνα και ανάπτυξη των υβριδικών συστημάτων (Υ/Σ) υπήρξαν αρχικά η ασταθής και απρόβλεπτη προσφορά ενέργειας, σε σχέση με το χρόνο παροχής και το μέγεθος εγκατάστασης των ΑΠΕ. Επιπλέον η εξάντληση των ορυκτών πόρων, κυρίως του πετρελαίου, με συνέπεια την έντονη μεταβολή που παρουσιάζει η τιμή του, εξαιτίας οικονομικών, γεωπολιτικών και τεχνικών παραγόντων και σε συνδυασμό με τις βλαβερές συνέπειες της χρήσης τους για το περιβάλλον λειτούργησαν καταλυτικά για την περεταίρω διερεύνηση και εφαρμογή των υβριδικών συστημάτων. Πιο συγκεκριμένα, η μεταβλητότητα τόσο της ηλιακής όσο και της αιολικής ενέργειας των δύο κύριων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δυσχεραίνουν την άμεση διάθεσή τους στο δίκτυο προς κατανάλωση, καθώς, όταν υπάρχει ζήτηση, μπορεί να μην επικρατούν τα κατάλληλα καιρικά φαινόμενα (ηλιακή ακτινοβολία, άνεμος) για την κάλυψη των αναγκών, ή διαφορετικά σε ώρες χαμηλής ζήτησής να υπάρχει υπερπροσφορά ενέργειας εξαιτίας των καιρικών φαινομένων. Για την καλύτερη εκμετάλλευση και απόδοση των ΑΠΕ, απαιτείται η χρήση αποθηκευτικών μέσων (ταμιευτήρας σε υψόμετρο, συσσωρευτές ενέργειας κ.α.) που αποσκοπούν στην εξομάλυνση των ενεργειακών αιχμών και την ελεγχόμενη παροχή προς το δίκτυο όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.1.



Σχήμα 2.1-Σχεδιακή απεικόνιση βασικής λειτουργίας Υ/Σ με Α/Γ (Πηγή: εφημερίδα ΤΑ ΝΕΑ)

Με τον όρο υβριδικά συστήματα ενέργειας περιγράφεται ένα σύστημα από πολλά διαφορετικά επιμέρους στοιχεία. Γίνεται χρήση πολλαπλών διατάξεων ενεργειακής μετατροπής με ένα ή περισσότερα του ενός καύσιμα για την ίδια διάταξη, με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. Ένα υβριδικό σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει μία συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με μία τουλάχιστον μορφή ανανεώσιμης πηγής ενέργειας, διατάξεις αποθήκευσης, συστήματα εποπτείας και ελέγχου καθώς και σύστημα διαχείρισης φορτίου. Με αυτό τον τρόπο τα υβριδικά συστήματα μπορούν να αποτελέσουν μία αξιόπιστη λύση για την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών έναντι των συμβατικών μονάδων παραγωγής. (Βρεττός, 2010)

Σύμφωνα με το νόμο 3468/2006 για τις ΑΠΕ ως υβριδικό σύστημα ή αλλιώς υβριδικός σταθμός ορίζεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που:

1. Χρησιμοποιεί μία, τουλάχιστον, μορφή ΑΠΕ.
2. Το σύνολο της ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο σε ετήσια βάση δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Ως ενέργεια που απορροφά ο υβριδικός σταθμός από το δίκτυο ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που υπολογίζεται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, ανά διαστήματα ώρας. Αν για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας εφαρμόζεται τεχνολογία διαφορετική από αυτή των φωτοβολταϊκών, μπορεί να χρησιμοποιείται και συμβατική ενέργεια που δεν απορροφάται στο δίκτυο, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται αναγκαία για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δεν μπορεί να υπερβαίνει το 10% της συνολικής ενέργειας που παράγεται, σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας.
3. Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%. (Ρίππη, 2013)

2.2 Πλεονεκτήματα των υβριδικών συστημάτων

Η ανάπτυξη των υβριδικών συστημάτων αποσκοπεί στη βέλτιστη αξιοποίηση των διαφόρων επιμέρους κομματιών του συστήματος που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (όπως ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά κ.α). Η ενέργεια που παρέχουν στο δίκτυο είναι ομαλή και κατάλληλη προς διάθεση για την κάλυψη των αναγκών, καθώς η διάθεση ενέργειας είναι πλήρως ελεγχόμενη. Μπορούν λοιπόν να αναπτυχθούν σαν αυτόνομα, καινούργια και ανεξάρτητα συστήματα μέσα σε μικρά συστήματα διανομής ενέργειας ή να ενταχθούν σε υπάρχουσες θερμικές μονάδες βασιζόμενες στο πετρέλαιο μετά από τις απαραίτητες επεμβάσεις στο υπάρχον σύστημα.

Τα υβριδικά συστήματα όπου εμπεριέχεται πηγή παραγωγής ενέργειας με βάση ορυκτό καύσιμο (τοπικοί σταθμοί παραγωγής με ντίζελ) λειτουργούν με την ελάχιστη δυνατή κατανάλωση καυσίμου. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα τα υβριδικά συστήματα να είναι πλέον κατάλληλα και οικονομικά σε περιοχές δυσπρόσιτες από το δίκτυο, π.χ. ορεινές, αγροτικές περιοχές ή μη διασυνδεδεμένα νησιά, νησιά όπου δεν υφίσταται σύνδεση με το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της ηπειρωτικής χώρας, δηλαδή όπου η σύνδεσή περιοχών ή κοινοτήτων με το ηλεκτρικό δίκτυο, η εγκατάσταση δικτύου διάθεσης ενέργειας ή η μεταφορά καυσίμου θεωρούνται αντιοικονομικές επιλογές. Επιπλέον, λόγω της υψηλής αποδοτικότητάς και αξιοπιστίας τους, τέτοιου τύπου συστήματα μπορούν να συνεισφέρουν στο ενεργειακό ισοζύγιο ειδικά σε περιπτώσεις διακοπών παροχής.

Πλεονεκτήματα των υβριδικών συστημάτων παρουσιάζονται ως προς την ταχύτητα εγκατάστασης των επιμέρους μονάδων, το σχετικά σταθερό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και τη χρήση φιλικών προς το περιβάλλον ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. (Σαραφινός κ.α., 2009)

Φυσικά τα παραπάνω πλεονεκτήματα εξαρτώνται για κάθε υβριδικό έργο από τη σωστή χωροθέτηση του έργου, τον τρόπο λειτουργίας του καθώς και τα χαρακτηριστικά της εγκατάστασης.

Για το υπό μελέτη υβριδικό σύστημα για την Πάτμο αναμένεται να έχει τα εξής οφέλη:

1. Συμβολή στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού και μείωση της παραγωγής του τοπικού σταθμού παραγωγής της ΔΕΗ.
2. Σταθερή παροχή ρεύματος και αποφυγή black-out στο νησί.
3. Δημιουργία νέων θέσεων εργασίας κατά την κατασκευή αλλά και τη λειτουργία του έργου.
4. Μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων από τη μείωση της λειτουργίας του τοπικού σταθμού παραγωγής.

5. Διάθεση σημαντικών όγκων αφαλατωμένου νερού προς ύδρευση και άρδευση.

Κατά τη λειτουργία του Υ/Σ ενδέχεται να παρουσιαστούν προβλήματα που να έχουν επιπτώσεις τόσο στην αξιοπιστία της συνεργασίας υδροστροβίλου -ανεμογεννητριών δηλαδή κατά πόσο δηλαδή ο υδροστροβίλος έχει την απαιτούμενη ταχύτητα απόκρισης, ώστε να παρακολουθεί πλήρως τις μεταβολές της αιολικής παραγωγής του Υ/Σ. Όσο και της συνεργασίας αντλητικού σταθμού -ανεμογεννητριών καθώς και των επιπτώσεων τους στο σύστημα καθώς και στην πιθανή αισθητική αλλοίωση του φυσικού τοπίου από τις ανεμογεννήτριες και τον ταμιευτήρα θαλασσινού νερού.

2.3 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στα υβριδικά συστήματα

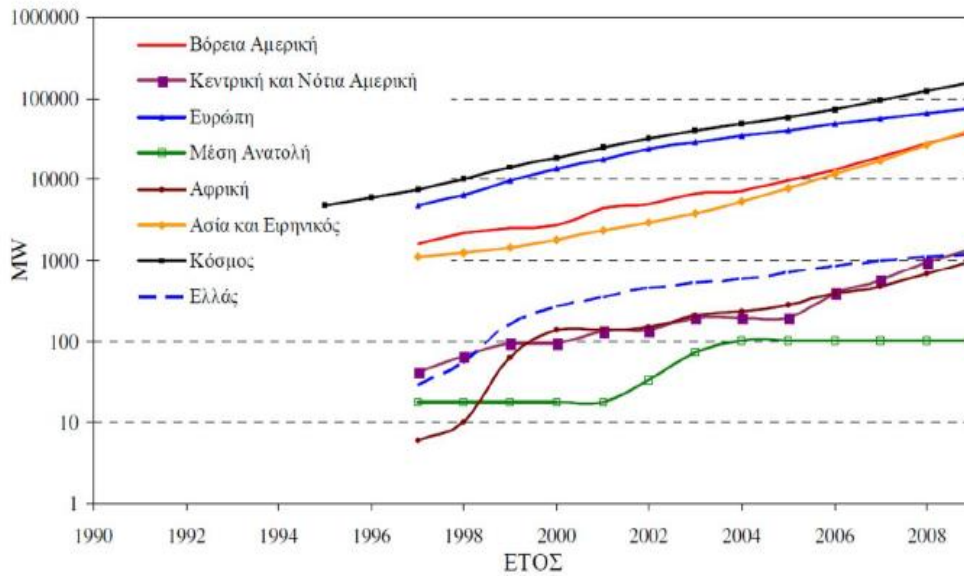
2.3.1 Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια χρησιμοποιείται από την αρχαιότητα στη ναυσιπλοΐα για την κίνηση των πλοίων. Αργότερα η εφαρμογή της διαδόθηκε στη μηχανική παραγωγή με τους γνωστούς στον ελλαδικό χώρο ανεμόμυλους που είχαν σκοπό είτε την άλεση δημητριακών είτε την άντληση νερού. Η τεχνολογική εξέλιξη και η αναζήτηση εναλλακτικών πηγών ενέργειας οικονομικότερων και φιλικότερων προς το περιβάλλον οδήγησαν στην έρευνα για την καλύτερη εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας. Η πρώτη μορφή ανεμογεννήτριας κατασκευάστηκε το 1888 στο Cleveland του Ohio (Η.Π.Α.) ισχύος 12 kW, ενώ οι σημερινές αιολικές μηχανές που κατασκευάζονται είναι της τάξης των 750 - 3.000 kW (Μαμάσης κ.α., 2012).

Από την αρχαιότητα λοιπόν ο άνθρωπος προσπαθούσε να επωφεληθεί από τη δύναμη του ανέμου. Σήμερα οι απαιτήσεις της εποχής οδηγούν ξανά στην αναζήτηση των καλύτερων δυνατών τρόπων για την παραγωγή ηλεκτρισμού από την αιολική ενέργεια, καθώς αποτελεί μια ελεύθερη, άφθονη και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας η οποία είναι ανεξάρτητη από ορυκτά καύσιμα και φιλική στο περιβάλλον. Ακόμα, η χρήση εξελιγμένης τεχνολογίας, η γρήγορη συναρμολόγηση και εγκατάσταση καθώς και το χαμηλό λειτουργικό κόστος είναι μερικά από τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών (Α/Γ) που τις καθιστούν μια αρκετά ελκυστική και ανταγωνιστική επιλογή ανάμεσα στις υπόλοιπες ΑΠΕ.

Το βασικότερο πρόβλημα κατά τη χρήση ανεμογεννητριών είναι η απρόβλεπτη και έντονη μεταβλητότητα της παραγόμενης ισχύος, γεγονός που μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Δευτερεύοντος, από περιβαλλοντική σκοπιά ο εκπεμπόμενος θόρυβος καθώς και η οπτική όχληση καθιστούν αρκετά δύσκολη την εγκατάστασή τους σε μέρη με τις παραπάνω ευαισθησίες. Ωστόσο η εξέλιξη της τεχνολογίας βελτιώνει αρκετά τα δυο πρώτα προβλήματα, πράγμα όμως που σημαίνει και μεγαλύτερο κόστος αγοράς. Όσον αφορά την οπτική όχληση, αποτελεί ένα καθαρά υποκειμενικό κριτήριο και εξαρτάται από την αισθητική του κάθε ανθρώπου. Τέλος, η πρόσκρουση πουλιών στις ανεμογεννήτριες καλό είναι να λαμβάνεται υπόψη όταν πρόκειται για την εγκατάσταση αιολικών μηχανών σε προστατευόμενες περιοχές. (Ρίππη, 2013)

Η εφαρμογή και χρήση της αιολικής ενέργειας φαίνεται να παρουσιάζει μια αυξητική τάση παγκοσμίως όπως γίνεται εμφανές από Σχήμα 2.2. Η διεύθυνση της αυξάνεται και στον ελλαδικό χώρο με την εγκατεστημένη ισχύ ανά περιφέρεια να παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3.

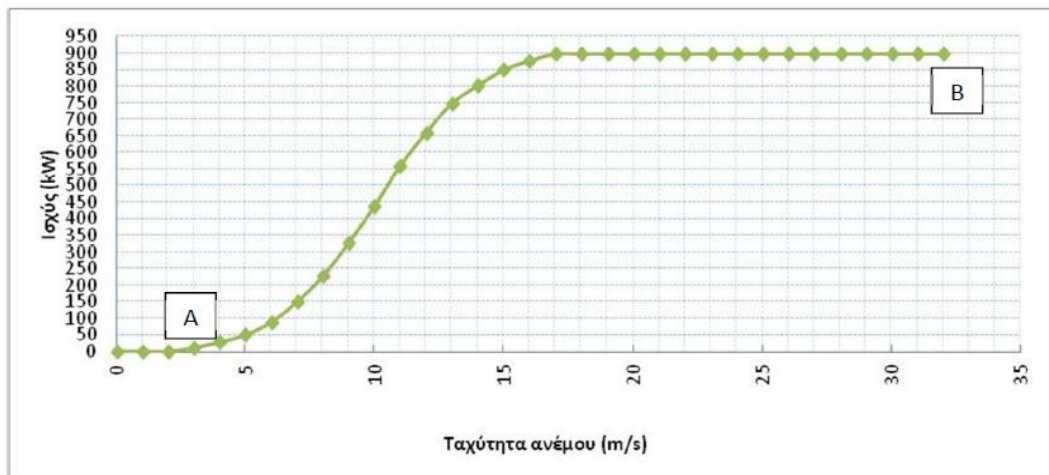


Σχήμα 2.2- Χρονική εξέλιξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (MW) σε διάφορες περιοχές (Πηγή: Μαμάσης κ.α., 2012)



Σχήμα 2.3-Εγκατεστημένη ισχύς στην Ελλάδα να περιφέρεια (Πηγή: Μαμάσης κ.α., 2012)

Για τον υπολογισμό της καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από μια ανεμογεννήτρια χρειάζεται η καμπύλη ισχύος της, στην οποία δίνεται η σχέση ισχύος της ανεμογεννήτριας ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου.

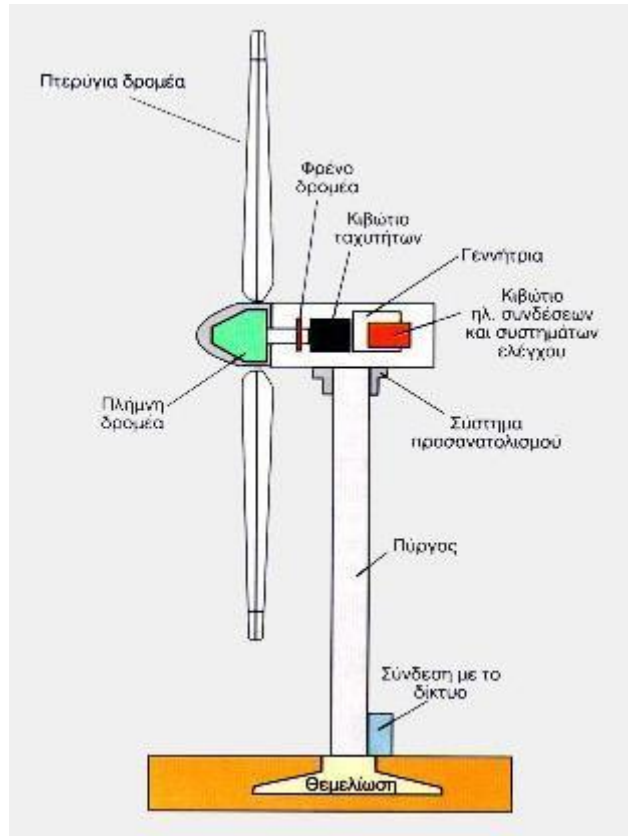


Σχήμα 2.4- Καμπύλη ισχύος - ταχύτητας ανέμου της Α/Γ Enercon E44 - 900 kW (Πηγή: ΔΕΗ Α.Ε.)

Στο παραπάνω Σχήμα 2.4 διακρίνονται δύο χαρακτηριστικά σημεία: το Α, το οποίο παρουσιάζει την ταχύτητα που η γεννήτρια ξεκινάει την παραγωγή ρεύματος, και το σημείο Β, στο οποίο η ταχύτητα του ανέμου για τη συγκεκριμένη Α/Γ θεωρείται απαγορευτική για τη συνέχιση της περιστροφής των πτερωτών, για να αποφευχθεί ο κίνδυνος καταστροφής της. Η καμπύλη ισχύος της εκάστοτε Α/Γ παρέχεται από τον κατασκευαστή και η εκτίμηση βασίζεται συνήθως σε εμπειρικές μετρήσεις πεδίου. Για το λόγο αυτό υφίστανται αβεβαιότητες σχετικά με τη μέτρηση της ταχύτητας και την ποσότητα αέρα που εισέρχεται στην πτερωτή. Γενικά, ο βαθμός απόδοσης μιας Α/Γ κυμαίνεται στο 35% της αναμενόμενης θεωρητικής ισχύος της.

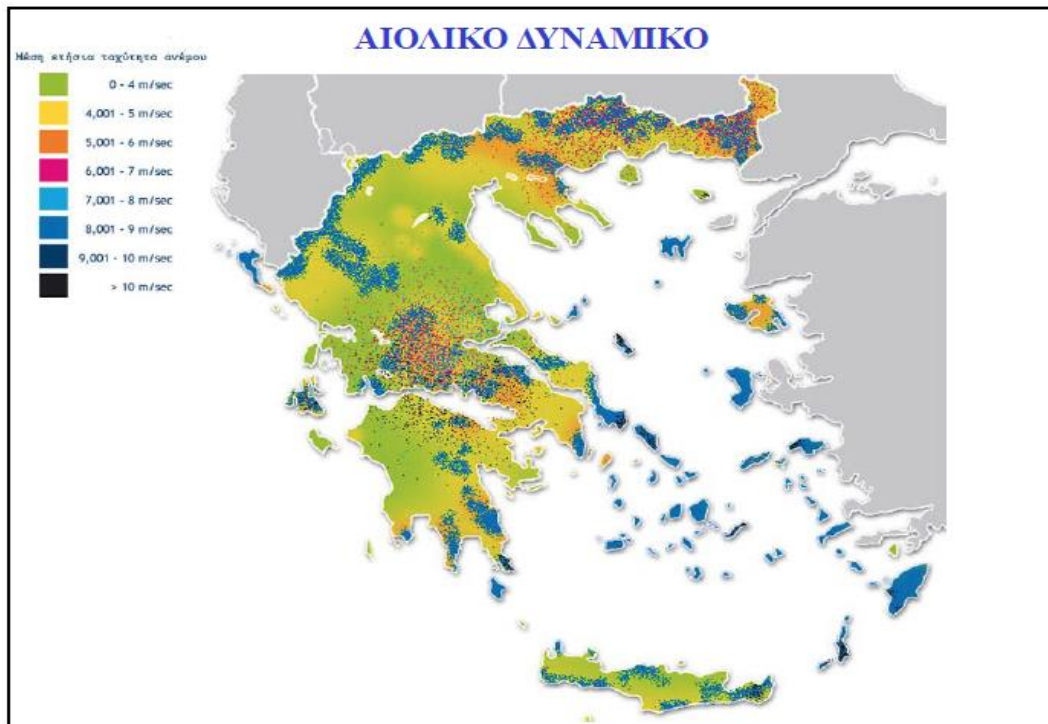
Τα βασικά μέρη από τα οποία αποτελείται μία ανεμογεννήτρια παρουσιάζονται στο Σχήμα 2.5 και είναι τα εξής:

1. Ο πύργος στήριξης πάνω στον οποίο τοποθετείται η άτρακτος και ο ρότορας. Είναι κυλινδρικής μορφής και συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία συνδεδεμένα τμήματα.
2. Ο θάλαμος ή αλλιώς η άτρακτος που περιέχει τα μηχανικά υποσυστήματα που είναι ο κύριος άξονας, το σύστημα πέδησης (δισκόφρενο), το κιβώτιο ταχυτήτων, η ηλεκτρογεννήτρια και η διάταξη προσανατολισμού.
3. Τα ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου ασφαλούς λειτουργίας που εξασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία της Α/Γ σε όλες τις συνθήκες.
4. Τα πτερύγια.



Σχήμα 2.5- Τομή Α/Γ οριζόντιου άξονα (Πηγή: ΚΑΠΕ, 2015)

Η μελλοντική διεύθυνση των σταθμών παραγωγής αιολικής ενέργειας θα πρέπει να αποτελέσει ζήτημα εθνικής στρατηγικής, καθότι το αιολικό δυναμικό της χώρας κυρίως στα νησιά του Αιγαίου χαρακτηρίζεται ως υψηλό Σχήμα 2.6 και μπορεί να δώσει λύσεις τόσο στις απομακρυσμένες περιοχές όσο και στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας όπως φαίνεται και από το πλούσιο αιολικό δυναμικό τις νησιωτικής Ελλάδας .



Σχήμα 2.6- Αιολικό δυναμικό της Ελλάδας (μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου σε m/s) (Πηγή: ΚΑΠΕ, 2013)

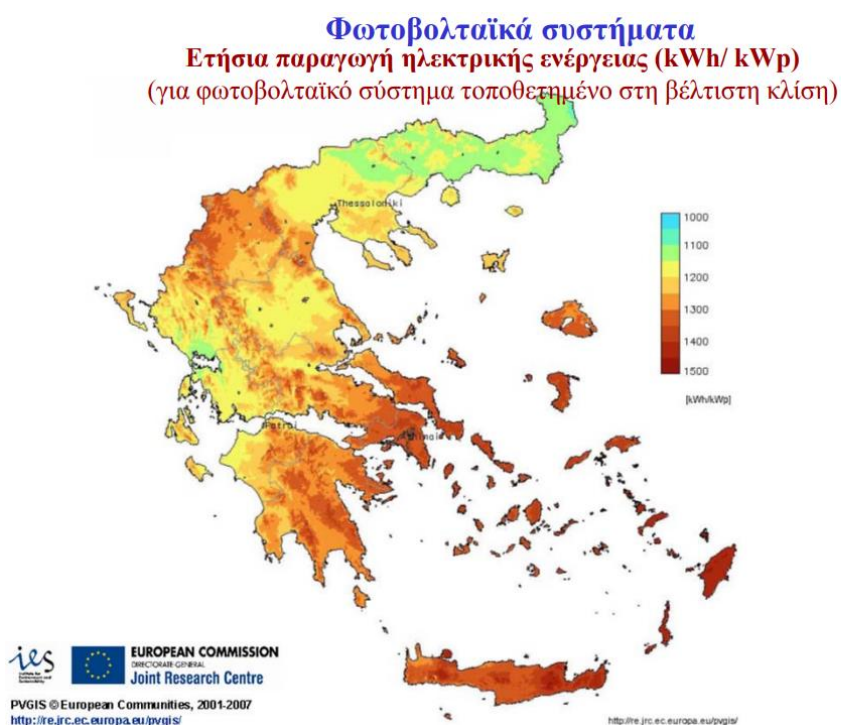
2.3.1 Ηλιακή ενέργεια-Φωτοβολταϊκά συστήματα

Τα μέσα που χρησιμοποιούνται σήμερα για τη μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια είναι το ηλεκτρικό πλαίσιο ή αλλιώς φωτοβολταϊκό και το θερμικό πλαίσιο, το οποίο αποκαλείται ηλιακός συλλέκτης ή ηλιακός θερμοσίφωνας.

Η λειτουργία των ηλιακών συλλεκτών είναι η μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε θερμότητα, η οποία έπειτα χρησιμοποιείται για τη θέρμανση είτε νερού χρήσης είτε και χώρων. Βρίσκουν εφαρμογή ως ηλιακοί θερμοσίφωνες σε μεμονωμένες κατοικίες αλλά και σαν ηλιακοί φούρνοι και τμήματα ηλιακών πύργων για τη θέρμανση μεγάλων κτιρίων ή για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αντίστοιχα.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα από την άλλη μετατρέπουν μέρος της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρικό ρεύμα. Η τεχνολογία τους έκανε την εμφάνισή της στη δεκαετία του '60 για την παραγωγή ενέργειας στις διαστημικές εφαρμογές. Αργότερα χρησιμοποιήθηκαν στην κάλυψη αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια ανά τον κόσμο. Βρίσκουν εφαρμογή στις στέγες ιδιωτικών κατοικιών καθώς και σε προσόψεις μεγάλων κτιρίων, συνδεδεμένα στο δίκτυο ή ακόμη ως μέρη υβριδικών συστημάτων.

Στα θετικά των ηλεκτρικών πλαισίων είναι ότι δεν παράγουν ρύπους, έχουν μικρό κόστος συντήρησης, ενώ είναι ευέλικτα σε εφαρμογές, καθώς μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μεγάλης και μικρής κλίμακας συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στον αντίποδα, το κόστος εγκατάστασής τους είναι αρκετά υψηλό και παρουσιάζουν σχετικά μικρή απόδοση, 13 έως 20%. Πάραυτα, μέσω επιχειρησιακών προγραμμάτων ανάπτυξης για τη διεύθυνση και προώθηση των ΑΠΕ, η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων έχει αυξηθεί παγκοσμίως. (Ρίππη, 2013). Ιδιαίτερα σε χώρες πλούσιες σε ηλιακή ακτινοβολία όπως η Ελλάδα μπορούν να αποτελέσουν βασικό πυλώνα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στο Σχήμα 2.7 παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για Φ/Β τοποθετημένα με την βέλτιστη κλίση για τον ελλαδικό χώρο.

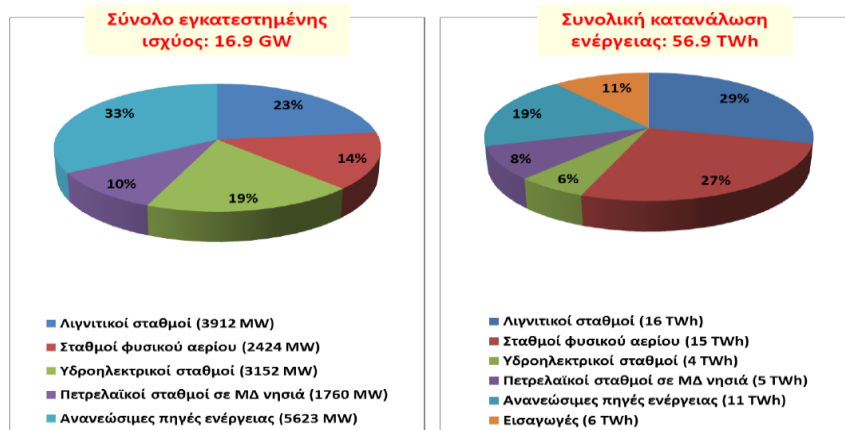


Σχήμα 2.7- Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για Φ/Β τοποθετημένα στην βέλτιστη κλίση (Πηγή: Μαμάσης, 2014)

2.3.2 Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Η αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας πραγματοποιούνταν από την αρχαιότητα μέσω υδρόμυλων που χρησιμοποιούνταν για την άλεση δημητριακών. Με τον όρο υδροηλεκτρική ενέργεια ονομάζεται η ενέργεια που προκύπτει από τη μετατροπή της κινητικής ενέργειας του νερού σε ηλεκτρισμό, μέσω των υδροστροβίλων παραγωγής ενέργειας.

Εγκατεστημένη ισχύς και ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (έτος 2017)



Σχήμα 2.8-Εγκατεστημένη ισχύς και ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα για το 2017 (Πηγή: Μαμάσης κ.α., 2018)

Η παγκόσμια παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας εκτιμάται στις 3.142 TWh, δηλαδή το 16,6% της παγκόσμιας ηλεκτρικής παραγωγής που ανέρχεται στις 18.930 TWh. Η εγκατεστημένη υδροηλεκτρική ισχύς στην Ελλάδα συνεισφέρει στο 19% Σχήμα 2.8 της συνολικής εγχώριας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Η εφαρμογή υδροηλεκτρικών έργων (ΥΗΕ) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, εμφανίζεται να αποτελεί τη βέλτιστη επιλογή μεταξύ των υπόλοιπων υπάρχουσών τεχνολογιών ΑΠΕ. Όταν η μορφολογία του τοπίου δύναται για την εγκατάσταση ενός τέτοιου έργου, ο συνδυασμός ΥΗΕ και ΑΠΕ ενδείκνυται, αφού παρουσιάζουν το μεγαλύτερο βαθμό ενεργειακής απόδοσης (περίπου 85%) και παράγουν καλής ποιότητας ενέργεια χωρίς διακυμάνσεις. Ιδιαίτερα σημαντικός είναι και ο συνδυασμός υδροηλεκτρικών με ΑΠΕ με το σύστημα άντλησης ταμίευσης, καθώς αποσβένεται σημαντικά η απρόβλεπτη παραγωγή των ΑΠΕ και μπορεί να μετατραπεί μέσω του υδροστροβίλου σε ελεγχόμενη παραγωγή ενέργειας προς το δίκτυο.

Ακόμα, είναι σημαντική η δυνατότητα των ΥΗΕ είναι στην γρήγορη παραλαβή και απόρριψη του φορτίου, με αποτέλεσμα την άμεση κάλυψη των αιχμών της ζήτησης. Φυσικά, η κατασκευή ενός υδροηλεκτρικού έργου συχνά συνδυάζεται και με έργα κάλυψης των αναγκών, όπως η άρδευση, η ύδρευση, η αντιπλημμυρική προστασία κ.α.. Τέλος, αν στα παραπάνω προστεθούν οι μηδενικές εκπομπές ρύπων και το πολύ χαμηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, γίνεται κατανοητό γιατί τα ΥΗΕ κατατάσσονται πρώτα στη λίστα των ΑΠΕ. Στον αντίποδα, δε θα μπορούσαν να μην αναφερθούν οι επιπτώσεις που μπορεί να έχουν τα αναγκαία έργα μεγάλης κλίμακας για την κατασκευή των ΥΗΕ στη χλωρίδα και την πανίδα της περιοχής, στα επιφανειακά και υπόγεια νερά, όπως και η αισθητική υποβάθμιση της περιοχής.

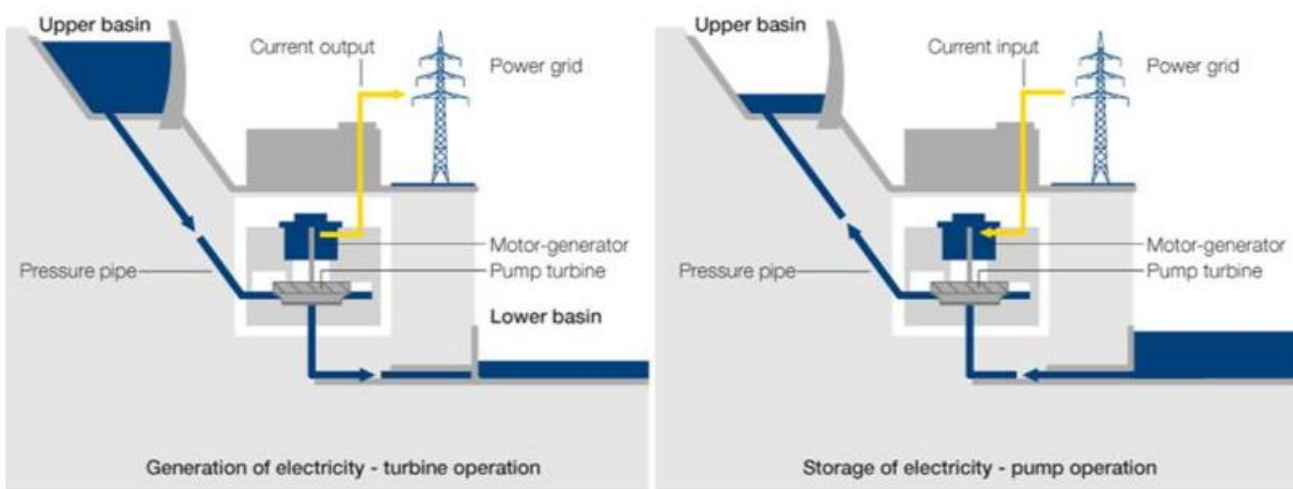
Οι κυριότεροι παράγοντες ενός υδροηλεκτρικού έργου είναι το φράγμα ή ο ταμιευτήρας νερού, που χρησιμοποιείται για την αποθήκευση, το υψόμετρο, στο οποίο βρίσκεται, που συνδέεται άμεσα με το ύψος υδατόπτωσης και κατά συνέπεια με την απόδοση του υδροστροβίλου, η περιοχή υδροληψίας, στην οποία απομακρύνονται τα ογκώδη απορρίμματα για την ομαλή είσοδο του νερού, ο αγωγός πτώσης που οδηγεί το νερό στους υδροστροβίλους, ο υδροηλεκτρικός σταθμός με όλο τον απαραίτητο ηλεκτρομηχανολογικό

εξοπλισμό για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τέλος, ο αγωγός φυγής, που οδηγεί το εξερχόμενο νερό από τους υδροστροβίλους πίσω στο φυσικό περιβάλλον.

Ο μηχανολογικός εξοπλισμός των υδραυλικών έργων αποτελείται κυρίως από τις αντλίες και τον υδροστρόβιλο Σχήμα 2.9. Η αντλία προσδίδει μηχανική ενέργεια στη ροή του νερού, έτσι ώστε να επιτευχθεί η ανοδική του πορεία και τελικά η άντλησή του. Ενώ ο υδροστρόβιλος απορροφά την υδραυλική ενέργεια του

νερού προκειμένου να τη μετατρέψει σε μηχανική ενέργεια κατά την περιστροφική του κίνηση και στη συνέχεια μέσω γεννητριών να παραχθεί η ηλεκτρική ενέργεια. (Στάμος, 2009).

Η ισχύς I (kW), που απαιτεί μια αντλία ή αποδίδει, υπολογίζεται από τη σχέση:



Σχήμα 2.9 -Κύρια χαρακτηριστικά των Υδροηλεκτρικών Έργων (Πηγή: : <http://www.thehea.org/hydropower/specialfocus/pump-storage-power-plants/>)

$$I = (g * Q * H_{man}) / \eta_p$$

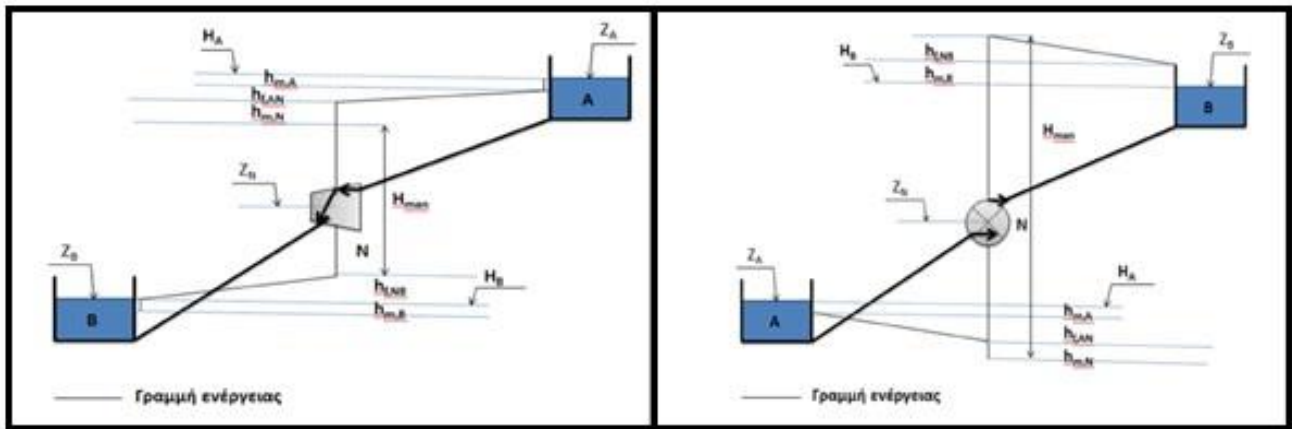
Ενώ η ισχύς που αποδίδει ένας υδροστρόβιλος δίδεται από τη σχέση:

$$I = g * Q * H_{man} * \eta_t$$

όπου g η επιτάχυνση της βαρύτητας $9,81 \text{ m/s}^2$, Q η παροχή στον αγωγό πτώσης (m^3/s), H_{man} το μανομετρικό ύψος της αντλίας ή του υδροστροβίλου (m) και η_t , η_p οι συντελεστές βαθμού απόδοσης του υδροστροβίλου που λαμβάνεται ίσος με 0,90 και της αντλίας με 0,8 αντίστοιχα.

Η εξίσωση ενέργειας για τον υπολογισμό του μανομετρικού ύψους γράφεται ως εξής:

$H_A + H_{man} = H_B + \Sigma h_f (A - B) + \Sigma h_m (A - B)$ για αντλία και $H_A = H_{man} + H_B + \Sigma h_f (A - B) + \Sigma h_m (A - B)$ για υδροστρόβιλο, όπου H_{man} το μανομετρικό ύψος της αντλίας ή του υδροστροβίλου αντίστοιχα, H_A η στάθμη στην δεξαμενή A, H_B η στάθμη στη δεξαμενή B, $\Sigma h_f (A - B)$ το άθροισμα των γραμμικών απωλειών των σωλήνων και $\Sigma h_m (A - B)$ το άθροισμα των τοπικών απωλειών Σχήμα 2.10.



Σχήμα 2.10- Αριστερά η λειτουργία ενός υδροστρόβιλου και δεξιά μιας αντλίας (Πηγή: Στάμος, 2009)

Οι τοπικές απώλειες υπολογίζονται ως ένα ποσοστό των γραμμικών απωλειών. Για την εκτίμηση των γραμμικών απωλειών (m) χρησιμοποιείται η εξίσωση Darcy - Weisbach, δηλαδή

$$h_f = f * (L / D) * (V^2 / 2 * g),$$

όπου f ο συντελεστής τριβών Darcy που λαμβάνεται ίσος με 0,012, L το μήκος του αγωγού (m), D η διάμετρος του αγωγού (m), g η επιτάχυνση της βαρύτητας $9,81 \text{ m/s}^2$ και V η ταχύτητα του νερού στον αγωγό η οποία δίνεται από τη σχέση $V = QD / \pi * r^2$, όπου QD η παροχή σχεδιασμού του αγωγού (m^3/s) και r η ακτίνα του αγωγού (m).

2.4 Υβριδικά Συστήματα σε εφαρμογή

2.4.1 Νησί Utsira

Το υβριδικό σύστημα στο νησί Utsira, που συνδυάζει Α/Γ και κυψέλες καυσίμου (ΚΚ), βρίσκει εφαρμογή από το έτος 2003-2004. Το νησί βρίσκεται 20 km από τις δυτικές ακτές της Νορβηγίας και έχει πληθυσμό που φτάνει τους 235 κατοίκους. Η ετήσια ζήτηση ενέργειας φτάνει περίπου τις 3,5 GWh με αιχμή 900 kW. Η λειτουργία του επιτυγχάνεται ως εξής: η παραγόμενη αιολική ενέργεια παρέχεται απευθείας στο δίκτυο για την κάλυψη του φορτίου. Σε περίπτωση περίσσειας αιολικής ενέργειας, αυτή χρησιμοποιείται σε έναν ηλεκτρολύτη-reformer για την παραγωγή H_2 , το οποίο στη συνέχεια αποθηκεύεται σε δεξαμενές υδρογόνου. Διαφορετικά, η περίσσεια αιολική ενέργεια αποθηκεύεται σε μπαταρίες. Εάν η παραγόμενη ενέργεια από τις Α/Γ δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης, οι ΚΚ μετατρέπουν το H_2 σε ηλεκτρική ενέργεια, η οποία συμπληρώνει το υπολειπόμενο φορτίο (Σαραφιάνης κ.α, 2009). Μέχρι το 2008, το έργο κάλυπτε το φορτίο ζήτησης δέκα κατοικιών με αιχμή 50 kW και ετήσια κατανάλωση ενέργειας περίπου 200 MWh/έτος. Τα σημαντικότερα επιτεύγματα του έργου είναι η παροχή καλής ποιότητας ενέργειας, η συνεισφορά στις τοπικές δραστηριότητες και στον τουρισμό, καθώς και η δυνατότητα για ενεργειακή αυτονομία για ένα αξιόλογο χρονικό διάστημα ανά έτος (Γεωργαντέας, 2011).

2.4.2 Υβριδικό Σύστημα στο El Hierro

Το El Hierro αποτελεί το μικρότερο νησί στο σύμπλεγμα των Καναρίων Νήσων, τα οποία ανήκουν στην Ισπανία και βρίσκονται στα ανοικτά των βορειοαφρικανικών ακτών. Το έργο αποτελείται από πέντε ανεμογεννήτριες συνολικής παραγωγής 11,5 MW, καθώς και ένα υδροηλεκτρικό έργο αντλησιοταμίευσης που θα αποθηκεύει την περίσσεια αιολικής ενέργειας. Γίνεται άντληση νερού σε ύψος 700 m, γεμίζοντας τον κρατήρα ενός μη ενεργού ηφαιστείου, σε περίπτωση αδυναμίας κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών από το αιολικό πάρκο, το νερό θα απελευθερώνεται από τον κρατήρα παράγοντας έως και 11,3 MW υδροηλεκτρικής

ενέργειας και γεμίζοντας κατά την απόθεσή του την τεχνητή δεξαμενή που έχει κατασκευαστεί στον πόδα του ηφαιστείου. Ακολούθως, το νερό αντλείται από τη κάτω ξανά στην πάνω δεξαμενή. Το σύστημα αυτό καλείται να καλύψει για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε περίπου 11.000 κατοίκους, που είναι και ο συνολικός πληθυσμός του νησιού, συν ένα επιπρόσθετο αριθμό τουριστών, καθώς και οι τρεις εγκαταστάσεις αφαλάτωσης που λειτουργούν. Αυτό το σύστημα αναμένεται να καλύπτει το 80% των ενεργειακών αναγκών του νησιού, ενώ το υπολειπόμενο 20% προβλέπεται να καλυφθεί από ηλιακούς συλλέκτες και φωτοβολταϊκά. Έτσι το νησί γίνεται ενεργειακά ανεξάρτητο από συμβατικές μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Βέβαια, οι υπάρχουσες ντιζελογεννήτριες θα συνεχίσουν τη λειτουργία τους, σε μειωμένο βέβαια βαθμό, καλύπτοντας το υπολειπόμενο φορτίο ζήτησης σε περίπτωση αδυναμίας κάλυψής του. Στο Σχήμα 2.11 φαίνεται μια αναπαράσταση του προβλεπόμενου υβριδικού συστήματος του νησιού. (Ρίπη 2013)



Σχήμα 2.11- Αναπαράσταση του υβριδικού υδροηλεκτρικού συστήματος στο νησί El Hierro

2.4.3 Υβριδικό Σύστημα Ικαρίας

Το υβριδικό έργο της Ικαρίας κατασκευάζεται στον πρώην δήμο Ραχών και ο σχεδιασμός του περιλαμβάνει ένα αιολικό πάρκο αποτελούμενο από τέσσερις Α/Γ συνολικής ισχύος 2.400 kW και εδράζονται στην περιοχή του λόφου Στραβοκουνδούρα. Μελλοντικά προβλέπεται η τοποθέτηση ακόμα τεσσάρων στη θέση Περδίκι ισχύος 1.835 kW. Ακόμα, το αντλιοστάσιο Κάτω Προεσπέρας απαρτίζεται από 12 αντλίες ονομαστικής ισχύος 250 kW έκαστη, εκ των οποίων οι τέσσερις είναι εφεδρικές (2.000 kW σύνολο + 1.000 kW εφεδρικά), δύο δεξαμενές και τον ταμιευτήρα Πεζίου, συνολικού όγκου 910.000 m³ περίπου. Τα περίσσεια ύδατά του θα αξιοποιούνται από τις δύο μικρότερου μεγέθους δεξαμενές στην Προεσπέρα και Κάτω Προεσπέρα αντίστοιχα με εκμεταλλεύσιμο όγκο νερών να εκτιμάται περίπου στα 80.000 m³. Με συνδυασμό όλων των παραπάνω επιμέρους στοιχείων θα εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής ενέργειας. Ακόμα περιλαμβάνεται μικρός υδροηλεκτρικό σταθμός (ΜΥΗΣ) της Προεσπέρας με έναν υδροστρόβιλο τύπου Pelton ισχύος 1.050 kW, που θα τροφοδοτείται με την περίσσεια υδάτων του ταμιευτήρα Πεζίου, αφού πρώτα ικανοποιηθούν οι υποχρεώσεις για ύδρευση και άρδευση. Επιπλέον συμπεριλαμβάνει και τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας με δύο υδροστρόβιλους τύπου Pelton ισχύος 2×1.550 kW, που θα αξιοποιεί τόσο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα όσο και τα νερά που προέρχονται από αντλησιοταμίευση (Παπαευθυμίου κ.α., 2009).

Με σκοπό την εξασφάλιση της ικανοποιητικής αρδευτικής επάρκειας του ταμιευτήρα, η λειτουργία των δύο ΜΥΗΣ διέπεται από υποχρεώσεις που τίθενται στην περιβαλλοντική αδειοδότηση του έργου. Ειδικότερα απαγορεύεται η λειτουργία του ΜΥΗΣ Προεσπέρας τους μήνες Μάιο με Οκτώβριο, ενώ υπάρχουν απαιτήσεις ελάχιστης στάθμης νερού στον ταμιευτήρα Πεζίου την περίοδο λειτουργίας. Με την είσοδο του χειμώνα, η ενεργειακή εκμετάλλευση επιτρέπεται να αρχίσει, αφού η συσσώρευση νερού στον ταμιευτήρα αγγίξει τα 500.000 m³. Κατά την περίοδο εκμετάλλευσης μέχρι τις 31 Δεκεμβρίου δε θα πρέπει να αφήσει τον ταμιευτήρα με λιγότερο νερό. Οι απαιτήσεις ηλεκτρικής ισχύος του νησιού κυμαίνονται από 4 MW το χειμώνα και αυξάνονται σε 10 MW το καλοκαίρι. Το έργο αναμένεται να κοστίσει 23 εκατομμύρια € και να έχει ετήσια καθαρή απόδοση ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 11 GWh. Η διάταξη του Υ/Σ της Ικαρίας παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.12



Σχήμα 2.12-Εσωτερική διαμόρφωση του ΥΒΕ και λυτές μονάδες παραγωγής συστήματος της Ικαρίας 2013 (Πηγή: ΔΕΗ Αναανεώσιμες)

3 ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ & ΕΝΕΡΓΕΙΑ

3.1 Τι είναι η αφαλάτωση – ιστορικά στοιχεία

Με τον όρο «αφαλάτωση» γενικότερα χαρακτηρίζεται η οποιαδήποτε διεργασία αφαίρεσης αλάτων από μια αλατούχα ουσία και κυρίως από αλατούχα ύδατα. Έτσι, η αφαλάτωση αποτελεί μια μέθοδο ανάκτησης πόσιμου νερού από θαλασσινό νερό, υφάλμυρα ποτάμια και λίμνες. Η εφαρμογή της γίνεται κυρίως σε περιοχές με ξηρό κλίμα, φτωχές σε πόσιμο νερό, με πρόσβαση όμως σε θαλασσινό νερό. Η ανάπτυξη της μεθόδου ξεκίνησε κατά τον 20ο αιώνα με την εμφάνιση λειψυδρίας σε πολλές περιοχές της Γης. Το 97,3% περίπου των παγκόσμιων αποθεμάτων νερού βρίσκεται στη θάλασσα αναμιγμένο σε μεγάλες αναλογίες με διάφορα διαλυμένα άλατα σε τέτοια μορφή που η χρήση του είτε ως πόσιμο είτε ακόμα και για βιομηχανικές διεργασίες καθίσταται αδύνατη (Μουτάφης, 2008).

Η ιστορική διαδρομή της έννοιας της αφαλάτωσης ξεκινά από τους αρχαίους Έλληνες ναυτικούς, που την εφάρμοζαν κατά τον 4ο π.Χ. αιώνα δι' εξατμίσεως του θαλασσινού νερού, όπως περιγράφεται από τον Αριστοτέλη. Επίσης, περιγραφή αφαλάτωσης γίνεται από Άραβα συγγραφέα του 8ου αιώνα που βασίζεται στην απόσταξη. Η αναγκαιότητα με την ανάπτυξη των ατμοπλοίων, περίπου δέκα αιώνες αργότερα, μεγάλης ποσότητας ύδατος στη χρήση των ατμομηχανών κατέστησε επιτακτική ανάγκη την αφαλάτωση του θαλασσινού νερού, ώστε να μην προκαλείται ταχύτατη διάβρωση αυτών. Το πρώτο δίπλωμα ευρεσιτεχνίας αφαλάτωσης νερού δόθηκε στην Αγγλία το 1869. Η μεγάλη σημασία αυτής της ανακάλυψης φάνηκε από το γεγονός ότι τον ίδιο αμέσως χρόνο εγκαταστάθηκε η πρώτη μεγάλη μονάδα αφαλάτωσης θαλασσινού ύδατος στο Άντεν για τις ανάγκες του στόλου τους. Η πρώτη μεγάλη εργοστασιακή μονάδα αφαλάτωσης θαλασσινού ύδατος για εμπορική και βιομηχανική χρήση εγκαταστάθηκε στην Αρούμπα, τότε Ολλανδικές Αντίλλες, το 1930.

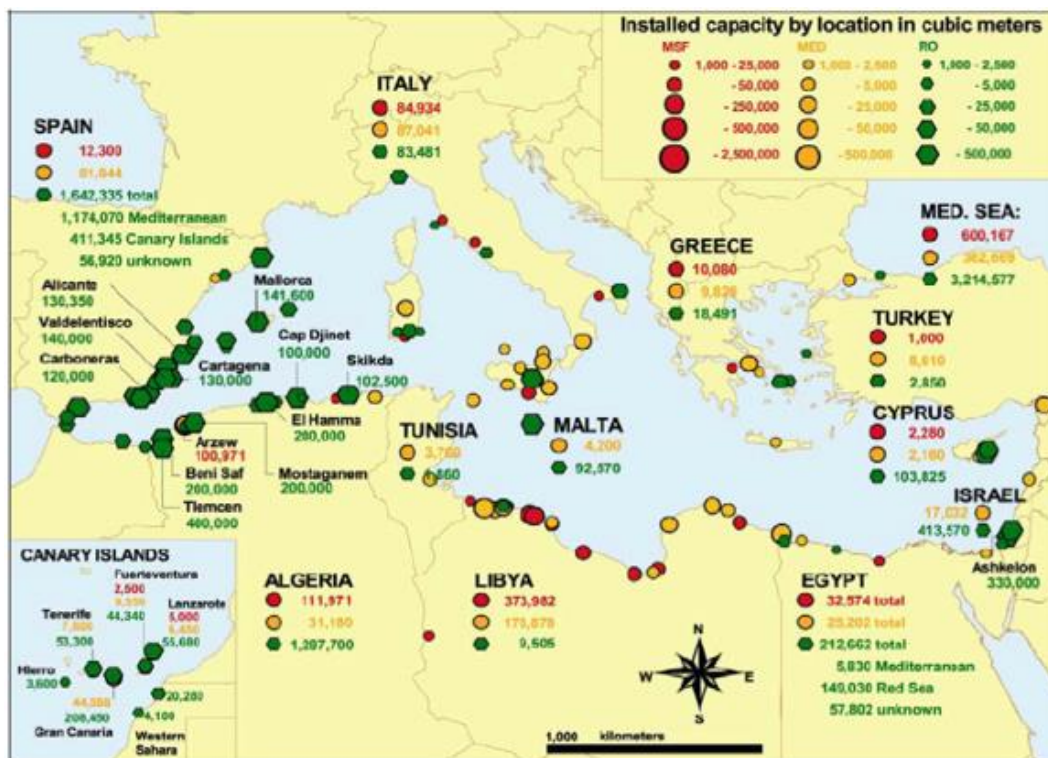
Από τη δεκαετία του '70 άρχισαν να τίθενται σε λειτουργία μεγάλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις αφαλάτωσης σε ΗΠΑ, Ρωσία, Μεξικό, Μέση Ανατολή, σε παράλιες χώρες, όπως είναι η Σαουδική Αραβία (24% της παγκόσμιας χρήσης), το Κουβέιτ, η Αίγυπτος αλλά και το Ισραήλ. Στο δυτικό κόσμο ο μεγαλύτερος χρήστης της μεθόδου είναι η Ισπανία, όπου ξεκίνησε μαζική χρήση αφαλάτωσης στα Κανάρια Νησιά πριν περίπου 40 χρόνια. Το μεγαλύτερο εργοστάσιο αφαλάτωσης της Ευρώπης βρίσκεται σήμερα στο Καρμπονέρας της νότιας Ισπανίας. (Μουτάφης, 2008).

Το έτος 2005 ο αριθμός εργοστασίων αφαλάτωσης έφτασε συνολικά τα 10.597 εργοστάσια παγκοσμίως. Η αφαλάτωση θαλασσινού νερού είναι ιδιαίτερα διαδεδομένη στη Μέση Ανατολή (εξαιτίας της εκτεταμένης ερημοποίησης) και στην Καραϊβική. Επιπλέον, τα τελευταία χρόνια βρίσκει εφαρμογή και σε περιοχές όπως η Βόρεια Αφρική, οι Ηνωμένες Πολιτείες, η Σιγκαπούρη, η Ισπανία, η Αυστραλία και η Κίνα. Ορισμένες χώρες της Μέσης Ανατολής παράγουν αφαλατωμένο νερό και για άρδευση. Ενδεικτικά, οι μονάδες της Σαουδικής Αραβίας καλύπτουν το 24% της παγκόσμιας παραγωγής. Η μεγαλύτερη μονάδα βρίσκεται στα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα, όπου χρησιμοποιεί τη μέθοδο MSF (Multi-Stage Flashing) και παράγει 300 εκατομμύρια κυβικά μέτρα αφαλατωμένου νερού ετησίως. Στο παρακάτω Πίνακα 3.1 παρουσιάζονται οι 10 χώρες με τη μεγαλύτερη παραγωγή αφαλατωμένου νερού για το έτος 1996. Ξεχωρίζει η Σαουδική Αραβία με παραγωγική ικανότητα 10 εκατομμυρίων κυβικών μέτρων αφαλατωμένου νερού ανά ημέρα.

Πίνακας 3.1-Οι δέκα χώρες με την μεγαλύτερη παραγωγή σε αφαλατωμένο νερό (Πηγή: Καραγιάννης, 2010)

Χώρα	Παραγωγική δυναμικότητα (σε εκατ. m ³ /μέρα)	Ποσοστό στην παγκόσμια παραγωγή
1) Σαουδ. Αραβία	10,760	17%
2) ΗΑΕ	8,428	13%
3) ΗΠΑ	8,133	13%
4) Ισπανία	5,250	8%
5) Κουβέιτ	2,877	5%
6) Αλγερία	2,676	4%
7) Κίνα	2,260	4%
8) Κατάρ	1,713	3%
9) Ιαπωνία	1,493	2%
10) Αυστραλία	1,185	2%

Στο παρακάτω Σχήμα 3.1 παρουσιάζονται όλες οι χώρες γύρω από τη Μεσόγειο θάλασσα που παράγουν πόσιμο νερό μέσω της διαδικασίας της αφαλάτωσης, το είδος και η δυναμικότητα των διαφόρων μονάδων για το έτος 2005. (Καλλονιάτη,2008)



Σχήμα 3.1-Εφαρμογή αφαλάτωσης στην μεσόγειο (Πηγή: Καλλονιάτη 2008)

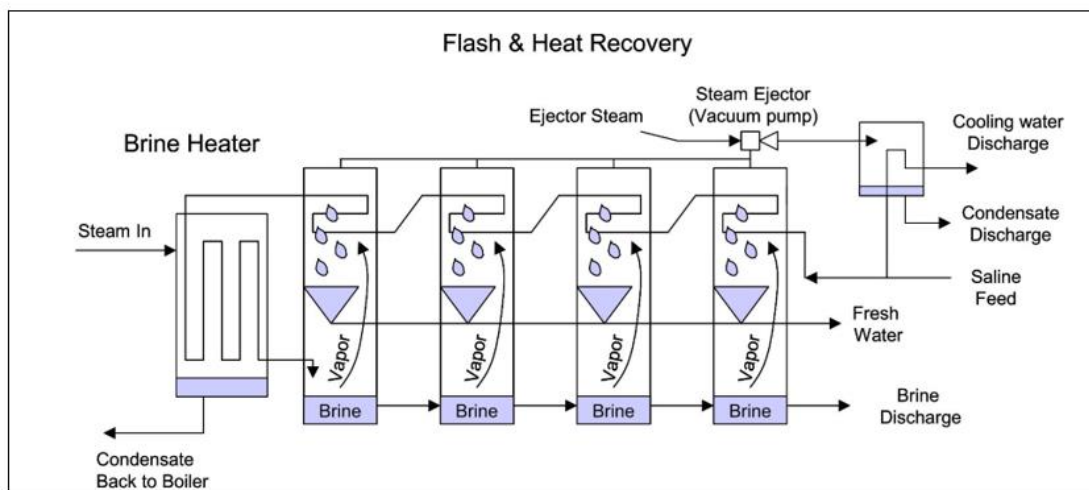
3.2 Μέθοδοι αφαλάτωσης

Οι διαφορετικές διεργασίες αφαλάτωσης διακρίνονται σε 2 μεγάλες κατηγορίες:

- Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν διεργασίες που περιλαμβάνουν την αλλαγή φάσης του διαλύματος (θερμικές διεργασίες). Όπως είναι η απόσταξη και η κρυστάλλωση. Η δεύτερη δεν βρίσκει ευρεία εφαρμογή, ενώ στην πρώτη και πιο διαδεδομένη μέθοδο το νερό αλλάζει 2 φορές φάση, καθώς περνάει από την υγρή στην αέρια μορφή. Οι κύριες μέθοδοι αφαλάτωσης με βάση την απόσταξη είναι η απόσταξη πολλαπλής φάσης (Multiple Stage Flashing, MSF), η πολυβάθμια εξάτμιση (Multiple Effect Distillation, MED), η εξάτμιση με συμπίεση ατμών (Vapor Compression, VC) και η ηλιακή απόσταξη (Solar Distillation).
- Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τις διεργασίες εκείνες που πραγματοποιούνται μονάχα σε μία φάση, όταν το διάλειμμα παραμένει σε υγρή κατάσταση. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν η αντίστροφη ώσμωση (Reverse Osmosis, RO) και η ηλεκτροδιάλυση (Electrodialysis, ED), οι οποίες χρησιμοποιούν μεμβράνες για την απομάκρυνση των αλάτων.

