



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μοντελοποίηση ένταξης και λειτουργίας υβριδικού υδροηλεκτρικού σταθμού με αντλησιοταμίευση αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής σε μη - διασυνδεδεμένο δίκτυο. Διερεύνηση επίδρασης του σχεδιασμού του σταθμού στα ενεργειακά και οικονομικά του αποτελέσματα

ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΜΩΡΑΪΤΗΣ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΙΩΑΝΝΗΣ ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΠΟΥΛΟΣ

ΑΘΗΝΑ 2011



## ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η εργασία αυτή αποτελεί τον επίλογο των φοιτητικών σπουδών μου στη σχολή των Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Πραγματοποιήθηκε στον Τομέα Ρευστών και στα πλαίσια του μαθήματος 'Υδροδυναμικές Μηχανές'.

Για την ολοκλήρωση της εργασίας βοήθησαν πολλοί άνθρωποι, ο καθένας με τον τρόπο του. Στο σημείο αυτό θα ήθελα να τους ευχαριστήσω:

Πρώτα από όλα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Ιωάννη Αναγνωστόπουλο, επίκουρο καθηγητή του τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών του Ε.Μ.Π. και επιβλέπων καθηγητή της συγκεκριμένης εργασίας, καταρχάς για την έμπνευση και πρόταση του θέματος αλλά και για τη σημαντική καθοδήγησή του καθ' όλη τη διάρκειά της. Η άρτια συνεργασία και η υποστήριξη του ήταν παράγοντες καθοριστικοί για την ολοκλήρωση του πονήματος αυτού.

Θα ήθελα ακόμη να ευχαριστήσω τον κ. Γιώργο Κάραλη, για τις χρήσιμες συμβουλές και τα σημαντικά δεδομένα που μου προσέφερε, και τον κ. Κυριάκο Γιαννάκογλου για την παροχή άδειας χρήσης του λογισμικού βελτιστοποίησης «EASY», το οποίο υπήρξε καταλυτικής σημασίας για την ολοκλήρωση της εργασίας.

Επίσης, ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στους φίλους μου, εντός και εκτός σχολής, που με στήριξαν, ο καθένας με τον τρόπο του, όλο αυτό τον καιρό.

Ξεχωριστές ευχαριστίες οφείλω στη Γεωργία Αλοΐζου που βοήθησε στη μετάφραση της περίληψης και στους Πέτρο Μιχελακάκη και Αλέξανδρο Παλαμήδη για την πολύτιμη συνεργασία τους.

Τέλος, περισσότερο από όλους θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου. Της οφείλω βαθιά ευγνωμοσύνη γιατί χάρη στην κατανόηση και την απόλυτη και ουσιαστική στήριξή της σε κάθε μου βήμα κατάφερα να φτάσω ως εδώ.

Κλείνοντας, ελπίζω η εργασία αυτή να μπορέσει να συμβάλει έστω και λίγο στην προσπάθεια που γίνεται για ανάπτυξη υβριδικών συστημάτων με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Οι καιροί είναι δύσκολοι από κάθε άποψη και οι λύσεις θα προέλθουν από καινοτόμες και πρωτοποριακές ιδέες, σε κάθε επίπεδο.

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζεται η λειτουργία υβριδικού σταθμού παραγωγής ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού της Λέσβου. Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά βασίζονται για την ηλεκτροδότησή τους σε Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ) οι οποίοι χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας και σημαντική περιβαλλοντική επιβάρυνση. Ταυτόχρονα, η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) συναντά εμπόδια λόγω επιβαλλόμενων περιορισμών για την εξασφάλιση της σταθερότητας των τοπικών ηλεκτρικών δικτύων, με αποτέλεσμα την απόρριψη σημαντικών ποσοτήτων ενέργειας. Το συγκεκριμένο σύστημα που μελετάται στοχεύει στην επίλυση των παραπάνω προβλημάτων. Αποτελείται αποκλειστικά από τεχνολογίες εκμετάλλευσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και συγκεκριμένα από ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκές συστοιχίες, καθώς επίσης και από διάταξη αντλιοσταμίας που λειτουργεί ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας. Σημαντικό στοιχείο αποτελεί το γεγονός ότι η παραγόμενη από τις ΑΠΕ ενέργεια προωθείται κατά προτεραιότητα στο αντλιοστάσιο του σταθμού και η περίσσεια αυτού μπορεί υπό συνθήκες να δοθεί απευθείας στο δίκτυο. Η προσομοίωση της λειτουργίας του σταθμού επιτυγχάνεται με χρήση προϋπάρχοντος υπολογιστικού αλγόριθμου, ο οποίος τροποποιήθηκε κατάλληλα. Έτσι λοιπόν, με δεδομένα εισόδου μετεωρολογικές χρονοσειρές και δεδομένα για τη ζήτηση και τις υπάρχουσες μονάδες παραγωγής ενέργειας του νησιού και έχοντας δεκάλεπτο χρονικό βήμα προσομοίωσης, ο αλγόριθμος δύναται να προσομοιώσει τη λειτουργία του σταθμού συγκεκριμένης διαστασιολόγησης των βασικών παραμέτρων του (ισχύς υδροστρόβιλων, αντλιοστασίου, ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών και μέγεθος άνω ταμιευτήρα) για χρονική διάρκεια ενός έτους. Εξάγει ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα, βάσει των οποίων πραγματοποιείται η συνολική αξιολόγηση του έργου. Από τη συγκεκριμένη προσομοίωση και με παραμετρική μελέτη των βασικών συνιστωσών ενός σταθμού αναφοράς, καταλήγουμε σε γενικά συμπεράσματα σχετικά με την επίδραση που αυτές ασκούν τόσο στη συνολική λειτουργία όσο και μεταξύ τους. Τέλος, και με σκοπό τον υπολογισμό του βέλτιστου συνδυασμού των παραπάνω παραμέτρων, πραγματοποιείται ενεργειακή και οικονομική βελτιστοποίηση με τη χρήση κατάλληλου λογισμικού. Έτσι, προκύπτουν βέλτιστοι συνδυασμοί για διάφορα μεγέθη σταθμών, οι οποίοι μελετώνται ως προς την οικονομική τους βιωσιμότητα σαν επενδύσεις, καθώς επίσης και για την ενεργειακή τους προσφορά στο σύστημα. Ξεχωριστή σημασία δίνεται στην παράμετρο της τιμής του κόστους εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών. Μετά από μελέτη αποδεικνύεται ότι η συγκεκριμένη τεχνολογία καθίσταται ανταγωνιστική των αιολικών για τιμή 2000 €/kW, σενάριο που θεωρείται πολύ πιθανό και άμεσα πραγματοποιήσιμο στο εγγύς μέλλον, κρίνοντας από τις σημερινές τάσεις της αγοράς.

## ABSTRACT

The present diploma thesis examines the operation of a hybrid energy station in the non-interconnected Greek island of Lesbos. The electrification in the non-interconnected islands is chiefly based on Autonomous Power Stations (APS) which are characterized by high electricity production cost together with significant environmental affection. At the same time the contribution of Renewable Energy Sources (RES) is largely restricted due to electrical grid limitations, which are imposed in order to ensure the stability of the local network, and, consequently, significant energy amounts are rejected. The system considered in the present study aims to resolve the problems mentioned above. It consists exclusively of hybrid technologies of renewable energy sources; specifically, wind turbines and photovoltaic arrays, along with a pumped-storage subsystem as a means of energy storage. What is important at this stage is the fact that the energy produced by the RES is primarily launched to the pumps of the station, while the rest of it is given directly to the grid, under specific conditions. The numerical simulation of the operation of the hybrid station is achieved by using an already existing calculating code, which was properly modified. Having as input meteorological series and data of the energy demand and the existing energy units of the island and using a ten - minutes time step, the code is able to simulate the operation station with any specific dimensioning of its basic parameters for a period of one year. The basic design parameters of the system are the installed capacity of the hydro turbines, the pumps, the wind and the photovoltaic park and the size of the upper reservoir. The code exports energy and economical results, which are used in order to evaluate the total project. From the simulation of the system and after a parametrical analysis of a reference station, we come to some general conclusions about the effect that the main components of the station exercise in the general operation of the system, as well as with each other. Finally, and in order to come up to the best combination of the system's design parameters, the system is being optimized to specific energy and economic targets by using appropriate software. The optimization is carried out for various size stations, which are examined for their economic viability, along with their energy contribution to the system. Another parameter worth noticing is that of cost; photovoltaic systems, at a price of 2000 € / kW, compete with wind ones. This scenario is considered possible and realistic for the near future, judging by current trends.

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

|  |    |
|--|----|
| Λίστα Σχημάτων .....   | 9  |
| Λίστα Πινάκων .....  | 13 |
| Λίστα Συμβόλων .....   | 14 |
| 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....  | 20 |
| 2. ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....                                     | 22 |
| 2.1. Εισαγωγή .....  | 22 |
| 2.2. Αιολική Ενέργεια .....  | 23 |
| 2.2.1. Γενικά .....  | 23 |
| 2.2.2. Ο άνεμος .....  | 23 |
| 2.2.3. Ανεμογεννήτριες .....   | 25 |
| 2.2.3.1. Αρχή λειτουργίας και συντελεστής ισχύος .....                   | 25 |
| 2.2.3.2. Περιγραφή χαρακτηριστικών .....                                 | 26 |
| 2.2.3.3. Παραγωγή ενέργειας .....  | 28 |
| 2.2.4. Παρούσα κατάσταση στην Ελλάδα και στον κόσμο και προοπτικές ..... | 31 |
| 2.2.5. Παράκτια (offshore) αιολικά πάρκα .....                           | 36 |
| 2.3. Ηλιακή Ενέργεια .....   | 38 |
| 2.3.1. Γενικά .....  | 38 |
| 2.3.2. Το φωτοβολταϊκό στοιχείο .....                                    | 40 |
| 2.3.3. Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο .....                                   | 40 |
| 2.3.4. Περιορισμοί στην απόδοση .....                                    | 42 |
| 2.3.5. Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα φωτοβολταϊκών .....               | 42 |
| 2.3.6. Το φωτοβολταϊκό σύστημα .....                                     | 44 |
| 2.3.7. Παραγωγή ενέργειας .....  | 47 |
| 2.3.8. Η παγκόσμια αγορά .....   | 48 |
| 2.3.9. Η κατάσταση στην Ελλάδα .....                                     | 49 |
| 2.4. Υβριδικά Συστήματα .....  | 51 |
| 2.4.1. Γενικά .....  | 51 |

## Περιεχόμενα

|          |  |     |
|----------|--|-----|
| 2.4.2.   | Περιγραφή του συστήματος αντλησιοταμίευσης .....                   | 54  |
| 2.4.3.   | Πλεονεκτήματα από τη λειτουργία υβριδικού συστήματος με ΑΠΕ .....  | 56  |
| 2.4.4.   | Σημερινή κατάσταση και προοπτικές στην Ελλάδα και τον κόσμο .....  | 57  |
| 3.       | ΤΟ ΝΗΣΙ ΤΗΣ ΛΕΣΒΟΥ .....   | 65  |
| 3.1.     | Εισαγωγή.....  | 65  |
| 3.2.     | Γενικά στοιχεία .....  | 65  |
| 3.3.     | Ενεργειακά στοιχεία.....   | 66  |
| 3.3.1.   | Υφιστάμενος Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής (ΑΣΠ) και σχεδιασμός ..... | 66  |
| 3.3.2.   | Δυναμικό του νησιού και υφιστάμενες ΑΠΕ .....                      | 68  |
| 3.3.3.   | Ζήτηση .....   | 71  |
| 3.3.4.   | Αιτήσεις και μελλοντικός σχεδιασμός για τις ΑΠΕ .....              | 73  |
| 4.       | ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΑΙ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....           | 75  |
| 4.1.     | Εισαγωγή.....  | 75  |
| 4.2.     | Το προτεινόμενο σύστημα .....                                      | 75  |
| 4.3.     | Πολιτική διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΔΝ) με ΥΒΣ .....  | 77  |
| 4.4.     | Ανάλυση λειτουργίας υπολογιστικού αλγόριθμου FORTRAN .....         | 83  |
| 4.4.1.   | Εισαγωγή .....   | 83  |
| 4.4.2.   | Βασικές Λειτουργίες Αλγορίθμου .....                               | 83  |
| 5.       | ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ .....                                    | 118 |
| 5.1.     | Εισαγωγή.....  | 118 |
| 5.2.     | Παρουσίαση προσομοίωσης .....                                      | 118 |
| 5.2.1.   | Σύνθεση σταθμού αναφοράς και δεδομένα εισόδου .....                | 118 |
| 5.2.2.   | Διαγράμματα λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού .....                | 119 |
| 5.2.2.1. | Ετήσια διαγράμματα.....  | 120 |
| 5.2.2.2. | Εβδομαδιαία διαγράμματα.....                                       | 127 |
| 5.2.3.   | Τιμές αθροιστικών μεγεθών και δεικτών αξιολόγησης .....            | 129 |
| 5.3.     | Παραμετρική ανάλυση .....  | 132 |
| 5.3.1.   | Παρουσίαση παραμέτρων .....  | 132 |

## Περιεχόμενα

|          |  |     |
|----------|--|-----|
| 5.3.2.   | Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα .....                        | 132 |
| 5.3.3.   | Εγκατεστημένη ισχύς υδροστρόβιλων .....                  | 135 |
| 5.3.4.   | Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου .....                  | 137 |
| 5.3.5.   | Εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών .....                | 139 |
| 5.3.6.   | Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών .....                  | 141 |
| 5.3.7.   | Κόστος φωτοβολταϊκών .....                               | 143 |
| 6.       | ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....                    | 145 |
| 6.1.     | Εισαγωγή .....   | 145 |
| 6.2.     | Θεωρητικά στοιχεία για τη βελτιστοποίηση .....           | 146 |
| 6.2.1.   | Εξελικτικοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης .....             | 146 |
| 6.2.2.   | Το λογισμικό βελτιστοποίησης EASY .....                  | 147 |
| 6.3.     | Παρουσίαση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης .....           | 150 |
| 6.3.1.   | Βελτιστοποίηση ενεργειακών στόχων .....                  | 150 |
| 6.3.1.1. | Μεγιστοποίηση βαθμού απόδοσης .....                      | 150 |
| 6.3.1.2. | Ελαχιστοποίηση απωλειών παραγωγής ΑΠΕ .....              | 155 |
| 6.3.1.3. | Συμπεράσματα .....                                       | 160 |
| 6.3.2.   | Βελτιστοποίηση οικονομικού στόχου .....                  | 162 |
| 6.3.3.   | Βελτιστοποίηση διπλού στόχου .....                       | 166 |
| 6.3.3.1. | Σταθμοί 15 MW .....                                      | 167 |
| 6.3.3.2. | Σταθμοί 20 MW .....                                      | 169 |
| 6.3.3.3. | Σταθμοί 25 MW .....                                      | 170 |
| 6.3.3.4. | Σταθμοί 30 MW .....                                      | 171 |
| 6.3.3.5. | Συμπεράσματα .....                                       | 172 |
| 6.3.4.   | Παραμετρική μελέτη ως προς την τιμή κόστους των ΦΒ ..... | 174 |
| 7.       | ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ .....      | 180 |
|          | ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....                                       | 183 |
|          | ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ: ΛΙΣΤΑ ΜΕΤΑΒΛΗΤΩΝ ΚΩΔΙΚΑ HYPSON .....          | 186 |



## Λίστα Σχημάτων

|  |    |
|--|----|
| Σχήμα 2.1: Παράδειγμα Α/Γ .....  | 23 |
| Σχήμα 2.2: Τυπική καθ' ύψος κατανομή της ταχύτητας του ανέμου .....  | 24 |
| Σχήμα 2.3: Σχηματική παράσταση της ατράκτου μιας Α/Γ .....   | 27 |
| Σχήμα 2.4: Σύστημα Α/Γ οριζόντιου άξονα σε πλάγια όψη .....  | 27 |
| Σχήμα 2.5: Α/Γ με σωληνωτό χαλύβδινο πύργο (αριστερά) και δικτυωτό πύργο (δεξιά) .....                         | 28 |
| Σχήμα 2.6: Ισχύς ανέμου και ανεμογεννήτριας .....  | 29 |
| Σχήμα 2.7: Ενεργειακές απώλειες στην καμπύλη διάρκειας πνοής ανέμου .....                                      | 31 |
| Σχήμα 2.8: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στον κόσμο (αριστερά) και νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς (δεξιά) ..... | 32 |
| Σχήμα 2.9: Χώρες με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ παγκοσμίως .....                                  | 33 |
| Σχήμα 2.10: Ρυθμός αύξησης εγκατεστημένης αιολικής ισχύς παγκοσμίως .....                                      | 33 |
| Σχήμα 2.11: Ποσοστό νέας εγκατεστημένης ισχύος ανά ήπειρο .....  | 33 |
| Σχήμα 2.12: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά πληθυσμό παγκοσμίως .....  | 34 |
| Σχήμα 2.13: Προβλέψεις για την παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύ .....                                      | 34 |
| Σχήμα 2.14: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα 1997- 2010.....                                 | 35 |
| Σχήμα 2.15: Φωτογραφίες από offshore αιολικά πάρκα της Σουηδίας .....  | 37 |
| Σχήμα 2.16: Offshore αιολική εγκατεστημένη ισχύς .....   | 37 |
| Σχήμα 2.17: Αποφυγή ρύπων λόγω της χρήσης φωτοβολταϊκής ενέργειας .....  | 40 |
| Σχήμα 2.18: ΦΒ κελί μονοκρυσταλλικού πυριτίου .....  | 40 |
| Σχήμα 2.19: Αρχή λειτουργίας – χαρακτηριστικά φωτοβολταϊκού στοιχείου .....                                    | 41 |
| Σχήμα 2.20: Φάσμα ακτινοβολίας ανάλογα με το υλικό του φωτοβολταϊκού κυττάρου .....                            | 42 |
| Σχήμα 2.21: Βασική σύνθεση μιας φωτοβολταϊκής συστοιχίας .....   | 45 |
| Σχήμα 2.22: Διαγράμματα αυτόνομου και διασυνδεδεμένου φωτοβολταϊκού συστήματος .....                           | 46 |
| Σχήμα 2.23: Παραδείγματα εφαρμογών .....   | 47 |
| Σχήμα 2.24: Παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών 2000-2009 .....   | 49 |
| Σχήμα 2.25: Ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών .....   | 51 |

## Λίστα Σχημάτων

|  |    |
|--|----|
| Σχήμα 2.26: Υβριδικό σύστημα με Α/Γ , Φ/Β και μπαταρίες .....  | 53 |
| Σχήμα 2.27: Μέγεθος και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων μεθόδων αποθήκευσης .....                               | 53 |
| Σχήμα 2.28: Διάγραμμα εγκατάστασης αντλησιοταμίευσης με αναστρέψιμο .....  | 54 |
| Σχήμα 2.29: Διάγραμμα απωλειών .....   | 55 |
| Σχήμα 2.30: Τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης με διπλή σωλήνωση .....   | 55 |
| Σχήμα 2.31: Τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης με μονή σωλήνωση .....  | 56 |
| Σχήμα 2.32: Παραδείγματα υφιστάμενων μονάδων αντλησιοταμίευσης.....  | 58 |
| Σχήμα 2.33: Σταθμός αντλησιοταμίευσης στην περιοχή Guangzhou της Κίνας.....  | 58 |
| Σχήμα 2.34: Αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο στο Goldisthal (Γερμανία, 2002) .....                                   | 59 |
| Σχήμα 2.35: Αριστερά: Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στον Σφηκιά. Δεξιά: Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στον Θησαυρό ..... | 59 |
| Σχήμα 2.36: Γεωγραφική θέση της νήσου El Hierro .....  | 60 |
| Σχήμα 2.37: Εσωτερική διαμόρφωση και λοιπές μονάδες παραγωγής του συστήματος της Ικαρίας.....                      | 64 |
| Σχήμα 3.1: Το νησί της Λέσβου και η θέση του στο χάρτη της Ελλάδας .....   | 66 |
| Σχήμα 3.2: Υφιστάμενος σταθμός ηλεκτροπαραγωγής στη Σκάλα Μυτιλήνης.....   | 67 |
| Σχήμα 3.3: Ειδική κατανάλωση των θερμικών μηχανών του ΑΣΠ .....  | 67 |
| Σχήμα 3.4: Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου .....   | 68 |
| Σχήμα 3.5: Περιοχές με τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό (Πηγή: ΚΑΠΕ, 2001) .....                            | 68 |
| Σχήμα 3.6: Αξιόλογα γεωθερμικά πεδία Λέσβου.....   | 69 |
| Σχήμα 3.7: Ηλιακό δυναμικό του νησιού της Λέσβου .....   | 69 |
| Σχήμα 3.8: Χάρτης φωτοβολταϊκού δυναμικού της Ελλάδας .....  | 69 |
| Σχήμα 3.9: Αιολικό Πάρκο Άντισσας .....  | 71 |
| Σχήμα 3.10: Α/Γ στην περιοχή Κράτηγου (2 κατεστραμμένες, 1 σε λειτουργία) .....                                    | 71 |
| Σχήμα 3.11: Ετήσια εξέλιξη ζήτησης αιχμής και κατανάλωσης ενέργειας .....  | 72 |
| Σχήμα 3.12: Ετήσια διακύμανση ζήτησης.....   | 72 |
| Σχήμα 3.13: Σύθεση παραγωγής/ζήτησης ισχύος, Ιούλιος 2007 .....  | 73 |
| Σχήμα 3.14: Το φράγμα της Ερεσού.....  | 74 |
| Σχήμα 3.15: Το νησί της Λέσβου .....   | 74 |

## Λίστα Σχημάτων

|   |     |
|---|-----|
| Σχήμα 4.1: Απεικόνιση του προτεινόμενου συστήματος .....  | 76  |
| Σχήμα 4.2: Ημερήσια καμπύλη ζήτησης και γραμμή που εξισώνει την προσφερόμενη από τον ΥΒΣ ενέργεια και την ενέργεια άντλησης από το δίκτυο ..... | 86  |
| Σχήμα 4.3: Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλίας σταθερής ταχύτητας περιστροφής .....  | 88  |
| Σχήμα 4.4: Χαρακτηριστικές καμπύλες υδροστρόβιλου .....   | 89  |
| Σχήμα 4.5: Επιλογή οικονομοτεχνικά βέλτιστης διαμέτρου .....  | 90  |
| Σχήμα 4.6: Διάγραμμα φορτίου για το μήνα Δεκέμβριο και γραμμή εγγυημένης ισχύος .....   | 93  |
| Σχήμα 5.1: Ετήσιες καμπύλες φορτίου χωρίς και με λειτουργία του ΥΒΣ αναφοράς .....  | 121 |
| Σχήμα 5.2: Ετήσια κάλυψη ζήτησης νησιού από ΥΒΣ αναφοράς, εξωτερικά αιολικά και μονάδες βάσης .....   | 122 |
| Σχήμα 5.3: Παραγόμενη ισχύς από ΑΠΕ σταθμού αναφοράς κατά τη διάρκεια του έτους .....   | 123 |
| Σχήμα 5.4: Ετήσια διαγράμματα λειτουργίας σταθμού αναφοράς με ημερήσιο βήμα .....   | 125 |
| Σχήμα 5.5: Ετήσια διαγράμματα παραγωγής ενέργειας από τις ΑΠΕ του ΥΒΣ και δείκτες αξιοποίησης .....   | 126 |
| Σχήμα 5.6: Εβδομάδα χαμηλής παραγωγής ΑΠΕ/ δήλωσης φορτίου .....  | 128 |
| Σχήμα 5.7: Εβδομάδα υψηλής παραγωγής ΑΠΕ / χαμηλής ζήτησης .....  | 128 |
| Σχήμα 5.8: Επίδραση χωρητικότητας ταμιευτήρα .....  | 134 |
| Σχήμα 5.9: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος υδροστρόβιλων .....   | 136 |
| Σχήμα 5.10: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος αντλιοστασίου .....  | 138 |
| Σχήμα 5.11: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος ανεμογεννητριών .....  | 140 |
| Σχήμα 5.12: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών .....  | 142 |
| Σχήμα 5.13: Επίδραση κόστους φωτοβολταϊκών .....  | 144 |
| Σχήμα 6.1: Ορισμός εύρους τιμών μεταβλητών .....  | 148 |
| Σχήμα 6.2: Διαγράμματα και πίνακες αποτελεσμάτων κατά τη διάρκεια της αναζήτησης των λύσεων .....   | 149 |
| Σχήμα 6.3: Αποτελέσματα ενεργειακής βελτιστοποίησης .....   | 161 |
| Σχήμα 6.4: Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Σύθεση σταθμών .....   | 162 |
| Σχήμα 6.5: Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Ενεργειακά αποτελέσματα .....  | 163 |
| Σχήμα 6.6: Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Δείκτης IRR .....  | 164 |

## Λίστα Σχημάτων

|  |     |
|--|-----|
| Σχήμα 6.7: Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Οικονομικά αποτελέσματα .....   | 165 |
| Σχήμα 6.8: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: IRR - καθαρή ενεργειακή παραγωγή (μέτωπα Pareto) για όλους τους σταθμούς και όριο IRR=11%..... | 167 |
| Σχήμα 6.9: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 15 MW .....  | 168 |
| Σχήμα 6.10: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 20 MW .....   | 169 |
| Σχήμα 6.11: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 25 MW .....   | 170 |
| Σχήμα 6.12: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 30 MW .....   | 171 |
| Σχήμα 6.13: Βελτιστοποίηση 2πλού στόχου: Μέτωπα Pareto για όλα τα μεγέθη σταθμών και τιμές κόστους ΦΒ 1000, 2000 και 3000 €/kW.....                  | 175 |
| Σχήμα 6.14: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: επίδραση παραμέτρου τιμής κόστους ΦΒ σε σταθμούς 20 MW .....                                  | 176 |
| Σχήμα 6.15: Εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ προς μέγεθος σταθμού για μέση τιμή παραγωγής ανάλογα με το κόστος εγκατάστασης ΦΒ .....                           | 177 |
| Σχήμα 6.16: Εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ προς εγκατεστημένη ισχύ αιολικών για μέση τιμή παραγωγής ανάλογα με το κόστος εγκατάστασης ΦΒ.....                | 178 |

## Λίστα Πινάκων

|  |     |
|--|-----|
| Πίνακας 3.1: Εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής ισχύος.....  | 66  |
| Πίνακας 3.2: Υφιστάμενα υδρολογικά έργα στο νησί της Λέσβου.....   | 70  |
| Πίνακας 3.3: Εγκατεστημένα αιολικά πάρκα στη Λέσβο .....   | 70  |
| Πίνακας 4.1: Τυποποιημένες εξωτερικές διάμετροι σωληνώσεων και ελάχιστα πάχη .....                                       | 91  |
| Πίνακας 5.1: Σύνθεση σταθμού αναφοράς .....  | 118 |
| Πίνακας 5.2: Δεδομένα εισόδου .....  | 119 |
| Πίνακας 5.3: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σταθμού αναφοράς .....   | 130 |
| Πίνακας 5.4: Παράμετροι σχεδιασμού του ΥΒΣ .....   | 132 |
| Πίνακας 6.1: Τιμές παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 15MW και μέγιστο βαθμό απόδοσης.....                            | 150 |
| Πίνακας 6.2: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς το βαθμό απόδοσης λύσης για σταθμό 15MW .....                  | 151 |
| Πίνακας 6.3: Τιμές παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 30MW και μέγιστο βαθμό απόδοσης.....                            | 153 |
| Πίνακας 6.4: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς το βαθμό απόδοσης λύσης για σταθμό 30MW .....                  | 153 |
| Πίνακας 6.5: Τιμές παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 15MW και ελάχιστες απώλειες ΑΠΕ.....                            | 155 |
| Πίνακας 6.6: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς τις απώλειες της παραγωγής των ΑΠΕ λύσης για σταθμό 15MW ..... | 157 |
| Πίνακας 6.7: παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 30MW και ελάχιστες απώλειες ΑΠΕ .                                     | 158 |
| Πίνακας 6.8: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς τις απώλειες της παραγωγής των ΑΠΕ λύσης για σταθμό 30MW ..... | 160 |
| Πίνακας 6.9: Σύνολο αποδεκτών λύσεων βελτιστοποίησης 2πλού στόχου .....  | 173 |

### Λίστα Συμβόλων

|                 |  |
|-----------------|--|
| $A_{PV}$        | : συνολική έκταση Φ/Π  |
| $B$             | : βάρος αγωγού   |
| $CC$            | : μέγιστη αποζημιωμένη ισχύς (Capacity Credit)                           |
| $CF_H$          | : συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) στροβίλων                 |
| $CF_P$          | : συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) αντλιών                   |
| $CF_{PV}$       | : συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) Φ/Π                       |
| $CF_W$          | : συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) Α/Π                       |
| $C_{T,C}$       | : συντελεστής τεχνικού ελαχίστου μονάδων βάσης                           |
| $C_H$           | : συντελεστής τεχνικού ελαχίστου στροβίλων                               |
| $D$             | : διάμετρος αγωγού   |
| $D.INC$         | : ημερήσια κέρδη ΥΒΣ   |
| $D.INC_H$       | : ημερήσια έσοδα πώλησης υδροστροβιλικής παραγωγής                       |
| $D.INC_{PV}$    | : ημερήσια έσοδα πώλησης φωτοβολταϊκής παραγωγής                         |
| $D.INC_{TOT}$   | : ημερήσια κέρδη ΥΒΣ (μαζί με την αποθηκευμένη στον ταμιευτήρα ενέργεια) |
| $D.INC_W$       | : ημερήσια έσοδα πώλησης αιολικής παραγωγής                              |
| $D.OUT_P$       | : ημερήσια έξοδα άντλησης από το δίκτυο                                  |
| $DZ_{MIN}$      | : ελάχιστη διαφορά στάθμης ταμιευτήρων                                   |
| $DZ_{VOLR}$     | : διαφορά μέγιστης από ελάχιστη στάθμη άνω ταμιευτήρα                    |
| $DZ_{MEAN}$     | : μέση διαφορά στάθμης ταμιευτήρων                                       |
| $E_{AVAILABLE}$ | : ημερήσια διαθέσιμη ενέργεια στον άνω                                   |
| $E_D$           | : δήλωση φορτίου για άντληση από το δίκτυο                               |
| $E_{ESTIM}$     | : συνολική ημερήσια προβλεπόμενη διαθέσιμη ενέργεια                      |
| $E_G$           | : εγγυημένη ενέργεια ημέρας  |
| $E_{H,LOSS}$    | : συνολικές ημερήσιες ενεργειακές απώλειες στροβίλων                     |
| $E_{H,TOT}$     | : συνολική ημερήσια παραγωγή ενέργειας στροβίλων                         |
| $E_{offer,MAX}$ | : υποθετική μέγιστη προσφορά ενέργειας (με ταμιευτήρα γεμάτο)            |
| $E_{P,LOSS}$    | : συνολικές ημερήσιες ενεργειακές απώλειες αντλιών                       |
| $E_{P,PURCH}$   | : συνολική ημερήσια ενέργεια άντλησης από το δίκτυο                      |

## Λίστα Συμβόλων

|                   |  |
|-------------------|--|
| $E_{P,TOT}$       | : συνολική κατανάλωση ενέργειας για άντληση (από δίκτυο και από ΑΠΕ) |
| $E_{PVg,x}$       | : ενέργεια Φ/Π κατευθείαν στο δίκτυο το x 10λεπτο                    |
| $E_{PVloss,x}$    | : απορριπτόμενη ενέργεια Φ/Π το x 10λεπτο                            |
| $E_{PVp,x}$       | : ενέργεια Φ/Π για άντληση το x 10λεπτο                              |
| $E_{TANK}$        | : ημερήσια ενέργεια αποθηκευμένου στον ταμιευτήρα νερού              |
| $E_{W,G}$         | : ημερήσια ενέργεια Α/Π κατευθείαν στο δίκτυο                        |
| $E_{W,LOSS}$      | : ημερήσια απορριπτόμενη ενέργεια Α/Π                                |
| $E_{W,P}$         | : ημερήσια ενέργεια Α/Π για άντληση                                  |
| $E_{W,TOT}$       | : ημερήσια παραγωγή Α/Π  |
| $E_{Wg,x}$        | : ενέργεια Α/Π κατευθείαν στο δίκτυο το x 10λεπτο                    |
| $E_{Wloss,x}$     | : απορριπτόμενη ενέργεια Α/Π το x 10λεπτο                            |
| $E_{Wp,x}$        | : ενέργεια Α/Π για άντληση το x 10λεπτο                              |
| $E_{NET}$         | : ενεργειακό ισοζύγιο  |
| $E_{YBS,TOT}$     | : συνολική προσφορά ενέργειας του ΥΒΣ                                |
| $F_{LOAD}$        | : ποσοστό φόρτισης στροβίλου   |
| $F_{tank-full}$   | : συντελεστής πληρότητας άνω ταμιευτήρα (0 γεμάτος, 1 όχι γεμάτος)   |
| $g$               | : επιτάχυνση της βαρύτητας   |
| $H$               | : ονομαστικό ύψος  |
| $IRR$             | : εσωτερικός συντελεστής απόδοσης                                    |
| $K_{PROD}$        | : κόστος παραγόμενης ενέργειας                                       |
| $K_{PURCH}$       | : κόστος αγοράς ενέργειας  |
| $K_{TOTAL}$       | : συνολικό κόστος επένδυσης  |
| $K_{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ}$ | : ετήσιο κόστος λειτουργίας  |
| $n^*$             | : χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης                                   |
| $n_G$             | : βαθμός απόδοσης γεννήτριας   |
| $n_{G,x}$         | : β.α. γεννήτριας το x 10λεπτο                                       |
| $n_M$             | : βαθμός απόδοσης κινητήρα   |
| $N_P$             | : ονομαστική ισχύς αντλίας   |
| $n_P$             | : βαθμός απόδοσης αντλίας  |

## Λίστα Συμβόλων

|                 |  |
|-----------------|--|
| $N_{PV}$        | : συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Π                                   |
| $NPV$           | : καθαρά παρούσα αξία  |
| $N_w$           | : ονομαστική ισχύς Α/Γ   |
| $n_w$           | : βαθμός απόδοσης Α/Γ  |
| $N_{W,TOT}$     | : συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α/Π                                   |
| $N_{W/GEN}$     | : πλήθος Α/Γ   |
| $N_H$           | : ονομαστική ισχύς στροβίλου   |
| $n_H$           | : βαθμός απόδοσης στροβίλου  |
| $n_{H,x}$       | : β.α. στροβίλου το x 10λεπτο  |
| $N_{Toper}$     | : αριθμός εν λειτουργία στροβίλων                                    |
| $P_{C,i}$       | : ισχύς λειτουργίας μονάδων βάσης για την ώρα i                      |
| $P_{Cn,i}$      | : ονομαστική ισχύς μονάδων βάσης                                     |
| $P_{D,i}$       | : ισχύς άντλησης από το δίκτυο για κάθε ώρα i χαμηλής ζήτησης        |
| $PE$            | : εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης άντλησης                        |
| $P_{Gloss,x}$   | : απώλειες ισχύος 10λέπτου της γεννήτριας                            |
| $P_{HFIN,x}$    | : τελική συνολική ισχύς λειτουργίας ΥΒΣ (μετά και τη μείωση για ΑΠΕ) |
| $P_{HN,TOT}$    | : συνολική εγκατεστημένη ισχύς εν λειτουργία στροβίλων               |
| $P_{H,x}$       | : ισχύς λειτουργίας ενός στροβίλου το x 10λεπτο                      |
| $P_L$           | : ωριαία ζήτηση νησιού   |
| $P_{LIMIT}$     | : όριο παροχής εγγυημένης ισχύος                                     |
| $P_{min,conv}$  | : ελάχιστη απαιτούμενη εγκατεστημένη συμβατική ισχύς                 |
| $P_{P,INST}$    | : ονομαστική ισχύς αντλιοστασίου                                     |
| $P_{P,MIN}$     | : ελάχιστη ισχύς αντλιοστασίου                                       |
| $P_{P,x}$       | : τρέχουσα ισχύς λειτουργίας αντλιοστασίου                           |
| $P_{P1,x}$      | : τρέχουσα ισχύς λειτουργίας της κάθε αντλίας                        |
| $P_{Ploss,x}$   | : απώλειες ισχύος 10λέπτου της αντλίας                               |
| $P_{PV,REST,x}$ | : υπόλοιπο παραγωγής Φ/Π 10λέπτου μετά την πρώτη διάθεσή της         |
| $P_{PV,x}$      | : ισχύς λειτουργίας του Φ/Π το x 10λεπτο                             |
| $P_{W,REST,x}$  | : υπόλοιπο παραγωγής Α/Π 10λέπτου μετά την πρώτη διάθεσή της         |



## Λίστα Συμβόλων

|                |  |
|----------------|--|
| $P_{W,x}$      | : ισχύς λειτουργίας του Α/Π το x 10λεπτο                               |
| $P_{Wout,i}$   | : ισχύς λειτουργίας εξωτερικών αιολικών την ώρα i                      |
| $P_{αιχμής}$   | : ετήσια αιχμή   |
| $P_{ΑΠΕρ,x}$   | : ισχύς ΑΠΕ για άντληση το x 10λεπτο                                   |
| $P_{ΑΠΕtot,x}$ | : συνολική ισχύς λειτουργίας ΑΠΕ                                       |
| $P_{ΑΠΟΜ}$     | : ισχύς λειτουργίας ΥΒΣ μετά την απομείωση                             |
| $P_{E,i}$      | : προγραμματισμένη συνολική ισχύς λειτουργίας στροβίλων για κάθε ώρα i |
| $P_{H,CH}$     | : λειτουργία στροβίλου στο τεχνικό του ελάχιστο                        |
| $P_{H,TOT}$    | : συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΥΒΣ                                     |
| $P_{Hloss,x}$  | : απώλειες ισχύος 10λέπτου του στροβίλου                               |
| $Q_{DI}$       | : επιτόκιο δανείου   |
| $Q_{ELEC}$     | : ετήσιος συντελεστής αναπροσαρμογής τιμής ηλ.ενέργειας                |
| $Q_{EQUI}$     | : ίδια κεφάλαια (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης)                     |
| $Q_{H,TOT}$    | : ημερήσια συνολική κατανάλωση νερού στους στροβίλους                  |
| $Q_{INFL}$     | : πληθωρισμός  |
| $Q_{IRR}$      | : συντελεστής επικαιροποίησης  |
| $Q_{LIFE}$     | : διάρκεια ζωής της επένδυσης  |
| $Q_{LIFLO}$    | : χρόνος αποπληρωμής δανείου   |
| $Q_{LOAN}$     | : δάνειο (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης)                            |
| $Q_P$          | : κανονική παροχή αντλίας  |
| $Q_{P,TOT}$    | : ημερήσια συνολική άντληση νερού από τις αντλίες                      |
| $Q_{P,x}$      | : παροχή νερού στην αντλία το x 10λεπτο                                |
| $Q_{SUBS}$     | : κρατική επιχορήγηση (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης)               |
| $Q_{TAX}$      | : συντελεστής φορολογίας   |
| $Q_{TAXTA}$    | : Φορολογία τοπικής αυτοδιοίκησης                                      |
| $Q_H$          | : κανονική παροχή στροβίλου  |
| $Q_{H,x}$      | : παροχή νερού στο στροβίλο το x 10λεπτο                               |
| $s$            | : πάχος αγωγού   |
| $TRF_{CC}$     | : τιμή αποζημίωσης της εγκατεστημένης ισχύος του ΥΒΣ                   |

## Λίστα Συμβόλων

|                  |  |
|------------------|--|
| $TRF_H$          | : κοστολόγηση kWh παραγόμενης από στρόβιλο                             |
| $TRF_P$          | : κοστολόγηση kWh αντλούμενης από το δίκτυο                            |
| $TRF_{PV}$       | : κοστολόγηση kWh παραγόμενης από Φ/Π                                  |
| $TRF_W$          | : κοστολόγηση kWh παραγόμενης από Α/Π                                  |
| $V_{FR}$         | : ποσοστό πλήρωσης άνω ταμιευτήρα                                      |
| $V_{MIN}$        | : ελάχιστος επιτρεπόμενος όγκος νερού                                  |
| $V_R$            | : τρέχων όγκος νερού στον άνω ταμιευτήρα                               |
| $V_{TOT}$        | : ωφέλιμη χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα                                  |
| $Y.BAL$          | : ετήσια έσοδα προς συνολικό κόστος εγκατάστασης                       |
| $Y.E_{APE,EXP}$  | : συνολική ετήσια εκμεταλλεύσιμη ενέργεια από ΑΠΕ                      |
| $Y.E_{PV,EXP}$   | : συνολική ετήσια εκμεταλλεύσιμη φωτοβολταϊκή ενέργεια                 |
| $Y.E_{W,EXP}$    | : συνολική ετήσια εκμεταλλεύσιμη αιολική ενέργεια                      |
| $Y.INC_{TOT}$    | : ετήσια κέρδη ΥΒΣ (μαζί με την αποθηκευμένη στον ταμιευτήρα ενέργεια) |
| $Y.INC'_{TOT}$   | : ετήσια κέρδη ΥΒΣ μαζί με την αποζημίωση                              |
| $Y.OUT_P$        | : ετήσια έξοδα άντλησης από το δίκτυο                                  |
| $Y.E_{H,TOT}$    | : συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας από τους στρόβιλους               |
| $Y.E_{PV,G}$     | : ετήσια ενέργεια Φ/Π κατευθείαν στο δίκτυο                            |
| $Y.E_{PV,LOSS}$  | : ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια Φ/Π                                    |
| $Y.E_{PV,P}$     | : ετήσια ενέργεια Φ/Π για άντληση                                      |
| $Y.E_{W,G}$      | : ετήσια ενέργεια Α/Π κατευθείαν στο δίκτυο                            |
| $Y.E_{W,LOSS}$   | : ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια Α/Π                                    |
| $Y.E_{W,P}$      | : ετήσια ενέργεια Α/Π για άντληση                                      |
| $Y.E_{APE,G}$    | : ετήσια ενέργεια ΑΠΕ κατευθείαν στο δίκτυο                            |
| $Y.E_{APE,LOSS}$ | : ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ                                    |
| $Y.E_{APE,P}$    | : ετήσια ενέργεια ΑΠΕ για άντληση                                      |
| $A$              | : παράμετρος ασφαλείας παραγωγής                                       |
| $B$              | : παράμετρος ασφαλείας άντλησης  |
| $B.A.P$          | : βαθμός απόδοσης άντλησης   |
| $B.A.H$          | : βαθμός απόδοσης υδροστροβιλικής παραγωγής                            |

## Λίστα Συμβόλων

|                  |  |
|------------------|--|
| $B.A_{TOT}$      | : ολικός βαθμός απόδοσης παραγωγής και άντλησης                |
| $\Gamma$         | : παράμετρος ασφαλείας αξιοποίησης ενέργειας από ΑΠΕ           |
| $\Delta.A_{PV}$  | : δείκτης αξιοποίησης φωτοβολταϊκής παραγωγής                  |
| $\Delta.A_W$     | : δείκτης αξιοποίησης αιολικής παραγωγής                       |
| $\Delta.A_{ΑΠΕ}$ | : δείκτης αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ                            |
| $Z_{ADD}$        | : μεταβολή της στάθμης ως προς τη μέση για τρέχοντα όγκο νερού |
| $\zeta_{P,PUMP}$ | : συντελεστής απωλειών αγωγού κατάθλιψης                       |
| $\zeta_{P,TUR}$  | : συντελεστής απωλειών αγωγού προσαγωγής                       |
| $\rho$           | : πυκνότητα νερού  |
| $\Sigma_{ΑΠΟΜ}$  | : συντελεστής απομείωσης                                       |
| $TE$             | : εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης υδροστροβλικής παραγωγής  |

## 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τόσο η περιβαλλοντική επιβάρυνση που επιφέρει η καύση συμβατικών καυσίμων, όσο και η επικείμενη εξάντληση τους, έχουν καταστήσει αναγκαία τη σταδιακή απεξάρτηση της ηλεκτροπαραγωγής από αυτά.