Οι κύριες μέθοδοι αφαλάτωσης, που χρήζουν ευρείας εφαρμογής και έχουν πλήρως δοκιμαστεί και εφαρμόζονται στο εμπόριο τα τελευταία 30 με 40 χρόνια, είναι η εξάτμιση (απόσταξη), οι ιοντικές μέθοδοι και η αντίστροφη ώσμωση (μέθοδος που θα χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή πόσιμου νερού αξιοποιώντας την παραγόμενη ενέργεια από το υβριδικό έργο (ΥΒΕ) στα πλαίσια της εργασίας). Από τις παραπάνω μεθόδους η πιο διαδεδομένη μέθοδος είναι η αντίστροφη ώσμωση (RO), λόγω της χαμηλής κατανάλωσης ειδικής ενέργειας, της καταλληλότητας αυτών των συστημάτων για σύνδεση με Φ/Β ή ανεμογεννήτριες και της υψηλής παραγωγικότητας ποσοτήτων αφαλατωμένου νερού σε σύγκριση με άλλες διαδικασίες αφαλάτωσης. (Μυσίρης, 2015)

3.2.1 Πολυβάθμια εκτόνωση (multiple stage flashing, MSF)

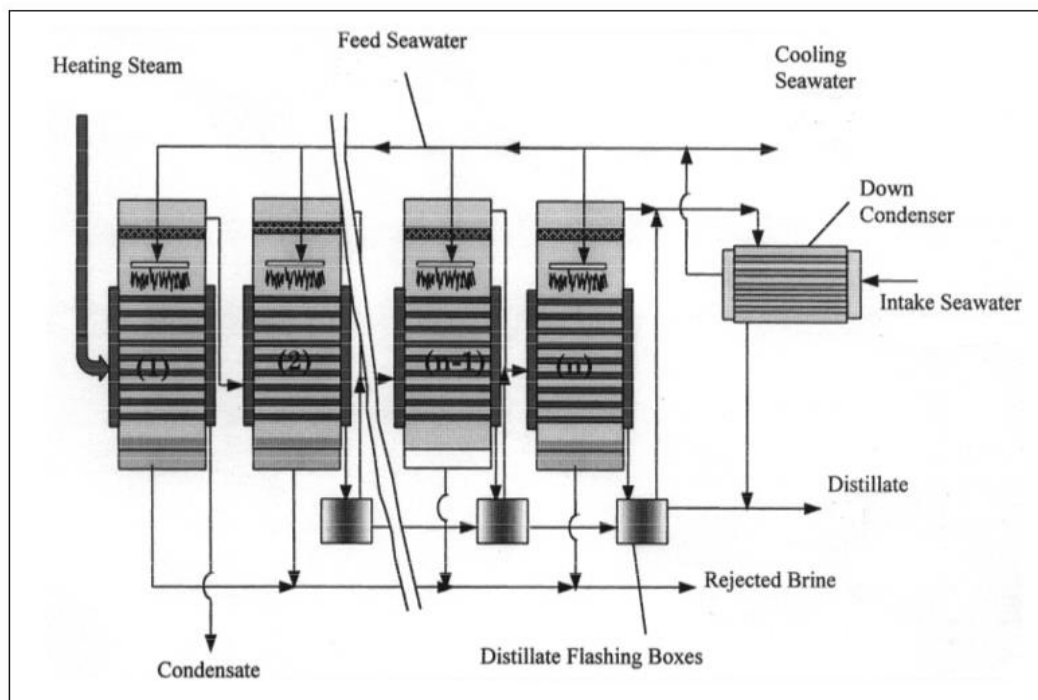


Σχήμα 3.2- Σχηματική απεικόνιση της πολυβάθμιας (Πηγή: James E et al.,2003)

Ανήκει στην πρώτη κατηγορία των θερμικών διεργασιών και εγκαταστάσεις αυτού του τύπου συναντώνται στη Μέση Ανατολή και ιδιαίτερα στη Σαουδική Αραβία, τα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα και το Κουβέιτ. Η διείσδυσή τους εκεί φτάνει στο 40% της παγκόσμιας χρήσης αφαλάτωσης. Η διαδικασία λειτουργίας φαίνεται στο Σχήμα 3.2 και είναι η εξής: θερμαίνεται το θαλασσινό νερό σε θερμοκρασία ελάχιστα χαμηλότερη του σημείου ζέσεως, στη συνέχεια εισέρχεται στον πρώτο θάλαμο που επικρατεί πίεση χαμηλότερη απ' την πίεση κορεσμού, οπότε γίνεται η ατμοποίηση. Ο ατμός έρχεται σε επαφή με τους σωλήνες που περιέχουν κρύο θαλασσινό νερό, υγροποιείται και γίνεται η συλλογή του ως καθαρό νερό. Η άλμη προωθείται στους επόμενους θαλάμους, όπου το φαινόμενο επαναλαμβάνεται και η

πίεση διαρκώς μειώνεται (για να παρακολουθήσει την αντίστοιχη μείωση της θερμοκρασίας της άλμης), μέχρι που τελικά απορρίπτεται. Συχνά οι εγκαταστάσεις τέτοιου τύπου βρίσκονται δίπλα σε θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας για καλύτερη ενεργειακή αξιοποίηση, ώστε ο ατμός υψηλής πίεσης να κινεί τον ατμοστρόβιλο για παραγωγή ισχύος και στη συνέχεια χρησιμοποιείται για την αφαλάτωση. Ως βαθμός απόδοσης των θερμικών μονάδων αφαλάτωσης μπορεί να οριστεί το πηλίκο της μάζας του παραγόμενου γλυκού νερού προς τη μάζα του ατμού που χρησιμοποιήθηκε. Μια μέση τιμή του βαθμού απόδοσης τη συγκεκριμένη μέθοδο είναι περίπου 8, ενώ μια μονάδα των 20 βαθμίδων απαιτεί περίπου 290 kJ/kg προϊόντος. (James E. Miller,2003)

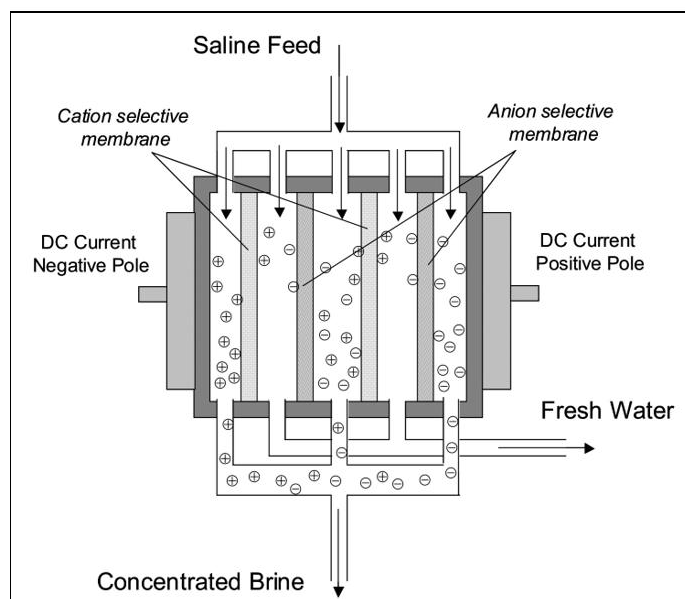
3.2.2 Πολυβάθμια εξάτμιση (multiple effect distillation)



Σχήμα 3.3-Σχηματική απεικόνιση της πολυβάθμιας εξάτμισης (Πηγή: James E et al.,2003)

Ακόμα μια μέθοδο που ανήκει στην πρώτη κατηγορία που περιεγράφηκε παραπάνω είναι η πολυβάθμια εξάτμιση Σχήμα 3.3, η οποία μοιάζει αρκετά με την πολυβάθμια εκτόνωση. Βρίσκεται σε εφαρμογή πολλά χρόνια και υπήρχαν εγκαταστάσεις από τη δεκαετία του '50. Με την πάροδο των ετών αντικαταστάθηκε από την πολυβάθμια εκτόνωση, εξαιτίας τεχνικών προβλημάτων και ακόμη και σήμερα δε βρίσκει ευρεία εφαρμογή. Ένας παράγοντας που την επαναφέρει σιγά σιγά ως μέθοδο είναι ο καλύτερος βαθμός θερμικής απόδοσης. Στην μέθοδο αυτή ο ατμός διέρχεται μέσα από σωλήνες, ενώ το ψυχρό θαλασσινό νερό ψεκάζεται πάνω τους, για να δημιουργηθεί φιλμ και να εξατμιστεί αποτελεσματικότερα. Με τον τρόπο αυτό, ποσοστό του ατμού συμπυκνώνεται και συλλέγεται ως καθαρό νερό, ενώ ο υπόλοιπος ατμός, μαζί με μέρος του θαλασσινού νερού που ατμοποιήθηκε, συνεχίζουν στον επόμενο θάλαμο. Και σε αυτή τη μέθοδο σε κάθε θάλαμο υφίσταται μια αντλία κενού για να βοηθά την εξάτμιση, με βαθμιαία μειούμενη πίεση σε κάθε θάλαμο, ίση με την πίεση κορεσμού στην αντίστοιχη θερμοκρασία. Αυτό διευκολύνει τη λειτουργία σε υψηλή (άνω των 90C°) ή και χαμηλή θερμοκρασία. Μάλιστα επιτυγχάνεται θερμοκρασία βρασμού έως και 55 °C^[4], πράγμα που λειτουργεί ανασταλτικά στη διάβρωση και επιτρέπει τη χρήση χαμηλού επιπέδου απορριπτόμενης θερμότητας από άλλες θερμικές διεργασίες. (Miller et al., 2003) Στη μέθοδο αυτή συχνά χρησιμοποιούνται και συμπιεστές (μηχανικοί ή θερμικοί), ενώ οι παραλλαγές της προκύπτουν από την οριζόντια ή κάθετη διάταξη των σωλήνων ατμού και τη φορά του ατμού σε σχέση με την άλμη (ομορροή, αντιρροή ή παράλληλη). (Ζερβός, 2008)

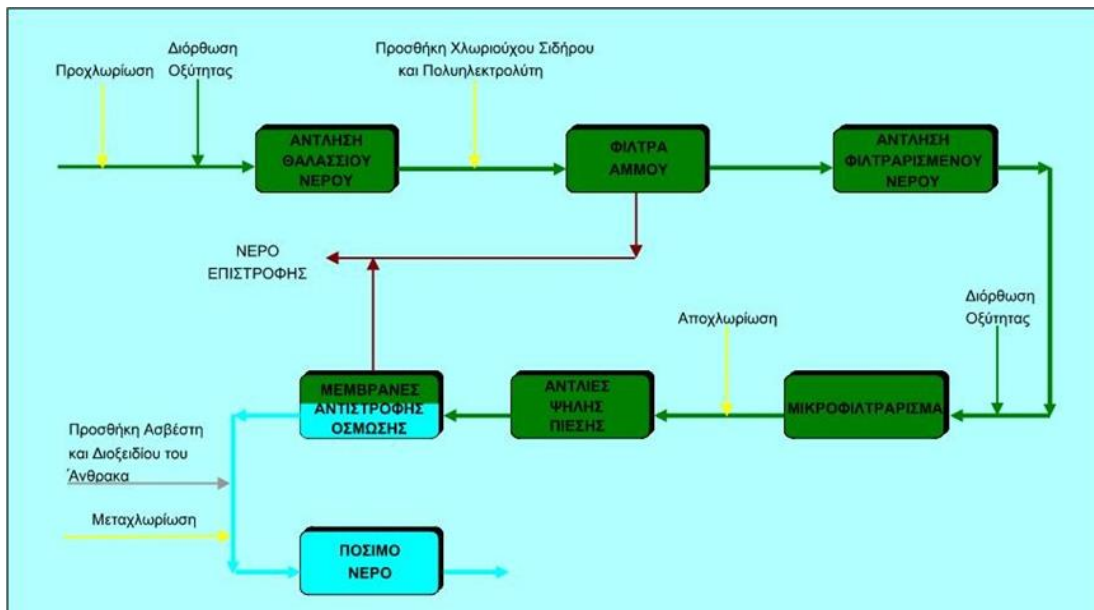
3.2.3 Ηλεκτροδιάλυση (Electrodialysis)



Σχήμα 3.4- Σχηματική απεικόνιση της ηλεκτροδιάλυσης (Πηγή: James E et al.,2003)

Ανήκει στη δεύτερη κατηγορία αφαλάτωσης, εκείνη όπου το υδατικό διάλυμα παραμένει σε υγρή μορφή καθ' όλη τη διάρκεια της αφαλάτωσης. Όπως δείχνει και η ονομασία της μεθόδου, χρησιμοποιείται ο ηλεκτρισμός για την αφαλάτωση του νερού. Η τροφοδοσία του νερού περνάει ανάμεσα από φορτισμένες μεμβράνες, θετικά και αρνητικά εναλλάξ Σχήμα 3.4. Με τον τρόπο αυτό, τα διαλυμένα ιόντα προσκολλώνται στις μεμβράνες, οι οποίες επιτρέπουν τη διέλευσή τους και μόνο, δημιουργώντας διαμερίσματα μικρότερης και μεγαλύτερης συγκέντρωσης, που τελικός δίδουν το γλυκό νερό και την άλμη αντίστοιχα. Χαρακτηριστικό αποτελεί ότι η μέθοδος αυτή δεν μπορεί να απομακρύνει τα μη ιοντικά στερεά, αλλά και όσον αφορά τα ιοντικά, η ενέργεια που απαιτείται αυξάνεται ανάλογα με τη συγκέντρωση. Έτσι βρίσκει εφαρμογή σε νερά χαμηλής συγκέντρωσης αλάτων, όπως τα υφάλμυρα. Εφαρμόζεται αντιστροφή των πεδίων, αλλάζοντας θέση στα κανάλια του προϊόντος με αυτά της άλμης, με σκοπό τον καθαρισμό και την καλύτερη λειτουργία των μεμβρανών. Τμήματα λοιπόν των μεμβρανών που είχαν συγκεντρώσει πολλά άλατα καθαρίζονται από τη ροή καθαρού νερού. Τέλος, γίνεται επεξεργασία του νερού για τη ρύθμιση της σκληρότητας και του pH. (Ζερβός,2008)

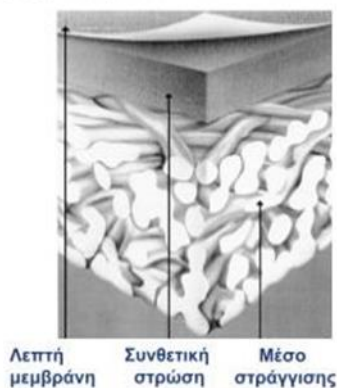
3.2.4 Αντίστροφη Ώσμωση (Reverse Osmosis)



Σχήμα 3.5- Διάγραμμα ροής της αντίστροφης ώσμωσης (Πηγή: Μουτάφης, 2008)

Τέλος, η πιο διαδεδομένη μέθοδος που θα εφαρμοστεί και στην προσομοίωση του Υ/Σ στην Πάτμο, όπως γίνεται εμφανές από την ονομασία της, λειτουργεί με βάση το φαινόμενο της ώσμωσης, κατά το οποίο, όταν δύο διαλύματα με διαφορετικές συγκεντρώσεις (πυκνότητες) χωρίζονται από μια ημιπερατή μεμβράνη (δηλ. μεμβράνη που δεν επιτρέπει τη διέλευση ορισμένων ουσιών μέσα από αυτή, όπως π.χ. άλατα), τότε θα περάσει μέσα από τη μεμβράνη προς το πυκνότερο διάλυμα το διάλυμα με τη μικρότερη συγκέντρωση, μέχρις ότου εξισωθούν οι συγκεντρώσεις τους. Το φαινόμενο αυτό συναντάται πολύ συχνά στη φύση και στους ζωντανούς οργανισμούς, ανάμεσά τους και ο άνθρωπος, καθώς πολλές κυτταρικές λειτουργίες βασίζονται σ' αυτό, για παράδειγμα το δέρμα, τα νεφρά, οι πνεύμονες και τα ίδια τα κύτταρα λειτουργούν παρόμοια ως μεμβράνες. Η πίεση που πρέπει να ασκηθεί στην πλευρά του πυκνότερου διαλύματος για να μη λάβει χώρα το φαινόμενο της ώσμωσης ονομάζεται ωσμωτική πίεση. Στο Σχήμα 3.5 φαίνεται η διάταξη μια εγκατεστημένης μονάδας αντίστροφης ώσμωσης και στο Σχήμα 3.6 παρουσιάζονται ήδη μεμβρανών για τον διαχωρισμό των αλάτων.

Μεμβράνη λεπτού συνθετικού φιλμ

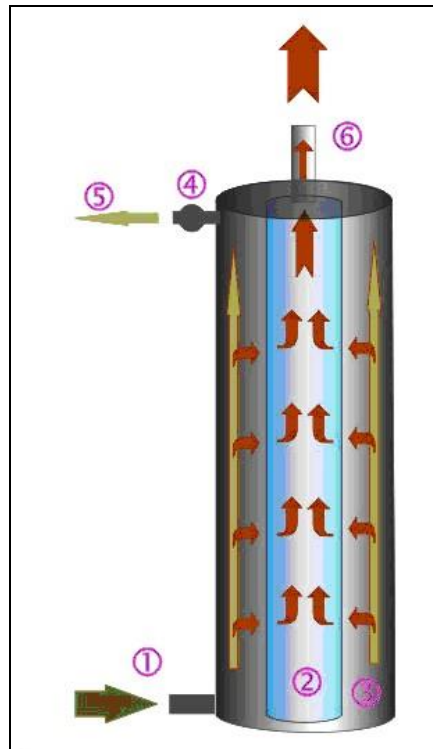


Μεμβράνη σπирάλ



Σχήμα 3.6-Τύποι μεμβρανών (Πηγή: Μουτάφης, 2008)

Κατά την μέθοδο της αντίστροφης ώσμωσης ασκείται πίεση (μεγαλύτερη της ωσμωτικής) στην πλευρά του πυκνότερου διαλύματος στην περίπτωση αυτή της αφαλάτωσης, του θαλασσινού ή άλλου διαλείμματος, ώστε απ' την άλλη να παραλάβουμε φιλτραρισμένο γλυκό νερό. Ο συνηθέστερος τύπος συσκευής φαίνεται στο παρακάτω Σχήμα 3.7. Εισέρχεται από την είσοδο (1) το υδατικό διάλυμα προς καθαρισμό στη συσκευή και καταλαμβάνει το χώρο (3). Ο χώρος (3) βρίσκεται υπό πίεση και το νερό εξαναγκάζεται κατά ποσοστό 25% περίπου να διέλθει μέσα από τη μεμβράνη (2), οπότε και καθαρίζεται και εξέρχεται από την (6) ως προϊόν, είτε μόλις η πίεση ξεπεράσει το όριο της βαλβίδας (4) να βγει από την έξοδο (5), σε ποσοστό 75% περίπου, παρασύροντας μαζί του και τις ακαθαρσίες στην επιφάνεια της μεμβράνης, όπου και απορρίπτεται. (Μουτάφης, 2008)



Σχήμα 3.7- Σχηματική αναπαράσταση της λειτουργίας συσκευής αντίστροφης ώσμωσης (Πηγή: Μουτάφης, 2008).

Η ομαλή διεργασία της αντίστροφης ώσμωσης για το θαλασσινό νερό, το οποίο έχει το κύριο ενδιαφέρον, απαιτεί ορισμένα αρχικά στάδια προεργασίας: («Διυλιστήρια νερού και μονάδες αφαλάτωσης», Υπουργείο Γεωργίας, Φυσικών πόρων και Περιβάλλοντος, Τμήμα Αναπτύξεως Υδάτων (Κύπρος)):

- Στάδιο προεπεξεργασίας
- Στάδιο αντίστροφης ώσμωσης
- Τελικό στάδιο επεξεργασίας

Στάδιο προεπεξεργασίας

Για την καλύτερη χρήση και λειτουργία των μηχανημάτων και κυρίως των μεμβρανών, το πρώτο στάδιο επεξεργασίας είναι πολύ σημαντικό. Σε αυτό το στάδιο πρέπει να γίνει καταστροφή των μικροοργανισμών, καθώς και αφαίρεση των αιωρούμενων στερεών, για να αποφευχθεί η ανάπτυξη μικροοργανισμών και η εναπόθεση αλάτων στις μεμβράνες. Η προεπεξεργασία του θαλάσσιου νερού συνήθως περιλαμβάνει:

- Φίλτρο εισόδου με τοποθέτηση σχάρας στην αναρρόφηση για την αποτροπή εισόδου ψαριών, πλαστικών και άλλων στερεών.
- Προχλωρίωση του θαλάσσιου νερού, με διάλυμα υποχλωριώδους νατρίου.

- Προσθήκη οξέος, συνήθως θειικό οξύ, για τη ρύθμιση της οξύτητας και την αποφυγή απόθεσης αλάτων.
- Συσσωμάτωση των κολλοειδών/οργανικών ουσιών (με προσθήκη χλωριούχου σιδήρου και πολυηλεκτρολύτη).
- Φίλτρο άμμου (περιλαμβάνει άμμο, χαλίκια και ανθρακίτη) για τη δέσμευση ακόμα μικρότερων στερεών αιωρούμενων σωματιδίων.
- Φίλτρα πολυπροπυλενίου, για κατακράτηση των στερεών ουσιών με μέγεθος μέχρι και 1μm, τα οποία μπορεί να προκαλέσουν φθορά στις μεμβράνες.
- Αποχλωρίωση με θειούχο νάτριο ή φίλτρο ενεργού άνθρακα, για την προστασία των μεμβρανών, γιατί καταστρέφονται με την έκθεσή τους σε ελεύθερο χλώριο.
- Αποστείρωση με υπεριώδη ακτινοβολία.

Στάδιο αντίστροφης ώσμωσης

Στο στάδιο αυτό αντλίες υψηλής πίεσης παρέχουν την πίεση που απαιτείται ώστε το νερό να περάσει μέσα από τις μεμβράνες και να απορρίψει τα άλατά του. Αυτή η πίεση κυμαίνεται μεταξύ 54 και 80 ατμοσφαιρών. Ενώ ένα μέρος του νερού διέρχεται από τις μεμβράνες, στο υπόλοιπο νερό αυξάνεται η συγκέντρωση των αλάτων. Την ίδια στιγμή ένα μέρος του νερού, που τροφοδοτείται στις μεμβράνες, απορρίπτεται χωρίς να περάσει μέσα από αυτές. Χωρίς αυτή την ελεγχόμενη απόρριψη, η συγκέντρωση των αλάτων στο νερό θα συνέχιζε να αυξάνει, με αποτέλεσμα την εναπόθεση των υπερκορεσμένων αλάτων και αύξηση της ωσμωτικής πίεσης κατά μήκος των μεμβρανών. Η ποσότητα του νερού αυτού είναι μεταξύ 20% και 70% της ροής τροφοδοσίας και εξαρτάται από τη συγκέντρωση των αλάτων στο νερό τροφοδοσίας.

Τελικό στάδιο επεξεργασίας

Στο τελικό στάδιο επεξεργασίας γίνεται προετοιμασία του νερού για τη διανομή του ως πόσιμου με τη σταθεροποίησή του. Το στάδιο αυτό συνήθως περιλαμβάνει:

- Απομάκρυνση αερίων, όπως το υδρόθειο
- Ρύθμιση της οξύτητας (pH) και αύξηση της σκληρότητας (με προσθήκη ειδικά επεξεργασμένου ασβέστη και διοξειδίου του άνθρακα)
- Τελική χλωρίωση

Είναι εμφανές πως στη μέθοδο αυτή η κατανάλωση ενέργειας γίνεται σχεδόν εξ' ολοκλήρου στις αντλίες για τη συμπίεση του νερού. Επειδή η ωσμωτική πίεση, που πρέπει να ξεπεραστεί, είναι ανάλογη της συγκέντρωσης των αλάτων, η αντίστροφη ώσμωση είναι η κύρια επιλογή για υφάλμυρα νερά με την πίεση λειτουργίας να είναι 15 – 25 bar, ενώ για θαλάσσιο νερό είναι 54 – 80 bar, αφού η ωσμωτική του πίεση είναι περίπου 25 bar. Σημαντική απώλεια ενέργειας συμβαίνει με την εκτόνωση της άλμης, όταν εξέρχεται με υψηλή πίεση από τη συσκευή. Για τον λόγο αυτό, σε μεγάλες μονάδες υπάρχουν συστήματα ανάκτησης της ενέργειας αυτής, π.χ. υδροστρόβιλοι, με αποτελεσματικότητα μέχρι και 95%. (Ζερβός, 2008)

3.3 Σύγκριση των μεθόδων αφαλάτωσης

Για να επιλέξει κάποιος μια συγκεκριμένη μέθοδο πρέπει να λάβει υπόψη του:

- Την ποιότητα του νερού τροφοδοσίας (θαλασσινό, υφάλμυρο)
- Την ποσότητα και την ποιότητα του παραγόμενου νερού
- Το κόστος επένδυσης
- Τη διαθεσιμότητα χώρου
- Τις ενεργειακές απαιτήσεις και τις διαθέσιμες μορφές ενέργειας
- Τη διαθεσιμότητα και την εμπειρία του προσωπικού

Τα συμπεράσματα φαίνονται συγκεντρωτικά στον επόμενο Πίνακα 3.2:

Πίνακας 3.2-Σύγκριση των μεθόδων αφαλάτωση

(Πηγή: «Μέθοδοι Αφαλάτωσης – Συγκριτική Αξιολόγηση και Εφαρμογές στα Νησιά του Αιγαίου», Ε. Τζεν, ΚΑΠΕ, 2001)

Σύγκριση των μεθόδων αφαλάτωσης							
Μέθοδος	Νερό Τροφοδοσίας	Μορφή Ενέργειας	Ποιότητα Προϊόντος (TDS)	Παραγωγή Προϊόντος (m ³ /ημέρα)	Τύπος Ενέργειας	Κατανάλωση Ενέργειας	Κόστος Εγκατάστασης
MSF	Θαλασσινό	Θερμική	~10	1.000 – 60.000	Θερμική Ηλεκτρική	290 kJ/kg 4 – 22 KWh/m ³	1000 – 2000 €/ (m ³ /ημέρα)
MED	Θαλασσινό	Θερμική	~10	500 – 20.000	Θερμική Ηλεκτρική	270 KJ/kg 2,5 – 3 KWh/m ³	850 – 1750 €/ (m ³ /ημέρα)
VC	Θαλασσινό	Ηλεκτρική	~10	25 – 2.500	Ηλεκτρική	8 – 15 KWh/m ³	1000 – 2350 €/ (m ³ /ημέρα)
SWRO	Θαλασσινό	Ηλεκτρική	>500	0,4 - >70.000	Ηλεκτρική	< 5 KWh/m ³ < 3 KWh/m ³ με ανάκτηση ενέργειας	650 – 4400 €/ (m ³ /ημέρα)
BWRO	Υφάλμυρο	Ηλεκτρική	~250-500	2,5 – > 50.000	Ηλεκτρική	0,5 – 3 KWh/m ³	300 – 2000 €/ (m ³ /ημέρα)
ED	Υφάλμυρο	Ηλεκτρική	~300-500	15 – 50.000	Ηλεκτρική	1,5 – 4 KWh/m ³	1000 – 5000 €/ (m ³ /ημέρα)

Πέρα από τις ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, οι μονάδες, που χρησιμοποιούν τεχνολογίες απόσταξης πολλαπλής φάσης (MSF), εξάτμισης πολλαπλής επίδρασης (MED) και συμπίεσης του ατμού (VC), χρησιμοποιούν και θερμική ενέργεια για θέρμανση του νερού τροφοδοσίας. Εξαιτίας της χαμηλής απόδοσης της μετατροπής της θερμικής ενέργειας σε ηλεκτρισμό, υπάρχει ένα υψηλό ενεργειακό βάρος, αν η ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιηθεί για τη θέρμανση του νερού τροφοδοσίας. Γενικά, πάντως, οι ανάγκες σε ενέργεια των μονάδων αφαλάτωσης είναι πάρα πολύ υψηλές, με ενδεικτικές τιμές 15 KWh/m³ για τις μονάδες συμπίεσης ατμού (VC) ή καταναλώσεις που μπορεί να ξεπερνούν τις 20 KWh/m³ για μονάδες απόσταξης πολλαπλής φάσης (MSF).

Η ενεργειακή κατανάλωση στη μέθοδο της αντίστροφης ώσμωσης, η οποία γενικά επικρατεί στην αφαλάτωση του υφάλμυρου αλλά και του θαλασσινού νερού λόγω του σχετικά χαμηλού κόστους της, ανέρχεται περίπου στις 2,5 KWh/m³ σε μεγάλες μονάδες αφαλάτωσης θαλασσινού νερού, όπου χρησιμοποιούνται συστήματα ανάκτησης ενέργειας (energy recovery devices). Για τις μονάδες που δεν κάνουν χρήση συστημάτων ανάκτησης ενέργειας οι ενεργειακές καταναλώσεις είναι της τάξεως των 5 - 8 KWh/m³. (Μυσιρίης, 2015).

3.4 Πηγές ενέργειας για αφαλάτωση

Η χρήση αφαλάτωσης για την παραγωγή πόσιμου νερού αποτελεί μια πολύ ελπιδοφόρα μέθοδο για την αντιμετώπιση του προβλήματος της λειψυδρίας σε πολλές περιοχές του πλανήτη. Ειδικότερα όμως υπάρχουν περιοχές που η τοποθεσία τους να δυσχεραίνει την αναγκαία παροχή της ηλεκτρικής ενέργειας για την αφαλάτωση νερού, για παράδειγμα τα ελληνικά νησιά που δεν είναι διασυνδεδεμένα με το Ηπειρωτικό δίκτυο τροφοδοτούνται συνήθως από τοπικούς σταθμούς παραγωγής με γεννήτριες diesel. Επομένως η ενεργειακή κάλυψη αναγκών των μεθόδων αφαλάτωσης με συμβατικές πηγές ενέργειας είναι πολλές φορές αρκετά δύσκολη, καθώς θα επιβαρύνει τα τοπικά δίκτυα παροχής ενέργειας που είναι ως επί το πλείστον μικρής ισχύος και ήδη καταπονούνται υπερβολικά μη μπορώντας να ανταποκριθούν στα υπόλοιπα φορτία. Ακόμα και στην περίπτωση που υπάρχει η δυνατότητα να γίνει η παροχή ενέργειας από ηπειρωτικό δίκτυο, η λύση αυτή δεν είναι οικονομικά συμφέρουσα, καθώς οι πηγές ενέργειας που είναι διαθέσιμες είναι ακριβές, όπως το ντίζελ, σε αντίθεση με το φθινό πλην πολύ ρυπογόνο λιγνίτη.

Οι περιοχές στη λεκάνη της Μεσογείου και στη Μέση Ανατολή αντιμετωπίζουν αυτό το ζήτημα, όπου μεγάλες πόλεις υποφέρουν από έλλειψη πόσιμου νερού και παράλληλα βρίσκονται κοντά σε πηγές αλμυρού νερού. Η κατασκευή μεγάλων μονάδων είναι πιο οικονομική και προτιμάται σε πυκνοκατοικημένες περιοχές. Σε μικρότερες περιοχές και οικονομικά αδύναμες χώρες η παραπάνω μέθοδος δεν μπορεί να εφαρμοστεί. Επιπλέον υπάρχουν και αραιοκατοικημένες περιοχές, όπου ακόμα και η ηλεκτροδότηση είναι δύσκολη. Γι' αυτές τις περιοχές η αφαλάτωση με ΑΠΕ είναι η ιδανική λύση. (Μυσιρίης, 2015).

3.5 Συμβατικές πηγές ενέργειας

Οι λεγόμενες συμβατικές μορφές ενέργειας, οι οποίες κυρίως χρησιμοποιούνται σήμερα στις μεγάλες εγκαταστάσεις αφαλάτωσης παρουσιάζουν συχνές και πολλές φορές σημαντικές αυξομειώσεις κόστους, κάτι που επηρεάζει άμεσα την τιμή του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού. Επίσης η μεταφορά του αφαλατωμένου νερού μακριά από την περιοχή παραγωγής του μπορεί να αυξήσει σημαντικά την τιμή του. Αυτές οι συνθήκες καθιστούν αναγκαία, εκτός από ακραίες περιπτώσεις, την κατανάλωση του νερού στην ευρύτερη περιοχή παραγωγής του, όπου κατά κανόνα πρέπει να διατίθεται και η ενέργεια για την τροφοδότηση της εγκατάστασης (Καραχάλιου, 2010).

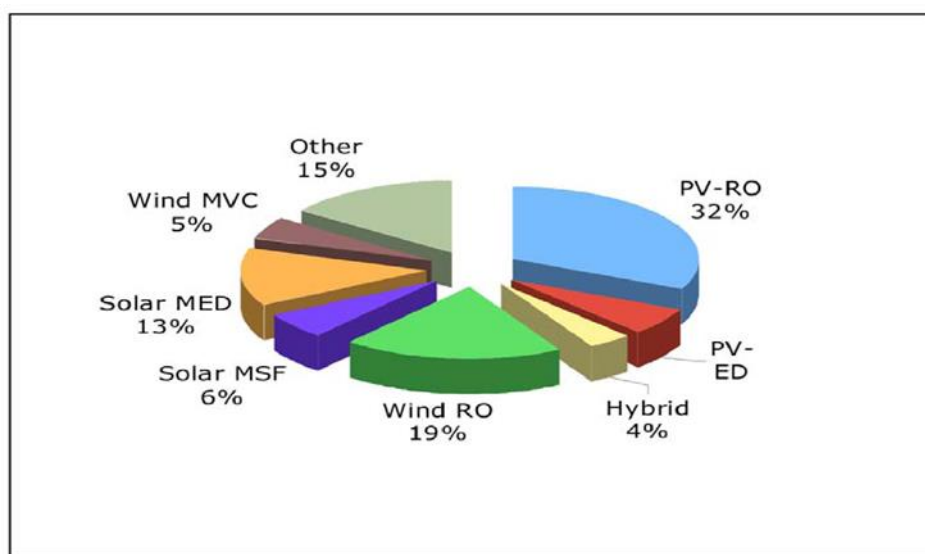
Η κύρια μορφή συμβατικής ενέργειας είναι η ηλεκτρική ενέργεια για τροφοδοσία μιας μονάδας αφαλάτωσης. Αυτή μπορεί να φτάσει σε οποιαδήποτε περιοχή καλυπτόμενη από δίκτυο, καθώς δε δημιουργούνται ζητήματα με την απόσταση και την ποσότητα. Άλλη μία μορφή ενέργειας είναι η θερμότητα. Με το χαρακτηριστικό ότι πρέπει να διατίθεται επιτόπου, καθώς η μεταφορά της ακόμα και σε μικρές αποστάσεις είναι τελείως ασύμφορη. Μία ακόμα μορφή συμβατικής πηγής ενέργειας είναι η τροφοδοσία ενέργειας από πυρηνικό εργοστάσιο. Ο συνδυασμός πυρηνικής ενέργειας - αφαλάτωσης ενδείκνυται μονάχα σε μεγάλες μονάδες αφαλάτωσης. Ο Mutaz (2003) στην έρευνα που δημοσίευσε αναφέρεται στο συνδυασμό ενός πυρηνικού αντιδραστήρα και ενός υβριδικού συστήματος αφαλάτωσης, που περιέχει ένα σύστημα αντίστροφης ώσμωσης (RO) και ένα σύστημα πολλαπλής απόσταξης (MSF). Τα πειραματικά αποτελέσματα αυτής της έρευνας έδειξαν πως αυτός ο συνδυασμός έχει αρκετά τεχνικά και οικονομικά πλεονεκτήματα. Οι Nissan and Benzarti (2008) κάνουν μια συγκριτική μελέτη μεταξύ συστημάτων αφαλάτωσης, που χρησιμοποιούν σαν ενεργειακή πηγή ορυκτά καύσιμα, και συστημάτων αφαλάτωσης, που χρησιμοποιούν σαν πηγή ενέργειας πυρηνική ενέργεια, περιλαμβάνοντας και το περιβαλλοντικό κόστος. Το συμπέρασμα, στο οποίο καταλήγει η έρευνα, είναι πως το κόστος αφαλάτωσης των συστημάτων, που χρησιμοποιούν πυρηνική ενέργεια, είναι σαφώς μικρότερο του κόστους αφαλάτωσης των συστημάτων, που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα.

Ακόμα έχουμε και την απορριπτόμενη ενέργεια. Ερευνητικές εργασίες των Shin and Shih (2007) έδειξαν πως ποσότητες θερμικής ενέργειας, που απορρίπτονται από χημικές και άλλες βιομηχανίες στο περιβάλλον ως νερό ψύξης είτε στην ατμόσφαιρα ως αέρας ψύξης, μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην αφαλάτωση υπό προϋποθέσεις. Τέτοιοι συνδυασμοί έχουν εφαρμοστεί (παρά τη χαμηλή περιεκτικότητα σε θερμότητα της απορριπτόμενης ενέργειας) σε βιομηχανίες για εξοικονόμηση ενέργειας και την παραγωγή αφαλατωμένου νερού για χρήση στις εγκαταστάσεις. Ιδιαίτερα χρήσιμη απορριπτόμενη ενέργεια είναι των απαερίων των μηχανών Diesel και των αεροστροβίλων (Low and Tay (1991), Toelkes (1987) και Rautenbach and Arzt (1983)).

3.6 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Ο συνδυασμός συστημάτων αιολικής ενέργειας και μονάδων αφαλάτωσης μπορεί να παρέχει οικονομικά πόσιμο νερό σε άνυδρες περιοχές. Η βελτίωση αυτών των τεχνολογιών θα επιτρέψει στις άνυδρες χώρες να αντιμετωπίσουν προβλήματα έλλειψης νερού με δωρεάν και αειφόρα πηγή ενέργειας, που δε ρυπαίνει το περιβάλλον, όπως γίνεται με τις συμβατικές πηγές ενέργειας μέχρι τώρα και συμβάλλει στην επίλυση του

προβλήματος της κλιματικής αλλαγής. Ενώ το κόστος εφαρμογής των συστημάτων αφαλάτωσης και ανανεώσιμης ενέργειας μειώνονται σταθερά, οι τιμές των καυσίμων θα αυξάνονται καθώς τα αποθέματα μειώνονται. Η σύζευξη μονάδων αφαλάτωσης που έχουν ως πηγή συστήματα ανανεώσιμης ενέργειας, μπορούν να παρέχουν πόσιμο νερό και ηλεκτρική ενέργεια στις απομονωμένες και άνυδρες περιοχές. Οι ενεργειακές απαιτήσεις για την αφαλάτωση συνεχίζουν να είναι ο κύριος παράγοντας αύξησης των δαπανών των συστημάτων αφαλάτωσης. Η βελτίωση της αποδοτικότητας των συστημάτων ανανεώσιμης ενέργειας φαίνεται να είναι μονόδρομος για τη σύζευξη των τεχνολογιών ΑΠΕ και αφαλάτωσης. (Καλλονιάτη,2008). Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας μπορούν να παράγουν θερμική ενέργεια (ηλιακοί συλλέκτες, γεωθερμία), ηλεκτρική ενέργεια (φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες) και μηχανική ενέργεια (ανεμογεννήτριες). Όπως φαίνεται από το παρακάτω Σχήμα 3.8, ο συνδυασμός αντίστροφης ώσμωσης-αιολικής ενέργειας αποτελεί περίπου το 19% των υπάρχοντων εγκαταστάσεων αφαλάτωσης με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ενώ πιο συχνός συνδυασμός είναι η χρήση φωτοβολταϊκών και αντίστροφης ώσμωσης που φτάνει το (32%).



Σχήμα 3.8- Κυριότερες μέθοδοι αφαλάτωσης σε συνδυασμό με Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Καλλονιάτη,2008).

3.6.1 Ηλιακή ενέργεια

Η ηλιακή ενέργεια έχει τη δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί τόσο για την παραγωγή θερμικής ενέργειας στις θερμικές μεθόδους αφαλάτωσης όσο και για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται στις μεθόδους που χρησιμοποιούν μεμβράνες, όπως η αντίστροφη ώσμωση. Ανασταλτικός παράγοντας είναι το υψηλό κόστος των φωτοβολταϊκών κυψελών και των ηλιακών αποστακτηρίων, που την καθιστούν ακριβή μέθοδο, εκτός και αν η εφαρμογή γίνεται σε πολύ απομονωμένη περιοχή (Καραγιάννης, 2010).

Για τους ηλιακούς συλλέκτες ο Rajvanshi (1980) σχεδίασε ένα ειδικό ηλιακό συλλέκτη που βρίσκεται σε σύνδεση με μια εγκατάσταση απόσταξης πολλαπλής φάσης (MSF). Επιπλέον από τους Hermann et al. (2000) γίνεται αναφορά για το σχεδιασμό και τη δοκιμή ενός αδιάβρωτου ηλιακού συλλέκτη για την καθοδήγηση μιας πολλαπλής διαδικασίας ύγρυνσης. Η πιλοτική μονάδα βρήκε εφαρμογή σε μια περιοχή στα νησιά Γκραν Κανάρια (Rommel et al., 2000).

Ειδικά συστήματα συσκευών απόσταξης με ανάκτηση ενέργειας που συνδέονται με ηλιακούς συλλέκτες παρουσιάζονται από τους Miyatake et al. (2001). Αυτοί δείχνουν ένα πρωτότυπο σχεδιασμένο αποστακτήριο για χρήση του ατμού που παράγεται κατά τη διαδικασία αφαλάτωσης ώστε να τροφοδοτηθεί μια άλλη διαδικασία. Ακόμα, δεδομένου ότι η τυπική απόσταξη πολλαπλής φάσης (MSF) δεν δύναται να λειτουργεί σε συνδυασμό με οποιαδήποτε μεταβλητή πηγή θερμότητας, η εταιρεία ATLANTIS ανέπτυξε ένα

προσαρμοσμένο σύστημα πολλαπλής απόσταξης (MSF) που καλείται Autoflash και μπορεί να συνδέεται με μια ηλιακή δεξαμενή (Szacsnavy et al., 1998).

Ακόμα ένα σύστημα σύνδεσης με ηλιακή δεξαμενή προτείνει ο Hoffman (1992) ώστε να τροφοδοτεί μια μονάδα εξάτμισης πολλαπλής επίδρασης (MED) ως την πιο οικονομικά αποδοτική διαδικασία, η οποία μπορεί να ανταγωνιστεί τη χρήση των ορυκτών καυσίμων.

Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών αποτελεί μία από τις πιο ώριμες τεχνολογίες στο χώρο των ΑΠΕ. Η ηλιακή ενέργεια μπορεί να συλλεχθεί από μία διάταξη φωτοβολταϊκών στοιχείων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η σύμπραξη αφαλάτωσης που τροφοδοτείται με ηλεκτρική ενέργεια από Φ/Β και συνδυάζεται με τη διαδικασία της αντίστροφης ώσμωσης ήταν επιτυχής και συνιστά μια οικονομικά βιώσιμη και εμπορικά εκμεταλλεύσιμη λύση (Μυσίρης, 2015). Στον Πίνακα 3.3 παρουσιάζονται παγκόσμιες εφαρμογές του συνδυασμού συστημάτων αφαλάτωσης με Φ/Β.

Πίνακας 3.3- Συστήματα Αφαλάτωσης με Φ/Β (Πηγή: Ράπτης, 2012)

Τόπος εγκατάστασης	Νερό τροφοδοσίας	Εγκατεστημένη ισχύς (kWp)	Δυναμικότητα παραγωγής (m ³ /h)	Τεχνολογία
Αίγυπτος, ElHamrawein	Υφάλμυρο	20	10	RO
Ιταλία, Lampedusa	Θαλασσινό	100	5	RO
Ισπανία, Almeria	Θαλασσινό	23.5	2.5	RO
Ινδία, Rajasthan state	Υφάλμυρο	0.45	0.04	ED
Ιαπωνία, Nagasaki	Υφάλμυρο	65	8	ED

3.6.2 Αιολική ενέργεια

Με τη χρήση ανεμογεννητριών η αιολική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την τροφοδότηση ηλεκτρικής ενέργειας σε μονάδες αφαλάτωσης. Στα ελληνικά νησιά απαντώνται μικρές μονάδες αφαλάτωσης, που χρησιμοποιούν την αιολική ενέργεια. Οι διακυμάνσεις του αιολικού δυναμικού, που μεταφέρονται στη διακύμανση της παραγόμενης ενέργειας, άρα και της παραγόμενης ποσότητας αφαλατωμένου νερού, αποτελούν τα κύρια μειονεκτήματά της. Οι ανεμογεννήτριες νέας τεχνολογίας, μικρού και μεσαίου μεγέθους, προσφέρουν υψηλή αξιοπιστία και χαμηλό κόστος επένδυσης. Το αιολικό δυναμικό θεωρείται κατάλληλο, αν η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου είναι πάνω από 5 m/s, ενώ, όταν η ένταση του ανέμου είναι πολύ υψηλή, η ανεμογεννήτρια τίθεται εκτός λειτουργίας. Από οικονομικής πλευράς η αιολική ενέργεια είναι πιο συμφέρουσα από τη λύση των φωτοβολταϊκών, ενώ απαιτείται και πολύ μικρότερη έκταση για την εγκατάσταση του εξοπλισμού (Καραγιάννης, 2010).

Η απευθείας σύνδεση ανεμογεννήτριας ισχύος 2,2 kW με σύστημα αντίστροφης ώσμωσης (RO) δυναμικότητας 3 m³/ημέρα εξετάστηκε από τους Miranda και Infield (2002) στα πλαίσια εργασίας. Τα αποτελέσματά της έδειξαν πως το σύστημα επηρεάζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό από τη μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου και γι' αυτό υπήρχε ένα ιδιαίτερα πολύπλοκο σύστημα διαχείρισης της ενέργειας.

Οι ανεμογεννήτριες ακόμη μπορούν να συνδυαστούν με συστήματα ηλεκτροδιάλυσης αλλά για αφαλάτωση μόνο υφάλμυρου νερού, όπως αναφέρει ο Vesa (2001).

Για μία μονάδα αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης υφάλμυρου νερού, που τροφοδοτείται από αιολική ενέργεια σε μια περιοχή της Ιορδανίας, παρουσίασαν μελέτη οι Habali και Saleh (1994). Ανέφεραν ότι το κόστος προϊόντος είναι χαμηλότερο από όταν χρησιμοποιούνται συμβατικοί κινητήρες ντίζελ. (Μυσίρης, 2015).

Στον Πίνακα 3.4 παρουσιάζονται παγκόσμιες εφαρμογές του συνδυασμού συστημάτων αφαλάτωσης με Α/Γ.

Πίνακας 3.4 -Συστήματα Αφαλάτωσης με Α/Γ (Πηγή: Ράπτης, 2012)

Τόπος εγκατάστασης	Νερό τροφοδοσίας	Εγκατεστημένη ισχύς (kWp)	Δυναμικότητα παραγωγής (m ³ /h)	Τεχνολογία
Γερμανία, Suderoog	Θαλασσινό	6	0.25 – 4	RO
Ελλάδα, Therasia	Θαλασσινό	15	0.2	RO
Ισπανία, Fuerteventura	Θαλασσινό	225	2.4	RO
Γαλλία, Pacific Islands	Υφάλμυρο	4	0.5	RO
Γαλλία, Drenec Island	Θαλασσινό	10	-	RO
Γερμανία, Island of Helgoland	Θαλασσινό	1200	40	RO

3.6.3 Βιομάζα

Η χρήση της βιομάζας αποτελεί έναν χαμηλών ρύπων τρόπο παραγωγής ενέργειας, που έχει ενταχθεί τα τελευταία χρόνια. Παρ' όλα αυτά, ο συνδυασμός της με την αφαλάτωση δεν παρουσιάζει ιδιαίτερα αποδοτικά αποτελέσματα, καθώς τα οργανικά υπολείμματα δε βρίσκονται σε πληθώρα, ειδικά σε άνυδρες περιοχές, καθώς η ανάπτυξη της βιομάζας απαιτεί πιο πολύ νερό από αυτό που θα προκύψει από τη μονάδα της αφαλάτωσης (Καραγιάννης, 2010). Η απόσταση μεταφοράς βιομάζας για την παραγωγή ενέργειας από τον τόπο που παράγεται η βιομάζα και του τόπου όπου αυτή καταναλώνεται επηρεάζει σημαντικά την απόδοση από οικονομικής πλευράς. Μια μελέτη για την πόλη του Σαν Ντιέγκο στην Καλιφόρνια υπολόγιζε πως η καύση των σκουπιδιών της πόλης θα παρήγαγε ατμό χαμηλού κόστους, αλλά και χαμηλού θερμικού περιεχομένου, που όμως θα ήταν αρκετό για την παραγωγή 120.000m³/ημέρα αφαλατωμένου νερού με κόστος 0,1 ευρώ/m³ (Μυσίρης, 2015).

3.6.4 Ενέργεια από τη θάλασσα

Μια άλλη πηγή ενέργειας αποτελεί η ενέργεια από τις παλίρροιες, τα κύματα και τη διαφορά θερμοκρασίας ανάμεσα στα στρώματα του ωκεανού. Από το 1980 ξεκίνησε η ερευνά για τη μέθοδο αξιοποίησης της θερμικής ενέργειας των ωκεανών (Ocean Thermal Energy Conversion – O.T.E.C.), ιδιαίτερα στους ωκεανούς των τροπικών περιοχών. Καθώς υπάρχει μια διαφορά θερμοκρασίας μέχρι και 27°C, μεταξύ του νερού της επιφάνειας και του νερού που βρίσκεται σε βάθος 500 έως 1.000 m, η διαφορά αυτή είναι κατάλληλη για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος και αφαλατωμένου νερού. Ακόμα, γίνεται ερευνά και για την τεχνολογία εκμετάλλευσης της κινητικής ενέργειας των κυμάτων και των παλιρροϊκών φαινομένων. Η ενέργεια αυτή μπορεί να εκμεταλλευθεί, προκειμένου να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια, η οποία θα διατεθεί στα συστήματα

αντίστροφης ώσμωσης, όπως παρουσιάζεται σε μελέτη των Sharmila et al. (2003). Πάντως, το κόστος της εκμετάλλευσης αυτής της μορφής ενέργειας είναι πολύ υψηλό, γεγονός που αποτρέπει τη χρήση της σε διαδικασίες αφαλάτωσης (Καραχάλιου, 2010).

4 ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΑΤΜΟΥ

4.1 Γεωγραφικά χαρακτηριστικά

Η Πάτμος είναι νησί που κείται στο Αιγαίο Πέλαγος Σχήμα 4.1, υπαγόμενο, κατά τους αρχαίους Έλληνες, στις Νότιες Σποράδες. Στη σύγχρονη πολιτική διαίρεση της χώρας υπάγεται στα Δωδεκάνησα και αποτελεί το βορειότερο νησί του συμπλέγματος.

Η ακριβής τοποθεσία του είναι μεταξύ του 37° 20' Β γεωγραφικού πλάτους και 26° 35' Α γεωγραφικού μήκους, νότια της Σάμου, ΝΑ της Ικαρίας και ΒΔ της Λέρου, απέχουσα περί τα 25 μίλια από τη Τουρκία.



Σχήμα 4.1-Το νησί της Πάτμου (Πηγή :Google Earth 2018)

4.2 Μορφολογικά χαρακτηριστικά

Αποτελεί σχετικά μικρό νησί με μέγιστο μήκος 16 km και μέγιστο πλάτος να φτάνει τα 9,7 km και με συνολικό μήκος ακτών τα 29 km. Έχει έκταση που φθάνει περίπου τα 34,5 τετραγωνικά χιλιόμετρα και το έδαφός της χαρακτηρίζεται βραχώδες και άγονο. Η Πάτμος αποτελείται κυρίως από τρία τμήματα που συνδέονται μεταξύ τους με δύο ισθμούς στο μέσο του νησιού, όπου κατά την αρχαιότητα εκεί βρισκόταν η πρωτεύουσα. Η ψηλότερη κορυφή της είναι ο Προφήτης Ηλίας στα 270 m υψόμετρο, που βρίσκεται νότια της Χώρας (της ομώνυμης) Πάτμου. Το έδαφός της είναι ηφαιστειογενές και απότομο και η ακτογραμμή της είναι πολυσχιδής με πλήθος όρμων, ορμίσκων, ακρωτηρίων και νησίδων που την περιβάλλουν, όπως: το Πρασονήσι, το Τραγονήσι, το Χιλιομόδι, η Αγία Θέκλα, ο Αϊ Γιώργης, ο Σκλάβος και η Σκλαβοπούλα. Στην Πάτμο όμως υπάγονται και τα ανατολικότερα αυτής νησιά Αρκοί, Λειψοί και Αγαθονήσι. Ακόμα, η

ηφαιστειογενής περιοχή «Ζουλούφι» βρίσκεται στη ΒΔ πλευρά της Πάτμου, όπου η ηφαιστειακή τέφρα εναλλάσσεται με τη λάβα, η οποία κύλησε και πάγωσε από τη θάλασσα, συνθέτοντας ένα άκρως εντυπωσιακό τοπίο. Η πρόσβαση γίνεται είτε από τη θάλασσα είτε από στεριά περπατώντας γύρω στη 1 ώρα και 30 λεπτά από τον κοντινότερο οικισμό στη θέση Αγ. Νικόλαος του Κάμπου. (Πηγή: Wikipedia 2018)

4.3 Διοικητικά χαρακτηριστικά

Ο Δήμος Πάτμου περιλαμβάνει το νησί της Πάτμου, το νησί Αρκοί καθώς και τις γύρω πολυάριθμες νησίδες και ανήκει στην Περιφέρεια Δωδεκανήσων. Με την εφαρμογή της νέας διοικητικής διαίρεσης της χώρας κατά το Πρόγραμμα Καλλικράτης το 2011, δε σημειώθηκε κάποια μεταβολή στο Δήμο. Ακόμα, η Πάτμος μαζί με τα νησιά Αστυπάλαια και Λέρος υπάγονται στην επαρχία της Καλύμνου. Η ομώνυμη Χώρα (Πάτμος) είναι κτισμένη επί υψώματος, όπου υπερέχει η Μονή Αγίου Ιωάννου του Θεολόγου (του Ευαγγελιστή) σε μορφή μεγάλου κάστρου και αποτελεί τον τρίτο κατά σειρά οικισμό σε πληθυσμό του νησιού. Ο πολυπληθέστερος οικισμός του νησιού είναι η Σκάλα (επίγειο) και ακολουθεί ο Κάμπος (βόρεια).

4.4 Ιστορικά στοιχεία

Οι πρώτες μαρτυρίες και αναφορές για την Πάτμο χρονολογούνται στην εποχή του μεγάλου ιστορικού Θουκυδίδη, περί τον 5ο αι, ενώ η μυθολογία θέλει τον Ορέστη κατατρεγμένο από τις Ερινύες, μετά το φόνο της μητέρας του, να φτάνει στην Πάτμο και να χτίζει μία Ακρόπολη στο σημείο, όπου βρίσκεται σήμερα η Ιερά Μονή του Αγ. Ιωάννη του Θεολόγου προς τιμή της θεάς Αρτέμιδος. Ως πρώτοι Έλληνες κάτοικοι του νησιού θεωρούνται οΐωνες και αργότερα οι Δωριείς. Τον 2ο π.Χ. αι. το νησί μετατρέπεται από τους Ρωμαίους σε τόπο εξορίας, ερημωμένο πια από τις πειρατικές λεηλασίες. Ως εξόριστος από τη Μίλητο φτάνει στην Πάτμο το 95 μΧ ο Άγιος Ιωάννης ο Θεολόγος, ο οποίος παρέμεινε στο νησί για δύο χρόνια, συγγράφοντας στο Σπήλαιο της Αποκάλυψης το ομώνυμο ιερό βιβλίο. Αυτά τα χρόνια κηρύττει το χριστιανισμό και βαπτίζει χριστιανούς, αλλάζοντας και καθορίζοντας για πάντα την ιστορία του τόπου.

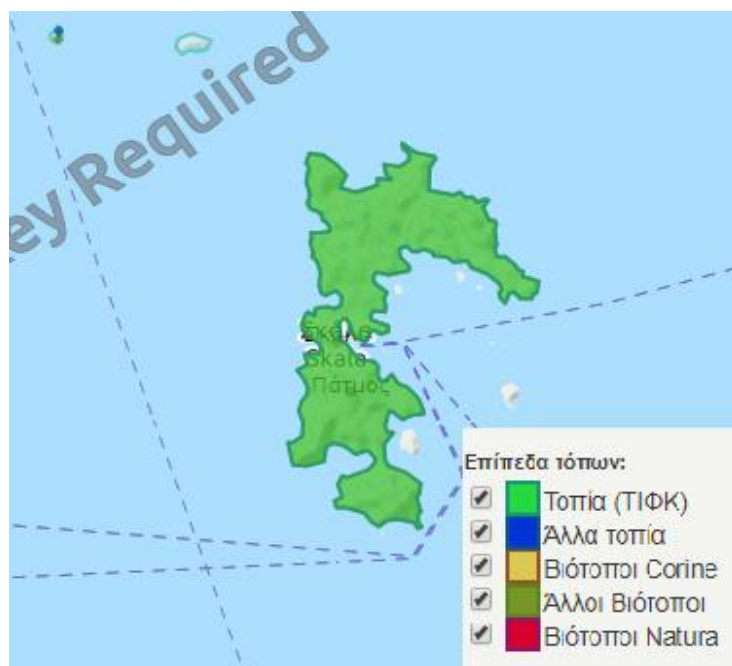


Σχήμα 4.2- Ιερά Μονή Αγίου Ιωάννη του Θεολόγου (Πηγή: patmos.gr ,2018)

Η εισβολή των Βενετών στην Πάτμο λαμβάνει χώρα το 1659 και λεηλατείται η Μονή. Με τη λήξη όμως του Ενετοκρατικού πολέμου, το νησί περιήλθε στα χέρια των Τούρκων, χωρίς όμως αυτό να σταθεί εμπόδιο για τους κατοίκους να αναπτύσσουν δραστηριότητα στη ναυτιλία και η Μονή να αποκτά περισσότερη αίγλη. Το 1770 πραγματοποιήθηκε η επανάσταση του Ορλόφ, ενώ με τη συνθήκη του Κιουτσούκ – Καϊναρτζή τα νησιά του Αιγαίου περιήλθαν ξανά στα χέρια των Οθωμανών. Το υψηλό εθνικό φρόνιμα, που είχε καλλιεργηθεί έντονα τα προηγούμενα χρόνια στο νησί εξαιτίας της αστικής και πνευματικής ανάπτυξης, οδήγησε τους Πατμίους να είναι οι δεύτεροι μετά τους Σπετσιώτες, που ύψωσαν τη σημαία της ελληνικής επανάστασης. Συμπατριώτες τους μάλιστα ήταν ο Εμμανουήλ Ξάνθος, εκ των ιδρυτών της Φιλικής Εταιρείας, και ο απόστολος της Φιλικής Δημήτριος Θέμελης, που ανέλαβε ηγετικό ρόλο στην Επανάσταση στο Αιγαίο. Όμως με τη συνθήκη της Κωνσταντινούπολης (1832) οι Μεγάλες Δυνάμεις παραχώρησαν τα Δωδεκάνησα ξανά στους Οθωμανούς, οι οποίοι όμως το Μάιο του 1912 τα παρέδωσαν στους Ιταλούς. Μετά τη λήξη του Β΄ Παγκοσμίου Πολέμου το 1947, η ηττημένη Ιταλία εκχωρεί στην Ελλάδα τα νησιά της Δωδεκανήσου με πλήρη κυριαρχία, τα οποία και τυπικά προσαρτήθηκαν στα όρια του ελληνικού κράτους στις 9 Ιανουαρίου 1948. (Πηγή: patmos.gr)

4.5 Καθεστώς Προστασίας Περιοχής

Οι σημαντικοί βιότοποι διακρίνονται για την παρουσία σε αυτούς απειλούμενων ειδών της ελληνικής χλωρίδας και πανίδας. Ως απειλούμενα χαρακτηρίζονται τα είδη που κινδυνεύουν άμεσα να εξαφανιστούν (κινδυνεύοντα), αυτά που μπορεί να βρεθούν σε κατάσταση κινδύνου (τρωτά) και αυτά που είναι ευάλωτα, διότι έχουν μικρούς πληθυσμούς (σπάνια). Η κατάσταση των βιοτόπων, των ειδών χλωρίδας και πανίδας και γενικότερα του οικολογικού πλούτου της ελληνικής φύσης παραμένει ακόμα πολύ καλή σε σύγκριση με τις υπόλοιπες ευρωπαϊκές χώρες. Η περιοχή της Πάτμου, σύμφωνα με βάση δεδομένων για την ελληνική φύση ΦΙΛΟΤΗΣ (<https://filotis.itia.ntua.gr/>), ολόκληρο το νησί περιλαμβάνει Τοπία Ιδιαίτερου Φυσικού Κάλλους (ΤΙΦΚ), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.3. Καθώς και στα στοιχεία της προστευόμενης περιοχής φαίνονται στον Πίνακα 4.1.



Σχήμα 4.3- Χάρτης Τοπία Ιδιαίτερου Φυσικού Κάλλους της Πάτμου (Πηγή: <https://filotis.itia.ntua.gr/biotopes>)

Πίνακας 4.1-Στοιχεία προστατευόμενης περιοχής (Πηγή: <https://filotis.itia.ntua.gr/biotopes>)

Κωδικός Τόπου	ΑΤ5010082
Κατηγορία Τόπου	ΤΙΦΚ
Κύριος Χαρακτήρας	Φυσικό Τοπίο Δομημένο Τοπίο
Διοικητική Υποδιαίρεση	Νομός Δωδεκανήσου
Δήμος-Κοινότητα	Πάτμου
Συνολική έκταση (ha):	3442.77
Χερσαία Έκταση (ha):	3433.0
Συνολική περίμετρος (km):	62.4
Μέγιστο Υψόμετρο (m):	250.0
Ένταξη στο Υπάρχον Θεσμικό Πλαίσιο	-Διατηρητέος Οικισμός/Διατηρητέα Κτίσματα -Ιστορικός Τόπος -Παραδοσιακός Οικισμός -Τοπίο Ιδιαίτερου Φυσικού Κάλλους -Χώρος Ειδικής Κρατικής Προστασίας

4.6 Κλιματικές – Μετεωρολογικές Συνθήκες Περιοχής

Το κλίμα στην Πάτμο, εξαιτίας της γεωγραφικής θέσης και της επίδρασης της θάλασσας, χαρακτηρίζεται ως μεσογειακού θαλάσσιου χαρακτήρα, με ήπιο χειμώνα και παρατεταμένο ξηρό και θερμό καλοκαίρι, μικρό ετήσιο ύψος βροχής και μεγάλη ηλιοφάνεια για όλο το χρόνο. Σπάνια σημειώνεται στις περιοχές αυτές παγετός, και ακόμη σπανιότερα χαλάζι ή χιόνι. Η μέση ετήσια θερμοκρασία είναι 18,3°C. Η μέση μηνιαία ελάχιστη είναι 2,6 °C τον Ιανουάριο, και η μέση μηνιαία μέγιστη 38,1 °C για τον Ιούλιο. Οι άνεμοι που επικρατούν είναι κυρίως δυτικοί και βόρειοι με εντάσεις και πάνω των 6 Β. Η σχετική υγρασία έχει μέση τιμή 71,5% κατά το χειμώνα και 48,5% το καλοκαίρι. Η ξηρή περίοδος διαρκεί από τον Απρίλιο έως τον Οκτώβριο. Οι ημέρες παγετού είναι 1,2 ετησίως, χιονιού 1,5 και χαλαζιού 3,3. Η ηλιοφάνεια φτάνει τις 2913 ώρες ετησίως με μέγιστη τιμή 398 ώρες τον Ιούλιο, από τις μεγαλύτερες στην Ελλάδα.

Παρακάτω παρατίθενται ενδεικτικά στοιχεία θερμοκρασίας, έντασης ανέμου και βροχόπτωσης του μετεωρολογικού σταθμού της Πάτμου που ανήκει στο Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών Πίνακες 4.2 & 4.3.

Πίνακας 4.2-Πίνακα μέσω θερμοκρασιών (Πηγή: <http://penteli.meteo.gr/stations/patmos/>)

TEMPERATURE (°C), HEAT BASE 18.3, COOL BASE 18.3															
YR	MO	TEMPERATURE (°C)			DEP. FROM NORM	HEAT DEG DAYS	COOL DEG DAYS	HI	DATE	LOW	DATE	MAX >=32	MAX <=0	MIN <=0	MIN <=-18
		MEAN	MEAN	MEAN											
17	1	12.6	8.1	10.6	0.0	240	0	16.9	5	2.6	8	0	0	0	0
17	2	14.7	10.8	12.9	0.0	153	0	17.5	6	5.7	14	0	0	0	0
17	3	16.8	12.2	14.5	0.0	118	1	20.6	25	8.5	18	0	0	0	0
17	4	19.4	13.8	16.6	0.0	61	8	25.0	29	10.8	22	0	0	0	0
17	5	23.2	17.9	20.5	0.0	3	68	28.8	13	15.9	30	0	0	0	0
17	6	28.0	22.3	24.9	0.0	0	186	36.3	30	18.2	1	3	0	0	0
17	7	30.0	24.2	27.0	0.0	0	265	38.1	2	21.8	28	7	0	0	0
17	8	29.3	24.5	26.7	0.0	0	258	32.9	6	21.7	31	1	0	0	0
17	9	27.2	22.0	24.5	0.0	0	173	31.3	18	19.6	26	0	0	0	0
17	10	21.9	17.6	19.7	0.0	8	49	25.2	7	14.6	31	0	0	0	0
17	11	18.4	13.6	16.3	0.0	65	6	21.1	13	9.6	22	0	0	0	0
17	12	16.7	13.0	14.9	0.0	109	3	20.3	3	7.7	24	0	0	0	0
		21.6	16.7	19.1	0.0	758	1017	38.1	JUL	2.6	JAN	11	0	0	0

Πίνακας 4.3-Στοιχεία μέσης βροχόπτωσης και έντασης ανέμου
(Πηγή: <http://penteli.meteo.gr/stations/patmos/>)

PRECIPITATION (mm)									WIND SPEED (km/hr)					
YR	MO	TOTAL	DEP.	MAX	DATE	DAYS OF RAIN			YR	MO	AVG.	HI	DATE	DOM
			FROM	OBS.		OVER	DIR							
			NORM	DAY	.2 2 20									
17	1	179.6	0.0	35.6	6	16	12	4	17	1	16.0	85.3	6	NW
17	2	71.4	0.0	43.2	7	8	4	1	17	2	14.9	66.0	12	SE
17	3	127.2	0.0	35.4	9	14	5	4	17	3	12.2	80.5	8	NW
17	4	14.0	0.0	8.8	17	7	2	0	17	4	10.3	69.2	20	NW
17	5	22.8	0.0	17.6	30	4	2	0	17	5	9.7	66.0	9	NW
17	6	1.6	0.0	1.6	8	1	0	0	17	6	10.1	54.7	13	WNW
17	7	0.0	0.0	0.0	1	0	0	0	17	7	14.8	61.2	8	WNW
17	8	0.0	0.0	0.0	1	0	0	0	17	8	15.1	61.2	16	NW
17	9	0.2	0.0	0.2	4	1	0	0	17	9	10.1	48.3	6	NW
17	10	14.6	0.0	8.8	24	5	2	0	17	10	13.8	77.2	15	NW
17	11	82.0	0.0	38.8	17	9	6	1	17	11	10.2	72.4	20	NW
17	12	46.2	0.0	15.8	22	12	5	0	17	12	15.6	83.7	24	S
559.6			0.0	43.2	FEB	77	38	10	12.7			85.3	JAN	NW

4.7 Υποδομές

Αν και μικρό νησί, η Πάτμος διαθέτει πολύ καλό οδικό δίκτυο. Υπάρχουν δημοτικά λεωφορεία που ξεκινούν από Σκάλα και πάνε σε Χώρα, Γροίκο, Κάμπο περνώντας από πολλούς μικρότερους οικισμούς καθώς και παραλίες στα ενδιάμεσα. Παρ' όλα αυτά οι μετακινήσεις γίνονται κυρίως με ΙΧ.Η Πάτμος έχει Σωματείο Ιδιοκτητών Σκαφών όπου μπορεί κανείς να απευθυνθεί για να οργανώσει θαλάσσια εκδρομή στα γειτονικά νησιά ή να κάνει το γύρο της Πάτμου. Η Πάτμος δε διαθέτει αεροδρόμιο. Η πρόσβαση γίνεται είτε ακτοπλοϊκώς και υπάρχουν σταθερά δρομολόγια προς Λειψούς, Λέρο και Πειραιά είτε αεροπορικώς μέχρι τα γειτονικά νησιά της Λέρου ή της Σάμου. Η Πάτμος διαθέτει τελωνείο, καθώς αποτελεί λιμάνι εισόδου-εξόδου της χώρας. Τελωνειακές και υγειονομικές υπηρεσίες υπάρχουν στο λιμάνι καθώς και σταθμός ανεφοδιασμού σκαφών αναψυχής (στο λιμάνι της Σκάλας).

4.8 Πληθυσμιακά χαρακτηριστικά

Σύμφωνα με τα στοιχεία της Εθνικής Στατιστικής Υπηρεσίας Ελλάδας (ΕΣΥΕ) που παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.4, ο πληθυσμός των οικισμών της ν. Πάτμου με βάση την απογραφή του 2011 έχει ως εξής:

Πίνακας 4.4- Πληθυσμός οικισμών Πάτμου (Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ απογραφή 2011)

ΟΙΚΙΣΜΟΙ ΝΗΣΟΥ ΠΑΤΜΟΥ	ΠΛΗΘΥΣΜΟΣ(2011)
Δ.Δ.Πάτμου	3.047
Πάτμος	541
Αγκαθονήσι (νησί)	0
Αγρελούσσα (νησί)	0
Άνυδρο (νησί)	0
Αρκοί (νησί)	44
Γρίγος	77
Καλόβολος(νησί)	0
Κάμπος	633
Κόμαρος	0
Μακρονήσι	0
Μάραθος	5
Νερά	0
Σκάλα	1747

Πρωτεύουσα της Πάτμου είναι η Πάτμος (ή Χώρα), με πληθυσμό 541 κατοίκους. Μεγαλύτερος οικισμός είναι η Σκάλα με 1.747 και ο Κάμπος με 633 κατοίκους. Σύμφωνα με τα στοιχεία της Εθνικής Στατιστικής Αρχής Ελλάδας (ΕΛΣΤΑΤ) που παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.5, ο πληθυσμός της Πάτμου το 1951 έφθανε τους 2.731 κατοίκους ενώ το 1971 είχε 2.486. Από το 1981 και μετά ο πληθυσμός παρουσιάζει αυξητικές τάσεις. Σύμφωνα με την τελευταία απογραφή (2011), ο πληθυσμός του νησιού ανέρχεται σε 3.047 κατοίκους με το σύνολο. Ο πληθυσμός παρέμεινε σχεδόν ίδιος με την απογραφή του 2001 και γεωγραφικά συγκεντρώνεται στους οικισμούς Πάτμος-Κάμπος-Σκάλα. Στο παρακάτω Σχήμα 4.4 φαίνεται η μεταβολή του πληθυσμού από το 1951 έως το 2001 σύμφωνα με τα στοιχεία της Ε.

Πίνακας 4.5- Πληθυσμιακά στοιχεία νήσου Πάτμου (Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ, 2011)

ΕΞΕΛΙΞΗ ΠΛΗΘΥΣΜΟΥ ΠΑΤΜΟΥ ΑΠΟΓΡΑΦΩΝ 1951-2011	
1951	2.731
1961	2.686
1971	2.486
1981	2.607
1991	2.715
2001	3.053
2011	3.047



Σχήμα 4.4- Μεταβολή του πληθυσμού της Πάτμου 1951-2011

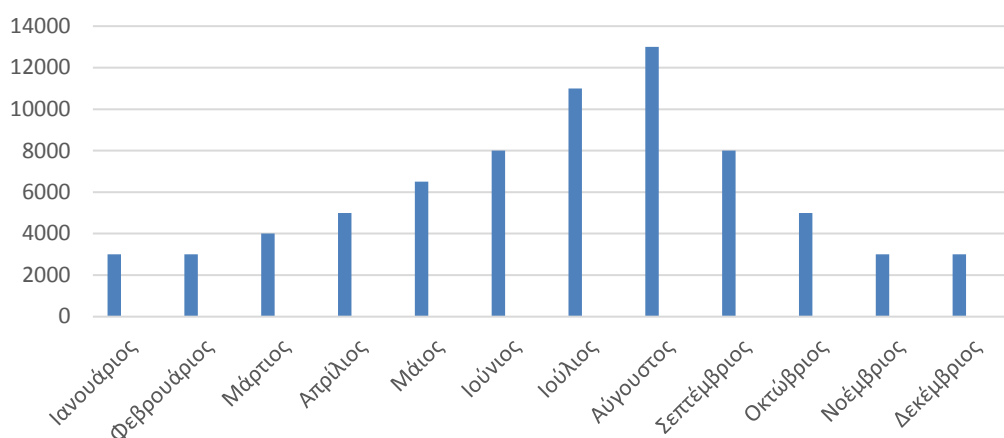
Πέραν των 3047 μόνιμων κατοίκων και κατά τους θερινούς και ανοιξιάτικους μήνες ο αριθμός αυτός αυξάνεται ακόμα και κατά 10.000 στην αιχμή της καλοκαιρινής σεζόν. Στον παρακάτω Πίνακα 4.6 φαίνεται η διακύμανση του πληθυσμού ανά μήνα τα στοιχεία λήφθηκαν κατόπιν προσωπικής επικοινωνίας με το Πρόεδρο της ένωσης Ξενοδόχων Πάτμου.

Πίνακας 4.6- Διακύμανση πληθυσμού νησιού ανά μήνα (Πηγή: Ένωση Ξενοδόχων Πάτμου)

Διακύμανση πληθυσμού νησιού ανά μήνα

Ιανουάριος	3000
Φεβρουάριος	3000
Μάρτιος	4000
Απρίλιος	5000
Μάιος	6500
Ιούνιος	8000
Ιούλιος	11000
Αύγουστος	13000
Σεπτέμβριος	8000
Οκτώβριος	5000
Νοέμβριος	3000
Δεκέμβριος	3000

Μέση μηνιαία διακύμανση πληθυσμού



Σχήμα 4.5- Μέση μηνιαία διακύμανση πληθυσμού

4.9 Υδρευτικό πρόβλημα και υφιστάμενη κατάσταση

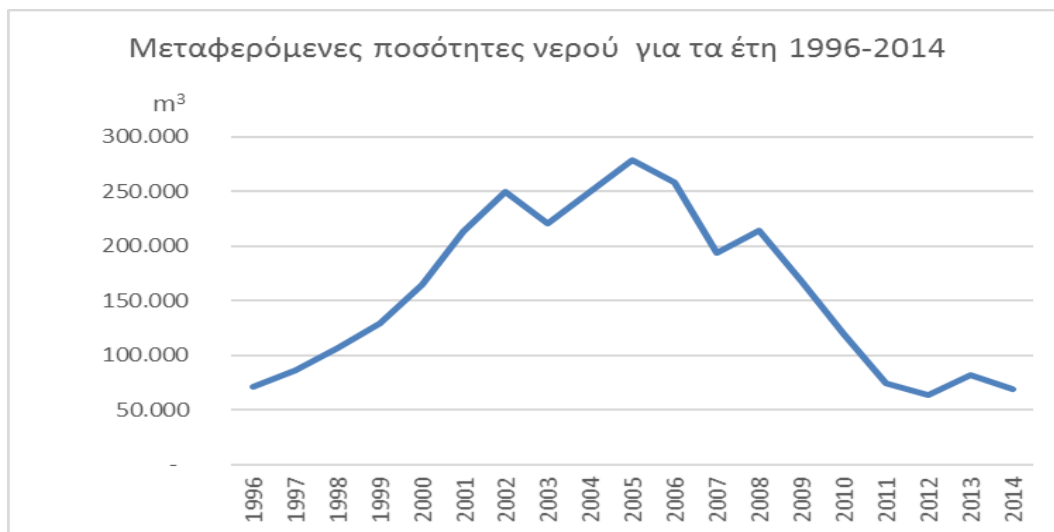
Το νησί της Πάτμου αντιμετωπίζει χρόνιο πρόβλημα έλλειψης σε ό,τι αφορά τη διαθεσιμότητα υδατικών πόρων. Παλαιότερα, η μοναδική πηγή κάλυψης των αναγκών ήταν οι υπόγειοι υδροφορείς. Από το 1996 ξεκίνησε η μεταφορά νερού με πλωτά μέσα από την Κάλαθο Ρόδο Πίνακας 4.7 σε ολοένα και αυξανόμενες ποσότητες Πίνακας 4.8 και Σχήμα 4.6, μια μη βιώσιμη και οικονομικά ασύμφορη λύση. Με τη χρήση ομβροδεξαμενών καλύπτονται κάποιες μικρές ποσότητες. Η άρδευση γίνεται πλημμελώς κυρίως από πηγάδια και δευτερευόντως από το δίκτυο ύδρευσης. Το 2005 ολοκληρώθηκε το φράγμα Λειβαδίου ωφέλιμης χωρητικότητας 443.000 m³, που αναμενόταν να καλύψει μεγάλο μέρος των αρδευτικών αναγκών και να ανακουφίσει τους υφαλμυρισμένους υδροφορείς. Ωστόσο η απόδοση του φράγματος δεν ήταν η αναμενόμενη συγκεντρώνοντας μικρές ποσότητες νερού της τάξης των 10.000 m³. Στις αρχές Ιουνίου του 2017 ολοκληρώθηκε και παραδόθηκε σε λειτουργία εγκατάσταση 2 μονάδων αφαλάτωσης δυναμικότητας 1.200 m³ πόσιμου νερού το εικοσιτετράωρο. Αποτελεί το πρώτο νησί μαζί με του Αρκιούς, όπου το κόστος της παραγωγής νερού θα καλύπτεται από το Δημόσιο –τη Γενική Γραμματεία Αιγαίου– και όχι από τον ίδιο το δήμο. Το κόστος τους έφτασε τα 900.000 € και ο δήμος τις είχε προμηθευτεί από το 2013, αλλά παρέμεναν σε αχρηστία λόγω έλλειψης τεχνικού προσωπικού, ενώ υπολογίζεται πως για τη μεταφορά νερού ανά έτος είχαν δαπανηθεί κατά μέσο ορό 1,2 εκατομμύρια €.

Πίνακας 4.7- Τρόπος υδροδότησης νησιών του Αιγαίου (Πηγή: 1η ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΗ ΣΔΛΑΠ)

ΚΥΚΛΑΔΕΣ	
Αμοργός	Υδροδότηση με πλωτά μέσα με προμήθεια νερού από το δίκτυο της ΕΥΔΑΠ στην Αττική
Κουφονήσι	
Κίμωλος	
Ηρακλεία	
Σχοινούσα	
Δονούσα	
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	
Λειψοί	Υδροδότηση με πλωτά μέσα με προμήθεια νερού από την Κάλαθο Ρόδου
Μεγίστη	
Ρω	
Πάτμος	
Σύμη (Πανορμίτης)	
Χάλκη	

Πίνακας 4.8-Μεταφερόμενες ποσότητες νερού στα Δωδεκάνησα (Πηγή: 1η ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΗ ΣΔΛΑΠ)

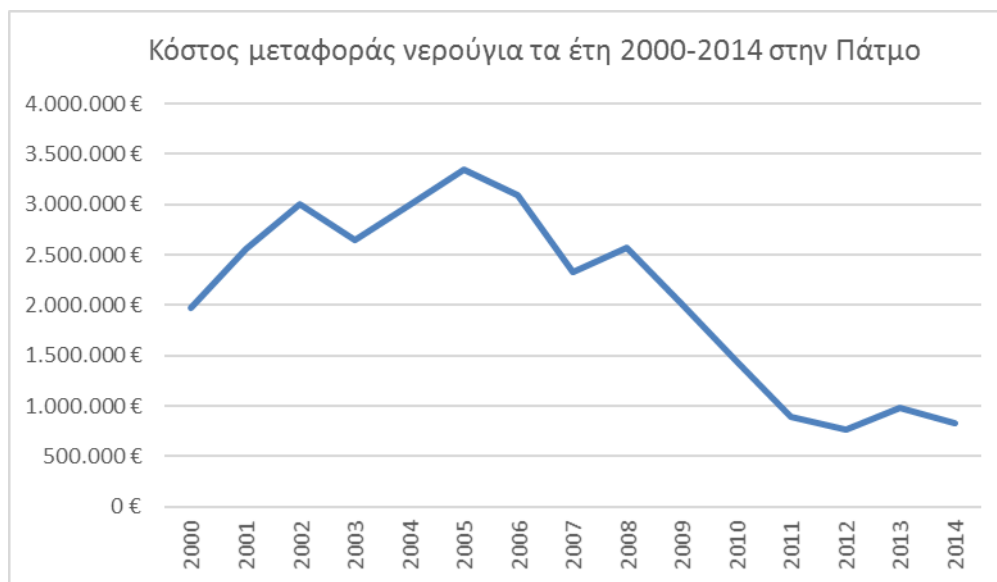
Έτος	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ - Μεταφερόμενες ποσότητες (m ³ /έτος)													
	Αγαθονήσι	Λειψοί	Μεγίστη	Νίσυρος	Πάτμος	Σύμη	Χάλκη	Παλιόνησος	Ψέριμος	Λέβηθα	Λέρος	Καλόλιμνος	Κάλυμνος (Πλατύ)	Φαρμακονήσι
1996	4.070	11.046	17.196	30.592	71.468	158.742	33.212	210	460	0	0	200	200	200
1997	3.030	26.500	24.850	40.035	86.420	177.650	43.120	200	490	0	0	0	0	0
1998	6.202	32.094	36.856	44.778	106.178	201.512	56.654	250	270	0	0	0	0	200
1999	7.288	28.124	42.738	52.394	129.594	154.034	47.283	400	0	0	0	0	0	0
2000	9.866	35.986	44.088	80.108	164.366	176.691	42.937	650	520	0	0	0	0	0
2001	11.368	56.746	54.244	88.338	212.791	147.511	46.999	800	2.400	0	0	0	100	0
2002	11.620	43.558	60.188	18.016	250.174	175.607	56.262	900	1.420	0	0	0	0	0
2003	11.000	34.304	62.042	21.216	220.174	206.076	48.507	800	650	250	0	0	0	0
2004	12.120	41.672	58.934	22.766	249.325	277.140	53.180	900	1.300	250	42.150	0	0	0
2005	13.195	28.823	61.066	25.351	278.991	388.029	62.186	750	400	0	110.585	300	0	0
2006	21.896	33.907	71.489	25.749	258.172	457.142	67.833	570	650	430	67.500	0	0	0
2007	16.957	52.987	65.765	56.730	194.285	565.851	72.943	546	3.037	200	72.207	120	0	0
2008	18.835	58.019	74.653	50.175	213.960	566.301	76.975	1.323	1.811	420	79.120	132	0	0
2009	18.889	50.298	67.739	50.117	167.955	328.227	65.490	561	100	200	76.634	0	0	0
2010	15.680	55.992	37.688	35.640	119.936	40.771	54.381	735		505	52.581	0	0	0
2011	13.060	53.934	15.444	0	74.226	31.979	48.555	415			51.272	0	0	0
2012	13.038	69.669	24.647	0	63.549	20.539	47.711	0	0	0	26.011	0	0	0
2013	9.658	53.707	36.347	0	81.674	8.512	48.560	0	519	214	13.409	0	0	883
2014	13.710	16.641	23.992	0	68.654	17.175	2.816	0	498	418	12.592	0	0	605



Σχήμα 4.6- Μεταφερόμενες ποσότητες για τα έτη 1996-2014 στην Πάτμο

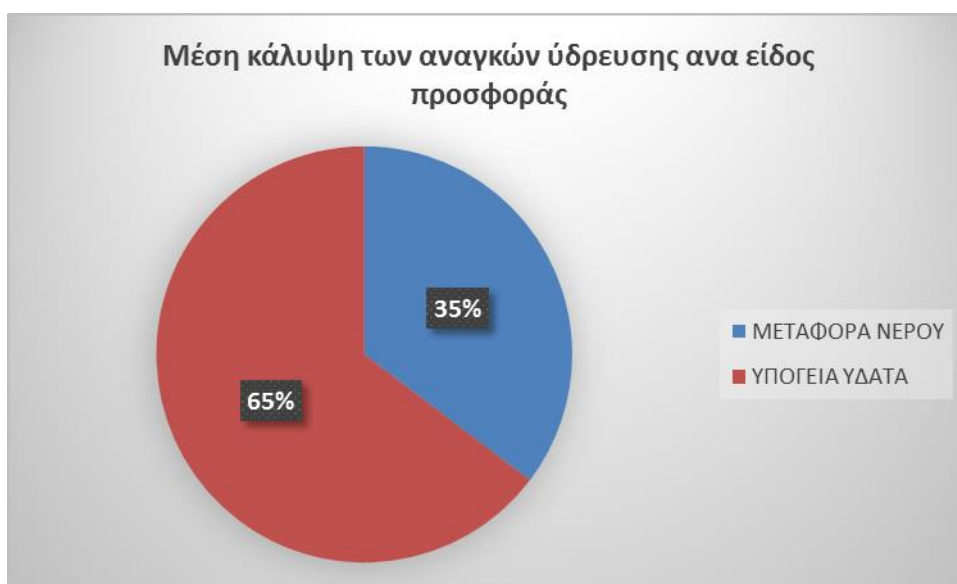
Γίνεται εμφανές ότι οι απαιτούμενοι όγκοι νερού προς μεταφορά έχουν μειωθεί αισθητά, με την περίοδο από το 2002 έως 2008 να χαρακτηρίζεται ως η πιο απαιτητική, καθώς οι ανάγκες για την περίοδο αυτή ξεπερνούν τα 194.300 m³.

Αν θεωρηθεί για τα κυβικά νερού που έχουν μεταφερθεί κόστος 12 €/ m³, προκύπτει από το παρακάτω Σχήμα 4.7 για τα έτη τα χρήματα που δαπανήθηκαν για τη μεταφορά νερού στο νησί της Πάτμου. Συνολικά για την περίοδο 2010-2014 δαπανήθηκε το ποσό των 4.896.468 €.



Σχήμα 4.7- Κόστος μεταφοράς νερού για τα έτη 1997-2001 στην Πάτμο

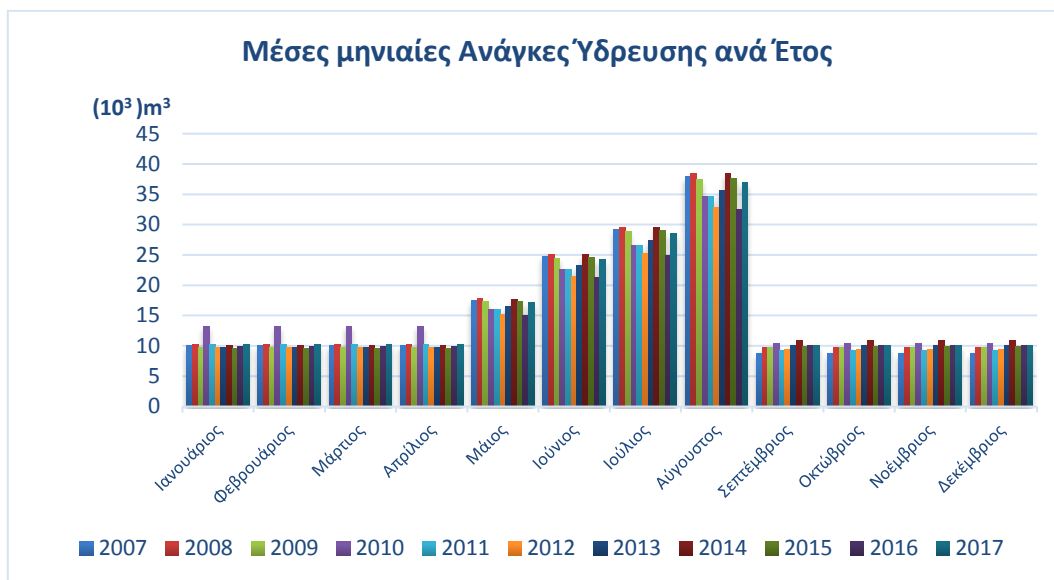
Στα παρακάτω Σχήμα 4.8 παρουσιάζεται η μέση ετήσια κάλυψη των αναγκών σε ύδρευση και άρδευση για το έτος 2014.



Σχήμα 4.8- Μέση κάλυψη των αναγκών ύδρευσης ανά είδος προσφοράς για το έτος 2014

Λήφθηκαν στοιχεία από το Δήμο Πάτμου κατόπιν προσωπικής επικοινωνίας με τον υπεύθυνο της υπηρεσίας ύδρευσης και συλλέχθηκαν οι καταναλώσεις ύδρευσης του νησιού για την τελευταία δεκαετία 2007-2017. Έπειτα από επεξεργασία φαίνεται στα παρακάτω Σχήματα 4.9 & 4.10 η ωριαία και μηνιαία κατανάλωση του

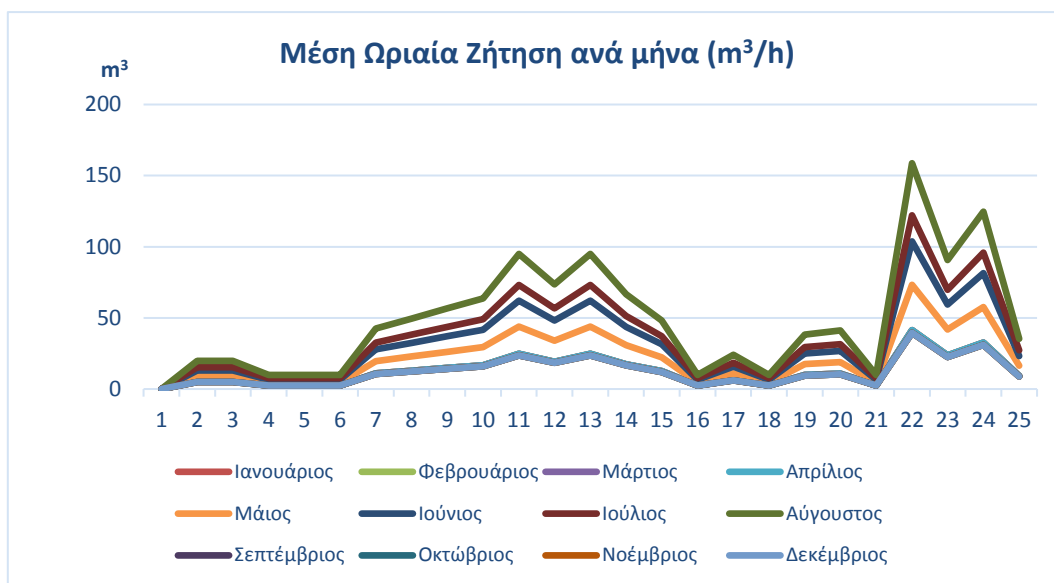
νησιού για την περίοδο μελέτης καθώς και στον Πίνακα 4.9 οι μέσες ημερήσιες και ωριαίες καταναλώσεις σε αντιστοιχία με τον πληθυσμό.



Σχήμα 4.9-Μέσες μηνιαίες ανάγκες Ύδρευσης ανά Έτος

Πίνακας 4.9-Μέσες Μηνιαίες & Ημερήσιες καταναλώσεις (m³)

ΜΗΝΑΣ	ΠΛΗΘΥΣΜΟΣ	ΜΕΣΕΣ ΜΗΝΙΑΙΕΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ(m ³)	ΜΕΣΕΣ ΗΜΕΡΗΣΙΕΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΙΣ(m ³)
Ιανουάριος	3000	9412	314
Φεβρουάριος	3000	9412	314
Μάρτιος	4000	9412	314
Απρίλιος	5000	9412	314
Μάιος	6500	16659	555
Ιούνιος	8000	23600	787
Ιούλιος	11000	27765	926
Αύγουστος	13000	36095	1203
Σεπτέμβριος	8000	8996	300
Οκτώβριος	5000	8996	300
Νοέμβριος	3000	8996	300
Δεκέμβριος	3000	8996	300
Συνολική ετήσια ζήτηση Ύδρευσης (m ³)		177.753	



Σχήμα 4.10-Μέση Ωριαία Ζήτηση ανά μήνα (m³/h)

Έπειτα από στοιχεία της ΕΛΣΤΑ σχετικά με τις εκτάσεις καλλιεργήσιμης γης αλλά και το είδος των καλλιεργειών, καθώς και τη σχετική ενημέρωση από τις Δημοτικές Αρχές ότι δεν υφίσταται δίκτυο άρδευσης και οι όποιες καλλιέργειες υδρεύονται από ιδιόκτητες γεωτρήσεις ή πηγάδια, επιλέχθηκε για την εκτίμηση των αναγκών άρδευσης η μέθοδος της εξατμισοδιαπνοής κατά Blaney-Criddle για αρδευτική περίοδο από Απρίλιο μέχρι Σεπτέμβριο. (Μπαλτάς, 2012)

$$ET = kF = k \frac{(1.8T + 32)p}{3.94} \quad \text{Σχέση 4.1}$$

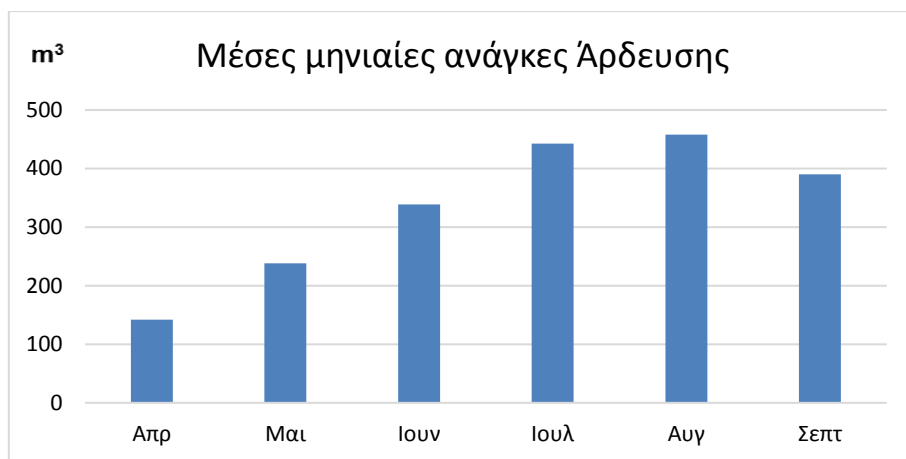
όπου:

- ET είναι η μηνιαία δυνητική εξατμισοδιαπνοή σε mm
- K είναι ένας εμπειρικός συντελεστής που αναφέρεται στο είδος της καλλιέργειας
- T η μέση μηνιαία θερμοκρασία του αέρα σε C°
- P το ποσοστό ωρών της ημέρας του μήνα
- N η μέση αστρονομική διάρκεια της ημέρας σε h
- μ ο αριθμός ημερών του συγκεκριμένου μήνα

Στον παρακάτω Πίνακα 4.10 φαίνεται η έκταση σε στρέμματα των διαφόρων καλλιεργειών του νησιού και στο Σχήμα 4.11 η μέση μηνιαία διακύμανση των αναγκών άρδευσης σε κυβικά μέτρα, αφού υπολογίσθηκε με τη μέθοδο της εξατμισοδιαπνοής.

Πίνακας 4.10-Έκταση ανά καλλιέργεια

Έτος	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Κατηγορία Καλλιέργειας	Έκτασης (Ha)							
Οπωροφόρα	2,77	5,07	4,86	4,54	4,53	3,95	4,67	4,67
Βοσκότοποι	959,85	984,4	745,2	630,75	626,74	473,6	481,22	481,22
Λαχανικά	0	0	0	0	0,8	2,4	0,8	0,8
Σιτηρά	41,56	41,56	39,41	31,09	31,07	36,41	35,41	35,41
Άλλο	0	0	0	0	0	0	0,27	0,27



Σχήμα 4.11-Μέση μηνιαία διακύμανση αναγκών άρδευσης

4.10 Εκτίμηση αναγκών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το νησί της Πάτμου διαθέτει Τοπικό Σταθμό Παραγωγής της ΔΕΗ που λειτουργεί με ντίζελ και βρίσκεται στον οικισμό της Σκάλας. Διαθέτει ακόμα 2 Α/Γ 1.200 kW σύνολο στο βόρειο άκρο του νησιού σε υψόμετρο 90 m καθώς και ένα φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 500 kW. Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ, η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς είναι 4.380 kW, η μέγιστη ζήτηση αγγίζει τα 3.580 kW και η ετήσια ζήτηση ενέργειας φτάνει τις 11.348 MWh.

Τέλος, σύμφωνα με μετρήσεις από τον ΤΣΠ Πάτμου, όπου τροφοδοτεί με ρεύμα το νησί, λήφθηκαν μετρήσεις για τα έτη 2007-2017 καθώς και 24ωρα καταναλώσεων ρεύματος για κάθε μήνα, έπειτα από προσωπική επικοινωνία με τον Διευθυντή του ΤΠΣ Πάτμου. Παρακάτω στον Πίνακα 4.11 φαίνεται η μηνιαία κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε kWh για την περίοδο μελέτης (2007-2017) και στο Σχήμα 4.12 φαίνονται οι μέσες μηνιαίες καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού.

Πίνακας 4.11- Μέσες Μηνιαίες καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh) για κάθε έτος

Μέσες Μηνιαίες καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)											
Έτος	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ιανουάριος	1.231.418	1.131.214	1.126.796	1.162.750	1.221.360	1.386.270	1.340.020	1.221.240	1.314.090	1.268.050	1.370.000
Φεβρουάριος	1.167.828	1.101.570	1.045.720	1.024.378	1.133.980	1.249.650	1.124.980	1.212.534	1.199.400	998.940	1.066.100
Μάρτιος	1.160.808	879.486	1.308.470	1.073.396	1.228.508	1.174.470	1.106.560	1.098.910	1.219.820	1.014.580	1.065.110
Απρίλιος	1.213.303	1.055.470	1.080.903	1.010.778	1.205.217	1.099.700	1.017.730	1.126.692	1.187.400	1.005.750	1.072.130
Μάιος	1.170.014	1.031.782	1.068.718	1.153.100	1.206.760	1.149.580	1.250.650	1.167.060	1.178.610	1.129.700	1.115.430
Ιούνιος	1.476.136	1.230.622	1.269.881	1.314.840	1.377.810	1.359.840	1.370.650	1.368.830	1.279.730	1.428.030	1.481.450
Ιούλιος	1.817.762	1.552.788	1.622.930	1.678.974	1.865.440	1.786.550	1.503.290	1.731.980	1.634.240	1.665.680	1.881.170
Αύγουστος	1.934.921	1.842.466	1.694.049	2.250.880	1.866.336	1.890.560	1.979.430	1.996.149	2.315.400	2.174.910	2.094.750
Σεπτέμβριος	1.227.984	1.259.478	1.250.709	1.290.700	1.349.680	1.322.310	1.360.320	1.442.660	1.518.730	1.341.940	1.571.500
Οκτώβριος	973.188	901.902	985.714	1.004.010	1.050.600	1.087.782	1.054.460	1.066.010	1.063.380	1.000.830	1.006.230
Νοέμβριος	949.620	876.010	892.565	952.900	1.031.920	916.090	982.310	1.032.900	885.370	947.440	1.036.290
Δεκέμβριος	1.113.866	1.100.114	1.050.507	1.094.560	1.200.810	1.208.130	1.321.670	1.218.310	1.110.530	1.256.060	1.106.430

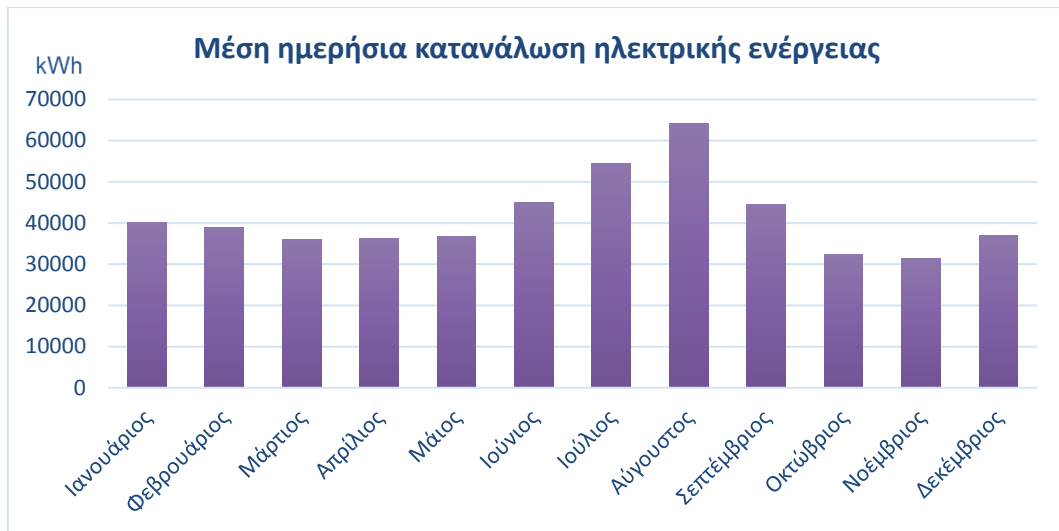


Σχήμα 4.12- Μέσες μηνιαίες καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ακόμα στον Πίνακα 4.12 παρουσιάζονται οι μέσες ημερήσιες καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε έτος καθώς και στο Σχήμα 4.13 φαίνεται η μέση ημερήσια κατανάλωση ανά μήνα.

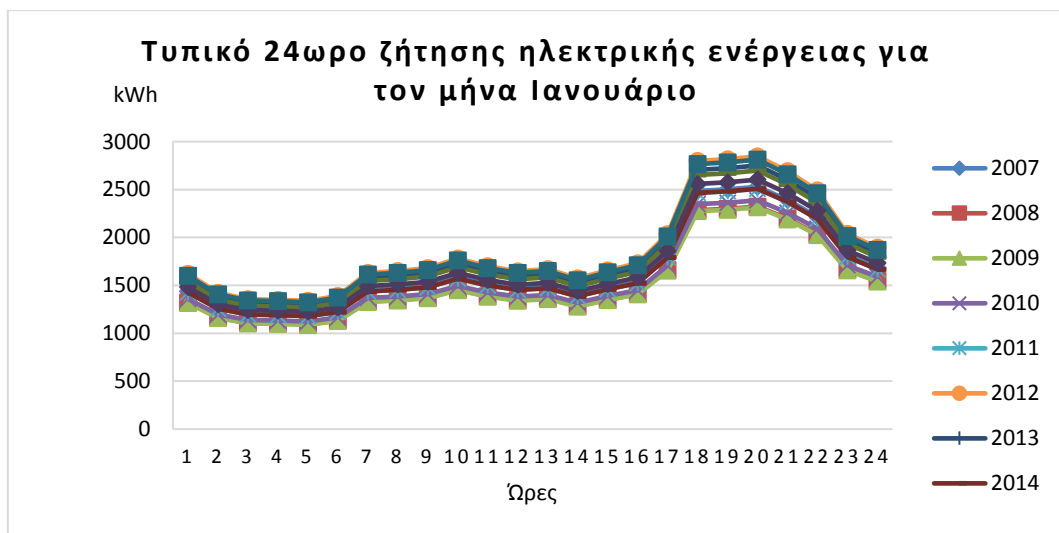
Πίνακας 4.12- Μέσες Ημερήσιες καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας

Μέσες Ημερήσιες καταναλώσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)											
Έτος	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ιανουάριος	39.723	36.490	36.348	37.508	39.398	44.718	43.227	36.809	42.390	40.904	44.193
Φεβρουάριος	41.708	37.985	37.347	36.584	40.499	43.091	40.177	35.704	42.835	34.446	38.075
Μάρτιος	37.445	28.370	42.208	34.625	39.629	37.886	35.695	32.936	39.349	32.728	34.358
Απρίλιος	40.443	35.182	36.030	33.692	40.173	36.656	33.924	33.176	39.580	33.525	35.737
Μάιος	37.742	33.283	34.474	37.196	38.927	37.083	40.343	33.590	38.019	36.441	35.981
Ιούνιος	49.204	41.020	42.329	43.828	45.927	45.328	45.688	41.178	42.657	47.601	49.381
Ιούλιος	58.637	50.089	52.352	54.160	60.175	57.630	48.493	49.879	52.717	53.731	60.682
Αύγουστος	62.416	59.434	54.646	72.609	60.204	60.985	63.852	58.779	74.690	70.158	67.572
Σεπτέμβριος	40.932	41.982	41.690	43.023	44.989	44.077	45.344	40.888	50.624	44.731	52.383
Οκτώβριος	31.393	29.093	31.797	32.387	33.890	35.090	34.014	29.701	34.302	32.284	32.459
Νοέμβριος	31.654	29.200	29.752	31.763	34.397	30.536	32.743	28.698	29.512	31.581	34.543
Δεκέμβριος	35.931	35.487	33.887	35.308	38.735	38.972	42.634	33.908	35.823	40.518	35.691

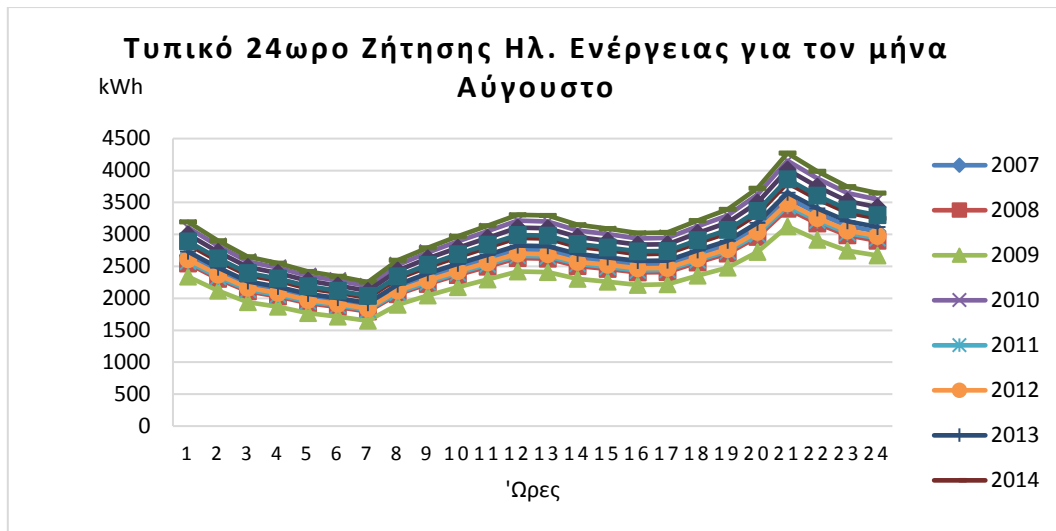


Σχήμα 4.13-Μέση Ημερήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας

Επιπρόσθετα παρουσιάζονται αναλυτικά στα παρακάτω Σχήματα 4.14 & 4.15 οι ωριαίες καταναλώσεις για τους μήνες Ιανουάριο , Αύγουστο και για όλα τα έτη μελέτης καθώς και στο Σχήμα 4.16.



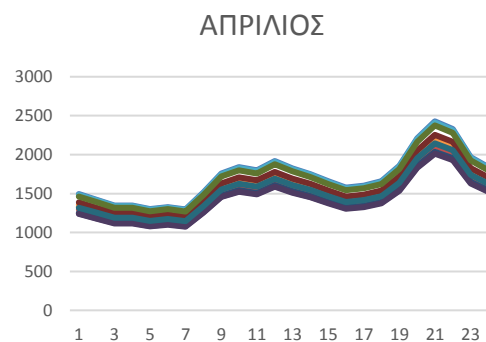
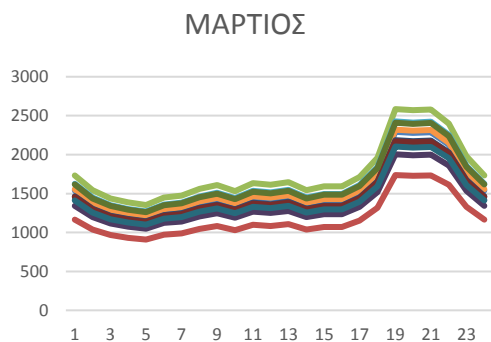
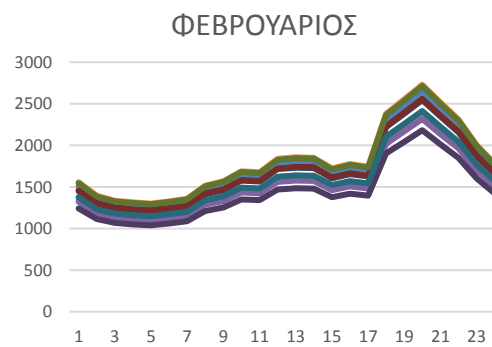
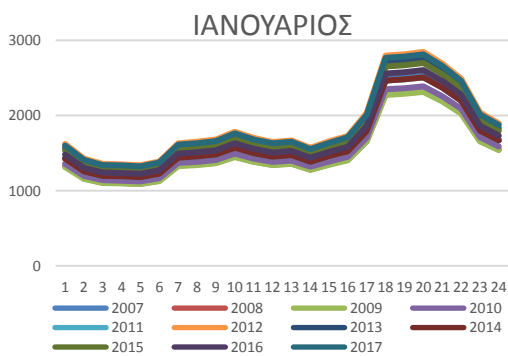
Σχήμα 4.14- Τυπικό 24ωρο ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο



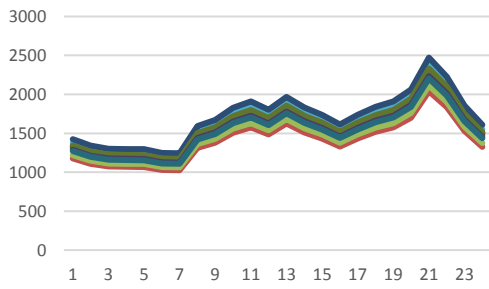
Σχήμα 4.15- Τυπικό 24ωρο ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Αύγουστο

Σχήμα 4.16- -Ωριαίες καταναλώσεις ανά μήνα για τα έτη 2007-2017

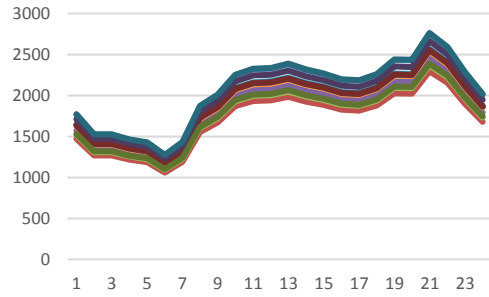
Ωριαίες καταναλώσεις ανά μήνα για τα έτη μελέτης 2007-2017



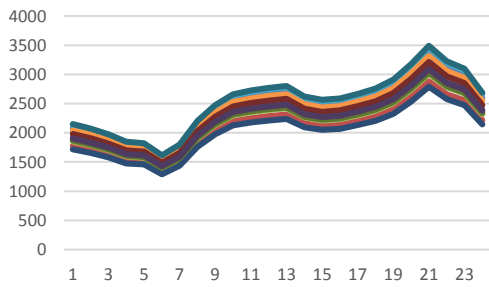
ΜΑΙΟΣ



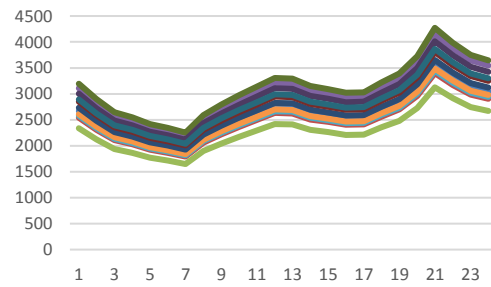
ΙΟΥΝΙΟΣ



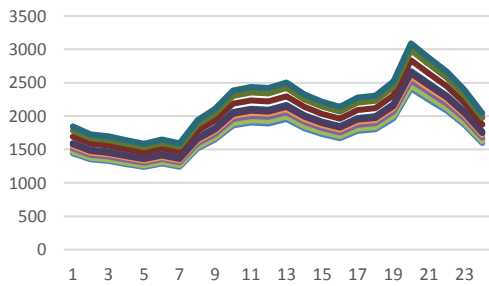
ΙΟΥΛΙΟΣ



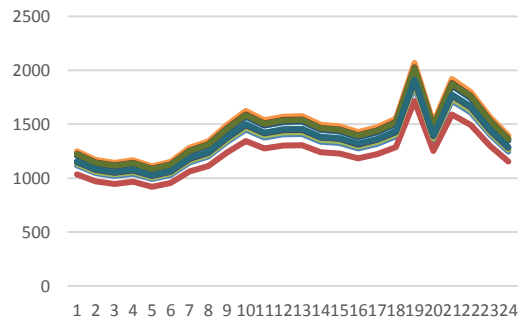
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ



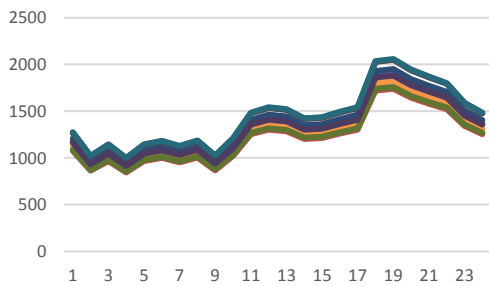
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ



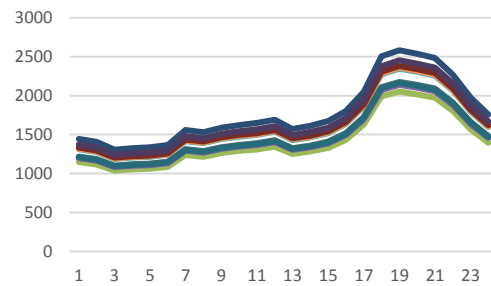
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ



ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ



ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ



4.11 Μοντέλο Ανεμογεννητριών και Μετατροπή Ανεμολογικών Δεδομένων σε Ηλεκτρική Ενέργεια

Αρχικά γίνεται μετατροπή των ανεμολογικών δεδομένων του πάρθηκαν από το μετεωρολογικό σταθμό του νησιού, που βρίσκεται σε υψόμετρο 12 m, με τη σχέση της εκθετικής διανομής (power law) για το υψόμετρο του ρότορα των Α/Γ (150 m) .

$$\frac{u_2}{u_1} = \frac{\ln \frac{z_2}{z_0}}{\ln \frac{z_1}{z_0}}$$

Σχέση 4.2

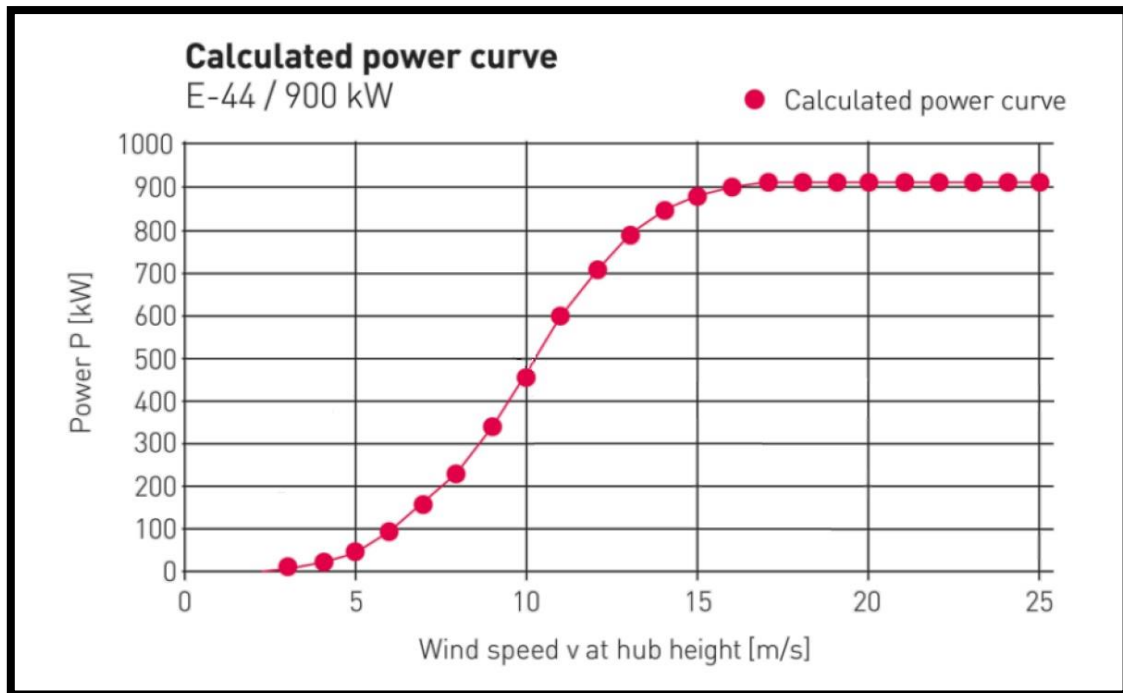
Όπου u_1 και u_2 η ταχύτητα του ανέμου σε ύψη z_1 και z_2 αντίστοιχα και η παράμετρος z_0 τραχύτητας του εδάφους. Η παραπάνω Σχέση 4.2 δίνει την ταχύτητα σε ύψος z από το έδαφος συναρτήσει της παραμέτρου z_0 , οι τιμές της οποίας μεταβάλλονται συμφωνά με το παρακάτω Σχήμα 4.17:

Τυπικές τιμές της παραμέτρου τραχύτητας z_0 για διάφορες φυσικές επιφάνειες (cm)	
Πάγος	0.001
Ασφαλτοστρωμένη επιφάνεια	0.002
Υδάτινη επιφάνεια	0.01-0.06
Χλόη ύψους μέχρι 1cm	0.1
Χλόη ύψους μέχρι 1-10 cm	0.1-0.2
Χλόη-σιτηρά κλπ ύψους 10-50 cm	2-5
Φυτοκάλυψη ύψους 1-2 m	20
Δένδρα ύψους 10-15 m	40-70

Σχήμα 4.17 -Τυπικές τιμές της παραμέτρου z_0 για τι διάφορες φυσικές επιφάνειες (cm)
(Πηγή : Κουτσογιάννης κ.α.,1999)

Στην περίπτωση του εν λόγω έργου επιλέχθηκε η τιμή $z_0=0,1$, λόγω της χαμηλής βλάστησης που υπάρχει στον τόπο χωροθέτησης των ανεμογεννητριών.

Το μοντέλο των ανεμογεννητριών που επιλέχθηκε για την προσομοίωση-ανάλυση του έργου είναι η Α/Γ Enercon 44 με ισχύ 900 kW και συντελεστή απόδοσης 0,33. Στο Σχήμα 4.18 φαίνεται η καμπύλη ισχύος της Α/Γ Enercon 44.



Σχήμα 4.18-Καμπύλη ισχύος της Enercon 44 (Πηγή: <https://www.enercon.de/home/>)

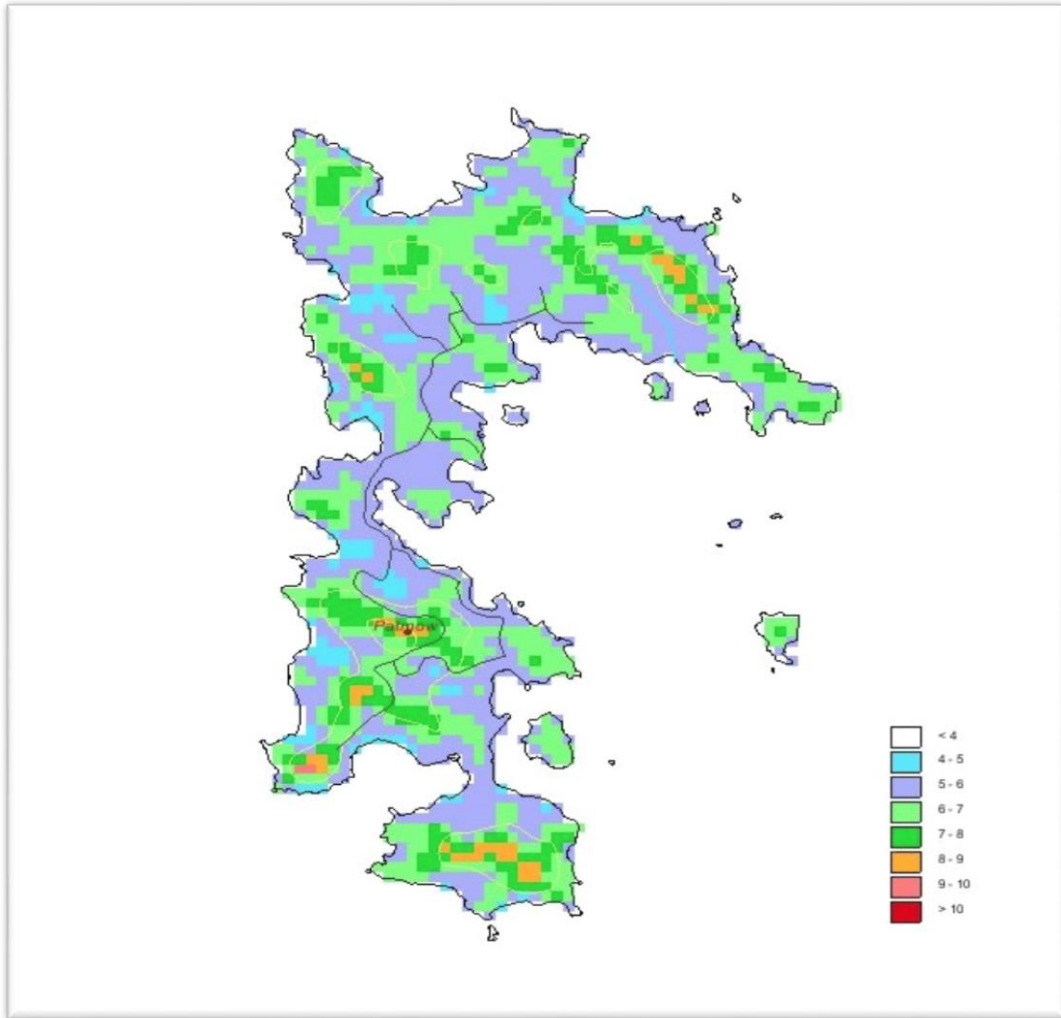
Από το μετεωρολογικό σταθμό NOAN (Lagouvardos et al., The automatic weather stations NOANN network of the National Observatory of Athens: operation and database, 2017) στο νησί της Πάτμου πάρθηκαν οι μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου στο νησί από το 2007 έως το 2017 με χρονικό βήμα 10 λεπτών. Στο μοντέλο προσομοίωσης και ανάλυσης χρησιμοποιήθηκαν απλουστευτικά μέσες ταχύτητες ανέμων για χρονικό βήμα 1 ώρα. Για να υπολογιστεί η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις Α/Γ που θα

$$\begin{aligned}
 P &= 0 & u &\leq 2 \\
 P &= 0,0012u^6 - 0,0585u^5 + 1,0071u^4 - 7,6957u^3 + 33,414u^2 - 64,505u + 39,016 & 2 < u < 17 \\
 P &= 900 & u &\geq 17
 \end{aligned}$$

τοποθετηθούν χρησιμοποιείται η καμπύλη ισχύος. Πιο συγκεκριμένα έγινε προσέγγιση της καμπύλης με πολυωνυμική εξίσωση 6^{ου} βαθμού.

Όπου u (m/sec) η ταχύτητα του ανέμου. Στη συνέχεια η ισχύς (kW) που προκύπτει πολλαπλασιάζεται με το πλήθος των Α/Γ που επιλέγουμε να τοποθετηθεί καθώς και με το χρονικό βήμα που έχει επιλεγεί, δηλαδή 1 ώρα, ώστε να μετατραπεί η ισχύς σε ενέργεια (kWh).

Στον παρακάτω χάρτη Σχήμα 4.19 αιολικού δυναμικού παρουσιάζονται οι μέσες ετήσιες τιμές της ταχύτητας του ανέμου. Στην θέση όπου επιλέχθηκε να χωροθετηθεί το έργο οι μέσες ετήσιες τιμές του ανέμου είναι της τάξης των 7 m/sec έως 9 m/sec.

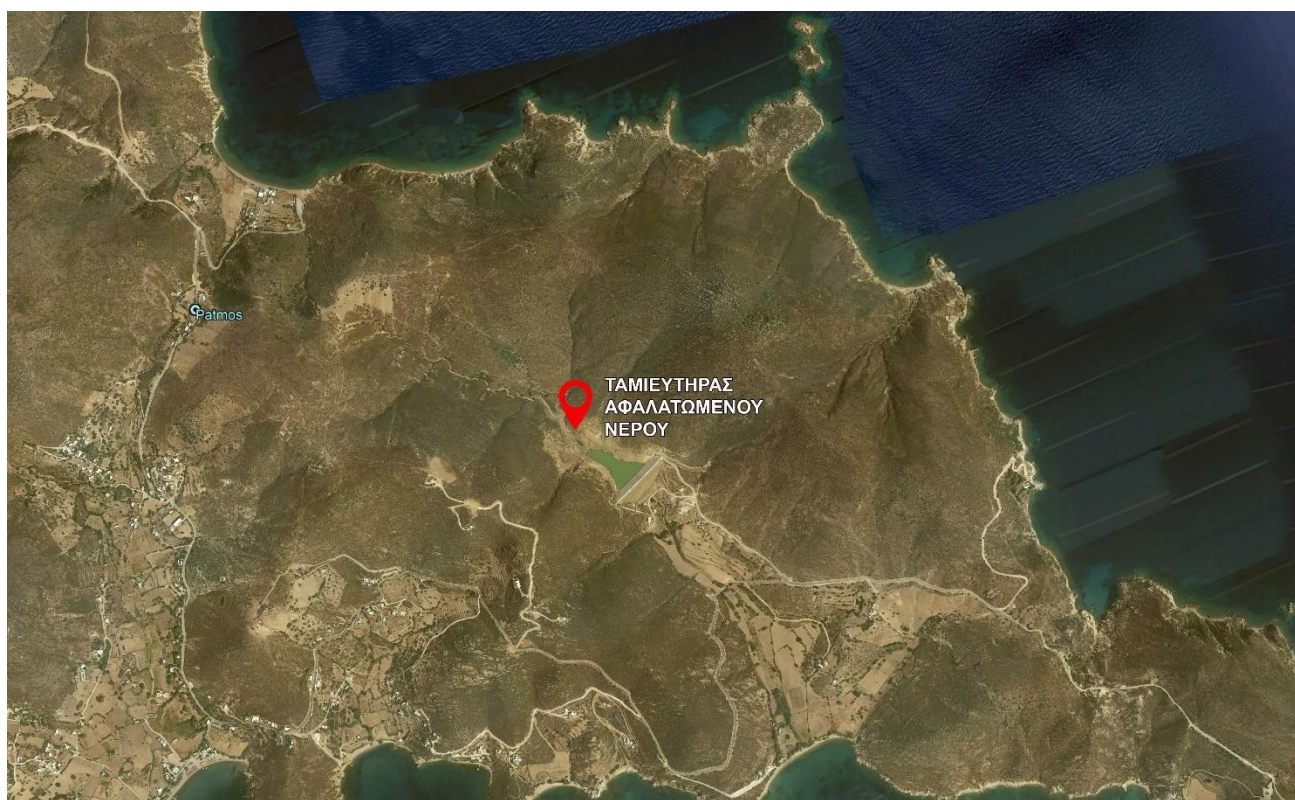


Σχήμα 4.19- Χάρτης αιολικού δυναμικού-μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου (Πηγή: ΚΑΠΕ 2018)

5 ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ-ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

5.1.1 Τεχνική Περιγραφή Έργου

Το υπό μελέτη έργο αποτελείται από ένα αντλητικό συγκρότημα, που απαρτίζεται από έναν αντλητικό σταθμό με δύο αντλίες ισχύος 800 kW και 400 kW, όπου εδράζονται στο ύψος της θάλασσας προκειμένου να γίνεται άντληση θαλασσινού νερού σε ύψος 90 m, έναν υδροηλεκτρικό σταθμό ισχύος 1.200 kW, έναν ταμιευτήρα θαλασσινού νερού σε ύψος 90 m από την επιφάνεια της θάλασσας, έξι ανεμογεννήτριες 900 kW έκαστη, δύο μονάδες αφαλάτωσης συνολικής δυναμικότητας 1.200 m³/ημέρα σε συνδυασμό με μία αντλία ισχύος 10 kW, όπου αντλεί θαλασσινό νερό προς τις μονάδες αφαλάτωσης, και έναν ταμιευτήρα αφαλατωμένου νερού χωρητικότητας 443.000 m³, ο οποίος αποτελεί το υπάρχον φράγμα του νησιού. Στο παρακάτω Σχήμα 5.1 διακρίνεται η περιοχή χωροθέτησης του έργου, βορειανατολικά της νήσου Πάτμου, όπου διακρίνεται η θέση του ταμιευτήρα αφαλατωμένου νερού που αποτελεί το φράγμα Λειβαδίου. Ο υδροστρόβιλος και ο αντλητικός σταθμός θα βρίσκονται κοντά στην επιφάνεια της θάλασσας και θα έχουν αμφότεροι μονομετρικό ύψος 90 m από τον άνω ταμιευτήρα θαλασσινού νερού. Οι Α/Γ θα τοποθετηθούν σε υψόμετρο 95 m και ύψος πύργου Α/Γ ίσο με 55 m. Ο μετεωρολογικός σταθμός της του Αστεροσκοπείου Αθηνών βρίσκεται σε ύψος 12 m, οπότε τα ανεμολογικά δεδομένα θα μετατραπούν σύμφωνα με την εκθετική διανομή (Σχέση 4.2). Οι μονάδες αφαλάτωσης υπολογίζεται ότι χρειάζονται ενέργεια ίση με 7 kWh/m³ και έχουν συνολική ισχύ 350 kW. Επιπλέον ορίζεται ως σταθερή παραγωγή 880 kW από τον τοπικό σταθμό παραγωγής (ΤΣΠ) της ΔΕΗ που αποτελεί το 20% της ονομαστικής ισχύος.