Στο πνεύμα αυτό κινείται ο ευρωπαϊκός στόχος ο οποίος συνοψίζεται στο περίφημο «20-20-20», δηλαδή 20% συμμετοχή των ΑΠΕ στο ευρωπαϊκό ενεργειακό ισοζύγιο, 20% μείωση των αερίων θερμοκηπίου σε σχέση με το 1990 και 20% εξοικονόμηση ενέργειας μέχρι το 2020.

Το θεσμικό πλαίσιο που πρόσφατα αναμορφώθηκε στοχεύει σε διείσδυση των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας για την Ελλάδα κατά 20% και κατά 40% στην ηλεκτροπαραγωγή μέχρι το 2020. Παρά τις προσπάθειες που γίνονται, η επίτευξη του στόχου παραμένει δύσκολη και προϋποθέτει σημαντικές αλλαγές στις υπάρχουσες διαδικασίες αδειοδότησης και περιορισμό της γραφειοκρατίας, στοιχείο που αποτελεί το βασικότερο εμπόδιο σήμερα στην ανάπτυξη των έργων, ενώ σίγουρα η υπάρχουσα οικονομική κρίση δυσχεραίνει ακόμα περισσότερο την κατάσταση.

Παρόλα αυτά, η χώρα μας χαρακτηρίζεται από πλούσιο δυναμικό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, κυρίως αιολικό και ηλιακό, το οποίο δύναται να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ενέργειας, ιδιαίτερα στα μη διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας νησιά, στα οποία η παραγωγή ενέργειας βασίζεται κυρίως στους Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ) με χρήση συμβατικών καυσίμων και χαρακτηρίζεται από πολύ μεγάλα κόστη, συχνά μεγαλύτερα ακόμα και από την τιμή πώλησης.

Γεγονός είναι ότι στις νησιωτικές περιοχές παρατηρούνται προβλήματα στην ηλεκτροδότηση, τα οποία οφείλονται σε διάφορους παράγοντες όπως εποχιακές διακυμάνσεις, αδύναμα δίκτυα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, παλαιότητα υφιστάμενων συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και ανεπάρκεια ισχύος. Η διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα συγκεκριμένα δίκτυα είναι μια δύσκολη διαδικασία, που επιπλέον εξαρτάται από διάφορους τεχνικούς περιορισμούς όπως τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων και καθορίζεται από συγκεκριμένα όρια βάσει νομοθεσίας. Έτσι λοιπόν, τα υφιστάμενα δίκτυα έχουν φτάσει σε μια κατάσταση κορεσμού, αδύναμα να δεχτούν επιπλέον διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Σχεδόν μονόδρομο αποτελεί η επιλογή της εφαρμογής υβριδικών συστημάτων, ως λύση στο παραπάνω πρόβλημα. Τα υβριδικά συστήματα στην προκειμένη είναι συνδυασμός Α.Π.Ε. με αντλησιοταμίευση και καθιστούν δυνατή την επιπλέον διείσδυση ενέργειας από ανανεώσιμες

## Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup> – Εισαγωγή

πηγές. Τα παραδείγματα μελετών είναι πολλά και ήδη έχει εκφραστεί ενδιαφέρον για άμεση υλοποίηση τέτοιων έργων σε διάφορα νησιά, ενώ στη διαδικασία κατασκευής βρίσκεται υβριδικός σταθμός στην Ικαρία που συνδυάζει αντλησιοταμίευση με αιολική ενέργεια.

Η παρούσα εργασία μελετάει τη βιωσιμότητα υβριδικού σταθμού στο νησί της Λέσβου, αποτελούμενο από σύστημα αντλησιοταμίευσης συνδυασμένο με αιολικό και φωτοβολταϊκό πάρκο, με προτεραιότητα προώθησης της παραγόμενης από τις ΑΠΕ ενέργειας στο αντλιοστάσιο του σταθμού.

Η εργασία ξεκινάει με μια συνοπτική περιγραφή των Α.Π.Ε. που χρησιμοποιούνται στον συγκεκριμένο υβριδικό, δηλαδή της αιολικής ενέργειας και των ανεμογεννητριών, της ηλιακής ενέργειας και των φωτοβολταϊκών και το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μέσω αντλησιοταμίευσης (Κεφάλαιο 2).

Στη συνέχεια, στο Κεφάλαιο 3, παρουσιάζονται σημαντικά στοιχεία για τη Λέσβο και περιγράφεται η ενεργειακή κατάσταση του νησιού όπου δίνονται λεπτομέρειες για τη ζήτηση, το διαθέσιμο δυναμικό, τις υφιστάμενες μονάδες παραγωγής ενέργειας τα μελλοντικά σχέδια κ.α.

Στο Κεφάλαιο 4 αρχικά γίνεται περιγραφή του προτεινόμενου από την εργασία συστήματος και της λειτουργίας του με λεπτομερή αναφορά στην πολιτική διαχείρισης μη διασυνδεδεμένων συστημάτων με υβριδικούς σταθμούς. Στη συνέχεια του κεφαλαίου περιγράφεται αναλυτικά ο υπολογιστικός κώδικας που χρησιμοποιήθηκε και στο τέλος παρατίθεται το λογικό διάγραμμα.

Στο Κεφάλαιο 5 γίνεται αρχικά παράθεση των αποτελεσμάτων όπως προέκυψαν από τον κώδικα Fortran για συγκεκριμένη σύνθεση και διαστασιολόγηση ενός βασικού σταθμού (σταθμού αναφοράς) κατά τη διάρκεια του έτους ενώ στη συνέχεια γίνεται παραμετρική μελέτη του συστήματος.

Στο Κεφάλαιο 6 περιγράφεται η βελτιστοποίηση που πραγματοποιήθηκε με σκοπό την εύρεση του βέλτιστου ενεργειακού και τεχνοοικονομικού συνδυασμού παραμέτρων του συστήματος. Δίνονται αρχικά κάποια θεωρητικά στοιχεία για τη βελτιστοποίηση και στη συνέχεια αναλύονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ενεργειακή και οικονομική βελτιστοποίηση.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 7 παρατίθενται τα τελικά συμπεράσματα και γίνονται προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.

## **2. ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

### **2.1. Εισαγωγή**

Η εκτεταμένη χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας και η ανεξέλεγκτη άντληση τους επί αιώνες, έχουν δημιουργήσει σημαντικά προβλήματα, που πλέον εμφανίζονται ως μείζονα θέματα στην παγκόσμια επιστημονική κοινότητα.

Συγκεκριμένα, η σοβαρότερη ίσως επίπτωση από την καύση των ορυκτών καυσίμων, που κατά κόρον χρησιμοποιείται για την παραγωγή ενέργειας, είναι η επιβάρυνση του περιβάλλοντος από τα παράγωγά της. Η μόλυνση του πλανήτη επηρεάζει άμεσα την ομαλή λειτουργία των οικοσυστημάτων και την υγεία όλων των έμβιων όντων. Το φαινόμενο του θερμοκηπίου, η όξινη βροχή, η αύξηση της θερμοκρασίας, η μείωση των υδάτινων αποθεμάτων, τα μη αναμενόμενα καιρικά φαινόμενα, αποτελούν τα ορατά αποτελέσματα της ενεργειακής δραστηριότητας και φιλοσοφίας του προηγούμενων χρόνων. Επιπλέον, δεδομένη θεωρείται, βάσει των σημερινών ρυθμών εξόρυξής τους, και η επικείμενη εξάντληση των αποθεμάτων των συμβατικών αυτών καυσίμων.

Τα παραπάνω, σε συνδυασμό με την συνεχώς αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση καθιστούν απαραίτητη την εξεύρεση νέων τρόπων παραγωγής ενέργειας. Η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε.) προσφέρει σε μεγάλο βαθμό λύσεις στα συγκεκριμένα προβλήματα. Πηγές ενέργειας όπως η αιολική και η ηλιακή χαρακτηρίζονται ως ανανεώσιμες αφού ανανεώνονται συνεχώς και είναι άμεσα εκμεταλλεύσιμες από τον άνθρωπο.

Η τεχνολογική πρόοδος που έχει επιτευχθεί στο συγκεκριμένο τομέα, η συνεχώς αυξανόμενη απόδοση που επιτυγχάνουν, καθώς επίσης και η μαζικότερη παραγωγή τους που έχει ως άμεση συνέπεια την μείωση του κόστους παραγωγής, καθιστούν πλέον τις Α.Π.Ε. εξαιρετικά δημοφιλείς και ανταγωνιστικές στον τομέα της παραγωγής ενέργειας .

Όμως, τόσο οι ανεμογεννήτριες όσο και τα φωτοβολταϊκά είναι διακοπτόμενες πηγές ενέργειας, κάτι που δυσχεραίνει την ένταξη τους σε ένα αυτόνομο σύστημα παραγωγής ενέργειας. Η λύση επέρχεται συνδυάζοντας τα παραπάνω με σύστημα αντλησιοταμίευσης για αποθήκευση ενέργειας. Ο συνδυασμός αυτός ονομάζεται υβριδικός σταθμός και στο συγκεκριμένο κεφάλαιο γίνεται περιγραφή των τεχνολογιών των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε ένα τέτοιο σύστημα.

## 2.2. Αιολική Ενέργεια

### 2.2.1. Γενικά

Αιολική ενέργεια ονομάζεται η κινητική ενέργεια του πνέοντος ανέμου. Οφείλεται κυρίως στην θέρμανση της Γης από τον Ήλιο και είναι μια καθαρή ανεξάντλητη πηγή ενέργειας, το συνολικό μέγεθος της οποίας είναι τεράστιο συγκρινόμενο με τις ανάγκες της ανθρωπότητας. Ονομάζεται αιολική από την ελληνική μυθολογία, σύμφωνα με την οποία ο Αίολος, γιος του Ποσειδώνα και της Άρνης, διορίστηκε από τους θεούς ταμίας των ανέμων. (*Wikipedia*)

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας ξεκινάει από τα αρχαία χρόνια. Αρχικά χρησιμοποιήθηκε στη ναυτιλία, όπου μέσω των ιστίων έθετε σε κίνηση τα ιστιοφόρα πλοία, και στη συνέχεια σε αγροτικές εφαρμογές για άντληση νερού ή άλεση σιτηρών μέσω των ανεμόμυλων.

Χαρακτηρίζεται ως "ήπια μορφή ενέργειας", αφού προσφέρει τη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρισμού χωρίς να επιβαρύνεται το περιβάλλον. Αυτό συμβαίνει γιατί δεν εκλύονται αέρια θερμοκηπίου και άλλοι ρύποι, και οι επιπτώσεις στο περιβάλλον είναι μικρές και περιορίζονται κυρίως στην οπτική όχληση, σε αντίθεση με τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και τους πυρηνικούς σταθμούς.

Η μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρική πραγματοποιείται από τις Ανεμογεννήτριες (Α/Γ, Σχήμα 2.1). Η τεχνολογική ωριμότητα των ανεμογεννητριών επιτυγχάνεται στα τέλη της δεκαετίας του '70. Σήμερα, διατίθενται στην αγορά ανεμογεννήτριες ποικίλων μεγεθών από περίπου 30 κατασκευαστές σε όλο τον κόσμο. Το κόστος τους ακολουθεί μια σταθερά πτωτική πορεία, η οποία οφείλεται στην τεχνολογική πρόοδο που επιτυγχάνεται στο συγκεκριμένο τομέα και την ολοένα αυξανόμενη διείσδυσή τους στον ενεργειακό σχεδιασμό. (*Σπύρου Ι., 2009*)



Σχήμα 2.1: Παράδειγμα Α/Γ

### 2.2.2. Ο άνεμος

Οι άνεμοι είναι αέριες μάζες που κινούνται εξαιτίας των διαφορετικών βαρομετρικών πιέσεων που προκαλούνται κυρίως από την άνιση θερμοκρασιακή κατάσταση των διαφόρων περιοχών της Τροπόσφαιρας είτε λόγω γεωγραφικού πλάτους είτε λόγω διαφορετικής θερμοκρασίας της επιφάνειας της Γης. Συγκεκριμένα, η διαρκής κίνηση του ατμοσφαιρικού αέρα που περιβάλλει

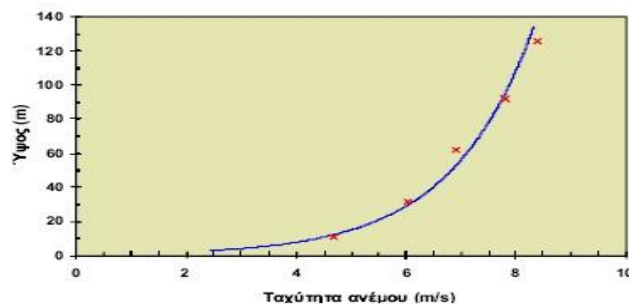
## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

τη Γη επηρεάζεται από την ηλιακή ακτινοβολία και τον τρόπο που αυτή φτάνει στη Γη, την ανομοιογένεια του ανάγλυφου της Γης και την περιστροφική της κίνηση.

Το σημαντικότερο χαρακτηριστικό του ανέμου, όπως θα αποδειχθεί στη συνέχεια, είναι η ταχύτητά του. Η σημασία του έγκειται στο ότι επηρεάζει άμεσα την κινητική του ενέργεια και άλλωστε η μέση τιμή της κατά τη διάρκεια ενός έτους αποτελεί ένδειξη για το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής. Εξαιτίας της ύπαρξης του οριακού στρώματος στην ατμόσφαιρα (το οποίο δημιουργείται λόγω του ιξώδους του αέρα και της σχετικής κίνησης ατμόσφαιρας και Γης), η οριζόντια συνιστώσα της ταχύτητας του ανέμου μεταβάλλεται ανάλογα με το ύψος και συγκεκριμένα αυξάνεται με την αύξηση του ύψους επάνω από το επίπεδο του εδάφους, φαινόμενο γνωστό ως διάτμηση του ανέμου. Ο βαθμός της διάτμησης του ανέμου εξαρτάται κυρίως από δύο παράγοντες, την ατμοσφαιρική μίξη και την τραχύτητα του εδάφους. Προκειμένου να αναχθούν διάφορες μετρήσεις σε συγκεκριμένο ύψος ώστε να είναι συγκρίσιμες, γίνεται χρήση κυρίως του παρακάτω εκθετικού νόμου:

$$V(z) = V(z_0) \cdot \left( \frac{z}{z_0} \right)^\alpha \quad (1)$$

όπου  $V(z)$  η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος  $z$  και  $V(z_0)$  η μετρούμενη ταχύτητα σε ύψος  $z_0$ . Ο εκθέτης  $\alpha$  αποτελεί μια ένδειξη της μορφής της επιφάνειας του εδάφους, η οποία καθορίζει σε μεγάλο βαθμό τα χαρακτηριστικά του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος. Ενδεικτικές τιμές του είναι  $\alpha=0,17$  για ανοιχτά πεδία,  $\alpha=0,20$  για μικρές πόλεις με μικρές κατασκευές και για πόλεις με μεγάλες και πολυώροφες κατασκευές είναι  $\alpha=0,25$ .



**Σχήμα 2.2:** Τυπική καθ' ύψος κατανομή της ταχύτητας του ανέμου, Πηγή: [gneng.blogspot.com](http://gneng.blogspot.com)

Σημαντική εφαρμογή του παραπάνω νόμου αποτελεί η αναγωγή της μετρούμενης ταχύτητας στο ύψος της ανεμογεννήτριας (Α/Γ), αφού σε αυτό το ύψος γίνεται η εκμετάλλευση της κινητικής ενέργειας του ανέμου.



Η ενέργεια που μεταφέρεται από τον άνεμο είναι κινητική και ορίζεται ως:

$$E_{KIN} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \quad (2)$$

Εισάγοντας την πυκνότητα του αέρα ( $\rho=1,23 \text{ kg/m}^3$ ) και αντικαθιστώντας στον τύπο της ενέργειας τη μάζα σύμφωνα με τη σχέση:  $\dot{m} = \rho \cdot A \cdot V$ , όπου  $\dot{m}$  η μάζα του αέρα που διέρχεται από μια επιφάνεια  $A$  ανά δευτερόλεπτο, προκύπτει η κινητική ενέργεια ανά δευτερόλεπτο ή αλλιώς η ισχύς του ανέμου:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (3)$$

Παρατηρούμε ότι, η ισχύς του ανέμου είναι ανάλογη της επιφάνειας μέσω της οποίας διέρχεται ο άνεμος (δηλαδή, στην περίπτωση μιας ανεμογεννήτριας την επιφάνεια που καλύπτουν τα πτερύγιά της), και ανάλογη του κύβου της ταχύτητας του (Ζερβός Α., 2008).

Να σημειωθεί ότι η παραπάνω είναι η ισχύς που μεταφέρει ο άνεμος, και από την οποία μόνο ένα ποσοστό αξιοποιείται από την ανεμογεννήτρια, λόγω των σημαντικών απωλειών κατά τη διαδικασία δέσμευσης της ενέργειας.

### 2.2.3. Ανεμογεννήτριες

#### 2.2.3.1. Αρχή λειτουργίας και συντελεστής ισχύος

Η αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας του ανέμου γίνεται μέσω των ανεμογεννητριών, οι οποίες διακρίνονται σε δύο κύριες κατηγορίες: οριζοντίου και κατακόρυφου άξονα. Η πλειοψηφία των σύγχρονων μηχανών μετατρέπουν την αιολική ενέργεια σε ηλεκτρική, λόγω της εύκολης μεταφοράς της ή της επί τόπου παραγωγής υδρογόνου με ηλεκτρόλυση. Τα μεγέθη τους ποικίλουν από μηχανές που παράγουν μερικές εκατοντάδες Watt και φτάνουν τα μερικά MW.

Η αρχή λειτουργίας της ανεμογεννήτριας και η παραγωγή και αξιοποίηση της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να περιγραφεί συνοπτικά στα παρακάτω βήματα:

- Αλληλεπίδραση ανέμου και δρομέα της Α/Γ και δημιουργία ροπής
- Αύξηση της σχετικά χαμηλής συχνότητας περιστροφής του δρομέα μέσω ενός μετατροπέα στροφών, του οποίου ο άξονας εξόδου περιστρέφει μια γεννήτρια

- Το μεταβλητής συχνότητας ρεύμα που παράγει η γεννήτρια, μετατρέπεται σε συνεχές (DC) μέσω ενός μετατροπέα (rectifier) και φορτίζει τις μπαταρίες, που αποτελούν το πιο συνηθισμένο μέσο αποθήκευσης και συμβάλουν στη σταθερότητα του συστήματος.
- Στη συνέχεια, ένας άλλος μετατροπέας (inverter) μετατρέπει το ανορθωμένο συνεχές ρεύμα, αποφορτίζοντας τις μπαταρίες, σε ορισμένης τάσης και συχνότητας εναλλασσόμενο ρεύμα (AC), το οποίο είναι άμεσα αξιοποιήσιμο από το τοπικό σύστημα.

Στις σύγχρονες ανεμογεννήτριες, σε αντίθεση με τους παραδοσιακούς ανεμόμυλους των οποίων η αρχή λειτουργίας βασιζόταν στην αντίσταση, η κίνηση των πτερυγίων οφείλεται στην άνωση που ασκείται πάνω τους, η οποία σημειωτέον μπορεί να είναι υπερδεκαπλάσια της αντίστασης. Σημαντικό χαρακτηριστικό κάθε ανεμογεννήτριας αποτελεί ο συντελεστής ισχύος ή βαθμός απόδοσης  $C_p$ , ο οποίος ορίζεται ως εξής:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A} \quad (4)$$

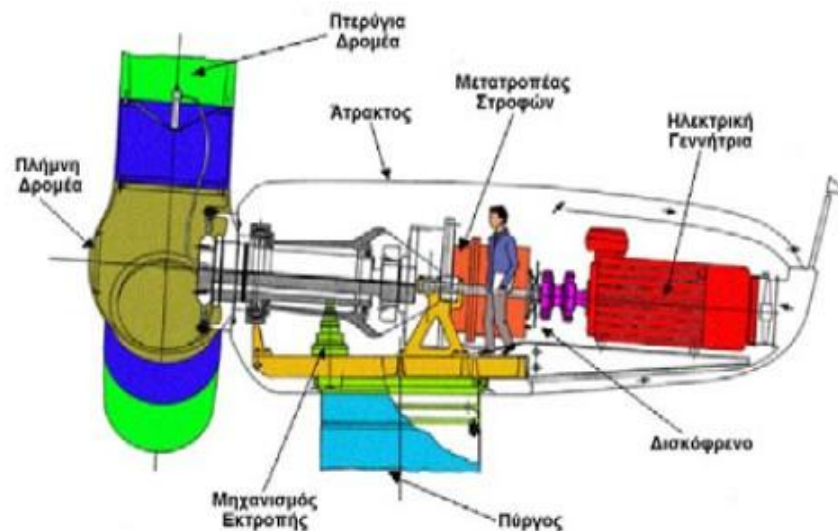
δηλαδή ο λόγος της ισχύος που αποδίδεται από την ανεμογεννήτρια  $P$  προς την ισχύ του ανέμου ταχύτητας  $V$  και πυκνότητας  $\rho$  που διέρχεται από την επιφάνεια  $A$ . Ο συντελεστής ισχύος εξαρτάται από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της μηχανής. Η αεροδυναμική σχεδίαση των πτερυγίων των σύγχρονων μηχανών έχει οδηγήσει σε υψηλότερους συντελεστές ισχύος και μεγαλύτερη ενεργειακή παραγωγή για δεδομένη ταχύτητα ανέμου. Όπως φαίνεται από τη σχέση του συντελεστή ισχύος, η ισχύς του ανέμου ανά τετραγωνικό μέτρο μετωπικής επιφάνειας της ανεμογεννήτριας είναι ανάλογη του κύβου της στιγμιαίας ταχύτητας του ανέμου. Επίσης πρέπει να σημειώσουμε ότι ο συντελεστής ισχύος έχει ως άνω όριο, όπως έδειξε ο Betz, την τιμή  $C_p = \frac{19}{27}$  που ονομάζεται όριο του Betz. Συνεπώς, η αξιοποίηση του αεροδυναμικού από την ανεμογεννήτρια μπορεί να γίνει μόνο μέχρι ένα ποσοστό της τάξης του 59%. Η μέγιστη τιμή αυτή, στην πράξη, δεν μπορεί να επιτευχθεί λόγω διαφόρων απωλειών κατά την αξιοποίηση της ενέργειας του ανέμου, και ένα τυπικό εύρος τιμών του συντελεστή είναι 20-40%.

### **2.2.3.2. Περιγραφή χαρακτηριστικών**

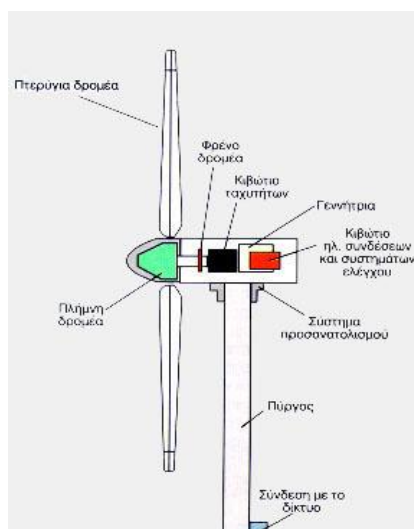
Στο σχήμα 2.3 απεικονίζεται ένα γενικό σύστημα Α/Γ Οριζόντιου Άξονα (ΑΓΟΑ) σε πλάγια όψη. Μία εξίσου εφικτή εναλλακτική σχεδίαση είναι η Α/Γ Κάθετου Άξονα (ΑΓΚΑ), που δεν είναι όμως τόσο συνήθης όσο η ΑΓΟΑ στα πρόσφατα έργα. Τα υποσυστήματα μιας ΑΓΟΑ θα μπορούσαν να διαιρεθούν σε τέσσερις βασικές κατηγορίες:

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

1. Τον δρομέα, συνήθως αποτελούμενο από δύο ή τρία πτερύγια, μια πλήμνη μέσω της οποίας συνδέονται τα πτερύγια με τον χαμηλής ταχύτητας κινητήριο άξονα και, μερικές φορές, υδραυλικά ή μηχανικά οδηγούμενα συστήματα συνδέσμων για τη μεταβολή του βήματος του συνόλου ή μέρους των πτερυγίων.
2. Την άτρακτο, η οποία γενικά περιλαμβάνει ένα μετατροπέα στροφών και μία γεννήτρια, άξονες και συνδέσμους, ένα κάλυμμα για ολόκληρη την άτρακτο, και συχνά ένα μηχανικό διακόφρενο και ένα σύστημα εκτροπής.
3. Τον πύργο και τη θεμελίωση που στηρίζει το δρομέα και το σύστημα μετάδοσης της κίνησης (άτρακτος).
4. Τους ηλεκτρικούς ελεγκτές και καλωδιώσεις, καθώς και τον εξοπλισμό εποπτείας και ελέγχου.



Σχήμα 2.3: Σχηματική παράσταση της άτρακτου μιας Α/Γ



Σχήμα 2.4: Σύστημα Α/Γ οριζόντιου άξονα σε πλάγια όψη

Ο δρομέας είναι ίσως το πιο βασικό ζήτημα στη σχεδίαση του όλου συστήματος. Το πτερύγιο έχει αεροδυναμικό σχήμα και μπορεί να είναι ενιαίο ή να διαθέτει ακροπτερύγιο. Τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά (αριθμός πτερυγίων, κατανομή πλάτους, επιλογή αεροτομής, συστροφή) προκύπτουν από τη βελτιστοποίηση της αεροδυναμικής σχεδίασης. Η ηλεκτρική γεννήτρια μπορεί να είναι ασύγχρονη ή σύγχρονη. Γενικά προτιμούνται οι ασύγχρονες γεννήτριες λόγω της απλότητας κατασκευής, αν και οι ασύγχρονες έχουν καλύτερη

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

συμπεριφορά σε αδύνατα δίκτυα (Ζερβός, 2008). Το σύστημα προσανατολισμού είναι ένας σερβοκινητήρας ο οποίος ελέγχεται από τον ανεμοδείκτη του ανεμογράφου και αναγκάζει το δρομέα να παρακολουθεί την κατεύθυνση του ανέμου και να παραμένει κάθετος σε αυτήν. Ο πύργος της ανεμογεννήτριας στηρίζει τη νασέλλα και το δρομέα. Μπορεί να είναι τύπου δικτυώματος, σωληνωτός και σπανιότερα σκυρόδεμα (σχήμα). Η θεμελίωση γίνεται με οπλισμένο σκυρόδεμα πάνω στο οποίο τοποθετείται με βίδες ο πύργος. Ο πύργος έχει σχήμα κώνου που εξυπηρετεί στην αύξηση της αντοχής και στην εξοικονόμηση υλικών με τη διάμετρο να αυξάνεται όσο πλησιάζουμε τη βάση. Τέλος, μεγάλη σημασία έχει η γείωση που πρέπει να έχει η μεταλλική κατασκευή της ανεμογεννήτριας.



Σχήμα 2.5: Α/Γ με σωληνωτό χαλύβδινο πύργο (αριστερά) και δικτυωτό πύργο (δεξιά), Πηγή: ΚΑΠΕ, 2001

### 2.2.3.3. Παραγωγή ενέργειας

Καμπύλη Ισχύος

Η παραγωγή ισχύος μιας Α/Γ μεταβάλλεται με την ταχύτητα του ανέμου, και κάθε μηχανή χαρακτηρίζεται από την καμπύλη ισχύος της, η οποία εξαρτάται από τα γεωμετρικά της χαρακτηριστικά και το σχεδιασμό της. Η καμπύλη ισχύος μιας ανεμογεννήτριας (σχήμα 2.6) περιγράφεται συνήθως ως προς τέσσερις διακριτές περιοχές της ταχύτητας του ανέμου:

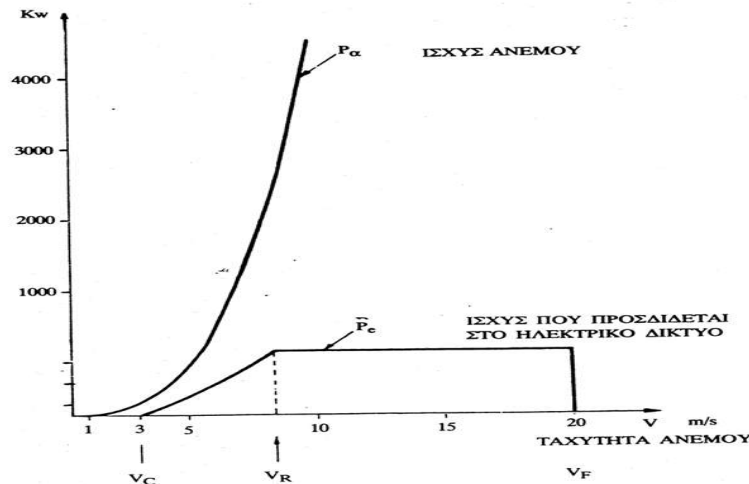
- Περιοχή όπου οι ταχύτητες του ανέμου είναι πολύ μικρές για παραγωγή εκμεταλλεύσιμης ηλεκτρικής ισχύος, μικρότερες από την ταχύτητα έναρξης λειτουργίας ( $V_{cut-in}$ ).
- Περιοχή όπου πραγματοποιείται παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος αυξανόμενη με την ταχύτητα του ανέμου.
- Περιοχή όπου πραγματοποιείται παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος με σταθερό ρυθμό. Η ονομαστική ταχύτητα ( $V_R$ ) είναι η μικρότερη ταχύτητα για την οποία η μηχανή παράγει την

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ονομαστική της ισχύ ( $P_R$ ). Η απόδοση των πτερυγίων της Α/Γ μειώνεται σκόπιμα καθώς αυξάνεται η ταχύτητα του ανέμου.

- Περιοχή όπου δεν παράγεται ισχύς αφού η ταχύτητα του ανέμου είναι μεγαλύτερη από την ταχύτητα διακοπής λειτουργίας ( $V_F$ , furling speed) όπου η μηχανή τίθεται εκτός λειτουργίας για να προστατευθεί από τον πολύ δυνατό άνεμο.

Γνωρίζοντας, έτσι, τη στιγμιαία ταχύτητα του ανέμου μπορούμε να πούμε πόση ισχύ μπορεί να παράγει μια Α/Γ, μέσω της καμπύλης ισχύος της (Μπεργελές Γ., 2005).



**Σχήμα 2.6:** Ισχύς ανέμου και ανεμογεννήτριας διαμέτρου  $D=32\text{m}$ , ονομαστικής ισχύς  $P_R=225\text{kW}$ ,  $V_R=9,0\text{m/s}$ ,  $V_{\text{cut\_in}}=4,2\text{m/s}$ ,  $V_F=20\text{m/s}$  μετρούμενες στα 10m από το έδαφος

### Απώλειες ενέργειας

Η Α/Γ δεν μπορεί να αξιοποιήσει όλη την ετήσια ενέργεια του ανέμου για τους ακόλουθους λόγους (Μπεργελές Γ., 2005):

- Είναι σε θέση να αποδώσει ωφέλιμη ισχύ μόνο όταν η ισχύς του ανέμου είναι μεγαλύτερη από τις απώλειες κενού φορτίου (τριβές, άξονα, μειωτήρα, γεννήτριας). Πρέπει δηλαδή, όπως έχει ήδη προαναφερθεί, η ταχύτητα του ανέμου να είναι μεγαλύτερη από την ταχύτητα έναρξης λειτουργίας ( $V_{\text{cut-in}}$ ), αλλιώς η ενέργεια του ανέμου μένει ανεκμετάλλευτη, αφού δεν είναι σε θέση δώσει ροπή στον δρομέα.
- Αυξανόμενης της ταχύτητας του ανέμου, αυξάνει και η αποδιδόμενη ισχύς μέχρι να φτάσει την ονομαστική ισχύ της γεννήτριας. Για ταχύτητες μεγαλύτερης της ονομαστικής, επιδιώκεται να διατηρηθεί η παραγόμενη ισχύς σταθερή. Αυτό επιτυγχάνεται αλλάζοντας τη γωνία κλίσης των πτερυγίων ή με τα μεταπτερύγια (flaps) ή με την αλλαγή της γωνιακής θέσης του δρομέα ως προς τον άνεμο ή την αλλαγή της γωνιακής ταχύτητας του δρομέα,

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ανάλογα φυσικά με την γεννήτρια που έχει το σύστημα. Άρα για ταχύτητες μεγαλύτερες της  $V_R$  χάνεται ένα ποσό του αιολικού δυναμικού.

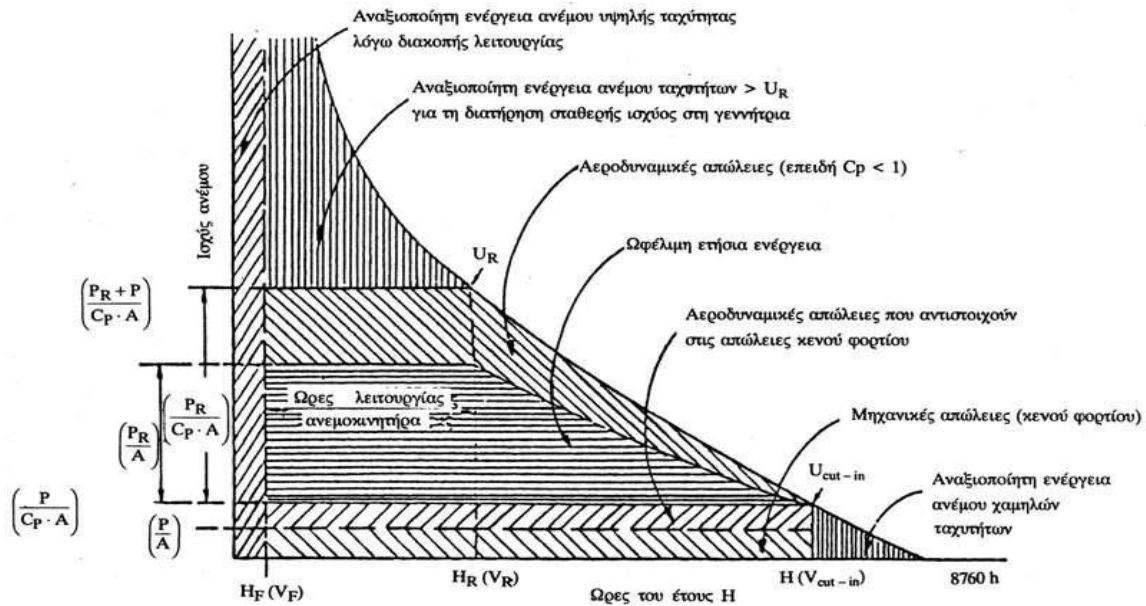
- Για υψηλές ταχύτητες ανέμου, ενδείκνυται η διακοπή της λειτουργίας της Α/Γ για λόγους ασφαλείας. Συνεπώς, η ενέργεια του ανέμου σε αυτές τις περιπτώσεις μένει τελείως αναξιοποίητη.
- Κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας έχουμε αεροδυναμικές απώλειες.
- Κατά τη διάρκεια της λειτουργίας έχουμε επιπλέον μηχανικές απώλειες στον άξονα, στον μειωτήρα και στη γεννήτρια. Ένα ποσοστό της τάξεως του 10% της ονομαστικής ισχύος της μηχανής είναι αντιπροσωπευτικό των μηχανικών απωλειών.

Το σχήμα 2.7 παρουσιάζει τις ετήσιες ενεργειακές απώλειες τυπικής Α/Γ σύμφωνα με την προηγούμενη περιγραφή των απωλειών κατά κατηγορία.

Εύκολα διαπιστώνεται ότι τελικά η ετήσια απόδοση μιας Α/Γ είναι πολύ μικρότερη από την ποσότητα  $8760 \cdot P_R$ , την ετήσια ενέργεια δηλαδή που θα παρήγαγε η Α/Γ εργαζόμενη συνεχώς στην ονομαστική της ισχύ. Η πραγματική ενέργεια που αποδίδει όμως είναι ίση με  $8760 \cdot \bar{P}$ , όπου  $\bar{P}$  η μέση ισχύς της Α/Γ, ίση με:

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} C_p \frac{\rho}{2} V^3 P(V) dV \quad (5)$$

η οποία εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα ανεμολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής εγκατάστασης της Α/Γ και ειδικότερα από τη μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου  $\bar{V}$ . Τέλος, ορίζεται συντελεστής χωρητικότητας (Capacity Factor) ο λόγος  $\bar{P} / P_R$ .



Σχήμα 2.7: Ενεργειακές απώλειες στην καμπύλη διάρκειας πνοής ανέμου

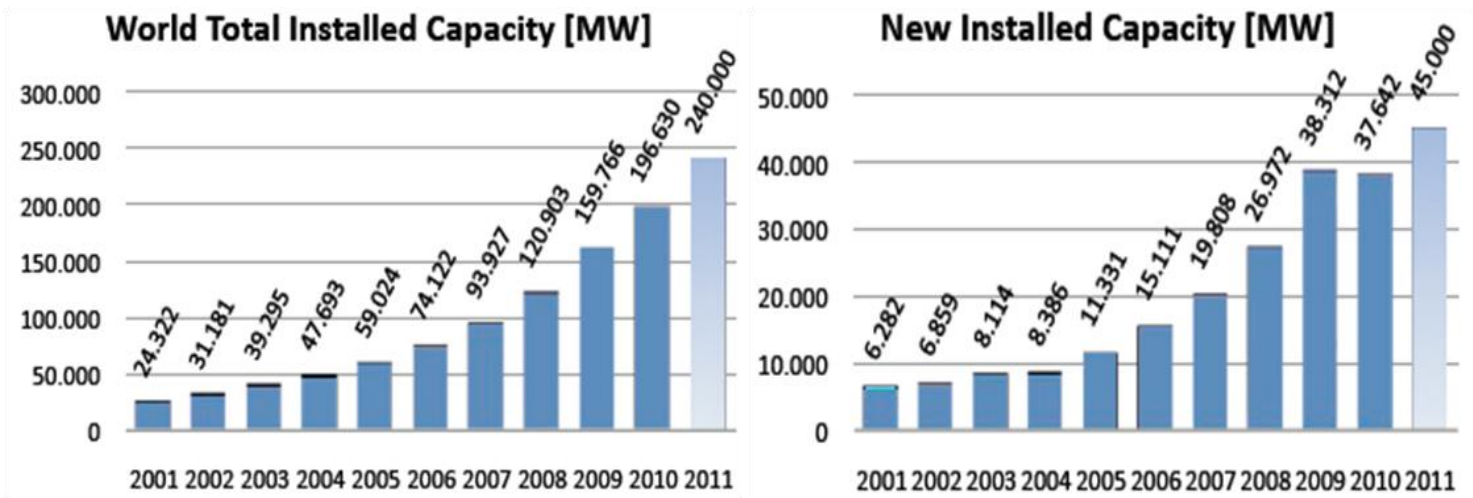
Έτσι αν υποθέσουμε ως  $E$  την παραγόμενη από την ανεμογεννήτρια ενέργεια, όπως υπολογίζεται από την καμπύλη ισχύος της για δεδομένη ταχύτητα ανέμου, τότε η ενέργεια που παρέχεται  $E_{net}$  θα είναι μειωμένη κατά ένα ποσοστό και θα δίνεται από τη σχέση:

$$E_{Wind} = n \cdot E \quad (6)$$

όπου  $n$  ο βαθμός απόδοσης του συστήματος ανεμογεννητριών με τυπική τιμή 0,90.

#### 2.2.4. Παρούσα κατάσταση στην Ελλάδα και στον κόσμο και προοπτικές

Σύμφωνα με μελέτες παγκόσμιων οργανισμών (*World Wind Energy Association, Global Wind Energy Council, 2010*, απ' όπου και τα διαγράμματα), η παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς ήταν, στο τέλος του προηγούμενου έτους, 197GW (σχήμα 2.8). Η εγκατεστημένη αυτή αιολική ισχύς είναι πλέον σε θέση να παράγει ετησίως 430 TWh ηλεκτρικής ενέργειας, μέγεθος που αντιστοιχεί σε κάλυψη ολόκληρης της ζήτησης του Ηνωμένου Βασιλείου ή αλλιώς στο 2,5% της παγκόσμιας κατανάλωσης. 37 MW εγκαταστάθηκαν μέσα στο 2010 (σχήμα 2.8), λίγο λιγότερα από ότι το 2009, κάτι που ισοδυναμεί με αύξηση της τάξεως του 23,6% η οποία είναι η μικρότερη από το 2004 και η 2<sup>η</sup> μικρότερη της δεκαετίας (σχήμα 2.9). Πλέον, η χώρα με τη μέγιστη εγκατεστημένη αιολική ισχύ είναι η Κίνα, η οποία πέρσι εγκατέστησε επιπλέον 19 GW, φτάνοντας συνολικά στα 44 (σχήμα 2.10). Στην Ευρώπη, πρώτη είναι η Γερμανία με συνολικά 27 GW εγκατεστημένης ισχύος και ακολουθεί η Ισπανία με 20 GW. Οι χώρες με τη μεγαλύτερη διείσδυση αιολικής παραγωγής ήταν η Δανία με 21%, η Πορτογαλία με 18% και η Ισπανία με 16%.