Σχήμα 5.1-Τοθεσία χωροθέτησης έργου (Πηγή :Google Earth 2018 κατόπιν επεξεργασίας)

5.2 Εκτίμηση διαστάσεων ταμιευτήρα θαλασσινού νερού

Η εκτίμηση των διαστάσεων του ταμιευτήρα σε ένα υβριδικό σύστημα είναι ιδιαίτερα σημαντικός παράγοντας και κρίσιμης σημασίας για την ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας του έργου. Στα υβριδικά

συστήματα οι ταμιευτήρες σε μεγάλο υψόμετρο παίζουν το ρόλο μίας “φυσικής μπαταρίας”, που αποθηκεύει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις Α/Γ σε μορφή δυναμικής ενέργειας αντλώντας νερό σε μεγάλα υψόμετρα. Επειδή η ένταση του ανέμου είναι απρόβλεπτη και μη γραμμική, συχνά έχουμε μεγάλες αιχμές, δηλαδή υπερπροσφορά ενέργειας, την οποία πρέπει να είμαστε σε θέση να την αποθηκεύσουμε, ώστε να χρησιμοποιηθεί, όταν υπάρχει μεγάλη ηλεκτρική ζήτηση.

5.2.1 Διαστασιολόγηση ταμιευτήρα με τη μέθοδο διαδοχικών κορυφών (Sequent peak)

Η μέθοδος αυτή μπορεί να εφαρμοστεί για σταθερή ή κυμαινόμενη ζήτηση νερού. Η αλληλουχία εισροών θεωρείται ότι επαναλαμβάνεται και η ανάλυση εφαρμόζεται σε τουλάχιστον δύο κύκλους.

Υπολογίζεται η καμπύλη του αθροίσματος εισροών-εκροών του ταμιευτήρα για κάθε χρονικό βήμα. Προσδιορίζεται η αρχική κορυφή και η επόμενη της. Υπολογίζεται η απόλυτη διαφορά των δύο κορυφών. Επαναλαμβάνεται η διαδικασία και για τις υπόλοιπες κορυφές. Επιλέγεται η μέγιστη διαφορά ανάμεσα σε δύο διαδοχικές κορυφές που αποτελεί και το ζητούμενο όγκο του ταμιευτήρα.

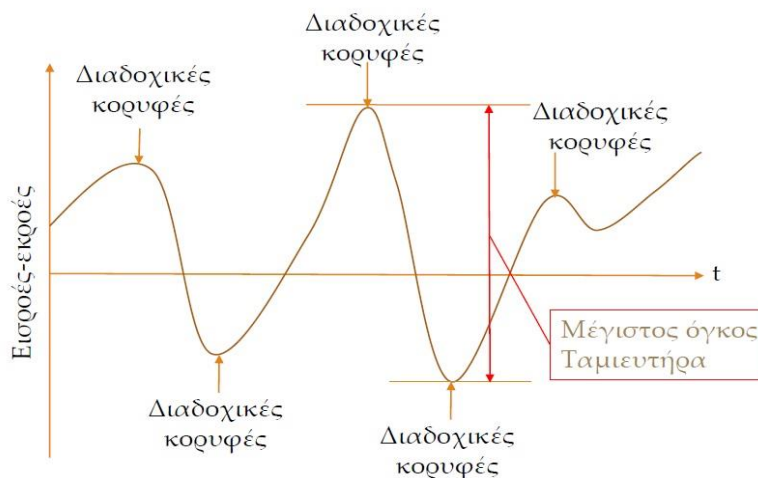
Μαθηματικά η έκφραση του αλγορίθμου είναι η εξής: $K_t = \max[0, K_{t-1} + R_t - Q_t]$.

όπου Q_t η εισροή, R_t η εκροή για τη χρονική περίοδο t αντίστοιχα, K_0 ορίζεται ως 0

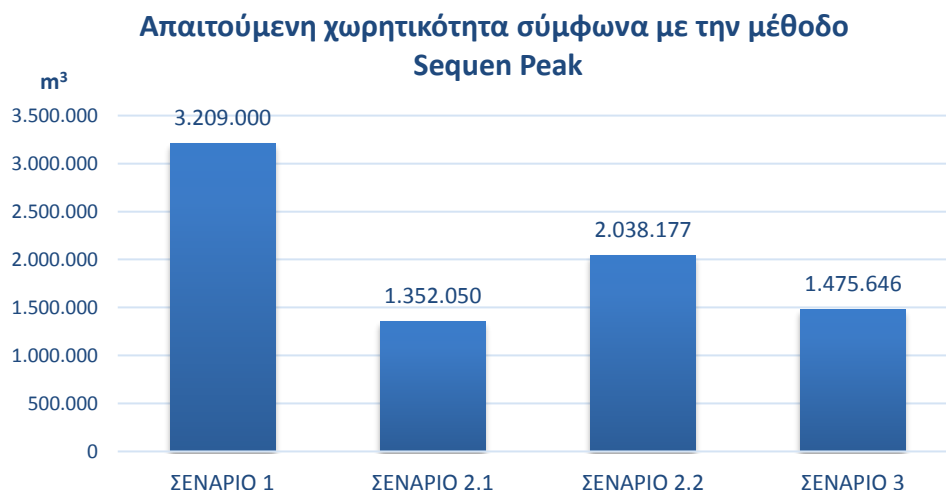
Σχήμα 5.2- Διάγραμμα εισροών-εκροών (Πηγή: Μπαλτάς, 2018)

Διαστασιολόγηση Ταμιευτήρα

με την μέθοδο των διαδοχικών κορυφών (ή sequent peak)



Αντίστοιχα μορφώνεται το διάγραμμα για τη δυνατότητα άντλησης προς τον ταμιευτήρα, καθώς και το διάγραμμα εκροών προς τον υδροστρόβιλο από το μοντέλο προσομοίωσης όπως αυτές απαιτούνται και όχι σταθερές. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται για 2 κύκλους και βρίσκεται η μέγιστη διαφορά ανάμεσα σε δύο διαδοχικές κορυφές που αποτελεί το ζητούμενο όγκο του ταμιευτήρα. Παρακάτω παρατίθενται Σχήμα 5.3 τα αποτελέσματα της μεθόδου για τα διάφορα σενάρια λειτουργίας του Υβριδικού Συστήματος (επεξηγούνται λεπτομερώς παρακάτω).



Σχήμα 5.3-Απαιτούμενη χωρητικότητα σύμφωνα με την μέθοδο Sequen Peak

Όπως γίνεται εμφανές από τα αποτελέσματα της μεθόδου για κάθε σενάριο που εξετάστηκε, προέκυψαν διαφορετικές απαιτούμενες χωρητικότητες άνω ταμιευτήρα, καθώς έχουν διαφορετική κατανομή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας και συνεπώς διαφορετικές εισροές και εκροές από τον ταμιευτήρα.

5.3 Αποτελέσματα Ανάλυσης

Με σκοπό τη διερεύνηση της καλύτερης απόδοσης-συμπεριφοράς του Υβριδικού Συστήματος μορφώθηκαν και μελετήθηκαν διάφορα σενάρια λειτουργίας Πίνακας 5.1 με σκοπό την κατά το δυνατόν καλύτερη κάλυψη της απαιτούμενης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και ύδρευσης-άρδευσης.

Στο σύστημα που μελετήθηκε έγινε η παραδοχή ότι ο τοπικός σταθμός παραγωγής (ΤΣΠ) της ΔΕΗ βρίσκεται σε μόνιμη λειτουργία ισχύος 880 kW, δηλαδή το 20% της εγκατεστημένης ισχύος. Η βασική αρχή που ισχύει σε όλα τα σενάρια είναι πως μέρος της παραγόμενης ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες διαχωρίζεται και διατίθεται κατά ένα ποσοστό απευθείας στο δίκτυο, ενώ το υπολειπόμενο σε χρήσεις, όπως η άντληση και αφαλάτωση, ανάλογα με το εκάστοτε σενάριο μελέτης. Τα σενάρια που μελετήθηκαν είναι τα εξής:

Πίνακας 5.1-Παρουσίαση σεναρίων που μελετήθηκαν

Σενάριο1 (Σ-1)	Καθαρή Αντλιοσταμείωση
Σενάριο 2.1 (Σ-2.1)	Αφαλάτωση με βάση την διαθέσιμη ενέργεια
Σενάριο 2.2 (Σ-2.2)	Αφαλάτωση σε προτεραιότητα
Σενάριο 3 (Σ-3)	Αφαλάτωση με στόχο την πλήρη κάλυψη των αναγκών υδροδότησης τροφοδοτούμενη από Δίκτυο &Υδροστρόβιλο

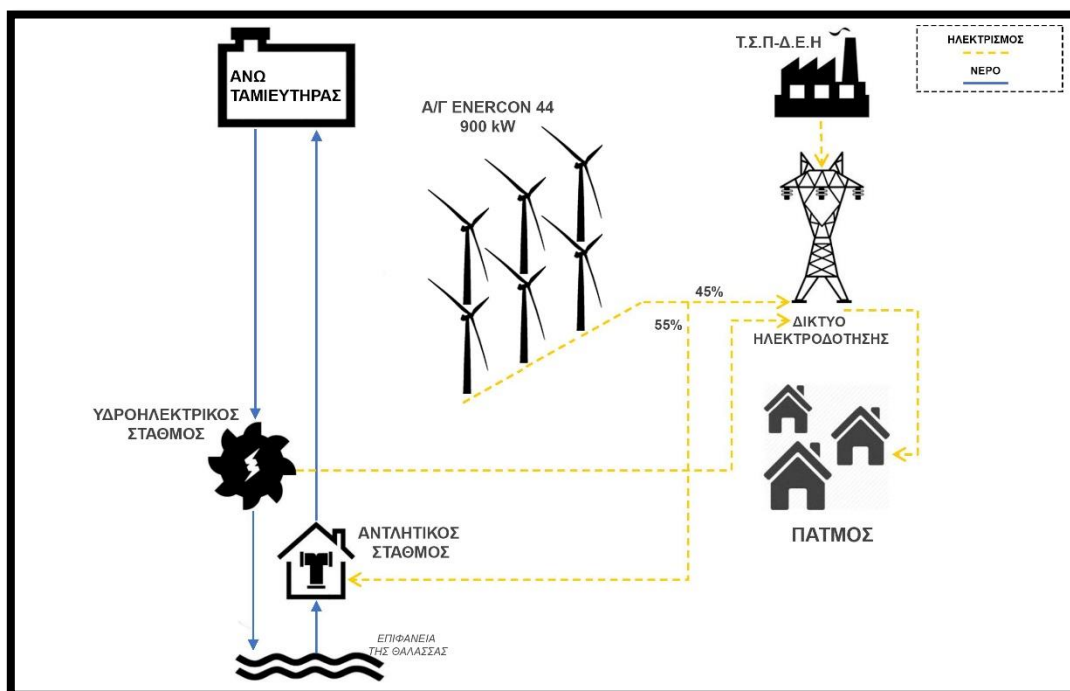
Για την καλύτερη δυνατή προσομοίωση του Υβριδικού Συστήματος μορφώθηκε στο πρόγραμμα Microsoft Excel 365 μοντέλο προσομοίωσης λειτουργίας του συστήματος. Αναγκαίες προσθήκες είναι:

- Τα ανεμολογικά δεδομένα
 - Οι ηλεκτρικές ανάγκες
 - Οι υδρευτικές & αρδευτικές ανάγκες.
- Επιπλέον ορίζονται οι σταθερές όπως:
- Το χρονικό βήμα
 - Τα χαρακτηριστικά των Α/Γ (ισχύς, πλήθος, ύψος)
 - Τα χαρακτηριστικά του αντλιοστασίου & υδροστρόβιλου (Ισχύς, μανομετρικό ύψος)
 - Τα αντίστοιχα των μονάδων αφαλάτωσης(ισχύς, παραγωγή αφαλατωμένου νερού)

- Η μέγιστη και ελάχιστη στάθμη του ταμιευτήρα θαλασσινού & αφαλατωμένου νερού

Το μοντέλο προσομοίωσης με αλλαγή των δεδομένων και των σταθερών μπορεί εύκολα να μας δώσει εκτίμηση αξιοπιστίας καθώς και άλλους δείκτες και για άλλα υβριδικά συστήματα με παρόμοια χαρακτηριστικά.

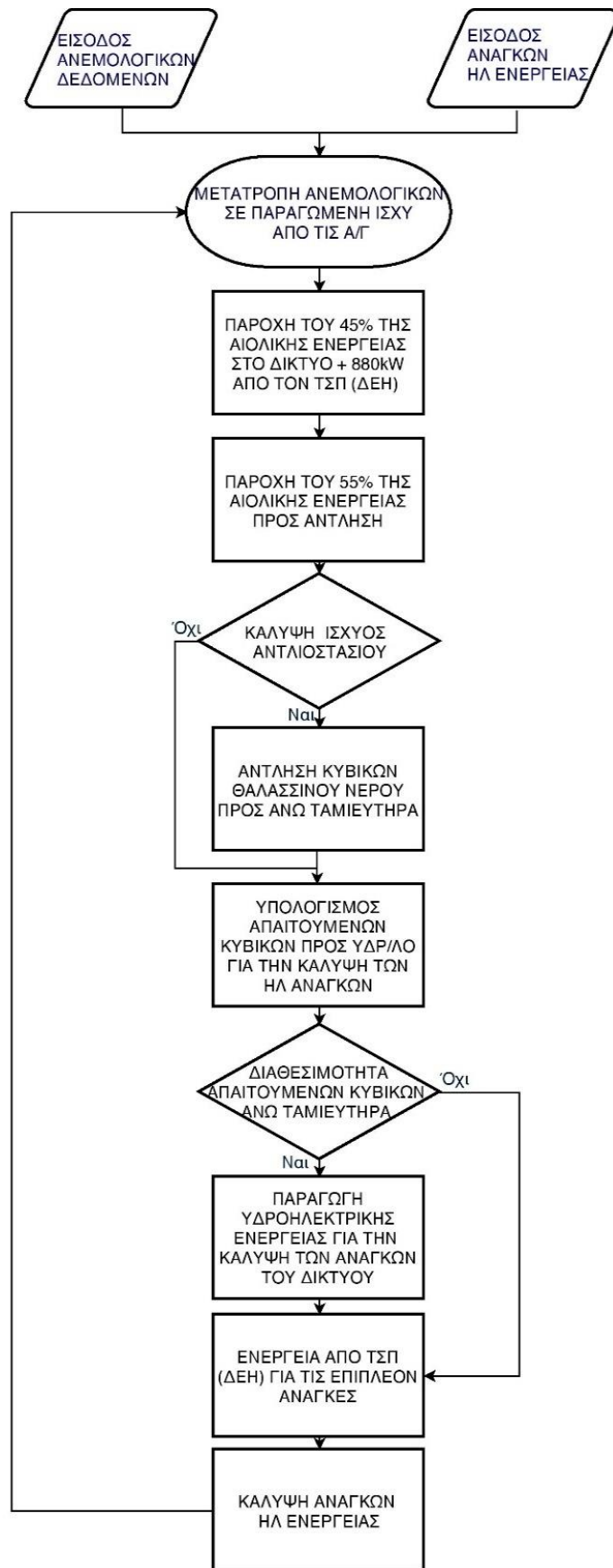
5.4 Σενάριο 1 : Καθαρή αντλησιοταμίευση



Σχήμα 5.4- Σχηματικό Διάγραμμα Σεναρίου 1

Περιγραφή: Στο Σενάριο 1 (Σ-1) εξετάζουμε τη συμπεριφορά του Υ/Σ για καθαρή αντλησιοταμίευση χωρίς να λαμβάνουμε υπόψη τη μονάδα αφαλάτωσης. Η ενέργεια που παράγεται από τις Α/Γ κατανέμεται ως εξής: το 45% διατίθεται απευθείας στο δίκτυο, ενώ το υπολειπόμενο 55% αξιοποιείται ως προς άντληση θαλασσινού νερού προς τον άνω ταμιευτήρα. Αν δεν καλύπτονται οι ηλεκτρικές ανάγκες από την σταθερή παραγωγή του ΤΣΠ (ΔΕΗ) των 880kW καθώς και του 45% της παραγόμενης ενέργειας από τις Α/Γ, τότε υπολογίζονται τα απαιτούμενα κυβικά που πρέπει να κατευθυνθούν προς τον υδροστρόβιλο, ώστε να καλύψουν τις ανάγκες.

Το Σενάριο 1, παρόλο που δε λύνει το πρόβλημα της ύδρευσης, έχει ιδιαίτερη χρησιμότητα καθώς μας δείχνει τη μέγιστη αξιοπιστία που μπορεί να έχει το Υ/Σ ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες. Παρακάτω παρατίθεται διάγραμμα ροής Σχήμα 5.5 με τη μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στο μοντέλο προσομοίωσης στο Microsoft Excel 365.

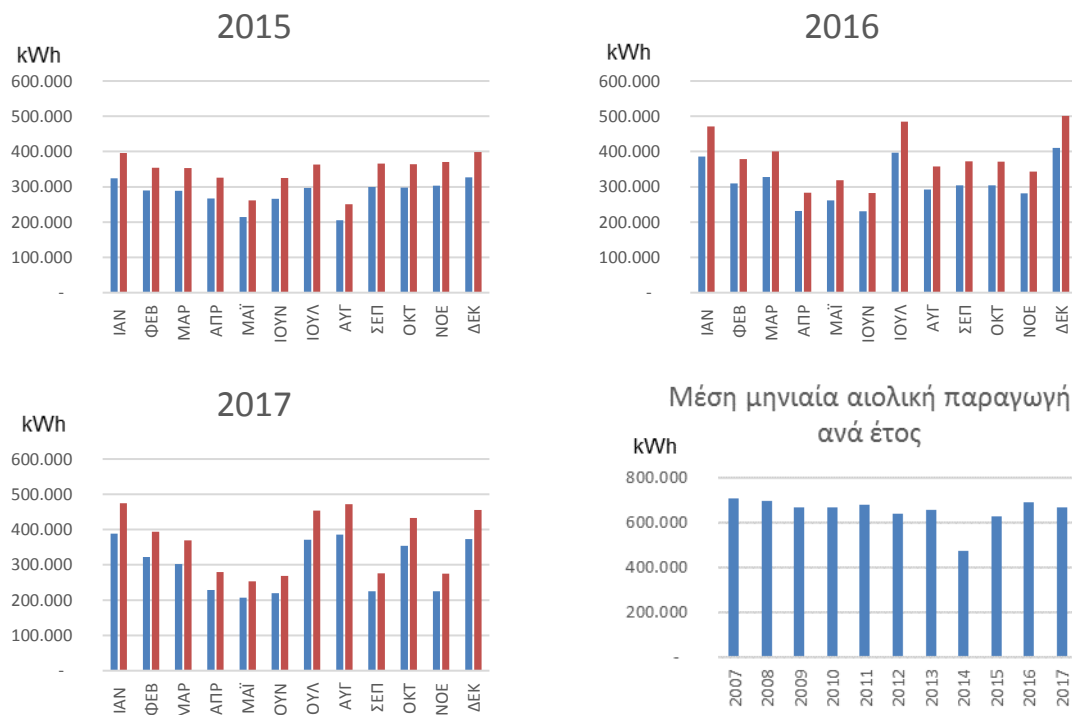


Σχήμα 5.5- Διάγραμμα Ροής της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε στο Σενάριο 1

Στο παρακάτω Σχήμα 5.6 φαίνεται η παραγόμενη αιολική ενέργεια από τις έξι ανεμογεννήτριες ENERCON 44 ανά μήνα για τα έτη 2007-2017. Όπως φαίνεται και από το Σχήμα 5.4, στο Σενάριο 1, το 45% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας κατευθύνεται προς το δίκτυο για την απευθείας κάλυψη των αναγκών, ενώ το υπόλοιπο 55% προς τον αντλητικό σταθμό για την άντληση θαλασσινού νερού προς τον άνω ταμιευτήρα.

Παραγωγή αιολικής ενέργειας ανά μήνα για τα έτη 2007-2017

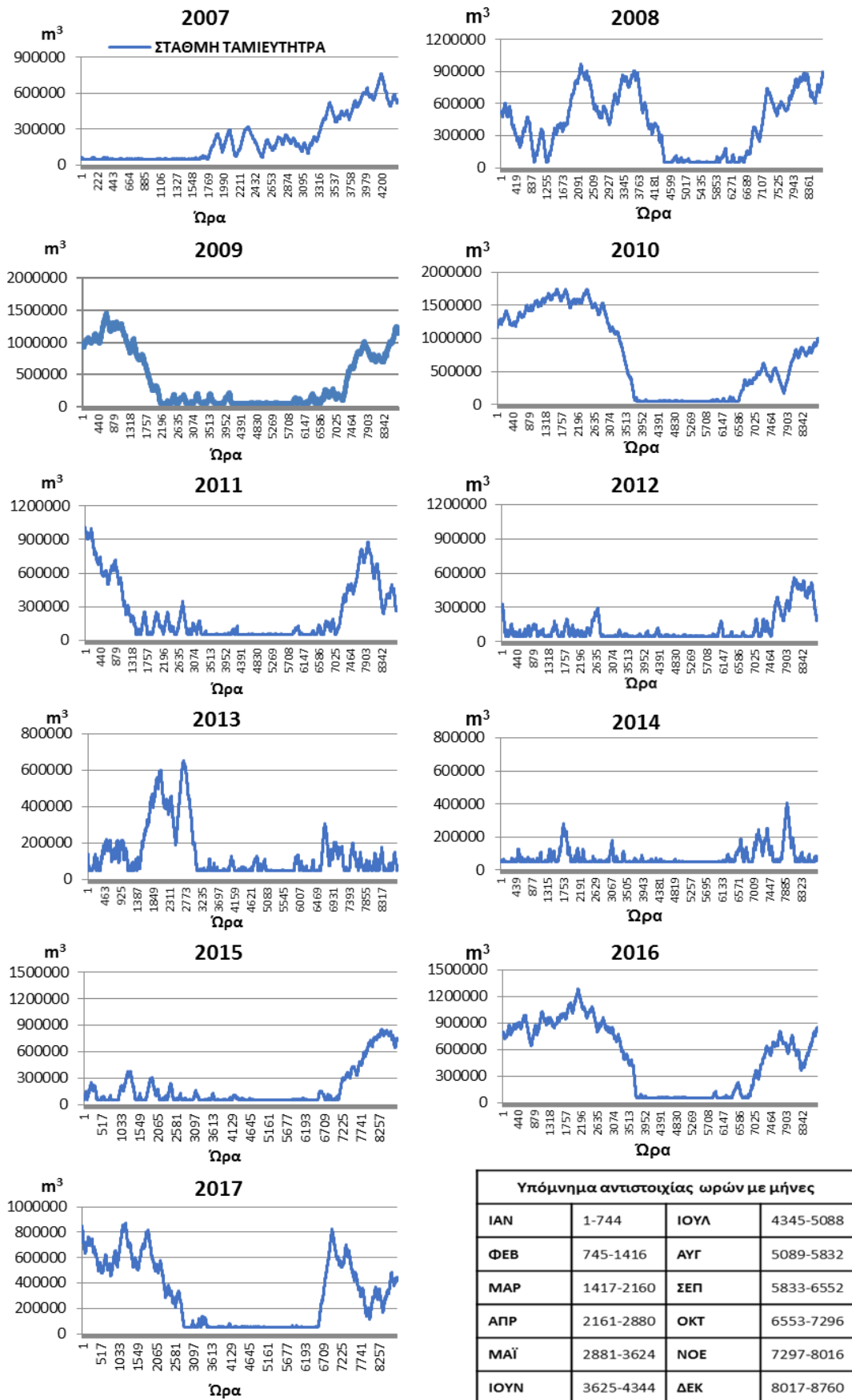




Σχήμα 5.6- Παραγωγή Α/Γ προς Δίκτυο & Άντληση ανά μήνα για τα έτη 2007-2017

Από το παραπάνω Σχήμα 5.6 γίνεται φανερό πως η μεταβλητότητα του ανέμου μεταβιβάζεται ενεργειακά στην παραγόμενη αιολική ενέργεια, καθώς υπάρχουν σημαντικές μεταβολές στην ποσότητα ενέργειας αλλά και στη χρονική στιγμή που εμφανίζονται οι αιχμές και οι ελλείψεις. Αυτή η απρόβλεπτη φύση του ανέμου καθιστά σημαντική την ύπαρξη του ενεργειακού ταμιευτήρα, όπου μέσω του υδροστροβίλου μετατρέπεται αυτή η μεταβλητότητα σε ελεγχόμενη παραγωγή ενέργειας.

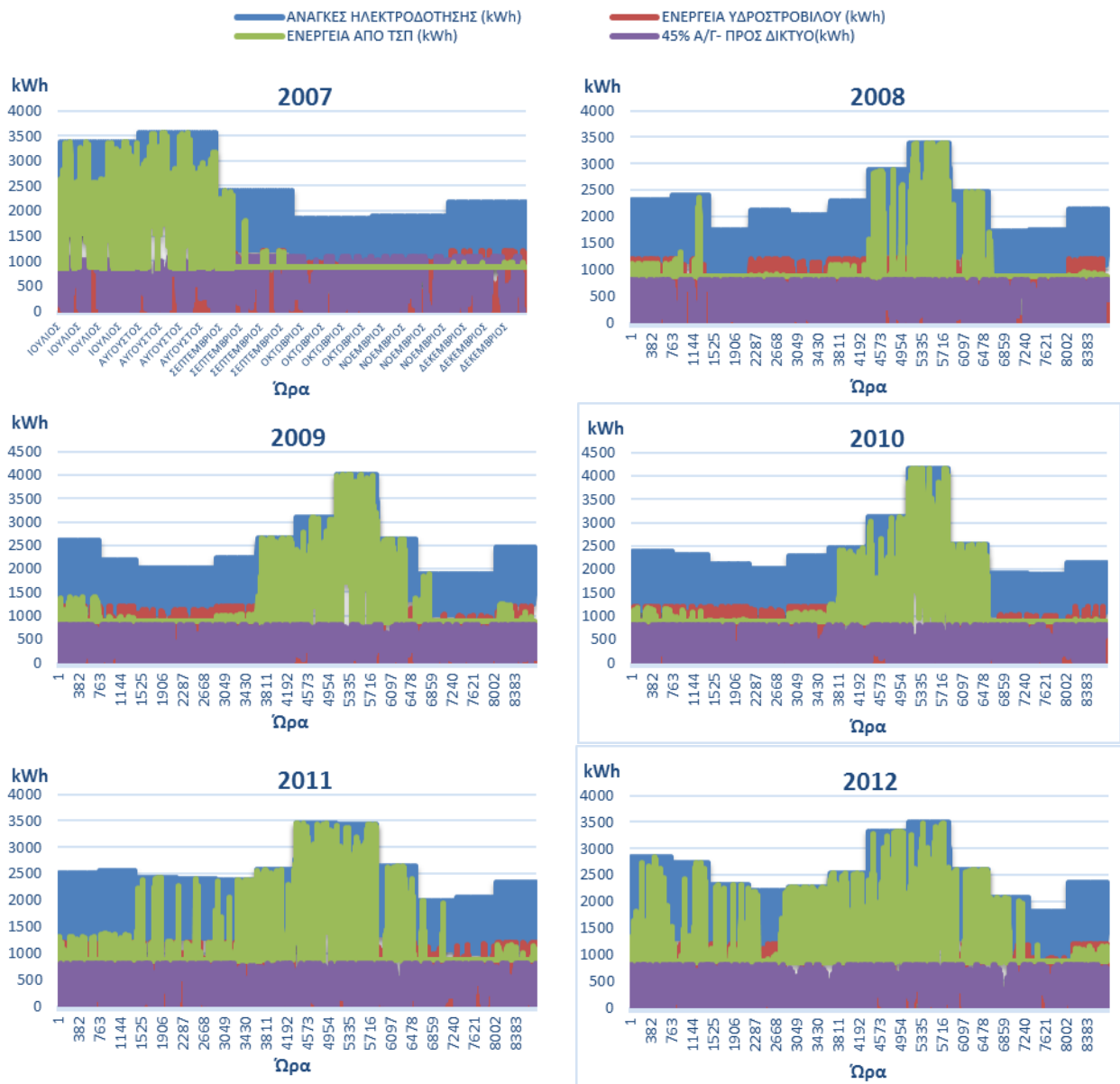
Όπως γίνεται φανερό από διάγραμμα ροής της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε στο Σενάριο 1, όταν δεν υπάρχει κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών από το 45% των Α/Γ και από τη σταθερή παραγωγή του ΤΣΠ(ΔΕΗ) 880 kWh, τότε υπολογίζονται τα απαιτούμενα κυβικά για την κάλυψη των υπολειπόμενων ηλεκτρικών αναγκών και εφόσον αυτά είναι διαθέσιμα στον άνω ταμιευτήρα. Στο Σχήμα 5.7 που ακολουθεί φαίνεται η μεταβολή τού όγκου νερού σε ωριαία βάση του ενεργειακού ταμιευτήρα για τα έτη 2007, όπου ξεκινά το έργο με άδειο ταμιευτήρα, έως το 2017.

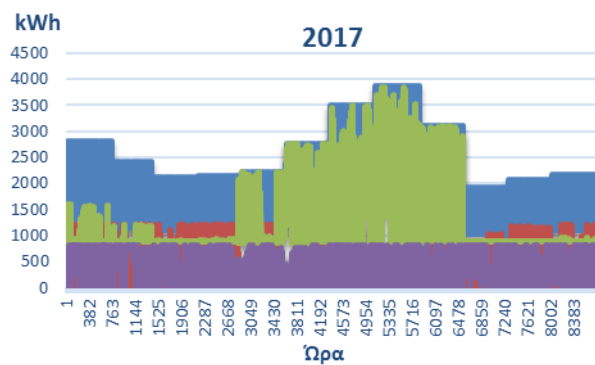
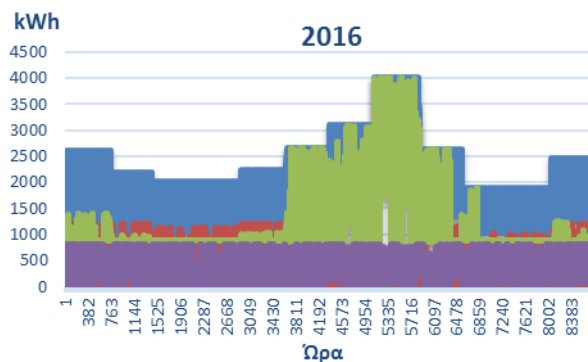
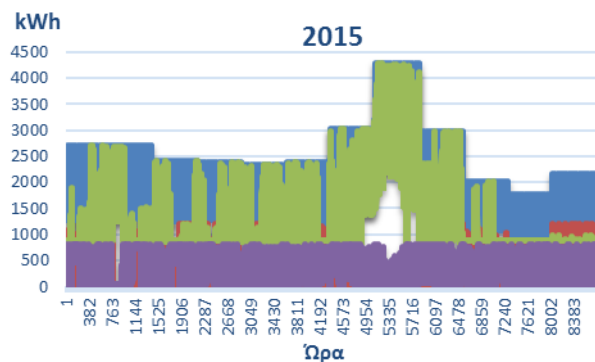
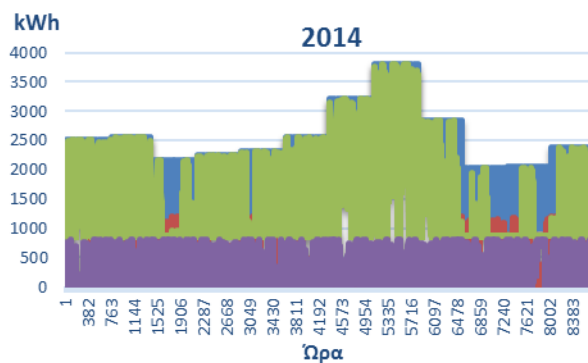
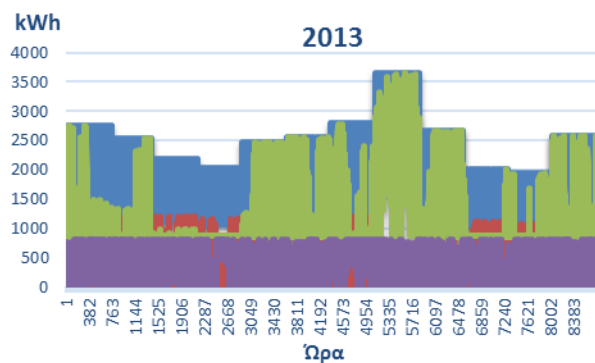


Σχήμα 5.7-Μεταβολή όγκου νερού άνω ταμειυτήρα για τα έτη 2007-2017 για Σ-1

Από τα διαγράμματα μεταβολής όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα γίνεται σαφές ότι εντός ενός έτους την περίοδο των καλοκαιρινών μηνών υπάρχει έλλειψη νερού και άδειασμα του ταμιευτήρα. Αποταμίευση θαλασσινού νερού στον άνω ταμιευτήρα παρατηρείται από τα τέλη Σεπτεμβρίου έως τα μέσα Μαρτίου. Η άνοδος του όγκου νερού του ταμιευτήρα συνδέεται με την αυξημένη παραγωγή αιολικής ενέργειας, όπως π.χ. στο 2017 έχουμε ταύτιση των αιολικών αιχμών με την άνοδο της στάθμης.

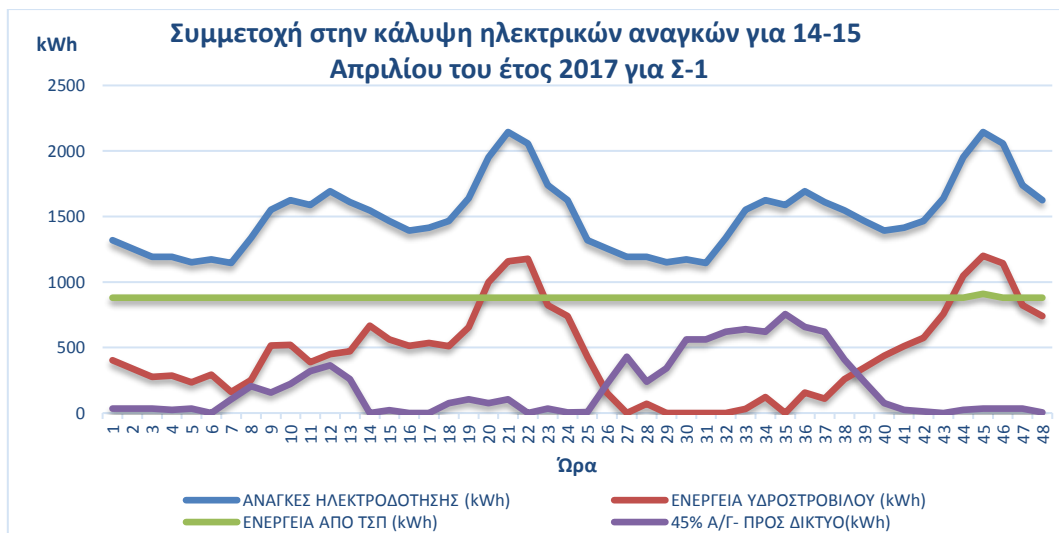
Στο παρακάτω Σχήμα 5.8 παρουσιάζεται η συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του νησιού για τα έτη 2007-2017 σε ωριαία βάση από το 45%-Α/Γ που πάει απευθείας στο δίκτυο, την ενέργεια από τον υδροστρόβιλο αλλά και την ενέργεια από τον ΤΣΠ (ΔΕΗ) που χρειάστηκε τελικώς για την πλήρη κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών πέραν της σταθερής παραγωγής των 880 kWh.



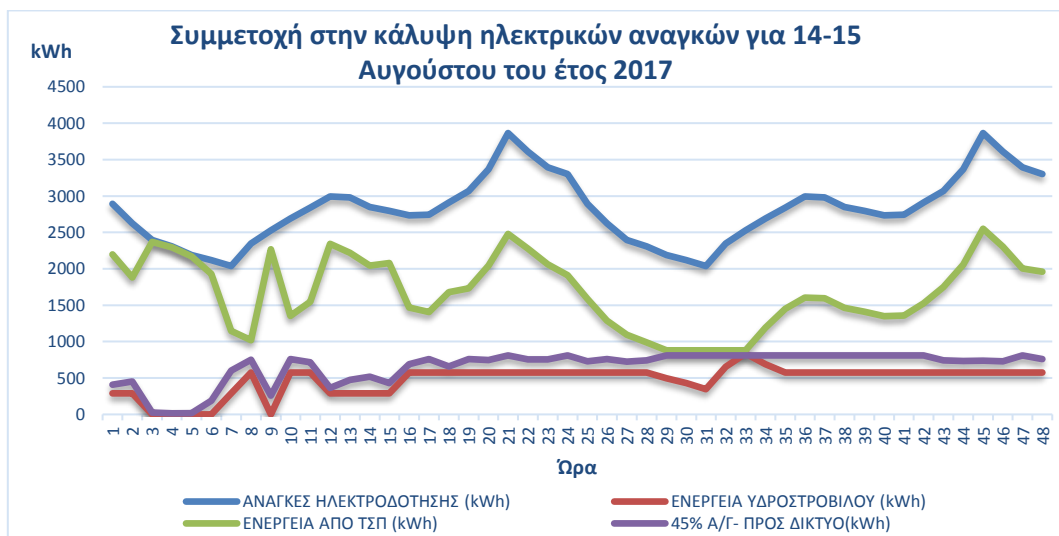


Υπόμνημα αντιστοιχίας ωρών με μήνες			
ΙΑΝ	1-744	ΙΟΥΛ	4345-5088
ΦΕΒ	745-1416	ΑΥΓ	5089-5832
ΜΑΡ	1417-2160	ΣΕΠ	5833-6552
ΑΠΡ	2161-2880	ΟΚΤ	6553-7296
ΜΑΪ	2881-3624	ΝΟΕ	7297-8016
ΙΟΥΝ	3625-4344	ΔΕΚ	8017-8760

Σχήμα 5.8-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-1



Σχήμα 5.9-Συμμετοχής στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Απριλίου του έτους 2017 για Σ-1



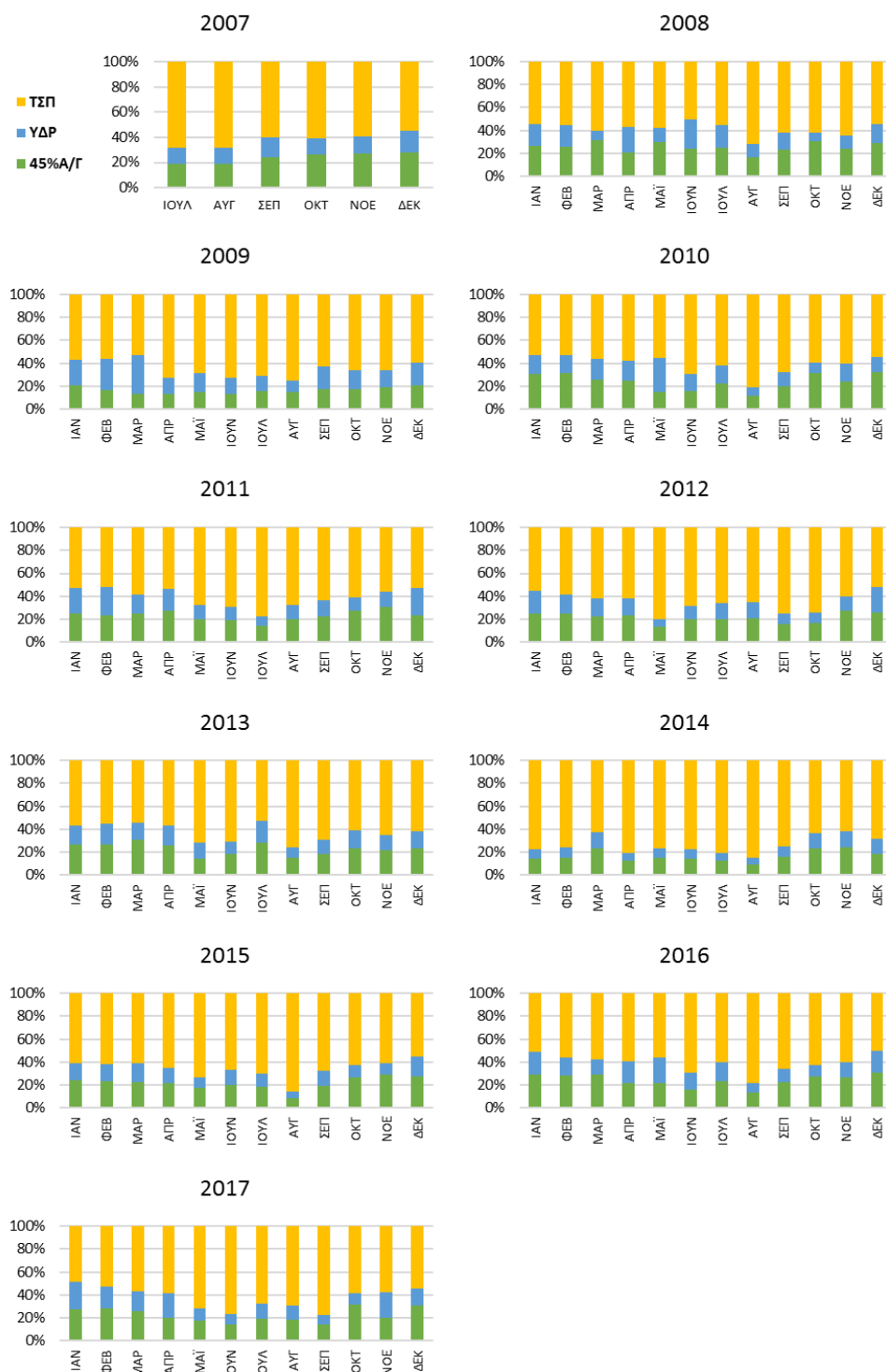
Σχήμα 5.10-Συμμετοχή στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Αυγούστου του έτους 2017 για Σ-1

Στο παραπάνω Σχήμα 5.8 παρουσιάζεται ο τρόπος με τον οποίον καλύπτεται η ζητούμενη ηλεκτρική ενέργεια για όλα τα έτη μελέτης από το 2007 έως το 2017. Όταν το 45% της απευθείας διάθεσης της παραγόμενης ενέργειας από τις Α/Γ, η ενέργεια από τον υδροστρόβιλο και η σταθερή παραγωγή των 880 kWh από τον ΤΣΠ δεν επαρκούν, ζητείται επιπλέον ενέργεια από τον ΤΣΠ με σκοπό την πλήρη κάλυψη των αναγκών. Στα σχήματα διαγράμματα παρατηρείται ότι οι αιχμές ιδιαίτερα των καλοκαιριών μηνών υπάρχει ανάγκη για επιπλέον ενέργεια από τον ΤΣΠ καθώς όπως φαίνεται και από το Σχήμα 5.7 μεταβολής του όγκου νερού ο ταμιευτήρας αδειάζει την περίοδο αυτή αδυνατώντας έτσι να συνεισφέρει στην κάλυψη των αναγκών. Κατά την περίοδο από Σεπτέμβριο έως Μάρτιο παρατηρείται ομαλή λειτουργία του συστήματος με σαφώς λιγότερη επιπλέον απαιτούμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ.

Ακόμα, για τον λόγο ότι τα διαγράμματα είναι πολύ πυκνά, καθώς παρουσιάζουν τις ωριαίες ανάγκες και παραγωγή ενέργειας, παρατίθενται τα αντίστοιχα διαγράμματα για τα μέσα Απριλίου και Αύγουστο για το έτος 2017 (Σχήμα 5.9 & 5.10), ώστε να γίνει εμφανέστερη η διακύμανση της συμμετοχής στην κάλυψη των αναγκών. Στο μήνα Απρίλιο, όπου παρατηρείται και πτώση του όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα, υπάρχει μεγάλη συμμετοχή της ενέργειας του υδροστροβίλου στην κάλυψη των αναγκών, ενώ για το μήνα αιχμή, τον Αύγουστο, η απευθείας διατιθέμενη αιολική ενέργεια προς το δίκτυο καλύπτει ένα μέρος των αναγκών. Όμως

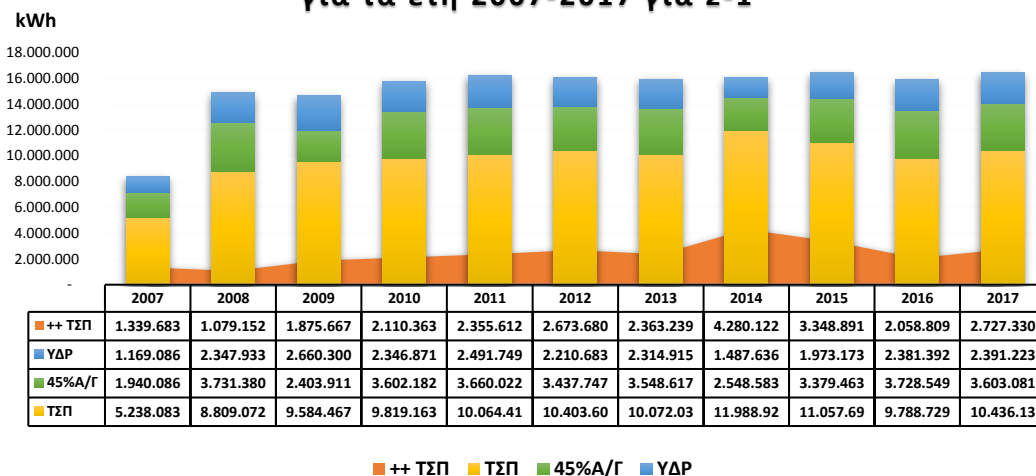
η πτώση της στάθμης του ταμιευτήρα λόγω εξάντλησής του καθιστά το ΤΣΠ κύριο τροφοδότη ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς υπερβαίνει κατά πολύ τη σταθερή παραγωγή των 880 kWh για την πλήρη κάλυψη των αναγκών, οι οποίες ανάγκες είναι κατά πολύ μεγαλύτερες από εκείνες του Απριλίου και αποτελούν και την ενεργειακή αιχμή του έτους.

Επιπλέον στο Σχήμα 5.11 παρατίθενται τα αθροιστικά διαγράμματα ποσοστιαίας συμμετοχής στην κάλυψη των αναγκών ανά μήνα, ανά έτος, καθώς και συνολικό αθροιστικό για τη χρονική περίοδο 2007-2017.



Σχήμα 5.11- Ποσοστιαία συμμετοχή στην κάλυψη των μηνιαίων ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017

Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-1

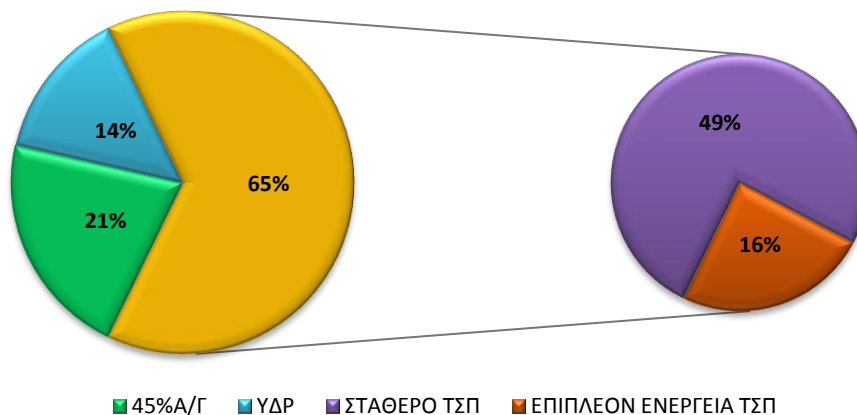


Σχήμα 5.12- Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-1

Στο παραπάνω Σχήμα 5.12 γίνεται εμφανής η συμμετοχή του τοπικού σταθμού παραγωγής, του 45% της αιολικής ενέργειας καθώς και της ενέργειας του υδροστροβίλου στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών. Με πορτοκαλί χρώμα φαίνεται η επιπλέον ενέργεια που απαιτήθηκε από τον ΤΣΠ πέραν της σταθερής παραγωγής των 880 kWh για την πλήρη κάλυψη των αναγκών. Γίνεται σαφές ότι, σε έτη με χαμηλή αιολική παραγωγή, η επιπλέον ενέργεια που απαιτείται αυξάνεται αισθητά, όπως με το χαμηλής αιολικής παραγωγής έτος 2014, όπου υπάρχει χαμηλή αιολική παραγωγή, κατά συνέπεια μειωμένος όγκος νερού στον ταμιευτήρα και ως αποτέλεσμα αυξημένη απαιτούμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ για την κάλυψη των αναγκών.

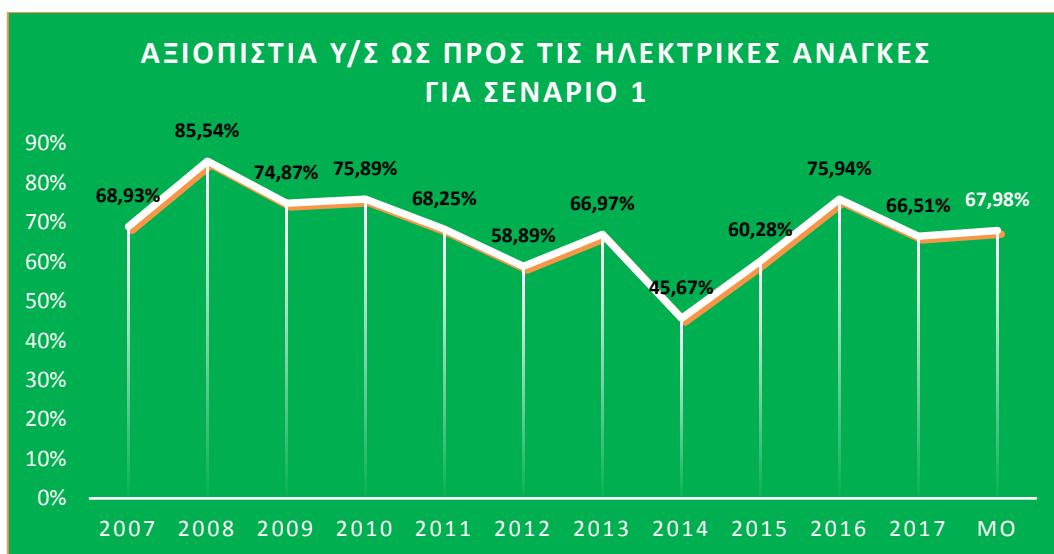
Στο Σχήμα 5.13 που ακολουθεί φαίνεται η συμμετοχή στην κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού για την περίοδο 2007-2017. Η απευθείας διάθεση του 45% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας καλύπτει το 21% των αναγκών, η ενέργεια που παράγεται από τον υδροστροβίλο το 14%, ενώ η συνολική συνεισφορά του ΤΣΠ φτάνει το 65%, το οποίο διαχωρίζεται σε 49% αποτέλεσμα της σταθερής παραγωγής και σε επιπλέον 16% των αναγκαίων kWh για την πλήρη κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών.

Συμμετοχή στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2007-2017 για Σ-1



Σχήμα 5.13-Συμμετοχή στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2007-17 για Σ-1

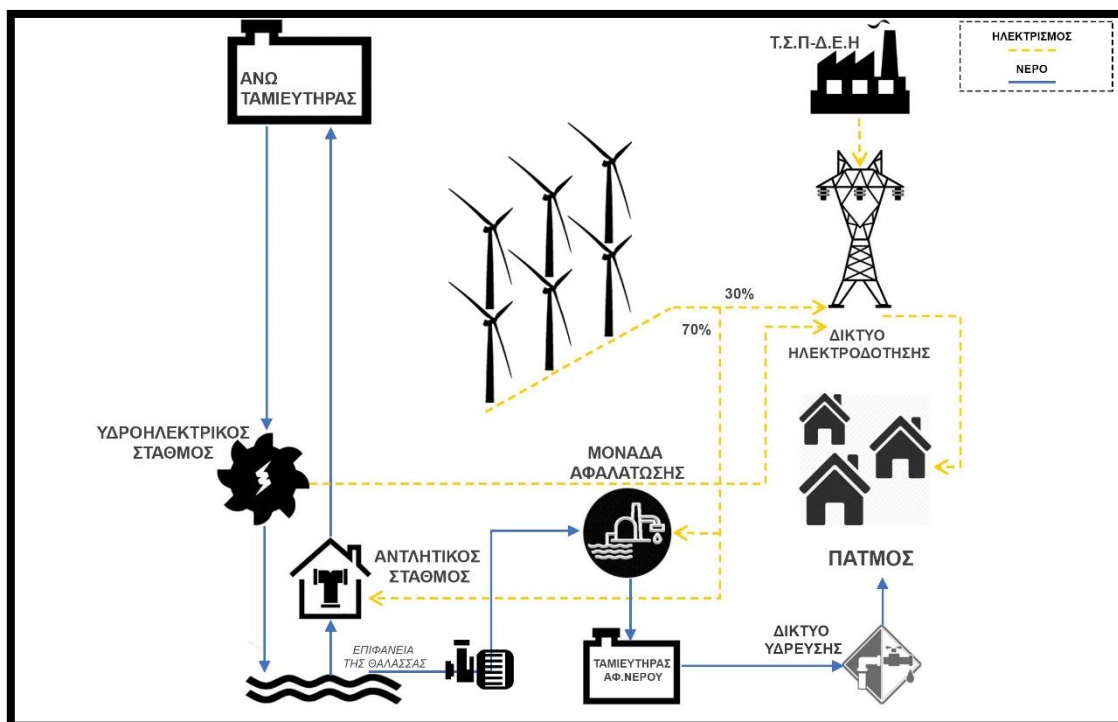
Τέλος παρουσιάζεται το διάγραμμα αξιοπιστίας του συστήματος, δηλαδή τι ποσοστό από τις ωριαίες ανάγκες καλύφθηκαν από το 45%-Α/Γ, τον υδροστρόβιλο καθώς και τη σταθερή παραγωγή του ΤΣΠ (ΔΕΗ) 880 kWh. Τις ώρες, που δεν καλύπτονται οι ηλεκτρικές ανάγκες από τις παραπάνω πηγές, ζητείται επιπλέον ενέργεια από τον ΤΣΠ του νησιού, προκειμένου να έχουμε πλήρη κάλυψη των αναγκών.



Σχήμα 5.14- Αξιοπιστία Υβριδικού Συστήματος ως προς την κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-1

Ως μέγιστη αξιοπιστία διακρίνεται αυτή του 2008, όπου έχουμε και το μέγιστο όγκο νερού που καταγράφεται στον άνω ταμιευτήρα με ομαλή λειτουργία το 85,54% των ωρών του έτους. Παράλληλα η μικρότερη αξιοπιστία συναντάται στο έτος 2014, όπου έχουμε ομαλή λειτουργία του Υ/Σ μόλις το 45,67% των ωρών του έτους. Ο μέσος όρος της αξιοπιστίας του συστήματος για την περίοδο 2007-2017 υπολογίζεται σε 67,98%, δηλαδή από τις 92.102 ώρες λειτουργίας του έργου καλύπτονται οι 62.611 ώρες αποκλειστικά από την παραγωγή του 45% Α/Γ, του υδροστρόβιλου και της σταθερής παραγωγής του ΤΣΠ των 880 kWh. Τα αποτελέσματα του Σεναρίου 1 αποτελούν τα βέλτιστα για την παρούσα εγκατάσταση ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες του νησιού καθώς δε λαμβάνεται υπόψη η μονάδα αφαλάτωσης και συνεπώς καλείται να καλύψει μικρότερες απαιτήσεις ενέργειας.

5.5 Σενάριο 2 : Υβριδικό Σύστημα με μονάδα αφαλάτωσης



Σχήμα 5.15- Σχηματικό διάγραμμα Σεναρίου 2

Στο Σενάριο 2 εξετάζεται η διασύνδεση μονάδας αφαλάτωσης (Μ.Α) στο Υβριδικό Σύστημα, με σκοπό την κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης του νησιού. Όπως φαίνεται από το παραπάνω Σχήμα 5.15, το 30% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας διατίθεται απευθείας στο δίκτυο, ενώ το υπολειπόμενο 70% κατευθύνεται προς τη μονάδα αφαλάτωσης και τον αντλητικό σταθμό (Α.Σ). Σταθερή παραμένει η παραγωγή του ΤΣΠ στις 880 kWh καθώς και η συνθήκη συμμετοχής του υδροστροβίλου, όταν δεν καλύπτονται οι ανάγκες του δικτύου από το 30% Α/Γ και τη σταθερή παραγωγή του ΤΣΠ.

Το Σενάριο 2, εκτός από τις ηλεκτρικές ανάγκες, εξετάζει και συνεισφέρει στις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης, πράγμα πολύ σημαντικό για ένα νησί, όπως η Πάτμος, που κατατάσσεται στα μεγαλύτερα άνυδρα νησιά.

Η μονάδα αφαλάτωσης έχει 2 μέλη 350 kW συνολικά με παραγωγή 25 m³/hr το καθένα και μέγιστη ωριαία παραγωγή συνολικά 50 m³/hr. Όπως αναφέρεται και παραπάνω, ως ταμειευτήρα αφαλάτωσης έχουμε επιλέξει το υπάρχον φράγμα του νησιού χωρητικότητας 443.000 m³, το οποίο ονομάζουμε στη μελέτη ταμειευτήρα αφαλάτωσης, καθώς εκεί θα εναποτίθεται το αφαλατωμένο νερό.

Για το Σενάριο 2, όπου κυριαρχεί το στοιχείο της κάλυψης των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης, έχουν μορφωθεί 2 παραλλαγές στον τρόπο με τον οποίο λειτουργεί η μονάδα αφαλάτωσης και στο πώς διαμοιράζεται το 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας μεταξύ αυτής και του αντλητικού σταθμού. Παρακάτω παρουσιάζονται αναλυτικά οι μεθοδολογίες των 2 παραλλαγών του Σεναρίου 2 (Σ-2.1, Σ-2.2).

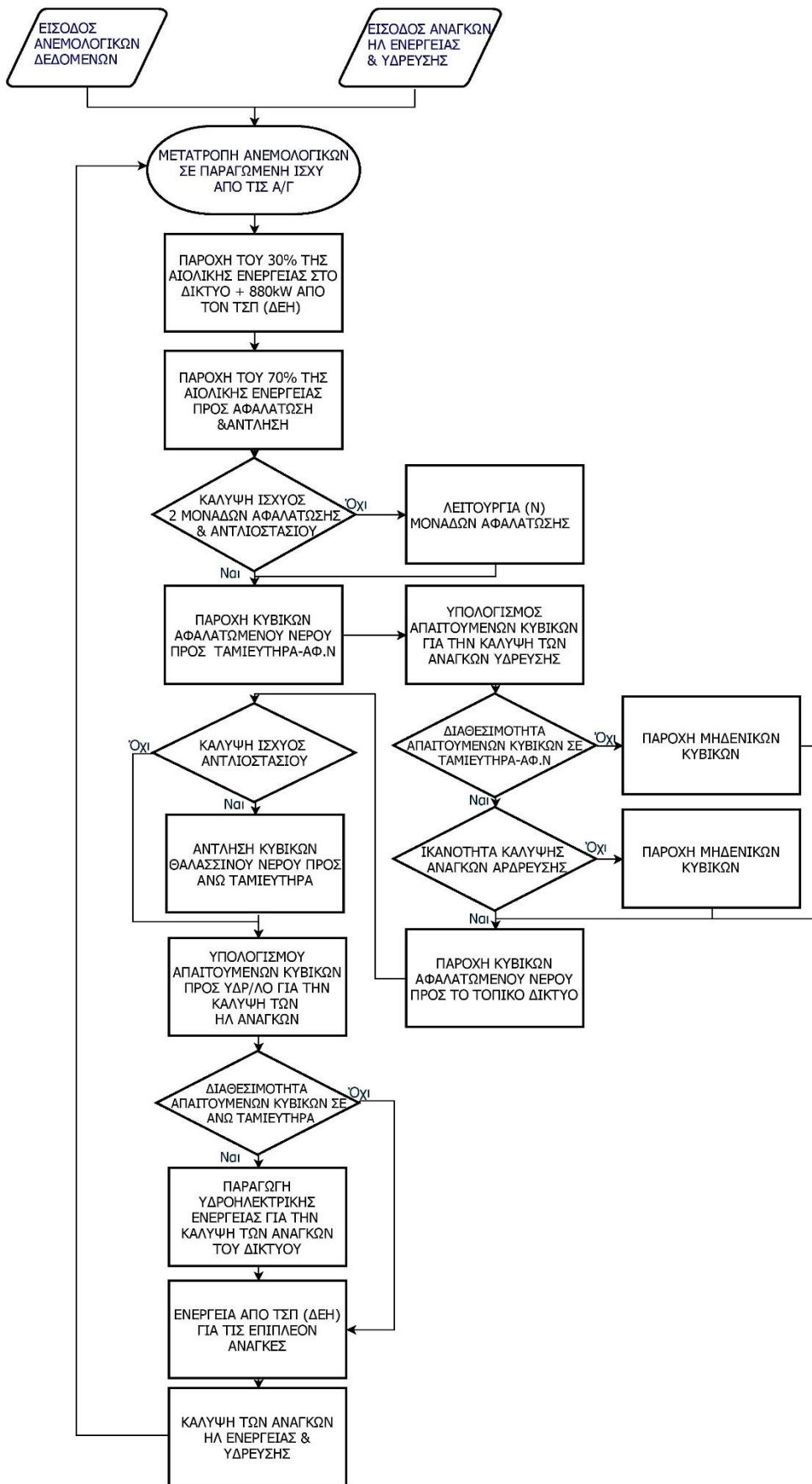
5.5.1 Σενάριο 2.1: Αφαλάτωση με βάση την διαθέσιμη ενέργεια

Στο Σενάριο 2.1 (Σ-2.1), όπως αναφέρει και ο τίτλος, η αφαλάτωση λειτουργεί κλιμακωτά αναλόγως με το 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Η μονάδα αφαλάτωσης, όπως αναφέρεται και παραπάνω, διαθέτει 2 μέλη 175 kW έκαστο παροχής 25 m³/hr το καθένα.

Στο Σενάριο 2.1 η λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης εξαρτάται από το αν το 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας επαρκεί, ώστε να λειτουργήσουν ταυτόχρονα και τα 2 μέλη της μονάδας αφαλάτωσης και ο αντλητικός σταθμός (μονάχα η αντλία των 800 kW). Διαφορετικά, εάν το 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας δεν επαρκεί, γίνεται ξανά έλεγχος δυνατότητας άντλησης και αφαλάτωσης με το ένα μέλος της μονάδας σε λειτουργία, αν δεν επαρκεί ούτε τότε η παραγόμενη ισχύ μπαίνουν σε προτεραιότητα οι ανάγκες ύδρευσης και τροφοδοτείται η μονάδα αφαλάτωσης και υπολογίζονται τα μέλη (1 ή 2) που μπορούν να λειτουργήσουν με το 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Η εναπομείνουσα ενέργεια, μετά την λειτουργία των μελών της Μ.Α, κατευθύνεται προς τον αντλητικό σταθμό με στόχο τη λειτουργία της μικρότερης αντλίας των 400 kW.

Το αφαλατωμένο νερό κατευθύνεται στον ταμιευτήρα αφαλάτωσης από τον οποίον τροφοδοτείται το δίκτυο ύδρευσης για την κάλυψη των αναγκών του νησιού. Για την άρδευση τροφοδοτείται το ανάλογο δίκτυο αν και μόνο αν έχουν καλυφθεί πρώτα οι ανάγκες ύδρευσης, οι οποίες τίθενται ως προτεραιότητα.

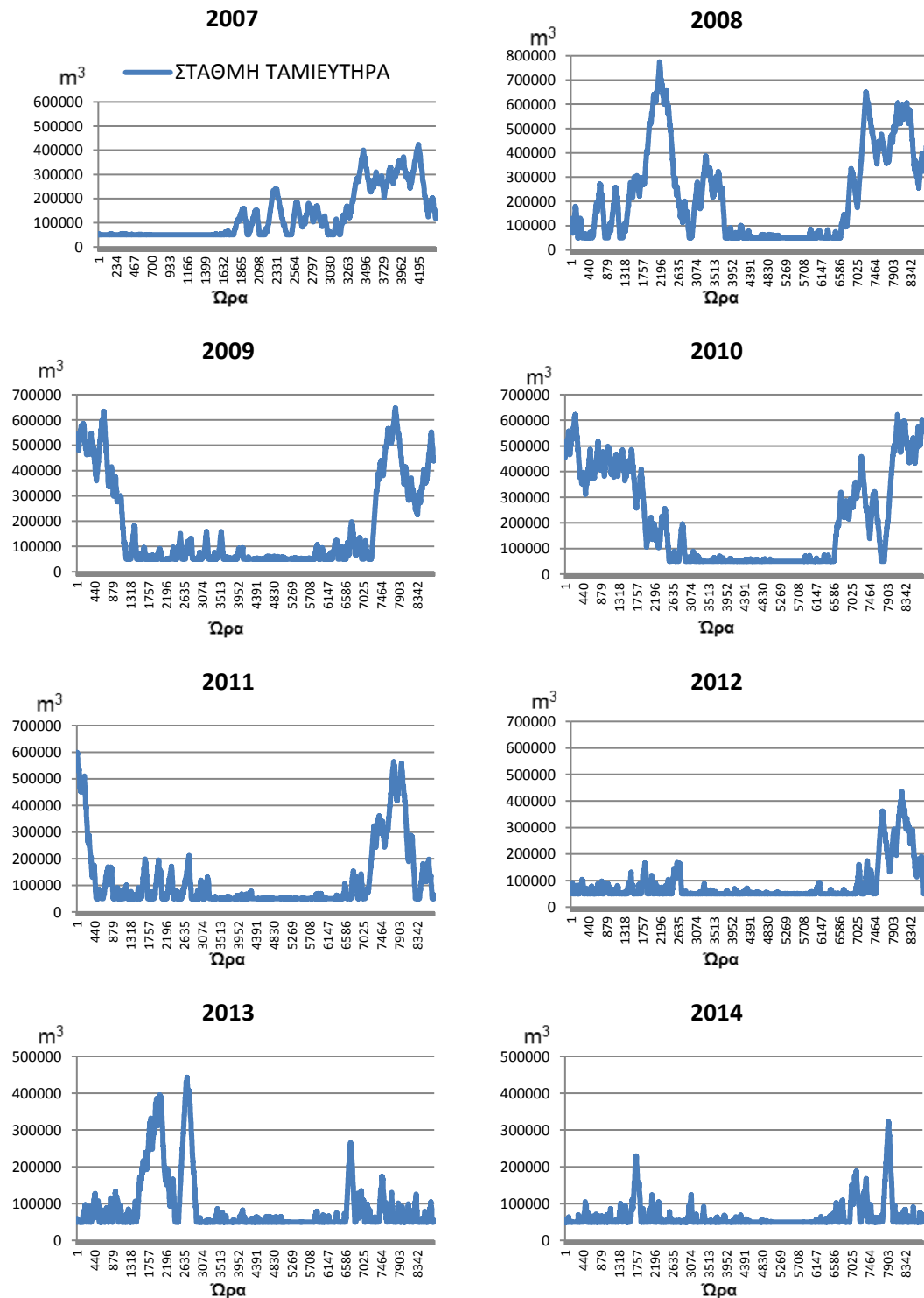
Παρακάτω παρατίθεται το διάγραμμα ροής Σχήμα 5.16 της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε στο μοντέλο προσομοίωσης στο Microsoft Excel 365.

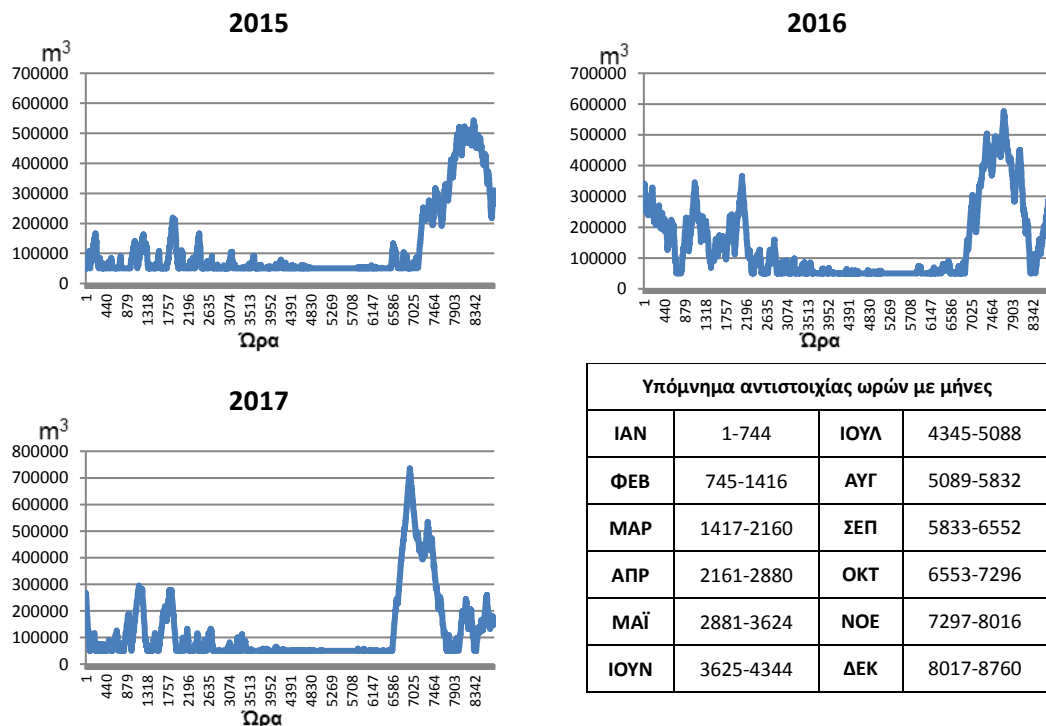


Σχήμα 5.16- Διάγραμμα ροής της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε στο Σενάριο 2.1

Αρχικά παρουσιάζεται η μεταβολή του όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα για την περίοδο μελέτης 2007-2017. Όπως αναφέρεται παραπάνω, το 70% της παραγόμενης διαμοιράζεται ανάμεσα σε μονάδα αφαλάτωσης και αντλητικό σταθμό. Ο άνω ταμιευτήρας τροφοδοτείται από τον αντλητικό σταθμό και τροφοδοτεί τον υδροστρόβιλο, όταν δεν υπάρχει κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών από το 30% Α/Γ και τη σταθερή παραγωγή του ΤΣΠ 880 kWh.

Μεταβολή όγκου νερού άνω ταμιευτήρα για τα έτη 2007-2017



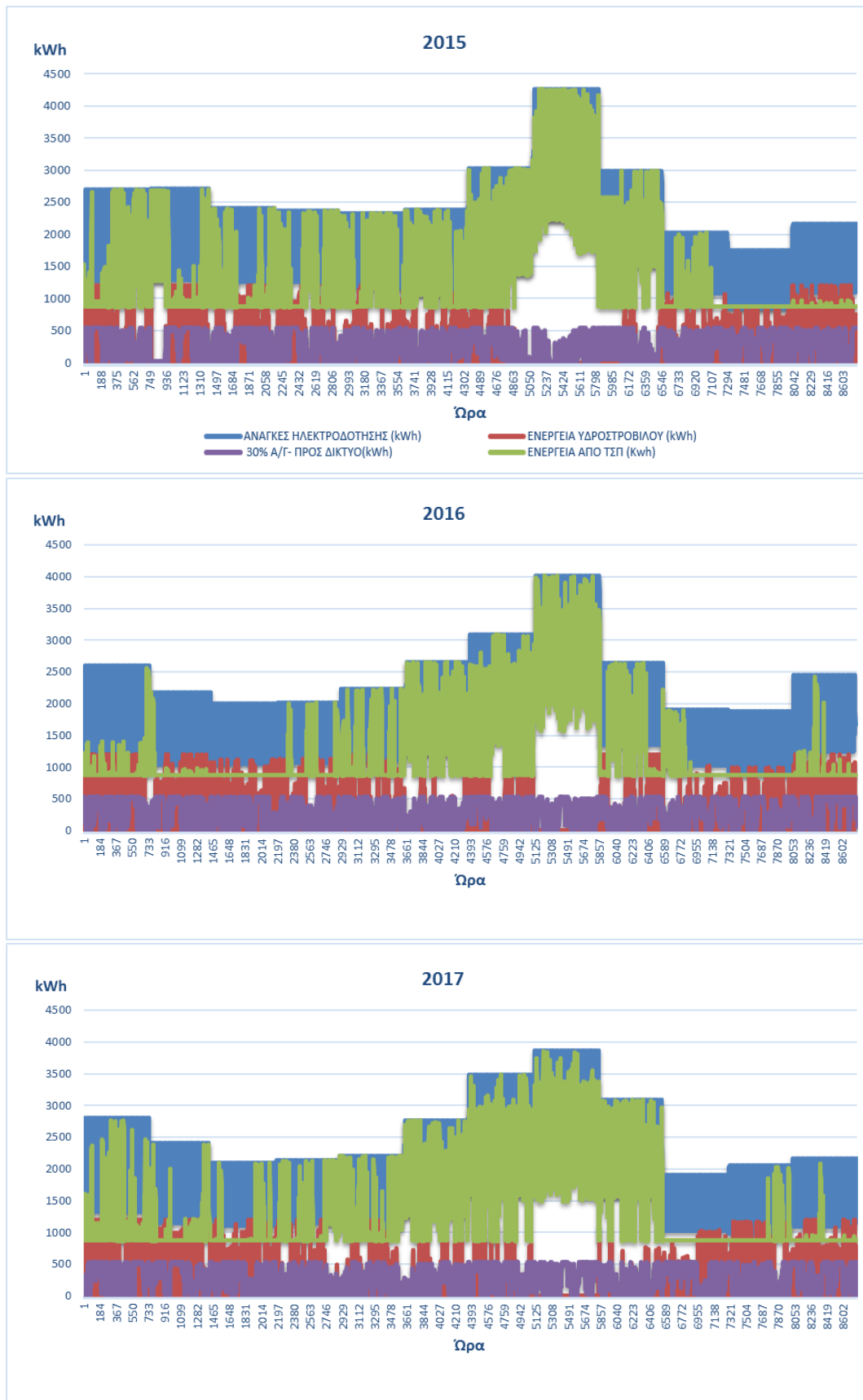


Σχήμα 5.17-Μεταβολή όγκου νερού άνω ταμιευτήρα για έτη 2007-2017 για Σ-2.1

Όπως και στο Σενάριο 1, παρατηρείται άδειασμα του ταμιευτήρα κατά την καλοκαιρινή περίοδο και αποταμίευση κυβικών θαλασσινού νερού κατά τους φθινοπωρινούς και χειμερινούς μήνες. Ο μεγαλύτερος όγκος νερού παρατηρείται αρχές Απριλίου του 2008, όπου φτάνει τα 764.430 m³. Χαρακτηριστικό είναι πως δεν επιτυγχάνονται τόσο υψηλές στάθμες όπως στο Σενάριο 1, πράγμα λογικό καθώς από το 70% της αιολικής ενέργειας τροφοδοτείται και η μονάδα αφαλάτωσης.

5.5.1.1 Ενεργειακή προσέγγιση του Σεναρίου 2.1

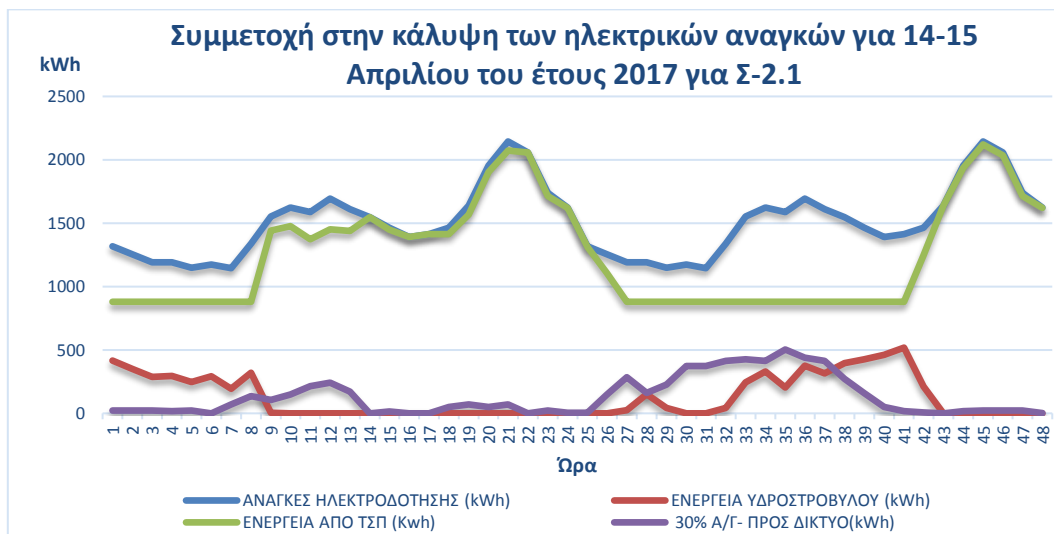
Αρχικά, για να γίνει αντιληπτή η ενεργειακή συμπεριφορά του Υ/Σ για το Σενάριο 2.1, παρουσιάζεται στο παρακάτω Σχήμα 5.18 η συμμετοχή ανά ώρα στην κάλυψη των αναγκών από το 30% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας που πηγαίνει απευθείας προς το δίκτυο, την ενέργεια υδροστρόβιλου αλλά και την παραγωγή από τον ΤΣΠ. Με μπλε χρώμα συμβολίζονται οι ωριαίες ηλεκτρικές ανάγκες, με μωβ το 30% της παραγόμενης αιολικής, με κόκκινο η ενέργεια που παράγεται από τον υδροστρόβιλο και με πράσινο η απαιτούμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ για την κάλυψη των αναγκών. Όταν η καμπύλη που συμβολίζει την παραγόμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ παραμένει σταθερή στις 880kWh, τότε υπάρχει επιτυχία της κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών από το Υβριδικό Σύστημα. Όταν όμως η καμπύλη αναπαράστασης της παραγόμενης ενέργειας από τον παρουσιάζει αιχμή, σημαίνει ότι το Υ/Σ αδυνατεί να καλύψει τις ηλεκτρικές ανάγκες και απαιτείται επιπλέον ενέργεια από τον τοπικό σταθμό παραγωγής (ΤΣΠ).



Σχήμα 5.18-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2015,16,17 για Σ-2.1

Είναι εμφανές πως η επιπλέον ενέργεια, πλην της σταθερά παραγόμενης από τον ΤΣΠ, έχει αυξηθεί αρκετά σε σχέση με το Σενάριο 1 της “καθαρής” αντλησιοταμίευση, καθώς, πέραν των καλοκαιρινών αιχμών,

υπάρχει πλέον ανάγκη περισσότερης ενέργειας από τη ΔΕΗ για την κάλυψη των αναγκών και τους χειμερινούς μήνες όπως και κατά την περίοδο της άνοιξης. Παρατίθεται ακόμα η αιχμή των καλοκαιρινών μηνών του έτους 2008, όπως και στο Σενάριο 1.



Σχήμα 5.19- Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Απριλίου του έτους 2017 για Σ-2.1

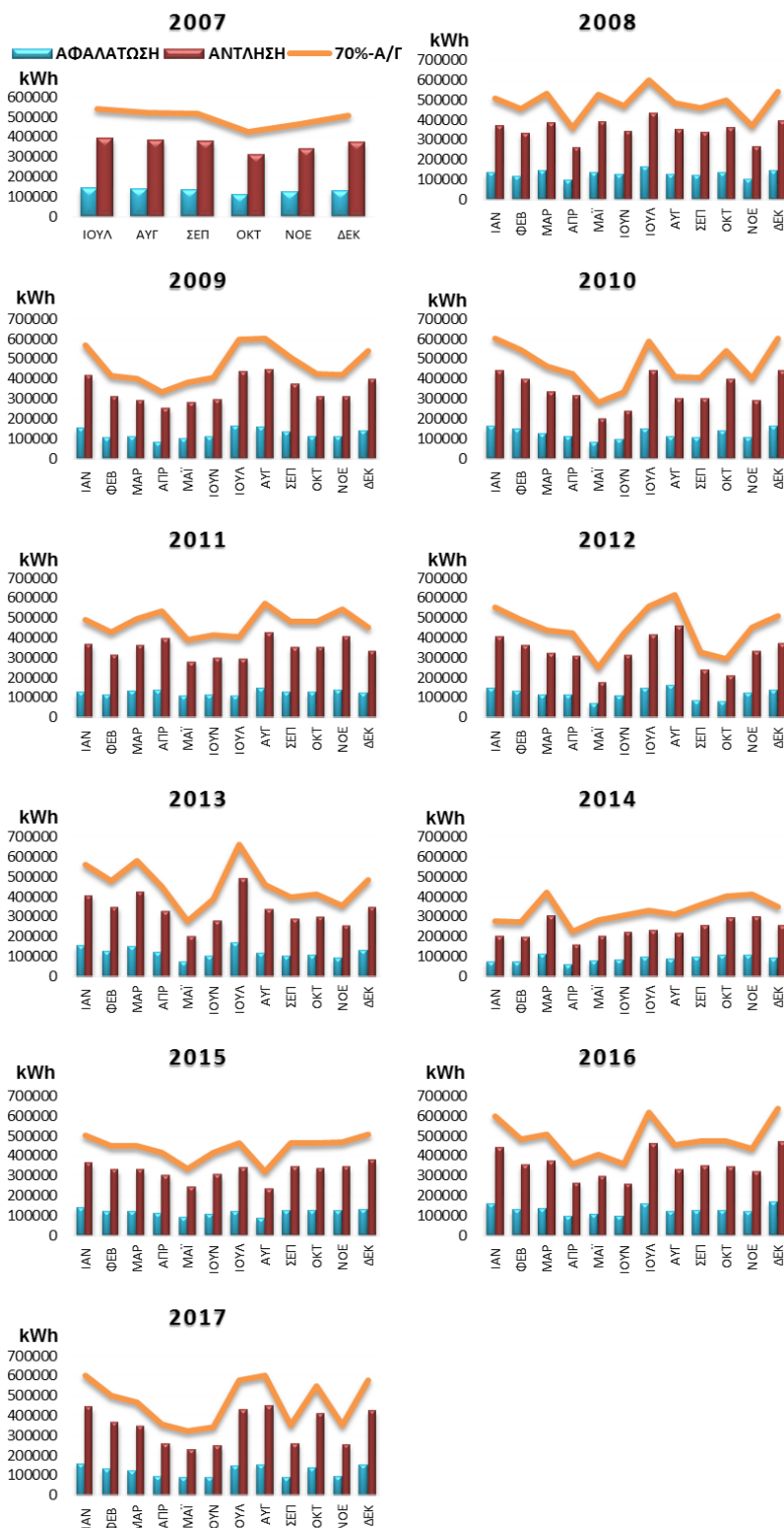


Σχήμα 5.20- Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Αυγούστου του έτους 2017 για Σ-2.1

Σε σχέση με το Σ-1 έχουμε επέκταση της περιόδου ανάγκης επιπλέον ενέργειας από τον ΤΣΠ καθώς και το μήνα Ιούνιου παρουσιάζονται ελλείψεις που στο Σ-1 απουσίαζαν. Χαρακτηριστικά υπάρχει πτώση της ενέργειας από τον υδροστρόβιλο, λόγω παρεμβολής της αφαλάτωσης, καθώς και μείωση της απευθείας αποδιδόμενης στο δίκτυο αιολικής ενέργειας, καθότι από το 45% του Σ-1 αποδίδεται το 30% στο εξεταζόμενο σενάριο. Στο 48ωρο του Απριλίου που παρατίθεται στο Σχήμα 5.19 σε σύγκριση με εκείνο του Σ-1 είναι εμφανής η αδυναμία του ταμιευτήρα και κατ' επέκταση της συνεισφοράς της ενέργειας του υδροστρόβιλου στην κάλυψη των αναγκών. Για το 48ωρο του Αυγούστου στο Σχήμα 5.20 είναι φανερό πως η αιολική παραγωγή καλύπτει ένα μέρος των αναγκών, καθώς η εξάντληση του νερού στον άνω ταμιευτήρα δεν καθιστά δυνατή την περεταίρω διείσδυση της ενέργειας του υδροστρόβιλου. Επομένως το νερό που αντλείται χρησιμοποιείται αμέσως για την κάλυψη των αναγκών.

Μία ακόμα σημαντική παράμετρος του Σεναρίου 2.1 είναι ο καταμερισμός του 70% της παραγόμενης αιολικής που διατίθεται προς τη μονάδα αφαλάτωσης και τον αντλητικό σταθμό. Στο Σχήμα 5.21 που

ακολουθεί παρουσιάζεται αθροιστικά ανά μήνα η ενέργεια προς τη Μ.Α και τον Α.Σ αντίστοιχα. Με πορτοκαλί χρώμα συμβολίζεται η καμπύλη που αναπαριστά το παραγόμενο 70% και αντίστοιχα με γαλάζιο χρώμα η ενέργεια που διατίθεται από τη Μ.Α, ενώ με κόκκινο η ενέργεια που διατίθεται προς άντληση.

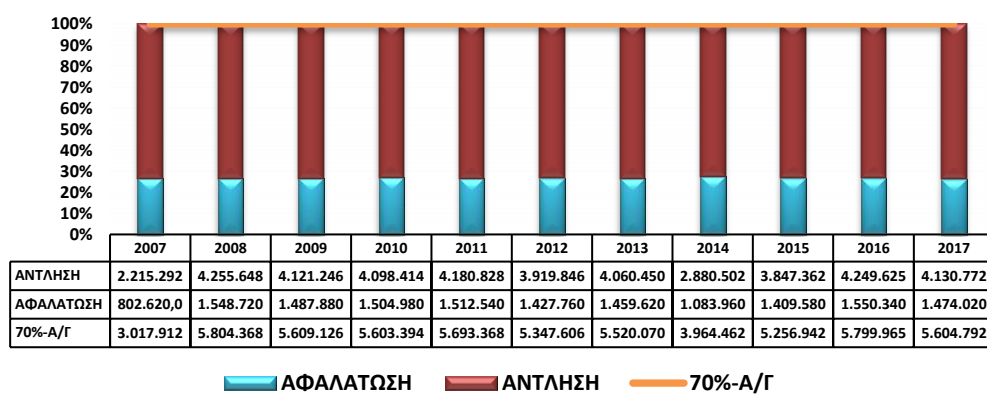


Σχήμα 5.21- Κατανομή του 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας μεταξύ Άντλησης & Αφαλάτωσης για Σ-2.1

Αρχικά παρατηρείται η διακύμανση του 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, όπου καταγράφονται τιμές από 225.000 kWh για τον Απρίλιο του 2014 ως χαμηλότερη έως τις 664.890 kWh τον Ιούλιο του 2013 σαν μέγιστη αιχμή. Η ενέργεια που απορροφάται από τη Μ.Α γνωρίζει διακυμάνσεις της τάξεως από 61.380 kWh για τον Απρίλιο του 2014 ως χαμηλότερη τιμή έως 168.300 kWh τον Ιούλιο του 2013 ως μέγιστη τιμή. Χαρακτηριστικό αποτελεί ότι με την συνθήκη λειτουργίας της (Μ.Α) που υπάρχει στο Σενάριο 2.1 το 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας διαμοιράζεται σε σταθερό ποσοστό ανάμεσα σε Μ.Α και Α.Σ.

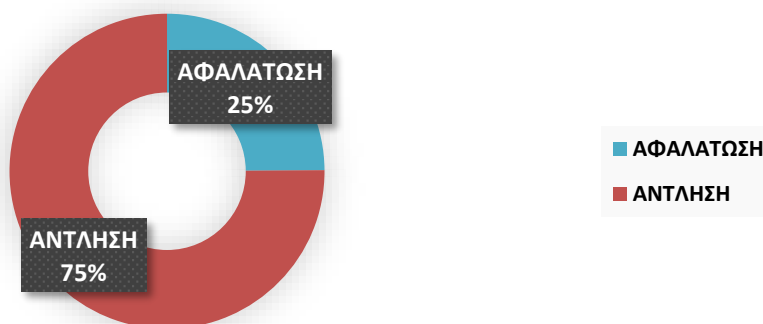
Στο Σχήμα 5.22 που ακολουθεί φαίνεται η ποσοστιαία απορρόφηση της διαθέσιμης ενέργειας σε ετήσια βάση για τα έτη μελέτης 2007-2017 καθώς και πίνακας κάτωθεν του διαγράμματος με τα ετήσια αθροιστικά των kWh που διατέθηκαν σε ετήσια βάση. Ακόμα παρατίθεται στο Σχήμα 5.22 το διάγραμμα με το ποσοστό διαμοιρασμού του 70% της παραγόμενης αιολικής για κάθε έτος την περίοδο μελέτης 2007-2017.

Ποσοστιαία ετήσια κατανομή του 70%-Α/Γ από Μ.Α & Α.Σ για τα έτη 2007-2017



Σχήμα 5.22- Ποσοστιαία ετήσια κατανομή του 70%-Α/Γ σε Μ.Α & Α.Σ για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1

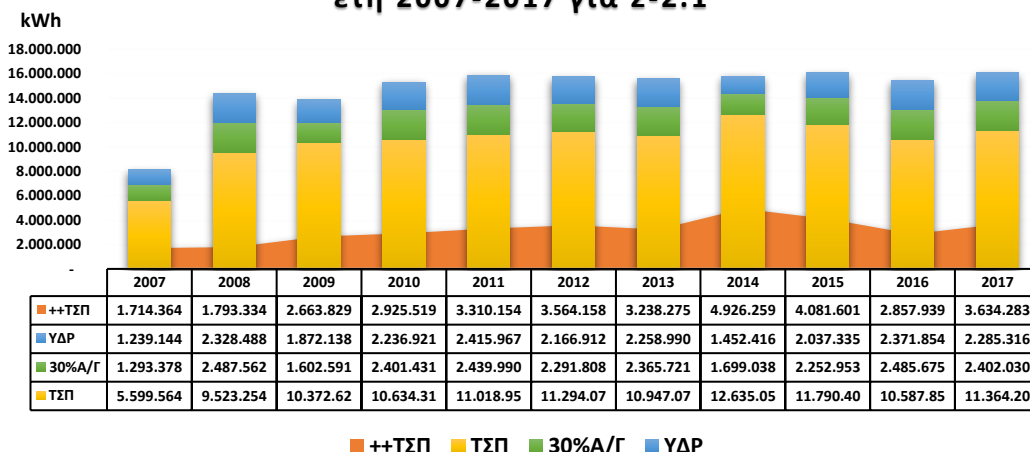
Ποσοστιαία κατανομή του 70%-Α/Γ για την περίοδο 2007-2017



Σχήμα 5.23- Ποσοστιαία κατανομή του 70%-Α/Γ την περίοδο 2007-2017 για Σ-2.1

Όπως φαίνεται και από το Σχήμα 5.22 για την ετήσια κατανομή της παραγόμενης αιολικής σε όλα τα έτη το ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από τη Μ.Α είναι σταθερό στο 25%, όπως προκύπτει και από το Σχήμα 5.23 για ολόκληρη την περίοδο μελέτης από το 2007-2017.

Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1



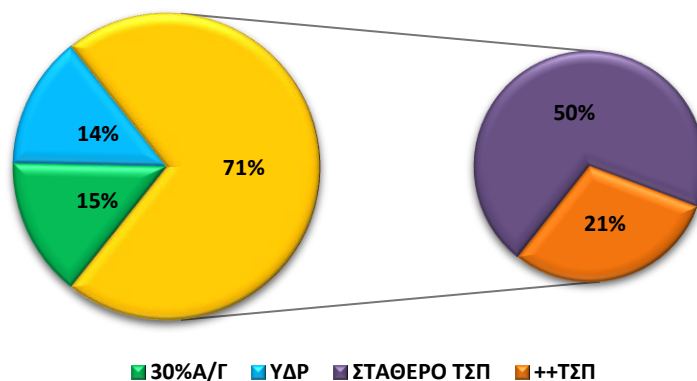
Σχήμα 5.24- Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1

Κλείνοντας την ανάλυση των αποτελεσμάτων για την συμπεριφορά του Υ/Σ για το Σ-2.1, όσον αφορά τις ηλεκτρικές ανάγκες, παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.24 η συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας με αναλυτικό πίνακα που παρουσιάζει τις συνολικές kWh που δαπανήθηκαν αλλά και την επιπλέον ενέργεια που χρειάστηκε από τον ΤΣΠ πέραν της σταθερής 880 kWh για την τελική κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού.

Από το παραπάνω Σχήμα 5.24 γίνεται σαφές ότι η ενέργεια που ζητήθηκε επιπλέον από τον ΤΣΠ αυξήθηκε. Χαρακτηριστικά στο έτος 2008, που χαρακτηρίζεται ως το καλύτερο από άποψη αιολικής παραγωγής, από 1.079.000 kWh που απαιτήθηκαν στο Σ-1 τώρα απαιτούνται 1.739.364 kWh επιπλέον, ενώ στο χειρότερο αιολικά έτος 2014 στο Σ-1 απαιτήθηκαν 4.280.122 kWh, ενώ στο παρόν σενάριο 4.926.259 kWh. Γίνεται σαφές ότι το Σ-2.1 είναι ενεργειακά απαιτητικότερο, πράγμα αναμενόμενο καθώς εισάγεται στο Υ/Σ η Μ.Α.

Στο Σχήμα 5.25 που ακολουθεί παρουσιάζεται η συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο μελέτης 2007-2017.

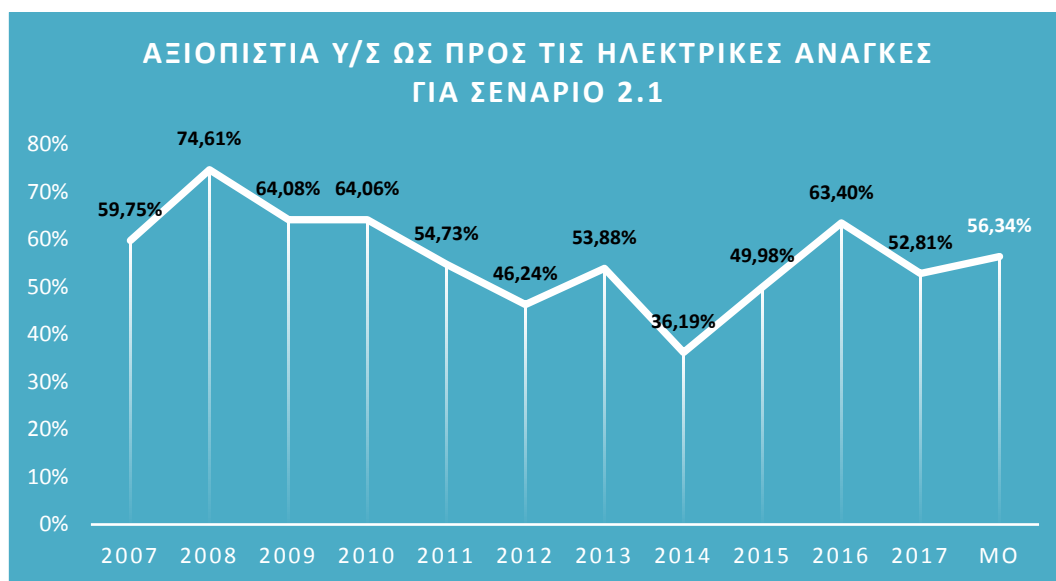
Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2007-2017 για Σ-2.1



Σχήμα 5.25- Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2007-2017 για Σ-2.1

Όπως γίνεται εμφανές από το Σχήμα 5.25, το 14% των αναγκών καλύπτεται από την παραγόμενη ενέργεια του υδροστροβίλου, το 15% από την απευθείας διάθεση του 30% της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο και το 71% από τον ΤΣΠ, το οποίο ποσοστό διαχωρίζεται σε 50% της σταθερής παραγωγής και σε 21% της πρόσθετης απαιτούμενης ενέργειας. Σε σύγκριση με το Σ-1, σταθερό μένει το ποσοστό του υδροστροβίλου σε 14%, καθώς στο Σ-1 η άντληση τροφοδοτείται με το 55% της αιολικής ενέργειας, ενώ στο παρόν σενάριο προς άντληση πηγαίνει το 70% της αιολικής ενέργειας, αλλά διαμοιράζεται με την αφαλάτωση, επομένως η ποσοστιαία συνεισφορά του υδροστροβίλου παραμένει σταθερή. Η συμμετοχή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας μειώνεται από 21% σε 15%, αν και στο Σ-1 στο δίκτυο διατίθεται το 45% της αιολικής ενέργειας, ενώ στο Σ-2.1 το 30%. Επιπλέον η συμμετοχή του ΤΣΠ αυξάνεται από 65% σε 71%, καθώς και το ποσοστό της πρόσθετης απαιτούμενης ενέργειας από 16% σε 21%. Η υποχώρηση των ποσοστών αιολικής ενέργειας προς το δίκτυο και το σταθερό ποσοστό του υδροστροβίλου έναντι της αύξησης του ΤΣΠ και της πρόσθετης αναγκαίας ενέργειας χαρακτηρίζεται ως αναμενόμενη, καθώς το Σ-1, όπως αναφέρεται παραπάνω, δίνει τα μέγιστα δυνατά αποτελέσματα όσον αφορά την ενέργεια και αποτελεί ένα σημείο αναφοράς ανάμεσα στα υπόλοιπα εξεταζόμενα σενάρια.

Τέλος, το διάγραμμα αξιοπιστίας ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες του Υ/Σ παρουσιάζει το ποσοστό επιτυχούς κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών ανά έτος, όπως και το μέσο όρο για την περίοδο μελέτης, όπου οι ηλεκτρικές ανάγκες καλύφθηκαν αποκλειστικά από το 30% της παραγόμενης και διαθέσιμης προς το δίκτυο αιολικής ενέργειας, της ενέργειας του υδροστροβίλου και της σταθερής παραγωγής των 880 kW από το ΤΣΠ.

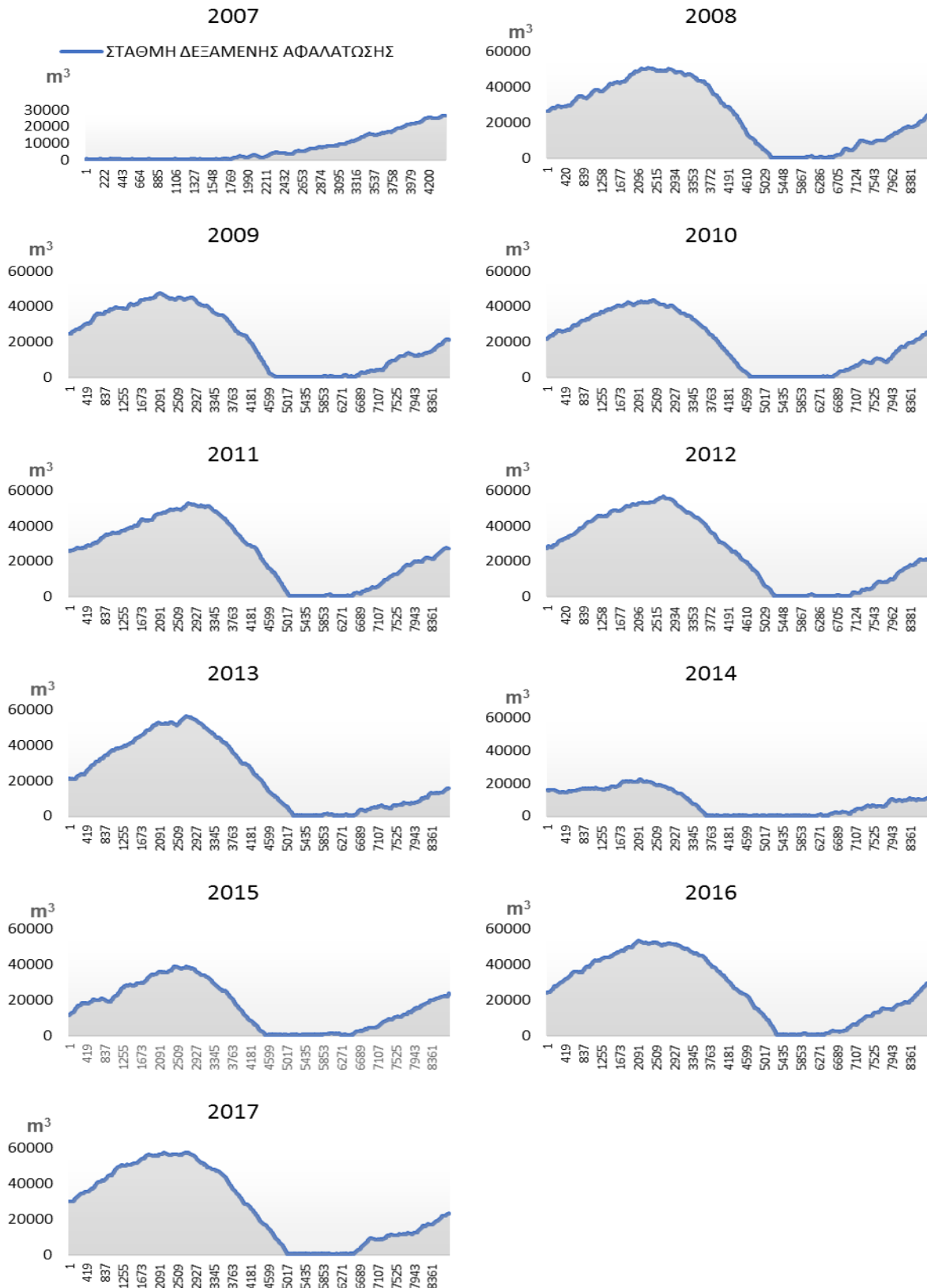


Σχήμα 5.26- Αξιοπιστία Υβριδικού Συστήματος ως προς την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017 για το Σενάριο 2.1

Η αξιοπιστία του Υ/Σ για το σενάριο 2.1 έχει μέγιστη τιμή για το έτος 2008 όπου φτάνει το 74,61%, ενώ γίνεται ελάχιστη για το έτος 2014 με τιμή 36,19% με το μέσο όρο να διαμορφώνεται σε 56,34%. Σε σύγκριση με το Σ-1 για τα ίδια έτη, μέγιστη τιμή συναντάται στο έτος 2008 με 85,54%, ελάχιστη αξιοπιστία για το έτος 2014 με 45,67% και μέσο όρο 67,98% γίνεται η παρατήρηση πως υπάρχει γενικευμένη πτώση της τάξης των 10 ποσοστιαίων μονάδων.

5.5.1.2 Απόκριση Υ/Σ για Σενάριο 2.1 με βάση τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης

Το κύριο χαρακτηριστικό του Σεναρίου 2.1 είναι η προσθήκη της μονάδας αφαλάτωσης (Μ.Α). Στην παραπάνω παράγραφο εξετάστηκε η απόκριση του Υ/Σ ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες. Σε αυτή την παράγραφο γίνεται ανάλυση των αποτελεσμάτων για την ύδρευση για το Σ-2.1. Αρχικά παρουσιάζεται το Σχήμα 5.27 με τη μεταβολή του όγκου νερού του ταμειυτήρα αφαλατωμένου νερού για τα έτη μελέτης 2007-2017.



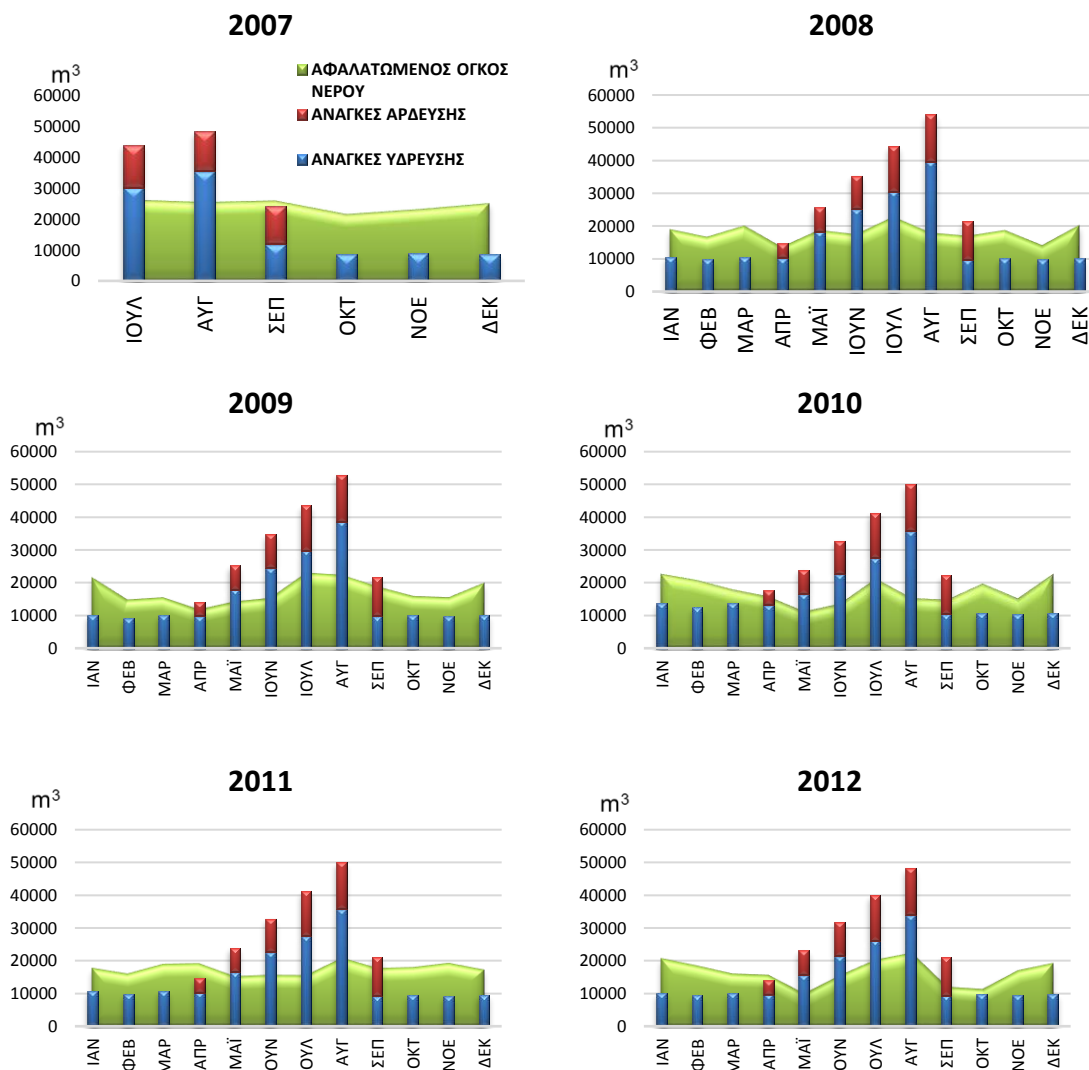
Σχήμα 5.27- Μεταβολή όγκου νερού ταμειυτήρα αφαλατωμένου νερού ανά ώρα για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1

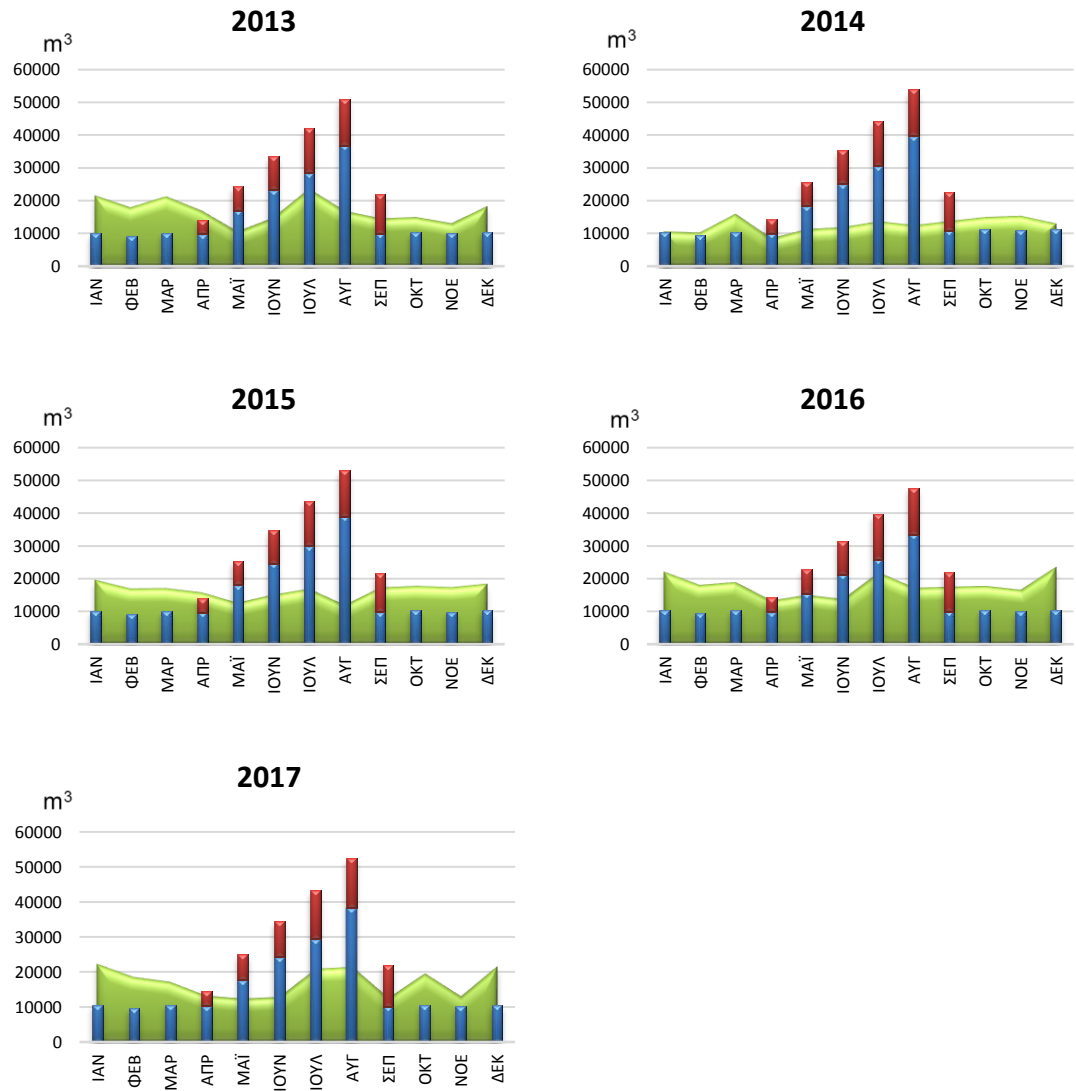
Από το Σχήμα 5.27 φαίνεται η μεταβολή του όγκου νερού του ταμειυτήρα αφαλατωμένου νερού. Γίνεται εμφανές ότι η περίοδος αποταμίευσης αφαλατωμένου νερού είναι από Ιανουάριο έως μέσα Απριλίου. Τους καλοκαιρινούς μήνες, ιδιαίτερα μετά τον Ιούνιο, υπάρχει αδυναμία-άδειασμα του ταμειυτήρα, ενώ στα τέλη

Σεπτεμβρίου ξεκινάει εκ νέου η αποθήκευση αφαλατωμένου νερού. Χαρακτηριστικό αποτελεί πως η μεταβολή του όγκου νερού μοιάζει στα περισσότερα έτη, καθώς ακολουθεί το μοτίβο αποθήκευσης νερού από την αρχή του έτους με αιχμή στα μέσα Απριλίου, έπειτα σταδιακή εξάντληση του όγκου νερού από την άνοιξη έως τον Ιούνιο, ελάχιστο όγκο νερού κατά τους καλοκαιρινούς μήνες Ιούλιο-Αύγουστο και ξανά άνοδο της στάθμης μετά τα τέλη Σεπτεμβρίου. Στην περίοδο μελέτης ο μέγιστος όγκος νερού που παρατηρήθηκε ήταν 57.100 m³ για το έτος 2017.

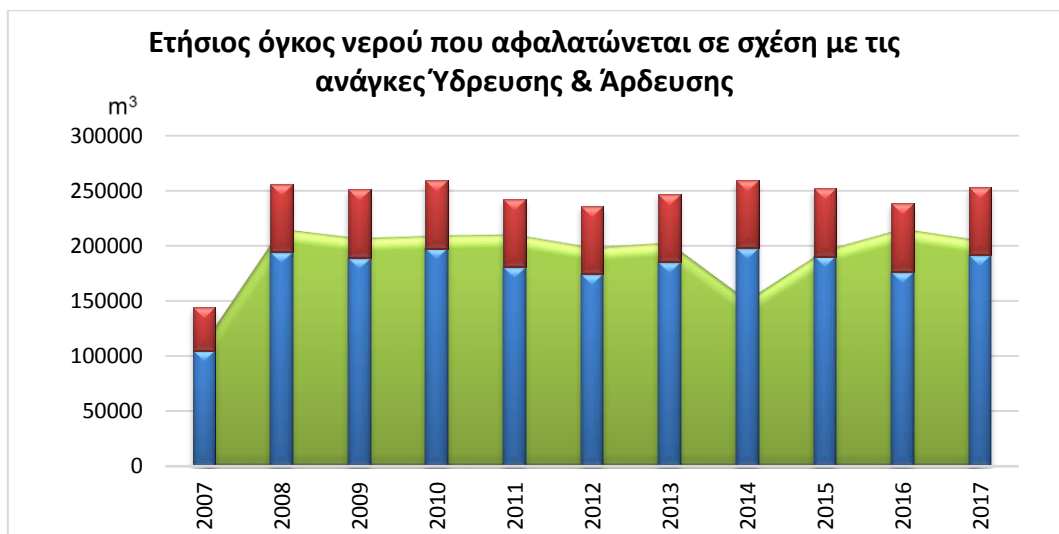
Ακολουθεί το Σχήμα 5.28 με συσχέτιση του όγκου του νερού που αφαλατώνεται με τις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης ανά μήνα για την περίοδο μελέτης 2007-2017.

Όγκος νερού που αφαλατώνεται σε σχέση με τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης





Σχήμα 5.28- Όγκος νερού που αφαλατώνεται σε σχέση με τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1



Σχήμα 5.29- Ετήσιος όγκος νερού που αφαλατώνεται σε σχέση με τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης

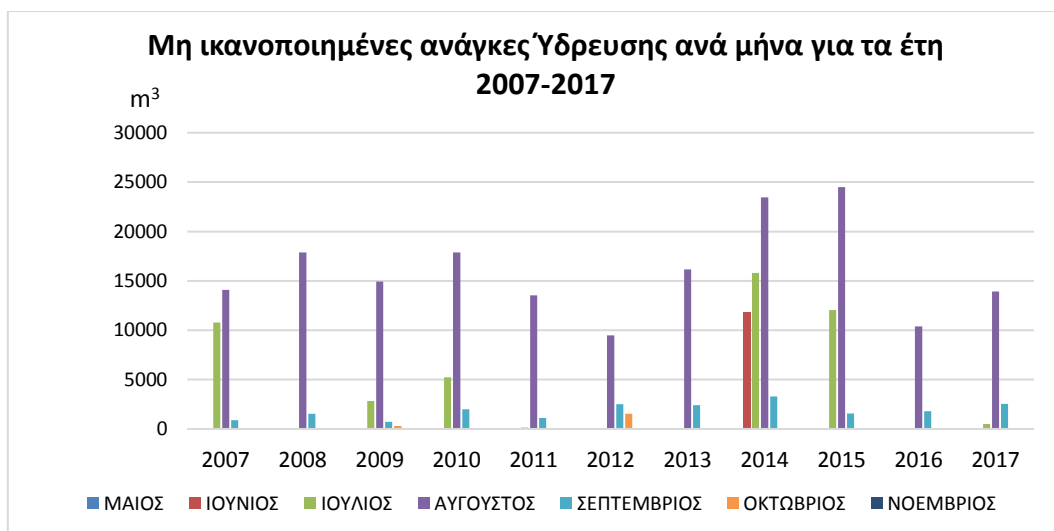
Από το Σχήμα 5.28 γίνεται αντιληπτό το μέγεθος των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης κατά τους καλοκαιρινούς μήνες που ξεπερνούν κατά πολύ τον όγκο νερού που αφαλατώνεται εκείνη την περίοδο. Ως οι πιο ενεργοί σε σχέση με την αφαλάτωση μήνες χαρακτηρίζονται οι εξής: Ιανουάριος-Φεβρουάριος, σε αρκετές περιπτώσεις Ιούλιος-Αύγουστος και Οκτώβριος, Νοέμβριος και Δεκέμβριος. Η μέγιστη μηνιαία παραγωγή αφαλατωμένου νερού παρατηρείται τον Ιανουάριο του 2017 με 22.225 m³, ενώ η ελάχιστη τον Απρίλιο του 2014 με 8.525 m³. Για την καλύτερη κατανόηση της κάλυψης των υδρευτικών και αρδευτικών αναγκών κατασκευάστηκε ο παρακάτω πίνακας που παρουσιάζει για κάθε μήνα για τα έτη μελέτης το ποσοστό κάλυψης των αναγκών τόσο για τις υδρευτικές όσο και για τις αρδευτικές ανάγκες. Ακολουθείται χρωματική κλίμακα πράσινου προς κόκκινου χρώματος για την ταχύτερη ανάγνωση των αποτελεσμάτων αξιοπιστίας.

Πίνακας 5.2- Ποσοστό κάλυψης των ωριαίων αναγκών Ύδρευσης & Άρδευσης για κάθε μήνα για την περίοδο 2007-2017

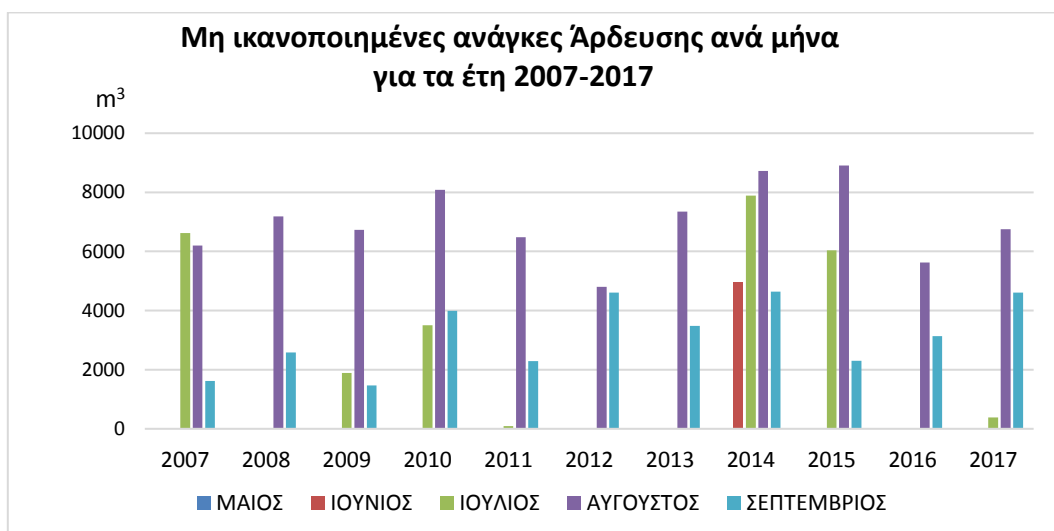
		ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
2007	ΥΔΡΕΥΣΗ							64,25%	60,22%	92,64%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ							51,75%	51,61%	86,81%			
2008	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	55%	84%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ								49,46%	78,06%			
2009	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	90%	61%	93%	97%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ				100%	100%	100%	86,29%	52,69%	87,50%			
2010	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	81%	50%	81%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ					100%	100%	74,60%	43,15%	66,11%			
2011	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	62%	88%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ					100%	100%	99,33%	54,44%	80,56%			
2012	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	72%	73%	84%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ					100%	100%	100%	66,26%	60,83%			
2013	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	56%	76%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	48,39%	70,42%			
2014	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	53%	48%	41%	70%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ				100%	100%	51,39%	42,74%	38,71%	60,56%			
2015	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	60%	37%	84%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ					100%	100%	56,18%	37,37%	80,42%			
2016	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	69%	82%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ					100%	100%	100%	60,48%	73,33%			
2017	ΥΔΡΕΥΣΗ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	98%	64%	75%	100%	100%	100%
	ΑΡΔΕΥΣΗ					100%	100%	97,18%	52,55%	60,83%			

Από τον παραπάνω Πίνακα 5.2 γίνεται σαφές ότι υπάρχει κάλυψη των αναγκών για τις περιόδους από Ιανουάριο έως Ιούνιο καθώς και για Οκτώβριο έως Δεκέμβριο. Οι μήνες που παρουσιάζουν σημαντικές ελλείψεις είναι οι Ιούλιος-Αύγουστος-Σεπτέμβριος. Ο μήνας Ιούλιος παρουσιάζει χαμηλότερη αξιοπιστία της τάξης 48% για ανάγκες ύδρευσης και 42,74% για ανάγκες άρδευσης. Στον Αύγουστο παρατηρείται ζεύγος χαμηλότερων τιμών για το 2015 με 37% για την ύδρευση και 37,37% για την άρδευση. Τέλος, ο Σεπτέμβριος παρουσιάζει τις ελάχιστες τιμές σε ύδρευση και άρδευση για το 2014 με 70% και 60,56% αντίστοιχα.

Ακολουθούν διαγράμματα με τις μη ικανοποιημένες ανάγκες κυβικών νερού σε ύδρευση και άρδευση ανά μήνα για τα έτη μελέτης.



Σχήμα 5.30- Μη ικανοποιημένες ανάγκες Ύδρευσης ανά μήνα για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1



Σχήμα 5.31-Μη ικανοποιημένες ανάγκες Άρδευσης ανά μήνα για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1

Από το παραπάνω Σχήμα 5.30 για τις μη ικανοποιημένες ανάγκες ύδρευσης ο Αύγουστος μπορεί να χαρακτηριστεί ως ο μήνας με τις μεγαλύτερες ελλείψεις με αυτές να κυμαίνονται από 10.400-24.500 m³. Ακολουθεί ο Ιούλιος με ελλείψεις για τα έτη 2007, 2009, 2010, 2014 & 2015 από 2.800 έως 15.800 m³. Οι ελλείψεις του Σεπτεμβρίου χαρακτηρίζονται ως σταθερές στην εμφάνισή το, διότι υπάρχουν σε όλα τα έτη άλλα είναι μικρές σε όγκο, αφού κυμαίνονται μεταξύ 720 με 3.300 m³.

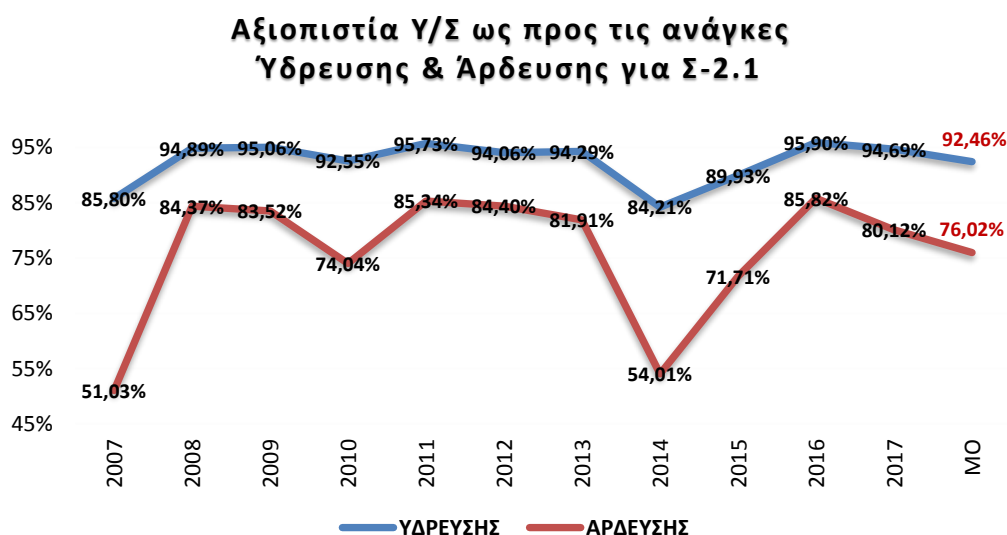
Αντίστοιχα στο Σχήμα 5.31 για τις μη ικανοποιημένες ανάγκες άρδευσης οι ελλείψεις του Αυγούστου διακρίνονται και πάλι ως οι μεγαλύτερες και κυμαίνονται από 4.800 έως 8.900 m³. Ο μήνας Ιούλιος παρουσιάζει σποραδικές ελλείψεις ανά τα έτη που κυμαίνονται από 390 έως 7.890 m³ και ο Σεπτέμβριος παρουσιάζει ελλείψεις σε κάθε έτος από 1.470 έως 4.600 m³.



Σχήμα 5.32- Μη ικανοποιημένες ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης σε ετήσια βάση για την περίοδο 2007-2017 για Σ-2.1

Από το παραπάνω Σχήμα 5.32 ετήσιων μην ικανοποιημένων αναγκών για τα έτη μελέτης μπορεί με ευκολία να γίνουν αντιληπτά τα έτη, στα οποία απαιτήθηκε ο ελάχιστος επιπλέον όγκος νερού για την κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης. Τα έτη που διακρίνονται για τους μικρότερους αναγκαίους όγκους νερού είναι τα 2011, 2012 και 2016 με αναγκαίο πρόσθετο όγκο νερού περί τα 20.000 m³, ενώ τα έτη με τις μεγαλύτερες ανάγκες προς κάλυψη είναι τα 2014, 2015 με 80.000 και 55.000 m³.