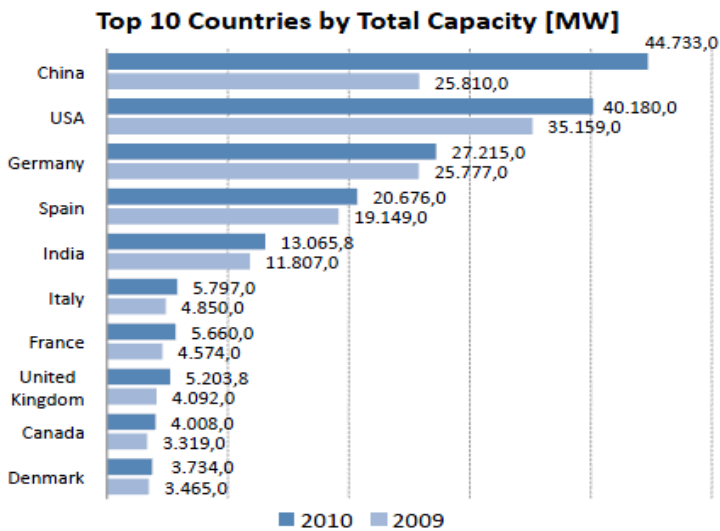
**Σχήμα 2.8:** Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στον κόσμο (αριστερά) και νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς (δεξιά)

Το 2010 για πρώτη φορά εγκαταστάθηκε μεγαλύτερη νέα αιολική ισχύς στις αναπτυσσόμενες χώρες από ότι στις ανεπτυγμένες, θέτοντας τέλος στον ισχυρισμό ότι η αιολική ενέργεια αποτελεί προνομιακή τεχνολογία για λίγες και πλούσιες χώρες. Συγκεκριμένα, η Ασία κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο νέων εγκαταστάσεων με 54,6% και ακολουθούν η Ευρώπη (27%) και η Βόρεια Αμερική (16,7%) (σχήμα 2.11). Συνολικά 83 χώρες, μια περισσότερη από ότι το 2009, χρησιμοποιούν αιολική ενέργεια για παραγωγή ηλεκτρισμού. 52 από αυτές μάλιστα αύξησαν την εγκατεστημένη τους ισχύ.

Ο συνολικός τζίρος παγκοσμίως του τομέα της αιολικής ενέργειας ανήλθε στα 40 δις €, έναντι 50 το 2009. Η διαφορά οφείλεται κυρίως στη μείωση της τιμής κόστους των ανεμογεννητριών.



## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας



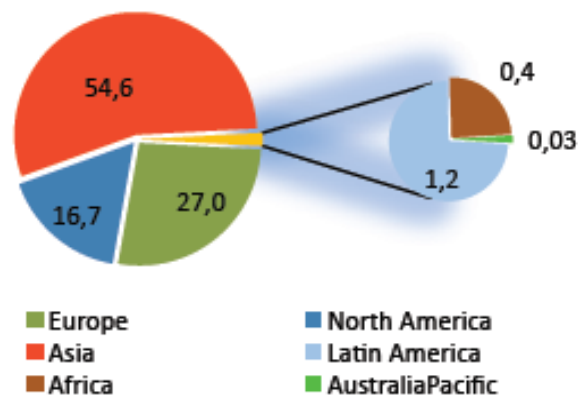
**Σχήμα 2.9:** Χώρες με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ παγκοσμίως



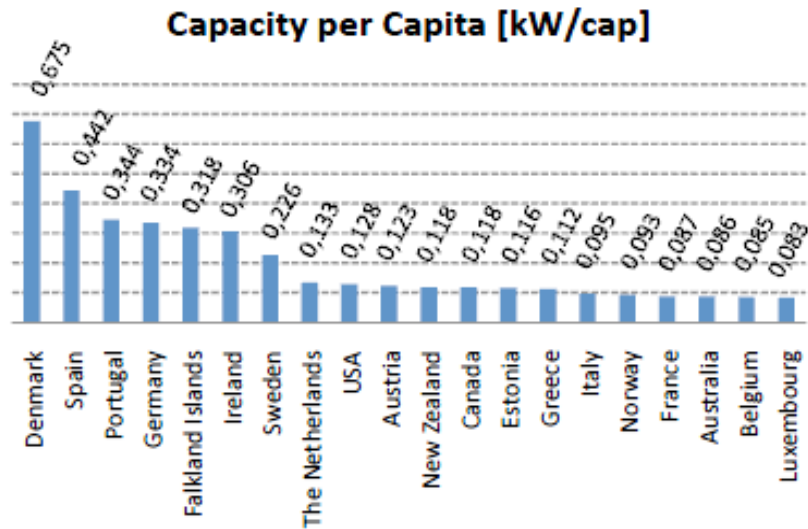
**Σχήμα 2.10:** Ρυθμός αύξησης εγκατεστημένης αιολικής ισχύς παγκοσμίως

Η χώρα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ ανά πληθυσμό (σχήμα 2.12) είναι η Δανία με 0,675 kW/κάτοικο και ακολουθεί η Ισπανία με 0,442, ενώ η Ελλάδα έχει αναλογία 0,112. Η Κίνα, χώρα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ, βρίσκεται στην 27<sup>η</sup> θέση της συγκεκριμένης λίστας με μόλις 0,033 kW/κάτοικο, κάτι που φυσικά οφείλεται στον τεράστιο πληθυσμό της.

### Continental Shares in New Capacity 2010 [%]

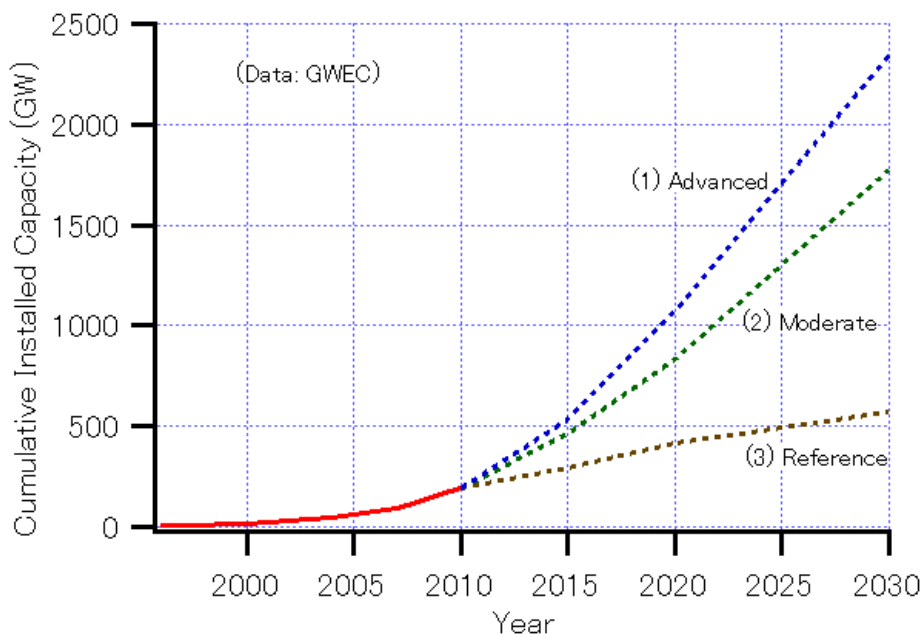


**Σχήμα 2.11:** Ποσοστό νέας εγκατεστημένης ισχύος ανά ήπειρο



Σχήμα 2.12: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά πληθυσμό παγκοσμίως

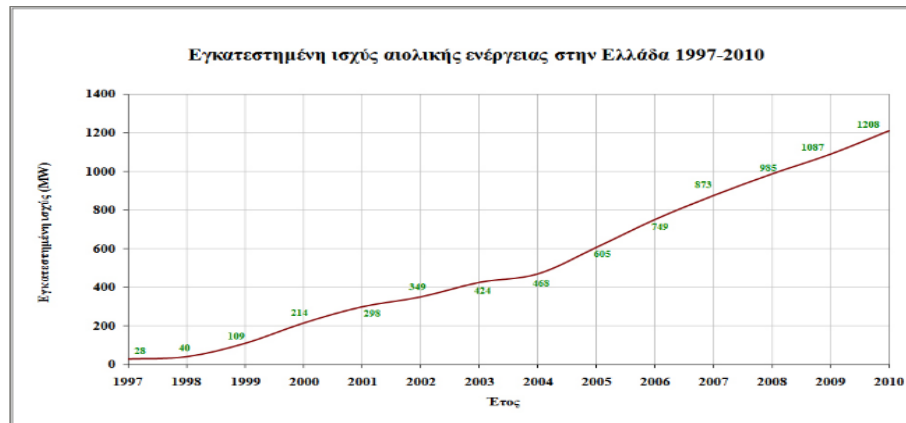
Σύμφωνα με προβλέψεις (σχήμα 2.13), μέχρι το τέλος του 2015 αναμένεται να είναι εγκατεστημένα παγκοσμίως περισσότερα από 450 GW ανεμογεννητριών. Μακροπρόθεσμα, προβλέπεται υψηλή ανάπτυξη της αιολικής ενέργεια στην Κίνα, την Ινδία, την Ευρώπη και την Βόρεια Αμερική, όπως επίσης σε νέες αγορές της Λατινικής Αμερικής, της Ασίας και της Νότιας Αφρικής. Στο τέλος του 2020, είναι πολύ πιθανόν η συνολική εγκατεστημένη ισχύς να ανέρχεται σε τουλάχιστον 1500 GW.



Σχήμα 2.13: Προβλέψεις για την παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύ

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Στην Ελλάδα, συντηρητικές εκτιμήσεις κάνουν λόγο για ετήσιο αιολικό δυναμικό μεγέθους 6.45 TWh, με πιο ευνοημένες τις περιοχές του Αιγαίου Πελάγους (κυρίως τα νησιά των Κυκλάδων), το βόρειο τμήμα του νησιού της Κρήτης, την Ανατολική και Νοτιοανατολική Πελοπόννησο και την Εύβοια. Ένας σωστός ενεργειακός σχεδιασμός θα έδινε τη δυνατότητα κάλυψης μέχρι και του 15% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια από αιολικά.



**Σχήμα 2.14:** Εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα 1997- 2010

Παρόλα αυτά, η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας αντιμετωπίζει μέχρι τώρα αρκετά προβλήματα. Παρά τη σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος τα τελευταία χρόνια, είναι κοινά αποδεκτό ότι αυτή η αύξηση είναι πολύ μικρή δεδομένου του πλούσιου αιολικού δυναμικού της χώρας μας (σχήμα 2.14).

Κύριος λόγος για τη μικρή ανάπτυξη μέχρι το 2001 ήταν το νομοθετικό καθεστώς και το μονοπωλιακό μοντέλο της οικονομίας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μετά τις νομοθετικές αλλαγές στο χώρο των ΑΠΕ και την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η κατάσταση βελτιώθηκε σημαντικά. Η Ελλάδα εφαρμόζει το σύστημα feed-in (επιδότηση της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας από τη δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού) και η νομοθεσία προσφέρει επιπλέον αρκετά ικανοποιητικά κίνητρα για τους επενδυτές. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα το αυξημένο ενδιαφέρον των επενδυτών για ανάπτυξη πολλών MW αιολικής ενέργειας. Όμως το επενδυτικό ενδιαφέρον είναι φανερό ότι δεν είναι αρκετό. Χαρακτηριστικά, ο στόχος της χώρας μας για το 2010 ως προς την ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια ήταν η εγκατεστημένη ισχύς να φτάσει περίπου τα 3500MW ενώ στο τέλος του 2010 η πραγματικά εγκατεστημένη ισχύς ανήλθε μόλις στα 1208 MW. Είναι φανερό ότι σε μια χώρα για την οποία υπάρχει στόχος και καλή θέληση ενώ και οι επενδυτικές προτάσεις δεν είναι λίγες, η ανάπτυξη των αιολικών πάρκων καθυστερεί σημαντικά, με αποτέλεσμα, ο στόχος να έχει πλέον μεταταθεί για το 2020 με εγκατεστημένη ισχύ που θα πρέπει να φτάσει περίπου τα 7500 MW. Οι προβλέψεις μέχρι τώρα δεν είναι ευοίωνες, οι καθυστερήσεις στην έκδοση

αδειών παραγωγής και εγκατάστασης είναι σημαντικές και οι προβλέψεις είναι συγκρατημένες.

Κύριοι λόγοι για αυτές τις καθυστερήσεις είναι, η, τουλάχιστον μέχρι το 2009, μακροσκελής και περίπλοκη αδειοδοτική διαδικασία, η αδυναμία του δικτύου σε πολλές περιπτώσεις (π.χ. Εύβοια, Κρήτη) να υποστηρίξει επιπλέον εγκατεστημένη ισχύ, οι αντιδράσεις των κατοίκων κυρίως για θέματα οπτικής όχλησης και η έλλειψη χωροταξικού σχεδιασμού. Τα παραπάνω προβλήματα έχουν τεθεί υπό συζήτηση και έχουν καταβληθεί σημαντικές προσπάθειες για την επίλυση τους, όπως η δημιουργία, αρχικά, του νόμου 3468/2006, ο οποίος απλοποίησε κατά ένα μέρος τον τρόπο λήψης άδειας παραγωγής, και, σε δεύτερη φάση, του νόμου 3851/2010 ο οποίος έχει επιταχύνει σημαντικά την αδειοδοτική διαδικασία (ιδιαίτερα στο τμήμα της περιβαλλοντικής αδειοδότησης), χωρίς όμως να λείπουν και σε αυτή την περίπτωση κενά ή αντικρουόμενες αρμοδιότητες μεταξύ κρατικών φορέων. Επίσης, έχουν δρομολογηθεί επεκτάσεις και ενισχύσεις του δικτύου μεταφοράς ρεύματος, ένα έργο το οποίο ενδέχεται να βοηθήσει μακροπρόθεσμα και την αδειοδότηση αλλά και την γρήγορη εισαγωγή των έργων αιολικής ενέργειας στο δίκτυο. Τα προβλήματα των κοινωνικών αντιδράσεων, εφόσον αυτά οφείλονται σε οπτική όχληση από την ύπαρξη των ανεμογεννητριών είναι πάντα δύσκολο να αντιμετωπιστούν, υπό την έννοια ότι το αν σε κάποιον αρέσει ή όχι η όψη μιας ανεμογεννήτριας είναι κάτι το υποκειμενικό. ([www.eunice-group.com](http://www.eunice-group.com))

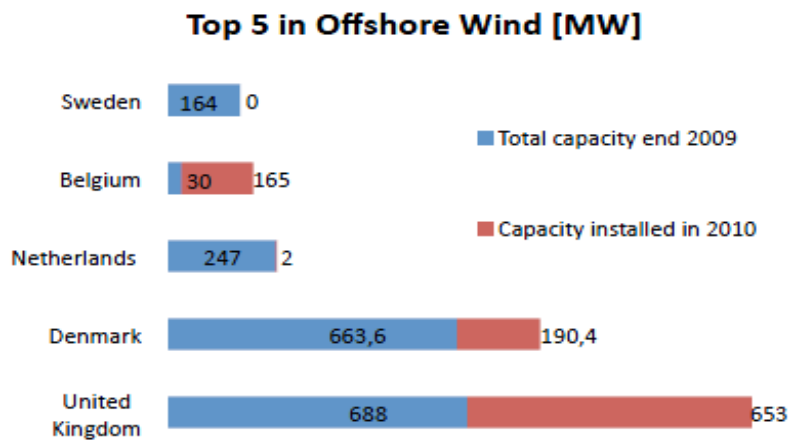
### **2.2.5. Παράκτια (offshore) αιολικά πάρκα**

Η παράκτια αιολική παραγωγή αναφέρεται στην κατασκευή και λειτουργία αιολικών πάρκων μέσα στη θάλασσα, όπου εμφανίζονται υψηλότερες ταχύτητες ανέμου συγκριτικά με τη στεριά. Εμφανίστηκαν πρώτη φορά στις αρχές της δεκαετίας του 1990 στη Δανία και στην Ολλανδία, σε αβαθείς περιοχές κοντά στις ακτές. Λόγω της απομακρυσμένης τους θέσης επέφεραν πολύ πιο περιορισμένες επιπτώσεις στο περιβάλλον και εξαιτίας της απουσίας φυσικών εμποδίων παρουσίαζαν σημαντικά αυξημένη απόδοση. Αρχικά οι εγκαταστάσεις αυτές περιελάμβαναν μικρό αριθμό Α/Γ και ηλεκτροδοτούσαν μικρές κοντινές περιοχές. (*Παπαλαζαρίδου Σ., 2009*).

Μέχρι το 2009, 26 offshore αιολικά πάρκα είχαν εγκατασταθεί στην Ευρώπη. Το Ηνωμένο Βασίλειο έχει τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη παράκτια αιολική ισχύ (η οποία αποτελεί το 26% της συνολικής της αιολικής ισχύος) και ακολουθούν η Δανία, η Ολλανδία και το Βέλγιο (σχήμα 2.16). Η συνολική ισχύς παγκοσμίως ανέρχεται στα 3 GW. 1,16 GW προστέθηκαν το 2010, το οποίο αντιστοιχεί σε αύξηση 59% (*WWEA, 2010*).



Σχήμα 2.15: Φωτογραφίες από offshore αιολικά πάρκα της Σουηδίας



Σχήμα 2.16: Offshore αιολική εγκατεστημένη ισχύς

Εντύπωση προκαλεί η παντελής απουσία παράκτιων ανεμογεννητριών στις ΗΠΑ, οι οποίες πολύ πρόσφατα ανακοίνωσαν την κατασκευή του πρώτου offshore αιολικού πάρκου 130 ανεμογεννητριών, ανοιχτά της Μασαχουσέτης.

Το 2009, η μέση ονομαστική ισχύς μιας offshore Α/Γ στην Ευρώπη ήταν 3 MW, ενώ στις αρχές του 2011 ανακοινώθηκαν τα σχέδια για τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες της επόμενης γενιάς ισχύος 7 MW και διαμέτρου 164 m οι οποίες θα αρχίσουν να παράγονται μαζικά το 2015. ([www.energyonline.gr](http://www.energyonline.gr))

Σύμφωνα με εκτιμήσεις, παραπάνω από 16 GW θα εγκατασταθούν μέχρι το τέλος του 2014, με το Ηνωμένο Βασίλειο και τη Γερμανία να ηγούνται της προσπάθειας. Η offshore αιολική ισχύς αναμένεται να ανέλθει στα 75 GW παγκοσμίως μέχρι το 2020, με σημαντική συμμετοχή της Κίνας και των ΗΠΑ. (*BTM consult, 2010*)

Στην Ελλάδα, για χρόνια κυριαρχούσε η ιδέα ότι η κατασκευή θαλάσσιων αιολικών πάρκων δεν είναι συμφέρουσα λόγω του ότι λίγες είναι οι θαλάσσιες περιοχές με μικρά βάθη σε απόσταση άνω των 1500 m από την ακτή ενώ παράλληλα εγείρονταν θέματα σχετικά με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις ενός τέτοιου εγχειρήματος.

Πλέον όμως, και μετά από χρόνιες συζητήσεις, συμφωνήθηκε ότι τα θαλάσσια αιολικά μπορούν να προσφέρουν στο ενεργειακό μείγμα της χώρας χωρίς να δημιουργήσουν προβλήματα, εάν αναπτυχθούν σωστά. Για αυτό το λόγο η κυβέρνηση θα εντάξει τις μεγάλες επενδύσεις για τα θαλάσσια (offshore) αιολικά πάρκα στη διαδικασία του fast track, με στόχο την αποφυγή καθυστερήσεων. Έτσι λοιπόν, ξεκίνησε στρατηγική μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων, η οποία πρόκειται να ολοκληρωθεί στο τέλος του 2011. Έχουν προκαταρκτικά επιλεγεί και δημοσιοποιηθεί οι θαλάσσιες περιοχές στις οποίες μπορούν να φιλοξενηθούν θαλάσσια αιολικά πάρκα με το υπουργείο Περιβάλλοντος να έχει ξεκαθαρίσει πως οι επενδυτές θα επιλεγούν μέσω διεθνούς διαγωνισμού. Τα μέχρι στιγμής δεδομένα δείχνουν πως ο διαγωνισμός δεν πρόκειται να ολοκληρωθεί πριν από τα μέσα του 2012.

Δώδεκα θαλάσσιες περιοχές της χώρας έχουν προκριθεί ως υποψήφιες για την χωροθέτηση θαλάσσιων αιολικών πάρκων. Είναι οι περιοχές: Άη Στράτη, Αλεξανδρούπολη, Θάσο, Κάρπαθο, Κέρκυρα, Κρουονέρι, Κύμη, Λευκάδα, Λήμνο, Πεταλιόι, Σαμοθράκη και Φανάρι. ([www.neaenergia.gr](http://www.neaenergia.gr))

### **2.3. Ηλιακή Ενέργεια**

#### **2.3.1. Γενικά**

Η ηλιακή ενέργεια που προσπίπτει στην επιφάνεια της γης είναι ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία που παράγεται στον ήλιο. Φτάνει σχεδόν αμετάβλητη στο ανώτατο στρώμα της ατμόσφαιρας του πλανήτη μας, διαμέσου του διαστήματος, και στη συνέχεια κατά τη διέλευσή της από την ατμόσφαιρα υπόκειται σε σημαντικές αλλαγές, που οφείλονται στην σύσταση της ατμόσφαιρας. Κατά τη διέλευση του φωτός από τη γήινη ατμόσφαιρα η έντασή του ελαττώνεται καθώς τα φωτόνια σκεδάζονται, αφενός στα μόρια της ατμόσφαιρας και τα πολύ μικρής διαμέτρου σωματίδια, αφετέρου στα μεγαλύτερης διαμέτρου αιωρήματά της, δηλαδή τους υδρατμούς, την σκόνη και τον καπνό. Συνεπώς, σε κάθε τόπο της επιφάνειας της γης φτάνουν δύο συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας: η άμεση και η διάχυτη ή σκεδαζόμενη ακτινοβολία. Η συνολική ακτινοβολία ονομάζεται ολική ακτινοβολία και συμβολίζεται διεθνώς με G (Global Irradiation).

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η ηλιακή ενέργεια είναι ύψιστης σημασίας για τη διατήρηση της ζωής στον πλανήτη, κι αυτό επειδή διατηρεί τη θερμοκρασία στα απαραίτητα επίπεδα, αλλά και επειδή συντελεί στη διαδικασία της φωτοσύνθεσης και άρα στην ανάπτυξη κάθε είδους χλωρίδας και συνεπώς κάθε είδους μορφής ζωής. Η ποσότητα της ηλιακής ενέργειας που καθημερινά φθάνει στο έδαφος είναι τεράστια, η οποία αν και αποτελεί ένα μικρό μόλις μέρος της ολικής ενέργειας που παράγεται από τον ήλιο, εντούτοις είναι 20.000 φορές μεγαλύτερη από την ενέργεια που καταναλώνεται σήμερα σε ολόκληρο τον κόσμο και με οποιαδήποτε μορφή.

Η ηλιακή ενέργεια είναι πρωτογενής, ήπια και ανανεώσιμη πηγή ενέργειας πρακτικά ανεξάντλητη και ως εκ τούτου δεν υπάρχουν περιορισμοί χώρου και χρόνου για την εκμετάλλευσή της. Στο παρελθόν αποτελούσε την κύρια πηγή κάλυψης των θερμικών αναγκών του ανθρώπου αλλά πλέον συμβάλει στην προσπάθεια για διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, δεδομένης και της ανάγκης για μείωση των ρύπων που εκλύονται από την καύση των συμβατικών καυσίμων (σχήμα). Αυτό πραγματοποιείται με την εκμετάλλευση του φωτοβολταϊκού φαινομένου και την άμεση παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο έχει ανακαλυφθεί από τα μέσα του 19<sup>ου</sup> αιώνα και από τότε τα φωτοβολταϊκά συνεχώς αναπτύσσονται σαν τεχνολογία. Πλέον επιτυγχάνουν απόδοση που ξεπερνάει το 20% και σε συνδυασμό με τη συνεχή μείωση του κόστους τους που επέφερε η μαζικότερη παραγωγή τους έχουν καταφέρει να εδραιωθούν στο χώρο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αν και είναι γεγονός ότι δεν μπορούν να αποτελέσουν την κύρια πηγή ηλεκτροπαραγωγής μιας περιοχής, κυρίως λόγω των μεγάλων εκτάσεων γης που θα απαιτούνταν, εντούτοις μπορούν να αντικαταστήσουν κατά ένα σημαντικό ποσοστό τις συμβατικές εφαρμογές. Παρόλα αυτά, η εφαρμογή τους ενδείκνυται σε περιοχές με υψηλή ηλιοφάνεια κατά τη διάρκεια του έτους αφού δίνει την δυνατότητα ενεργειακής αυτονομίας σε μη διασυνδεδεμένες περιοχές και κρίνεται οικονομικά συμφέρουσα λόγω κυρίως της ισχύουσας νομοθεσίας η οποία ενισχύει τη χρήση τους. Το μέλλον κρίνεται ευοίωνο για τα συστήματα αξιοποίησης ηλιακής ενέργειας, αφού υπάρχει μεγάλο ενδιαφέρον για την βελτίωση της λειτουργίας τους και γενικότερα για την μεγαλύτερη συνεισφορά τους στην ενεργειακή παραγωγή της χώρας (Σπύρου).

| Υποκατάσταση                                      | Αποφυγή εκλυόμενων ρύπων (σε gr)<br>ανά ηλιακή κιλοβατώρα<br>(λαμβάνοντας υπ' όψη και τις απώλειες του δικτύου) |   |                 |                  |
|---|---|---|-----------------|------------------|
|   | CO <sub>2</sub>   | SO <sub>2</sub>   | NO <sub>x</sub> | PM <sub>10</sub> |
| Λιγνίτη   | 1.482   | 1-1,8   | 1,17-1,23       | 1,1              |
| Πετρελαίου<br>(χαμηλού θείου)                     | 830   | 3,5   | 1,5             | 0,34             |
| Φυσικού αερίου                                    | 475   | 0,017   | 0,6             | -                |
| Μέσου<br>ενεργειακού<br>μείγματος χώρας<br>(2008) | 1.017   | CO <sub>2</sub> : διοξείδιο του άνθρακα, SO <sub>2</sub> : διοξείδιο του θείου<br>NO <sub>x</sub> : οξειδία του αζώτου, PM <sub>10</sub> : μικροσωματίδια |                 |                  |

Σχήμα 2.17: Αποφυγή ρύπων λόγω της χρήσης φωτοβολταϊκής ενέργειας (Πηγή: ΣΕΦ)

### 2.3.2. Το φωτοβολταϊκό στοιχείο



Σχήμα 2.18: ΦΒ κελί μονοκρυσταλλικού πυριτίου

Το φωτοβολταϊκό στοιχείο αποτελεί το δομικό στοιχείο των φωτοβολταϊκών συστημάτων, και είναι σύστημα δύο υλικών σε επαφή, το οποίο όταν φωτίζεται εμφανίζει στα άκρα του συνεχή ηλεκτρική τάση. Βασίζεται στη δημιουργία δύο ημιαγωγικών στρωμάτων σε επαφή, ενός τύπου n και ενός τύπου p. Εξωτερικά τοποθετούνται κατάλληλα ηλεκτρόδια. Όταν το στοιχείο φωτίζεται, προκαλείται στο εσωτερικό του ηλεκτρικό ρεύμα ευθέως ανάλογο της πυκνότητας ισχύος του ηλιακού φωτός που προσπίπτει στην επιφάνειά του. Τα φωτοβολταϊκά κελιά συνήθως παρασκευάζονται από πυρίτιο με διάφορες μεθόδους προσφέροντας είτε το κρυσταλλικό πυρίτιο (c-Si), που διακρίνεται σε μονοκρυσταλλικό και πολυκρυσταλλικό, είτε το άμορφο πυρίτιο (a-Si). Πολλά κελιά συνδέονται σε σειρά, ώστε να προκύψει συνολική τάση ανοικτού κυκλώματος 17 – 22 V. Η ολοκληρωμένη αυτή διάταξη καλείται φωτοβολταϊκό πλαίσιο και αποτελεί τη βασική μονάδα σύνθεσης μεγαλύτερων μονάδων. Η εμπρόσθια πλευρά του πλαισίου καλύπτεται από υαλοπίνακα, ενώ η πίσω πλευρά από υγρομονωτική ουσία υψηλής αντοχής στο χρόνο. (Φραγκιαδάκης Ι.Ε., 2004)

### 2.3.3. Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο

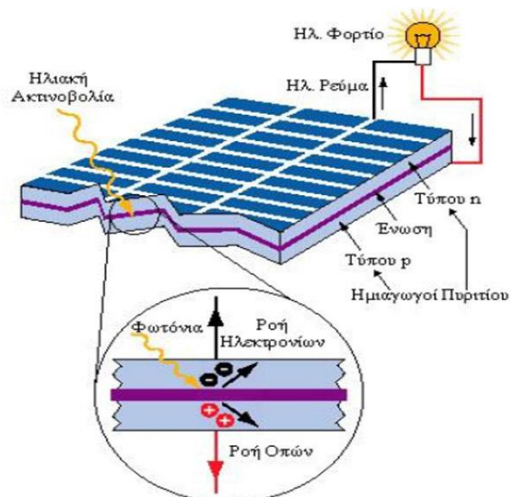
Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο αποτελεί τη βασική φυσική διαδικασία μέσω της οποίας ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο μετατρέπει την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρικό ρεύμα. Είναι γνωστό ότι τα ηλιακά κύτταρα είναι δίοδοι ημιαγωγού, με τη μορφή ενός δίσκου δηλαδή η επαφή p-n



## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

εκτείνεται σε όλο το πλάτος του δίσκου, που δέχονται την ηλιακή ακτινοβολία. Το ηλιακό φως είναι μικρά πακέτα ενέργειας που λέγονται φωτόνια, τα οποία περιέχουν διαφορετικά ποσά ενέργειας ανάλογα με το μήκος κύματος του ηλιακού φάσματος. Το γαλάζιο χρώμα ή το υπεριώδες για παράδειγμα έχουν περισσότερη ενέργεια από το κόκκινο ή το υπέρυθρο. Όταν λοιπόν τα φωτόνια προσκρούσουν σε ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο, άλλα ανακλώνται, άλλα διαπερνούν και άλλα απορροφώνται. Κάθε φωτόνιο της ακτινοβολίας με ενέργεια ίση ή μεγαλύτερη από το ενεργειακό διάκενο του ημιαγωγού, έχει τη δυνατότητα να απορροφηθεί σε ένα χημικό δεσμό και να ελευθερώσει ένα ηλεκτρόνιο. Δημιουργείται έτσι, όσο διαρκεί η ακτινοβολία, μία περίσσεια από ζεύγη φορέων (ελεύθερα ηλεκτρόνια και οπές), πέρα από τις συγκεντρώσεις που αντιστοιχούν στις συνθήκες ισορροπίας. Οι φορείς αυτοί, καθώς διαχέονται στο στερεό και εφόσον δεν επανασυνδεθούν με φορείς αντιθέτου πρόσημου, μπορεί να βρεθούν στην περιοχή της ένωσης p-n οπότε θα δεχθούν την επίδραση του ενσωματωμένου ηλεκτροστατικού πεδίου.

Τα φωτόνια της ακτινοβολίας, που δέχεται το στοιχείο στην εμπρός του όψη, τύπου n, παράγουν ζεύγη φορέων (ελεύθερα ηλεκτρόνια και οπές). Ένα μέρος από τους φορείς αυτούς διαχωρίζεται με την επίδραση του ενσωματωμένου πεδίου της διόδου και εκτρέπεται προς τα εμπρός (τα ελεύθερα ηλεκτρόνια, e-) ή προς τα πίσω (οι οπές), δημιουργώντας μια διαφορά δυναμικού ανάμεσα στις δυο όψεις του στοιχείου. Οι υπόλοιποι φορείς επανασυνδέονται και δεν υφίστανται σαν ελεύθεροι φορείς. Επίσης ένα μέρος της ακτινοβολίας ανακλάται στην επιφάνεια του στοιχείου, ενώ ένα άλλος μέρος της διέρχεται από το στοιχείο χωρίς να απορροφηθεί, μέχρι να συναντήσει το πίσω ηλεκτρόδιο.



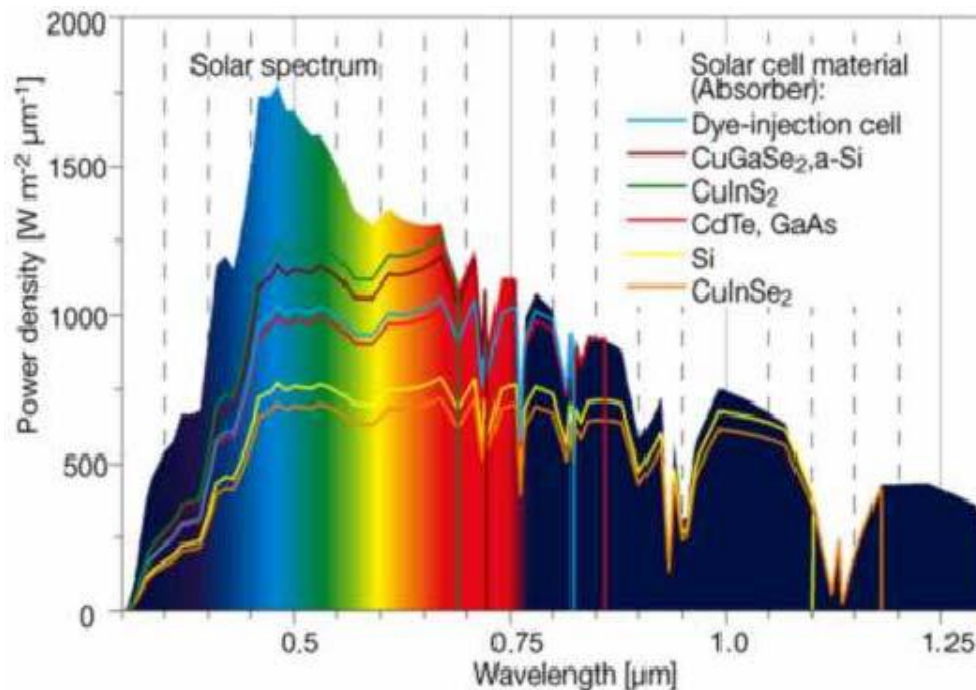
**Σχήμα 2.19:** Αρχή λειτουργίας – χαρακτηριστικά φωτοβολταϊκού στοιχείου

Έτσι, τα ελεύθερα ηλεκτρόνια εκτρέπονται προς το τμήμα τύπου n και οι οπές εκτρέπονται προς το τμήμα τύπου p, με αποτέλεσμα να δημιουργηθεί μια διαφορά δυναμικού ανάμεσα στους ακροδέκτες των δύο τμημάτων της διόδου. Δηλαδή, η διάταξη αποτελεί μία πηγή ηλεκτρικού ρεύματος που διατηρείται όσο διαρκεί η πρόσπτωση του ηλιακού φωτός πάνω στην επιφάνεια του στοιχείου. Η εκδήλωση της διαφοράς δυναμικού ανάμεσα στις δύο όψεις του φωτιζόμενου δίσκου, η οποία αντιστοιχεί σε ορθή πόλωση της διόδου, ονομάζεται φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Η αποδοτική λειτουργία των ηλιακών φωτοβολταϊκών στοιχείων

παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται στην πρακτική εκμετάλλευση του παραπάνω φαινομένου. (Χατζηθασυλειάδης Ι., 2007. - Baptiste P.J., Ducroux R., 2008.)

### 2.3.4. Περιορισμοί στην απόδοση

Η αδυναμία εκμετάλλευσης του συνόλου της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας έγκειται στο γεγονός, ότι κάθε ημιαγωγό υλικό αντιδρά σε διαφορετικά μήκη κύματος της ακτινοβολίας. Κάποια υλικά αντιδρούν σε ευρύτερα φάσματα ακτινοβολίας από κάποια άλλα. Έτσι ανάλογα με το υλικό το οποίο χρησιμοποιούμε μπορούμε να εκμεταλλευτούμε μόνο εκείνο το φάσμα της ακτινοβολίας το οποίο αντιδρά με το συγκεκριμένο υλικό. Το ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται σε σχέση με την προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια συμβολίζει τον συντελεστή απόδοσης του υλικού. Οι δύο βασικοί παράγοντες για την απόδοση ενός φωτοβολταϊκού υλικού είναι, το ενεργειακό χάσμα του υλικού και ο συντελεστής μετατροπής.



Σχήμα 2.20: Φάσμα ακτινοβολίας ανάλογα με το υλικό του φωτοβολταϊκού κυττάρου

### 2.3.5. Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα φωτοβολταϊκών

Τα πλεονεκτήματα των φωτοβολταϊκών είναι τα εξής (Ντούμας Θ.,2009):

- Παράγουν «δωρεάν» ηλεκτρική ενέργεια από τον ήλιο.
- Δεν έχουν κινούμενα μέρη και λειτουργούν αθόρυβα.

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

- Όχι μόνο δεν ρυπαίνουν το περιβάλλον με αέρια ή άλλα κατάλοιπα, αλλά αποτρέπουν κατά μέσο όρο την έκλυση 1,5 tn CO<sub>2</sub> κατ' έτος, όσο δηλαδή θα απορροφούσαν περίπου δύο στρέμματα δάσους.
- Μπορούν να λειτουργήσουν αυτόνομα και αξιόπιστα, χωρίς την παρουσία χειριστή.
- Μπορούν να εγκατασταθούν και να λειτουργήσουν σε απομονωμένες περιοχές.
- Δεν καταναλώνουν κάποιο είδος καυσίμου.
- Μπορούν να λειτουργήσουν παράλληλα με άλλα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Λειτουργούν χωρίς προβλήματα κάτω από όλες τις καιρικές συνθήκες.
- Χρειάζονται ελάχιστη συντήρηση.
- Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής (που μπορεί να φτάσει τα 30 έτη).
- Είναι λειτουργικά, καθώς προσφέρουν επεκτασιμότητα ανάλογα με τις ανάγκες σε φορτίο και δυνατότητα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας (σε δίκτυο ή συσσωρευτές).
- Δεν ελέγχονται από κανένα (ή καμία εταιρεία) και αποτελούν ανεξάντλητο εγχώριο ενεργειακό πόρο που δίνει ανεξαρτησία, προβλεψιμότητα και ασφάλεια στην ενεργειακή τροφοδοσία.
- Βοηθούν στην ορθολογική χρήση και εξοικονόμηση ενέργειας, κάνοντας τον καταναλωτή που διαθέτει φωτοβολταϊκά πιο προσεκτικό και ενήμερο στον τρόπο που καταναλώνει την ενέργεια, αλλά και στα στοιχεία που αφορούν την παραγόμενη και καταναλισκόμενη ενέργεια.
- Βοηθούν στην αποκέντρωση της ενέργειας σε μικρές τοπικές μονάδες οι οποίες δεν έχουν τις μεγάλες ενεργειακές απώλειες τις οποίες αντιμετωπίζει το κυρίως ηλεκτρικό δίκτυο (~12% στην Ελλάδα). Η εφαρμογή τους σε νησιά με αδύναμα δίκτυα είναι ιδιαίτερα σημαντική.
- Βοηθούν στην αποφυγή black-out, εφ' όσον η μέγιστη παραγωγή γίνεται καλοκαίρι και μεσημέρι, ώρες δηλαδή που έχουμε τις ημερήσιες αιχμές ζώνης, βοηθώντας στην εξομάλυνση των αιχμών φορτίου (μέχρι και 20%) και τη μείωση του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής από την ΔΕΗ, δεδομένου ότι η κάλυψη των αιχμών είναι ιδιαίτερα δαπανηρή.
- Δίνουν κύρος στον χρήστη τους (τουλάχιστον στις προηγμένες χώρες) και βελτιώνουν το «πρόσωπο» των επιχειρήσεων οι οποίες τα χρησιμοποιούν. Στις πιο ανεπτυγμένες αγορές η εγκατάσταση Φ/Β αποτελεί πλέον τον κανόνα σε κάθε νέα κτιριακή εφαρμογή.
- Δημιουργούν σήμερα περισσότερες θέσεις εργασίας ανά MW ή /και ανά επενδυμένο € από οποιαδήποτε άλλη ενεργειακή τεχνολογία. Η εγχώρια παραγωγή Φ/Β συνεπάγεται εκατοντάδες θέσεις εργασίας.
- Αποτελούν μέσο εισόδου ξένων επενδύσεων στην Ελλάδα.

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

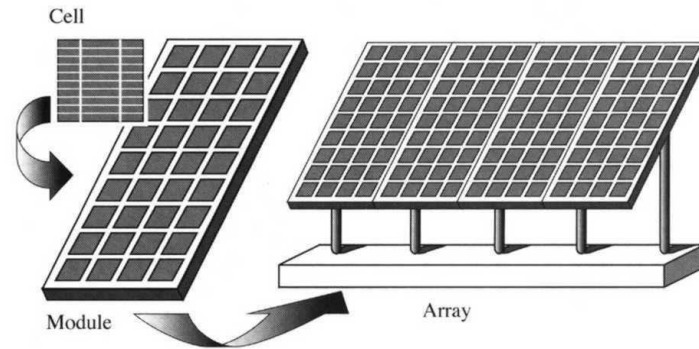
- Συμβάλουν στην Περιφερειακή Ανάπτυξη και την τοπική απασχόληση, λόγω του αποκεντρωμένου χαρακτήρα τους.

Αντίστοιχα τα μειονεκτήματα των Φ/β είναι τα ακόλουθα:

- Έχουν ακόμα υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης
- Απαιτούν σχετικά μεγάλες επιφάνειες εγκατάστασης.
- Έχουν ακόμη σχετικά μικρό βαθμό απόδοσης.

### 2.3.6. Το φωτοβολταϊκό σύστημα

Η διαρκής έκθεση του συλλέκτη στην ηλιακή ακτινοβολία έχει τελικά σαν αποτέλεσμα την παραγωγή συνεχούς ηλεκτρικού ρεύματος το οποίο στη συνέχεια μπορεί να μετατραπεί σε εναλλασσόμενο με τη χρήση ειδικών μετατροπέων. Η ενέργεια όμως που παράγεται από ένα συλλέκτη είναι περιορισμένη. Προκειμένου να παραχθεί σημαντική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας, πολλά φωτοβολταϊκά στοιχεία μαζί συνδέονται μεταξύ τους ηλεκτρονικά, σχηματίζοντας ένα φωτοβολταϊκό πάνελ. (Κ.Α.Π.Ε., 2001). Τα τελευταία χρόνια υπάρχει έντονο ενδιαφέρον και σημαντική πρόοδος της τεχνολογίας κατασκευής τους. Αν και υπάρχουν διάφορα ημιαγώγιμα υλικά, αυτό που χρησιμοποιείται περισσότερο στην παγκόσμια παραγωγή φωτοβολταϊκών πλαισίων είναι το πυρίτιο. Σημαντικό ρόλο γι' αυτό έπαιξε η αφθονία του στην φύση, η ευκολία κατεργασίας του και η υφιστάμενη τεχνογνωσία. Τα φωτοβολταϊκά κύτταρα πυριτίου χωρίζονται σε δύο κύριες κατηγορίες, τα κρυσταλλικά και τα μη κρυσταλλικά. Σήμερα σύμφωνα με στοιχεία, τα κρυσταλλικά αποτελούν την πρώτη ύλη για το 80% περίπου της αγοράς. Για λόγους μηχανικής αντοχής και ευχρηστίας, τα στοιχεία αυτά έχουν ενσωματωμένα στο περίγραμμα τους μεταλλικά ελάσματα ανωδιωμένου αλουμινίου και για λόγους προστασίας, είναι αεροστεγώς και υδατοστεγώς κλεισμένα μέσα σε ειδικό τζάμι και ειδικά μονωτικά πλαστικά. Η συνολική ηλεκτρική ισχύς μιας γεννήτριας είναι ίση με το άθροισμα της ισχύος των φωτοβολταϊκών στοιχείων που την αποτελούν. Πολλές φωτοβολταϊκές γεννήτριες συνδεδεμένες παράλληλα μεταξύ τους σχηματίζουν μια φωτοβολταϊκή συστοιχία.