Ακολουθεί το Σχήμα 5.33 με το διάγραμμα αξιοπιστίας για την κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης, όπου παρουσιάζεται το ποσοστό των ωριαίων αναγκών που καλύφθηκαν στη διάρκεια ενός έτους, όπως επίσης και ο μέσος όρος αξιοπιστίας για την περίοδο μελέτης.



Σχήμα 5.33- Αξιοπιστία Υ/Σ ως προς τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για Σ-2.1

Από το Σχήμα 5.33 φαίνεται το διάγραμμα αξιοπιστίας για την ύδρευση. Παρατηρείται ότι οι τιμές κυμαίνονται από 85,80% έως 95,90% για 2007 και 2017 αντίστοιχα και ο μέσος όρος υπολογίζεται σε 92,46%. Επομένως, σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα αξιοπιστίας για την περίοδο 2007-2017, καλύφθηκαν το 92,46% των ωριαίων αναγκών της ύδρευσης και το 76,02% της άρδευσης. Για την άρδευση αντίστοιχα οι τιμές αξιοπιστίας του Υ/Σ κυμαίνονται από 51,03% έως 85,82% για 2007 και 2016. καθώς και ο μέσος όρος για την

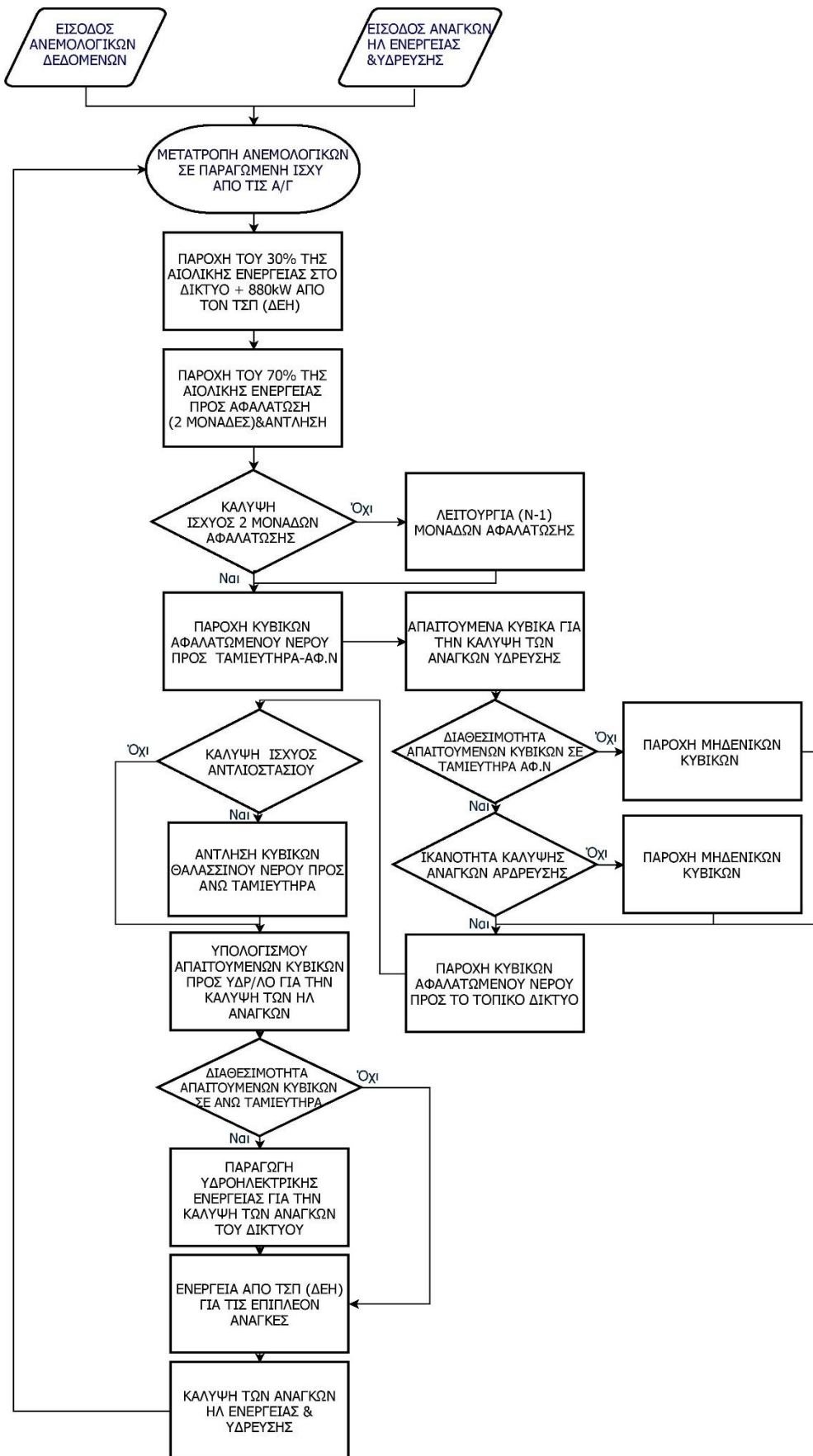
κάλυψη των ωριαίων αναγκών για την άρδευση υπολογίζεται σε 76,02%. Οι τιμές αξιοπιστίας για την κάλυψη των αναγκών της άρδευσης είναι αισθητά χαμηλότερες από εκείνες της ύδρευσης, πράγμα αναμενόμενο καθότι στη μεθοδολογία που ακολουθήθηκε δίνεται προτεραιότητα στις υδρευτικές ανάγκες έναντι των αρδευτικών.

5.5.2 Σενάριο 2.2 : Αφαλάτωση σε πρώτη προτεραιότητα

Στο Σενάριο 2.2 (Σ-2.2), όπως αναφέρει και ο τίτλος, η αφαλάτωση αποτελεί πρώτη προτεραιότητα του Υ/Σ. Καθώς διατίθεται προς αυτή το 70% της παραγόμενης αιολικής, τίθενται σε λειτουργία τα μέγιστα δυνατά μέλη της Μ.Α και η υπολειπόμενη αιολική ενέργεια διατίθεται προς άντληση. Η μονάδα αφαλάτωσης, όπως αναφέρεται και παραπάνω, διαθέτει 2 μέλη 175 kW παροχής 25 m³/hr το καθένα. Το 30% της παραγόμενης αιολικής κατευθύνεται απευθείας προς το δίκτυο μαζί με τη σταθερή παραγωγή από τον ΤΣΠ. Αν προκύψουν επιπλέον ανάγκες, επιστρατεύεται η παραγόμενη υδροηλεκτρική ενέργεια από τον υδροστρόβιλο.

Το αφαλατωμένο νερό κατευθύνεται στον ταμιευτήρα αφαλάτωσης από τον οποίον τροφοδοτείται το δίκτυο ύδρευσης για την κάλυψη των αναγκών του νησιού. Για την άρδευση τροφοδοτείται το ανάλογο δίκτυο αν και μόνο αν έχουν καλυφθεί πρώτα οι ανάγκες ύδρευσης, οι οποίες τίθενται ως προτεραιότητα.

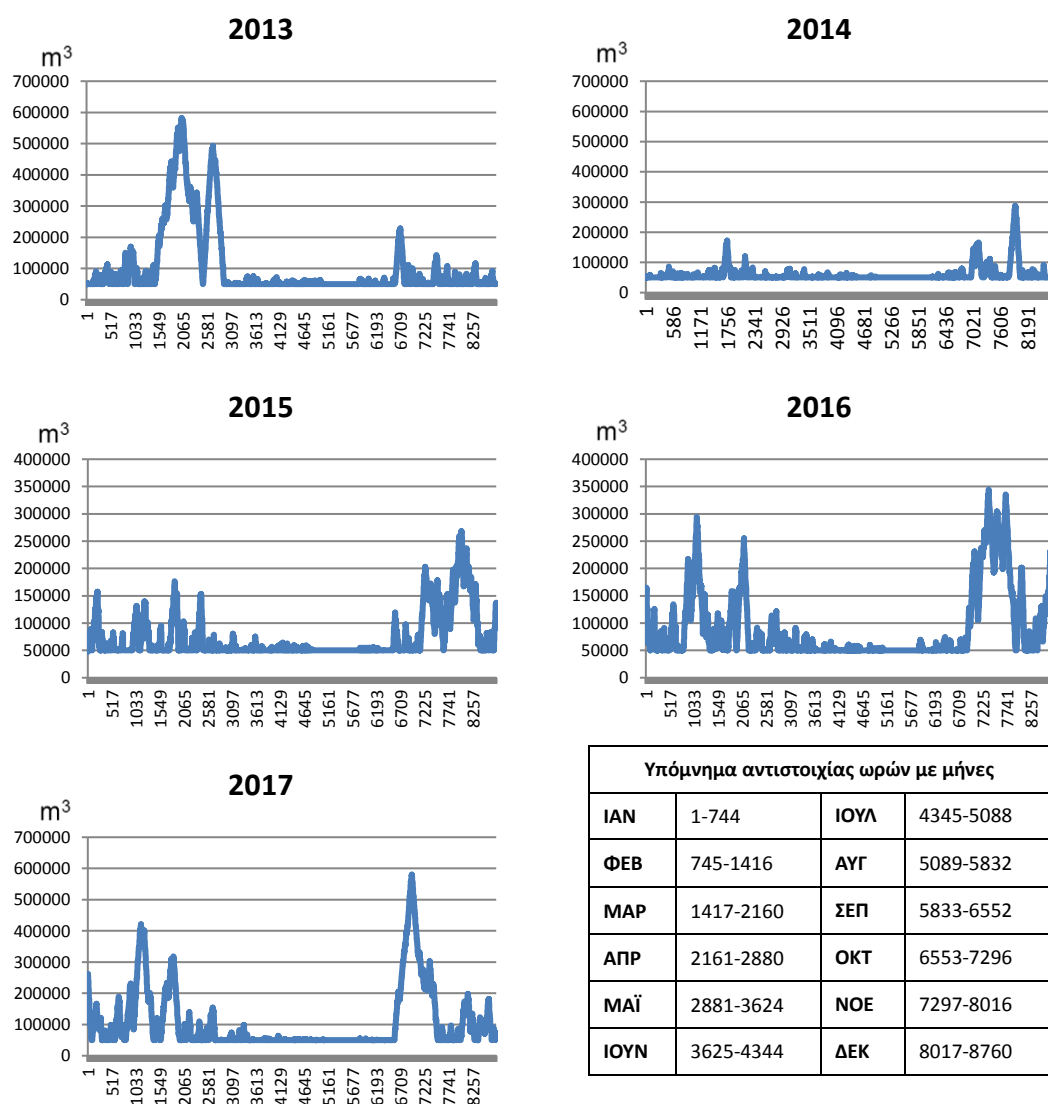
Παρακάτω παρατίθεται το διάγραμμα ροής Σχήμα 5.34 της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε στο μοντέλο προσομοίωσης στο Microsoft Excel 365.



Σχήμα 5.34- Διάγραμμα ροής της μεθοδολογίας που ακολουθήθηκε στο Σενάριο 2.2

Αρχικά παρουσιάζεται η μεταβολή του όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα για την περίοδο μελέτης 2007-2017. Όπως αναφέρεται παραπάνω, το 70% της παραγόμενης διαμοιράζεται ανάμεσα σε μονάδα αφαλάτωσης και αντλητικό σταθμό. Ο άνω ταμιευτήρας τροφοδοτείται από τον αντλητικό σταθμό και τροφοδοτεί τον υδροστρόβιλο, όταν δεν υπάρχει κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών από το 30% Α/Γ και τη σταθερή παραγωγή του ΤΣΠ 880 kWh.

Μεταβολή όγκου νερού άνω ταμιευτήρα για τα έτη 2013-2017

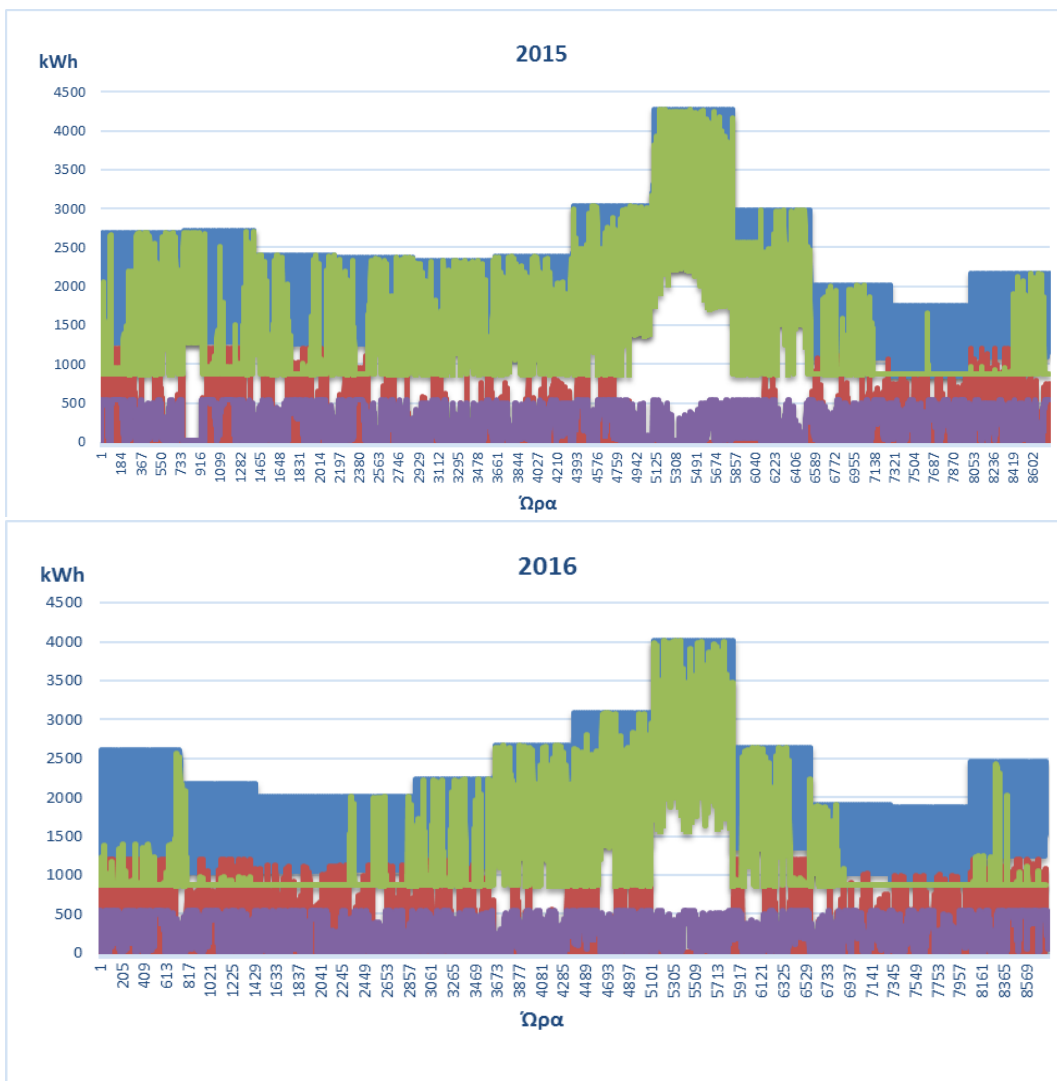


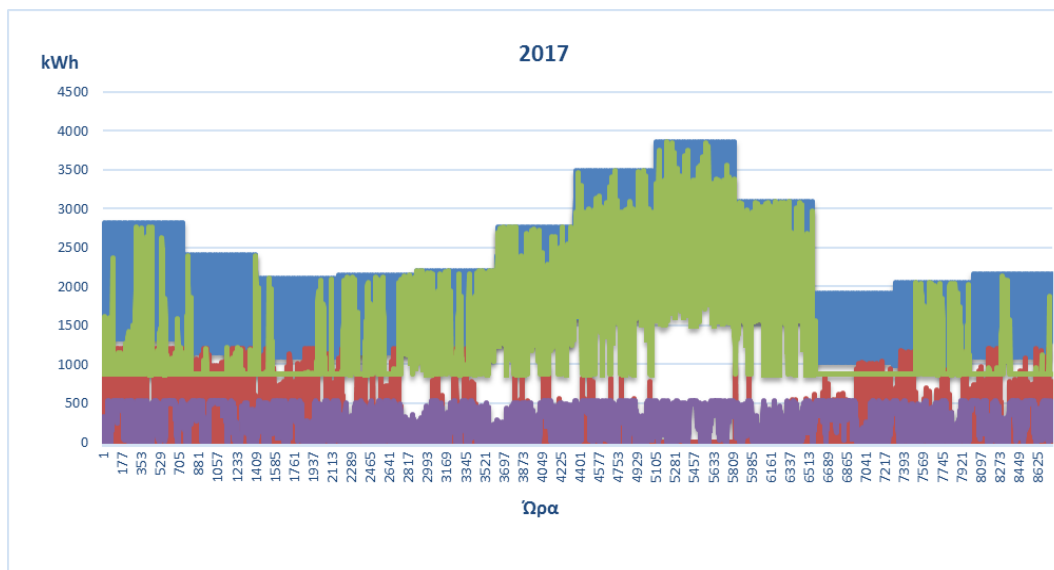
Σχήμα 5.35- Μεταβολή όγκου νερού άνω ταμιευτήρα για έτη 2013-2017

Όπως και στα προηγούμενα σενάρια, παρατηρείται άδειασμα του ταμιευτήρα κατά την καλοκαιρινή περίοδο και αποταμίευση κυβικών θαλασσινού νερού κατά τους φθινοπωρινούς και χειμερινούς μήνες. Ο μεγαλύτερος όγκος νερού που παρατηρείται είναι για το έτος 2013 στα τέλη Μαρτίου 582.107 m³. Οι όγκοι νερού που καταγράφονται είναι σαφώς μικρότεροι των παραπάνω 2 σεναρίων, αναμενόμενο καθώς στο σενάριο αυτό η λειτουργία της Μ.Α επιβαρύνει παραπάνω την αντλησιοταμίευση κυβικών θαλασσινού νερού στον άνω ταμιευτήρα.

5.5.2.1 Ενεργειακή προσέγγιση του Σεναρίου 2.2

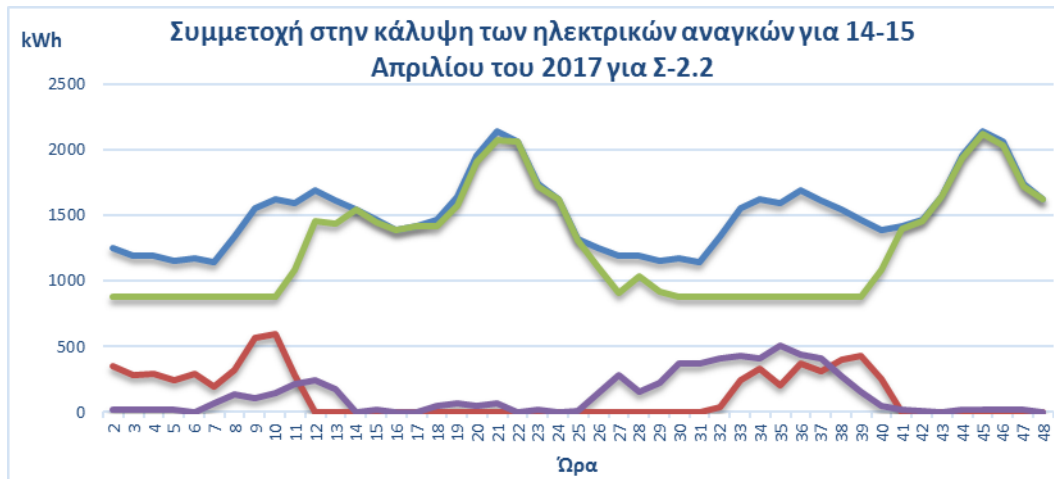
Αρχικά, για να γίνει αντιληπτή η ενεργειακή συμπεριφορά του Υ/Σ για το Σενάριο 2.2, παρουσιάζεται στο παρακάτω Σχήμα 5.36 η συμμετοχή ανά ώρα στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών από το 30% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας που πηγαίνει απευθείας προς το δίκτυο, την ενέργεια υδροστροβίλου αλλά και την παραγωγή από τον ΤΣΠ. Με μπλε χρώμα συμβολίζονται οι ωριαίες ηλεκτρικές ανάγκες, με μωβ το 30% της παραγόμενης αιολικής, με κόκκινο η ενέργεια που παράγεται από τον υδροστρόβιλο και με πράσινο η απαιτούμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ για την κάλυψη των αναγκών. Όταν η καμπύλη που συμβολίζει την παραγόμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ παραμένει σταθερή στις 880kWh, τότε υπάρχει επιτυχία της κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών από το Υβριδικό Σύστημα. Όταν όμως η καμπύλη αναπαράστασης της παραγόμενης ενέργειας από τον παρουσιάζει αυξητικές τάσεις, σημαίνει ότι το Υ/Σ αδυνατεί να καλύψει τις ηλεκτρικές ανάγκες και απαιτείται επιπλέον ενέργεια από τον τοπικό σταθμό παραγωγής.



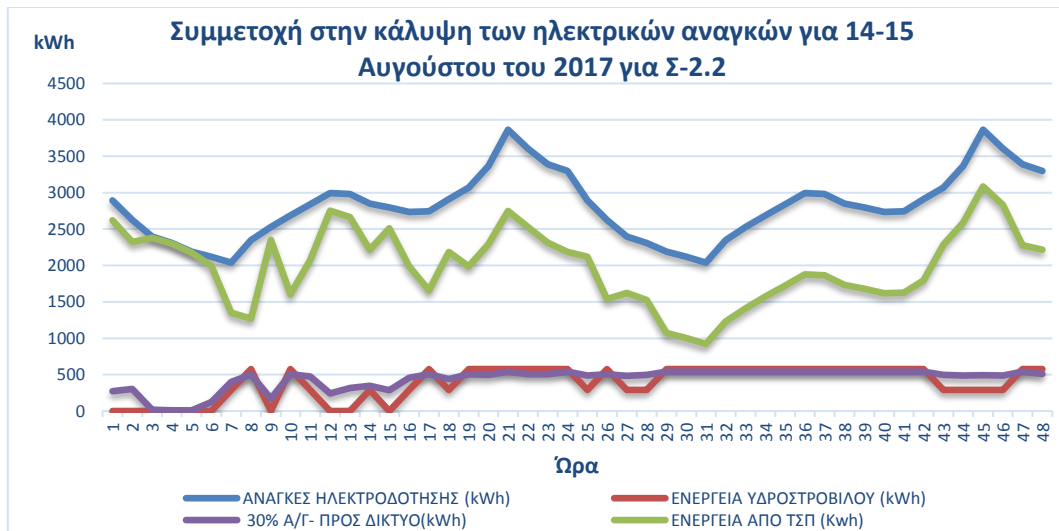


Σχήμα 5.36-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2015,16,17 για Σ-2.2

Είναι εμφανές πως η επιπλέον ενέργεια, πλην της σταθερά παραγόμενης από τον ΤΣΠ, έχει αυξηθεί αρκετά σε σχέση με το Σενάριο 1 της “καθαρής” αντλησιοταμίευση καθώς και από το Σενάριο 2.1 της ηπιότερης λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης. Γίνεται εμφανές ότι, πέραν των καλοκαιρινών αιχμών, υπάρχει πλέον ανάγκη περισσότερης ενέργειας από τη ΔΕΗ για την κάλυψη των αναγκών και στους χειμερινούς μήνες, καθώς και κατά την περίοδο της άνοιξης και σε πολύ πιο συχνό βαθμό απ’ ότι συνέβαιναν στο Σ-2.1. Παρατίθεται ακόμα η αιχμή των καλοκαιρινών μηνών του έτους 2008.



Σχήμα 5.37-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Απριλίου του 2017 για Σ-2.2



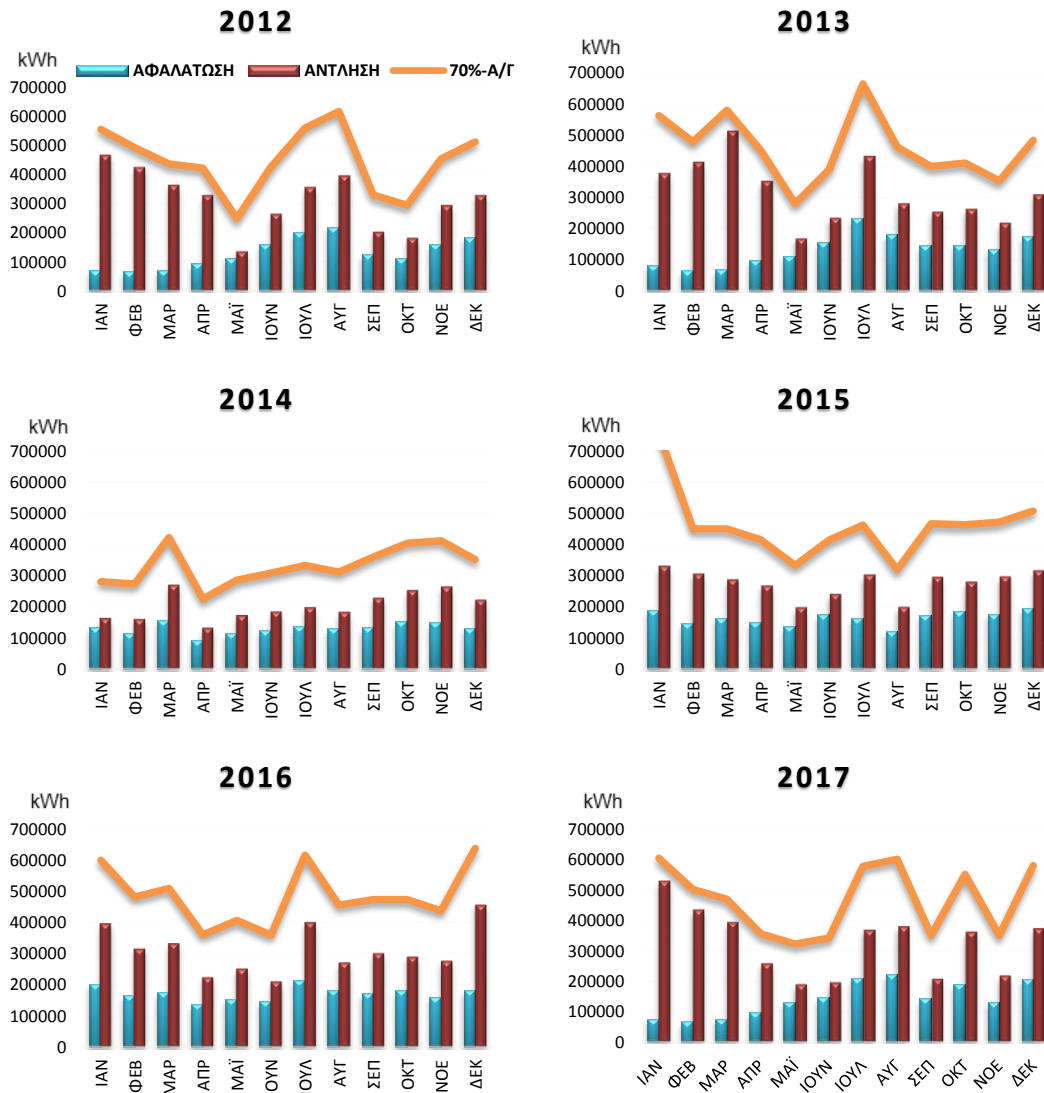
Σχήμα 5.38-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Αυγούστου του 2017 για Σ-2.2

Σε σχέση με το Σ-1 & Σ-2.1, στο παρόν σενάριο υπάρχει επέκταση της περιόδου ανάγκης επιπλέον ενέργειας από τον ΤΣΠ, καθώς και το μήνα Ιούνιο παρουσιάζονται ελλείψεις που στο Σ-1 απουσίαζαν και στο Σ-2.1 ήταν πιο αραιές. Χαρακτηριστικά υπάρχει πτώση της ενέργειας από τον υδροστρόβιλο, λόγω παρεμβολής της αφαλάτωσης και της αυξημένης λειτουργίας της εις βάρος της άντλησης και του υδροστρόβιλου.

Για τα 48ωρα του Απριλίου και του Αυγούστου παρατηρείται μικρή αύξηση της συμμετοχής του τοπικού σταθμού παραγωγής καθώς και υποχώρηση της ενέργειας του υδροστρόβιλου, λόγω πρότερης εξάντλησης του ταμιευτήρα. Για το 48ωρο του Αυγούστου, ενώ η υδροηλεκτρική ενέργεια στο Σ-2.1 είναι σταθερή από την 18^η ώρα του 48ωρου, στο παρόν σενάριο παρουσιάζονται διακυμάνσεις που οφείλονται στην προτεραιότητα που δίνεται στην αφαλάτωση.

Μία ακόμα σημαντική παράμετρος του Σεναρίου 2.2 είναι ο καταμερισμός του 70% της παραγόμενης αιολικής, που διατίθεται προς τη μονάδα αφαλάτωσης και τον Αντλητικό Σταθμό. Στο Σχήμα 5.39 που ακολουθεί παρουσιάζεται αθροιστικά ανά μήνα η ενέργεια προς τη Μ.Α και τον Α.Σ αντίστοιχα. Με πορτοκαλί χρώμα συμβολίζεται η καμπύλη που αναπαριστά το παραγόμενο 70% και αντίστοιχα με γαλάζιο χρώμα η ενέργεια που διατίθεται από τη Μ.Α, ενώ με κόκκινο η ενέργεια που διατίθεται προς άντληση.

Κατανομή του 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας μεταξύ Άντλησης & Αφαλάτωσης για Σ-2.2

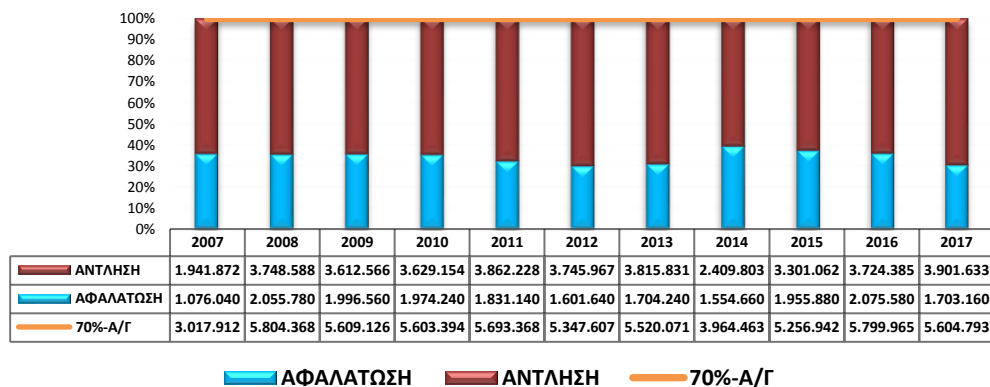


Σχήμα 5.39-Κατανομή του 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας μεταξύ Άντλησης & Αφαλάτωσης για Σ-2.2

Αρχικά παρατηρείται η διακύμανση του 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, όπου καταγράφονται τιμές από 225.000 kWh για τον Απρίλιο του 2014 ως χαμηλότερη έως τις 664.890 kWh τον Ιούλιο του 2013 σαν μέγιστη αιχμή. Η ενέργεια, που απορροφάται από τη Μ.Α, γνωρίζει διακυμάνσεις από 93.780 kWh για τον Απρίλιο του 2014 ως χαμηλότερη τιμή έως 232.920 kWh τον Ιούλιο του 2013 ως μέγιστη τιμή. Χαρακτηριστικό αποτελεί ότι, με τη συνθήκη για το πότε γίνεται αφαλάτωση που υπάρχει στο Σενάριο 2.1, το 70% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας διαμοιράζεται σε σταθερό ποσοστό ανάμεσα σε Μ.Α και Α.Σ.

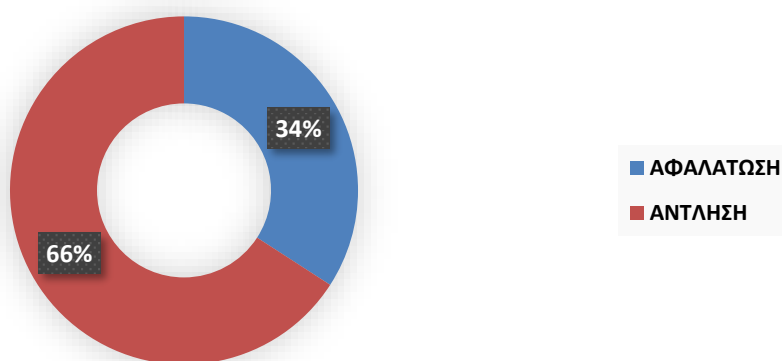
Στο Σχήμα 5.40 που ακολουθεί φαίνεται η ποσοστιαία απορρόφηση της διαθέσιμης ενέργειας σε ετήσια βάση για τα έτη μελέτης 2007-2017 καθώς και πίνακας κάτωθεν του διαγράμματος με τα ετήσια αθροιστικά των kWh που διατέθηκαν σε ετήσια βάση. Ακόμα, παρατίθεται το Σχήμα 5.41 με το διάγραμμα με το ποσοστό κατανομής του 70% της παραγόμενης αιολικής για την περίοδο μελέτης 2007-2017.

Ετήσια κατανομή του 70%-Α/Γ απο Μ.Α & Α.Σ για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.2



Σχήμα 5.40-Ετήσια κατανομή του 70%-Α/Γ σε Μ.Α & Α.Σ για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.2

Ποσοστιαία κατανομή του 70%-Α/Γ για την περίοδο 2007-2017 για Σ-2.2

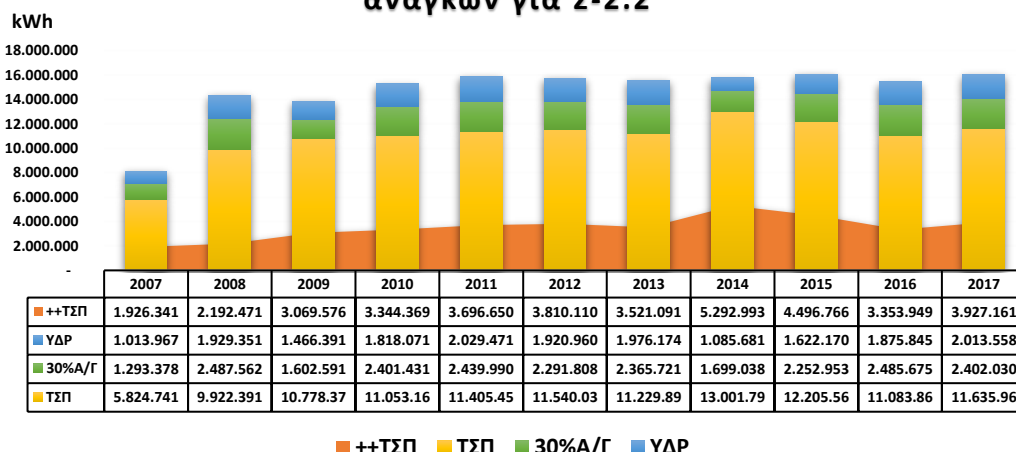


Σχήμα 5.41-Ποσοστιαία κατανομή του 70%-Α/Γ την περίοδο 2007-2017 για Σ-2.2

Όπως φαίνεται και από το Σχήμα 5.41, για την ετήσια κατανομή της παραγόμενης αιολικής σε όλα τα έτη το ποσοστό ενέργειας που απορροφάται από τη Μ.Α είναι σταθερό στο 34%, όπως προκύπτει και από διάγραμμα για ολόκληρη την περίοδο μελέτης από το 2007-2017, αναμενόμενη αύξηση του ποσοστού απορρόφησης ενέργειας για το παρόν σενάριο σε σχέση με το 25% του Σ-2.1

Κλείνοντας την ανάλυση των αποτελεσμάτων για τη συμπεριφορά του Υ/Σ για το Σ-2.2 όσον αφορά τις ηλεκτρικές ανάγκες, παρουσιάζεται το Σχήμα 5.42 με τη συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας με αναλυτικό πίνακα που παρουσιάζει τις συνολικές kWh που δαπανήθηκαν αλλά και την επιπλέον ενέργεια που χρειάστηκε από τον ΤΣΠ πέραν της σταθερής 880 kWh για την τελική κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού.

Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων ηλεκτρικών αναγκών για Σ-2.2

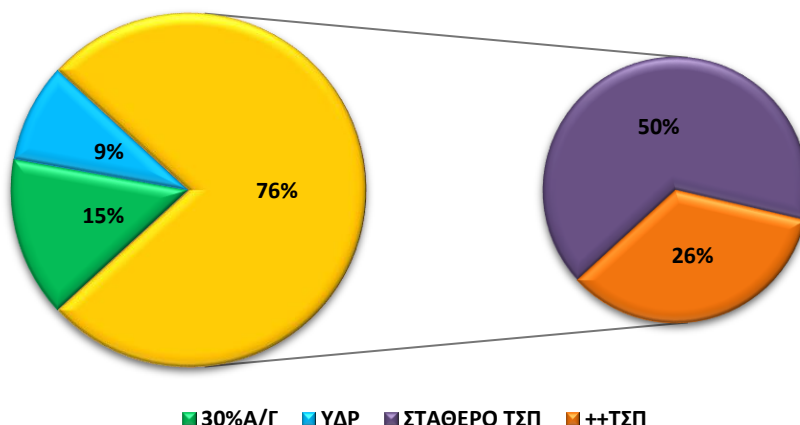


Σχήμα 5.42- Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.2

Από το παραπάνω Σχήμα 5.42 γίνεται σαφές ότι η ενέργεια που ζητήθηκε επιπλέον από τον ΤΣΠ αυξήθηκε. Χαρακτηριστικά στο έτος 2008, που χαρακτηρίζεται ως το καλύτερο από άποψη αιολικής παραγωγής, απαιτήθηκαν 1.793.334 kWh στο Σ-2.1 τώρα απαιτούνται 2.192.471 kWh στο χειρότερο αιολικά έτος 2014 στο Σ-2.1 απαιτήθηκαν 4.926.259 kWh, ενώ στο παρόν σενάριο 5.292.993 kWh. Γίνεται σαφές ότι το Σ-2.2 είναι ενεργειακά απαιτητικότερο, πράγμα αναμενόμενο καθώς η Μ.Α μπαίνει σε προτεραιότητα έναντι της άντλησης.

Στο Σχήμα 5.43 που ακολουθεί παρουσιάζεται η συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο μελέτης 2007-2017.

Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2007-2017 Σ-2.2

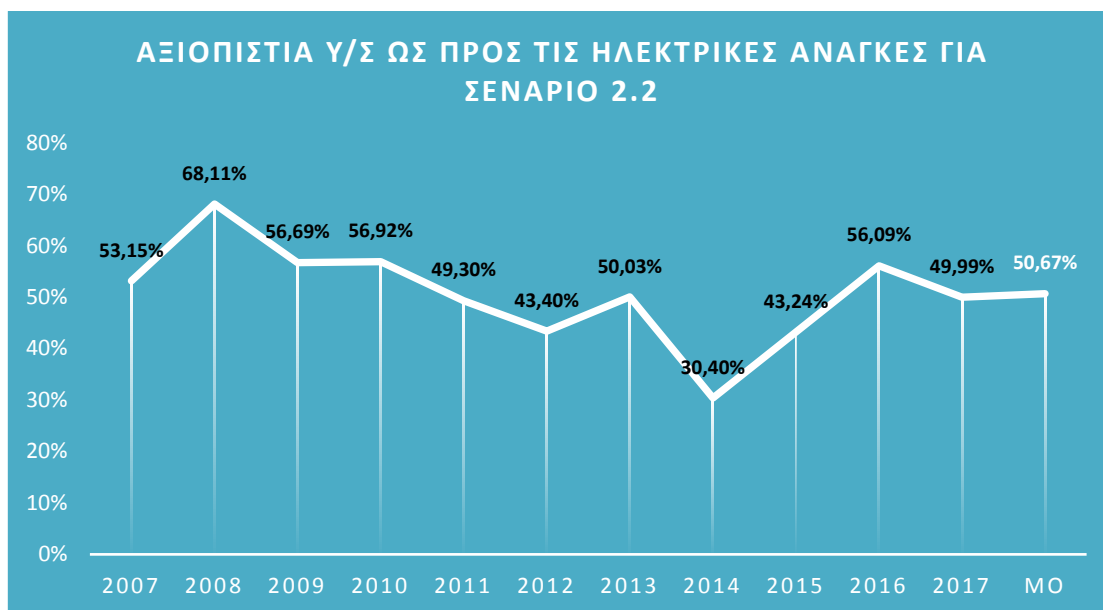


Σχήμα 5.43-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2007-2017

Όπως γίνεται εμφανές από το Σχήμα 5.43 το 9% των αναγκών καλύπτεται από την παραγόμενη ενέργεια του υδροστροβίλου, το 15% από την απευθείας διάθεση του 30% της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο και το 76% από τον ΤΣΠ, το οποίο ποσοστό διαχωρίζεται σε 50% της σταθερής παραγωγής και σε 26% της πρόσθετης απαιτούμενης ενέργειας. Σε σύγκριση με το Σ-2.1 υπάρχει σημαντική μείωση του ποσοστού του υδροστροβίλου από 14 σε 9% πράγμα που οφείλεται στο γεγονός πως σημαντικό μέρος του 70% της αιολικής

ενέργειας τροφοδοτεί την Μ.Α, σταθερή παραμένει και της συμμετοχής της παραγόμενης αιολικής στο 15%. Επιπλέον, η συμμετοχή του ΤΣΠ αυξάνεται από 71% σε 76%, καθώς και το ποσοστό της πρόσθετης απαιτούμενης ενέργειας από 21% σε 26%.

Τέλος, το διάγραμμα αξιοπιστίας ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες του Υ/Σ παρουσιάζει το ποσοστό επιτυχούς κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών ανά έτος καθώς και το μέσο όρο για την περίοδο μελέτης, όπου οι ηλεκτρικές ανάγκες καλύφθηκαν αποκλειστικά από το 30% της παραγόμενης και διαθέσιμης προς το δίκτυο αιολικής ενέργειας, της ενέργειας του υδροστροβίλου και της σταθερής παραγωγής των 880 kW από τον ΤΣΠ.

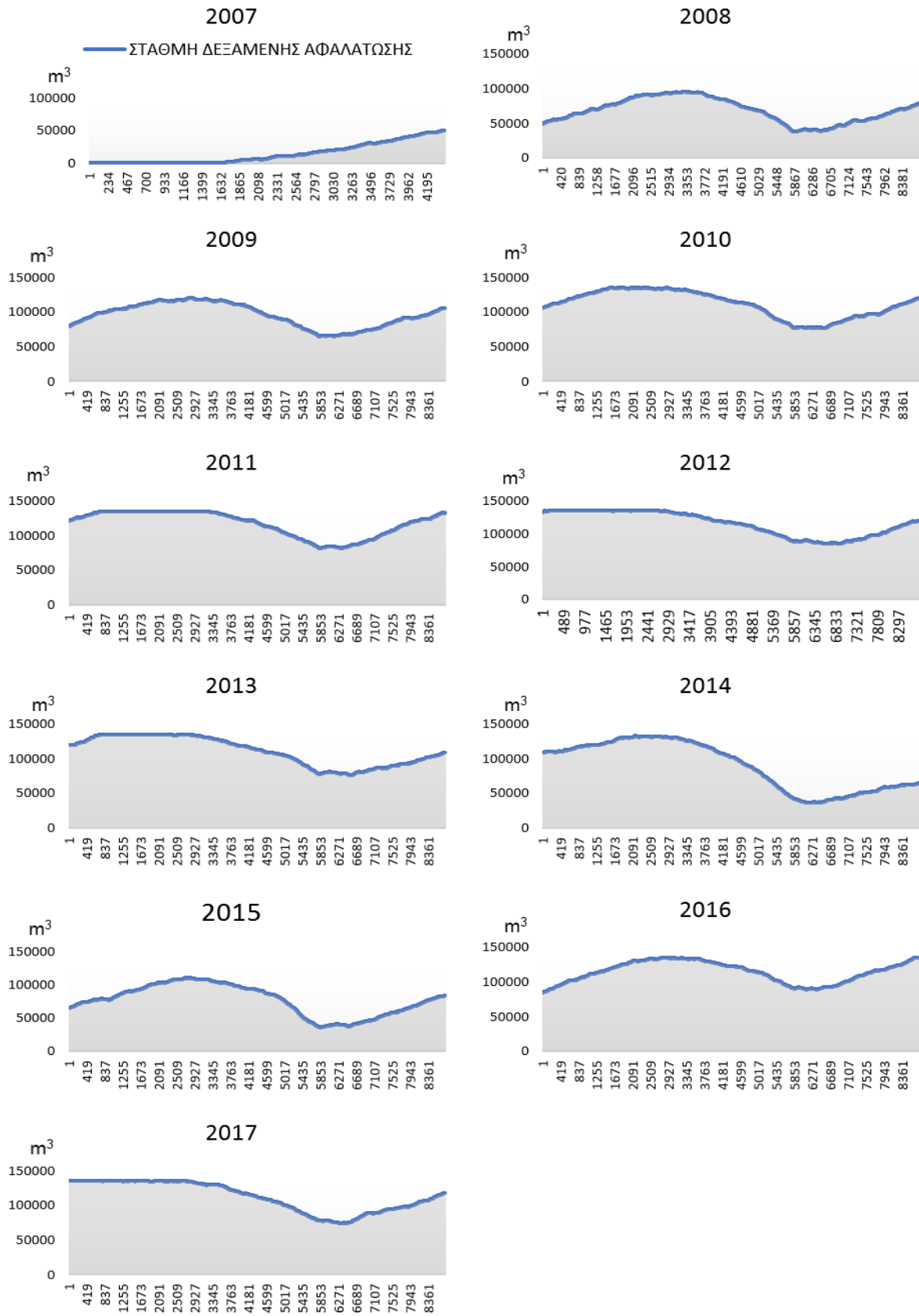


Σχήμα 5.44- Αξιοπιστία Υβριδικού Συστήματος ως προς την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017 για το Σενάριο 2.2

Η αξιοπιστία του Υ/Σ για το Σενάριο 2.2 έχει μέγιστη τιμή για το έτος 2008 όπου φτάνει το 68,10%, ενώ γίνεται ελάχιστη για το έτος 2014 με τιμή 30,39% και το μέσο όρο να διαμορφώνεται σε 50,66%. Σε σύγκριση με το Σ-2.1 για τα ίδια έτη με αιχμή στο 2008 με 74,61%, ελάχιστη αξιοπιστία για το 2014 με 36,19% και μέσο όρο 56,34% γίνεται η παρατήρηση πως υπάρχει γενικευμένη πτώση της τάξης των 6 ποσοστιαίων μονάδων.

5.5.2.2 Απόκριση Υ/Σ για Σενάριο 2.2 με βάση τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης

Το κύριο χαρακτηριστικό του Σεναρίου 2.2 είναι η αυξημένη τροφοδότηση και η συχνότερη λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης. Στην παραπάνω παράγραφο εξετάστηκε η απόκριση του Υ/Σ ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες. Σε αυτή την παράγραφο γίνεται ανάλυση των αποτελεσμάτων για την ύδρευση για το Σ-2.2. Αρχικά παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.45 η μεταβολή του όγκου νερού του ταμειυτήρα αφαλατωμένου νερού για τα έτη μελέτης 2007-2017.

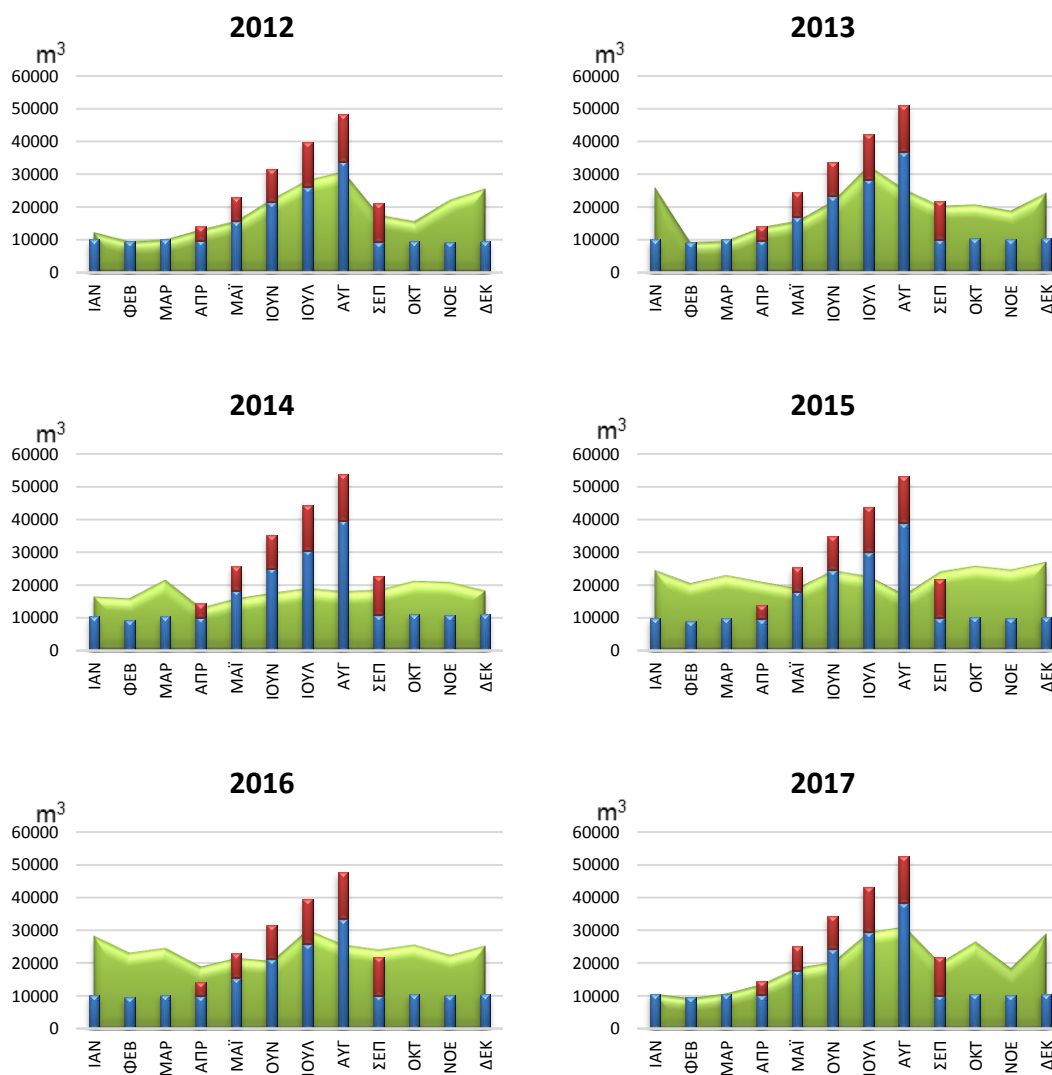


Σχήμα 5.45-Μεταβολή όγκου νερού ταμειυτήρα αφαλάτωσης ανά ώρα για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.2

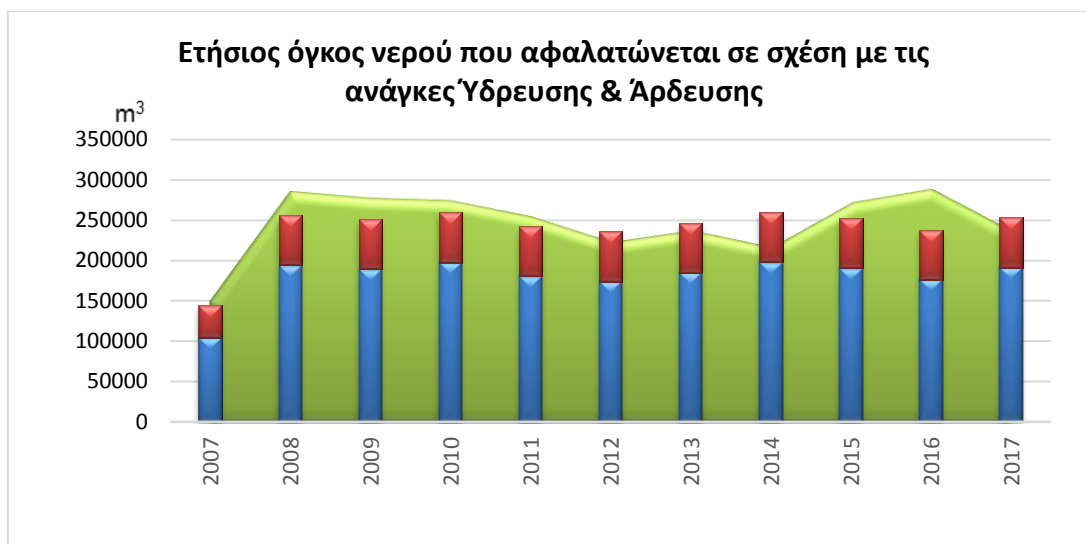
Από το Σχήμα 5.45 μεταβολής του όγκου νερού του ταμιευτήρα αφαλάτωσης γίνεται αντιληπτό ότι οι περίοδοι αποταμίευσης αφαλατωμένου νερού και ζήτησης παραμένουν εμφανείς στη μεταβολή του όγκου νερού του ταμιευτήρα, με τη διαφορά ότι στο παρόν σενάριο δεν παρατηρείτε άδειασμα του ταμιευτήρα παρά μόνο μείωση της στάθμης κατά τις αιχμές του καλοκαιριού. Στην περίοδο μελέτης ο μέγιστος όγκος αφαλατωμένου νερού που παρατηρήθηκε ήταν 135.000 m³ για το έτος 2017.

Στο Σχήμα 5.46 που ακολουθεί φαίνεται η συσχέτιση του όγκου του νερού που αφαλατώνεται με τις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης ανά μήνα για την περίοδο μελέτης 2012-2017.

Όγκος νερού που αφαλατώνεται σε σχέση με τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης



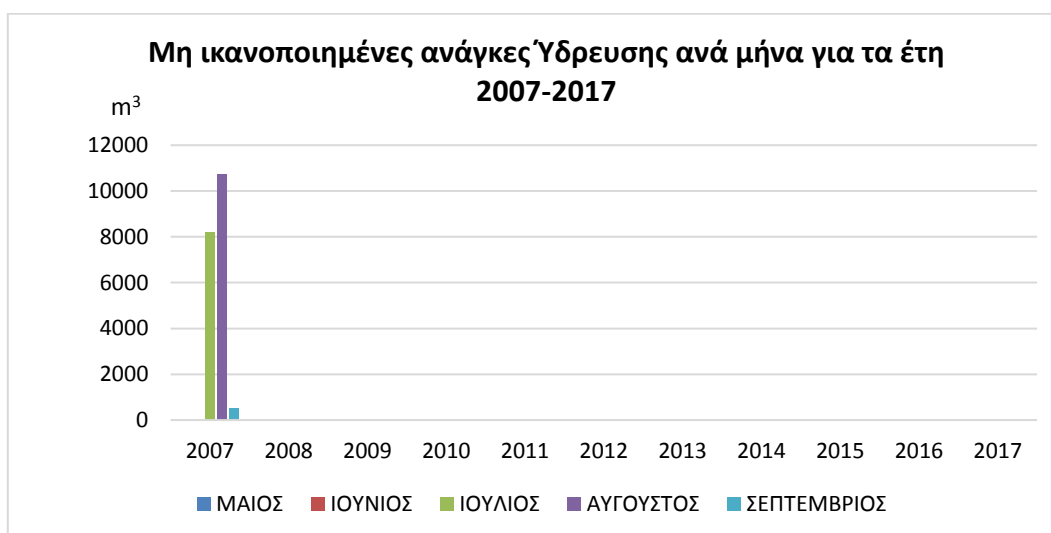
Σχήμα 5.46- Όγκος νερού που αφαλατώνεται σε σχέση με τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για τα έτη 2012-2017 για Σ-2.2



Σχήμα 5.47- Ετήσιος όγκος νερού που αφαλατώνεται σε σχέση με τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για Σ-2.2

Από το Σχήμα 5.47 γίνεται αντιληπτό το μέγεθος των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης κατά τους καλοκαιρινούς μήνες που ξεπερνούν κατά πολύ το όγκο νερού που αφαλατώνεται εκείνη την περίοδο. Ως πιο ενεργοί σε σχέση με την αφαλάτωση χαρακτηρίζονται οι μήνες : Ιανουάριος-Φεβρουάριος, σε αρκετές περιπτώσεις Ιούλιος -Αύγουστος καθώς και Οκτώβριος, Νοέμβριος και Δεκέμβριος. Η μέγιστη μηνιαία παραγωγή αφαλατωμένου νερού παρατηρείται το Δεκέμβριο του 2017 με 28.850 m³ σε διαφοροποίηση με το Σ-2.1, όπου παρουσίασε μέγιστο τον Ιανουάριο του 2017 με 22.225 m³, ενώ η ελάχιστη τον Απρίλιο του 2014 με 8.525 m³, ενώ στο τρέχον σενάριο ελάχιστο παρουσιάζεται τον ίδιο μήνα του ίδιου έτους με 10.030 m³.

Ακολουθούν διαγράμματα με τις μη ικανοποιημένες ανάγκες κυβικών νερού σε ύδρευση και άρδευση ανά μήνα για τα έτη μελέτης.



Σχήμα 5.48-Μη ικανοποιημένες ανάγκες Ύδρευσης ανά μήνα για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.2



Σχήμα 5.49-Μη ικανοποιημένες ανάγκες Άρδευσης ανά μήνα για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.2

Όπως φαίνεται από τα παραπάνω Σχήματα 5.48 & 5.49, στο Σ-2.2 οι μόνες ανάγκες που δεν καλυφθήκαν είναι αυτές του έτους έναρξης του 2007, όπου δεν είχε αποταμιευτεί αρκετό νερό στον ταμιευτήρα αφαλάτωσης. Σε αντίθεση με το Σ-2.1, όπου τα προβλήματα αιχμών παρουσιάζονταν σε κάθε έτος στο εξεταζόμενο σενάριο, δεν παρουσιάζεται ξανά έλλειψη αφαλατωμένου νερού.

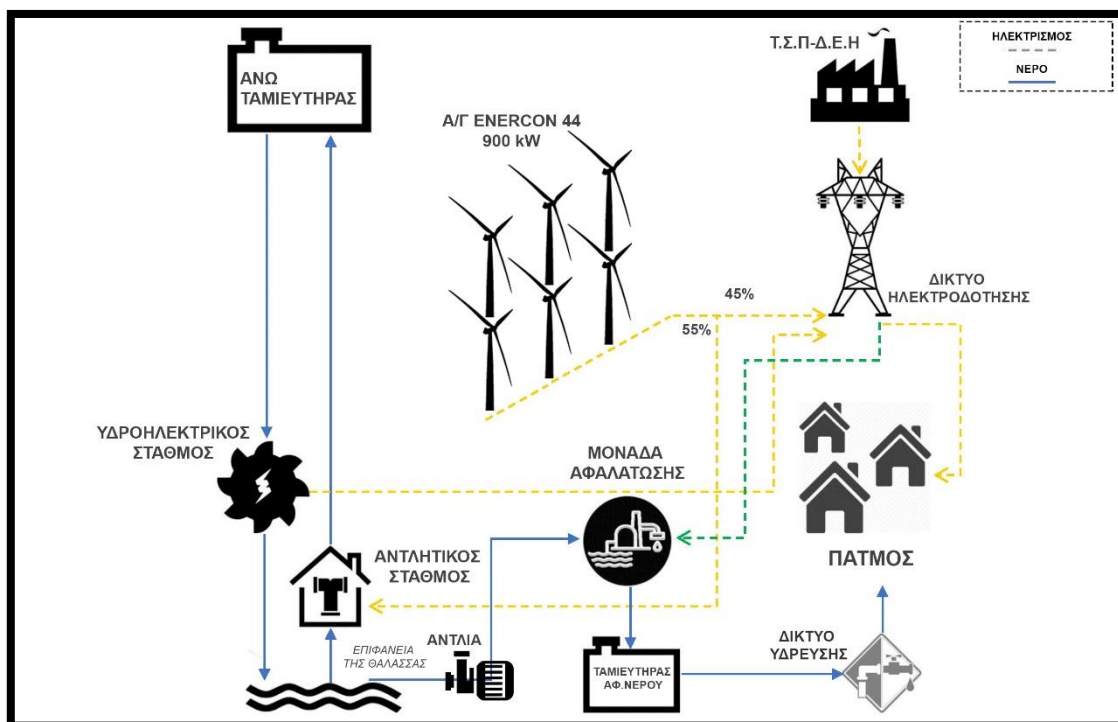
Ακολουθεί το Σχήμα 5.50 με την αξιοπιστία για την κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης, όπου παρουσιάζεται το ποσοστό των ωριαίων αναγκών που καλύφθηκαν στη διάρκεια ενός έτους καθώς και ο μέσος όρος αξιοπιστίας για την περίοδο μελέτης.



Σχήμα 5.50-Αξιοπιστία Υ/Σ ως προς τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για Σ-2.2

Από το διάγραμμα αξιοπιστίας για την ύδρευση παρατηρείται ότι οι τιμές βρίσκονται στο 100% σε ύδρευση και σε άρδευση με μοναδική εξαίρεση το 2007 που σημειώνονται οι χαμηλότερες τιμές με 89,63% και 67,21% αξιοπιστία για ύδρευση και άρδευση αντίστοιχα. Ο μέσος όρος υπολογίζεται σε 99,05 για την ύδρευση σαφώς αυξημένη σε σχέση με το 92,46% μέσο όρο του Σ-2.1. Ίδια εικόνα παρατηρείται και για την άρδευση, όπου ο μέσος όρος του Σ-2.2 υπολογίζεται σε 97,01% έναντι 76% του Σ-2.1.