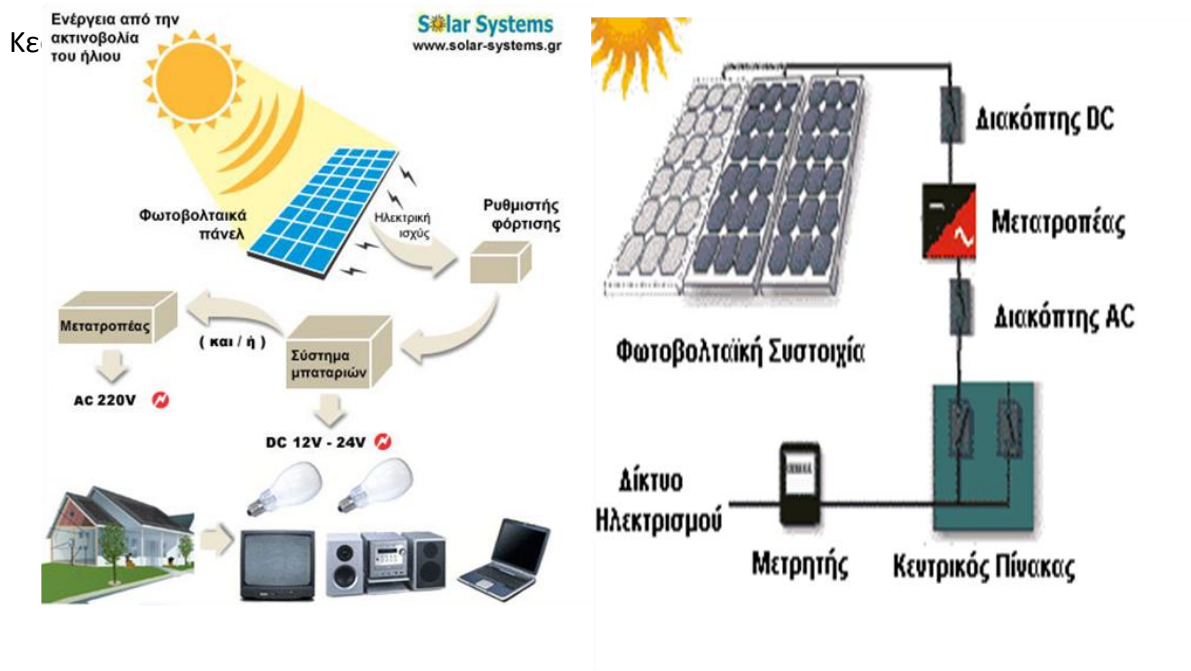


**Σχήμα 2.21:** Βασική σύνθεση μιας φωτοβολταϊκής συστοιχίας

Υπάρχει η δυνατότητα τα πάνελ να τοποθετηθούν πάνω σε στρεφόμενα στηρίγματα που ακολουθούν την τροχιά του ήλιου (ηλιοστάτες) ώστε να αυξηθεί η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία και συνεπακόλουθα η παραγωγή ενέργειας. Σχετικά με τον προσανατολισμό τους, στις περισσότερες εφαρμογές επιλέγεται να είναι από νοτιοανατολικός μέχρι και νοτιοδυτικός ενώ η κλίση τις επιφάνειες, συνήθως, επιλέγεται να είναι ίση με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής εγκατάστασης, έτσι ώστε η ακτινοβολία να πέφτει κάθετα το μεσημέρι του Μαρτίου και του Σεπτεμβρίου (Ζερβός, 2008). Ιδιαίτερη προσοχή δίνεται στην απόσταση των φωτοβολταϊκών πλαισίων, προκειμένου να περιορίζεται η σκίαση τους στις πρώτες πρωινές ώρες ή στις τελευταίες απογευματινές. Ο κύριος διαχωρισμός των φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι σε αυτόνομα και διασυνδεδεμένα (σχήμα 2.22):

Τα *αυτόνομα* φωτοβολταϊκά συστήματα βρίσκονται συνήθως σε απομακρυσμένες περιοχές και το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας καταναλώνεται εξ' ολοκλήρου από τον χρήστη. Ως εκ τούτου, υπάρχει η απαίτηση εγκατάστασης μιας διάταξης αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας. Κατά κανόνα, τα συστήματα αυτά χρησιμοποιούνται στην ηλεκτροδότηση συσκευών χαμηλής ισχύος, σε απόμερα μέρη και εξοχικές κατοικίες. Ένα τυπικό αυτόνομο φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελείται από τα εξής υποσυστήματα:

- Τις φωτοβολταϊκές γεννήτριες, οι οποίες μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρικό ρεύμα συνεχούς τάσης.
- Τη διάταξη αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας, που συνήθως είναι κάποια μπαταρία.
- Τον ηλεκτρικό ρυθμιστή φόρτισης, ο οποίος προστατεύει τις μπαταρίες από έντονη φόρτιση και από έντονη εκφόρτιση.
- Τον αντιστροφέα, ο οποίος μετατρέπει τη συνεχή τάση του παραγόμενου ρεύματος σε εναλλασσόμενη, που απαιτεί η πλειονότητα των φορτίων.



**Σχήμα 2.22:** Διαγράμματα αυτόνομου και διασυνδεδεμένου φωτοβολταϊκού συστήματος

Διασυνδεδεμένα (Σπύρου Ι., 2009) λέγονται τα φωτοβολταϊκά συστήματα που έχουν άμεση σύνδεση στο ηλεκτρικό δίκτυο ώστε να διοχετεύεται σε αυτό η παραγόμενη ενέργεια. Δεν απαιτείται κάποια διάταξη αποθήκευσης της ενέργειας με αποτέλεσμα να μειώνεται τόσο το κόστος κατασκευής όσο και το κόστος λειτουργίας τους. Συνοπτικά, η παραγόμενη ποσότητα ενέργειας από την φωτοβολταϊκή συστοιχία, μεταφέρεται στον μετατροπέα (inverter), στον οποίο μετατρέπεται το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο σύμφωνα με τις προδιαγραφές της ΔΕΗ (τάση 230V-συχνότητα 50Hz). Στην συνέχεια η ισχύς συγκεντρώνεται στον κεντρικό πίνακα, από τον οποίο διοχετεύεται στο ηλεκτρικό δίκτυο, διαμέσου του μετρητή της ΔΕΗ, ο οποίος προσμετρά την ποσότητα της διερχόμενης ενέργειας ([www.engaia.gr](http://www.engaia.gr)).

Επίσης, τα φωτοβολταϊκά συστήματα χωρίζονται σε τρεις μεγάλες κατηγορίες, αναλόγως του μεγέθους τους: α) στα φωτοβολταϊκά μικρής ισχύος (1mW- 100W) που χρησιμοποιούνται σε συσκευές όπως οι υπολογιστές τσέπης, τα παρκόμετρα ή οι απομακρυσμένοι λαμπτήρες φωτισμού, β) στα φωτοβολταϊκά μέσης ισχύος (100W- 200kW) που χρησιμοποιούνται για αυτόνομες ή απομονωμένες κατοικίες ή ηλεκτρικές εγκαταστάσεις ή και σε εγκαταστάσεις διασυνδεδεμένες με το δίκτυο, και γ) στα φωτοβολταϊκά μεγάλης ισχύος (>200kW) που συνήθως λειτουργούν σαν σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε τοπικό επίπεδο και είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο. ([www.eunice-group.com](http://www.eunice-group.com))





Σχήμα 2.23: Παραδείγματα εφαρμογών

### 2.3.7. Παραγωγή ενέργειας

Η παραγόμενη (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) ηλεκτρική ενέργεια ενός φωτοβολταϊκού συστήματος υπολογίζεται από τη σχέση (Κτενίδης Γ., 2008):

$$E_{PV} = G_T \cdot S_K \cdot a \quad (7)$$

Όπου,  $G_T$ , η (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) ολική προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο γωνίας και προσανατολισμού ίσο με αυτό που έχουν εγκατασταθεί τα φωτοβολταϊκά πλαίσια

$S_K = NS$ , η συνολική ενεργός επιφάνεια πλαισίων (N ο αριθμός των πλαισίων, S ενεργός επιφάνεια κάθε πλαισίου)

$a$ , η συνολική απόδοση της εγκατάστασης

Η απόδοση της εγκατάστασης επηρεάζεται από παράγοντες όπως:

- Την ονομαστική απόδοση της φωτοβολταϊκής γεννήτριας,  $\eta_{mod}$   
Η τιμή της δίνεται από τον κατασκευαστή, μετρούμενη υπό πρότυπες συνθήκες
- Τον βαθμό απόδοσης των αντιστροφών,  $\eta_{inv}$  με τυπική τιμή ίση με 0.95
- Τις απώλειες των καλωδίων,  $a_{cab}$  με τυπική τιμή ίση με 0.01
- Τις απώλειες λόγω σκίασης,  $a_{sh}$  με τυπική τιμή ίση με 0.01
- Τον συντελεστή καθαρότητας του πλαισίου,  $\sigma_p$  με τυπική τιμή ίση με 0.95
- Τον θερμοκρασιακό συντελεστή,  $\sigma_\theta$

Αν  $T_c$  η μέση (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) θερμοκρασία του στοιχείου, μπορούμε να θεωρήσουμε ότι μεταβάλλεται γραμμικά με τη μέση (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) θερμοκρασία περιβάλλοντος  $T_a$ , σύμφωνα με τη σχέση:

$$T_c = T_a + h_w G_T \quad (8)$$

όπου  $h_w$  ο χαρακτηριστικός συντελεστής φωτοβολταϊκών πλαισίων με τυπική τιμή  $0,03 \text{ m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{W}$

Ο θερμοκρασιακός συντελεστής υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sigma_\theta = 1 - 0,005(T_c - 25) \quad (9)$$

Τελικά, η συνολική απόδοση της εγκατάστασης δίνεται από την σχέση:

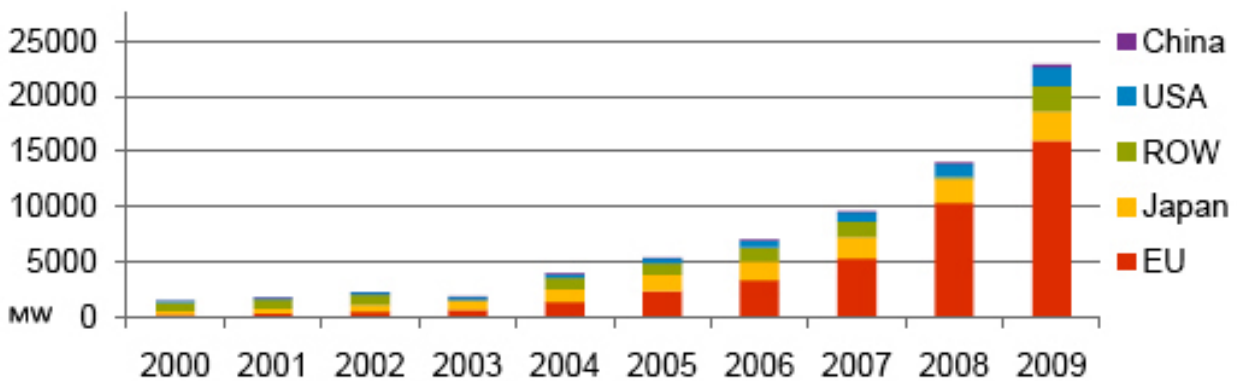
$$\alpha = n_{\text{mod}} \cdot n_{\text{inv}} \cdot (1 - a_{\text{cab}}) \cdot (1 - a_{\text{sh}}) \cdot \sigma_\rho \cdot \sigma_\theta \quad (10)$$

### 2.3.8. Η παγκόσμια αγορά

Η αγορά των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) στον κόσμο σημειώνει χαρακτηριστική αύξηση τα τελευταία χρόνια, κυρίως λόγω της σταδιακής μείωσης του αρχικά υψηλού κόστους (το κόστος των φωτοβολταϊκών παρουσιάζει σταθερή πτώση από 5% έως 8% ανά έτος και εκτιμάται ότι θα συνεχίσει να πέφτει), καθώς και λόγω των κινήτρων που προσφέρονται σε εθνικό επίπεδο στις διάφορες χώρες. Ενδεικτικά, το 1988 είχαν εγκατασταθεί Φ/Β συνολικής ισχύος 33 MWp και στο τέλος του 2009 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς έφτασε περίπου τα 24000 MWp. Η τιμή αυτή έχει επιτευχθεί κυρίως λόγω της υψηλής ανάπτυξης των Φ/Β σε τρεις χώρες, Γερμανία, Ισπανία και Ιαπωνία, στις οποίες αντιστοιχεί το 76% της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος. Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι η Γερμανία, στην οποία αντιστοιχεί το μεγαλύτερο ποσοστό της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος, δεν έχει καλύτερο ηλιακό δυναμικό από την Ελλάδα.

Εφόσον το κόστος των Φ/Β συνεχίζει να μειώνεται και δεδομένων των περιβαλλοντικών επιπτώσεων των συμβατικών μεθόδων παραγωγής ηλεκτρισμού, η αγορά των Φ/Β αναμένεται να αναπτυχθεί με τον ίδιο ή και μεγαλύτερο βαθμό στο μέλλον. Αυτό εντάσσεται και στην πολιτική των διεθνών φορέων και οργανισμών, με αποτέλεσμα η υποστήριξη, τα κίνητρα και οι επενδύσεις σε αυτή την τεχνολογία να είναι σημαντικές. Η δυνατότητα των Φ/Β να εγκαθίστανται σε διάφορα σημεία (σκεπές, πολυκατοικίες, οικόπεδα κλπ), χωρίς ιδιαίτερους περιορισμούς και χωρίς σημαντική οπτική όχληση, δημιουργεί, εν δυνάμει, ανεξάντλητα περιθώρια ανάπτυξης αυτής της τεχνολογίας.





Σχήμα 2.24: Παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών 2000-2009, Πηγή: Eunice energy group

Τα κίνητρα που δίνονται από τις χώρες και εφαρμόζονται μέσω της νομοθεσίας είναι αντίστοιχα με αυτά της αιολικής ενέργειας. Η διαφορά είναι ότι συνήθως για τον ηλεκτρισμό που παράγεται από Φ/Β, οι τιμές πώλησης και οι επιδοτήσεις, είναι υψηλότερες, κυρίως λόγω της υψηλού αρχικού κόστους μίας επένδυσης. (Eunice energy group)

### 2.3.9. Η κατάσταση στην Ελλάδα

Εξετάζοντας την Ελληνική αγορά και την ανάπτυξη των Φ/Β, μπορεί να διαπιστωθεί το καθεστώς που διέπει εν γένει τον κλάδο των ΑΠΕ στη χώρα μας. Επιγραμματικά, η ανάπτυξη τους υπήρξε μηδαμινή (2.2 MWp το 2003) τουλάχιστον μέχρι το 2006, όπου οι εγκαταστάσεις Φ/Β περιορίζονταν σε αυτές της ΔΕΗ σε νησιά (Κύθνος, Αντικύθηρα κλπ) και σε εγκαταστάσεις ιδιωτών σε απομακρυσμένες κατοικίες. Μια τέτοια ανάπτυξη ήταν σαφώς απογοητευτική, δεδομένου του εξαιρετικού ηλιακού δυναμικού της χώρας μας. Οι κύριοι λόγοι για την μικρή αυτή ανάπτυξη ήταν τα συνήθη γραφειοκρατικά προβλήματα, η ελλιπής ενημέρωση των μικροεπενδυτών, τα μηδαμινά κίνητρα τα οποία καθιστούσαν ασύμφορη μια επένδυση σε Φ/Β και ο μονοπωλιακός χαρακτήρας του ενεργειακού τομέα μέχρι το 2001.

Το 2006, με το νόμο 3468/2006, δημιουργήθηκε ένα σαφέστερο νομοθετικό πλαίσιο σε σχέση με τις ΑΠΕ και κατά συνέπεια και με τα Φ/Β. Ταυτόχρονα με τις ευνοϊκές τιμολογιακές ρυθμίσεις και επιχορηγήσεις για τους ενδιαφερόμενους επενδυτές σε μικρομεσαία κλίμακα, θεσμοθετήθηκε ένα πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Σταθμών (ΑΦΣ) με σκοπό την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών σταθμών αμιγώς για παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Ο νόμος αυτός σε συνδυασμό με επιδοτήσεις που είχαν αναγγελθεί για το κόστος της επένδυσης, κίνησαν το ενδιαφέρον πολλών μικροεπενδυτών με αποτέλεσμα ο αριθμός των αιτήσεων για άδειες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να ξεπερνάει κατά πολύ (2489 MWp) το στόχο του προγράμματος ΑΦΣ. Αυτό το γεγονός είχε ως αποτέλεσμα το Υπουργείο Ανάπτυξης να

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

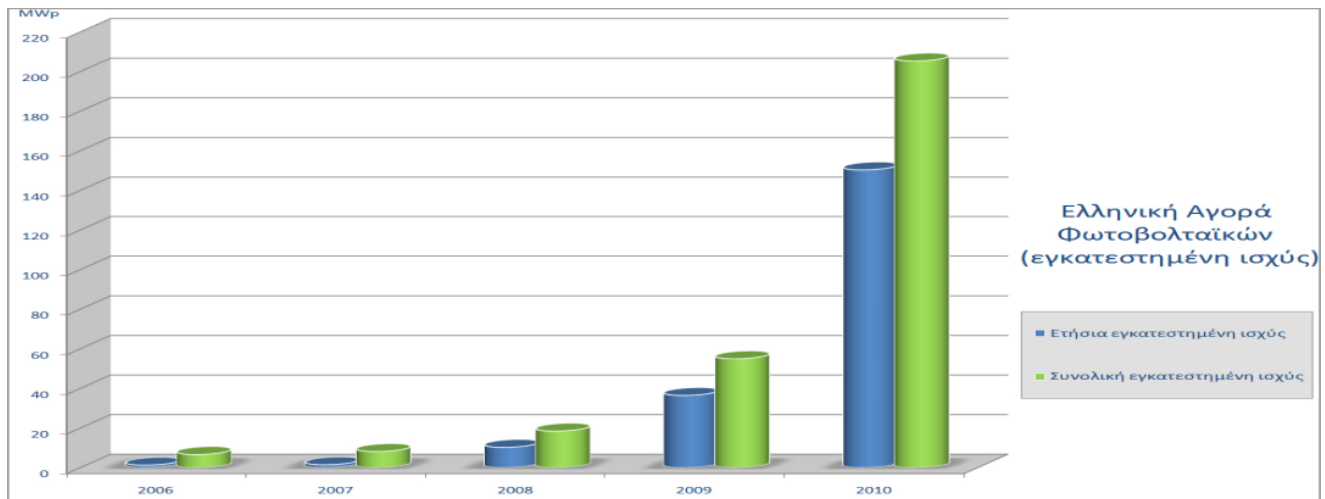
αναστείλει την αδειοδοτική διαδικασία στα τέλη του 2007. Συγκεκριμένα, μέχρι το τέλος του 2007 η εγκατεστημένη ισχύς είχε φτάσει μόλις τα 8.2 MW με ετήσιες αυξήσεις της τάξης των 1-1.5 MW. Από το 2008 αρχικά και ακόμα περισσότερο μετά τα μέσα του 2009 με την ψήφιση του νόμου 3851/2010, ο οποίος εισήγαγε σημαντική αύξηση του ορίου ισχύος των Φ/Β πάρκων που απαλλάσσονται από την ανάγκη λήψης άδειας παραγωγής και από την ανάγκη λήψης έγκρισης περιβαλλοντικών όρων, η αύξηση στο ενδιαφέρον για τα φωτοβολταϊκά και αντίστοιχα η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ήταν κατακόρυφη. Μέχρι το τέλος του 2010 οι αιτήσεις για άδεια παραγωγής ή εξαίρεση από άδεια για Φ/Β αντιστοιχούσαν σε ισχύ ίση με 9437MW. Συνολικά, στο τέλος του 2010 η εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ήταν 205,4 MW ενώ η ετήσια αύξηση άγγιξε το 274%.

Παρ' ότι η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος πρόκειται να συνεχιστεί με αντίστοιχους ρυθμούς τουλάχιστον μέχρι το 2015, πρέπει να τονιστεί ότι η εθνικά ορισμένη, επιδιωκόμενη ισχύς από τα Φ/Β είναι ίση με 2200 MW μέχρι το 2020, οπότε γίνεται κατανοητό ότι ουσιαστικά, ένα μικρό ποσοστό των σημερινών ή και μελλοντικών αιτήσεων θα υλοποιηθεί. Είναι επομένως αυτονόητο ότι απαιτείται περαιτέρω σχεδιασμός τόσο από την πλευρά της πολιτείας όσον αφορά την καθοδήγηση για νέες αιτήσεις και την κατανομή των αιτήσεων που θα υλοποιηθούν, όσο και από την πλευρά των επενδυτών για το αν ένα έργο μπορεί να είναι βιώσιμο μετά την υλοποίησή του. (*Eunice energy group*)

Παράδειγμα νέου έργου είναι η κατασκευή φωτοβολταϊκού πάρκου συνολικής ισχύος 2 MW<sub>p</sub> και έκτασης 65.000 m<sup>2</sup>, στον οικισμό «Πυλωροί» Γρεβενών. Η Φ/Β εγκατάσταση αναμένεται να παράγει 2.900.000 kWh/έτος ήτοι όσο θα κατανάλωναν ετησίως περίπου 645 νοικοκυριά, εξοικονομώντας έτσι 2.180 τόνους CO<sub>2</sub> κάθε χρόνο. ([www.energypress.gr](http://www.energypress.gr))

Επιπλέον, διαγωνισμός έχει προκηρυχθεί από τη ΔΕΗ για κατασκευή φωτοβολταϊκού πάρκου ισχύος 50MW<sub>p</sub> (5<sup>ο</sup> σε μέγεθος παγκοσμίως) στην περιοχή της Μεγαλόπολης με σκοπό να τεθεί σε λειτουργία το Μάρτη του 2012. Θα παράγει 65GWh το χρόνο, ικανές να καλύπτουν το 42% των ενεργειακών αναγκών του νομού Αρκαδίας και θα καλύπτει έκταση 2.000 στρεμμάτων.

Τέλος, τον Ιανουάριο του 2011 ανακοινώθηκε η κατασκευή στην Κοζάνη του μεγαλύτερου φωτοβολταϊκού πάρκου παγκοσμίως, μεγέθους 200 MW<sub>p</sub> και έκτασης πάνω από 5.000 στρεμμάτων. Το έργο έχει προϋπολογισμό περίπου 600 εκατομμύρια €. Η παραγόμενη ενέργεια υπολογίζεται σε 260GWh ετησίως και θα καλύπτει τις ανάγκες 55.000 νοικοκυριών, ενώ θα μειώσει κατά 300.000 τόνους τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Επιπλέον, στην ίδια περιοχή θα λειτουργήσει παράλληλα και εργοστάσιο παραγωγής φωτοβολταϊκών συστημάτων. Το όλο έργο βρίσκεται στη φάση της Πρόσκλησης Υποβολής Προτάσεων και έχουν ήδη εκφράσει ενδιαφέρον 21 εταιρίες.



Σχήμα 2.25: Ελληνική αγορά φωτοβολταϊκών

## 2.4. Υβριδικά Συστήματα

### 2.4.1. Γενικά

Όπως προαναφέρθηκε, το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό της χώρας παραμένει σε μεγάλο βαθμό ανεκμετάλλευτο, παρά το γεγονός ότι η τεχνολογία είναι ώριμη και εκτενώς εφαρμοσμένη στον υπόλοιπο κόσμο. Πέρα των εμποδίων της γραφειοκρατίας, των αδειοδοτήσεων, της νομοθεσίας και των υπολοίπων που αναφέρθηκαν προηγουμένως, μείζον πρόβλημα στην εκτεταμένη εκμετάλλευση των συγκεκριμένων μορφών ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά δημιουργούν η στοχαστικότητα του ανέμου και κατ' επέκταση η διακύμανση της παραγόμενης ενέργειας των ανεμογεννητριών, καθώς επίσης και ο περιορισμός της παραγωγής των φωτοβολταϊκών συστημάτων συγκεκριμένες ώρες τη διάρκεια της ημέρας (Ζερβός, 2008).

Κύριο χαρακτηριστικό της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι προκειμένου να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες απαιτεί επενδύσεις υψηλού κόστους. Έτσι λοιπόν, και προκειμένου να αποφευχθεί η αποθήκευση της ενέργειας, απαραίτητο είναι για ένα ηλεκτρικό σύστημα να εξισορροπεί την προσφερόμενη (παραγωγή) με τη ζητούμενη (κατανάλωση) ενέργεια. Εξαιτίας, όμως, της στοχαστικότητας που τα διακρίνει, τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα αδυνατούν να ικανοποιήσουν αυτή την απαίτηση.

Το πρόβλημα είναι ακόμα πιο έντονο σε μικρά αυτόνομα συστήματα, όπως πολλά ελληνικά νησιά, όπου η ζήτηση παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις. Η έλλειψη τοπικής βιομηχανίας που να καταναλώνει σημαντική ενέργεια τη νύχτα, καθώς και η κατακόρυφη αύξηση της ζήτησης

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω του τουρισμού και της εκτεταμένης χρήσης κλιματιστικών συσκευών, προκαλούν έντονες ανομοιομορφίες στο προφίλ της ζήτησης (Ζερβός, 2008).

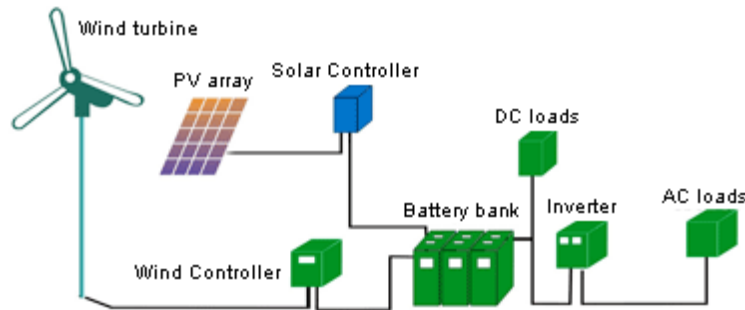
Προκειμένου, λοιπόν, να ξεπεραστούν τα προβλήματα της ανομοιομορφίας της ζήτησης κατά τη διάρκεια της ημέρας και του έτους αλλά και της στοχαστικότητας στην παραγωγή ενέργειας των αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων, απαιτείται ο συνδυασμός τεχνολογιών και η χρήση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Μόνο έτσι μπορεί να επιτευχθεί η οικονομική βιωσιμότητά τους ως επενδύσεις σε μη διασυνδεδεμένα νησιά και να αυξηθεί η διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της χώρας.

Ο συνδυασμός, λοιπόν, διαφόρων τεχνολογιών, συμβατικών και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ονομάζεται υβριδικό σύστημα. Προς τα εκεί έχει στραφεί το ενδιαφέρον τα τελευταία χρόνια τόσο των επιστημόνων όσο και των επενδυτών, αφού καταφέρνει να συνδυάσει αξιόπιστη κάλυψη της ζήτησης με ταυτόχρονη αύξηση της συμμετοχής των φιλικών προς το περιβάλλον τεχνολογιών.

Οι συνδυασμοί που συνθέτουν τα διάφορα υβριδικά συστήματα είναι ποικίλοι. Ευρύτατα διαδεδομένο είναι το σύστημα που αποτελείται από αιολικό πάρκο συνδυασμένο με συμβατικές μηχανές εσωτερικής καύσης diesel. Σε τέτοια συστήματα οι αιολικές μηχανές λειτουργούν ως εφεδρεία και η χρήση τους αποσκοπεί στην εξοικονόμηση καυσίμου και στη μείωση της ρύπανσης που προκαλείται, αλλά όχι στην μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των μηχανών diesel. Το παραπάνω σύστημα μπορεί να βρει μεγάλη εφαρμογή στα ελληνικά νησιά, σε πολλά από τα οποία υπάρχουν εγκατεστημένες μηχανές diesel για την κάλυψη της ζήτησης. Συνεπώς, η εγκατάσταση Α/Γ ή/και Φ/Β θα οδηγήσει σ' ένα ποσοστό στην απεξάρτηση του νησιού από την αγορά καυσίμου.

Ακόμα, υπάρχουν τύποι υβριδικών συστημάτων που συνδυάζουν μόνο τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Σχήμα 2.26). Παραδείγματα τέτοιων εφαρμογών είναι ο συνδυασμός Α/Γ με Φ/Β με ή χωρίς σύστημα αποθήκευσης, Α/Γ και Φ/Β με αφαλάτωση, ενώ η παράλληλη χρήση υδροηλεκτρικών μπορεί να αυξήσει την αξιοπιστία του συστήματος, λόγω της προβλέψιμης λειτουργίας και της γρήγορης απόκρισης τους. (Σπύρου Ι., 2009)

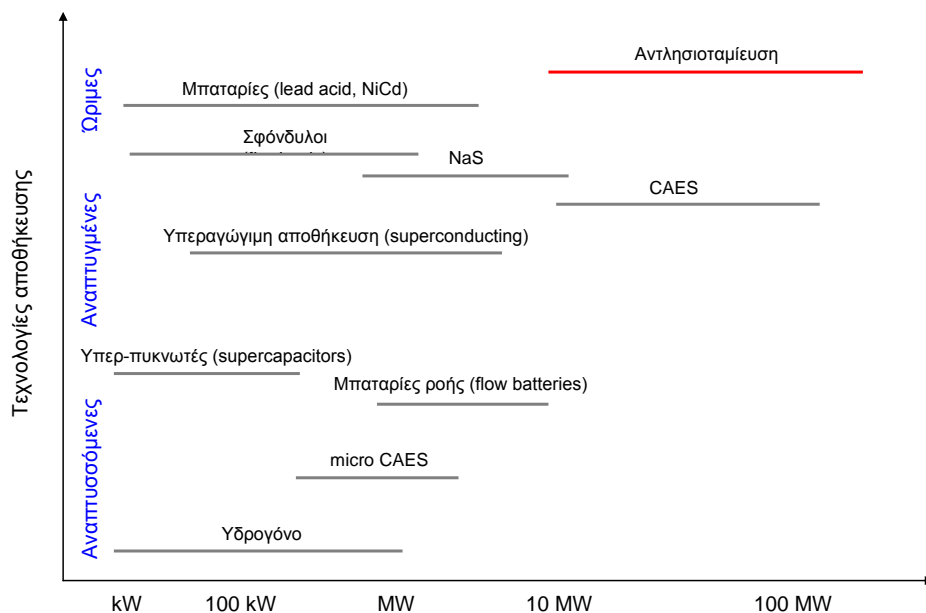
## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας



**Σχήμα 2.26:** Υβριδικό σύστημα με Α/Γ , Φ/Β και μπαταρίες, Πηγή: <http://grapsas.blogspot.com/2008/01/3.html>

Η χρήση κάποιου συστήματος αποθήκευσης ενέργειας είτε σε απλά είτε σε υβριδικά αυτόνομα συστήματα, κρίνεται απαραίτητη για τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος. Οι Α/Γ και τα Φ/Β δεν είναι σε θέση να καλύψουν τη ζήτηση κάθε στιγμής κατά τη διάρκεια του έτους, και η χρήση τέτοιων συστημάτων επιτρέπει την γρήγορη κάλυψη ενδεχόμενης απώλειας των τεχνολογιών εκμετάλλευσης ΑΠΕ, πριν το σύστημα οδηγηθεί σε αδυναμία κάλυψης φορτίων (black-out).

Στη σημερινή εποχή, η αντλησιοταμίευση θεωρείται η μοναδική ώριμη εμπορική τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας (>100 MW) (*Electricity Storage Association*) (σχήμα 2.27) και για αυτό θα εστιάσουμε μόνο σε αυτή τη μέθοδο, αφού άλλωστε είναι και αυτή που χρησιμοποιείται στον υβριδικό σταθμό που μελετάται στη συγκεκριμένη εργασία.



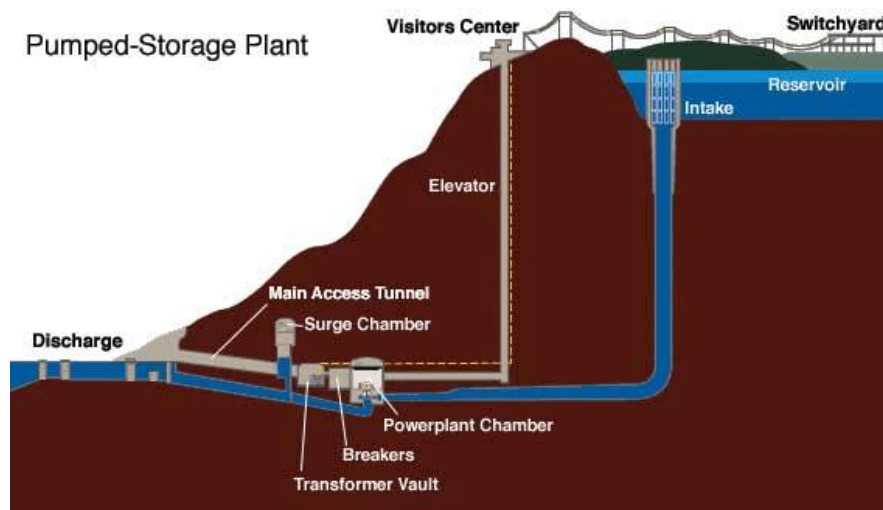
**Σχήμα 2.27:** Μέγεθος και τεχνολογική ωριμότητα των διαφόρων μεθόδων αποθήκευσης

### 2.4.2. Περιγραφή του συστήματος αντλησιοταμίευσης

Όπως αναφέρθηκε, η αντλησιοταμίευση αποτελεί τη βέλτιστη λύση για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας, όταν αυτές παράγονται με κάποιο τρόπο (για παράδειγμα από αιολικά ή φωτοβολταϊκά πάρκα) σε χρονική στιγμή κατά την οποία δεν μπορούν ή δε συμφέρει να απορροφηθούν. Έτσι λοιπόν, η αποθηκευμένη αυτή ενέργεια δύναται να χρησιμοποιηθεί οποιαδήποτε στιγμή ο διαχειριστής του δικτύου το θεωρήσει σκόπιμο, όπως για παράδειγμα για να καλύψουν τις αιχμές της ζήτησης.

Ένα τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης (Σχήμα 2.28) αποτελείται από τα παρακάτω μέρη (Κάραλης Γ., 2008):

- Μία αντλία ή ένα σύστημα αντλιών
- Έναν υδροστρόβιλο ή ένα σύστημα υδροστρόβιλων
- Δύο δεξαμενές νερού, οι οποίες βρίσκονται σε ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την άντληση νερού από την κάτω δεξαμενή προς την άνω.
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την προσαγωγή νερού από την άνω δεξαμενή προς την κάτω μέσω του υδροστρόβιλου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Μια ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια σε κοινή άτρακτο με την αντλία και τον υδροστρόβιλο.



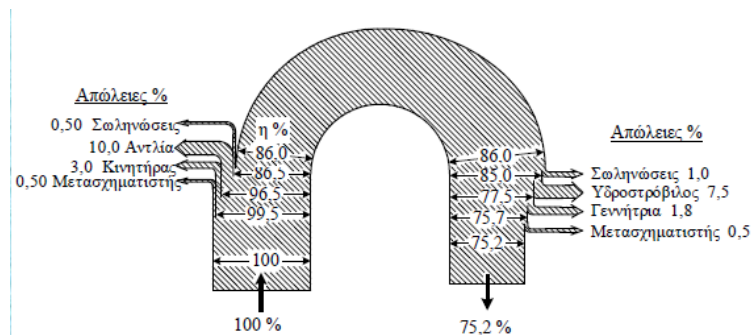
**Σχήμα 2.28:** Διάγραμμα εγκατάστασης αντλησιοταμίευσης με αναστρέψιμο, Πηγή: Tennessee Valley Authority

Η φιλοσοφία λειτουργίας του συστήματος αντλησιοταμίευσης είναι απλή. Η παραγόμενη ενέργεια (για παράδειγμα από ένα αιολικό ή/και ένα φωτοβολταϊκό πάρκο) τροφοδοτεί τις αντλίες οι οποίες ανυψώνουν το εργαζόμενο μέσο (νερό) διά των σωληνώσεων ανόδου από την κάτω δεξαμενή στην άνω. Με αυτό τον τρόπο η παραγόμενη ενέργεια αποθηκεύεται στον

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

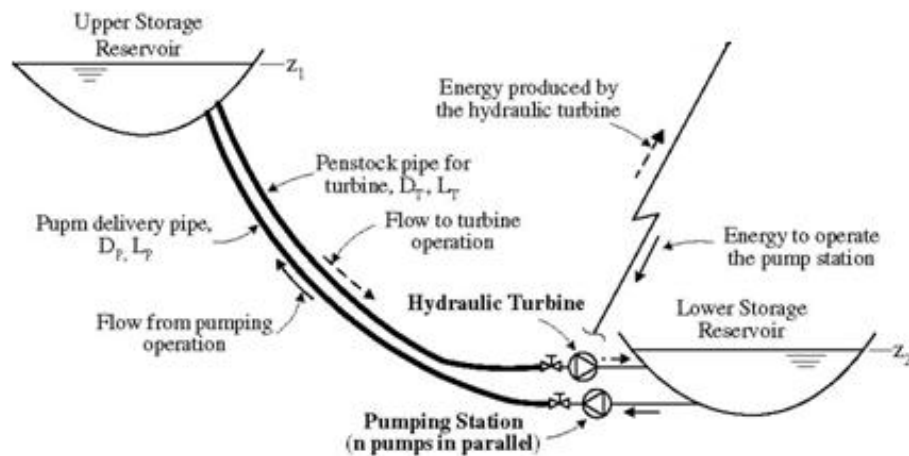
άνω ταμειυτήρα με τη μορφή δυναμικής ενέργειας. Τη χρονική στιγμή που υπάρχει ανάγκη για ενέργεια, το νερό από την πάνω δεξαμενή οδεύει μέσω των σωληνώσεων καθόδου προς την κάτω δεξαμενή και διερχόμενο από τους υδροστροβίλους παράγει την επιθυμητή ενέργεια. Περισσότερες λεπτομέρειες για τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος παρατίθενται σε επόμενο κεφάλαιο.

Φυσικά η διαδικασία αυτή της μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας πρώτα σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια ξανά σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλου) συνοδεύεται από απώλειες. Οι συνολικές απώλειες σε έναν κύκλο άντλησης-παραγωγής ενέργειας φθάνουν στο 23% περίπου για εγκαταστάσεις μεγάλου μεγέθους (Παπαντώνης Δ., 2004). Όπως είναι αναμενόμενο, οι συνολικές απώλειες είναι αναλογικά μεγαλύτερες όσο το μέγεθος των μηχανών γίνεται μικρότερο. Μια τυπική τιμή των απωλειών είναι το 30%.



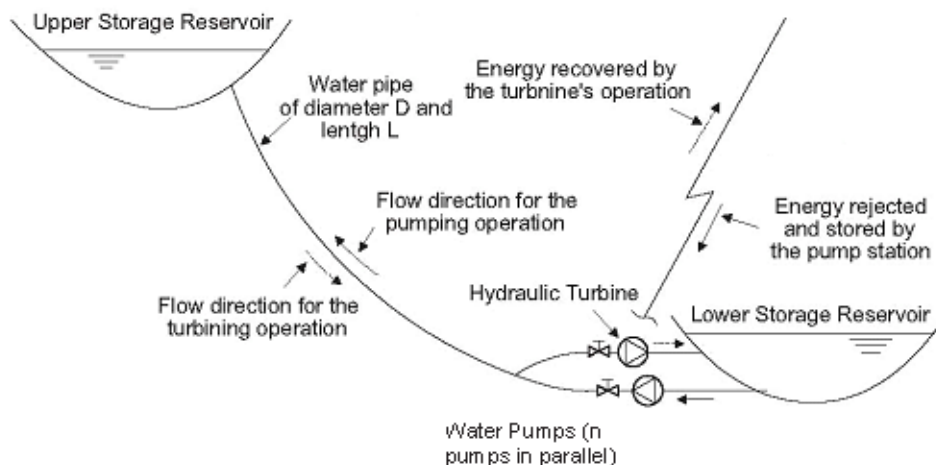
Σχήμα 2.29: Διάγραμμα απωλειών, Πηγή: Παπαντώνης Δ., 2009

Σε ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης διακρίνουμε δύο βασικές σχεδιαστικές εκδοχές, αυτής της μονής σωλήνωσης και αυτής της διπλής, στην οποία υπάρχει ξεχωριστή, ανεξάρτητη σωλήνωση για την άντληση και την υδροστροβλική παραγωγή.



Σχήμα 2.30: Τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης με διπλή σωλήνωση

Η περίπτωση της μονής σωλήνωσης εμφανίζει ασφαλώς το πλεονέκτημα της πιο οικονομικής λύσης, δεδομένου ότι μειώνονται τα έξοδα της εγκατάστασης. Ωστόσο, θέτει περιορισμό ως προς τη λειτουργία, δεδομένου ότι δεν επιτρέπει την ταυτόχρονη λειτουργία του στρόβιλου με τις αντλίες. Για το λόγο αυτό, απαιτείται να καθοριστεί αν έχει προτεραιότητα λειτουργίας ο στρόβιλος ή οι αντλίες. Με αυτό τον τρόπο βέβαια χάνονται μεγάλα ποσά ενέργειας για άντληση κατά τη διάρκεια λειτουργίας του στρόβιλου, πράγμα που φυσικά δε συμβαίνει στην περίπτωση της διπλής σωλήνωσης.



Σχήμα 2.31: Τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης με μονή σωλήνωση

Βέβαια, υπάρχει και μια δεύτερη κατηγορία συστήματος αντλησιοταμίευσης, το λεγόμενο αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό σύστημα. Η εγκατάσταση αυτή περιλαμβάνει μια αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή που λειτουργεί είτε ως αντλία είτε ως στρόβιλος και μονή σωλήνωση αντί για διπλή.

Συγκριτικά, η πρώτη λύση υπερτερεί στο ότι κάθε μηχανή επιλέγεται έτσι ώστε να λειτουργεί στο κανονικό της σημείο λειτουργίας αλλά μειονεκτεί στο αυξημένο κόστος ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού σε σχέση με τη δεύτερη λύση του αναστρέψιμου συστήματος (Παπαντώνης Δ., 2004). Επίσης, όταν η διαθέσιμη υδραυλική πτώση είναι σημαντική, ο υδροστρόβιλος δεν μπορεί να λειτουργήσει ως αντλία, και είναι απαραίτητη η εγκατάσταση ανεξάρτητης αντλίας που θα εξασφαλίζει τη λειτουργία της αποταμίευσης. (Σπύρου Ι., 2009)

#### 2.4.3. Πλεονεκτήματα από τη λειτουργία υβριδικού συστήματος με ΑΠΕ

Σύμφωνα με τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η εφαρμογή αιολικού (και κατ' επέκταση φωτοβολταϊκού) πάρκου παράλληλα με σύστημα αντλησιοταμίευσης παρουσιάζει πληθώρα πλεονεκτημάτων. Ενδεικτικά αναφέρουμε τα ακόλουθα:



## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

- Μια τέτοια εφαρμογή συμβάλλει στην αξιοποίηση του αιολικού (και φωτοβολταϊκού) δυναμικού και τη μείωση της λειτουργίας των συμβατικών πετρελαϊκών μονάδων. Οι έντονες διακυμάνσεις της αιολικής ενέργειας αντιμετωπίζονται με την ύπαρξη του αποθηκευτικού συστήματος και ως εκ τούτου επιτυγχάνεται καλύτερη διαχείριση και διεύθυνση της αιολικής ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα. Παράλληλα, η αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος αυξάνεται με την ένταξη του υδροστροβίλου, που αποτελεί μία ελεγχόμενη μονάδα παραγωγής ενέργειας με δυνατότητα άμεσης απόκρισης.
- Δεδομένου ότι η τιμή των καυσίμων αυξάνεται συνεχώς, η λειτουργία τέτοιων συστημάτων καθίσταται ανταγωνιστική.
- Η αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των εκπομπών του CO<sub>2</sub>. Αυτό σημαίνει μείωση του κόστους για τη ΔΕΗ και τους ιδιώτες παραγωγούς, το οποίο προφανώς καταλήγει στον καταναλωτή.
- Αυξάνεται πάρα πολύ η εγχώρια παραγωγή και μειώνεται η εξάρτηση από εισαγωγές καυσίμων (όπως είναι το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο, ο λιθάνθρακας κτλ).
- Υπάρχουν σημαντικά κοινωνικά οφέλη, αφού το έργο συμβάλει στην περιφερειακή ανάπτυξη και στη δημιουργία απασχόλησης.
- Το υβριδικό αυτό υδροηλεκτρικό σύστημα μπορεί να συνδυαστεί με μονάδες αφαλάτωσης που θα χρησιμοποιούν μέρος της παραγόμενης ενέργειας για την παραγωγή πόσιμου νερού. Έτσι εξασφαλίζεται η διαθεσιμότητα του νερού, όχι μόνο για ενεργειακή χρήση, αλλά και για ύδρευση-άρδευση.

Μοναδικό μειονέκτημα ενός τέτοιου υβριδικού υδροηλεκτρικού συστήματος είναι το κόστος κατασκευής του. Το κόστος ανά MW ενός υδροηλεκτρικού κυμαίνεται στα 2-3 εκατομμύρια ευρώ έναντι 1,3 εκατομμυρίων ευρώ για μια μονάδα λιθάνθρακα και 700.000 ευρώ για μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου (φυσικό αέριο). Αν και ακριβό στην κατασκευή του, είναι ωστόσο πολύ πιο φθινό στη λειτουργία του συγκριτικά με τις συμβατικές μονάδες, δεδομένης της συνεχούς αύξησης των τιμών των καυσίμων (*Προδρομίδης Π., 2008*).

### **2.4.4. Σημερινή κατάσταση και προοπτικές στην Ελλάδα και τον κόσμο**

#### *Απλή αντλησιοταμίευση*

Οι πρώτες μονάδες αντλησιοταμίευσης κατασκευάστηκαν στην Ιταλία και στην Ελβετία στις αρχές του 1890 και μετά από αρκετά χρόνια (1929) στις ΗΠΑ. Μετά το 1933, αναστρέψιμες μηχανές έκαναν την εμφάνισή τους παγκοσμίως. Σήμερα υπάρχουν πάνω από 300 μονάδες αντλησιοταμίευσης εγκατεστημένες σε όλο τον κόσμο με συνολική ισχύ μεγαλύτερη από 95 GW, καλύπτοντας περίπου το 3% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής. Η Ιαπωνία είναι πρωτοπόρος στην εγκατεστημένη ισχύ αντλησιοταμιευτήρων με 25 GW ισχύ άντλησης, ενώ

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

αμέσως μετά ακολουθούν οι ΗΠΑ με 22 GW (και κάλυψη 2,5% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας) και η Ισπανία με 5,3 GW (Καψάλη Μ.Σ., 2010).

Ακολουθούν χαρακτηριστικά παραδείγματα υφιστάμενων μονάδων αντλησιοταμίευσης:



**Σχήμα 2.32:** Παραδείγματα υφιστάμενων μονάδων αντλησιοταμίευσης

**Αριστερά:** Σταθμός αντλησιοταμίευσης στην περιοχή La Muela, Zaragoza της Ισπανίας, κατασκευασμένος από την εταιρία Iberdrola, συνολικής ισχύος 635 MW. Αυτή τη στιγμή βρίσκεται υπό κατασκευή επέκταση του έργου κατά 852 MW (La Muela 2) με ημερομηνία λειτουργίας μέσα στο 2012 (Πηγή: [www.hydroworld.com](http://www.hydroworld.com))

**Δεξιά:** Μονάδα αντλησιοταμίευσης συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 260 MW, Salina, Oklahoma, USA, κατασκευασμένη από την εταιρία GRDA (Πηγή: [www.powergenworldwide.com](http://www.powergenworldwide.com))



**Σχήμα 2.33:** Σταθμός αντλησιοταμίευσης στην περιοχή Guangzhou της Κίνας 8 υδροστρόβιλων συνολικής ισχύος 2,4 GW και χωρητικότητας άνω ταμειυτήρα 23.400.000 m<sup>3</sup> (Πηγή: [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com))

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας



**Σχήμα 2.34:** Από τα πλέον πρόσφατα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα στο Goldisthal (Γερμανία, 2002) με Υψομετρική διαφορά 302 m, 4 αναστρέψιμες μονάδες ον. ισχύος:  $4 \times 265 \text{ MW} = 1.060,0 \text{ MW}$  και Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα:  $700.000 \text{ m}^3$  (Πηγή: Παπαντώνης Δ., 2009)

Στην Ελλάδα λειτουργούν 2 αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα (σχήμα 2.35): της Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα (1985) με 3 αναστρέψιμες μονάδες ισχύος  $3 \times 105 = 315 \text{ MW}$  και του Θησαυρού στον ποταμό Νέστο (1998) με 3 αναστρέψιμες μονάδες ισχύος  $3 \times 127 = 381 \text{ MW}$ , διαθέσιμη υδραυλική πτώση  $H = 154 \text{ m}$  και ταμιευτήρα χωρητικότητας  $565 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (Παπαντώνης Δ., 2009).



**Σχήμα 2.35:** Αριστερά: Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στον Σφηκιά. Δεξιά: Η μονάδα αντλησιοταμίευσης στον Θησαυρό

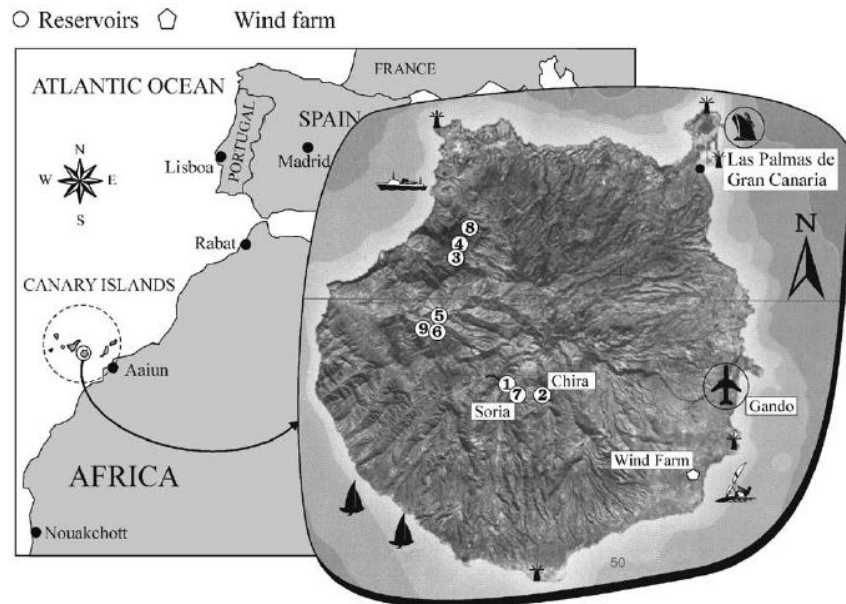
### *Αντλησιοταμίευση για υποστήριξη Α.Π.Ε. στο διασυνδεδεμένο δίκτυο*

Αιτήσεις με σχετικές μελέτες για την αδειοδότηση δύο μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών αντλησιοταμίευσης, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 762 MW, έχουν υποβληθεί από πέρσι στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Πρόκειται για τα υδροηλεκτρικά έργα Ποσειδών Ι εγκατεστημένης ισχύος 380 MW στη θέση Μπαμπαλιό του Δήμου Ινάχου, Ν. Αιτωλοακαρνανίας, εκτιμώμενου προϋπολογισμού 196 εκατ.€ και Ποσειδών ΙΙ, εγκατεστημένης ισχύος 382 MW στη θέση Σαργιάδα του Δήμου Παρακαμπυλίων, Ν. Αιτωλοακαρνανίας, εκτιμώμενου προϋπολογισμού 199 εκατ. €. Η διάρκεια κατασκευής των έργων υπολογίζεται σε πέντε χρόνια. ([www.energypress.gr](http://www.energypress.gr))

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

### Αντλησιοταμίευση σε υβριδικούς σταθμούς

Όσον αφορά τους υβριδικούς σταθμούς που συνδυάζουν την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ με την αντλησιοταμίευση, έχει ήδη ξεκινήσει η εγκατάσταση ενός αντλητικού-υδροηλεκτρικού σταθμού με αιολική ενέργεια σε ένα από τα Κανάρια νησιά (El Hierro) στην Ισπανία (Σχήμα 2.36). Το νησί δεν είναι διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό δίκτυο και έχει έκταση 276 km<sup>2</sup> και πληθυσμό περίπου 8.000 κατοίκους. Η ηλεκτροπαραγωγή μέχρι στιγμής βασίζεται κυρίως σε έναν συμβατικό θερμικό σταθμό που αποτελείται από 9 μηχανές diesel και ένα Α/Π (280 kW). Η διείσδυση των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας μετά την εγκατάσταση της μονάδας αντλησιοταμίευσης αναμένεται 80%. Η μονάδα θα αποτελείται από ένα Α/Π 11,5 MW, ένα υδροηλεκτρικό σταθμό ισχύος 11,3 MW, αντλιοστάσιο 6 MW, άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας 556.000 m<sup>3</sup>, κάτω ταμιευτήρα 150.000 m<sup>3</sup> καθώς και από μια μονάδα αφαλάτωσης για την παραγωγή πόσιμου νερού. Το έργο αναμένεται να ολοκληρωθεί στα μέσα του 2012. (Buena C., Cartab J.A., 2004)



Σχήμα 2.36: Γεωγραφική θέση της νήσου El Hierro

Ακόμα, μελετάται η κατασκευή νέου υβριδικού σταθμού παραγωγής ενέργειας στην Τουρκία. Συγκεκριμένα, ο σταθμός θα χρησιμοποιεί τόσο την αιολική και την ηλιακή ενέργεια, όσο και το φυσικό αέριο, ώστε να παράγει 530 MW ισχύος. Πρόκειται να εγκατασταθεί στο Καραμάν και θα μπορεί να καλύπτει τις ανάγκες 600.000 νοικοκυριών της περιοχής. Σύμφωνα με τις εταιρείες, ο υβριδικός σταθμός θα είναι περισσότερο αποδοτικός σε ποσοστό 70% σε σχέση με τους συμβατικούς. Επίσης, το κόστος των ΑΠΕ που θα λειτουργούν θα είναι μειωμένο συγκριτικά με τα όσα ισχύουν γενικότερα. Η λειτουργία του σταθμού αναμένεται να ξεκινήσει το 2015. ([www.energia.gr](http://www.energia.gr))

Στην Ελλάδα, πρόσφατα η ΡΑΕ προχώρησε στην έκδοση αδειών παραγωγής για πέντε υβριδικούς σταθμούς (αντλητικός-υδροηλεκτρικός σταθμός με αιολική ενέργεια) στα νησιά της Κρήτης και Λέσβου. Συγκεκριμένα, στην Κρήτη η εταιρία EEN Hellas σχεδιάζει την κατασκευή μεγάλου υβριδικού σταθμού στην περιοχή των Μαλίων στις τοποθεσίες Άνω Λίμνη και Κουτρούλα, ισχύος 90 MW και δύο μικρότερων στους Δήμους Φοίνικα Ρεθύμνου Βουκολιών και Καντάνου Χανίων. Επιπλέον, πρόσφατα προκηρύχθηκε διαγωνισμός για κατασκευή υβριδικού σταθμού ισχύος 50 MW στο Φράγμα Ποταμών, κοντά στην περιοχή Αμάρι του νομού Ρεθύμνου. Το κόστος της επένδυσης εκτιμάται ότι θα ξεπεράσει τα 150 εκατομμύρια € και θα περιλαμβάνει αιολικό πάρκο που θα αποτελείται από 27 Α/Γ των 3 MW, το οποίο θα βρίσκεται σε περιοχή της Σητείας Λασιθίου. ([www.amariotes.gr](http://www.amariotes.gr)). Στη Λέσβο, στη φάση προχωρημένης προκαταρκτικής μελέτης βρίσκεται ο υβριδικός σταθμός στο φράγμα της Ερεσού. Το έργο εκτιμάται ότι θα είναι ισχύος 15 MW και θα διαθέτει άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας 700.000 m<sup>3</sup> ([www.sofios.gr](http://www.sofios.gr)).

Εξάλλου, έχει ήδη ξεκινήσει η εγκατάσταση ενός αιολικού-υδροηλεκτρικού σταθμού στην Ικαρία (Σχήμα 2.37), το πρώτο έργο σε τοπικό επίπεδο που συνδυάζει την εκμετάλλευση διαθέσιμων υδάτων με την αξιοποίηση αιολικής παραγωγής. Η μονάδα βρίσκεται υπό κατασκευή και αναμένεται να λειτουργήσει μετά το 2012. Ιδιαιτερότητα του συγκεκριμένου υβριδικού έργου, που το διαφοροποιεί από έναν συνήθη υβριδικό σταθμό, είναι ότι εκτός από τις δύο δεξαμενές που εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής, υφίσταται και ένας τρίτος ταμιευτήρας, στα ανάντη της άνω δεξαμενής αντλησιοταμίευσης, η περίσσεια υδάτων του οποίου εισρέει στην τελευταία μέσω ενός επιπλέον Υ/Σ. Η διαμόρφωση δηλαδή του υβριδικού της Ικαρίας επιτρέπει την αξιοποίηση δύο μορφών ΑΠΕ, της αιολικής, μέσω της αντλησιοταμίευσης, και της υδροηλεκτρικής, μέσω της εκμετάλλευσης των διαθέσιμων υδάτων του ταμιευτήρα. Το σύστημα ηλεκτρικής παραγωγής της Ικαρίας παρουσιάζεται στο Σχήμα. Περιλαμβάνει τον τοπικό σταθμό παραγωγής Αγίου Κήρυκου που καταναλώνει μαζούτ και υφιστάμενα ή αδειοδοτημένα Α/Π, εκτός του υβριδικού, των οποίων η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται σε 1.835 kW. Επίσης λαμβάνονται υπόψη Φ/Β σταθμοί συνολικής ισχύος 1040 kW. Όσον αφορά τον υβριδικό, ο υφιστάμενος σχεδιασμός του περιλαμβάνει το Α/Π Στραβοκουνδούρας, εγκατεστημένης ισχύος 2,7 MW, το αντλιοστάσιο Κάτω Προεσπέρας που αποτελείται από 8 αντλίες σταθερών στροφών των 250 kW (ονομαστική ηλεκτρική ισχύς κινητήρων), δύο δεξαμενές και έναν ταμιευτήρα: Τον ταμιευτήρα Πεζίου, συνολικού όγκου 900.000 m<sup>3</sup> περίπου, η περίσσεια υδάτων του οποίου θα αξιοποιείται, και τις δύο μικρότερου μεγέθους δεξαμενές Προεσπέρας και Κάτω Προεσπέρας, με εκμεταλλεύσιμο όγκο νερών περίπου 80.000 m<sup>3</sup>, που θα εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής. Επίσης περιλαμβάνει τον υδροηλεκτρικό σταθμό Προεσπέρας με έναν υδροστρόβιλο, τύπου Pelton, ισχύος 1,05 MW που θα αξιοποιεί μόνο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα Πεζίου (αφού πρώτα ικανοποιηθούν οι υποχρεώσεις για ύδρευση, οικολογική παροχή και άρδευση) και τον υδροηλεκτρικό σταθμό Κάτω Προεσπέρας, με δύο υδροστρόβιλους, τύπου Pelton, ισχύος 2x1,55 MW, που θα αξιοποιεί τόσο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα Πεζίου, όσο και τα νερά που προέρχονται από αντλησιοταμίευση. Η λειτουργία των δύο υδροηλεκτρικών σταθμών διέπεται και από

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

υποχρεώσεις που τίθενται στην περιβαλλοντική αδειοδότηση του έργου και έχουν σκοπό την εξασφάλιση της αρδευτικής επάρκειας του ταμιευτήρα.

Η κατασκευή του υβριδικού σταθμού έχει ύψος επένδυσης περίπου 23,5 εκατ. € και επιδοτείται με 35% από το Εθνικό Στρατηγικό Πλαίσιο Αναφοράς (ΕΣΠΑ). Με το συγκεκριμένο έργο θα επιτευχθεί διείσδυση ΑΠΕ περίπου 50% στην κατανάλωση της Ικαρίας, ένα αρκετά μεγάλο ποσοστό, δεδομένου ότι σήμερα, λόγω των τεχνικών αδυναμιών των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, η διείσδυση των ΑΠΕ δεν υπερβαίνει το 15 - 20%. (Παπαευθυμίου Σ. κ.ά., 2009). Το έργο έχει σχεδιαστεί με βάση τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού κατά τη χειμερινή και θερινή περίοδο, την εξοικονόμηση φυσικών πόρων, καθώς και το σεβασμό στο ευρύτερο περιβάλλον του νησιού και την ιδιαίτερη γεωμορφολογία του. Αναμένεται να καλύψει το μεγαλύτερο ποσοστό των ενεργειακών αναγκών του, μετατρέποντας την Ικαρία στο πρώτο νησί με τόσο μεγάλο ποσοστό ενεργειακής αυτονομίας. Η επιτυχία του έργου θα αποτελέσει τη βάση για την εφαρμογή αντίστοιχων συστημάτων και σε άλλα νησιά του Αιγαίου.

Πολλές είναι οι μελέτες σε ερευνητικό επίπεδο που ασχολούνται με το ενδεχόμενο ένταξης υβριδικών σταθμών σε ελληνικά νησιά. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η μελέτη για το νησί της Ίου, όπου σχεδιάζεται υβριδικός σταθμός με σκοπό την κάλυψη σημαντικών αναγκών του συστήματος της Παρο-Ναξίας με χρήση αιολικής ενέργειας και αντλιοσταμίας. Οι μελέτες έχουν ξεκινήσει από το 2005. Η πρόταση περιλαμβάνει κατασκευή υδροστροβίλου 8MW, αιολικού πάρκου 8MW, αντλιοστασίου 6,5MW και άνω δεξαμενής χωρητικότητας 120.000 m<sup>3</sup> και χρήση υπάρχουσας δεξαμενής χωρητικότητας 230.000 m<sup>3</sup>. Το συνολικό κόστος επένδυσης εκτιμάται σε περίπου 20 εκατ. €. ([www.aegean-energy.gr](http://www.aegean-energy.gr))

Τέλος, πολλές είναι και οι μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί από τον τομέα Ρευστών των Μηχανολόγων Μηχανικών του Ε.Μ.Π., όπως για παράδειγμα η μελέτη με θέμα το σχεδιασμό αντλιοστασίου συστήματος αντλιοσταμίας συνεργαζόμενου με αιολικό πάρκο (Anagnostopoulos J., Parantonis D., 2007).

Στη συγκεκριμένη εργασία έγινε αριθμητική μελέτη της εύρεσης του βέλτιστου μεγέθους και σχεδιασμού του αντλιοστασίου υβριδικού σταθμού. Μελετήθηκαν διάφοροι σχεδιασμοί αντλιοστασίου, αρχικά αποτελούμενο από πλήθος πανομοιότυπων αντλιών σε παράλληλη διάταξη και στη συνέχεια από αντλία μεταβλητών στροφών. Στόχος ήταν η ελαχιστοποίηση της απορριπτόμενης, λόγω αντλιοστασίου, αιολικής παραγωγής.

Επίσης, έχει πραγματοποιηθεί μελέτη με θέμα την προσομοίωση λειτουργίας και βελτιστοποίηση συστήματος αντλιοσταμίας για την αποθήκευση της απορριπτόμενης ενέργειας από αιολικά πάρκα (Anagnostopoulos J., Parantonis D., 2007). Μέσω αλγόριθμου, ο οποίος χρησιμοποιεί δεδομένα από αιολικά πάρκα εγκατεστημένα στο νησί της Κρήτης, σε συνδυασμό με κατάλληλο λογισμικό βελτιστοποίησης, υπολογίζονται οι βέλτιστες τιμές των

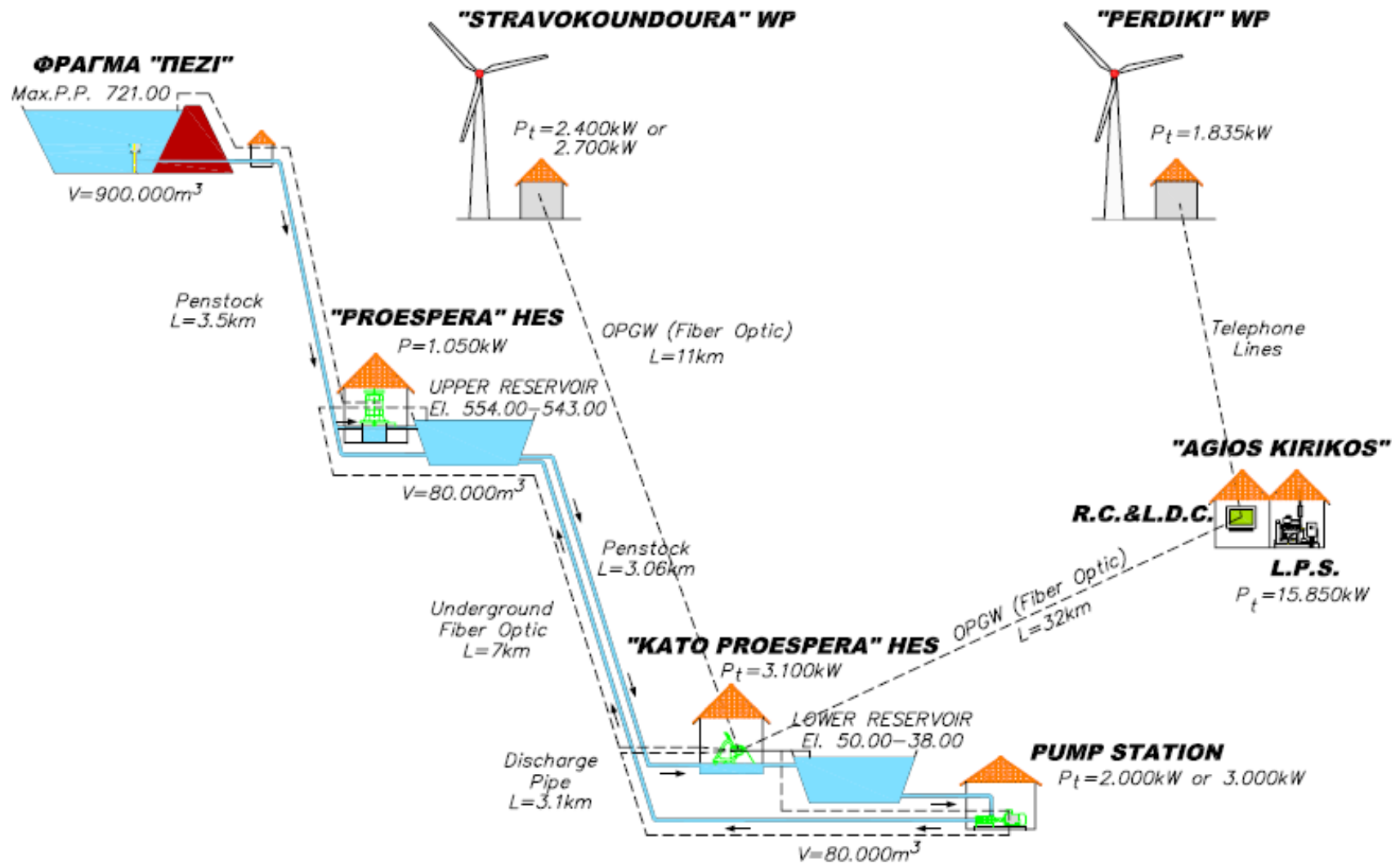
## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

διαφόρων παραμέτρων που αποτελούν το σύστημα (π.χ. ισχύς στροβίλων και αντλιοστασίου, χωρητικότητα ταμειυτήρα κ.α.).

Τέλος, υπάρχουν δύο μελέτες με κεντρικό θέμα τους υβριδικούς με αιολικά σε μη διασυνδεδεμένα νησιά. Η μεν πρώτη (Karsali M. et al., 2010), με τη βοήθεια υπολογιστικού αλγόριθμου ο οποίος χρησιμοποιεί δεδομένα για την απορριπτόμενη αιολική ενέργεια του νησιού της Λέσβου, ερευνά σε βάθος την επίδραση συγκεκριμένων παραμέτρων στην οικονομοτεχνική συμπεριφορά του συστήματος.

Η άλλη (Anagnostopoulos J., Papantonis D., 2008) μελετά τη λειτουργία του συστήματος βάσει συγκεκριμένης πολιτικής διαχείρισης σύμφωνα με την οποία ο σταθμός προσφέρει την εγγυημένη προσυμφωνημένη ισχύ, αλλά μπορεί να παράγει και άλλες ώρες αναλόγως της αποθηκευμένης υδραυλικής ενέργειας. Ο αλγόριθμος χρησιμοποιεί δεδομένα (καμπύλη ισχύος και ανεμολογικές χρονοσειρές) από το νησί της Κρήτης, και υπολογίζει με μεγάλη ακρίβεια το σημείο λειτουργίας και την απόδοση των αντλιών και των υδροστρόβιλων, καθώς επίσης και τις υδραυλικές απώλειες. Τελικά, εξάγει ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα τα οποία χρησιμοποιούνται για τη συνολική αξιολόγηση του έργου.





Σχήμα 2.37: Εσωτερική διαμόρφωση και λοιπές μονάδες παραγωγής του συστήματος της Ικαρίας (Παπαευθυμίου Σ. κ.ά., 2009)



### **3. ΤΟ ΝΗΣΙ ΤΗΣ ΛΕΣΒΟΥ**

#### **3.1. Εισαγωγή**

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται περιγραφή της νήσου Λέσβου, του νησιού δηλαδή για το οποίο γίνεται στη συγκεκριμένη εργασία η μελέτη για την εγκατάσταση υβριδικού σταθμού. Αρχικά δίνονται γενικά στοιχεία του νησιού. Στη συνέχεια γίνεται περιγραφή της ενεργειακής κατάστασης όπου δίνονται λεπτομέρειες για τη ζήτηση του νησιού, το διαθέσιμο δυναμικό του, τις υφιστάμενες μονάδες παραγωγής ενέργειας και τα μελλοντικά σχέδια.

#### **3.2. Γενικά στοιχεία**

Η Λέσβος είναι ελληνικό νησί στο βορειοανατολικό Αιγαίο. Βρίσκεται βόρεια της Χίου και σε πολύ κοντινή απόσταση από τα τουρκικά παράλια και συγκεκριμένα της πόλης του Αϊβαλίου, ενώ βρίσκεται σε απόσταση 188 ναυτικών μιλίων από το λιμάνι του Πειραιά. Είναι το τρίτο σε μέγεθος ελληνικό νησί μετά την Κρήτη και την Εύβοια, με έκταση 1.636 km<sup>2</sup> και ακτογραμμή 370 km. Το νησί έχει πληθυσμό 108.294 κατοίκους. Διοικητικά ανήκει στην Περιφέρεια Βορείου Αιγαίου και στο Νομό Λέσβου.

Πρωτεύουσα του νησιού, καθώς και του ομώνυμου Νομού Λέσβου, είναι η Μυτιλήνη, κτισμένη στο νοτιοανατολικό άκρο του νησιού. Σύγχρονη πόλη, διοικητικό, εμπορικό και πνευματικό κέντρο, με πληθυσμό 27.247 κατοίκων (απογραφή 2001). Είναι έδρα του Νομού και της Περιφέρειας, καθώς και του Υπουργείου Αιγαίου. Σημαντικές κωμοπόλεις του νησιού είναι η Αγία Παρασκευή, η Αγιάσος, η Καλλονή, ο Πολιχνίτος και το Πλωμάρι.

Το ανατολικό και κεντρικό μέρος του νησιού είναι κατάφυτο από ελαιώνες, πεύκα, καστανιές, οξιές και πλατάνια. Το κλίμα της Λέσβου είναι ήπιο, μεσογειακό, με πολλή ηλιοφάνεια όλο τον χρόνο. Η τοπική οικονομία στηρίζεται κυρίως στην αγροτική παραγωγή και συγκεκριμένα στην ελαιοκαλλιέργεια, την παραγωγή εξαιρετικής ποιότητας ελαιολάδου, καθώς και στην κτηνοτροφία και αλιεία. Ο τομέας της ποτοποιίας είναι αναπτυγμένος (πατρίδα του ούζου), ενώ ένα μεγάλο μέρος του πληθυσμού ασχολείται επαγγελματικά με τον τουρισμό. ([www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com))

## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου



Σχήμα 3.1: Το νησί της Λέσβου και η θέση του στο χάρτη της Ελλάδας

### 3.3. Ενεργειακά στοιχεία

#### 3.3.1. Υφιστάμενος Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής (ΑΣΠ) και σχεδιασμός

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Λέσβο καλύπτεται κυρίως από το κεντρικό εργοστάσιο της ΔΕΗ (Σχήμα 3.2) το οποίο βρίσκεται στη βορινή έξοδο της Μυτιλήνης και συγκεκριμένα στην περιοχή 'Έπάνω Σκάλα'. Αποτελείται από έντεκα μονάδες με μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ τα 68260 kW (στοιχεία 2003, πίνακας 3.1). Οι μονάδες είναι εσωτερικής καύσης που για καύσιμο χρησιμοποιούν μαζούτ και ένας αεριοστρόβιλος που χρησιμοποιεί ντίζελ και συνήθως τίθεται σε λειτουργία για την κάλυψη της ζήτησης του φορτίου αιχμής.

Οι θερμικές μονάδες του σταθμού εμφανίζουν μεγάλη κατανάλωση καυσίμου (Σχήμα 3.3) (ιδιαίτερα η λειτουργία του αεριοστρόβιλου προϋποθέτει κατανάλωση μεγαλύτερη από 300 kg/MWh) με αποτέλεσμα το τρέχον σύστημα συμβατικής ηλεκτροδότησης να χαρακτηρίζεται από υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας, το οποίο σύμφωνα με εκτιμήσεις ανέρχεται στα 0,15 €/kWh, ενώ κατά τις ώρες αιχμής μπορεί να υπερβεί τα 0,2 €/kWh.

| ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΑΣΠ/ΣΤΠ | ΜΟΝΑΔΑ                 | ΚΑΥΣΙΜΟ | ΕΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ (1) |          | ΕΤΟΣ ΛΗΞΗΣ ΑΔΕΙΑΣ | Μονάδες που περιλαμβάνονται στην Αδεια (Υ.Α.1085/24.1.2002) |              |              | Μονάδες που δεν περιλαμβάνονται στην Αδεια (Υ.Α.1085/24.1.2002) |            |                   |          | ΙΣΧΥΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (kW) |              |              |
|------------------|------------------------|---------|------------------|----------|-------------------|---|--------------|--------------|---|------------|-------------------|----------|--------------------------------|--------------|--------------|
|                  |                        |         | ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ       | ΠΡΟΒΛΗΤΟ |                   | ΦΟΡΗΤΑ Η/Ζ  |              | ΛΟΙΠΑ Η/Ζ    |   | ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ | ΜΕΓΙΣΤΗ ΑΠΟΔΙΔΟΜΗ |          |                                |              |              |
|                  |                        |         |                  |          |                   | ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ  | ΑΠΟΔΙΔΟΜΗ    | ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ   | ΑΠΟΔΙΔΟΜΗ   |            |                   |          |                                |              |              |
| Α.Σ.Π. ΛΕΣΒΟΥ    | GMΤ Α420 12            | ΜΑΖΟΥΤ  | 1983             | 1999     | 2029              | 4000  | 5850         | 5300         |   |            |                   |          |                                | 5850         | 5300         |
|                  | GMΤ Α420 12            | ΜΑΖΟΥΤ  | 1984             | 1999     | 2029              | 4500  | 5850         | 5300         |   |            |                   |          |                                | 5850         | 5300         |
|                  | GMΤ Α420 12            | ΜΑΖΟΥΤ  | 1984             | 1999     | 2029              | 4500  | 5850         | 5300         |   |            |                   |          |                                | 5850         | 5300         |
|                  | FINCAN-SULZER 18ZAV40S | ΜΑΖΟΥΤ  | 1998             | 1998     | 2028              | 8000  | 10720        | 8000         |   |            |                   |          |                                | 10720        | 8000         |
|                  | FIAT C4212ESS          | ΜΑΖΟΥΤ  | 1975             | 1995     | 2025              | 2500  | 4000         | 3500         |   |            |                   |          |                                | 4000         | 3500         |
|                  | FIAT C4212ESS          | ΜΑΖΟΥΤ  | 1975             | 1995     | 2025              | 2500  | 4000         | 3500         |   |            |                   |          |                                | 4000         | 3500         |
|                  | FIAT C4212ESS          | ΜΑΖΟΥΤ  | 1975             | 1995     | 2025              | 2500  | 4000         | 3500         |   |            |                   |          |                                | 4000         | 3500         |
|                  | CEGIELSKI 9RTAF58      | ΜΑΖΟΥΤ  | 1988             | 1988     | 2018              | 9500  | 11000        | 9500         |   |            |                   |          |                                | 11000        | 9500         |
|                  | WARTSILA 12V46B        | ΜΑΖΟΥΤ  | 2000             | 2000     | 2030              | 10360   | 10360        | 10360        |   |            |                   |          |                                | 10360        | 10360        |
|                  | ABB STAL (Α/Σ) GT35C   | DIESEL  | 1994             | 1994     | 2024              | 14000   | 15500        | 14000        |   |            |                   |          |                                | 15500        | 14000        |
|                  | 1 Η/Ζ                  | ΜΑΖΟΥΤ  | -                | 2004     | 2034              | 10000   |              |              |   |            |                   |          |                                | 0            | 0            |
|                  | <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>          |         |                  |          |                   |   | <b>62360</b> | <b>77130</b> | <b>68260</b>  | <b>0</b>   | <b>0</b>          | <b>0</b> | <b>0</b>                       | <b>77130</b> | <b>68260</b> |

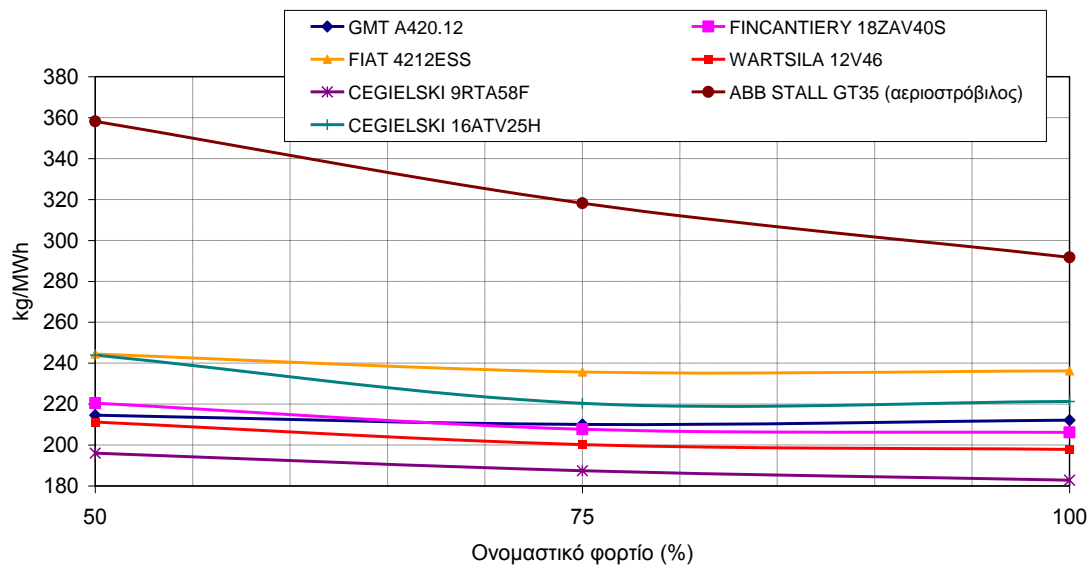
Πίνακας 3.1: Εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής ισχύος

### Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου

Το νησί, στερούμενο κάθε εγχώριας στερεάς πηγής καυσίμων, είναι αναγκαστικά άμεσα εξαρτημένο από εισαγωγές για την κάλυψη των αναγκών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, στις μεταφορές και στη θέρμανση. Όπως προαναφέρθηκε, το εργοστάσιο κατά την κύρια λειτουργία του χρησιμοποιεί μαζούτ περιεκτικότητας σε θείο (S) 3,5%, ποσοστό που είναι ιδιαίτερα υψηλό. Η ψύξη των μηχανών επιτυγχάνεται με χρήση θαλασσινού νερού, το οποίο στη συνέχεια επιστρέφει στη θάλασσα σε θερμοκρασίες κατά 2-3 °C υψηλότερες. Όλα αυτά προφανώς επιβαρύνουν τη γύρω περιοχή. Παρά την ανύψωση των καμινάδων στα 70 m που πραγματοποιήθηκε προκειμένου να μειωθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις λόγω της αέριας ρύπανσης, η δυσανεμία των κατοίκων είναι έντονη, ενώ αντίθετα η στάση τους απέναντι στις ΑΠΕ πολύ θετική.



**Σχήμα 3.2:** Υφιστάμενος σταθμός ηλεκτροπαραγωγής στη Σκάλα Μυτιλήνης



**Σχήμα 3.3:** Ειδική κατανάλωση των θερμικών μηχανών του ΑΣΠ (Πηγή: Καψάλη Μ.Σ., 2010)

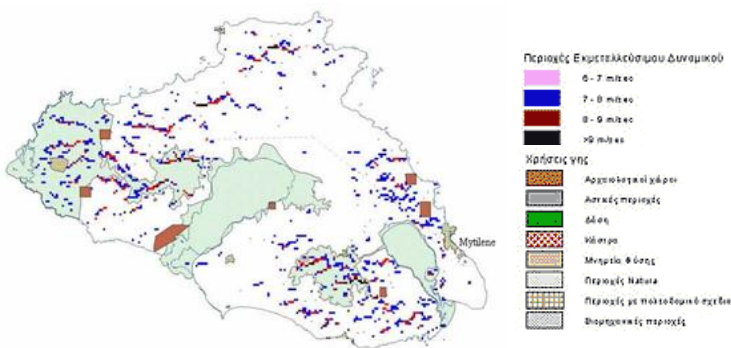
## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου

Λόγω ακριβώς αυτών των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και της δυσαρέσκειας που προκαλούν στους κατοίκους, όπως επίσης και των προβλημάτων ενεργειακής επάρκειας που αντιμετωπίζει το νησί, σχεδιάζεται από τη Δ.Ε.Η. Α.Ε. η κατασκευή νέου σύγχρονου ΑΠΣ συνολικής ισχύος 120MW στη θέση Σαρακήνα του δήμου Μανταμάδο, μακριά από κατοικημένες περιοχές. Έχει εδώ και καιρό δοθεί η θετική γνωμάτευση της ΡΑΕ, έχει αποκτηθεί η απαραίτητη έκταση των 200 περίπου στρεμμάτων στη συγκεκριμένη θέση ενώ έχουν ήδη ξεκινήσει έργα κατασκευής Γραμμών Μεταφοράς και υποδομών που απαιτούνται. Το έργο αναμένεται να ολοκληρωθεί το τέλος του 2012. ([www.euro2day.gr](http://www.euro2day.gr))

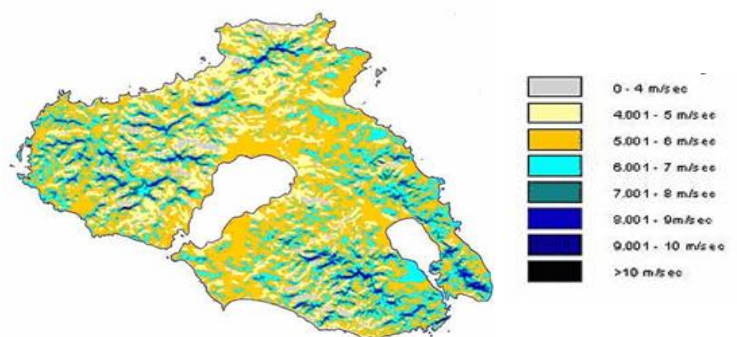
### 3.3.2. Δυναμικό του νησιού και υφιστάμενες ΑΠΕ

Η Λέσβος, όπως όλα τα νησιά του Βορείου Αιγαίου, χαρακτηρίζεται από πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό αλλά και από σημαντικό γεωθερμικό και υδραυλικό δυναμικό και δυναμικό βιομάζας.

Συγκεκριμένα, και όπως φαίνεται από τα παρακάτω σχήματα, το νησί έχει πλούσιο και τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό όπου η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου, σε αρκετές περιπτώσεις, ξεπερνά τα 8 m/sec. Αξίζει να σημειωθεί ότι το δυτικό τμήμα του νησιού, στο οποίο και εμφανίζονται μεγάλες ταχύτητες ανέμου, είναι κατά κύριο λόγο ξηρό και πετρώδες με λίγη βλάστηση και δεν έχει κάποια χρησιμότητα (π.χ. βοσκοτόπια κ.τ.λ.), παράγοντες που συνεισφέρουν σημαντικά στην εγκατάσταση Α/Π.



**Σχήμα 3.5:** Περιοχές με τεχνικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό (Πηγή: ΚΑΠΕ, 2001)

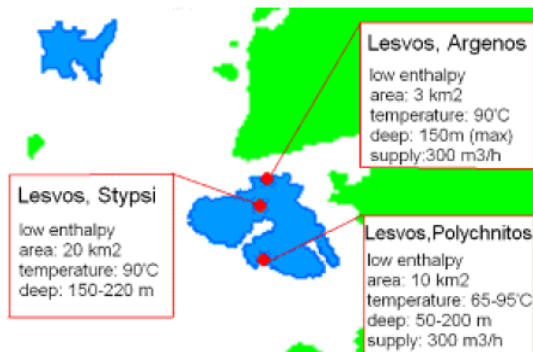


**Σχήμα 3.4:** Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου (Πηγή: ΚΑΠΕ, 2001)

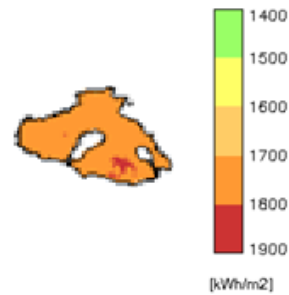
Αντίστοιχα, από το σχήμα 3.7, φαίνεται το έντονο ηλιακό δυναμικό του νησιού, το οποίο γενικά ξεπερνάει τις 1700 kWh/m<sup>2</sup>, ενώ στο σχήμα 3.8 παρουσιάζεται το φωτοβολταϊκό δυναμικό όλης της χώρας, από όπου διαπιστώνεται το συγκριτικά πολύ πλούσιο δυναμικό του νησιού.

### Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου

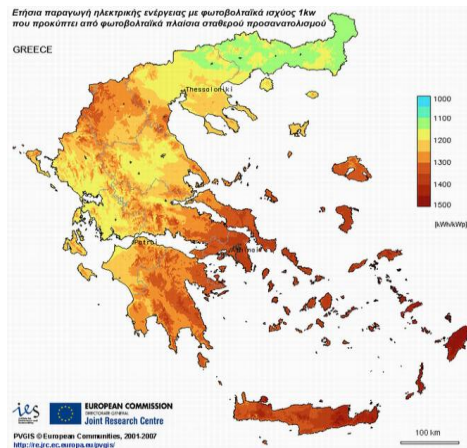
Επίσης, το γεωθερμικό δυναμικό του νησιού θεωρείται πολύ σημαντικό. Ύστερα από μελέτες χρόνων που έχουν διεξαχθεί από διάφορους φορείς, όπως τη ΔΕΗ, την πανεπιστημιακή κοινότητα αλλά και ιδιώτες, έχουν καθοριστεί οι περιοχές ιδιαίτερου ενδιαφέροντος, οι οποίες είναι κυρίως περιοχές με πεδία μέσης και χαμηλής ενθαλπίας (σχήμα 3.6). (Κάραλης Γ., 2009)



**Σχήμα 3.6:** Αξιόλογα γεωθερμικά πεδία Λέσβου (Πηγή: ΙΓΜΕ 2007)



**Σχήμα 3.7:** Ηλιακό δυναμικό του νησιού της Λέσβου (Πηγή: Κάραλης Γ.,



**Σχήμα 3.8:** Χάρτης φωτοβολταϊκού δυναμικού της Ελλάδας

Επιπλέον, η Λέσβος έχει εξαιρετικά πλούσιο υδραυλικό δυναμικό και ως εκ τούτου έχουν γίνει πολλά έργα για την αξιοποίηση αυτών των πηγών νερού. Στον Πίνακα 3.2 παρατίθενται όλα τα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές που υπάρχουν στο νησί. (Καψάλη Μ.Σ., 2010)



### Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου

| Τύπος έργου   | Τοποθεσία       | Χρήση             | Χωρητικότητα (m <sup>3</sup> ) |
|---------------|-----------------|-------------------|--------------------------------|
| Λιμνοδεξαμενή | Κεράμι-Καλλονή  | Αρδευση           | 560.000                        |
| Λιμνοδεξαμενή | Μήθυμνα         | Αρδευση – Υδρευση | 580.000                        |
| Λιμνοδεξαμενή | Αγρύλιά         | Αρδευση – Υδρευση | 350.000                        |
| Λιμνοδεξαμενή | Βασιλικά        | Αρδευση – Υδρευση | 750.000                        |
| Φράγμα        | Σεδούντα-Ανδρος | Αρδευση – Υδρευση | 300.000                        |
| Φράγμα        | Ερεσός          | Αρδευση           | 2.550.000                      |
| Φράγμα        | Τσικνιάς        | Αρδευση – Υδρευση | 12.000.000                     |
| Φράγμα        | Πολιγνίτος      | Αρδευση – Υδρευση | 1.000.000                      |
| Φράγμα        | Σταυρός         | Αρδευση – Υδρευση | 1.500.000                      |

**Πίνακας 3.2:** Υφιστάμενα υδρολογικά έργα στο νησί της Λέσβου, (Πηγή: Υπουργείο Γεωργίας, 2003)

Όπως αποδείχθηκε λοιπόν, το νησί χαρακτηρίζεται από πλούσιο δυναμικό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Όμως, η αξιοποίηση τους είναι πολύ περιορισμένη. Συγκεκριμένα, εκτός των έργων για την αξιοποίηση του υδραυλικού δυναμικού που αναφέρθηκαν προηγουμένως, πιο έντονη είναι η προσπάθεια εκμετάλλευσης του αιολικού δυναμικού. Στα πλαίσια αυτής της προσπάθειας ο δήμος Μυτιλήνης ίδρυσε την αμιγώς δημοτική επιχείρηση 'Αιολική', το 1991. Το 1994 η εταιρία αυτή εγκατέστησε στην περιοχή Κράτηγο σε οικόπεδο του δήμου τρεις Α/Γ (σχήμα 3.10) συνολικής ισχύος 825 kW (2 των 300 kW και 1 των 225 kW) που απέδιδαν περίπου 900.000 kWh/έτος, εξοικονομώντας έτσι περίπου 400 τόνους μαζούτ το χρόνο. Πλέον λειτουργεί μόνο η μία Α/Γ των 225 kW, αφού λόγω κυρίως έλλειψης συντήρησης έχουν καταστραφεί οι υπόλοιπες δύο, χωρίς να υπάρχει πρόβλεψη για άμεση επισκευή τους. Επιπλέον στο νησί υπάρχουν δύο ακόμα αιολικά πάρκα τα οποία ανήκουν σε ιδιώτες. Βρίσκονται στην περιοχή της Σκαμιούδας Άντισσας και η ενέργεια που παράγουν πωλείται στη ΔΕΗ. Το ένα αποτελείται από 7 Α/Γ των 600 kW (σύνολο 4,2 MW) και το άλλο από 8 Α/Γ των 600 kW (σύνολο 4,8 MW). Τέλος, υπάρχει άλλο ένα Α/Π στην περιοχή Σκαλοχώρι Άντισσας, το οποίο ανήκει στη ΔΕΗ. Οι 8 από τις συνολικά 9 Α/Γ των 225 kW βρίσκονται σήμερα σε λειτουργία (σύνολο 1,8 MW). Στον πίνακα συνοψίζονται τα διάφορα στοιχεία για τα εγκατεστημένα Α/Π στο νησί, συνολικής ισχύος 11,025 MW.

| Δήμος           | Αριθμός Α/Γ | Ονομαστική Ισχύς (MW) | Τύπος Α/Γ             | Ιδιοκτήτης                    | Ετος άδειας | Σημερινή κατάσταση     |
|-----------------|-------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------|------------------------|
| Ερεσός-Αντισσας | 8 (9)       | 1,8 (2,025)           | Vestas 27/225         | ΔΕΗ                           | 1989        | Σε λειτουργία οι 8 Α/Γ |
| Μυτιλήνη        | 2           | 0,6                   | HMZ Windmaster 300/25 | Αιολική-Δημοτική Επιχείρηση   | 1994        | Εκτός λειτουργίας      |
| Μυτιλήνη        | 1           | 0,225                 | Micon M70 225/40      | Αιολική-Δημοτική Επιχείρηση   | 1998        | Σε λειτουργία          |
| Ερεσός-Αντισσας | 8           | 4,8                   | Enercon 40/6.40/E2    | Τέρπανδρος Αιολικά Πάρκα Α.Ε. | 2003        | Σε λειτουργία          |
| Ερεσός-Αντισσας | 7           | 4,2                   | Enercon 40/6.40/E2    | Αιολικά Αντισσας Α.Ε.         | 2003        | Σε λειτουργία          |

**Πίνακας 3.3:** Εγκατεστημένα αιολικά πάρκα στη Λέσβο (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ, 2007)

## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου

Κατά τα άλλα, η εκμετάλλευση άλλων μορφών ΑΠΕ γίνεται σε ελάχιστο βαθμό. Η εκμετάλλευση της γεωθερμικής ενέργειας περιορίζεται σε ιαματικά λουτρά και θέρμανση θερμοκηπίων, ενώ εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας γίνεται κυρίως σε επίπεδο κατοικίας για θέρμανση νερού, και από ένα φωτοβολταϊκό πάρκο που κατασκεύασε η 'Αιολική' στη θέση Κουτσουμπάρα Κρατήγου, ισχύος 8,16 kW (102 φωτοβολταϊκά πλαίσια, 80 W το καθένα) με προφανώς ελάχιστη παραγωγή ενέργειας.



**Σχήμα 3.9:** Αιολικό Πάρκο Άντισσας



**Σχήμα 3.10:** Α/Γ στην περιοχή Κράτηγου (2 κατεστραμμένες, 1 σε λειτουργία)

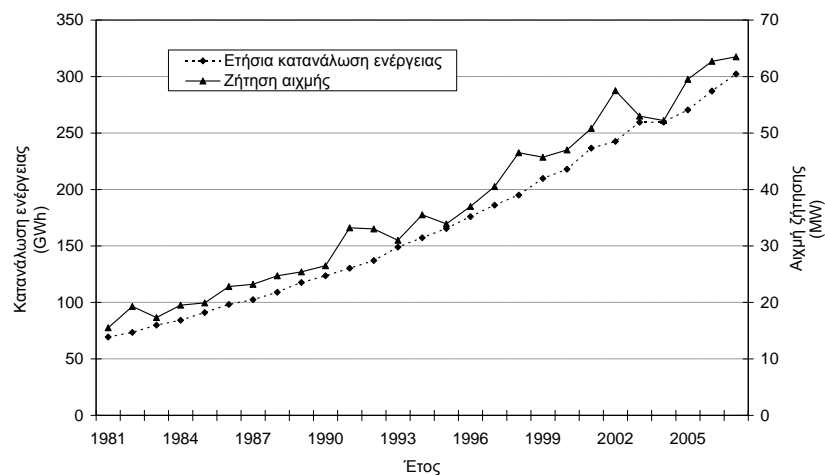
### 3.3.3. Ζήτηση

Το νησί της Λέσβου εντάσσεται στην κατηγορία των μεσαίου μεγέθους νησιών της χώρας μας. Το 2007, η κατανάλωση ενέργειας έφτασε περίπου τις 302 GWh με ζήτηση φορτίου αιχμής τα 63,5 MW. Δεδομένου ότι η κατανάλωση ενέργειας στο νησί την τελευταία εικοσαετία παρουσιάζει μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 5,5%, στα πλαίσια της συγκεκριμένης εργασίας χρησιμοποιείται χρονοσειρά ζήτησης (σχήμα 3.12) για το εγγύς μέλλον, προσαυξημένη δηλαδή κατά την προβλεπόμενη αύξηση, με ζήτηση φορτίου αιχμής τα 80 MW και συνολική κατανάλωση ενέργειας τις 370 GWh. Η καμπύλη ζήτησής της χαρακτηρίζεται από σχετικά

## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου

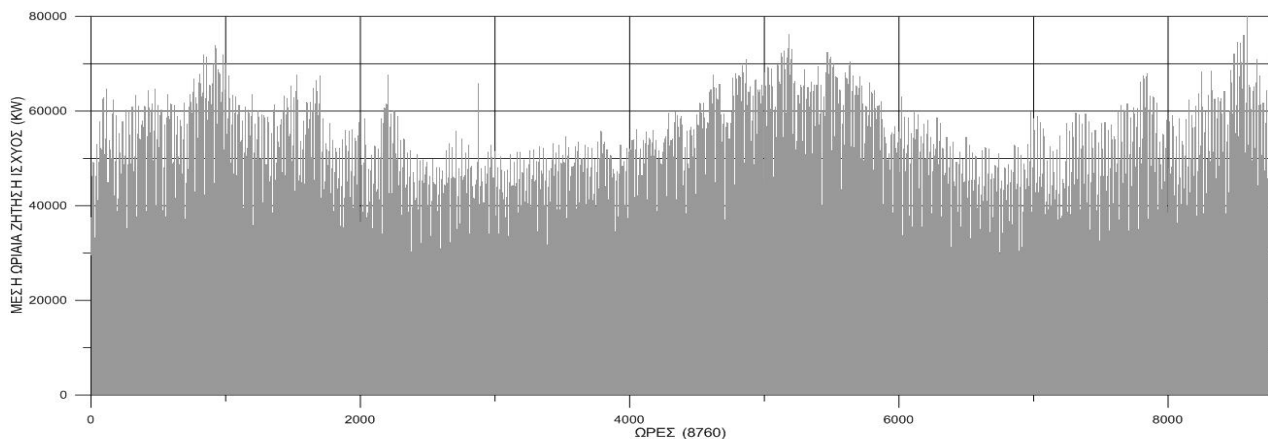
μικρές εποχιακές διακυμάνσεις, με αυξήσεις να παρατηρούνται τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω της έντονης τουριστικής δραστηριότητας καθώς επίσης και τους χειμερινούς, προφανώς εξαιτίας αυξημένης χρήσης συσκευών θέρμανσης.

Λαμβάνοντας υπόψη τη συνεχή αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μαζί με την προβληματική κατάσταση του τοπικού ηλεκτρικού δικτύου και της ανικανότητας των υφιστάμενων θερμικών μονάδων να καλύψουν τη ζήτηση, πολλά black outs παρατηρούνται σε ετήσια βάση, ειδικά κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού.



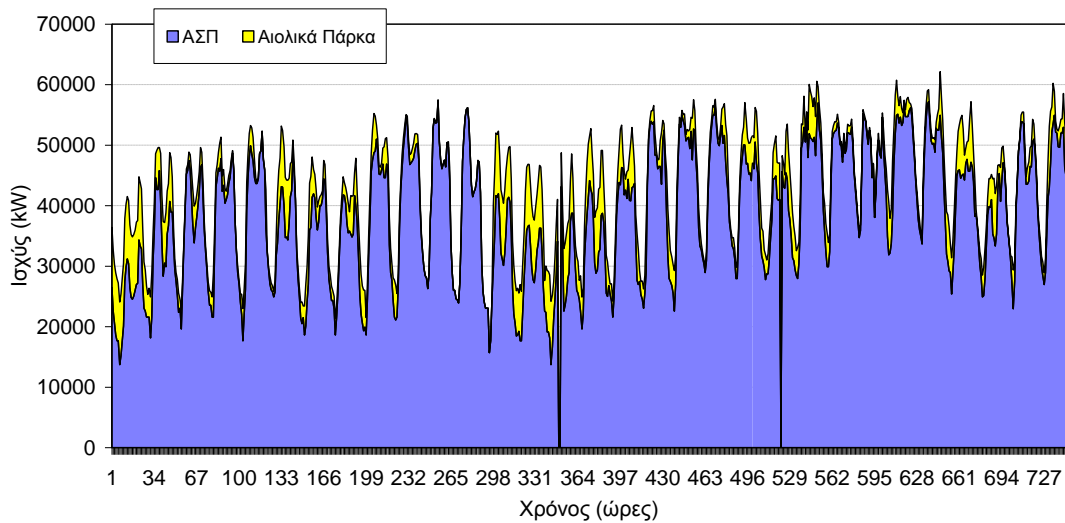
**Σχήμα 3.11:** Ετήσια εξέλιξη ζήτησης αιχμής και κατανάλωσης ενέργειας (Πηγή: Καψάλη Μ.Σ., 2010)

Η ετήσια συνεισφορά των Α/Π στην κάλυψη της ζήτησης φορτίου ανέρχεται σήμερα περίπου στο 13%, με στιγμιαία συμμετοχή μέχρι και 40%. Στο σχήμα 3.13 απεικονίζεται η σύνθεση παραγωγής για την κάλυψη των αναγκών σε ενέργεια από τον θερμικό σταθμό και από τα υφιστάμενα Α/Π ενδεικτικά για τον μήνα Ιούλιο του 2007, όπου η κατανάλωση ενέργειας ήταν 31,6 GWh. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι ένα σημαντικό ποσοστό της ενέργειας από τα Α/Π διοχετεύεται σε ώρες χαμηλής ζήτησης, που ουσιαστικά δεν χρειάζεται, ενώ επιπλέον προκαλεί περαιτέρω μείωση των μονάδων βάσης.



**Σχήμα 3.12:** Ετήσια διακύμανση ζήτησης





**Σχήμα 3.13:** Σύνθεση παραγωγής/ζήτησης ισχύος, Ιούλιος 2007, (Πηγή: Καψάλη Μ.Σ., 2010)

### 3.3.4. Αιτήσεις και μελλοντικός σχεδιασμός για τις ΑΠΕ

Με την υπάρχουσα υποδομή (απομονωμένο, μη διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα χωρίς σύστημα αποθήκευσης) και βάσει του ‘κανόνα’ που ορίζει ως ανώτατο όριο εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων το 30% της αιχμής ζήτησης του προηγούμενου έτους (στην προκειμένη περίπτωση προκύπτει μικρότερο από 20 MW), το νησί πρακτικά είναι ήδη κορεσμένο από αιολικά.

Όμως, υπάρχει ήδη αίτηση για μεγάλη διείσδυση αιολικής ενέργειας στην περιοχή, μέσω εγκατάστασης μεγάλης κλίμακας αιολικών πάρκων στη Λέσβο, τη Χίο και τη Λήμνο και ταυτόχρονη διασύνδεση με την ηπειρωτική Ελλάδα. Το συνολικό έργο θα αποτελείται από 44 αιολικά πάρκα με προϋπολογισμό που αγγίζει τα 2,4 δις €. Για τη Λέσβο προβλέπεται εγκατάσταση 676 MW σε 19 αιολικά πάρκα με συνολικά 338 Α/Γ των 2 MW. Η συνολική ετήσια εκτιμώμενη παραγωγή υπολογίζεται σε 4,41 TWh με συντελεστή χρησιμοποίησης της τάξης του 30%. Το αντισταθμιστικό όφελος υπολογίζεται περίπου στα 12 Μ€.

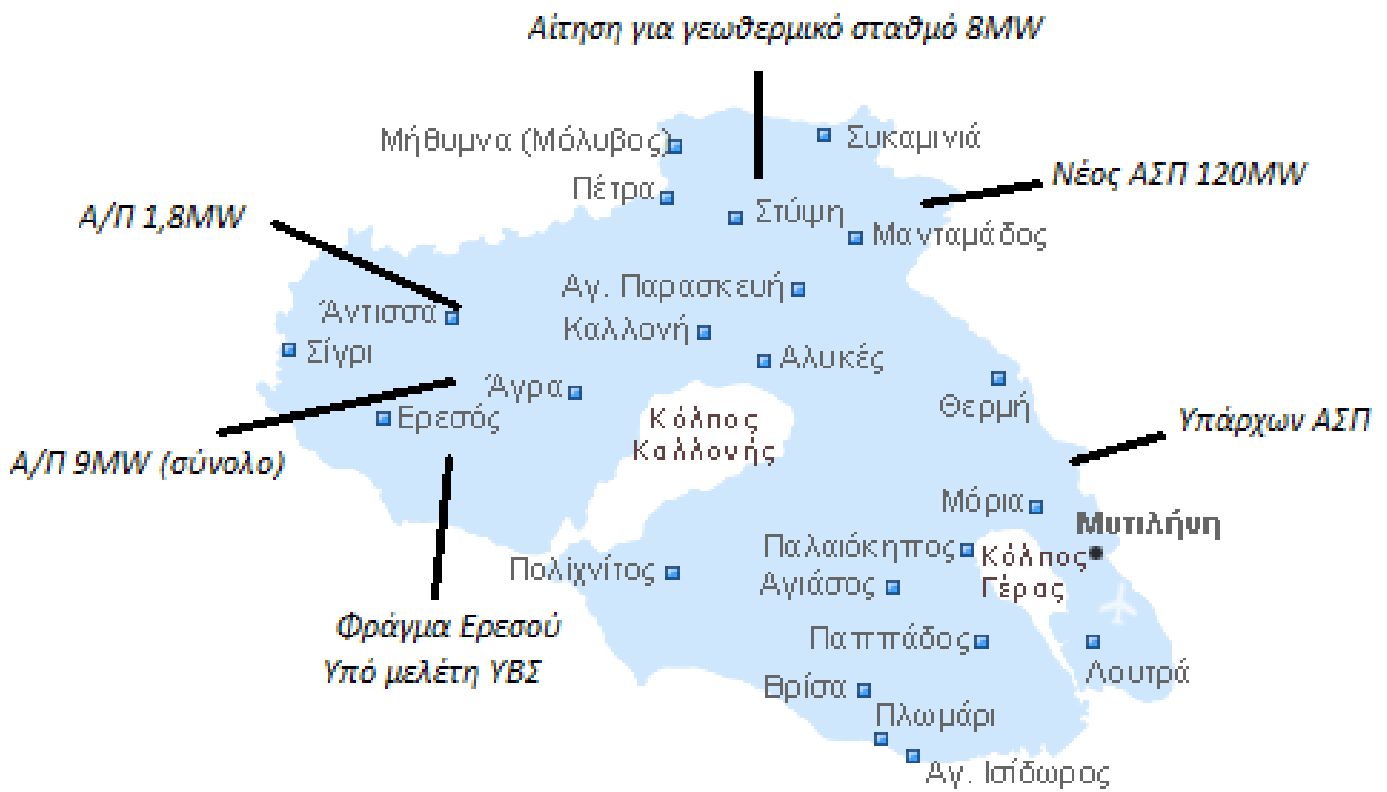
Παράλληλα, υπάρχουν 292 αιτήσεις για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών όπως επίσης αίτηση για κατασκευή γεωθερμικού σταθμού μεγέθους 8 MW στην περιοχή Στύψη.

Τέλος, όπως έχει ήδη προαναφερθεί, εξετάζεται το ενδεχόμενο κατασκευής υβριδικού σταθμού παρόμοιου με αυτόν που μελετάται στη συγκεκριμένη εργασία με 18 MW αιολικά, 15 MW στροβίλους και 15 MW αντλίες στο Δήμο Ερεσού και Αντίσσης, στη θέση Βίγλα Πλάκες (Κάραλης Γ., 2009).

### Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> – Το Νησί της Λέσβου



Σχήμα 3.14: Το φράγμα της Ερεσού



Σχήμα 3.15: Το νησί της Λέσβου

## 4. ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΑΙ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

### 4.1. Εισαγωγή

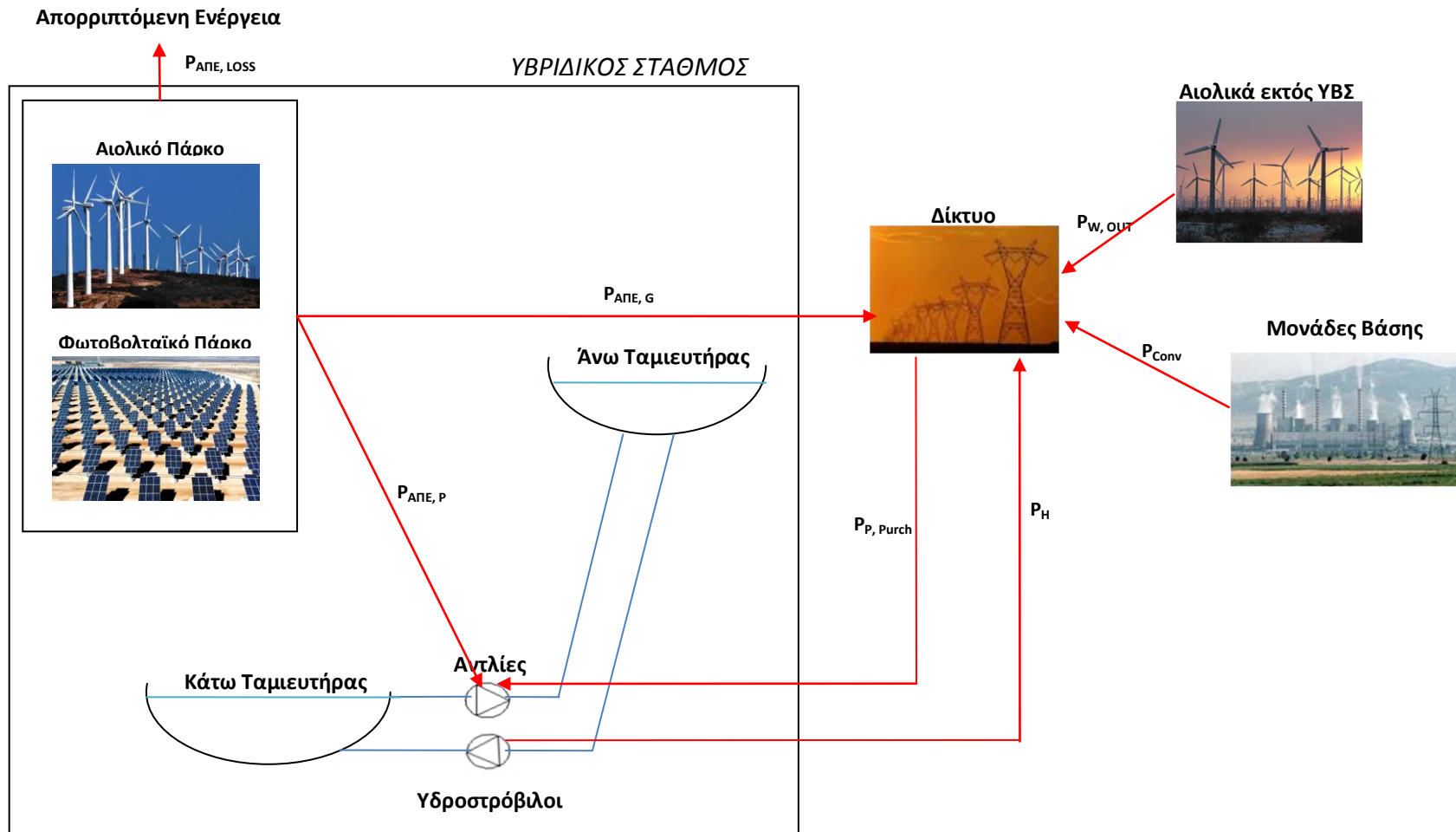
Τα επίπεδα αιολικής και φωτοβολταϊκής διείσδυσης στα ελληνικά νησιά παραμένουν ακόμη χαμηλά, παρά το υψηλό αιολικό και ηλιακό τους δυναμικό, λόγω της στοχαστικότητας που διακρίνει τις συγκεκριμένες ΑΠΕ, καθώς επίσης και των περιορισμών ισχύος που επιβάλλονται στα αιολικά (Α/Π) και φωτοβολταϊκά πάρκα (Φ/Π) εξαιτίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής (Παπαευθυμίου Σ. κ.ά., 2009). Με αφορμή το παραπάνω γεγονός, αναγκαία έχει κριθεί εδώ και καιρό η μελέτη συστήματος που να αυξάνει την αξιοπιστία και τη διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο. Σκοπός της εισαγωγής συστημάτων αντλησιοταμίευσης σε αιολικά πάρκα είναι ακριβώς αυτή, η μεγιστοποίηση δηλαδή της διείσδυσης των αιολικών πάρκων στα ενεργειακά συστήματα με τα οποία είναι διασυνδεδεμένα. Τα αποτελέσματα των μελετών αυτών είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικά αφού η εγκατεστημένη ισχύς των ανεμογεννητριών γίνεται εκμεταλλεύσιμη σε μεγαλύτερο ποσοστό, μειώνεται η στοχαστικότητα της παρεχόμενης ενέργειας στο δίκτυο, ενώ η επένδυση κρίνεται οικονομικά συμφέρουσα. Μέχρι σήμερα, έχει δοθεί βάση στη μελέτη Υβριδικών Σταθμών (ΥΒΣ) συνδυασμένων μόνο με αιολικά πάρκα. Η παρούσα εργασία μελετάει το ενδεχόμενο ένταξης επιπρόσθετης ΑΠΕ (φωτοβολταϊκό πάρκο) στο σύστημα του ΥΒΣ σε συνδυασμό με την ήδη υπάρχουσα (αιολικό), με σκοπό την ελαχιστοποίηση της άντλησης από το δίκτυο και την ακόμα πιο αποδοτική λειτουργία του ΥΒΣ.

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο γίνεται περιγραφή του προτεινόμενου από την εργασία συστήματος και της λειτουργίας του. Γίνεται αναφορά στις διάφορες πολιτικές διαχείρισης μη διασυνδεδεμένων συστημάτων με υβριδικούς σταθμούς που έχουν προταθεί κατά καιρούς και στα προβλήματα που αντιμετωπίζουν, ενώ αναλύεται διεξοδικά η νέα αρχή διαχείρισης που χρησιμοποιήθηκε. Στη συνέχεια περιγράφεται αναλυτικά ο υπολογιστικός κώδικας που χρησιμοποιήθηκε και στο τέλος παρατίθεται το λογικό διάγραμμα.

### 4.2. Το προτεινόμενο σύστημα

Το προτεινόμενο σύστημα (Σχήμα 4.1) αποτελείται από ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, και συγκεκριμένα από δύο ταμιευτήρες, τον άνω και τον κάτω οι οποίοι βρίσκονται σε επαρκή υψομετρική διαφορά, ένα αντλητικό συγκρότημα αποτελούμενο από έντεκα πανομοιότυπες αντλίες, μέσω του οποίου αντλείται το νερό από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα διαμέσου του αγωγού κατάθλιψης και τρεις υδροστροβίλους δράσης Pelton για τη μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική, λειτουργία που συνοδεύεται από τη μεταφορά νερού από τον άνω ταμιευτήρα στον κάτω μέσω του, ξεχωριστού από τον αγωγό κατάθλιψης, αγωγού προσαγωγής. Εκτός των παραπάνω, το προτεινόμενο σύστημα αποτελείται ακόμα από ένα αιολικό και ένα φωτοβολταϊκό πάρκο. Για τον παραπάνω συνδυασμό σταθμού παραγωγής από ΑΠΕ και διατάξεων αποθήκευσης χρησιμοποιείται ο όρος υβριδικός σταθμός (ΥΒΣ).

Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος



Σχήμα 4.1: Απεικόνιση του προτεινόμενου συστήματος

Η λειτουργία του ΥΒΣ συνοπτικά είναι η εξής: κατόπιν συνεννόησης με το *διαχειριστή του μη διασυνδεδεμένου δικτύου* του νησιού, ο ΥΒΣ καλείται να προσφέρει ενέργεια κάποιες συγκεκριμένες ώρες της ημέρας. Αυτό πραγματοποιείται με τη μεταφορά νερού από τον άνω στον κάτω ταμιευτήρα μέσω των υδροστρόβιλων και τη μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική ( $P_H$ ). Παράλληλα, η παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ του ΥΒΣ, δηλαδή το αιολικό και το φωτοβολταϊκό πάρκο, προσφέρεται κατά προτεραιότητα στις αντλίες του σταθμού ( $P_{ΑΠΕ,P}$ ) ώστε να μεταφέρουν το νερό από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα. Μετατρέπεται δηλαδή η αιολική και η ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική και κατόπιν σε υδραυλική και αποθηκεύεται στον ταμιευτήρα. Η περίσσεια της ενέργειας των ΑΠΕ, όση δηλαδή δεν οδηγηθεί στις αντλίες, μπορεί υπό προϋποθέσεις να προσφερθεί κατευθείαν στο δίκτυο ( $P_{ΑΠΕ,G}$ ), και η υπόλοιπη απορρίπτεται ( $P_{ΑΠΕ, LOSS}$ ). Σε περίπτωση που ο ΥΒΣ αδυνατεί να προσφέρει το προσυμφωνημένο ποσό ενέργειας στο δίκτυο λόγω έλλειψης υδάτων στον άνω ταμιευτήρα, τότε η άντληση του νερού γίνεται από το δίκτυο ( $P_{P,Purch}$ ) και συγκεκριμένα από την περίσσεια ενέργειας των μεγάλων θερμικών μονάδων κατά τη διάρκεια των ωρών χαμηλής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Λεπτομέρειες για τη λειτουργία του σταθμού δίνονται παρακάτω, στο κομμάτι της περιγραφής του αλγόριθμου προσομοίωσης.

### 4.3. Πολιτική διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΔΝ) με ΥΒΣ

Η πολιτική λειτουργίας των ΥΒΣ είναι καίριας σημασίας και αυτό διότι επηρεάζει τη διαμόρφωση και οικονομικότητα τους, καθώς επίσης και τις λειτουργικές, οικονομικές, ενεργειακές και άλλες επιπτώσεις που θα υπάρξουν στο νησιωτικό σύστημα στο οποίο εντάσσονται. Έτσι, παρόλο που το υπάρχον θεσμικό πλαίσιο ορίζει σαφείς γενικές αρχές σχετικά με την αδειοδότηση, λειτουργία και τιμολόγηση των ΥΒΣ, δεν ισχύει το ίδιο για την πολιτική λειτουργίας τους. Προηγούμενες μελέτες έχουν ασχοληθεί με το συγκεκριμένο ζήτημα προτείνοντας ολοένα και πιο βελτιωμένες πολιτικές, καταλήγοντας σε αυτή που θα περιγραφεί παρακάτω.

Οι μελέτες που είχαν διεξαχθεί χαρακτηρίζονταν από την προσπάθεια βελτίωσης της αξιοποίησης της ενέργειας του ΥΒΣ. Δηλαδή, ενώ αρχικά είχε προταθεί οι υδροστρόβιλοι απλά να παράγουν την ονομαστική τους ισχύ σε προσυμφωνημένες ώρες του 24ώρου (οι οποίες γενικά συνέπιπταν με τις ώρες του ημερήσιου μέγιστου φορτίου), στη συνέχεια προτάθηκε να δίνεται η δυνατότητα στους στρόβιλους να εντάσσονται και σε ώρες εκτός μέγιστου (δηλαδή εκτός του διαστήματος εγγυημένης παροχής), εφόσον ο ταμιευτήρας του σταθμού διαθέτει επαρκή ποσότητα ενέργειας, σε εφαρμογή της υφιστάμενης πρόβλεψης του νόμου για προτεραιότητα των μονάδων αυτών έναντι των συμβατικών, προκειμένου να αξιοποιηθεί η αποθηκευμένη ενέργεια ΑΠΕ. Μια τέτοια θεώρηση είναι πλεονεκτική για τον ΥΒΣ καθώς επιτρέπει την αυξημένη παροχή ενέργειας από τους στρόβιλους και άρα την καλύτερη εκμετάλλευση της διαθέσιμης παραγωγής του Α/Π, όταν αυτή υπάρχει. Επιπλέον, ορίζεται ότι η παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ γενικά αντλείται καθ' όλο το 24ωρο, και ότι ο ΥΒΣ αντλεί από το δίκτυο τις νυχτερινές ώρες, εφόσον αυτό απαιτείται προκειμένου να εξασφαλίσει την εγγυημένη παροχή ενέργειας την επόμενη ημέρα.

Το σημαντικότερο ζήτημα που προέκυψε εξαιτίας αυτής της στρατηγικής είναι η προκαλούμενη επίπτωση στη λειτουργία των ήδη εγκατεστημένων (ή αδειοδοτημένων) Α/Π του νησιού, παρότι τα Α/Π του ΥΒΣ δε συμμετέχουν στην κατανομή του set-point, του καθορισμού δηλαδή του μέγιστου επιτρεπτού ορίου διείσδυσης κάθε Α/Π. Αυτό συμβαίνει διότι γενικά, προκειμένου να διεισδύσει αιολική παραγωγή, να αυξηθεί δηλαδή η απορρόφησή της από το δίκτυο, πραγματοποιείται ισόποση υποφόρτιση των ενταγμένων συμβατικών μονάδων μέχρι το τεχνικό τους ελάχιστο (διατηρείται δηλαδή η αναγκαία στρεφόμενη εφεδρεία ώστε να καλυφθεί σε περίπτωση απώλειας της αιολικής παραγωγής). Όταν εντάσσονται οι στρόβιλοι και σε ώρες εκτός μεγίστου υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες, οι οποίες διαθέτουν ευελιξία φόρτισης και λειτουργίας, ενώ οι ίδιοι φορτίζονται σε σταθερή ισχύ, και έτσι το συνολικό περιθώριο υποφόρτισης για απορρόφηση αιολικής ισχύος προφανώς μειώνεται κατά τη διαφορά της ικανότητας της συμβατικής μονάδας από το τεχνικό της ελάχιστο.

Το παραπάνω πρόβλημα επιλύεται με την τελευταία στρατηγική που προτάθηκε (*Παπαντώνης Δ. κ.ά., 2008*). Σύμφωνα λοιπόν με αυτή, η επίπτωση στα εξωτερικά αιολικά αντιμετωπίζεται προσδίδοντας στους υδροστρόβιλους χαρακτηριστικά φόρτισης αντίστοιχα των συμβατικών μονάδων. Συγκεκριμένα, κατά τον προγραμματισμό ένταξης μονάδων, οι στρόβιλοι αντιμετωπίζονται όπως οι λοιπές συμβατικές μονάδες. Εντάσσονται δηλαδή σύμφωνα με την ισχύ της προσφοράς έγχυσης του παραγωγού, υποκαθιστώντας συμβατικές μονάδες αντίστοιχης ικανότητας, αλλά κατά τη λειτουργία και προκειμένου να απορροφηθεί αιολική παραγωγή, η αποδιδόμενη ισχύς τους μπορεί να μειώνεται μέχρι ένα προκαθορισμένο κάτω όριο φόρτισης, π.χ. της τάξης του 50% της ονομαστικής τους ισχύος, το οποίο αποτελεί τον ισοδύναμο περιορισμό τεχνικού ελαχίστου για αυτούς.

Με τη θεώρηση αυτή η επίπτωση στη λειτουργία των λοιπών Α/Π δεν είναι αξιοσημείωτη (ενώ μπορεί να είναι ακόμη και θετική, δεδομένου του υψηλού δυναμικού ορίου φόρτισης των υδροστρόβιλων, λόγω της ταχύτητας ανάληψης φορτίου που τους χαρακτηρίζει). Από την άλλη πλευρά, η λειτουργία των στρόβιλων σε μερική ισχύ προκειμένου να διευκολυνθούν τα λοιπά αιολικά, οδηγεί σε περιορισμό των εσόδων του ΥΒΣ, αλλά όχι σε βαθμό καθοριστικό για την οικονομικότητά του.

Έτσι λοιπόν με την παραπάνω θεώρηση επιτυγχάνεται ικανοποιητική απόδοση για τον ΥΒΣ, μη αξιοσημείωτη επίπτωση στα ήδη αδειοδοτημένα αιολικά πάρκα και συνεπώς αύξηση της απορρόφησης της αιολικής ενέργειας από το μη διασυνδεδεμένο σύστημα του νησιού και άρα ταυτόχρονη μείωση της κατανάλωσης συμβατικού καυσίμου.

Στην ίδια έρευνα είχε αποδειχτεί ότι σταθμοί με διπλό αγωγό προσαγωγής (δηλαδή με ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση) υπερτερούν σημαντικά και με την προϋπόθεση ύπαρξης ταμειυτήρα επαρκούς μεγέθους επιτυγχάνουν την αξιοποίηση της πρόσθετης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε βαθμό που δεν υπολείπεται σημαντικά των λοιπών αδειοδοτημένων Α/Π (δηλαδή με συντελεστές χρησιμοποίησης που προσεγγίζουν το 30%). Για τον παραπάνω λόγο θεωρήθηκε δεδομένη η ύπαρξη δύο αγωγών στην παρούσα εργασία και η περίπτωση ΥΒΣ με μονό αγωγό κρίθηκε αδιάφορη και ασύμφορη. Ακόμη, η ενσωμάτωση στο σύστημα

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

παραγωγής του νησιού μονάδων ταχείας απόκρισης, όπως οι υδροστρόβιλοι, αναμφίβολα αναβαθμίζει τα δυναμικά του χαρακτηριστικά, βελτιώνοντας τη ρύθμιση συχνότητας.

Η νέα αρχή διαχείρισης καλείται επίσης να είναι καλύτερα προσαρμοσμένη στα χαρακτηριστικά του αυτόνομου συστήματος στο οποίο ο ΥΒΣ ενσωματώνεται. Συγκεκριμένα, η αποδιδόμενη από τους στροβίλους του ΥΒΣ ενέργεια πρέπει να προσαρμόζεται στην καμπύλη φορτίου του νησιού αποκόπτοντας/εξομαλύνοντας τις αιχμές, ώστε να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Συνεπώς, η ένταξη των στροβίλων και η προσφορά ενέργειας από τον ΥΒΣ δεν μπορεί να γίνεται στα πλαίσια ωριαίων προσφορών στο δίκτυο που διαμορφώνονται αποκλειστικά από τον υβριδικό παραγωγό, γιατί αυτό δυσχεραίνει τον προγραμματισμό της διαχείρισης, αλλά αντίθετα σε βάση ημερήσια προσφοράς, η οποία στη συνέχεια θα μεταφράζεται σε ωριαίο προγραμματισμό από το Διαχειριστή, σύμφωνα πάντα με τη ζήτηση και τις ανάγκες του δικτύου. Αντίστοιχα, η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας θα πρέπει επίσης να προσαρμόζεται στην κοιλιά της καμπύλης φορτίου, στις ώρες δηλαδή χαμηλής ζήτησης. Οπότε και πάλι οφείλει να υπάρξει ένας προγραμματισμός από το Διαχειριστή και να μην βασίζεται σε αυθαίρετες δηλώσεις φορτίου από τον Παραγωγό.

Επιπροσθέτως, η προσφορά ισχύος από τον ΥΒΣ θα πρέπει να είναι πιο 'δυναμική' και ευέλικτη ώστε να καλύπτει τις πραγματικές ημερήσιες ανάγκες του δικτύου, αντί για ένα σταθερό και δεδομένο ποσό που θα παραμένει αμετάβλητο στη διάρκεια του έτους. Για παράδειγμα, σε ημέρες χαμηλής ζήτησης και χαμηλής παραγωγής από ΑΠΕ, ενδέχεται να μην απαιτείται η παροχή της εγγυημένης ενέργειας από τον ΥΒΣ, ούτως ώστε να ελαχιστοποιηθεί η άντληση από το δίκτυο κατά τη διάρκεια της νύχτας. Και αυτό διότι η άντληση από το δίκτυο συνιστά απλώς μετάθεση ενέργειας μεταξύ διαφορετικών διαστημάτων της καμπύλης φορτίου, με σημαντικές όμως απώλειες (αφού ο κύκλος άντλησης-απόδοσης ενός αντλησιοταμιευτικού συστήματος χαρακτηρίζεται από συνολικές απώλειες ενέργειας της τάξης του 30%), και άρα αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου. Αντίθετα, αναφορικά με την αποθηκευμένη ενέργεια στους ταμιευτήρες, ο διαχειριστής θα καλείται να την αξιοποιήσει με τέτοιο τρόπο ώστε να εντάσσεται ομαλά στο δίκτυο (δεδομένων των τεχνικών περιορισμών των μονάδων βάσης, π.χ. τεχνικά ελάχιστα κλπ) και να προσαρμόζεται στην καμπύλη φορτίου όπως προαναφέρθηκε.