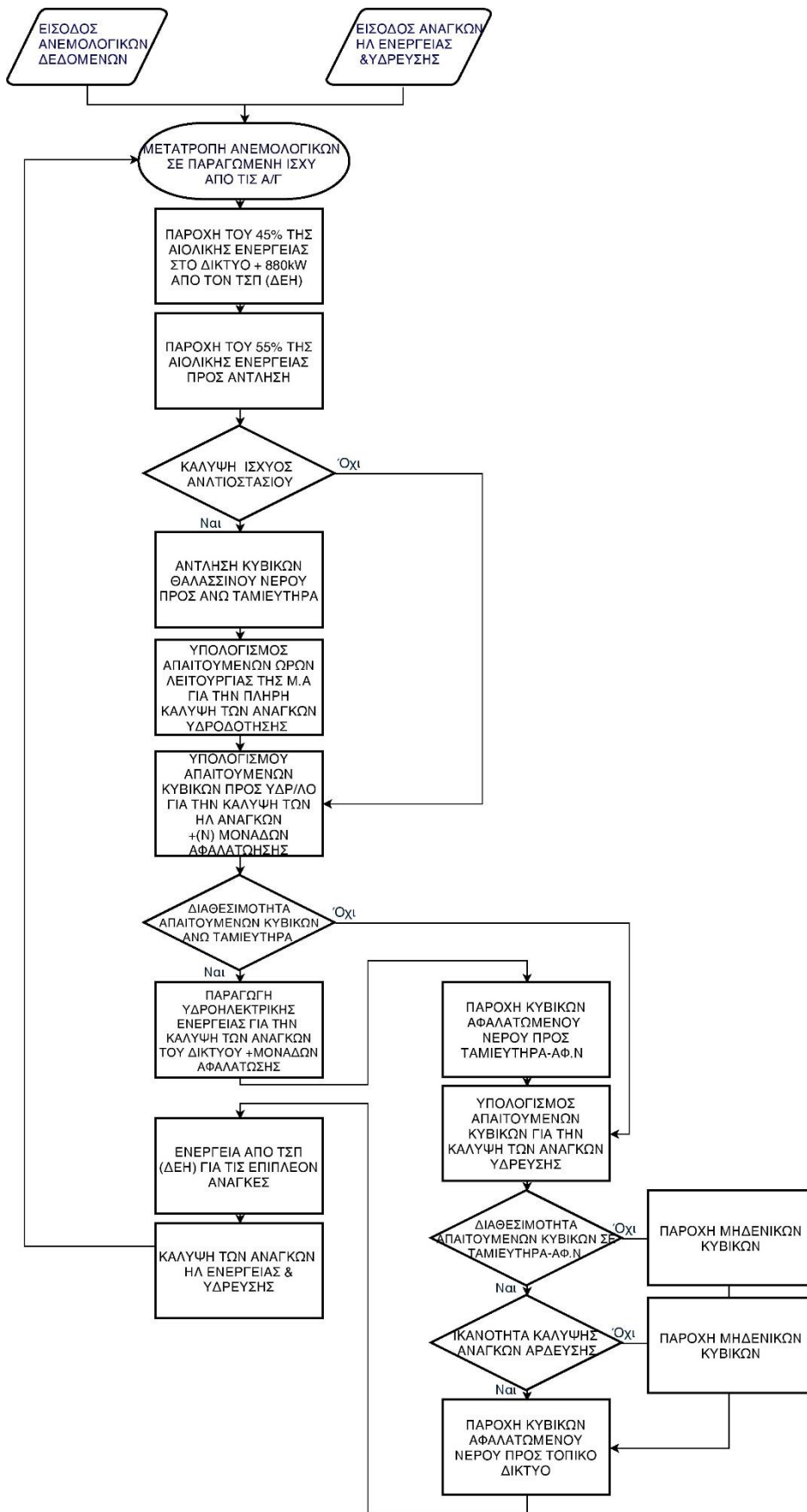
5.6 Σενάριο 3 : Τροφοδοσία Μονάδας Αφαλάτωσης από το δίκτυο



Σχήμα 5.51-Σχηματικό διάγραμμα Σεναρίου 3

Στο σενάριο αυτό εξετάζεται η απόκριση του Υ/Β για την διασύνδεση της μονάδας αφαλάτωσης στο δίκτυο του οποίο τροφοδοτείτε από το 45% της παραγόμενη αιολικής, την ενέργεια του υδροστροβίλου αλλά και την σταθερή παράγωγή ΤΣΠ 880 kWh. Το υπολειπόμενο 55% της αιολικής ενέργειας διατίθεται για άντληση κυβικών θαλασσινού νερού στον άνω ταμιευτήρα. Η μονάδα αφαλάτωσης λειτουργεί με βάση την κάλυψη των αναγκών υδροδότησης (ύδρευσης και άρδευσης) επόμενος υπολογίζεται η απαιτούμενη συχνότητα λειτουργίας της Μ.Α με σκοπό την πλήρη κάλυψη των αναγκών του έτους. Για την καλύτερη απόδοση και λειτουργία του Υ/Σ η λειτουργία της Μ.Α γίνεται σε ώρες χαμηλού ενεργειακού φόρτου. Θα μπορούσε να χαρακτηριστεί και ως παραλλαγή του Σ-1 καθώς η αιολική ενέργεια διαμοιράζεται με τα ίδια ποσοστά και απλώς η αφαλάτωση αντιμετωπίζεται ως πρόσθετη ηλεκτρική ανάγκη.

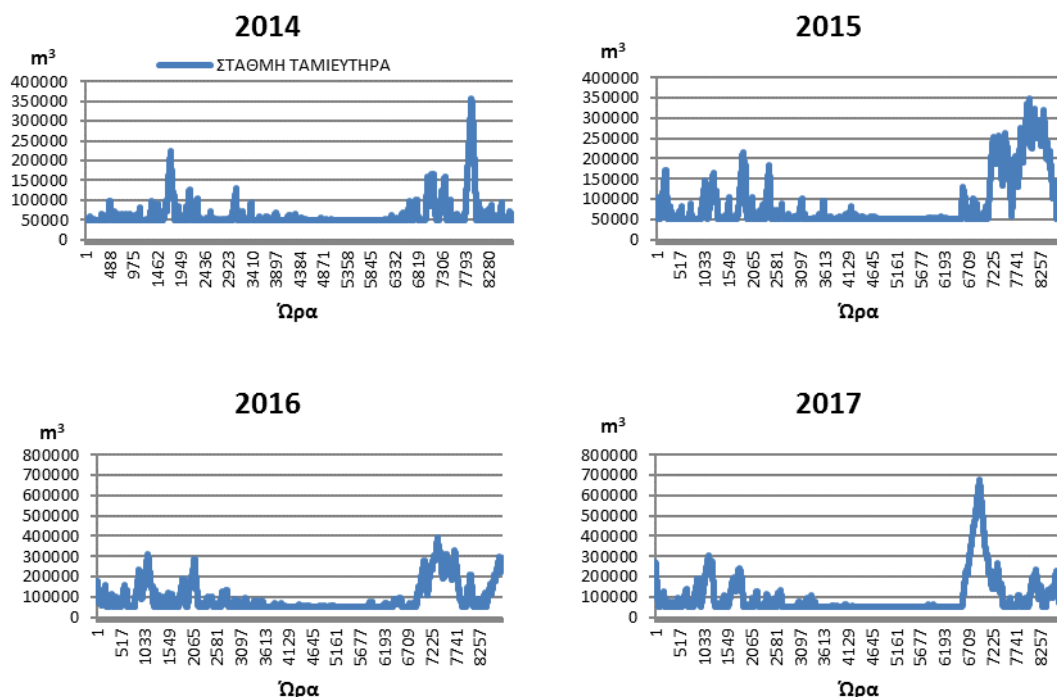
Ακολουθεί διάγραμμα ροής Σχήμα 5.52 με την μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στο μοντέλο προσομοίωσης για το Σενάριο 3 (Σ-3)



Σχήμα 5.52-Διάγραμμα ροής μεθοδολογίας Σεναρίου 3

Αρχικά παρουσιάζεται η μεταβολή του όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα για την περίοδο 2014-2017, το 55% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας πάει στον αντλητικό σταθμό. Ο άνω ταμιευτήρας τροφοδοτείται από τον αντλητικό σταθμό και τροφοδοτεί με την σειρά του τον υδροστρόβιλο όταν δεν υπάρχει κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών από το 45%Α/Γ και την σταθερή παραγωγή του ΤΣΠ 880 kWh.

Μεταβολή όγκου νερού Άνω Ταμιευτήρα για τα έτη 2014-2017

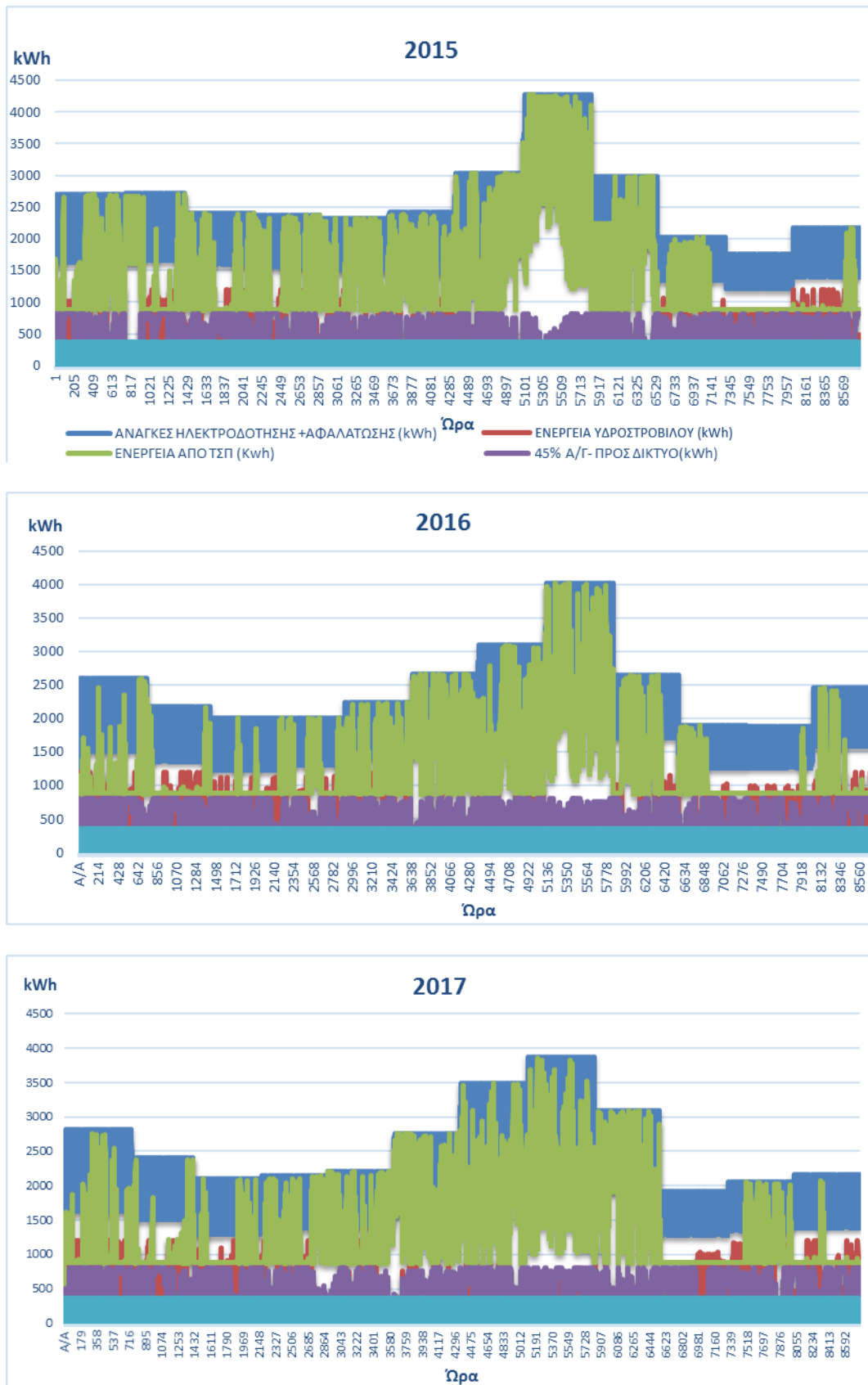


Σχήμα 5.53-Μεταβολή όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα για έτη 2014-2017 για Σ-3

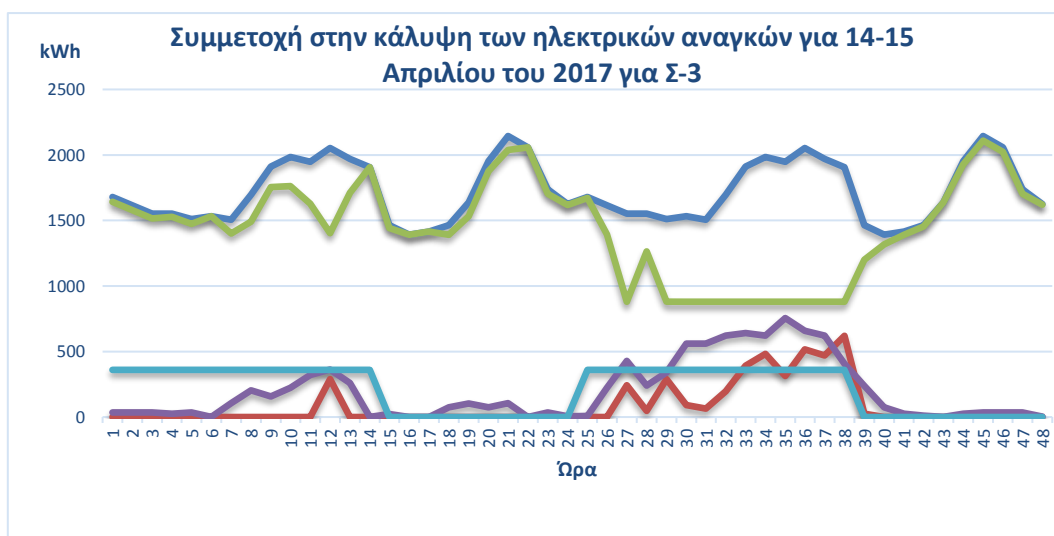
Σε αντίθεση με τα προηγούμενα σενάρια όπου ξεχώριζαν περίοδοι αποταμίευσης όγκων νερού στον άνω ταμιευτήρα εδώ παρατηρείται διαρκής εξάντληση του όγκου νερού του ταμιευτήρα με εξαίρεση μερικές αιχμές. Ο μεγαλύτερος όγκος νερού που παρατηρείται είναι στις αρχές Οκτωβρίου του 2017 όπου φτάνει τα 665.774 m³. Χαρακτηριστικό είναι πως επιτυγχάνονται οι χαμηλότεροι όγκοι νερού από τα σενάρια που έχουν εξεταστεί έως τώρα .

5.6.1 Ενεργειακή προσέγγιση του Σεναρίου 3

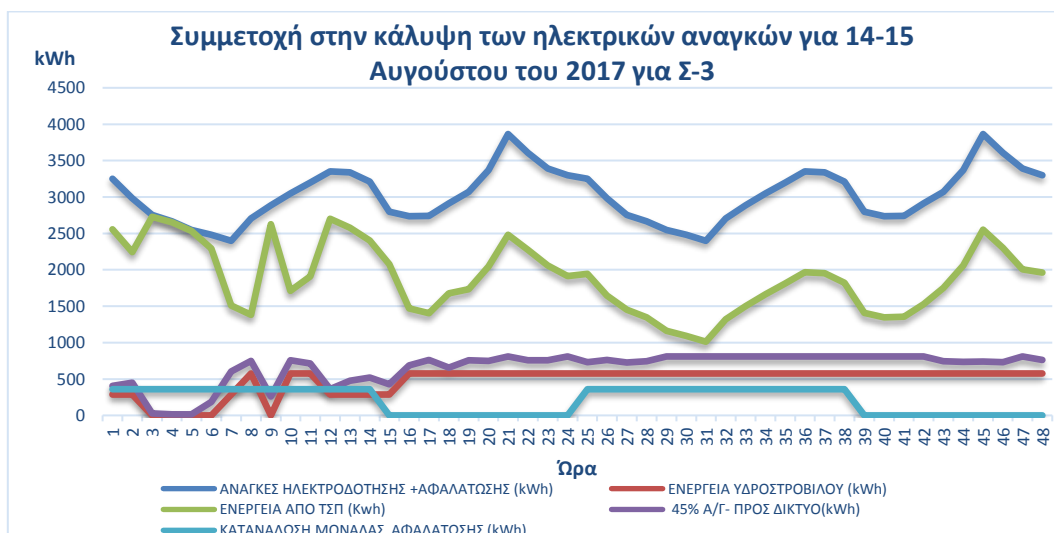
Αρχικά για να γίνει αντιληπτή η ενεργειακή συμπεριφορά του Υ/Σ για το Σενάριο 3 παρουσιάζεται στο παρακάτω Σχήμα 5.54 η συμμετοχή ανά ώρα στην κάλυψη των αναγκών από το 45% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας που πηγαίνει απευθείας προς το δίκτυο , την ενέργεια υδροστροβίλου αλλά και την παραγωγή από το ΤΣΠ. Με μπλε χρώμα συμβολίζονται οι ωριαίες ηλεκτρικές ανάγκες μαζί με τις ανάγκες της αφαλάτωσης , με μωβ το 45% της παραγόμενης αιολικής , με κόκκινο η ενέργεια που παράγεται από τον υδροστρόβιλο και με πράσινο η απαιτούμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ για την κάλυψη των αναγκών. Όταν η καμπύλη που συμβολίζει την παραγόμενη ενέργεια από τον ΤΣΠ παραμένει σταθερή στις 880kWh τότε υπάρχει επιτυχία της κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών από το Υβριδικό Σύστημα, όταν όμως η καμπύλη αναπαράστασης την παραγόμενη ενέργειας από τον παρουσιάζει αιχμή σημαίνει ότι το Υ/Σ αδυνατεί να καλύψει τις ηλεκτρικές ανάγκες και απαιτείται επιπλέον ενέργεια από τον τοπικό σταθμό παραγωγής (ΤΣΠ).



Σχήμα 5.54- Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2015,16,17 για Σ-3



Σχήμα 5.55-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Απριλίου του 2017 για Σ-3

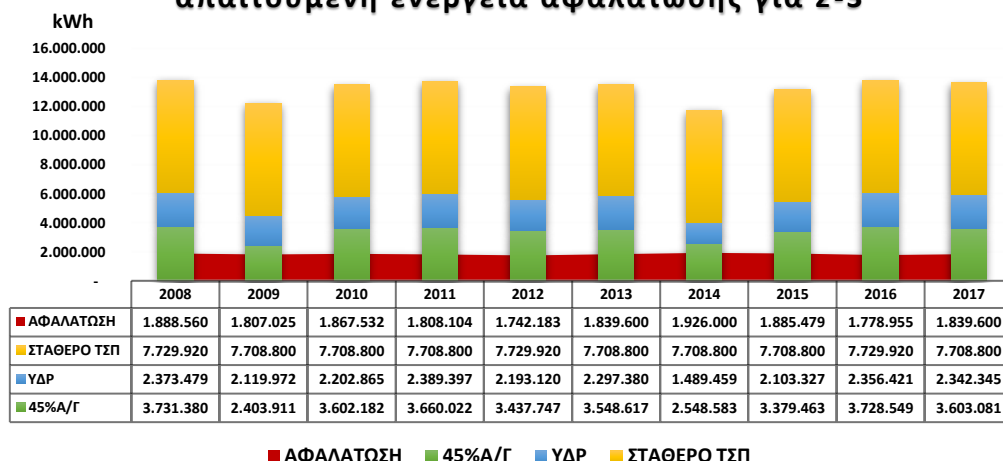


Σχήμα 5.56-Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για 14-15 Αυγούστου του 2017 για Σ-3

Είναι εμφανές πως η παραγωγή του ΤΣΠ υπεισέρχεται σε όλη την διάρκεια του έτους καθιστώντας ελάχιστες τις περιόδους ενεργειακής αυτονομίας. Από το Σχήμα 5.54 γίνεται εμφανές πως η παροχή από το ΤΣΠ είναι πολύ περισσότερη από τα προηγούμενα σενάρια εκτεταμένη μέσα στο έτος, χαρακτηριστικά οι ανάγκες αφαλάτωσης εμφανίζονται σύμφωνα με την μεθοδολογία τις ώρες χαμηλού ώστε να επιβαρύνουν το λιγότερο το ενεργειακό ισοζύγιο. Εμφανές γίνεται ακόμα η αλλαγή την καμπύλης των ηλεκτρικών αναγκών με την προσαύξηση των μονάδων αφαλάτωσης. Για το 48ωρο του Απριλίου (Σχήμα 5.55) γίνεται εμφανής η εξάντληση των κυβικών νερού του άνω ταμιευτήρα σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια καθώς και η προσαύξηση των ηλεκτρικών αναγκών με την προσθήκη της Μ.Α. Για τον μήνα αιχμής τον Αύγουστο από το Σχήμα 5.56 γίνεται εμφανής η κύρια κάλυψη των αναγκών από τον ΤΣΠ, παρόλα αυτά οι ανάγκες της Μ.Α. υπερκαλύπτονται από το 45% τις αιολικής ενέργεια και την ενέργεια του υδροστροβίλου.

Στο Σχήμα 5.57 παρουσιάζεται συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών και η ενέργεια που καταναλώθηκε από την μονάδα αφαλάτωσης

Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών και απαιτούμενη ενέργεια αφαλάτωσης για Σ-3

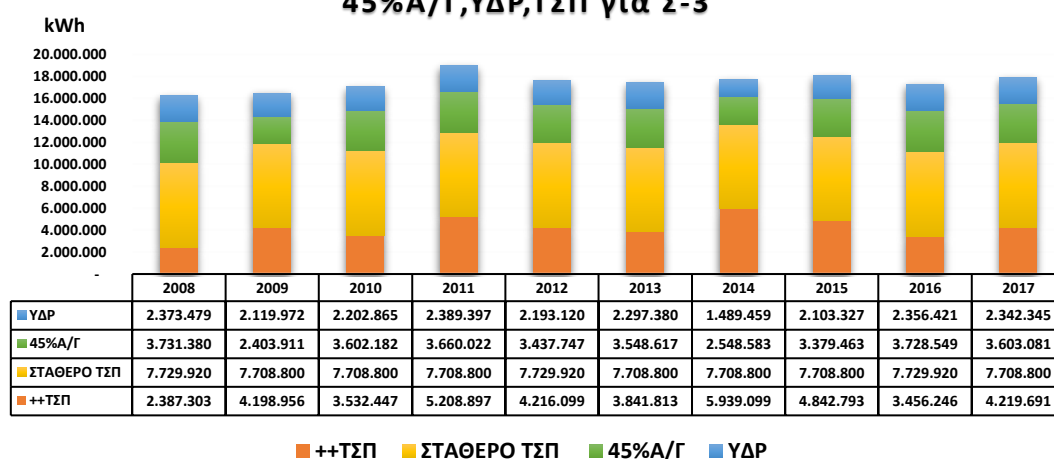


Σχήμα 5.57-Συμμετοχή στην κάλυψη των αναγκών και η απαιτούμενη ενέργεια αφαλάτωσης

Από τον παραπάνω πίνακα του Σχήματος 5.57 γίνεται σαφές το μέγεθος της κατανάλωσης της Μ.Α αθροιστικά για κάθε έτος. Ελάχιστη τιμή κατανάλωσης εμφανίζεται το 2012 με 1.742.183 kWh ενώ για το 2014 εμφανίζεται μέγιστη κατανάλωση με 1.926.300 kWh. Οι κιλοβατώρες που καταναλώνει η Μ.Α είναι ανάλογες των αναγκών υδροδότησης καθώς η μεθοδολογία στο παρόν σενάριο προβλέπει πλήρη κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης. Σε σύγκριση με το Σ-2.2 όπου το ποσό ενέργειας που καταναλώθηκε από την Μ.Α ήταν το υψηλότερο με 2.075.580 kWh το έτος 2016 και ελάχιστο 1.554.660 kWh το 2014.

Παρουσιάζεται το Σχήμα 5.58 με την συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας με αναλυτικό πίνακα που παρουσιάζει τις συνολικές kWh που δαπανήθηκαν αλλά και την επιπλέον ενέργεια που χρειάστηκε από τον ΤΣΠ πέραν της σταθερής 880 kWh για την τελική κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού

Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών από 45%Α/Γ,ΥΔΡ,ΤΣΠ για Σ-3



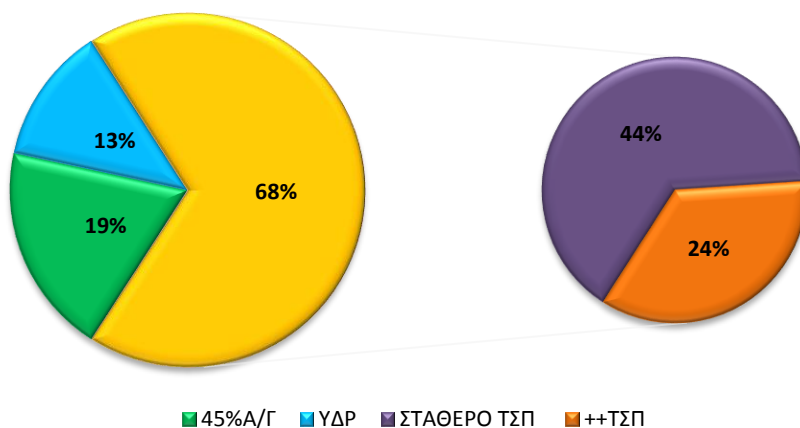
Σχήμα 5.58-Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-3

Από το παραπάνω Σχήμα 5.58 γίνεται σαφές ότι η ενέργεια που ζητήθηκε επιπλέον από τον ΤΣΠ αυξήθηκε. Χαρακτηριστικά στο έτος 2008 που χαρακτηρίζεται ως το καλύτερο από άποψη αιολικής παραγωγής από 2.192.471 kWh που απαιτήθηκαν στο Σ-2.2 τώρα απαιτούνται 2.387.303 kWh επιπλέον στο δυσμενέστερο

αιολικά έτος 2014 στο Σ-2.2 απαιτήθηκαν 5.292.993.940 kWh ενώ στο παρόν σενάριο 5.939.099 kWh. Γίνεται σαφές ότι το Σ-3 είναι ενεργειακά δυσμενέστερο καθώς οι αυξημένες ανάγκες της διασυνδεδεμένης στο δίκτυο Μ.Α αδυνατούν να καλυφθούν από τον υδροστροβίλο με αποτέλεσμα την αύξηση της επιπλέον απαιτούμενης ενέργειας από τον ΤΣΠ .

Στο Σχήμα 5.59 που ακολουθεί παρουσιάζεται η συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο μελέτης 2007-2017.

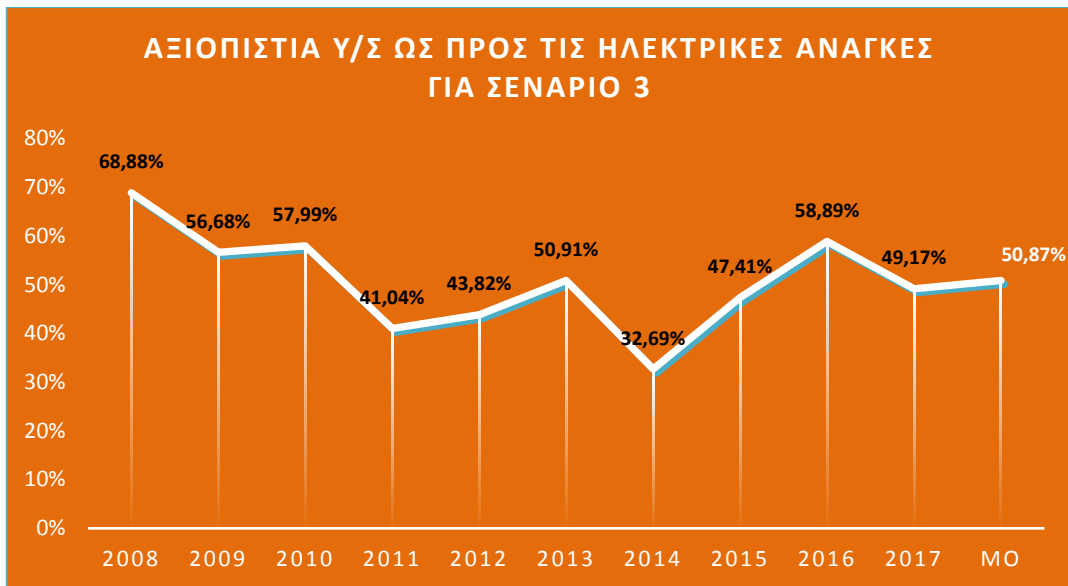
Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2007-2017 για Σ-3



Σχήμα 5.59-Συμμετοχή στην κάλυψη των Ηλεκτρικών αναγκών για την περίοδο 2008-2017 για Σ-3

Αρχικά γίνεται εμφανές το αυξημένο ποσοστό συμμετοχής 19% από 15% της απευθείας διαθέσιμης στο δίκτυο αιολικής ενέργειας σε σχέση με το Σ-2.2 καθώς στο δίκτυο πηγαίνει το 45% έναντι του 30% της αιολικής ενέργειας. Παράλληλα παρατηρείται σημαντική αύξηση της συμμετοχής του υδροστροβίλου από 9% σε 13% και μείωση της συμμετοχής στην κάλυψη των αναγκών από το ΤΣΠ από 76% σε 68%. Αυτή η μείωση δεν σημαίνει πως το Σενάριο 3. είναι ενεργειακά ηπιότερο αλλά οφείλεται στο ότι δημιουργούνται νέες ηλεκτρικές ανάγκες από την διασύνδεση της Μ.Α με αποτέλεσμα να μειώνεται το ποσοστό από το ΤΣΠ. Χαρακτηριστικό είναι πως για την πλήρη κάλυψη των ίδιων ηλεκτρικών αναγκών και αναγκών υδροδότησης στο Σ-2.2 απαιτήθηκαν για την περίοδο 2008-17 επιπλέον από τον ΤΣΠ 39,89 GWh έναντι 42,77 GWh που απαιτούνται στο Σενάριο 3.

Τέλος το Σχήμα 5.60 με το διάγραμμα αξιοπιστίας ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες του Υ/Σ παρουσιάζει το ποσοστό επιτυχούς κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών ανά έτος καθώς και τον μέσο όρο για την περίοδο μελέτης. Όπου οι ηλεκτρικές ανάγκες καλύφθηκαν αποκλειστικά από το 45% της παραγόμενης και διαθέσιμης προς το δίκτυο αιολικής ενέργειας, τη ενέργειας του υδροστροβίλου και τις σταθερής παραγωγής των 880 kW από το ΤΣΠ



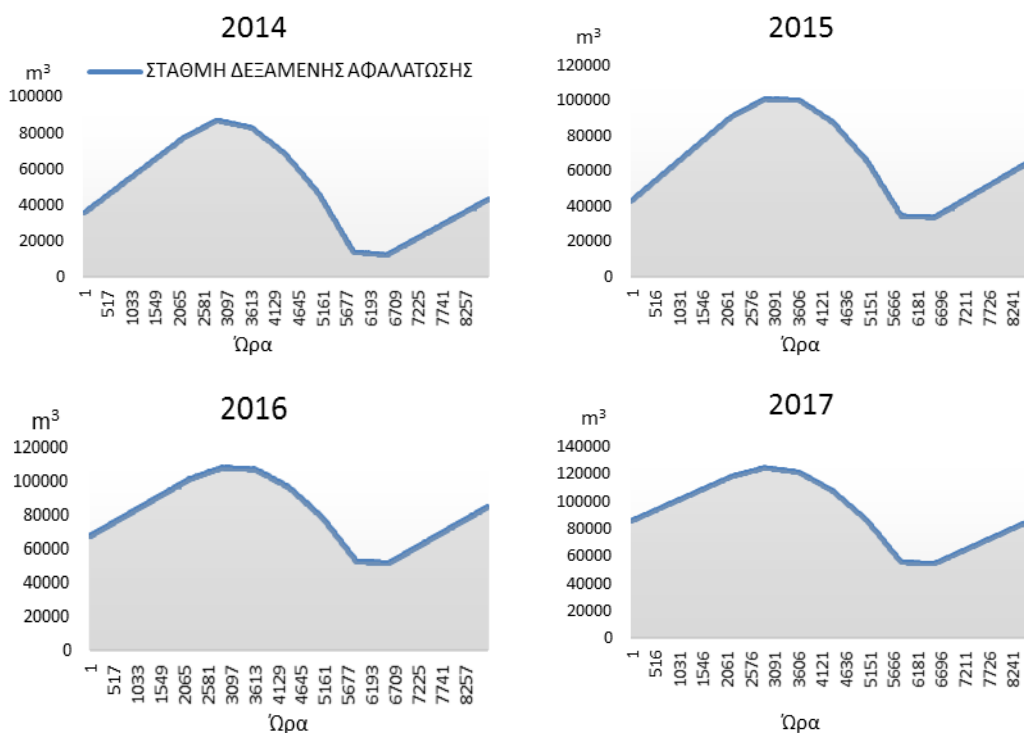
**Σχήμα 5.60- Αξιοπιστία Υβριδικού Συστήματος ως προς την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών
για τα έτη 2007-2017 για το Σενάριο 3**

Η αξιοπιστία του Υ/Σ για το Σενάριο 3, έχει μέγιστη τιμή για το έτος 2008 όπου φτάνει το 68,88% ενώ γίνεται ελάχιστη για το έτος 2014 με τιμή 32,69% με τον μέσο όρο να διαμορφώνεται σε 50,87%. Σε σύγκριση με το Σενάριο 2.2 έχει μέγιστη τιμή για το έτος 2008 φτάνει το 68,11% ενώ γίνεται ελάχιστη για το έτος 2014 με τιμή 30,40% με τον μέσο όρο να διαμορφώνεται σε 50,67%. Στο διάγραμμα αξιοπιστίας παρατηρείτε μια μικρή αύξηση σε σχέση με το Σ-2.2 η οποία όμως είναι μικρής τάξης επόμενος τα Σ-2.2 και Σ-3 μπορούν να θεωρηθούν παρόμοιας αξιοπιστίας.

5.6.2 Απόκριση Υ/Σ για Σενάριο 3 με βάσης τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης

Το κύριο χαρακτηριστικό του Σεναρίου 3 είναι η προτεραιότητα προς την μονάδας αφαλάτωσης που είναι διασυνδεδεμένη στο δίκτυο. Στην παραπάνω παράγραφο εξετάστηκε η απόκριση του Υ/Σ ως προς τις ηλεκτρικές ανάγκες σε αυτή την παράγραφο γίνεται ανάλυση των αποτελεσμάτων για την ύδρευση για το Σενάριο 3. Αρχικά παρουσιάζεται το Σχήμα 5.61 με τη μεταβολή του όγκου νερού του ταμειυτήρα αφαλατωμένου νερού για τα έτη 2014-2017

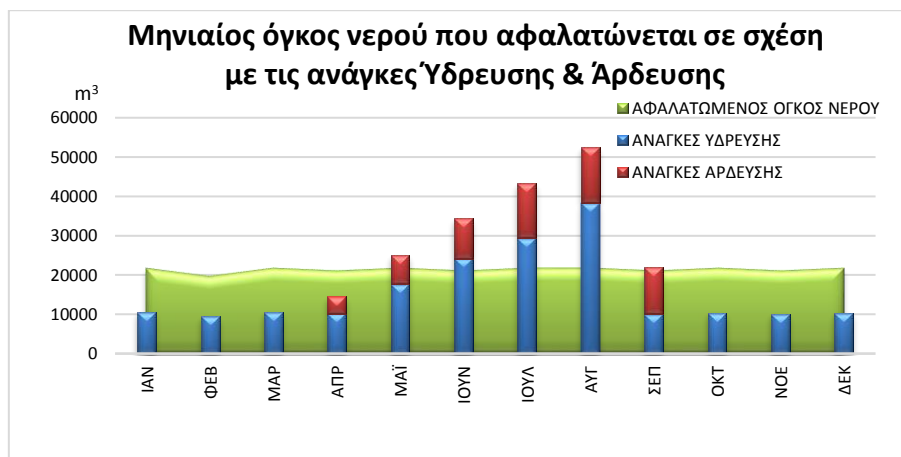
Μεταβολή όγκου νερού ταμειυτήρα αφαλάτωσης ανά ώρα για τα έτη 2014-2017

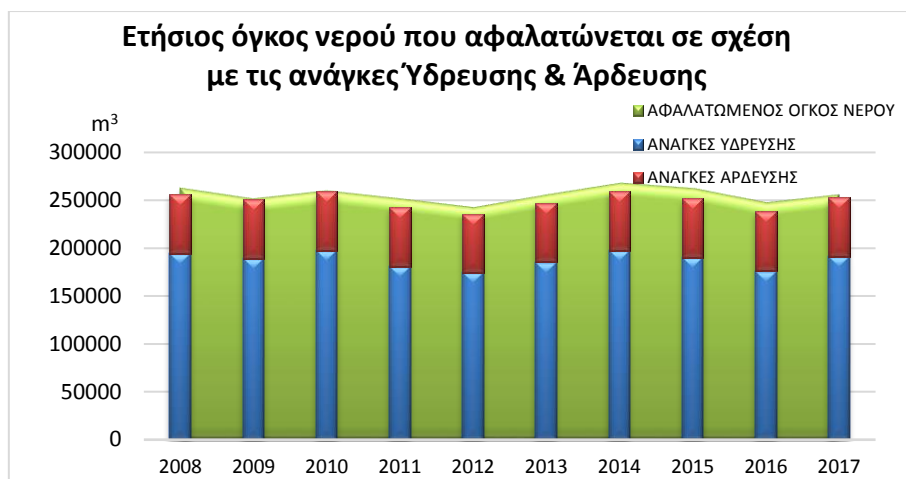


Σχήμα 5.61- Μεταβολή όγκου νερού ταμειυτήρα αφαλάτωσης ανά ώρα για τα έτη 2014-2017 για Σ-3

Στο παραπάνω Σχήμα 5.61 φαίνεται η χαρακτηριστική μεταβολή του όγκου αφαλατωμένου η μεθοδολογία του Σ-3 προβλέπει την αφαλάτωση ενός όγκου νερού που θα καλύπτει πλήρως τις ανάγκες υδροδότησης. Επομένως από την αρχή του έτους γίνεται αποθήκευση του νερού στον ταμειυτήρα αφαλάτωσης με σκοπό να διατεθεί για την αυξημένη ζήτηση των καλοκαιρινών μηνών. Στην περίοδο μελέτης ο μέγιστος όγκος νερού που παρατηρήθηκε ήταν 1234.300 m³ στις αρχές Μάιου για το έτος 2017.

Ακολουθεί αθροιστικό ετήσιο διάγραμμα συσχέτισης του όγκου νερού που αφαλατώθηκε με τις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης ανά έτος για τα έτη 2008-2017.





Σχήμα 5.62-Ετήσιος & μηνιαίος όγκος νερού που αφαλατώνεται σε σχέση με τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για τα έτη 2008-2017

Είναι εμφανές πως στο παρόν σενάριο η αφαλάτωση γίνεται σταθερά μέσα στους μήνες σε αντίθεση με τα προηγούμενα σενάρια όπου η παραγωγή αφαλατωμένου νερού εξαρτιόνταν από την αιολική ενέργεια. Ο σταθερός ρυθμός αφαλάτωσης καθόλο το έτος επιτρέπει την αποθήκευση του πλεονάσματος νερού στον ταμιευτήρα και την χρήση του κατά τους μήνες των αιχμών ζήτησης.

Ακολουθεί το διάγραμμα αξιοπιστίας για την κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης όπου παρουσιάζεται το ποσοστό των ωριαίων αναγκών που καλύφθηκαν στην διάρκεια ενός έτους καθώς και ο μέσος όρος αξιοπιστίας για την περίοδο μελέτης.



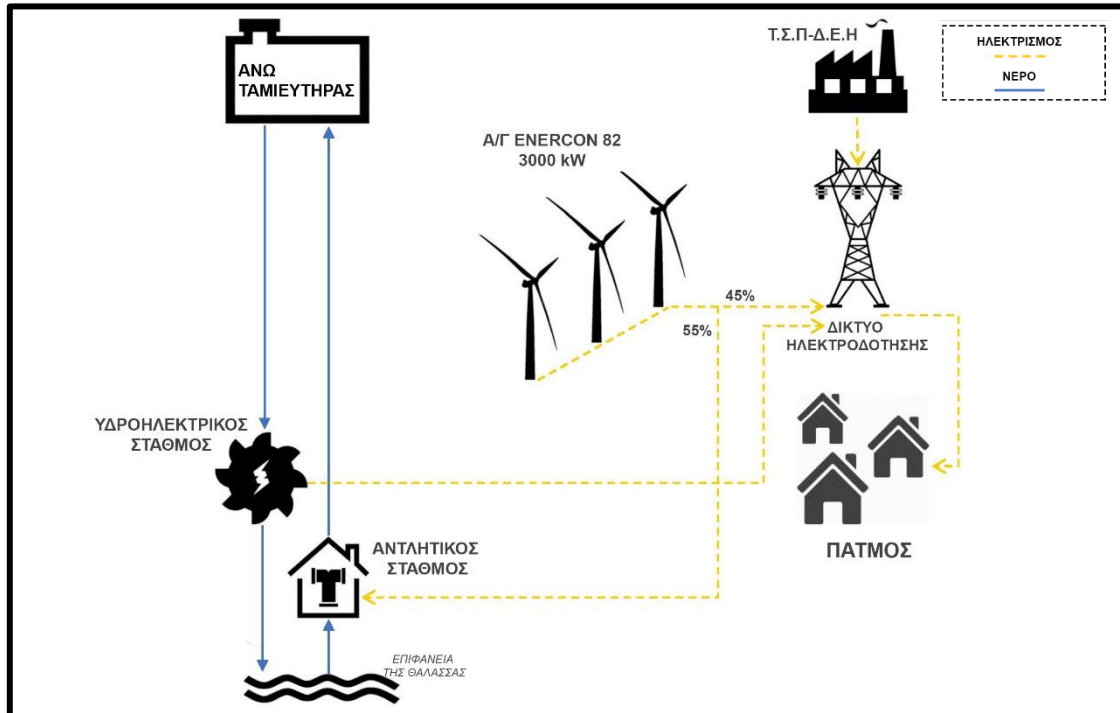
Σχήμα 5.63-Αξιοπιστία Υ/Σ ως προς τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για Σ-3

Από το Σχήμα 5.63 φαίνεται η αξιοπιστία για της ύδρευσης & άρδευσης το Σενάριο 3 μορφώθηκε έτσι ώστε να υπάρχει πλήρης κάλυψη των αναγκών επόμενος η αξιοπιστία του βρίσκεται στο 99,99% για όλα τα έτη.

5.7 Προσομοίωση για τα Σενάρια 1 και 2.1 με εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος

Στα πλαίσια της περαιτέρω απεξάρτησης από την παραγωγή του ΤΣΠ, αποφασίστηκε να γίνει η προσομοίωση με 3 Α/Γ ENERCON 82 ισχύος 3000 kW, αντλητικό σταθμό συνολικής ισχύος 1.800 kW (1.200+600), υδροστρόβιλο 1.900 kW καθώς και άνω ταμιευτήρα 5.000.000 m³. Η προσθήκη μοντέλου Α/Γ μεγαλύτερης ισχύος σε συνδυασμό με το ισχυρότερο αντλιοστάσιο, υδροστρόβιλο και το μεγαλύτερο ταμιευτήρα θα συμβάλουν στην περαιτέρω ενεργειακή αυτονομία του νησιού καθώς και στη μείωση της παραγωγής του ΤΣΠ.

5.7.1 Σενάριο 1 με εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος

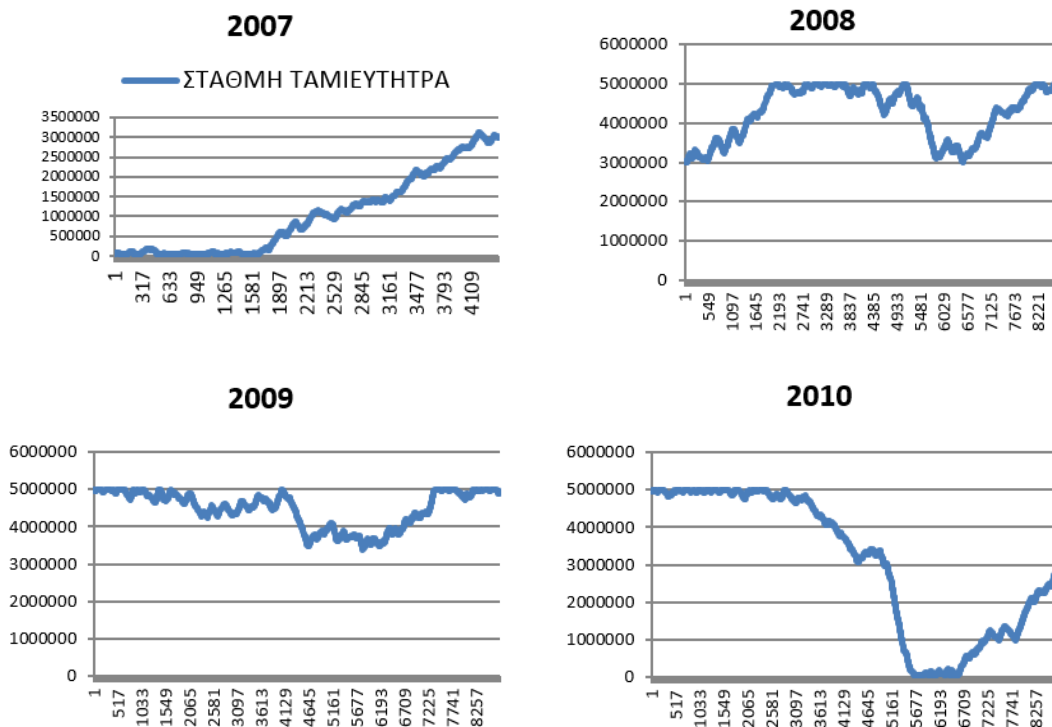


Σχήμα 5.64-Σχηματικό διάγραμμα Σ-1 με 3 Α/Γ

Αρχικά, όπως και στην ενότητα 2.1. εξετάζεται το Σενάριο 1 της καθαρής αντλησιοταμίευσης. Με το 45% της αιολικής να διατίθεται απευθείας στο δίκτυο και το υπολειπόμενο 55% να τροφοδοτεί τον αντλητικό σταθμό. Οι ηλεκτρικές ανάγκες καλύπτονται από το συνδυασμό του 45% Α/Γ, της ενέργειας του υδροστρόβιλου και της σταθερής παραγωγής του ΤΣΠ (880 kW).

Αρχικά παρουσιάζεται το Σχήμα 5.65 με τη μεταβολή του όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα για τα έτη 2014-2017.

Μεταβολή όγκου νερού άνω ταμιευτήρα για τα έτη 2007-2010

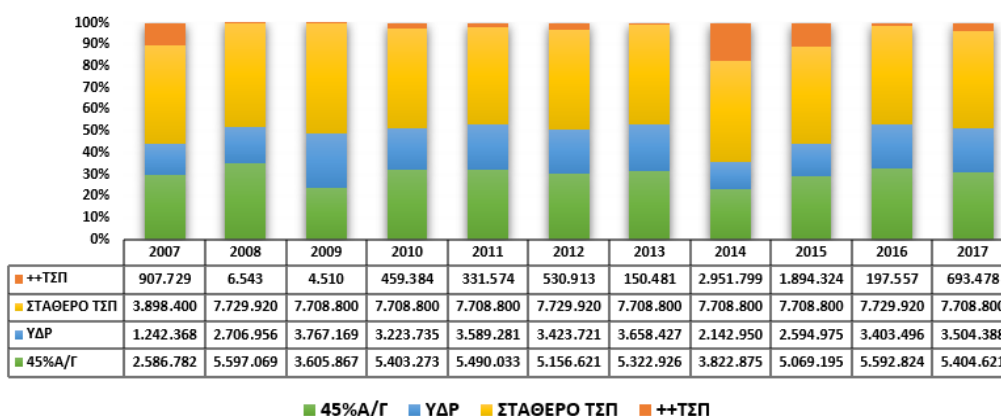


Σχήμα 5.65- Μεταβολή όγκου νερού άνω ταμιευτήρα για τα έτη 2007-2010

Από τη μεταβολή του όγκου νερού του άνω ταμιευτήρα, που φαίνεται από το παραπάνω Σχήμα 5.65, γίνεται αντιληπτό πως ένας μεγαλύτερος ταμιευτήρας παρουσιάζει αντοχή στις αιχμές των ηλεκτρικών αναγκών και μπορεί να τροφοδοτήσει το νησί για μεγαλύτερο διάστημα. Ακόμα, είναι αξιοσημείωτο πως ο όγκος νερού φτάνει στο μέγιστο αρκετές μέρες του έτους, υποδεικνύοντας έτσι πως η ικανότητα άντλησης μπορεί να ξεπεράσει τα όρια αυτού του ταμιευτήρα των 5 εκατομμυρίων κυβικών.

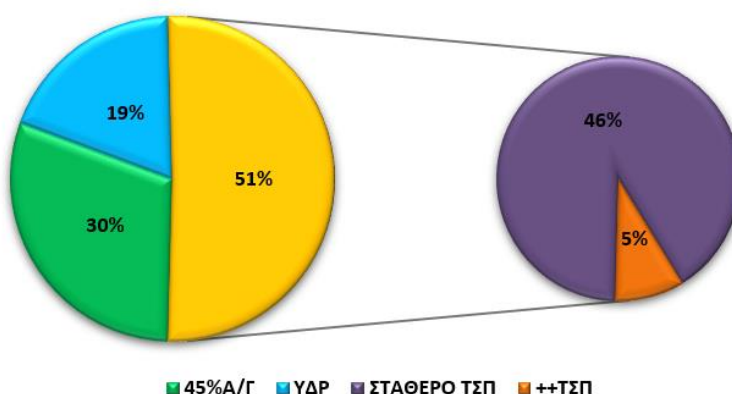
Ακολουθεί το Σχήμα 5.66 με το διάγραμμα με την ετήσια συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών από το 45% Α/Γ, τον υδροστρόβιλο, τη σταθερή παραγωγή ΤΣΠ 880 kW καθώς και την επιπλέον αναγκαία ενέργεια από τον ΤΣΠ της ΔΕΗ για την πλήρη κάλυψη των αναγκών.

Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων ηλεκτρικών αναγκών από 45%Α/Γ,ΥΔΡ,ΤΣΠ



Σχήμα 5.66- Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για Σ-1-3Α/Γ

Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017

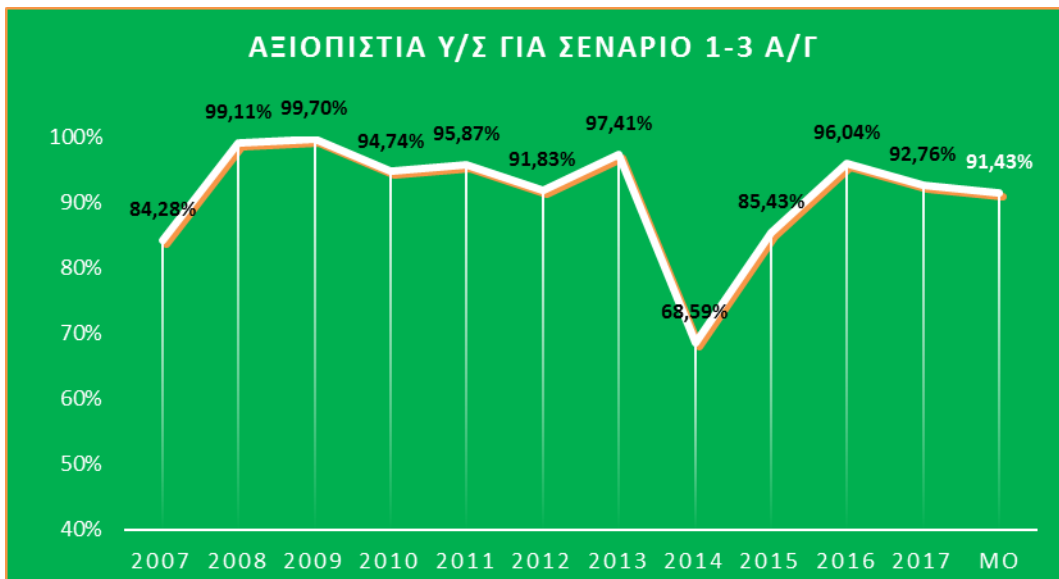


Σχήμα 5.67- Συμμετοχή στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-1-3Α/Γ

Είναι εμφανές πως με τη νέα διαστασιολόγηση το Υ/Σ περνάει από την έννοια του συμπληρωματικού-βοηθητικού έργου σε ισχυρό πυλώνα του ενεργειακού ισοζυγίου του νησιού, αφού μπορεί και καλύπτει περίπου το 50% των ηλεκτρικών αναγκών του νησιού.

Χαρακτηριστική είναι η μείωση της επιπλέον απαιτούμενης ενέργειας από τον ΤΣΠ που μειώνεται σε ποσοστό συμμετοχής μόλις στο 5% από 16% για το Σ-1. Ακόμη η απευθείας διάθεση του 45% της αιολικής ενέργειας καλύπτει το 30% των συνολικών αναγκών, αύξηση και για την διείσδυσή της υδροηλεκτρικής ενέργειας από 14% στο 19%.

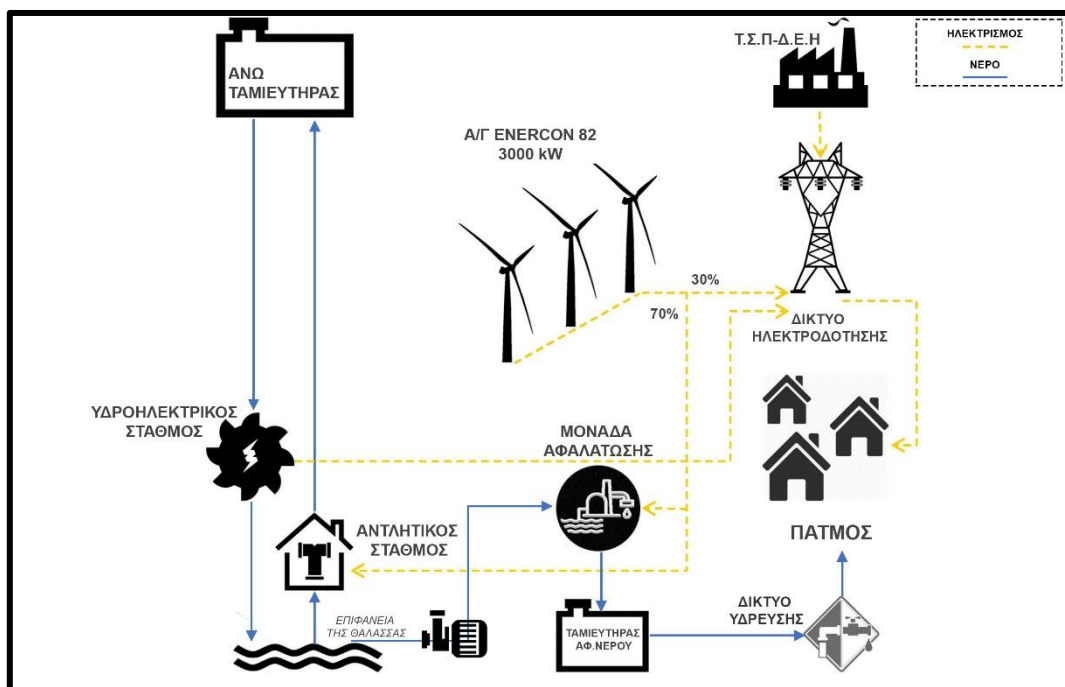
Ακολουθεί διάγραμμα αξιοπιστίας του έργου για τα έτη μελέτης 2007-2017.



Σχήμα 5.68-Αξιοπιστία Υ/Σ για Σενάριο 1 με 3 Α/Γ

Όπως φαίνεται από το Σχήμα 5.68, η μέγιστη τιμή αξιοπιστίας του συστήματος που παρατηρείται φτάνει το 99,70% και ο μέσος όρος υπολογίζεται στο 91,43%. Σε σύγκριση με το μέσο όρο της αξιοπιστίας του Σεναρίου 1 με τιμή 67,98%, με την αλλαγή της διαστασιολόγησης του Υ/Σ, επιτυγχάνεται αύξηση της τάξης των 30 ποσοστιαίων μονάδων.

5.7.2 Σενάριο 2.1 με εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος

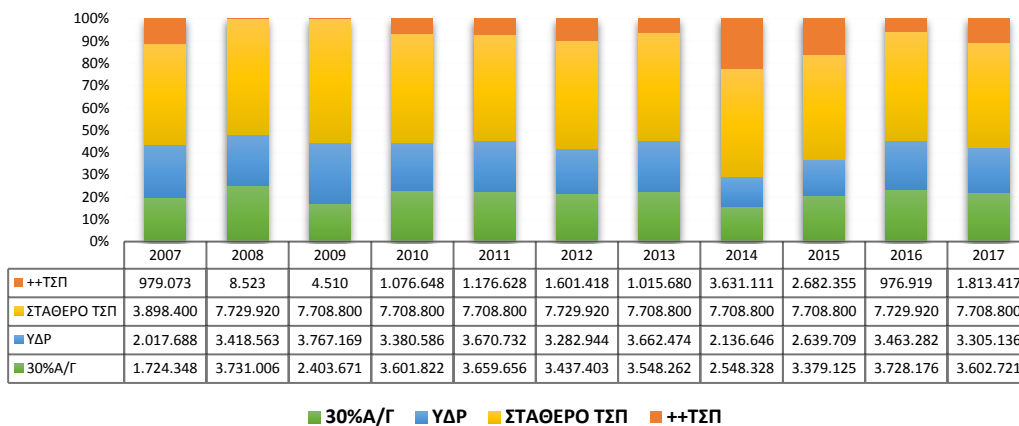


Σχήμα 5.69-Σχηματικό διάγραμμα Σεναρίου 2.1 με 3 Α/Γ

Για το Σ-2.1 ακολουθούνται όσα και στην ενότητα 2.2.1 σχετικά με τη μεθοδολογία που ακολουθείται με την κατανομή της ισχύος μεταξύ αντλητικού σταθμού και μονάδας αφαλάτωσης.

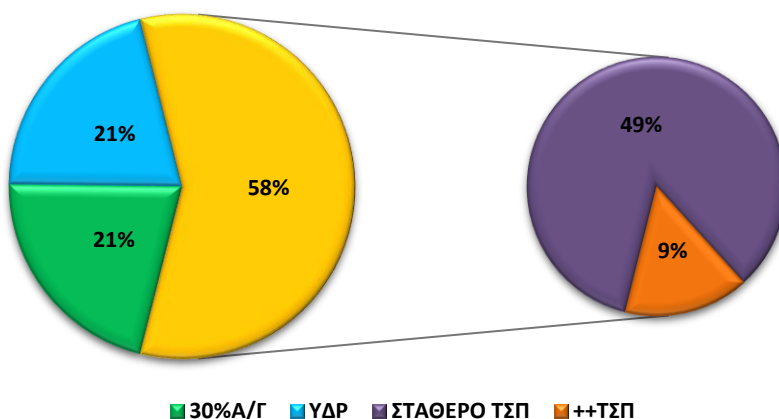
Παρουσιάζεται το Σχήμα 5.70 με την συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα έτη μελέτης 2007-2017.

Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών απο 30%A/Γ,ΥΔΡ,ΤΣΠ



Σχήμα 5.70- Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων ηλεκτρικών αναγκών από 30%A/Γ,ΥΔΡ,ΤΣΠ για Σ-2.1 με 3A/Γ

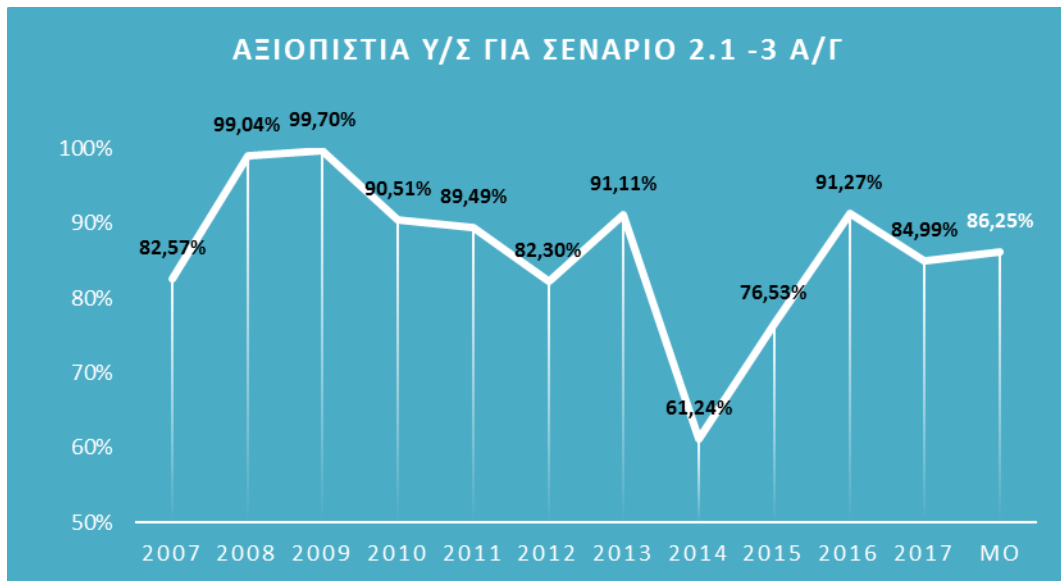
Συμμετοχή στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017



Σχήμα 5.71-Συμμετοχή στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών για τα έτη 2007-2017 για Σ-2.1 με 3A/Γ

Από τα Σενάρια 1 και 2.1 με 6 ανεμογεννήτριες παρατηρείται πως η προσθήκη της μονάδας αφαλάτωσης επηρέασε τόσο ώστε η συμμετοχή του ΤΣΠ αυξήθηκε από 65% σε 71%. Στο παρόν σενάριο η συμμετοχή του ΤΣΠ συνολικά αυξήθηκε από το 51% στο 58% και εντός αυτού, το ποσοστό της πρόσθετης αναγκαίας ενέργειας για την πλήρη κάλυψη των αναγκών αυξήθηκε από 5% σε 9%. Παρατηρείται ακόμα μικρή αύξηση της συμμετοχής του υδροτροβίλου πράγμα αναμενόμενο καθότι το 70% της αιολικής ενέργειας πλέον πηγαίνει προς την άντληση και αφαλάτωση ενώ στο Σ-1 το 55%.

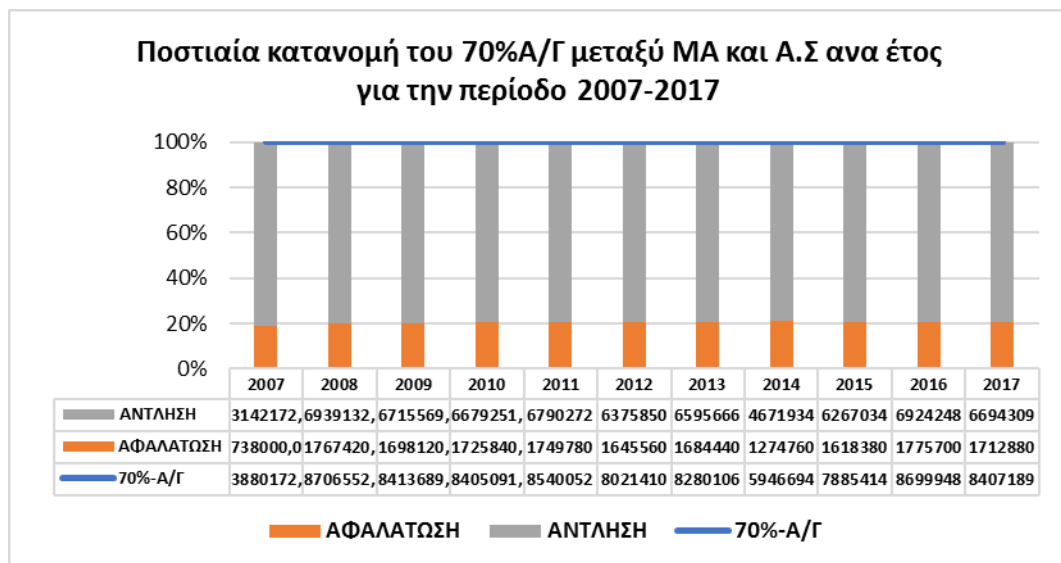
Ακολουθεί το Σχήμα 5.72 με το διάγραμμα αξιοπιστίας του έργου για το Σ-2.1



Σχήμα 5.72- Αξιοπιστία Υ/Σ για Σενάριο 2.1 -3 Α/Γ

Παρατηρείται μικρή μείωση στις τιμές της αξιοπιστίας του Υ/Σ με το νέο μέσο όρο να διαμορφώνεται στο 86,25% και να υποχωρεί κατά 5,50 ποσοστιαίες μονάδες. Η προσθήκη της μονάδας αφαλάτωσης δεν επηρέασε σημαντικά τις τιμές αξιοπιστίας του Σ-2.1.