Η προτεινόμενη πολιτική διαχείρισης είναι σύμφωνη με το υφιστάμενο νομικό πλαίσιο για τους ΥΒΣ σε ΜΔΝ και βασίζεται στον 24ωρο προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος παραγωγής του νησιού, η υλοποίηση του οποίου περιλαμβάνει τα παρακάτω βήματα (Παπαευθυμίου Σ. κ.ά., 2009):

### **Βήμα 1<sup>ο</sup>: Απαίτηση εγγυημένης Ισχύος και Ενέργειας από τον ΔΜΔΝ**

Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ (ΔΜΔΝ) μπορεί να απαιτήσει από τον Διαχειριστή του ΥΒΣ (ΔΥΒΣ) ένα συγκεκριμένο ποσό *εγγυημένης ισχύος και ενέργειας* για το επόμενο 24ωρο, εφόσον κρίνει ότι αυτό είναι σκόπιμο ή απαραίτητο, ώστε να καλυφθεί αξιόπιστα η προβλεπόμενη ζήτηση.

### **Βήμα 2<sup>ο</sup>: Προσφορά Ενέργειας από τον ΔΥΒΣ**

Ο ΔΥΒΣ λαμβάνοντας υπόψη τον ωφέλιμο (διαθέσιμο) όγκο νερού στην άνω δεξαμενή στο τέλος της ημέρας, καθώς επίσης και την προβλεπόμενη παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ για το επόμενο 24ωρο, υποβάλλει *Προσφορά Ενέργειας* τουλάχιστον ίση με την απαιτηθείσα ως εγγυημένη από τον ΔΜΔΝ.

### **Βήμα 3<sup>ο</sup>: Δήλωση Φορτίου από τον ΔΥΒΣ**

Εάν ο ΔΥΒΣ προβλέπει ότι η διαθέσιμη προς απόδοση ενέργεια υπολείπεται της ζητηθείσας από τον ΔΜΔΝ εγγυημένης ενέργειας του επόμενου 24ωρου, τότε υποβάλλει στον ΔΜΔΝ *Δήλωση Φορτίου*, δηλαδή αιτείται την απορρόφηση ορισμένης ποσότητας ενέργειας από το δίκτυο, ώστε να αντλήσει την απαιτούμενη ποσότητα νερών για τη διασφάλιση της εγγυημένης παροχής. Προκειμένου να ελαχιστοποιείται η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο, δεν επιτρέπεται ο ΔΥΒΣ να υποβάλει προσφορά ενέργειας μεγαλύτερη από την εγγυημένη, εφόσον υποβάλει ταυτόχρονα και δήλωση φορτίου. Επιπλέον, η δήλωση φορτίου δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια δια του προκαθορισμένου ελάχιστου συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής του ΥΒΣ (π.χ. 70%).

### **Βήμα 4<sup>ο</sup>: Κατάρτιση Προγράμματος Παραγωγής και Άντλησης του ΥΒΣ από τον ΔΜΔΝ**

Ο ΔΜΔΝ, με βάση την *Προσφορά Ενέργειας* και τη *Δήλωση Φορτίου* του ΥΒΣ, καταρτίζει αντίστοιχα προγράμματα παραγωγής και άντλησης. Η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου έτσι, ώστε να αποκόπτονται/εξομαλύνονται οι αιχμές και να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Αντίστοιχα, η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας προσαρμόζεται στην κοιλιάδα της καμπύλης φορτίου κατά τις νυχτερινές ώρες. Κατά τον καθορισμό των προγραμμάτων παραγωγής και άντλησης του ΥΒΣ, ο Διαχειριστής του ΜΔΝ λαμβάνει υπόψη του τις ονομαστικές ισχύεις και τα τεχνικά ελάχιστα των στροβίλων και των αντλιών του ΥΒΣ καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους (μεταβλητών ή σταθερών στροφών αντλίες). Επίσης στις περιόδους χαμηλού φορτίου λαμβάνει υπόψη και τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων βάσης. Οι ισχύεις παραγωγής και άντλησης για κάθε ώρα του επόμενου 24ωρου ανακοινώνονται έγκαιρα στο Διαχειριστή του ΥΒΣ, ο οποίος στη συνέχεια γνωστοποιεί στο Διαχειριστή ΜΔΝ τον αριθμό των υδροστρόβιλων που προτίθεται να εντάξει για κάθε ώρα του επόμενου 24ώρου, ώστε να ληφθεί υπόψη αργότερα στον υπολογισμό των περιορισμών διείσδυσης της αιολικής παραγωγής.

### **Βήμα 5<sup>ο</sup>: Κατάρτιση Προγράμματος Ένταξης των Συμβατικών Μονάδων από τον Διαχειριστή του ΜΔΝ**

Αφού έχει καθοριστεί το πρόγραμμα ένταξης και λειτουργίας των υδροστρόβιλων και αντλιών του ΥΒΣ, ο ΔΜΔΝ πραγματοποιεί από την προηγούμενη ημέρα τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων του συστήματος για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας. Εάν  $P_{L,i}$  είναι η ισχύς του φορτίου που προβλέπεται για την  $i$  ώρα του 24ώρου,  $P_{E,i}$  η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ, και  $P_{D,i}$  η απορροφούμενη ισχύς από το δίκτυο για άντληση τότε το φορτίο που θα πρέπει να εξυπηρετηθεί από τις συμβατικές μονάδες την  $i$  ώρα του 24ώρου θα είναι:



$$P'_{L,i} = P_{L,i} + P_{D,i} - P_{E,i} \quad (11)$$

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ προγραμματίζει να εντάξει τόσες συμβατικές μονάδες, ώστε η συνολική ονομαστική ισχύς τους να είναι μεγαλύτερη ή ίση της ισχύος του φορτίου, εξασφαλίζοντας ότι επιπλέον θα τηρείται το επιθυμητό ποσοστό στρεφόμενης εφεδρείας (π.χ. για εφεδρεία 10%,  $\sum P_{Cn,i} \geq 110\% P'_{L,i}$ ). Σημειώνεται ότι η σειρά ένταξης και η φόρτιση των συμβατικών μονάδων παραγωγής γίνεται γενικά κατά τον καθιερωμένο τρόπο, ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής τους και να ικανοποιούνται οι περιορισμοί όσον αφορά τις δυνατότητες συχνών εκκινήσεων των μονάδων.

#### **Βήμα 6<sup>ο</sup>: Καθορισμός Ορίων Διείσδυσης των Αιολικών εκτός ΥΒΣ**

Κατόπιν ο Διαχειριστής ΜΔΝ υπολογίζει τους περιορισμούς διείσδυσης για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας σύμφωνα με τις ακόλουθες σχέσεις και τους κοινοποιεί στους αιολικούς παραγωγούς εκτός ΥΒΣ από την προηγούμενη ημέρα.

Ο περιορισμός του τεχνικού ελαχίστου των συμβατικών και υδροστροβλικών μονάδων οδηγεί σε αντίστοιχο περιορισμό αιολικής διείσδυσης:

$$P_{W,i} \leq P_{L,i} - \sum C_T P_{Cn,i} - C_H \sum P_{HN,i} = P_{W_{\max,T}} \quad (12)$$

Όπου:

- $P_{Cn,i}$ : η ονομαστική ισχύς κάθε συμβατικής μονάδας που προγραμματίζεται για ένταξη την ώρα  $i$
- $C_T$ : ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της κάθε μονάδας, ως ποσοστό της ονομαστικής της ισχύος, ο οποίος είναι γενικά διαφορετικός ανά τύπο μονάδας
- $P_{L,i}$ : η ισχύς του φορτίου που προβλέπεται για την ώρα  $i$
- $P_{HN,i}$ : η ονομαστική ισχύς των υδροστροβίλων που προγραμματίζονται για ένταξη για την ώρα  $i$
- $C_H$ : το θεωρητικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων

δηλαδή η αιολική παραγωγή δεν μπορεί να υπερβαίνει την τιμή  $P_{W_{\max,T}}$ , προκειμένου να μην υποφορτίζονται οι μονάδες παραγωγής κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα. Προφανώς, όσο υψηλότερα τα τεχνικά ελάχιστα (δηλ. μεγαλύτερος ο συντελεστής  $C_T$ ) και η ονομαστική ισχύς των εν λειτουργία συμβατικών γεννητριών, τόσο χαμηλότερο το προκύπτον όριο διείσδυσης των αιολικών.

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Ο *δυναμικός περιορισμός*, βασιζόμενος στο συντελεστή μέγιστης διείσδυσης αιολικής ισχύος,  $C_D$ , καθορίζει τη μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύ ως ποσοστό της εν λειτουργία συνολικής συμβατικής ισχύος προσαυξημένη κατά το ποσό παρεχόμενης εφεδρείας από τους υδροστρόβιλους:

$$P_{W,i} \leq \sum C_D P_{Cn,i} + P_{E,i} - C_H \cdot \sum P_{HN,i} = P_{W_{\max,D}} \quad (13)$$

Όπου:

- $P_{Cn,i}$ : η ονομαστική ισχύς κάθε συμβατικής μονάδας για την ώρα  $i$
- $C_D$ : ο συντελεστής στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής ισχύος ως ποσοστό της εν λειτουργία συνολικής συμβατικής ισχύος
- $P_{E,i}$ : η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ την ώρα  $i$
- $P_{HN,i}$ : η ονομαστική ισχύς των υδροστρόβιλων που προγραμματίζονται για ένταξη την ώρα  $i$ , όπως έχει γνωστοποιηθεί από το Διαχειριστή του ΥΒΣ

Το αποδεκτό όριο «στιγμιαίας» διείσδυσης της αιολικής ισχύος, το οποίο εκφράζεται μέσω του  $C_D$ , εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και των ρυθμιστών τους, το είδος και τη γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων και τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας κάθε συστήματος, τα διατιθέμενα μέσα παρακολούθησης και ελέγχου του συστήματος κ.ά. Ιδιαίτερα για τους υδροστρόβιλους το όριο αυτό δεν είναι άλλο από τη διαφορά της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής τους και της θεωρητικά ελάχιστης φόρτισής τους ( $P_{E,i} - C_H \sum P_{HN,i}$ ) δεδομένου ότι τέτοιες μονάδες μπορούν να φορτιστούν πλήρως σε πολύ μικρό χρόνο (γρήγορος ρυθμός ανάληψης φορτίου σε περίπτωση απώλειας της αιολικής παραγωγής των λοιπών αιολικών πάρκων). Από τις μέχρι σήμερα αναλύσεις και κυρίως τη μέχρι σήμερα εμπειρία, γίνεται αποδεκτό ότι το μέγιστο στιγμιαίο όριο διείσδυσης μπορεί να κυμαίνεται περί 30% της ονομαστικής ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, αν δεν λαμβάνονται ιδιαίτερα μέτρα.

Ο συνολικός περιορισμός απορρόφησης αιολικής ισχύος προκύπτει από τις παραπάνω σχέσεις ως εξής:

$$P_W \leq P_{W_{\max}} = \min\{P_{W_{\max,T}}, P_{W_{\max,D}}\} \quad (14)$$

δηλαδή υπερισχύει ο αυστηρότερος από τους δύο επιμέρους περιορισμούς.

Παραπάνω περιγράφηκαν συνοπτικά το σύστημα του Υβριδικού Σταθμού και οι βασικές αρχές της πολιτικής διαχείρισης της ενέργειας. Εκτενής ανάλυση της προτεινόμενης λειτουργίας του συστήματος καθώς επίσης και της διαδικασίας, της μεθοδολογίας και των περιορισμών με τους οποίους λαμβάνονται οι σχετικές αποφάσεις από το Διαχειριστή του ΜΔΝ και τον

υβριδικό παραγωγό, γίνεται στη συνέχεια, στην υποενότητα της περιγραφής του υπολογιστικού αλγόριθμου.

#### 4.4. Ανάλυση λειτουργίας υπολογιστικού αλγόριθμου FORTRAN

##### 4.4.1. Εισαγωγή

Για την προσομοίωση της λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού του νησιού της Λέσβου κατά τη διάρκεια του έτους χρησιμοποιήθηκε ο υπολογιστικός κώδικας HYPPOS (HYbrid Power Systems Operation Simulator) του Εργαστηρίου Υδροδυναμικών Μηχανών του Ε.Μ.Π., γραμμένος σε γλώσσα Fortran. Ο κώδικας αυτός προσομοιώνει τη λειτουργία υβριδικού σταθμού με Αιολικό Πάρκο αλλά αναπτύχθηκε περαιτέρω και διαμορφώθηκε κατάλληλα ώστε να περιλαμβάνει και την προσομοίωση λειτουργίας Φωτοβολταϊκού Πάρκου στον Υβριδικό Σταθμό, καθώς επίσης και να αναλύει τα σχετικά οικονομικά δεδομένα ώστε να καθίσταται δυνατό να εξάγονται συμπεράσματα για την οικονομική βιωσιμότητα του έργου.

Η προσομοίωση της λειτουργίας του Σταθμού χωρίζεται σε 10λεπτα διαστήματα ελέγχου, ίσα με τη συχνότητα ανάλυσης ανεμολογικών και ηλιακών δεδομένων, και κατά τα οποία ο αλγόριθμος επιλέγει το βέλτιστο τρόπο λειτουργίας των μονάδων του σταθμού. Τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα που προκύπτουν από την εκάστοτε σύνθεση του σταθμού υπολογίζονται σε ωριαία, ημερήσια και ετήσια βάση.

Στη συνέχεια, και μέσω του εξελικτικού προγράμματος βελτιστοποίησης **EASY** (Evolutionary Algorithms System), υπολογίζονται τα βέλτιστα μεγέθη των βασικών τμημάτων του ΥΒΣ σύμφωνα με κάποιο κριτήριο (μεγιστοποίηση – ελαχιστοποίηση συγκεκριμένου ενεργειακού ή οικονομικού μεγέθους-στόχου). Λεπτομέρειες για τη διαδικασία της βελτιστοποίησης και το πρόγραμμα που χρησιμοποιήθηκε δίνονται σε επόμενο κεφάλαιο, όπου γίνεται και παράθεση των αποτελεσμάτων της βελτιστοποίησης.

##### 4.4.2. Βασικές Λειτουργίες Αλγορίθμου

Παρακάτω αναφέρονται συνοπτικά οι βασικές λειτουργίες που επιτελεί ο αλγόριθμος:

- Εισαγωγή δεδομένων - Αρχικοί ενεργειακοί και οικονομικοί υπολογισμοί
  - Δεδομένα νησιού
  - Καθορισμός εγγυημένης ισχύος και τιμολογήσεις ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ
  - Δεδομένα Μονάδων Βάσης
  - Μετεωρολογικά Δεδομένα/ Τεχνικά δεδομένα ΑΠΕ και Υπολογισμοί για την παραγωγή τους
  - Δεδομένα εγκατάστασης και τεχνικά δεδομένα
  - Υπολογισμός ορίου παροχής εγγυημένης ισχύος
  - Βοηθητικοί παράμετροι και παράμετροι ασφαλείας

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- Υπολογισμός Κόστους
- Αρχικός ημερήσιος προγραμματισμός λειτουργίας του ΥΒΣ
  - Εγγυημένη ισχύς και ενέργεια
  - Εκτιμώμενη ενεργειακή συνεισφορά ΑΠΕ
  - Προσφορά ενέργειας από τον ΥΒΣ
  - Δήλωση φορτίου
  - Κατάρτιση αρχικού ωριαίου προγράμματος άντλησης και παραγωγής
- Προγραμματισμός λειτουργίας ανά ώρα και ανά 10λεπτο
  - Υπορουτίνες TURBINE/PUMPING
  - Απομείωση
  - Εκκίνηση 10λεπτων επαναλήψεων
  - Ώρες άντλησης από το δίκτυο/Μηδενικής παραγωγής
  - Υπόλοιπες ώρες/ Προτεραιότητα προώθησης ΑΠΕ στις αντλίες
  - Λειτουργία μονάδων στο τέλος του 10λέπτου
- Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα - Εγγραφή στα αρχεία εξόδου
  - Υπολογισμός αθροιστικών μεγεθών και καταγραφή αποτελεσμάτων 10λέπτου και ώρας
  - Υπολογισμός δεικτών αξιολόγησης και ημερήσιων αποτελεσμάτων
  - Υπολογισμός ετήσιων αποτελεσμάτων
  - Εισαγωγή οικονομικών δεικτών βιωσιμότητας

Ακολουθεί πλήρης ανάλυση της κάθε μίας. Στο τέλος παρατίθεται λογικό διάγραμμα του αλγόριθμου.

### **Εισαγωγή δεδομένων - Αρχικοί ενεργειακοί και οικονομικοί υπολογισμοί**

Σύμφωνα με το λογικό διάγραμμα που ακολουθεί, ο αλγόριθμος προσομοίωσης ξεκινάει, αφού οριστούν οι απαραίτητες μεταβλητές οι οποίες δίδονται στο παράρτημα με τη μορφή πίνακα, με την εισαγωγή δεδομένων και κάποιους αρχικούς υπολογισμούς. Συγκεκριμένα, και με σειρά εμφάνισής τους στον κώδικα:

#### ο Δεδομένα νησιού:

Από το αρχείο ISLAND.DAT εισάγεται η ετήσια καμπύλη φορτίου (ωριαία ζήτηση,  $P_L$ ). Από αυτήν υπολογίζεται η μέγιστη τιμή ζήτησης του έτους (80MW που εμφανίζεται την 356<sup>η</sup> ημέρα του έτους, σχήμα 4.6). Από το αρχείο ΧRONOLOG.DAT εισάγονται δεδομένα όπως το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης από τις μονάδες βάσης του νησιού και από τα ήδη υπάρχοντα αιολικά πάρκα, πριν την ένταξη του ΥΒΣ. Υπολογίζεται το συνολικό ετήσιο φορτίο του νησιού και το συνολικό ετήσιο φορτίο που καλύπτεται από τις μονάδες βάσης και τα εξωτερικά αιολικά πάρκα, πριν την ένταξη του ΥΒΣ.

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

### ο Καθορισμός εγγυημένης ισχύος και τιμολογήσεις ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ:

Σύμφωνα με προηγούμενες μελέτες (Παπαντώνης Δ. κ.ά., 2008, Παπαευθυμίου Σ. κ.ά., 2009) και με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο προβλέπεται αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος του ΥΒΣ, με βάση την εγγυημένη ισχύ των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του και το κόστος νέου συμβατικού σταθμού αντίστοιχης ισχύος, με το σκεπτικό ότι η παροχή εγγυημένης ισχύος και ενέργειας από τον ΥΒΣ επιτρέπει την αποφυγή επένδυσης σε συμβατικό σταθμό παραγωγής αντίστοιχης ικανότητας για την κάλυψη των αιχμών.

Η τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος των ΥΒΣ θα πρέπει να αντανακλά το πραγματικά αποφευγόμενο κόστος διαθεσιμότητας ισχύος συμβατικών μονάδων. Υπό την έννοια αυτή, για ΥΒΣ μεγάλου μεγέθους, μπορεί να μην αποζημιώνεται το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των στροβίλων τους, εάν δεν προκύπτει δυνατότητα ισόποσης μείωσης της εγκατεστημένης συμβατικής παραγωγής του νησιού. Αυτό μπορεί να συμβαίνει διότι μεγάλη περικοπή της αιχμής της καμπύλης φορτίου απαιτεί την παροχή αντίστοιχα υψηλών ποσοτήτων ενέργειας, οι οποίες θα πρέπει να μπορούν να αντληθούν κατά τις νυχτερινές ώρες χαμηλού φορτίου (τις μέρες χωρίς παραγωγή από τις ΑΠΕ), χωρίς να δημιουργείται νέα (και υψηλότερη από την ημερήσια) νυχτερινή αιχμή.

Η μέγιστη ισχύς ΥΒΣ που συνίσταται να αποζημιώνεται (*capacity credit*) για το νησί της Λέσβου (και για κάθε νησί) έχει υπολογιστεί βάσει της παρακάτω διαδικασίας (Σχήμα 4.2). Συγκεκριμένα, για κάθε ημέρα υπολογίζουμε την ελάχιστη απαιτούμενη συμβατική ισχύ με βάση την οριζόντια ευθεία που εξισώνει το εμβαδόν (δηλαδή την ενέργεια) που περικλείεται από την ημερήσια καμπύλη φορτίου και την ευθεία αυτή (η ενέργεια δηλαδή που θα προσφέρει ο ΥΒΣ), με το αντίστοιχο περικλειόμενο εμβαδόν κάτωθεν της ευθείας αυτής, πολλαπλασιασμένο με έναν τυπικό συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής, π.χ. 70% (η ενέργεια δηλαδή που θα απαιτείται να αντλήσει ο ΥΒΣ από το δίκτυο σε περίπτωση μηδενικής προσφοράς των ΑΠΕ του). Η μέγιστη ισχύς που υπολογίζεται από όλες τις υπολογιζόμενες ημερήσιες οριζόντιες ευθείες για ένα έτος αποτελεί την ελάχιστη απαιτούμενη εγκατεστημένη συμβατική ισχύ. Συνεπώς η μέγιστη ισχύς ΥΒΣ που θα πρέπει να αποζημιώνεται,  $CC$ , θα ισούται με τη διαφορά της ετήσιας αιχμής,  $P_{αιχμής}$ , και της ελάχιστης απαιτούμενης εγκατεστημένης συμβατικής ισχύος,  $P_{min,conv}$ .

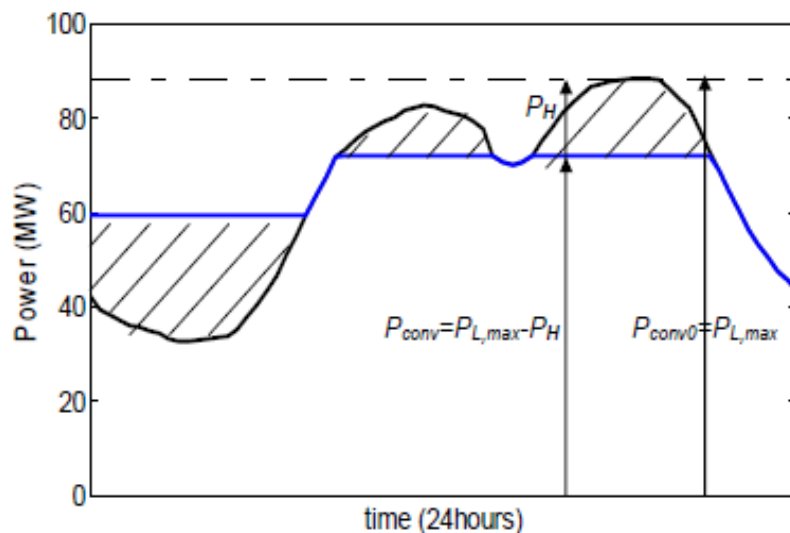
$$CC = P_{αιχμής} - P_{min,conv} \quad (15)$$

Με βάση το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο, η τιμολόγηση της παραγόμενης και απορροφούμενης ενέργειας από τον ΥΒΣ καθώς και της διαθεσιμότητας ισχύος του θα γίνεται ως εξής:

- Η παραγόμενη ενέργεια από τις ανεμογεννήτριες του ΥΒΣ θα τιμολογείται με το εκάστοτε ισχύον τιμολόγιο για αιολικούς σταθμούς στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Αντίστοιχα ισχύουν και για την ενέργεια που παράγεται από τα ΦΒ του σταθμού. Στην προκειμένη περίπτωση το ισχύον νομοσχέδιο που βάσει αυτού πραγματοποιείται η τιμολόγηση είναι το Ν3851/2010.

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- Η παραγόμενη ενέργεια από τους υδροστρόβιλους τιμολογείται με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων αιχμής του νησιωτικού συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος καυσίμου, το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων. Ως μονάδες αιχμής νοούνται αυτές που λειτουργούν για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς.
- Η απορροφούμενη ενέργεια από τις αντλίες τιμολογείται με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος των μονάδων βάσης του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος καυσίμου, το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης και το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων. Ως μονάδες βάσης νοούνται αυτές που λειτουργούν για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο του 70% του έτους αναφοράς.
- Η τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος του ΥΒΣ θα γίνεται με βάση την εγγυημένη ισχύ των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του και το κόστος νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού αντίστοιχης ισχύος.



**Σχήμα 4.2:** Ημερήσια καμπύλη ζήτησης και γραμμή που εξισώνει την προσφερόμενη από τον ΥΒΣ ενέργεια και την ενέργεια άντλησης από το δίκτυο (Πηγή: Παπαευθυμίου Σ. κ.ά., 2009)

Βάσει, λοιπόν, των παραπάνω και σύμφωνα με μελέτες που έχουν ήδη πραγματοποιηθεί οι οποίες έλαβαν υπόψη τους τις ειδικές καταναλώσεις των μονάδων βάσης και αιχμής της Λέσβου, τις τιμές των καυσίμων, τις εκπομπές CO<sub>2</sub> ανά καύσιμο και το κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub> κ.α., καθώς επίσης και ύστερα από την απόφαση της ΡΑΕ αριθμ.1333/2010, εισάγονται στον κώδικα μέσω του αρχείου GRIDAT τα εξής δεδομένα:

- το Capacity Credit, η μέγιστη δηλαδή ισχύς που συνίσταται να αποζημιώνεται, 15MW
- η τιμή διαθεσιμότητας ισχύος, 165,00 κ€/MW/έτος.
- η τιμή παραγωγής υδροστρόβιλων, 125,00 €/MWh

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- η τιμή πώλησης από το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ κατευθείαν στο δίκτυο, 99,45 €/MWh
- η τιμή πώλησης από το ΦΒ πάρκο του ΥΒΣ κατευθείαν στο δίκτυο, 400 €/MWh
- η τιμή αγοράς από το δίκτυο στην περίπτωση άντλησης, 100 €/MWh

### ο Δεδομένα Μονάδων Βάσης:

Από το ίδιο αρχείο εισάγονται για τις μονάδες βάσης του νησιού (βλ. Κεφάλαιο 3) δεδομένα όπως η εγκατεστημένη ισχύς, το τεχνικό ελάχιστο και η σειρά ένταξης της κάθε μίας.

### ο Μετεωρολογικά Δεδομένα/ Τεχνικά δεδομένα ΑΠΕ και Υπολογισμοί για την παραγωγή τους:

Από τα αρχεία SOLDAT και WINDAT εισάγονται οι απαραίτητες ετήσιες ηλιακές και ανεμολογικές χρονοσειρές, κατάλληλα αδιαστατοποιημένες και με 10λεπτο βήμα. Συγκεκριμένα, η χρονοσειρά SOLDAT είναι επί της ουσίας αδιάστατη χρονοσειρά από αντίστοιχη παραγωγή φωτοβολταϊκού (kWh/kWp) (Βόκας, ΣΕΦ) ενώ χρονοσειρά WINDAT είναι αδιάστατη παραγωγή μίας πρότυπης ανεμογεννήτριας με συγκεκριμένη καμπύλη ισχύος και για την αντίστοιχη ένταση του ανέμου ανά δεκάλεπτο.

Η ονομαστική ισχύς μίας ανεμογεννήτριας ( $N_W$ ) ορίζεται στα 800kW και ο συνολικός βαθμός απόδοσης του αιολικού πάρκου ίσος με  $n_W=0,90$ . Το πλήθος των ανεμογεννητριών ( $N_{W/GEN}$ ) αποτελεί μεταβλητό μέγεθος βελτιστοποίησης. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου ( $N_{W,TOT}$ ) εύκολα υπολογίζεται από το γινόμενο της ισχύος επί του πλήθους των Α/Γ.

Αντίστοιχα, μεταβλητό μέγεθος βελτιστοποίησης αποτελεί και η εγκατεστημένη ισχύς του ΦΒ πάρκου ( $N_{PV}$ ). Υπολογίζεται η συνολική του έκταση ( $A_{PV}$ ), σύμφωνα με την παραδοχή ότι η απαιτούμενη έκταση είναι  $10m^2/kW$ .

Η τιμή της ισχύος λειτουργίας του αιολικού και του φωτοβολταϊκού πάρκου για κάθε δεκάλεπτο υπολογίζεται ως εξής:

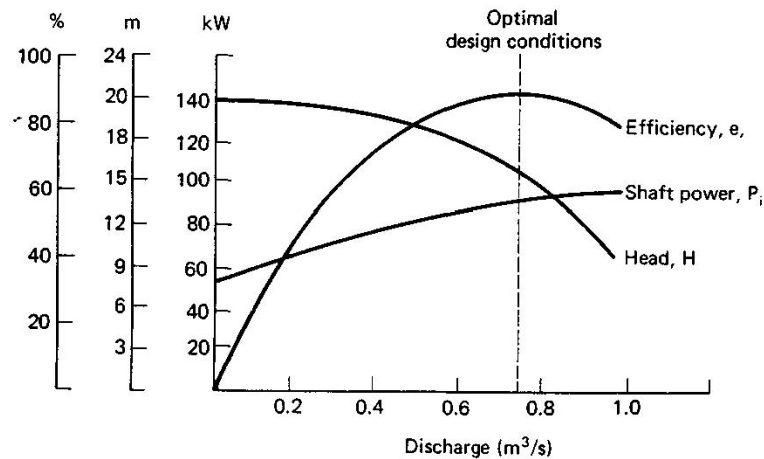
- Ισχύς λειτουργίας Α/Π:  $P_W = \text{τιμή } 10\text{λέπτου } WINDAT \cdot N_{W,TOT} \cdot n_W$  (16)

- Ισχύς λειτουργίας Φ/Π:  $P_{PV} = \text{τιμή } 10\text{λέπτου } SOLDAT \cdot N_{PV}$  (17)

### ο Δεδομένα εγκατάστασης και τεχνικά δεδομένα:

Στο αρχείο MECHDAT υπάρχουν αδιάστατες χαρακτηριστικές καμπύλες και μέγιστοι βαθμοί απόδοσης αντλιών, διαφόρων τύπων υδροστροβίλων και γεννητριών. Στο σημείο αυτό χρησιμοποιείται η υπορουτίνα DEDOM, στην οποία γίνεται ακριβώς ανάγνωση όλων αυτών των δεδομένων από το προαναφερθέν αρχείο. Ανάλογα με την ονομαστική ισχύ των μονάδων υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή των δεδομένων του αρχείου MECHDAT ο κανονικός βαθμός απόδοσής τους.

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος



Σχήμα 4.3: Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλίας σταθερής ταχύτητας περιστροφής

Για την κάθε μία από τις 11 αντλίες του σταθμού υπολογίζεται η κανονική παροχή από τη σχέση (Παπαντώνης Δ., 2004):

$$Q_p = \frac{N_p \cdot n_p \cdot n_M}{g \cdot \rho \cdot H_p} \quad (18)$$

όπου:

$N_p$ : ονομαστική ισχύς αντλίας

$n_p$ : βαθμός απόδοσης αντλίας

$n_M$ : βαθμός απόδοσης κινητήρα

$g$ : επιτάχυνση της βαρύτητας ( $9,81 \text{ m/s}^2$ )

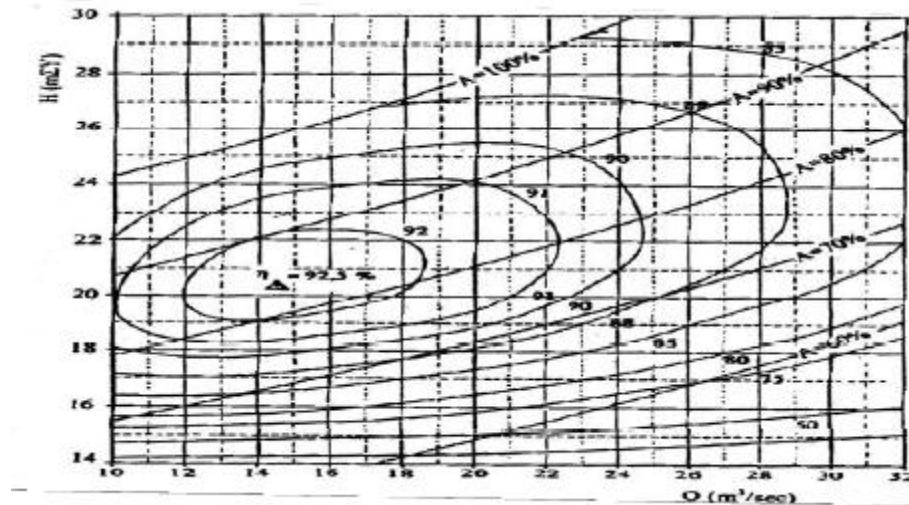
$\rho$ : πυκνότητα νερού ( $1000 \text{ kg/m}^3$ )

$H$ : ονομαστικό ύψος (240m)

Η ονομαστική ισχύς μιας αντλίας αποτελεί παράμετρο προς βελτιστοποίησης. Υπολογίζεται η ελάχιστη ισχύς του αντλιοστασίου ( $P_{P,MIN}$ ) ως η ονομαστική ισχύς της μίας αντλίας επί το συντελεστή τεχνικού ελαχίστου (60%), ενώ η συνολική εγκατεστημένη ( $P_{P,INST}$ ) ως το συνολικό άθροισμα της ονομαστικής ισχύος όλων των αντλιών επί το βαθμό απόδοσής τους. Επίσης, καταγράφονται οι περιοχές ισχύος που δεν καλύπτονται λόγω της βηματικής αλλαγής των πανομοιότυπων αντλιών.



## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος



Σχήμα 4.4: Χαρακτηριστικές καμπύλες υδροστροβίλου

Αντίστοιχα για τους υδροστροβίλους, εισάγονται δεδομένα όπως το πλήθος (3), ο τύπος (δράσης Pelton, ο αλγόριθμος δίνει ακόμα την επιλογή χρήσης υδροστροβίλου αντίδρασης Francis, αναστρέψιμου ή μη), το ονομαστικό ύψος (420m), η ονομαστική ισχύς ( $N_H$ ) και ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου ( $C_H$ ). Υπολογίζεται η ισχύς λειτουργίας στροβίλου στο τεχνικό ελάχιστο ίση με  $P_{H_{CH}} = N_H \cdot C_H$ . Υπολογίζεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του ΥΒΣ ( $P_{H,TOT}$ ) ως το άθροισμα των ονομαστικών ισχύων των υδροστροβίλων. Αντίστοιχα, υπολογίζεται η κανονική παροχή από τη σχέση (Παπαντώνης Δ., 2004):

$$Q_H = \frac{N_H}{g \cdot \rho \cdot H_H \cdot n_H \cdot n_G} \quad (19)$$

όπου:

- $N_H$ : ονομαστική ισχύς υδροστροβίλου
- $n_H$ : βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου
- $n_G$ : βαθμός απόδοσης γεννήτριας
- $g$ : επιτάχυνση της βαρύτητας
- $\rho$ : πυκνότητα νερού
- $H$ : ονομαστικό ύψος υδροστροβίλου (420m)

Επιπλέον, εισάγονται δεδομένα σχετικά με τε τους ταμιευτήρες. Συγκεκριμένα:

- ελάχιστη διαφορά στάθμης άνω και κάτω ταμιευτήρα ( $DZ_{MIN}$ ): 410m
- μέση διαφορά στάθμης άνω και κάτω ταμιευτήρα ( $DZ_{MEAN}$ ): 420m
- διαφορά της μέγιστης από την ελάχιστη στάθμη του άνω ταμιευτήρα ( $DZ_{VOLR}$ ): 20m
- ελάχιστος επιτρεπόμενος όγκος νερού ( $V_{MIN}$ ): 25.000m<sup>3</sup>

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- *ωφέλιμη χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα* :  $V_{TOT}$

Ο αλγόριθμος, μέσω μιας διαδικασίας ελέγχου που γίνεται συναρτήσεως των ανά 10λεπτο τιμών παροχής των υδροστροβίλων και των αντλιών, υπολογίζει τον τρέχοντα όγκο νερού του άνω ταμιευτήρα ( $V_R$ ). Η αρχική τιμή αυτής της μεταβλητής, βάσει παραδοχής, ορίζεται στο ήμισυ του συνολικού ωφέλιμου όγκου του ταμιευτήρα. Επίσης, ορίζονται τα παρακάτω μεγέθη:

- το ποσοστό πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα ως:

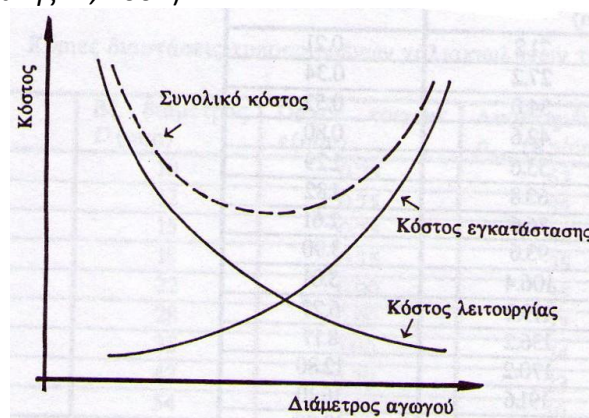
$$V_{FR} = \frac{\text{τρέχων όγκος νερού}}{\text{συνολικός ωφέλιμος όγκος ταμιευτήρα}} \quad (20)$$

- η μεταβολή, ως προς τη μέση, της στάθμης για τρέχοντα όγκο νερού:

$$Z_{ADD} = (V_{FR} - 0.5) \cdot DZ_{VOLR} \quad (21)$$

Αναφορικά με τους αγωγούς, εισάγονται τα εξής:

- *πλήθος*: 2 (δυνατότητα ταυτόχρονης άντλησης και παραγωγής)
- *διάμετρος*: η επιλογή της διαμέτρου γίνεται λαμβάνοντας υπόψη τη μέση ταχύτητα της ροής, η οποία δεν πρέπει να ξεπερνάει μία μέγιστη τιμή που ποικίλει ανάλογα με το υλικό του αγωγού και της επένδυσής του, το διακινούμενο υγρό κλπ. Στην παρούσα περίπτωση (χαλυβοσωλήνας και νερό που περιέχει πυριτική άμμο) η μέγιστη επιτρεπόμενη ταχύτητα της ροής λαμβάνεται ίση με  $U_{max}=4.0$  m/sec. Επίσης, πρέπει να ικανοποιούνται οικονομοτεχνικά κριτήρια, που θα λαμβάνουν υπόψη τις υδραυλικές απώλειες και το κόστος κατασκευής. Οι υδραυλικές απώλειες αντιστοιχούν σε απώλειες εσόδων οι οποίες είναι ανάλογες του χρόνου λειτουργίας του σταθμού και άρα μπορούν να θεωρηθούν ως λειτουργικό κόστος. Το κόστος της σωλήνωσης είναι μια δαπάνη η οποία καταβάλλεται κατά την κατασκευή του σταθμού και η ετήσια επιβάρυνση σχετίζεται με το κόστος απόσβεσης για τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης. (Παπαντώνης Δ., 2007).



Σχήμα 4.5: Επιλογή οικονομοτεχνικά βέλτιστης διαμέτρου

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Τέλος, πρέπει να μην αναπτύσσονται υπερβολικές πιέσεις και υποπίεσεις κατά την εξέλιξη των μεταβατικών φαινομένων και κυρίως κατά την πλήρη απόρριψη φορτίου.

Η αρχική επιλογή της βέλτιστης διαμέτρου των αγωγών μπορεί να γίνει από συσχετίσεις που βασίζονται στα προηγούμενα οικονομοτεχνικά κριτήρια. Στην παρούσα μελέτη υιοθετείται η εξής σχέση:

$$D = 0,7307 \frac{N^{0,43}}{H^{0,63}} \quad (22)$$

Όπου D η διάμετρος σε m, N η ονομαστική ισχύς σε kW και H το ύψος σε m.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την παραπάνω σχέση συγκρίνονται με τις τυποποιημένες τιμές του πίνακα 4.1, οι οποίες στον αλγόριθμο εισάγονται μέσω της υπορουτίνας DEDOM, και ακολούθως επιλέγονται οι αμέσως μεγαλύτερες τιμές.

| α.α | D (m)   | e <sub>mn</sub> (mm) | α.α | D (m)  | e <sub>mn</sub> (mm) |
|-----|---------|----------------------|-----|--------|----------------------|
| 1   | 0,1143  | 3,6                  | 21  | 0,9652 | 7,14                 |
| 2   | 0,1397  | 3,6                  | 22  | 1,016  | 7,14                 |
| 3   | 0,1683  | 3,6                  | 23  | 1,0668 | 7,14                 |
| 4   | 0,19371 | 4                    | 24  | 1,1176 | 7,14                 |
| 5   | 0,2191  | 4                    | 25  | 1,1684 | 7,14                 |
| 6   | 0,2445  | 4                    | 26  | 1,2192 | 7,92                 |
| 7   | 0,273   | 4                    | 27  | 1,3208 | 7,92                 |
| 8   | 0,3239  | 4                    | 28  | 1,4224 | 8,74                 |
| 9   | 0,3556  | 4,5                  | 29  | 1,524  | 8,74                 |
| 10  | 0,4064  | 4,5                  | 30  | 1,6256 | 10,31                |
| 11  | 0,457   | 5                    | 31  | 1,7272 | 10,31                |
| 12  | 0,508   | 5                    | 32  | 1,8288 | 11,13                |
| 13  | 0,559   | 6,35                 |     |        |                      |
| 14  | 0,6096  | 6,35                 |     |        |                      |
| 15  | 0,6604  | 6,35                 |     |        |                      |
| 16  | 0,7112  | 6,35                 |     |        |                      |
| 17  | 0,762   | 6,35                 |     |        |                      |
| 18  | 0,8128  | 7,14                 |     |        |                      |
| 19  | 0,8636  | 7,14                 |     |        |                      |
| 20  | 0,9144  | 7,14                 |     |        |                      |

**Πίνακας 4.1:** Τυποποιημένες εξωτερικές διαμέτροι σωληνώσεων και αντίστοιχα ελάχιστα πάχη

- **πάχος:** Το απαραίτητο πάχος ενός σωλήνα λαμβάνεται έτσι, ώστε η ορθή τάση που αναπτύσσεται λόγω της εσωτερικής υπερπίεσης να είναι μικρότερη από την επιτρεπόμενη τάση του υλικού του σωλήνα (Μαθιουλάκης Δ.Σ. κ.ά., 2005). Επιπλέον, το πάχος προσαυξάνεται κατά περίπτωση, ώστε να λαμβάνεται υπόψη ενδεχόμενη φθορά – διάβρωση του σωλήνα ή

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

καταπόνηση και εξασθένηση κατά τη φάση της εγκατάστασης και σύνδεσης. Στην παρούσα μελέτη υιοθετείται η εξής σχέση:

$$s = \frac{D \cdot p}{2k_2 \frac{\sigma_{\varepsilon\pi}}{k_1}} + s_1 + s_2 \quad (23)$$

Όπου  $s$  το πάχος και  $D$  η εξωτερική διάμετρος του αγωγού,  $p$  η πίεση του ρευστού και  $\sigma_{\varepsilon\pi}$  η μέγιστη επιτρεπόμενη τάση του υλικού (στην παρούσα περίπτωση και για χάλυβα St44 λαμβάνεται ίση με  $3000 \text{kp/cm}^2$ ). Ο συντελεστής ασφαλείας  $k_1$  λαμβάνεται περίπου ίσος με 1,7 ενώ ο συντελεστής εξασθένησης  $k_2$  ίσος με 0,8 (συγκολλητή σωλήνωση). Τέλος, τα  $s_1$  και  $s_2$  είναι προσαυξήσεις λόγω ανομοιομορφίας του πάχους του ελάσματος κατασκευής του σωλήνα και λόγω φθοράς ή διάβρωσης. Οι προσαυξήσεις ελήφθησαν συνολικά ίσες με 2 mm.