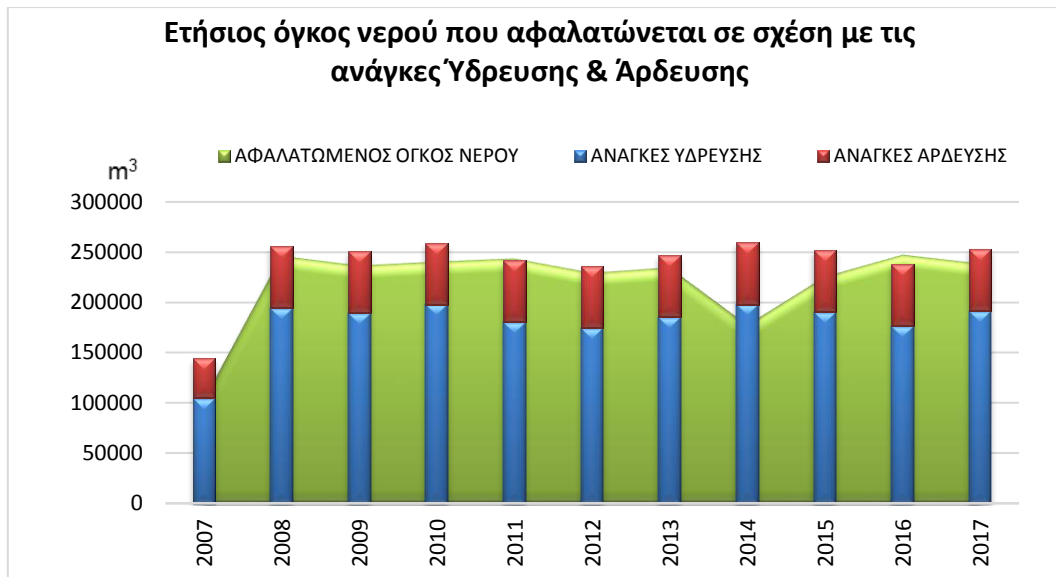
Ακόμα παρατίθεται το Σχήμα 5.73 αναπαράστασης του διαμοιρασμού του 70% της παραγόμενης αιολικής ανάμεσα σε Μ.Α και Α.Σ.



Σχήμα 5.73- Ποσοστιαία κατανομή του 70%Α/Γ μεταξύ ΜΑ και Α.Σ ανά έτος για την περίοδο 2007-2017

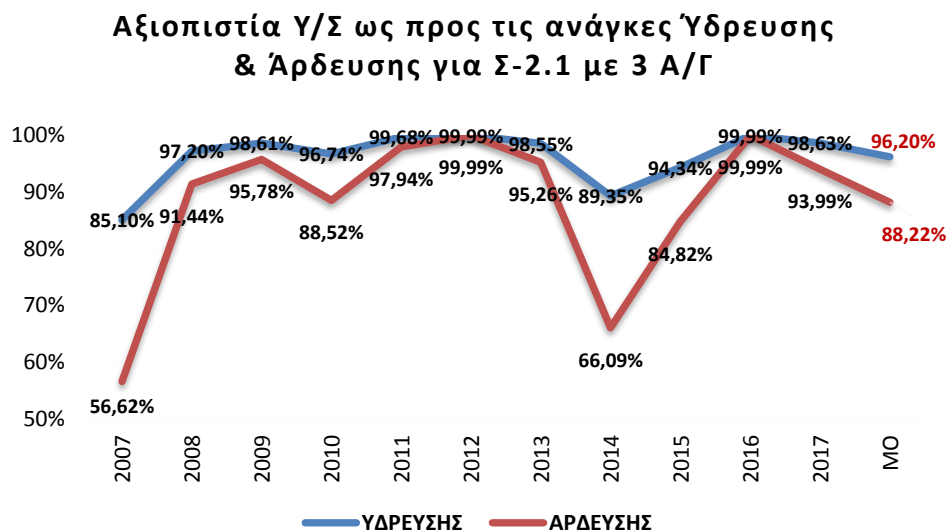
Το ποσοστό της αιολικής ενέργειας που απορροφάται από τη μονάδα αφαλάτωσης είναι σταθερό ανάμεσα στα έτη μελέτης και διαμορφώνεται στο 20%, ενώ το υπολειπόμενο 80% διατίθεται προς τον αντλητικό σταθμό.

Στο επόμενο Σχήμα 5.74 παρουσιάζεται ο όγκος του αφαλατωμένου νερού ανά έτος σε σχέση με τις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης. Ο όγκος νερού που αφαλατώνεται ανά έτος δεν παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις και κυμαίνεται από 245.000 έως 224.000 m³ για τα έτη 2008-2017 με εξαίρεση την έλλειψη του 2014 με τιμή 171.000 m³.



Σχήμα 5.74- Όγκος του αφαλατωμένου νερού ανά έτος σε σχέση με τις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης

Ακολουθεί το Σχήμα 5.75 με το διάγραμμα αξιοπιστίας κάλυψης των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης για την παραλλαγή του Σεναρίου 2.1 για τις 3 Α/Γ.



Σχήμα 5.75- Αξιοπιστία Υ/Σ ως προς τις ανάγκες Ύδρευσης & Άρδευσης για Σ-2.1 με 3 Α/Γ

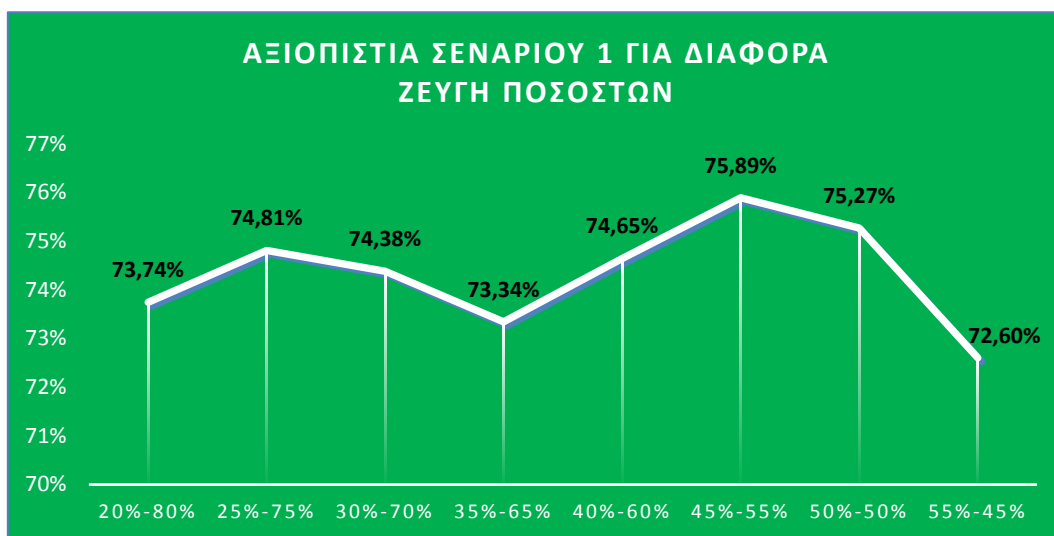
Παρατηρείται πως υπήρξε άνοδος των τιμών της αξιοπιστίας τόσο της άρδευσης όσο και της ύδρευσης. Ωστόσο δεν υπάρχει πλήρης κάλυψη των αναγκών, με αποτέλεσμα να δημιουργούνται ελλείψεις αφαλατωμένου νερού, οι οποίες μπορούν να καλυφθούν από τα υπόγεια ύδατα.

5.8 Διερεύνηση βέλτιστης κατανομής της παραγόμενης αιολικής ενέργειας

5.8.1 Σενάριο 1

Με σκοπό να βρεθεί ο βέλτιστος διαχωρισμός της αιολικής ενέργειας ως προς το δίκτυο και ως προς την άντληση για τα δεδομένα ενός μέσου έτους, δοκιμάστηκαν διαφορετικοί συνδυασμοί διαχωρισμού της αιολικής ενέργειας και παρατηρήθηκαν τα εξής αποτελέσματα:

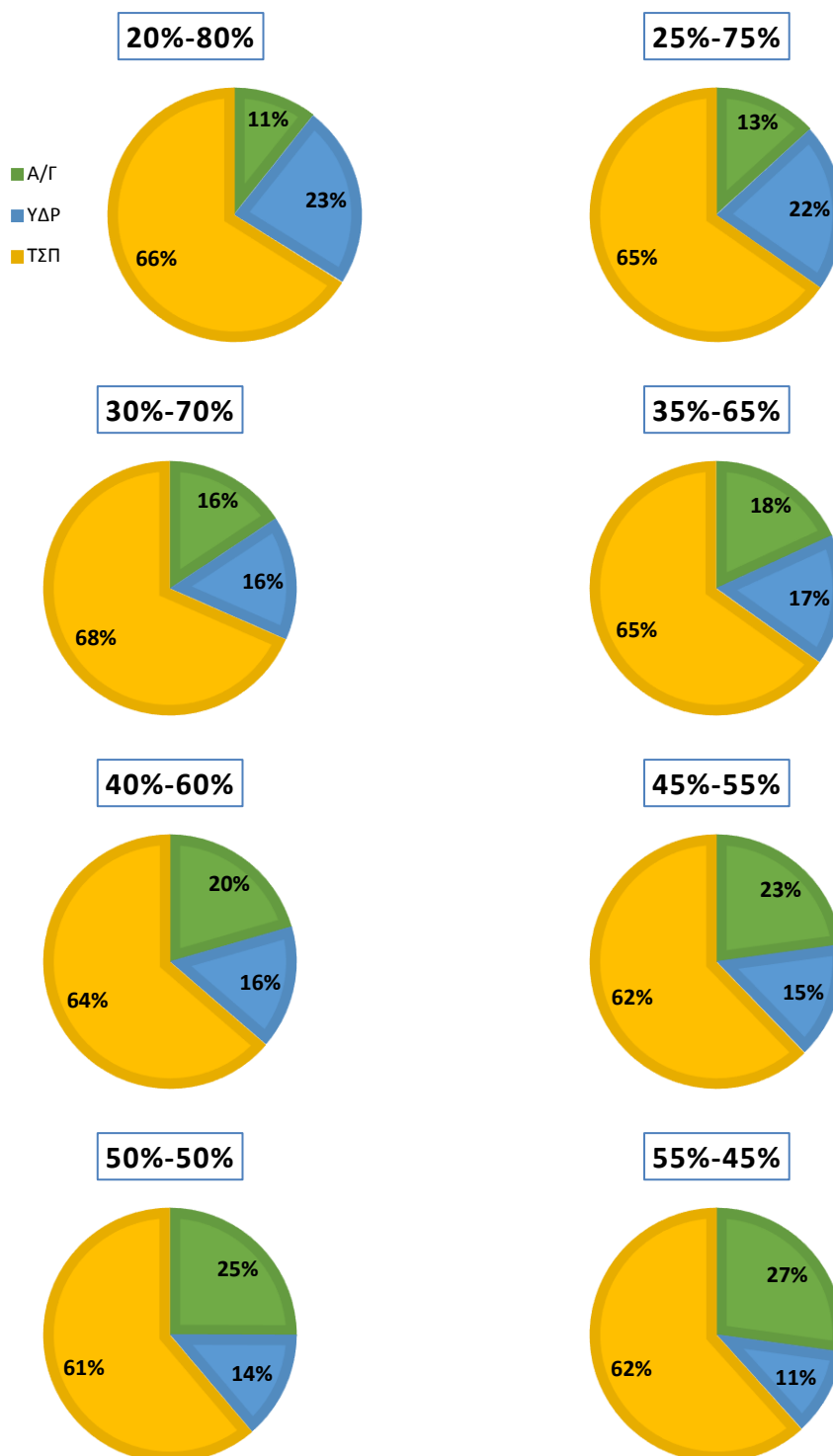
Για την αξιοπιστία του Σεναρίου 1 δοκιμάστηκαν ζεύγη ποσοστών από το 20% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας προς το δίκτυο και το 80% προς άντληση έως το αντίστοιχο 55%-45%, όπως φαίνεται από το Σχήμα 5.76.



Σχήμα 5.76-Συσχέτιση Αξιοπιστίας με ζεύγη ποσοστών για Σ-1

Από το Σχήμα 5.76 για τα διάφορα ζεύγη ποσοστών γίνεται εμφανές πως η αξιοπιστία αλλάζει σημαντικά με τη μεταβολή του ενεργειακού ισοζυγίου. Ως δυσμενέστερο εμφανίζεται το ζεύγος 35%-65% με αξιοπιστία 73,34% και ως βέλτιστο το 45%-55% με αξιοπιστία 76,60%.

Ακολουθεί στο Σχήμα 5.77 η συμμετοχή ενέργειας στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα διάφορα ζεύγη ποσοστών.



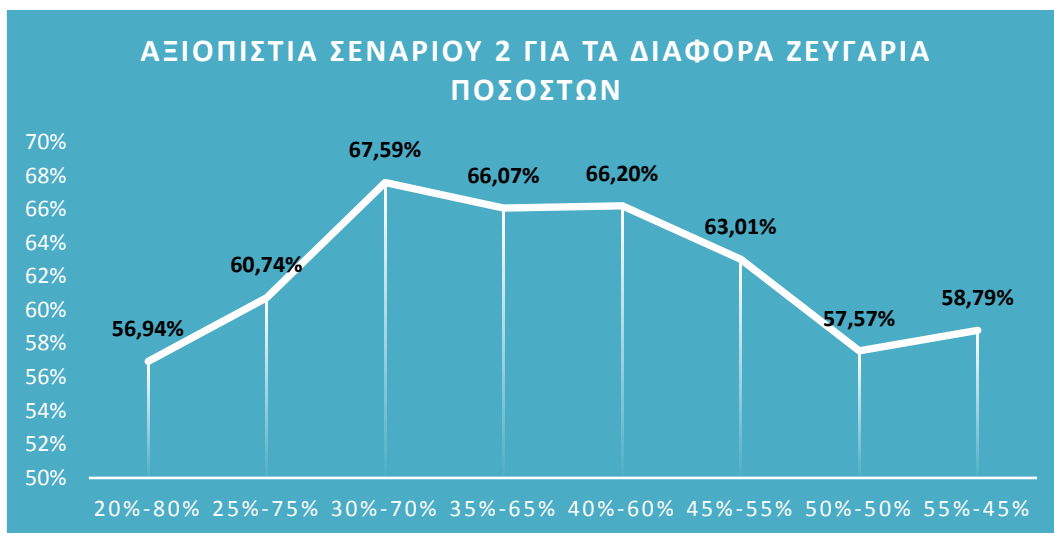
Σχήμα 5.77- Συμμετοχή στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών για τα διάφορα ζεύγη ποσοστών

Από το Σχήμα 5.77 γίνεται εμφανές πως αρχικά η αξιοπιστία δεν είναι ανάλογη της τελικής συμμετοχής ενέργειας, καθώς η αξιοπιστία υποδηλώνει το ποσοστό των ωριαίων αναγκών που καλύφθηκαν, οι οποίες όμως δεν είναι ίσες, αφού κάθε ώρα και κάθε μήνα αντιστοιχεί σε διαφορετικές ηλεκτρικές ανάγκες. Το ζεύγος, που με τη μέγιστη αξιοπιστία είναι το 45%-55%, απαιτεί 62% συμμετοχή του ΤΣΠ. Παρατηρείται για το ζεύγος 50%-50% ότι η συμμετοχή του ΤΣΠ γίνεται ελάχιστη 61%, γεγονός που δικαιολογείται από τις απώλειες του αντλιοστασίου και του υδροστροβίλου, ενώ η αιολική ενέργεια διατίθεται αυτούσια στο

δίκτυο. Επειδή όμως προτεραιότητα του Υ/Σ είναι η μεγαλύτερη κάλυψη των αναγκών σε χρονικό ορίζοντα καθώς και η ομαλή του λειτουργία επιλέγεται το 45%-55% για το Σενάριο 1.

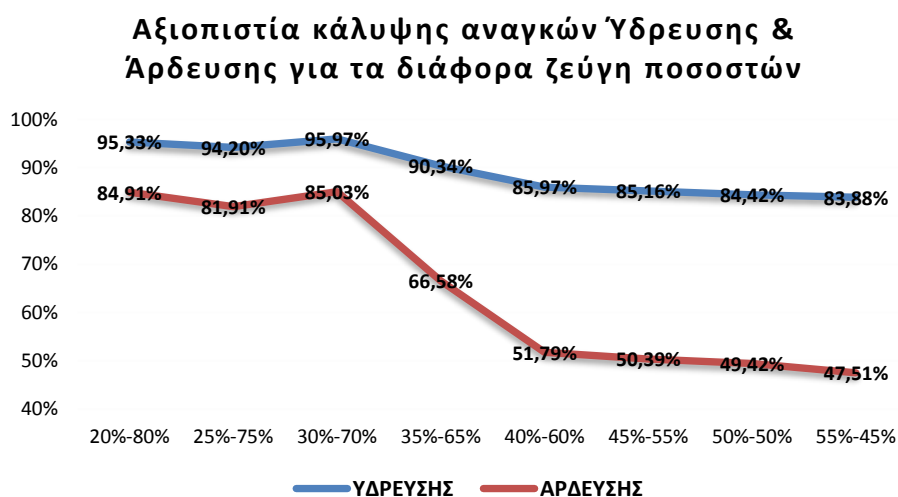
5.8.2 Σενάριο 2.1

Όπως στην παραπάνω παράγραφο, επιλέχθηκε ένα μέσο έτος και δοκιμάστηκαν διαφορετικά ζεύγη ποσοστών διαμοιρασμού της αιολικής ενέργειας και παρατίθενται τα αποτελέσματα που προέκυψαν.



Σχήμα 5.78-Αξιοπιστία Υ/Σ για τα διάφορα ζεύγη ποσοστών Σ-2.1

Όπως φαίνεται από το παραπάνω Σχήμα 5.78, το ζεύγος με το οποίο επιτυγχάνεται η μέγιστη αξιοπιστία του Υ/Σ είναι το 30%-70% με τιμή αξιοπιστίας 67,59%. Όμως, επειδή το Σ-2 μορφώθηκε ώστε να δώσει λύση στο πρόβλημα της ύδρευσης για το τελικό ζεύγος διαμοιρασμού, θα συνυπολογιστεί και η αξιοπιστία για τις υδρευτικές και αρδευτικές ανάγκες.



Σχήμα 5.79-Αξιοπιστία κάλυψης αναγκών Ύδρευσης & Άρδευσης για τα διάφορα ζεύγη ποσοστών για Σ-2.1

Από το Σχήμα 5.79 γίνεται εμφανές πως το βέλτιστο αποτέλεσμα για τις ανάγκες ύδρευσης το δίνει το ζεύγος 30%-70% που έχει την υψηλότερη αξιοπιστία για την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών. Δυσμενέστερο ως προς την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών είναι το ζεύγος 20%-80% ενώ δυσμενέστερο ως προς την αξιοπιστία ύδρευσης και άρδευσης είναι το ζεύγος 55%-45%. Επομένως το ζεύγος που θα επιλεγεί θα πρέπει

να ικανοποιεί το σκοπό του Σεναρίου 2.1, δηλαδή την καλύτερη δυνατή αξιοπιστία ως προς την κάλυψη των αναγκών υδροδότησης, αλλά να συνδυάζει και υψηλή αξιοπιστία για την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών. Έτσι επιλέγεται το ζεύγος 30%-70% που συνδυάζει την υψηλότερη αξιοπιστία κάλυψης των αναγκών υδροδότησης και ηλεκτρικής ενέργειας.

6 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ-ΟΦΕΛΟΥΣ

6.1 Οικονομικές Έννοιες

Το κεφάλαιο αποτελεί το οικονομικό αγαθό, εκφρασμένο σε χρηματικές μονάδες, το οποίο έχει την ικανότητα να παράγει άλλα αγαθά.

Ο τόκος είναι η απόδοση (αύξηση) του κεφαλαίου για μια νομισματική μονάδα σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο.

Ως Χρηματοροή (cash flow) ορίζεται το χρηματικό ποσό που εισέρχεται ή εξέρχεται από μια οικονομική μονάδα (επιχείρηση, νοικοκυριό) μια χρονική στιγμή. Οι θετικές χρηματοροές αποτελούν τα έσοδα, οι αρνητικές τα έξοδα και οι καθαρές χρηματοροές είναι η διαφορά θετικών και αρνητικών χρηματοροών.

Η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) ή Net Present Value (NPV) εκφράζει την αξία που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των ετήσιων καθαρών χρηματοροών που προβλέπονται σε ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα ζωής μίας επένδυσης.

$$\text{ΚΠΑ} = \left[\sum_{\tau=1}^{\nu} \frac{\text{ΚΤΡ}_{\tau}}{(1+\varepsilon)^{\tau}} \right] - E_0$$

Σχέση 6.1

ΚΤΡ: η καθαρή ταμειακή ροή, δηλαδή η διαφορά εσόδων-εξόδων σε κάθε περίοδο

ε : το επιτόκιο προεξόφλησης

ν : τα έτη που εκφράζουν την διάρκεια ζωής το έργου

τ : η περίοδος προεξόφλησης

E_0 : η αρχική επένδυση

Ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Internal Rate of Return-IRR) εκφράζει το επιτόκιο προεξόφλησης, στο οποίο η Καθαρή Παρούσα Αξία μηδενίζεται. Το επιτόκιο αυτό (ε) αποδίδει την εσωτερική αποδοτικότητα της επένδυσης (IRR) και υπολογίζεται από την επίλυση της εξίσωσης:

$$\text{ΚΠΑ} = 0 = \left[\sum_{\tau=1}^{\nu} \frac{\text{ΚΤΡ}_{\tau}}{(1+IRR)^{\tau}} \right] - E_0$$

Σχέση 6.2

Εν προκειμένου το επιτόκιο προεξόφλησης περιλαμβάνει το ρίσκο που αναλαμβάνει ένας επενδυτής για να πραγματοποιήσει ένα έργο.

- Αν $IRR > \epsilon$, αυτό σημαίνει ότι η απόδοση της επένδυσης είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και η επένδυση εγκρίνεται, καθώς είναι οικονομικά βιώσιμη.
- Αν $IRR = \epsilon$, αυτό σημαίνει ότι είναι οριακή η απόδοση της επένδυσης και ενδεχομένως να μην αποφέρει κέρδος.
- Αν $IRR < \epsilon$, αυτό σημαίνει ότι η απόδοση της επένδυσης είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και η επένδυση απορρίπτεται, γιατί είναι ασύμφορη.

Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μιας επένδυσης, όπως είναι ένα κτίριο ή ένα μηχάνημα, λόγω φθοράς ή τεχνολογικής απαξίωσης αντίστοιχα και θεωρητικά επιτρέπουν τη σταδιακή ανάκτηση του κόστους αγοράς των παγίων και την αντικατάστασή του μετά το τέλος ζωής τους. Η επιβάρυνση αυτή δεν αποτελεί πραγματική ταμειακή εκροή, καθώς αυτή πραγματοποιήθηκε στο χρόνο της αγοράς τους, αλλά νόμιμη δυνατότητα μείωσης του φορολογητέου εισοδήματος. Οι συντελεστές απόσβεσης διαφέρουν αναλόγως με το είδος του πάγιου περιουσιακού στοιχείου και για στοιχεία με μικρό χρόνο ζωής οι συντελεστές είναι ψηλότεροι. Για τον υπολογισμό των αποσβέσεων του κάθε στοιχείου πρέπει να είναι γνωστά: το αρχικό κόστος επένδυσης, ο χρήσιμος χρόνος ζωής και η υπολειμματική του αξία. Πρακτικά χρησιμοποιείται ένας σταθερός συντελεστής απόσβεσης στη θέση του χρήσιμου χρόνου ζωής. Όταν μια επιχείρηση δικαιούται να αποσβέσει ένα ποσό σε κάποιο οικονομικό έτος (καθορίζεται νομοθετικά), τότε το ουσιαστικό της κέρδος δεν είναι το ποσό αυτό, αλλά το γινόμενο αυτού με το φορολογικό συντελεστή που χρησιμοποιείται για τη φορολόγηση των κερδών της. Αυτό συμβαίνει, γιατί, κατά τον ισολογισμό, το ποσό της απόσβεσης αφαιρείται από τα καθαρά κέρδη και, αφού αυτά φορολογηθούν, προστίθεται ξανά στο ενεργητικό της.

Περίοδος ανάκτησης του κεφαλαίου ορίζεται το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να καλυφθεί η δαπάνη της αρχικής επένδυσης από τις ετήσιες ταμειακές ροές μετά των φόρων. Όσο μικρότερη είναι η περίοδος ανάκτησης του κεφαλαίου τόσο ασφαλέστερη θεωρείται η επένδυση. Γενικότερα, επενδυτικά σχέδια με περίοδο ανάκτησης μεγαλύτερη των 7 έως 8 ετών θεωρούνται από τους επενδυτές ριψοκίνδυνα ή χαμηλής απόδοσης.

Το συνολικό κόστος μιας επένδυσης σπάνια, ίσως και ποτέ, καλύπτεται μονάχα από τα κεφάλαια του επενδυτή (ίδια κεφάλαια). Στην πραγματικότητα, θα αναζητηθούν και άλλες πηγές χρηματοδότησης, όπως επιχορηγήσεις (στην περίπτωση που υπάρχει για τη συγκεκριμένη επένδυση και για το συγκεκριμένο χρόνο), δάνεια από πιστωτικά ιδρύματα (ξένα ή δανειακά κεφάλαια). Το κεφάλαιο που δανείζεται κάποιος επιστρέφεται σταδιακά με την αμοιβή του δανειστή. Δύο έννοιες, που σχετίζονται με αυτή τη διαδικασία, είναι το χρεολύσιο, που είναι η επιστροφή του κεφαλαίου, και ο τόκος, που υπολογίζεται βάσει του επιτοκίου δανεισμού και του προς αποπληρωμή κεφαλαίου και αποτελεί στην ουσία την αμοιβή του κεφαλαίου. Η μέθοδος αποπληρωμής ενός δανείου γίνεται είτε με σταθερό χρεολύσιο είτε με σταθερό τοκοχρεολύσιο, που αποτελεί το πλέον συνηθισμένο. Ο υπολογισμός του τοκοχρεολυσίου γίνεται με την βοήθεια της παρακάτω σχέσης:

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

Σχέση 6.3

όπου:

T.Δ.: η τοκοχρεωλυτική δόση

ε: επιτόκιο δανεισμού

ν: περίοδοι αποπληρωμής του δανεισμού (αριθμός δόσεων)

K: κεφάλαιο δανεισμού

6.2 Υπολογισμός Συνολικού Κόστους Κατασκευής Έργου

Στον Πίνακα 6.1 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα κόστη εξοπλισμού και εγκατάστασης του Υβριδικού Έργου σε ετήσια βάση. Τα κόστη βασίζονται σε εκτιμήσεις κατόπιν έρευνας κόστους εξοπλισμού και εγκατάστασης αντίστοιχων έργων.

Πίνακας 6.1-Πίνακας εκτιμώμενων δαπανών προμήθειας και εγκατάστασης εξοπλισμού για το Υβριδικό Έργο στην Ν. Πάτμο (Πηγή: Μ. Bertsiou, 2016)

A/A	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΔΑΠΑΝΩΝ (€)
1	ΔΑΠΑΝΕΣ ΜΕΛΕΤΩΝ ΕΠΙΒΛΕΨΕΩΝ ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΕΩΝ	
	ΑΡΧΙΤΕΚΟΤΝΙΚΗ ,Η/Μ,ΜΕΛΕΤΕΣ,ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ,ΕΠΙΒΛΕΨΕΙΣ	100.000 €
2	ΜΟΝΑΔΑ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ	
	Διαμόρφωση γηπέδου εγκατάστασης ΜΑ,Δρόμος προσπέλασης,κατασκευή βάσεων για τον εξοπλισμό και υποδομές, περίφραξη, φωτισμός και μέτρα ασφαλείας	70.000 €
	Φρεάτιο άντλησης θαλασσινού νερού, φίλτρο, σωλήνες προσαγωγής-επιστροφής, εργασίες στην θάλασσα,σωλήνες τροφοδότησης	60.000 €
	Εξοπλισμός:προεπεξεργασίας,φίλτρα,αντλιοστάσια θαλ/νού νερού,δεξαμενή,containers,μονάδες αφαλάτωσης RO	900.000 €
	Μεταφορά-εγκατάσταση εξοπλισμού	100.000 €
	Προμήθεια περνοφόρου ανωψωπικού μηχανήματος (fork-lift)	12.000 €
	Δοκιμές,θέση σε λειτουργία (commissioning)	25.000 €
	Αποκατάσταση και βελτίωση περιβάλλοντος χώρου	10.000 €
	Εκπαίδευση	10.000 €
3	Αντλιοστάσια,καταθλιπτικός αγωγός,αγωγοί μεταφοράς ,αυτοματισμοί	
	Αντλιοστάσια,καταθλιπτικός αγωγός,αγωγοί μεταφοράς ,αυτοματισμοί	600.000 €
4	Ταμιευτήρας	
	Έργα υποδομής (χωματουργικά,Επίστρωση με γεωμεμβάνη αποακατάσταση περιβάλλοντος χώρου)	500.000 €
5	Υδροστρόβιλος	
	Πλήρης εξοπλισμός υδροστρόβιλου (Υδροστρόβιλος μεταφορά σε λιμάνι προορισμού στην Ελλάδα,κόστος εγκατάστασης)	900.000 €
	Αγωγοί μεταφοράς,αυτοματισμοί	80.000 €
	Έργα υποδομής (χωματουργικά, αποακατάσταση περιβάλλοντος χώρου)	20.000 €
6	Ανεμογεννήτριες	
	Πλήρης εξοπλισμός 6 ανεμογεννητριών ENERCON E44 (μεταφορά σε λιμάνι προορισμού στην Ελλάδα,κόστος εγκατάστασηςγερανοί ανέγερσης,)	4.500.000 €
	Έργα υποδομής (χωματουργικά, αποακατάσταση περιβάλλοντος χώρου)	45.000 €
	Εκπαίδευση προσωπικού	30.000 €
	ΣΥΝΟΛΟ	7.962.000 €
	ΦΠΑ(24%)	1.910.880 €
	ΣΥΝΟΛΟ ΜΕ ΦΠΑ	9.872.880 €

6.3 Υπολογισμός Ετήσιων Δαπανών Λειτουργίας και Συντήρησης της Εγκατάστασης

Στον Πίνακα 6.2 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας της εγκατάστασης σε ετήσια βάση. Τα κόστη βασίζονται σε εκτιμήσεις κατόπιν έρευνας κόστους λειτουργίας και συντήρησης αντίστοιχων έργων.

Πίνακας 6.2-Πίνακας εκτιμώμενων δαπανών ετήσιας λειτουργίας και συντήρησης του έργου στην Ν. Πάτμο

A/A	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΡΓΑΣΙΑΣ	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΔΑΠΑΝΩΝ (€)
1	Δαπάνες Διοίκησης-Διαχείρησης Έργου	
	Αμοιβή προσωπικού διαχείρησης	50.000 €
2	Μονάδες αφαλάτωσης	
	Συντήρηση μονάδας,χημική λειτουργία και καθαρισμός,αντικατάσταση μεμβρανών	15.000 €
	Δαπάνες προσωπικού ,λειτουργία-συντήρηση ασφάλεια	30.000 €
3	Ανλτιοστάσιο καταθλιπτικός αγωγός,αγωγοί μεταφοράς,αυτοματισμοί	
	Συντήρηση του εξοπλισμού,ανταλακτικά,αναλώσιμα	2.000 €
4	Ταμιευτήρας Θαλασσινού νερού	
	Συντήρηση ,αναλώσιμα	4.000 €
5	Υδροστρόβιλος	
	Συντήρηση μονάδας, αναλώσιμα	4.000 €
6	Ανεμογεννήτριες	
	Συντήρηση μονάδας, ανταλακτικά,αναλώσιμα	10.000 €
	Δαπάνες προσωπικού ,λειτουργία-συντήρηση ασφάλεια	45.000 €
	ΣΥΝΟΛΟ	160.000 €
	ΦΠΑ(24%)	38.400 €
	ΣΥΝΟΛΟ ΜΕ ΦΠΑ	198.400 €

Για την επιτυχή και εύρυθμη λειτουργία του Υ/Σ, προβλέπεται τμήμα διεύθυνσης και διαχείρισής του, όπου θα είναι υπεύθυνο για τη συνεχή παρακολούθηση της λειτουργίας, την προμήθεια του κατάλληλου υλικοτεχνικού εξοπλισμού, την ανάλυση των στοιχείων, το συντονισμό του ανθρώπινου δυναμικού, τις πληρωμές, την πραγματοποίηση των αναγκαίων συντηρήσεων, καθώς και την αντιμετώπιση τυχών έκτακτων προβλημάτων στη λειτουργία του έργου.

Όσον αφορά τη μονάδα αφαλάτωσης, τον αντλητικό σταθμό καθώς και τον υδροστρόβιλο, οι συντηρήσεις θα γίνονται από ειδικά εκπαιδευμένους τεχνικούς, με δυνατότητα εναλλαγής αυτών σε περίπτωση αδειών ή ασθένειας, ειδικά τους καλοκαιρινούς μήνες που υπάρχει αυξημένη ζήτηση. Ειδικότερα για τη μονάδα αφαλάτωσης προβλέπεται η χρήση περονοφόρου οχήματος (fork-lift) για τη μεταφορά αναλωσίμων και την πλήρωση της μονάδας αφαλάτωσης με χημικά. Για το σκοπό αυτό απαιτούνται τρεις τεχνικοί πλήρους απασχόλησης.

Για τις 6 ανεμογεννήτριες προβλέπονται αντίστοιχα 3 τεχνικοί με κατάλληλη κατάρτιση για τις ανάγκες συντήρησης και ελέγχου της ομαλής λειτουργίας των Α/Γ.

6.4 Αξιολόγηση Επένδυσης

Για την ανάλυση κόστους παραγωγής είναι απαραίτητο να οριστεί ο χρονικός ορίζοντας του έργου, δηλαδή η διάρκεια ζωής του. Τα υδροηλεκτρικά μικρής κλίμακας έχουν συνήθως διάρκεια ζωής 25 έτη. Το ύψος της επένδυσης ανέρχεται στα 9.872.880 €. Για τα υβριδικά συστήματα, που εγκαθίστανται σε άνυδρα νησιά, υπάρχει επιχορήγηση κατά 75% (7.404.660€) από επιχειρησιακό πρόγραμμα για την προώθηση των ΑΠΕ στα νησιά. Θα ληφθεί ακόμα τραπεζικό δάνειο για το 15% της επένδυσης, ήτοι 1.480.932€, και η ίδια συμμετοχή θα ανέρχεται στο 10% στο ποσό των 987.288 €.



Σχήμα 6.1-Διάρθρωση αποπληρωμής επένδυσης

Η περίοδος αποπληρωμής του δανεισμού θα γίνει σε $n=10$ έτη με τη μέθοδο των ισοτοκοχρεωλύσιων. Επομένως, σύμφωνα με τη Σχέση 3, το τοκοχρεολύσιο υπολογίζεται στα 210.851,40 € και η αποπληρωμή εξελίσσεται, όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.3 που ακολουθεί.

Πίνακας 6.3-Αποπληρωμή δανείου

ΕΤΟΣ	ΤΟΚΟΧΡΕΩΛΥΣΙΟ	ΧΡΕΩΛΥΣΙΟ	ΤΟΚΟΙ	ΥΠΟΛΟΙΠΟ ΧΡΕΩΛΥΣΙΟΥ
0				1.480.932,00
1	210.851,40	107.186,16	103.665,24	1.373.745,84
2	210.851,40	114.689,19	96.162,21	1.259.056,65
3	210.851,40	122.717,43	88.133,97	1.136.339,21
4	210.851,40	131.307,65	79.543,75	1.005.031,56
5	210.851,40	140.499,19	70.352,21	864.532,37
6	210.851,40	150.334,13	60.517,27	714.198,24
7	210.851,40	160.857,52	49.993,88	553.340,71
8	210.851,40	172.117,55	38.733,85	381.223,16
9	210.851,40	184.165,78	26.685,62	197.057,38
10	210.851,40	197.057,38	13.794,02	0,00
	2.108.514	1.480.932	627.582,00	

Ο συντελεστής φορολογίας των καθαρών κερδών λαμβάνεται ίσος με 35%.

Το επιτόκιο προεξόφλησης είναι 2%.

Ο συντελεστής απόσβεσης είναι 10% και η απόσβεση θα γίνει τα 10 πρώτα χρόνια.

Η υπολειμματική αξία του έργου θεωρείται μηδενική, με τη λογική ότι το κράτος παραχωρεί το δικαίωμα εκμετάλλευσης σε μια ιδιωτική εταιρεία για ορισμένο χρόνο (η οποία θα αναλαμβάνει την περάτωση και την αποπληρωμή του, αλλά αποκομίζει τα όποια κέρδη από την λειτουργία του) και, μετά το πέρας της χρονικής περιόδου αυτής, το έργο μεταβιβάζεται ξανά στο κράτος, το οποίο από την πλευρά του μπορεί να εκμεταλλευτεί το έργο ή να το παραχωρήσει πάλι σε άλλη εταιρεία.

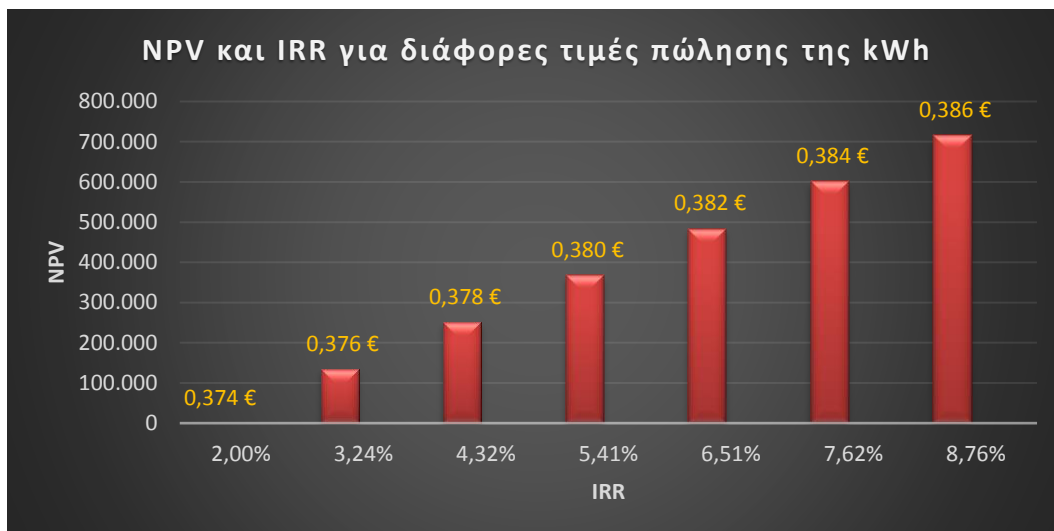
Τα έσοδα της επένδυσης προκύπτουν από την πώληση της ενέργειας και του νερού. Για το Σ-2.1 η μέση ενέργεια, που παράγεται σε ένα έτος από το 30% της αιολικής που διατίθεται στο δίκτυο καθώς και από τον υδροστρόβιλο, υπολογίζεται στις 4.586.712 kWh. Ακόμα υπολογίζεται η μέση παραγωγή αφαλατωμένου νερού που προσφέρει το έργο για ένα έτος είναι στα 200.825 m³ για τις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης .

Η τιμή του κυβικού που μεταφέρεται με υδροφόρες ανέρχεται στα 10-12€ ανά κυβικό. Η Καθαρά Παρούσα Αξία στην επένδυση μηδενίζεται για την τιμή 6,85 €/ m³, οπότε και για την τιμή αυτή ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης ισούται με το επιτόκιο και η επένδυση μπορεί να χαρακτηριστεί οριακά συμφέρουσα. Στο παρακάτω Σχήμα 6.1 παρουσιάζεται η σχέση της NPV και του IRR για τις διάφορες τιμές του κυβικού, με στόχο να γίνει εμφανές η αποδοτικότητα του έργου ανάλογα με την τιμή πώλησης του αφαλατωμένου νερού.



Σχήμα 6.2-NPV και IRR για διάφορες τιμές πώλησης του κυβικού αφαλατωμένου νερού

Σύμφωνα με τη ΔΕΗ η τιμή της κιλοβατώρας ανέρχεται περίπου στα 0,10€. Κάνοντας την ίδια διαδικασία, αλλά με μεταβλητή την τιμή της ενέργειας και σταθερή την τιμή του αφαλατωμένου νερού, παρατηρούμε ότι η Καθαρή Παρούσα Αξία μηδενίζεται για τιμή ίση με 0,374 €/kWh, οπότε για την τιμή αυτή ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης ισούται με το επιτόκιο και η επένδυση είναι οριακά συμφέρουσα. Στο Σχήμα 6.2 που ακολουθεί παρουσιάζεται η σχέση μεταξύ NPV-IRR για τις διάφορες τιμές της κιλοβατώρας, ώστε να γίνει εμφανές η αποδοτικότητα του έργου ανάλογα με την τιμή πώλησης.



Σχήμα 6.3- NPV και IRR για διάφορες τιμές πώλησης της kWh

Παρατηρείται ότι η NPV αυξάνεται κατακόρυφα με μικρή μεταβολή των τιμών πώλησης του αφαλατωμένου νερού ή της κιλοβατώρας.

Η τιμή πώλησης του κυβικού διαμορφώνεται από τα 6,61€/m³ και άνω, ώστε να υπάρξει απόσβεση. Η τιμή αυτή είναι σαφώς χαμηλότερη από την τιμή του νερού που προερχόταν από τις υδροφόρες (12 €/m³) Επομένως υπάρχει μεγάλο όφελος που μπορεί να μετουσιωθεί σε μείωση των οικιακών τιμολογίων ύδρευσης.

Όσον αφορά την τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, σήμερα, αν γίνει η θεώρηση ότι η τιμή του πετρελαίου που καίγεται είναι περίπου 0,3€/lt (ως τιμή εισαγωγής), ανά λίτρο παράγονται περίπου 2,65 kg CO₂ και 10 KWh., με 40% απόδοση προκύπτουν 4 KWh

- Κόστος καυσίμου 0,075€/Kwh
- Κόστος ρύπων: 0,017€/Kwh
- Σύνολο 0,092€/Kwh με 40% απόδοση.

Με άλλα λόγια το βασικό κόστος παραγωγής ρεύματος από πετρέλαιο προσεγγίζει ήδη το κόστος της οικιακής κιλοβατώρας (0,11€/Kwh) σε περίπτωση απόδοσης 40%. Με βάση στατιστικά της ίδιας της ΔΕΗ (τα οποία επιβεβαιώνουν και τα υπόλοιπα νούμερα) ο λιγνίτης παράγει περίπου 1,35 kg/Kwh. Επομένως το κόστος ρύπων είναι 0,034€/Kwh. Η εισαγωγή των δικαιωμάτων ρύπων θα αυξήσει σε πολύ μεγάλο βαθμό το κόστος παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα (+0,034€/Kwh για την παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη, η οποία αντιστοιχεί σε ποσοστό τουλάχιστον 40% (έως και 50%) της συνολική ηλεκτρικής παραγωγής). Η παραγωγή ενέργειας από πετρέλαιο είναι δεδομένο ότι είναι ζημιογόνα με τις τρέχουσες τιμές πώλησης στα νοικοκυριά (ειδικά για γεννήτριες χαμηλών αποδόσεων) ενώ η (πολύ πιθανή) αύξηση των τιμών στο πετρέλαιο και φυσικό αέριο στο μέλλον απλά θα αυξήσει περισσότερο το κόστος ρεύματος. (Πηγή : <https://kkalev4economy.wordpress.com/2010/08/25/electricity cost/>)

Συνοψολογίζοντας λοιπόν με τα παραπάνω δεδομένα και τα κόστη συντήρησης και βλαβών της υφιστάμενης εγκατάστασης του τοπικού σταθμού παραγωγής γίνεται αντιληπτό ότι η τιμή πώλησης της Kwh από το Υ/Σ στο μέλλον θα είναι απόλυτα ανταγωνιστική εκείνης από την παραγωγή ρεύματος από πετρέλαιο.

Η παροχή μεγάλων ποσοτήτων αφαλατωμένου νερού μπορούν να δώσουν νέες προοπτικές για την περιοχή με περεταίρω ανάπτυξη της αγροτικής παραγωγής, κτηνοτροφίας αλλά και του φυσικού περιβάλλοντος.

Παράλληλα πρέπει να ληφθούν υπόψιν τα οφέλη από την ενεργειακή αυτονομία του νησιού στο βαθμό που μπορεί αν επιτευχθεί.

Τέλος, ιδιαίτερα σημαντικά είναι τα περιβαλλοντικά οφέλη από την σταδιακή μείωση της κατανάλωσης πετρελαίου από τον τοπικό σταθμό παραγωγής της ΔΕΗ, τη μείωση των εκπομπών CO₂ από τα δεξαμενόπλοια καθώς και την απεξάρτηση από τις γεωτρήσεις που απομυζούσαν τον υδροφόρο ορίζοντα.

7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 Σύνοψη και Συμπεράσματα

Στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής εργασίας επιχειρήθηκε η παρουσίαση των διάφορων μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας καθώς και το θεσμικό πλαίσιο, το οποίο διέπει τα ΑΠΕ στην Ελλάδα και την Ευρωπαϊκή Ένωση. Επίσης έγινε μία βιβλιογραφική επισκόπηση των Υβριδικών Έργων με ΑΠΕ και της διαδικασίας αφαλάτωσης. Τέλος, μορφώθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης της λειτουργίας του Υβριδικού Συστήματος, στο οποίο ακολουθήθηκαν διάφορα σενάρια διασύνδεσης και τρόπου λειτουργίας της αφαλάτωσης, όπου μελετήθηκε ως προς στην κάλυψη ηλεκτρικών, υδρευτικών και αρδευτικών αναγκών. Το Υβριδικό Σύστημα απαρτίζουν 6 Α/Γ ισχύος 900kW έκαστη, αντλητικός σταθμός 1.200 kW, ένας υδροστρόβιλος 1.200 kW καθώς και 2 μονάδες αφαλάτωσης συνολικής ισχύος 350 kW. Επιπλέον συλλέχθηκαν και αναλύθηκαν τα ανεμολογικά δεδομένα, ύδρευσης, άρδευσης καθώς και αυτά των ηλεκτρικών αναγκών.

Γενικά συμπεράσματα:

- Η εκτεταμένη ρύπανση και η κλιματική αλλαγή από την καύση ορυκτών καυσίμων, καθώς και η επερχόμενη εξάντλησή τους, οδηγούν στην αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και στην ανάπτυξη υβριδικών συστημάτων με χρήση ΑΠΕ.
- Η Ελλάδα αποτελεί ενδεδειγμένο τόπο εγκατάστασης Υβριδικών Συστημάτων καθώς διαθέτει πλούσιο αιολικό δυναμικό και μεγάλο νησιωτικό σύμπλεγμα μη διασυνδεδεμένο με το δίκτυο γεγονός.
- Οι αλλαγές του φυσικού τοπίου από την εγκατάσταση Υ/Σ μπορούν να αντισταθμιστούν σταδιακά από τα οφέλη λειτουργίας του και από τη μείωση των εκπομπών CO₂.
- Τα Υ/Σ μπορούν να αποτελέσουν ανεξάρτητους πυλώνες του ενεργειακού ισοζυγίου ή να αποτελέσουν κομμάτι της είδη υπάρχουσας παραγωγής από τους κατά τόπους σταθμούς.
- Η ραγδαία αύξηση της παγκόσμιας εγκατεστημένης δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης τις τελευταίες δεκαετίες κάνει εμφανές τον κυρίαρχο ρόλο που παίζει η αφαλάτωση στο ζήτημα της υδροδότησης.
- Η αντίστροφη ώσμωση αποτελεί τη λιγότερο απαιτητική ενεργειακά μέθοδο αφαλάτωσης, βρίσκει ευρύτερη εφαρμογή και συνεργάζεται με ΑΠΕ, όπως φωτοβολταϊκά συστήματα, καθώς και με ανεμογεννήτριες.
- Στις μεθόδους αφαλάτωσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν είτε συμβατικές είτε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ωστόσο όλες οι μέθοδοι αφαλάτωσης δεν μπορούν να συνδυαστούν με όλες τις ΑΠΕ.

Τα κύρια συμπεράσματα από την ανάλυση και μελέτη του Υ/Σ της παρούσας εργασίας, συνοψίζονται στα εξής:

- Αναπτύχθηκε και εφαρμόστηκε Υβριδικό Σύστημα στη νήσο Πάτμο
- Διαμορφώθηκαν 3 σενάρια λειτουργίας τα Σ-1, Σ-2.1 και Σ-2.2
- Το Σ-1 υπερέρχει στην κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών, σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια, καθώς αγνοεί την αφαλάτωση.
- Το Σ-2.1 παρουσιάζει υψηλή αξιοπιστία στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών και μικρότερη αξιοπιστία στην κάλυψη των υδρευτικών και αρδευτικών αναγκών σε σχέση με το Σ-2.2, καθώς στο πρώτο σενάριο δίνεται μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας προς άντληση

- Το Σ-2.2 πετυχαίνει πλήρη κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης αλλά χαμηλή αξιοπιστία στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών, καθώς η προτεραιότητα δίνεται στην αφαλάτωση.
- Από τη διερεύνηση του βέλτιστου ποσοστού κατανομής αιολικής ενέργειας, το αποτέλεσμα ήταν το ζεύγος 45%-55% για το Σ-1 και το ζεύγος 30%-70% για το Σ-2.1.
- Η μεγάλη αύξηση του πληθυσμού κατά την καλοκαιρινή περίοδο από τους 3.000 μόνιμους στους 13.000 τον Αύγουστο μετουσιώνεται σε μεγάλες αιχμές στις ηλεκτρικές και υδρευτικές ανάγκες.
- Το Σενάριο 1 της “καθαρής αντλησιοταμίευσης” αποδίδει τη μέγιστη αξιοπιστία του Υ/Σ προς την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών.
- Όσο περισσότερο τροφοδοτείται η μονάδα αφαλάτωσης τόσο μειώνονται τα αντλούμενα κυβικά προς τον άνω ταμιευτήρα. Επομένως υπάρχει πτώση της αξιοπιστίας ως προς την κάλυψη των Ηλεκτρικών Αναγκών.
- Από την ανάλυση των Σεναρίων 2.1 & 2.2 μπορεί να εξαχθεί το συμπέρασμα πως η αξιοπιστία στην κάλυψη των αναγκών ύδρευσης είναι αντιστρόφως ανάλογη με αυτή της κάλυψης των ενεργειακών αναγκών.
- Σε όλα τα σενάρια οι αιχμές τις καλοκαιρινής περιόδου Ιουλίου-Αυγούστου καλύπτονται κυρίως από τον ΤΣΠ της ΔΕΗ.
- Στον άνω ταμιευτήρα αποθηκεύεται νερό από την αρχή του έτους έως τα μέσα Απριλίου, όπου αρχίζει η πτώση του όγκου νερού έως τα μέσα Ιουνίου, όπου παρατηρείται άδειασμα του ταμιευτήρα μέχρι τα μέσα Σεπτεμβρίου, όπου παρατηρείται ξανά άνοδος της στάθμης.
- Η μεταβολή της στάθμης του ταμιευτήρα αφαλατωμένου νερού παρουσιάζει ελλείψεις την ίδια ακριβώς περίοδο με τον άνω ταμιευτήρα θαλασσινού νερού για το Σ-2.1.
- Η διασύνδεση της μονάδας αφαλάτωσης στο δίκτυο στο Σ-3 με στόχο την πλήρη κάλυψη των αναγκών υδροδότησης, απαιτεί 2,88 GWh για την περίοδο 2008-2017 περισσότερες σε σχέση με το Σ-2.2, όπου καλύπτονται επίσης οι ανάγκες υδροδότησης.
- Από την προσομοίωση των Σεναρίων 1 & 2.1, με την προσθήκη μίας επιπλέον ανεμογεννήτριας, γίνεται εμφανές πως ένα τέτοιο ή μεγαλύτερο Υ/Σ μπορεί να αποτελέσει παράγοντα ενεργειακής αυτονομίας του νησιού.
- Από την ανάλυση κόστους οφέλους με συνυπολογισμό της αύξησης των δικαιωμάτων ρίπων η τιμή της kWh στο προσεχές μέλλον θα καταστεί πιο συμφέρουσα.
- Η μονάδα αφαλάτωσης μπορεί στην υπάρχουσα κατάσταση να αποτελέσει μια οικονομικά βιώσιμη επένδυση, καθώς η τιμή του κυβικού είναι πολύ πιο συμφέρουσα από τη μεταφορά υδάτων με πλωτά μέσα.

7.2 Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα

Με βάση τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα της παρούσας διπλωματικής εργασίας προκύπτουν εύλογα ζητήματα, τα οποία χρήζουν μελλοντικής μελέτης και έρευνας. Αρχικά η εφαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας και σε άλλα νησιά διασυνδεδεμένα και μη άλλα και σε αυτόνομους οικισμούς και κοινότητες.

Η προσθήκη στο Υβριδικό Σύστημα μίξης ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών πάνελ καθώς και η διερεύνηση του βέλτιστου “κράματος” διαμοιρασμού ενέργειας σε δίκτυο, άντληση και αφαλάτωση.

Ακόμα η μελέτη ώστε να υπάρχει ενεργειακή αυτονομία καθώς και πλήρη κάλυψη των αναγκών υδροδότησης με την ανάλογη διαστασιολόγηση του Υ/Σ. Δηλαδή το πλήθος των Α/Γ, την ισχύ του αντλιοστασίου, υδροστρόβιλου, της μονάδας αφαλάτωσης. Επιπλέον την διαστασιολόγηση των μεγέθων των ταμιευτήρων θαλασσινού και αφαλατωμένου νερού.

Μελέτη συνδυασμού αποθηκευτικών μέσων όπως αντλησιοταμίευση και συσσωρευτές ενέργειας.

Τέλος η δημιουργία συνθετικών χρονοσειρών ανέμου, πληθυσμού, αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας, ύδρευσης και άρδευσης, με σκοπό μελλοντικές προβλέψεις για την απόκριση του Υ/Σ, καθώς και ανάλογη μελέτη κόστους οφέλους για τα πιθανά μελλοντικά αποτελέσματα.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Ευστρατιάδης Α., Κοσιέρης Π., Μακρόπουλος Χ., Σημειώσεις στις Υδραυλική & Υδραυλικά Έργα, Υδρευτικές καταναλώσεις, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο-Σχολή Πολιτικών Μηχανικών-Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Αθήνα, 2017.

Βρεττός Ε., Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ - Συσσωρευτών - Υδρογόνου, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, 2010.

Γεωργαντέας Ν., Σχεδιασμός, Περιβαλλοντική και Οικονομική Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Αιολικής, Ηλιακής Ενέργειας και Diesel για την Ενεργειακή Αυτονομία των Νησιών. Η Περίπτωση της Αστυπάλαιας, Μεταπτυχιακή Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, 2011.

ΔΕΗ ΤΣΠ Πάτμου.

Δήμας Π., Πλαίσιο στοχαστικής προσομοίωσης για το βέλτιστο σχεδιασμό υβριδικού συστήματος υδροηλεκτρικής – αιολικής ενέργειας: Διερεύνηση με βάση το υδροσύστημα Αλιάκμονα, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, 2013.

Δήμος Πάτμου.

Ζερβός Α., Κάλυψη της ζήτησης ενέργειας και νερού με αιολική ενέργεια και αφαλάτωση στη νήσο Σίκινο, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, 2008.

Καλδέλλης Ι., Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας, Εκδόσεις Σταμούλης, Β' Έκδοση, 2005.

ΚΑΠΕ, <http://www.cres.gr/cres/index.html>, 2013.

Καραχάλιου Π, Τεχνολογίες αφαλάτωσης και προοπτικές εφαρμογής στον ελληνικό χώρο, Μεταπτυχιακή εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2010

Τζεν Ε., ΚΑΠΕ, «Μέθοδοι Αφαλάτωσης – Συγκριτική Αξιολόγηση και Εφαρμογές στα Νησιά του Αιγαίου», 2001

Καλλονιάτη Α., Εφαρμογή Μονάδας Αφαλάτωσης με Χρήση Αιολικής Ενέργειας στο νησί της Πάτμου, Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος, Χανιά, 2008.

Καραγιάννης Ι., Οικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση συστημάτων αφαλάτωσης νερού με χρήση ανανεώσιμων και μη πηγών ενέργειας. Εναλλακτικές στρατηγικές στον ελληνικό νησιωτικό χώρο., Διδακτορική Διατριβή, Γεωπονικό Πανεπιστήμιο Αθηνών, Αθήνα, Δεκέμβριος 2010.

Κουτσογιάννης Δ., και Ξανθόπουλος Θ., Τεχνική Υδρολογία, Έκδοση 3, ΕΜΠ, Αθήνα, 1999.

Μαμάσης Ν και Ευστρατιάδης Α, Ηλεκτρική Ενέργεια, Σημειώσεις στην Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία, Τομέας Υδατικών Πόρων & Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο Ακαδημαϊκό έτος 2018-19.

Μαμάσης Ν, Ηλιακή ενέργεια και φωτοβολταϊκά συστήματα, Σημειώσεις στην Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία, Τομέας Υδατικών Πόρων & Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο Ακαδημαϊκό έτος 2014.

Μαμάσης Ν. και Στεφανάκος Ι., Σημειώσεις στην Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο Σχολή Πολιτικών Μηχανικών Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Αθήνα, 2012.

Μετεωρολογικός Σταθμός Πάτμου, <http://penteli.meteo.gr/stations/patmos/>), 2018

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

Μπαλάρας, Κ., Αργυρίου Α. και Καραγιάννης Φ., Συμβατικές & ήπιες μορφές ενέργειας, Εκδόσεις ΤεκΔΟΤΙΚΗ, Αθήνα, 2006.

Μπαλτάς Ε., Εξατμισοδιαπνοή, Εργαστήριο Υδρολογίας και Αξιοποίησης Υδατικών Πόρων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο-Σχολή Πολιτικών Μηχανικών-Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Αθήνα, 2012.

Μπαλτάς Ε., Διαχείριση Υδατικών Πόρων, Εργαστήριο Υδρολογίας και Αξιοποίησης Υδατικών Πόρων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο-Σχολή Πολιτικών Μηχανικών-Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Αθήνα, 2018.

Μπέρτσιου Μ., Αξιολόγηση Υβριδικού Συστήματος Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στους Φούρνους Κορσέων, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβριος 2016.

Μυσίρης Π., Αξιολόγηση ενός Υβριδικού Συστήματος Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στη Νήσο Δονούσα, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2015.

Παπαευθυμίου Σ., Συμβολή στην Ανάλυση Υβριδικών Αιολικών - Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διδακτορική διατριβή, ΕΜΠ, Αθήνα, 2012.

Παπαευθυμίου, Σ., Ε. Καραμάνου, Σ. Παπαθανασίου, Μ. Παπαδόπουλος, Σ. Ροντήρης και Ι. Δρυμωνίτης, *Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο Σύστημα της Ικάριας*, Αθήνα, 2009.

Ράπτης Δ., Μελέτη αφαλάτωσης με μικρές μονάδες. Ειδικά με αυτόνομη μονάδα αντίστροφης ώσμωσης και χρήση ΑΠΕ, Διπλωματική εργασία, Πανεπιστήμιο Πατρών, Πάτρα, 2012.

Ρίππη Α., Μαθηματική προσομοίωση υβριδικών συστημάτων. Το σύστημα της Ικάριας, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, 2013.

Σαραφιανός Δ. και Σειραγάκης Μ., Τεχνοοικονομική μελέτη και σύγκριση υβριδικών συστημάτων. Εφαρμογή σε αυτόνομη κατοικία, Διπλωματική εργασία, ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη, 2009.

Στάμου Α., ΕΦΑΡΜΟΣΜΕΝΗ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗ-Ροή υπό πίεση, Εκδόσεις Παπασωτηρίου, Αθήνα 2009.

Υπηρεσία Ύδρευσης Δήμου Πάτμου.

Υπουργείο Γεωργίας, Φυσικών πόρων και Περιβάλλοντος, Τμήμα Αναπτύξεως Υδάτων (Κύπρος), «Διυλιστήρια νερού και μονάδες αφαλάτωσης».

James E. Miller, «Review of water resources and desalination technologies», Materials Chemistry Department, Sandia National Laboratories, 2003.

M. Bertsiou, E. Feloni, E. Baltas, Cost-benefit analysis for a Hybrid renewable energy system in Fournoi Island, 2016.

K. Lagouvardos V. Kotroni A. Bezes I. Koletsis T. Kopania S. Lykoudis N. Mazarakis K. Papagiannaki S. Vougioukas, The automatic weather stations NOANN network of the National Observatory of Athens: operation and database, 2017

Γεωπληροφοριακός χάρτης Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας: <http://www.rae.gr/geo/> (προσπέλαση 10/05/2018).

Ελληνική Στατιστική Αρχή, <http://www.statistics.gr/> (προσπέλαση 20/4/2018).

Ελληνικός Σύνδεσμος Ηλεκτροπαραγωγών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, <http://www.hellasres.gr/> (προσπέλαση 05/05/2016).

Φιλότης, Βάση Δεδομένων για την Ελληνική Φύση, <http://filotis.itia.ntua.gr/> (προσπέλαση 20/04/2018)

Economy View, https://kkalev4economy.wordpress.com/2010/08/25/electricity_cost, (προσπέλαση 10/09/2018).

Microsoft Excel 365

The Hea, <http://www.thehea.org/hydropower/specialfocus/pump-storage-power-plants/>, (προσπέλαση 10/09/2017).

Wikipedia, <https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A0%CE%AC%CF%84%CE%BC%CE%BF%CF%82> , (προσπέλαση 05/09/2018).