- **βάρος:** εισάγοντας την πυκνότητα του υλικού (για St44 ίση με  $7700 \text{kg/m}^3$ ) και το οριζόντιο (ίσο με 1020m) και κατακόρυφο (ίσο με 680m) συνολικό μήκος των αγωγών και έχοντας ήδη υπολογίσει τη διάμετρο και το πάχος του αγωγού, υπολογίζεται το βάρος του κάθε αγωγού:

$$B = 7700 \cdot \pi \cdot D \cdot L \cdot s \quad (24)$$

Όπου  $L$  το μήκος του αγωγού. Υπολογίζεται ξεχωριστά το βάρος του κάθε αγωγού (προσαγωγής και κατάθλιψης) και προστίθενται για να βρεθεί η συνολική τιμή.

- **συντελεστές αντίστασης:** Στο σημείο αυτό υπολογίζουμε τους συντελεστές υδραυλικών απωλειών  $\zeta_{P_{TUR}}$  και  $\zeta_{P_{PUMP}}$  των δύο αγωγών. Όπως είναι γνωστό οι υδραυλικές απώλειες διακρίνονται στις γραμμικές και τις εντοπισμένες. Οι μεν γραμμικές χαρακτηρίζονται έτσι γιατί είναι ανάλογες του μήκους  $L$  στο οποίο αναπτύσσονται και ισοκατανέμονται και οι δε εντοπισμένες προκαλούνται στις διάφορες διαμορφώσεις, εξαρτήματα και όργανα των σωληνώσεων. Οι γραμμικές απώλειες είναι ανάλογες, εκτός του μήκους  $L$ , της ταχύτητας της ροής, της εσωτερικής διαμέτρου και της τραχύτητας των τοιχωμάτων των αγωγών ενώ για μα υπολογιστούν με ακρίβεια οι εντοπισμένες απαιτείται ο πλήρης καθορισμός της διάταξης των αγωγών, κάτι που σε αυτό το επίπεδο δεν είναι δυνατόν.

Για τη συγκεκριμένη μελέτη είχε γίνει υπολογισμός του συντελεστή απωλειών για σταθμό αναφοράς εγκατεστημένης ισχύος 15 MW, οπότε γίνεται προσεγγιστική αναγωγή ανάλογα με την εκάστοτε εγκατεστημένη ισχύ.

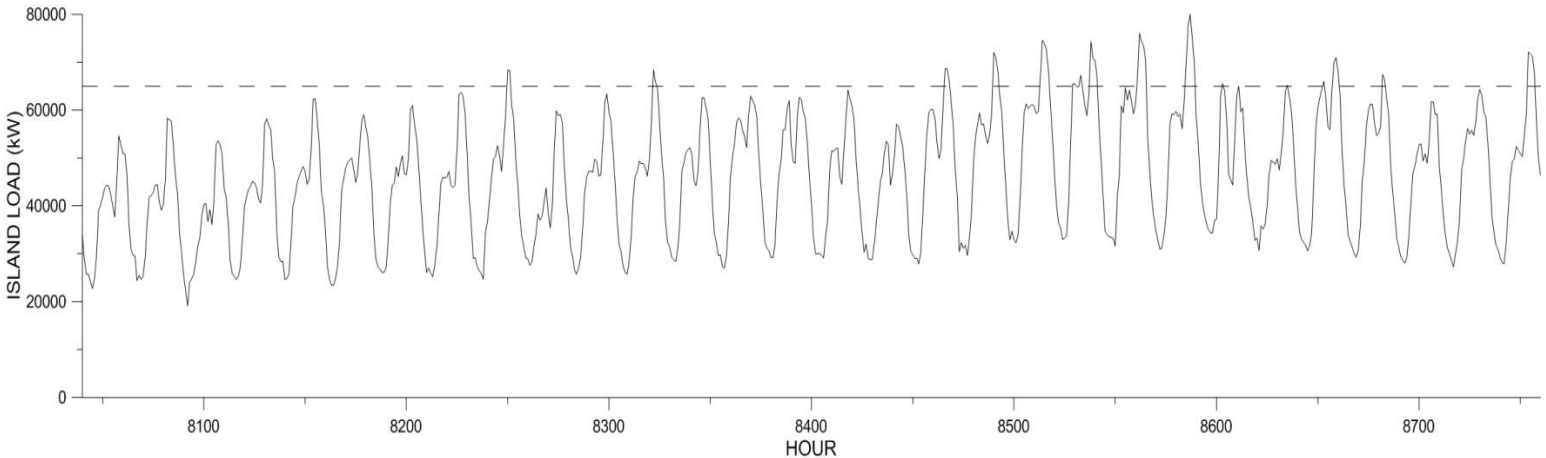
ο Υπολογισμός ορίου παροχής εγγυημένης ισχύος:

Ο ορισμός της εγγυημένης ισχύος μιας οποιαδήποτε μονάδας παραγωγής ισχύος σχετίζεται (Κλειάσου Η., 2008) με την ικανότητά της να αυξήσει την αξιοπιστία ενός συστήματος. Η

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

πιθανότητα να συμβεί έλλειμμα ισχύος ισοδυναμεί με την πιθανότητα απώλειας φορτίου LOLP (Loss Of Load Probability) και πρακτικά σημαίνει ότι η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από τη δυνατότητα παραγωγής των διαθέσιμων μονάδων και κάποιοι καταναλωτές πρέπει να αποσυνδεθούν. Η πιθανότητα απώλειας φορτίου εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως τα χαρακτηριστικά της ζήτησης, τη διαθεσιμότητα και την αξιοπιστία των μονάδων της παραγωγής, τον αριθμό των μονάδων κ.ά.

Το όριο παροχής εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ ( $P_{LIMIT}$ ) υπολογίζεται αν από το μέγιστο φορτίο έτους (80MW) αφαιρεθεί η ονομαστική ισχύς του σταθμού ( $P_{H,TOT}$ ) (σχήμα 4.6).



**Σχήμα 4.6:** Διάγραμμα φορτίου για το μήνα Δεκέμβριο (εμφάνιση μέγιστης τιμής ζήτησης 80MW την 8587<sup>η</sup> ώρα του έτους ) και γραμμή εγγυημένης ισχύος στα 65MW για ΥΒΣ 15MW (80-15=65MW)

### ο Βοηθητικοί παράμετροι και παράμετροι ασφαλείας:

Εισάγονται οι παρακάτω εκτιμώμενοι ολικοί βαθμοί απόδοσης. Οι βαθμοί απόδοσης, περιλαμβάνουν το σύνολο των απωλειών του συστήματος (υδραυλικές, μηχανικές, ηλεκτρικές). Έτσι, ορίζουμε:

- Υδροστροβλικής παραγωγής:  $TE=0,83$
- Άντλησης  $PE= 0,735$

Επιπλέον, εισάγονται οι παρακάτω παράμετροι ασφάλειας:

- Παραγωγής:  $A=1,08$
- Άντλησης:  $B=1,1$
- Πιθανότητας αξιοποίησης ενέργειας από ΑΠΕ:  $\Gamma= 0,8$

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

### ο Υπολογισμός κόστους:

Στο σημείο αυτό, και μέσω της υπορουτίνας COSTS, υπολογίζονται τα επί μέρους κόστη του συστήματος σε Euro (€). Γίνεται χρήση εμπειρικών προσεγγιστικών σχέσεων που προέρχονται από διάφορες βιβλιογραφικές πηγές (Παπαντώνης Δ., 2007) και τα αποτελέσματά τους επηρεάζονται από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των υποσυστημάτων. Χρησιμοποιούνται επίσης πραγματικά δεδομένα από άλλα έργα, καθώς και από μελέτες που έχει συμμετάσχει το Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών. Στους τύπους που χρησιμοποιούνται οι τιμές εγκατεστημένης ισχύος των διάφορων μονάδων (πχ για Α/Π το  $N_{W,TOT}$ , για PV το  $N_{PV}$ , για ΥΒΣ το  $P_{H,TOT}$ , για αντλιοστασίου το  $P_{P,INST}$ ), οι τιμές αυτές είναι σε kW.

Αρχικά υπολογίζεται για κάθε υποσύστημα το κόστος 'επένδυσης', δηλαδή το κόστος για την αγορά του εξοπλισμού και την εγκατάστασή του. Αφού υπολογιστεί το ολικό κόστος επένδυσης του ΥΒΣ ως άθροισμα των επί μέρους, υπολογίζεται και το ολικό κόστος 'λειτουργίας', το οποίο είναι τα πάγια έξοδα του σταθμού σε σύνολο για κάθε έτος λειτουργίας, και προκύπτει ως ποσοστό επί το ολικό κόστος επένδυσης.

Προφανώς τα αποτελέσματα δεν μπορούν να χαρακτηριστούν λεπτομερή και απόλυτα ακριβή, αλλά σκοπό έχουν να δώσουν μια γενική εικόνα για το ύψος της επένδυσης και την οικονομική βιωσιμότητα του έργου. Σε κάθε περίπτωση, στη φάση της αναγνωριστικής μελέτης θεωρείται επαρκής μία ακρίβεια στον υπολογισμό του συνολικού κόστους του έργου της τάξεως του  $\pm 40\%$ . Ακριβέστερος υπολογισμός του κόστους απαιτεί λεπτομερέστερη σχεδίαση και μελέτη των επιμέρους έργων, άρα απαιτεί τη δαπάνη χρημάτων η οποία δεν θα αποσβεστεί εάν η επένδυση κριθεί ως ασύμφορη.

Συγκεκριμένα:

#### • Κόστη ΑΠΕ:

$$\text{Αιολικού Πάρκου} \quad K_{A/\Pi} = 1500 \cdot N_{W,TOT} \quad (25)$$

$$\text{Φωτοβολταϊκού Πάρκου} \quad K_{PV} = 3000 \cdot N_{PV} \quad (26)$$

(Σημείωση: Το κόστος του Φ/Π αποτελεί σημαντικό παράγοντα της επένδυσης. Η παραπάνω είναι μια μέση τιμή σήμερα, η οποία προβλέπεται συνεχώς να μειώνεται λόγω ανάπτυξης της τεχνολογίας των ΦΒ. Για αυτό το λόγο στη συνέχεια μελετούνται και σενάρια με μικρότερο κόστος ΦΒ)

$$\text{Συνολικά: } K_{ΑΠΕ} = K_{A/\Pi} + K_{PV} \quad (27)$$

#### • Κόστη συστήματος αντλησιοταμίευσης:

$$\text{Ταμιευτήρων} \quad K_{TANK} = 420 \cdot V_{TOT}^{0.7} \quad (28)$$

(Σε περίπτωση που δεν χρησιμοποιηθεί προϋπάρχουσα δεξαμενή οπότε είναι αναγκαία η κατασκευή και του κάτω ταμιευτήρα, το ανώτερο κόστος διπλασιάζεται.)

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- Υδροστρόβιλου 
$$K_{TURBINE} = 700 \cdot N_H^{0,95} \quad (29)$$

(Το παραπάνω αφορά στο κόστος ενός υδροστρόβιλου Pelton. Έχει προβλεφτεί και υπάρχουν στον αλγόριθμο τύποι υπολογισμού του κόστους και για διαφορετικού τύπου υδροστρόβιλους.)

- Αντλίας 
$$K_{PUMP} = 600 \cdot N_P^{0,95} \quad (30)$$

(Κόστος μίας αντλίας μεταβλητών στροφών. Αντίστοιχα υπάρχει τύπος για αντλία σταθερών στροφών)

- Σωληνώσεων

- Υλικού 
$$K_{ΥΛΙΚΟΥ} = B \cdot 0,8 \cdot 2 \quad (31)$$

- Επιφανειακής προστασίας 
$$K_{ΕΠΙΦ.ΠΡΟΣΤ.} = ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ \cdot 30 \quad (32)$$

- Συγκολλήσεων 
$$(25€/inch \text{ διαμέτρου και μία ραφή ανά } 6m)$$

- Μεταφοράς & Εκσκαφών 
$$K_{ΜΕΤ. \& ΕΚΣΚΑΦΩΝ} = D^2 \cdot L \cdot 100 \quad (33)$$

$$K_{ΣΩΛΗΝΩΣΕΩΝ} = K_{ΥΛΙΚΟΥ} + K_{ΕΠΙΦ.ΠΡΟΣΤ.} + K_{ΣΥΓΚΟΛ.} + K_{ΜΕΤ. \& ΕΚΣΚΑΦΩΝ} \quad (34)$$

Συνολικά: 
$$K_{ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ} = \sum K_{TANK} + \sum K_{TURBINE} + \sum K_{PUMP} + K_{ΣΩΛΗΝΩΣΕΩΝ} \quad (35)$$

- Υπόλοιπα κόστη:

- Κόστος υποσταθμού (control unit)

$$K_{ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥ} = [20.000 + 20 \cdot P_{H,TOT} + 10 \cdot P_{P,INST} + 10 \cdot (N_{W,TOT} + N_{PV})] \cdot 2 \quad (36)$$

- Κόστος σύνδεσης στο δίκτυο (grid connection)

$$K_{CONNECTION} = 10^6 \cdot \{1 + [(\frac{P_{P,INST}}{1000} - 20) / 100]\}, \quad (37)$$

- Κόστος κτηρίων και διαμορφώσεων

$$K_{ΚΤΗΡΙΩΝ} = 1000 \cdot (P_{H,TOT} + P_{P,INST} + N_{W,TOT} + N_{PV})^{0,6} \quad (38)$$

Συνολικά: 
$$K_{REST} = K_{ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥ} + K_{CONNECTION} + K_{ΚΤΗΡΙΩΝ} \quad (39)$$

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

$$\text{Συνολικό κόστος ΥΒΣ: } K_{\text{ΥΒΣ}} = K_{\text{ΑΠΕ}} + K_{\text{ΑΝΤΑΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ}} + K_{\text{REST}} \quad (40)$$

- Κόστη μελετών, επίβλεψης κλπ:  $K_{\text{ΜΕΛΕΤΩΝ}} = 0,05 \cdot K_{\text{ΥΒΣ}}$  (41)

- Άλλα κόστη (δρόμοι, αγορά γης κλπ):  $K_{\text{OTHER}} = 0,02 \cdot K_{\text{ΥΒΣ}}$  (42)

Οπότε τελικά το συνολικό ποσό επένδυσης υπολογίζεται ως εξής:

$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{ΥΒΣ}} + K_{\text{ΜΕΛΕΤΩΝ}} + K_{\text{OTHER}} \quad (43)$$

Το κόστος λειτουργίας (προσωπικό, συντήρηση, λογαριασμοί, ασφαλίσεις κλπ) θεωρείται ίσο με:

$$K_{\text{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ}} = 0,02 \cdot K_{\text{TOTAL}} \quad (44)$$

### **Αρχικός ημερήσιος προγραμματισμός λειτουργίας του ΥΒΣ**

#### ο Εγγυημένη ισχύς και ενέργεια:

Στο σημείο αυτό ξεκινάνε οι ημερήσιες επαναλήψεις. Υπολογίζεται η εγγυημένη ενέργεια που πρέπει να προσφερθεί από τον ΥΒΣ στο διαχειριστή του ΜΔΝ για την επόμενη ημέρα. Αυτό γίνεται αθροίζοντας τις τιμές της ισχύος του φορτίου  $P_L$  που ξεπερνάνε τη γραμμή εγγυημένης ισχύος  $P_{\text{LIMIT}}$  τις ώρες της επόμενης ημέρας. Παράλληλα, οι ωριαίες αυτές κορυφές ζήτησης φορτίου πρέπει να είναι τουλάχιστον ίσες με το τεχνικό ελάχιστο των στροβίλων. Σε περίπτωση που δεν είναι, η εγγυημένη ισχύς της συγκεκριμένης ώρας αυξάνεται μέχρι το τεχνικό ελάχιστο των υδροστρόβιλων. Τελικά υπολογίζεται για την επόμενη ημέρα η συνολική εγγυημένη ενέργεια ( $E_G$ ).

#### ο Εκτιμώμενη ενεργειακή συνεισφορά ΑΠΕ

Σημαντικό ρόλο στη μεγιστοποίηση των εσόδων του ΥΒΣ συντελεί η επιλεγμένη μεθοδολογία συνυπολογισμού της αναμενόμενης παραγωγής ΑΠΕ στην προσφορά ενέργειας. Στον συγκεκριμένο αλγόριθμο προσομοίωσης υιοθετήθηκε η παρακάτω λογική:

Υπολογίζεται η ολική παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ του ΥΒΣ για το πρώτο 12ώρο της επόμενης ημέρας. Οι τιμές ισχύος λειτουργίας και παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π και το Φ/Π για κάθε ώρα του έτους έχουν ήδη υπολογιστεί προηγουμένως στον αλγόριθμο. Οπότε,



## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

στο σημείο αυτό ο κώδικας αθροίζει τις τιμές που αντιστοιχούν στις 12 πρώτες ώρες της συγκεκριμένης ημέρας, οι οποίες όμως πρέπει να έχουν τιμή μεγαλύτερη από την ελάχιστη ισχύ του αντλιοστασίου ( $P_{P,MIN}$ ) αλλιώς δε λαμβάνονται υπόψη αφού δεν είναι ικανές να θέσουν σε λειτουργία τις αντλίες. Στη συνέχεια το άθροισμα πολλαπλασιάζεται με το συνολικό εκτιμώμενο βαθμό απόδοσης άντλησης ( $PE=0,735$ ), καθώς επίσης και με το συντελεστή ασφαλείας πιθανότητας αξιοποίησης ενέργειας από ΑΠΕ ( $\Gamma=0,8$ ).

Για  $i=1,12$  πρέπει:  $P_{ΑΠΕ,i} \geq P_{P,MIN}$  αλλιώς  $P_{ΑΠΕ,i} = 0$

$$E_{ΑΠΕ,12ΩΡΟΥ} = \left( \sum_{i=1}^{12} E_{ΑΠΕ,i} \right) \cdot PE \cdot \Gamma \quad (45)$$

Πρόκειται για μια απλουστευμένη λογική που βασίζεται στο ακόλουθο σκεπτικό. Εκτός των πρώτων ωρών της ημέρας, όπου το πιο πιθανό είναι να μη χρειαστεί καθόλου να παράγει ο ΥΒΣ, για τις υπόλοιπες ώρες υπάρχει αβεβαιότητα ως προς το πότε ακριβώς και πόσο θα χρειαστεί να προσφέρει ενέργεια. Έτσι, προσεγγιστικά, συνυπολογίζουμε στην αρχική προσφορά ενέργειας μόνο την παραγωγή από ΑΠΕ του 1<sup>ου</sup> 12ώρου, τη μισή μόλις δηλαδή από τη συνολική παραγωγή, και αυτή μάλιστα πολλαπλασιασμένη με συντελεστή ασφαλείας αβεβαιότητας, ώστε να αποφύγουμε περιπτώσεις προσφοράς ενέργειας που να μην όντως θα μπορούσαν να πραγματοποιηθούν αλλά σε διαφορετική ώρα (συγκεκριμένα αργότερα) από αυτές που τελικά καλούνται.

### ο Προσφορά ενέργειας από τον ΥΒΣ

Η διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα είναι συνάρτηση της διαφοράς του τρέχοντος όγκου του νερού στον ταμιευτήρα από τον ελάχιστο επιτρεπόμενο. Υπολογίζεται ως εξής:

$$E_{AVAILABLE} = \frac{(V_R - V_{MIN}) \cdot g \cdot \rho \cdot DZ_{MIN}}{3,6 \cdot 10^6} \quad (46)$$

Η εγγυημένη ενέργεια που απαιτεί ο Διαχειριστής του ΜΔΝ και που υπολογίστηκε πριν ( $E_G$ ) μεταφράζεται σε εγγυημένη ενέργεια που οφείλει να προσφέρει ο ΥΒΣ αν διαιρεθεί με τον ολικό εκτιμώμενο βαθμό απόδοσης υδροστροβιλικής παραγωγής και πολλαπλασιαστεί με το συντελεστή ασφαλείας άντλησης. Το τελικό αποτέλεσμα συγκρίνεται με τη διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα ( $E_{AVAILABLE}$ ). Αν η απαιτούμενη ενέργεια βρεθεί μεγαλύτερη από τη διαθέσιμη οδηγούμαστε σε *δήλωση φορτίου* (λεπτομέρειες παρακάτω).

Στην αντίθετη περίπτωση, αν δηλαδή  $E_{AVAILABLE} \geq \frac{E_G \cdot B}{TE}$ , υπολογίζεται η συνολική προβλεπόμενη διαθέσιμη ενέργειας για την επόμενη ημέρα, ως άθροισμα της διαθέσιμης στην

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

άνω δεξαμενή και της προβλεπόμενης συνεισφοράς από ΑΠΕ, πολλαπλασιασμένα με τους κατάλληλους συντελεστές. Δηλαδή:

$$E_{ESTIM} = \frac{(E_{AVAILABLE} + E_{ΑΠΕ,12ΩΡΟΥ}) \cdot TE}{A} \quad (47)$$

Σημαντική είναι η λεπτομέρεια ότι η σύγκριση για τη δήλωση ή μη άντλησης φορτίου γίνεται μεταξύ της 'εγγυημένης ενέργειας που οφείλει να προσφέρει ο ΥΒΣ' ( $\frac{E_G \cdot B}{TE}$ ) και τη 'διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα' ( $E_{AVAILABLE}$ ), χωρίς δηλαδή την προβλεπόμενη συνεισφορά των ΑΠΕ, και αυτό για λόγους επιπλέον ασφάλειας και αξιοπιστίας του συστήματος.

Στη συνέχεια, υπολογίζεται η υποθετικά μέγιστη προσφορά ενέργειας του ΥΒΣ, αυτή δηλαδή που θα γινόταν αν ήταν τελείως γεμάτος ο άνω ταμιευτήρας και μετατρέποταν όλο το νερό σε ηλεκτρική ενέργεια:

$$E_{offer,MAX} = \frac{V_{TOT} \cdot g \cdot \rho \cdot DZ_{MIN}}{TE \cdot 3,6 \cdot 10^6} \quad (48)$$

Τελικά, η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ για την επόμενη ημέρα πρέπει να είναι το μεγαλύτερο μεταξύ της συνολικά προβλεπόμενης διαθέσιμης ενέργειας και της εγγυημένης ενέργειας αλλά ταυτόχρονα να παραμένει μικρότερη από την υποθετικά μέγιστη προσφορά. Δηλαδή:

$$E_{offer} = \max\left\{\frac{E_G \cdot B}{TE}, E_{ESTIM}\right\} \quad (49)$$
$$E_{offer} \leq E_{offer,MAX}$$

Το πρώτο σκέλος αφορά στην κάλυψη του δικτύου από προσφορά του ΥΒΣ τουλάχιστον ίσης με την εγγυημένη που έχει αιτηθεί.

Το δεύτερο σκέλος αφορά και πάλι στην αξιοπιστία του συστήματος, εννοώντας ότι η τελική προσφορά του ΥΒΣ (στην οποία έχει συνυπολογιστεί και η προβλεπόμενη παραγωγή από ΑΠΕ) δεν μπορεί να υπερβαίνει την κατάσταση πλήρους άνω ταμιευτήρα του ΥΒΣ. Αυτό συμβαίνει ώστε να υπάρχει πάντα η δυνατότητα προσφοράς του προσυμφωνημένου ποσού ενέργειας έστω από τους στροβίλους του σταθμού, ακόμα και σε ενδεχόμενη λάθος πρόβλεψη και συνεπώς απώλεια της προβλεπόμενης από ΑΠΕ ενέργειας.

##### ο Δήλωση Φορτίου:

Στην περίπτωση που ο Διαχειριστής του ΥΒΣ προβλέπει ότι τα ήδη υπάρχοντα νερά στην άνω δεξαμενή του δεν επαρκούν για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας του επόμενου 24ωρου ( $E_{AVAILABLE} \leq \frac{E_G \cdot B}{TE}$ ), τότε ο Διαχειριστής του ΥΒΣ θα κάνει δήλωση φορτίου για

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο ( $E_D$ ) ώστε να αντλήσει την απαιτούμενη ποσότητα νερών, τόση ώστε να εξασφαλιστεί η εγγυημένη ενέργεια. Για να μην έχουμε ανεξέλεγκτη απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο δε θα επιτρέπεται στον Διαχειριστή του ΥΒΣ να κάνει προσφορά ενέργειας μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια εφόσον κάνει και δήλωση φορτίου και επιπλέον η δήλωση φορτίου δε θα μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια δια το συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής του ΥΒΣ (π.χ. 70%). Όλα τα παραπάνω συνοψίζονται στις παρακάτω σχέσεις:

$$E_D = \frac{\left(\frac{E_G \cdot B}{TE} - E_{AVAILABLE}\right)}{PE \cdot B} \quad (50)$$
$$0 \leq E_D \leq \frac{E_G}{TE \cdot PE}$$
$$E_D \neq 0 \Rightarrow E_{offer} = E_G$$

##### ο Κατάρτιση αρχικού ωριαίου προγράμματος άντλησης και παραγωγής:

Αφού λοιπόν έχουν υπολογιστεί για τον ΥΒΣ τα ποσά ενέργειας που θα προσφέρει στο δίκτυο και ενδεχομένως που απαιτείται να αντλήσει από αυτό ώστε να εξασφαλιστεί η εγγυημένη ενέργεια, καταρτίζεται από τον αλγόριθμο ένας αρχικός ωριαίος προγραμματισμός λειτουργίας των αντλιών και των στροβίλων.

Αναφορικά με τις αντλίες, για να ξεκινήσει η διαδικασία κατάρτισης αυτού του αρχικού προγραμματισμού, απαραίτητη προϋπόθεση είναι να επαληθεύεται η συνθήκη ότι υπάρχει δήλωση φορτίου ( $E_D > 0$ ). Εφόσον λοιπόν υπάρχει όντως δήλωση φορτίου, οι αντλίες απαιτείται να λειτουργήσουν σε κάποια συγκεκριμένη ισχύ κάποιες ώρες της ημέρας αντλώντας από το δίκτυο ώστε να προμηθεύσουν τον άνω ταμιευτήρα με το απαραίτητο νερό για να εξασφαλιστεί στη συνέχεια η εγγυημένη ενέργεια. Ο αλγόριθμος, για τις ώρες χαμηλής ζήτησης (δηλαδή για τις ώρες από μία έως εννιά το πρωί), μέσα από μια επαναληπτική διαδικασία βελτιστοποίησης και με δεδομένα τη συνολική δήλωση φορτίου, τη ζήτηση του νησιού για κάθε μία από αυτές τις ώρες και την ελάχιστη από αυτές, την ελάχιστη και μέγιστη ισχύ του αντλιοστασίου καθώς επίσης και τις περιοχές ισχύος που δεν καλύπτονται λόγω της βηματικής αλλαγής των πανομοιότυπων αντλιών, υπολογίζει και αποθηκεύει για κάθε ώρα την τελική ισχύ λειτουργίας του αντλιοστασίου, την ισχύ δηλαδή με την οποία το αντλιοστάσιο θα αντλεί από το δίκτυο ( $P_{D,i}$ ). Εξασφαλίζεται επίσης το ότι η άντληση από το δίκτυο προσαρμόζεται στην κοιλιάδα της καμπύλης φορτίου κατά τις νυχτερινές ώρες.

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Αντίστοιχα για τους στροβίλους, και αφού επαληθευτεί η απαραίτητη συνθήκη ύπαρξης προσφερόμενης ενέργειας για την επόμενη ημέρα ( $E_{offer} > 0$ ), ο αλγόριθμος μέσα από παρόμοια επαναληπτική διαδικασία βελτιστοποίησης και με δεδομένα αυτή το φορά τη ζήτηση του νησιού και τη μέγιστη τιμή της για την επόμενη ημέρα, τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων βάσης του νησιού, καθώς επίσης και τα τεχνικά ελάχιστα και την ονομαστική ισχύ των στροβίλων, υπολογίζει και αποθηκεύει για κάθε ώρα τη συνολική ισχύ λειτουργίας των στροβίλων ( $P_{E,i}$ ). Προσαρμόζεται δηλαδή η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ στην ημερήσια καμπύλη φορτίου έτσι ώστε να αποκόπτονται/εξομαλύνονται οι αιχμές και να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

### **Προγραμματισμός λειτουργίας ανά ώρα και ανά 10λεπτο**

#### ○ Υπορουτίνες TURBINE/PUMPING:

Η υπορουτίνα TURBINE μέσα από μια διαδικασία διαδοχικών συγκρίσεων μεταξύ της προσφερόμενης ωριαίας ισχύος ( $P_{E,i}$ ) και της εγκατεστημένης ισχύος των εν λειτουργία στροβίλων για τους διάφορους πιθανούς συνδυασμούς (ένας, δύο ή και οι τρεις στρόβιλοι σε λειτουργία) υπολογίζει το βέλτιστο συνδυασμό λειτουργίας, δηλαδή το συνδυασμό με το μικρότερο συνολικό τεχνικό ελάχιστο. Επιστρέφει τον αριθμό των εν λειτουργία στροβίλων ( $N_{T_{OPER}}$ ), τη συνολική εγκατεστημένη τους ισχύ ( $P_{H_{N,TOT}}$ ) και το συνολικό τεχνικό ελάχιστο.

Καλείται σε διάφορα σημεία στον κώδικα, σε περιπτώσεις που χρειάζεται να υπολογιστεί ο αριθμός των ενταγμένων στροβίλων και τα συνολικά χαρακτηριστικά τους.

Αντίστοιχα η υπορουτίνα PUMPING για δεδομένη τρέχουσα ισχύς και minimum/maximum τιμές ισχύος αντλιοστασίου υπολογίζει για το βέλτιστο τρόπο λειτουργίας του τον αριθμό των εν λειτουργία αντλιών, το τεχνικό ελάχιστο και την ακριβή ισχύς λειτουργίας του αντλιοστασίου συνολικά ( $P_{P,x}$ ) και της κάθε αντλίας ξεχωριστά ( $P_{P1,x}$ ).

#### ○ Απομείωση:

Στο σημείο αυτό στον κώδικα, και αφού όπως είδαμε έχει γίνει ένας αρχικός ωριαίος σχεδιασμός άντλησης και παραγωγής, ξεκινάνε οι ωριαίες επαναλήψεις. Αν επαληθευτεί η απαραίτητη προϋπόθεση ύπαρξης προσφοράς ενέργειας για τη συγκεκριμένη ώρα ( $P_{E,i} > 0$ ), πραγματοποιείται η διαδικασία της απομείωσης.

Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα, τα ήδη υπάρχοντα εν λειτουργία ή αδειοδοτημένα αιολικά πάρκα του νησιού επηρεάζονται από τη λειτουργία του σταθμού, εξαιτίας των Ορίων Διείσδυσης των Αιολικών. Επιπλέον, έγινε αναφορά στη νέα πολιτική διαχείρισης του ΥΒΣ, σύμφωνα με την οποία με σκοπό την αντιμετώπιση της παραπάνω επίπτωσης, προσδίδονται

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

στους στροβίλους χαρακτηριστικά αντίστοιχα των συμβατικών μονάδων. Συγκεκριμένα, η αποδιδόμενη ισχύς τους μπορεί να μειώνεται μέχρι ένα προκαθορισμένο κάτω όριο φόρτισης, π.χ. της τάξης του 50% της ονομαστικής τους ισχύος, το οποίο αποτελεί τον ισοδύναμο περιορισμό τεχνικού ελαχίστου για αυτούς. Η παραπάνω διαδικασία μείωσης της αποδιδόμενης ισχύος των στροβίλων ονομάζεται *απομείωση*.

Ο αλγόριθμος αρχικά καλεί την υπορουτίνα TURBINE και για τη συγκεκριμένη ώρα υπολογίζει τον αριθμό των εν λειτουργία στροβίλων και τη συνολική ονομαστική τους ισχύ.

Στη συνέχεια πραγματοποιεί κάποιες συγκρίσεις και αναλόγως δίνει στο συντελεστή απομείωσης ( $\Sigma_{\text{ΑΠΟΜ}}$ ) κατάλληλη τιμή.

Συγκεκριμένα, αν για τη συγκεκριμένη ώρα οι μονάδες βάσης λειτουργούν στο τεχνικό τους ελάχιστο, ή αν η διαφορά μεταξύ ισχύος λειτουργίας των μονάδων βάσης και τεχνικού τους ελαχίστου δεν υπερβαίνει το τεχνικό ελάχιστο ενός στροβίλου, τότε ο συντελεστής απομείωσης μηδενίζεται. Δηλαδή:

$$\text{Αν } \sum P_{C,i} = \sum C_{T,C} P_{Cn,i} \text{ ή } \sum (P_{C,i} - C_{T,C} P_{Cn,i}) \leq P_{H_{CH}} \rightarrow \Sigma_{\text{ΑΠΟΜ}} = 0 \quad (51)$$

Διαφορετικά, ο συντελεστής υπολογίζεται συναρτήσει της ισχύος λειτουργίας των μονάδων βάσης, της ονομαστικής ισχύος των εν λειτουργία στροβίλων και της ισχύος λειτουργίας των

εξωτερικών αιολικών. Συγκεκριμένα:  $\Sigma_{\text{ΑΠΟΜ}} = \frac{0,3 \cdot \sum P_{C,i} + P_{H_{N,TOT}} - P_{Wout,i}}{1,3 \cdot P_{H_{N,TOT}}}$  (52)

Όπου,

$P_{C,i}$ : ισχύς λειτουργίας μονάδων βάσης την ώρα  $i$

$P_{H_{N,TOT}}$ : ονομαστική ισχύς ενταγμένων υδροστροβίλων

$P_{Wout,i}$ : ισχύς λειτουργίας εξωτερικών αιολικών την ώρα  $i$

Η τελική ισχύς λειτουργίας του ΥΒΣ προκύπτει πολλαπλασιάζοντας το συντελεστή απομείωσης με την ονομαστική ισχύς των ενταγμένων στροβίλων  $P_{H_{N,TOT}}$ . Τελικά πρέπει να είναι μεγαλύτερη από το τεχνικό τους ελάχιστο:

$$P_{\text{ΑΠΟΜ}} = \Sigma_{\text{ΑΠΟΜ}} \cdot P_{H_{N,TOT}} \quad (53)$$
$$P_{\text{ΑΠΟΜ}} \geq P_{H_{CH}}$$

Στο σημείο αυτό και τελειώνοντας τη διαδικασία της απομείωσης, καλείται εκ νέου η υπορουτίνα Turbine προκειμένου να υπολογιστεί ο αριθμός των ενταγμένων στροβίλων.

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Σημαντική είναι η λεπτομέρεια ότι το όρισμα που εισάγεται στην υπορουτίνα σχετικά με την προσφερόμενη από τον ΥΒΣ ισχύ είναι η  $P_{E,i}$ , αυτή δηλαδή που είχε υπολογιστεί από πριν, και όχι η  $P_{ΑΠΟΜ}$  που αναφέρεται στην ισχύ μετά την απομείωση. Αυτό συμβαίνει έτσι ώστε οι στρόβιλοι που τελικά θα ενταχθούν τη συγκεκριμένη ώρα να είναι ικανοί να καλύψουν ολόκληρη την προγραμματισμένη από πριν προσφερόμενη ισχύ, ακόμα και σε περίπτωση ενδεχόμενης απώλειας της προσφοράς των εξωτερικών αιολικών πάρκων λόγω αστοχίας στις μετεωρολογικές προβλέψεις.

### ο Εκκίνηση 10λεπτων επαναλήψεων

Στο σημείο αυτό στον κώδικα ξεκινάνε οι επαναλήψεις σε 10λεπτο βήμα. Γίνεται έλεγχος για το συγκεκριμένο 10λεπτο σχετικά με:

- Τις τιμές της ισχύος λειτουργίας Α/Π ( $P_{W,x}$ ), Φ/Π ( $P_{PV,x}$ ) και συνολικών ΑΠΕ όπως είχαν υπολογιστεί από πριν ( $P_{ΑΠΕ,x} = P_{W,x} + P_{PV,x}$ )
- Τον αριθμό των διαθέσιμων και των εν λειτουργία αντλιών. Αρχικά θεωρείται πως καμία αντλία δε λειτουργεί και πως όλες είναι διαθέσιμες. Το αν μια αντλία είναι διαθέσιμη εξαρτάται από το χρόνο που έχει περάσει από το τελευταίο της σταμάτημα.
- Την πληρότητα του άνω ταμιευτήρα. Αυτό υπολογιστικά καθορίζεται από συγκεκριμένους συντελεστές.
- Αν είναι ώρα άντλησης από το δίκτυο/μηδενικής παραγωγής ( $P_{D,i} > 0$  ή  $P_{E,i} = 0$ ) ή όχι.

Ο αλγόριθμος θα υπολογίσει για κάθε δεκάλεπτο, και ανάλογα με την παραγόμενη από τις ΑΠΕ ενέργεια, καθώς επίσης και με το αν το συγκεκριμένο δεκάλεπτο γίνεται προσφορά από τον ΥΒΣ ή άντληση από το δίκτυο, τι ποσοστό από αυτή την ενέργεια και από ποια πηγή (Α/Π ή Φ/Π) προωθείται στις αντλίες, στο δίκτυο ή απορρίπτεται. Δηλαδή, για κάθε δεκάλεπτο  $x$  θα υπολογιστούν τα παρακάτω:

$E_{W_p,x}$ : ενέργεια Α/Π για άντληση

$E_{W_G,x}$ : ενέργεια Α/Π στο δίκτυο

$E_{PV_p,x}$ : ενέργεια Φ/Π για άντληση

$E_{PV_G,x}$ : ενέργεια Φ/Π στο δίκτυο

$E_{W_{loss},x}$ : απορριπτόμενη από Α/Π

$E_{PV_{loss},x}$ : απορριπτόμενη από Φ/Π

### ο Ώρες άντλησης από το δίκτυο/Μηδενικής παραγωγής:

Αν το συγκεκριμένο δεκάλεπτο ανήκει σε ώρα που έχει προγραμματιστεί άντληση από το δίκτυο ή μηδενική προσφορά ισχύος από τον ΥΒΣ ( $P_{D,i} > 0$  ή  $P_{E,i} = 0$ ), τότε το σύνολο της παραγωγής από ΑΠΕ προσφέρεται στις αντλίες, με αποτέλεσμα η τρέχουσα ισχύς λειτουργίας του αντλιοστασίου, η οποία ήταν η ισχύς άντλησης από το δίκτυο της συγκεκριμένης ώρας όπως είχε υπολογιστεί από πριν, να προσαυξάνεται κατά την ισχύ των ΑΠΕ. Αυτό με την

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

προϋπόθεση ο άνω ταμιευτήρας να μην είναι τελείως γεμάτος, ώστε να υπάρχει χώρος να αντληθεί επιπλέον νερό.

Δηλαδή:

$$P_{P,x} = P_{D,i} + (P_{\text{ΑΠΕ}_{TOT},x} \cdot F_{\text{Tank-full}}) \quad (54)$$

Όπου,

$P_{P,x}$ : τρέχουσα τιμή ισχύος αντλιοστασίου

$P_{D,i}$ : ισχύς άντλησης από το δίκτυο

$P_{\text{ΑΠΕ}_{TOT},x}$ : συνολική παραγόμενη ισχύς από τις ΑΠΕ του ΥΒΣ

$F_{\text{Tank-full}}$ : συντελεστής πληρότητας ταμιευτήρα. 0 αν ταμιευτήρας γεμάτος, 1 αν όχι

Μέσω της υπορουτίνας PUMPING υπολογίζεται ο αριθμός των εν λειτουργία αντλιών και η ακριβής ισχύς λειτουργίας του αντλιοστασίου. Η ισχύς που τελικά προσφέρεται από τις ΑΠΕ για άντληση είναι ίση με τη διαφορά της τελικής ισχύος λειτουργίας του αντλιοστασίου (όπως προκύπτει από την υπορουτίνα PUMPING) από την ισχύ άντλησης από το δίκτυο. Δηλαδή:

$$P_{\text{ΑΠΕ}_{P},x} = P_{P,x} - P_{D,i} \quad (55)$$

Παράλληλα, δεν προωθείται καθόλου παραγωγή από τις ΑΠΕ κατευθείαν στο δίκτυο, αφού για τη συγκεκριμένη στιγμή ο ΥΒΣ δεν προσφέρει τίποτα. Όση από την παραγωγή των ΑΠΕ δεν προωθήθηκε στις αντλίες θεωρείται απορριφθείσα. Δηλαδή:

$$\begin{aligned} E_{W_G,x} &= 0 \\ E_{PV_G,x} &= 0 \\ E_{W_{loss},x} &= E_{W_{TOT},x} - E_{W_P,x} \\ E_{PV_{loss},x} &= E_{PV_{TOT},x} - E_{PV_P,x} \end{aligned} \quad (56)$$

ο Υπόλοιπες ώρες / Προτεραιότητα προώθησης ΑΠΕ στις αντλίες:

Για τις ώρες που υπάρχει προσφορά από τον ΥΒΣ ( $P_{E,i} > 0$ ), και αφού μέσω της υπορουτίνας TURBINE υπολογιστεί ο αριθμός των εν λειτουργία υδροστρόβιλων, η συνολική τους ονομαστική ισχύ και τεχνικό ελάχιστο, γίνεται έλεγχος για τη στάθμη του ταμιευτήρα.

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Συγκεκριμένα, αν ο ταμιευτήρας είναι άδειος, σημαίνει ότι δεν θα προσφερθεί η ενέργεια που έχει συμφωνηθεί, οπότε και έχουμε εμφάνιση *επεισοδίου*.

Στο σημείο αυτό, ο αλγόριθμος δίνει τη δυνατότητα επιλογής σεναρίου, προτεραιότητα δηλαδή προώθησης των ΑΠΕ είτε στις αντλίες είτε κατευθείαν στο δίκτυο. Στα πλαίσια της εργασίας αυτής μελετάται το πρώτο από τα δύο, προτεραιότητα δηλαδή προώθησης της παραγωγής των ΑΠΕ στο αντλιοστάσιο και αποθήκευσή της στον άνω ταμιευτήρα με τη μορφή υδροδυναμικής ενέργειας για μελλοντική χρήση.

Δεδομένης, λοιπόν, της παρουσίας δύο αγωγών στο σύστημα (οπότε δυνατότητας ταυτόχρονης άντλησης και παραγωγής), και για τα χρονικά διαστήματα κατά τα οποία υπάρχουν διαθέσιμες αντλίες (ώστε να μπορέσει να γίνει άντληση) και που ταυτόχρονα ο άνω ταμιευτήρας δεν είναι τελείως γεμάτος (ώστε να υπάρχει χώρος αποθήκευσης του αντλούμενου νερού) τότε, αρχικά, για το συγκεκριμένο 10λεπτο η τρέχουσα ισχύς του αντλιοστασίου εξισώνεται με τη συνολική παραγωγή από ΑΠΕ:

$$P_{P,x} = P_{ΑΠΕ_{TOT},x} \quad (57)$$

Σε περίπτωση που ο ταμιευτήρας είναι τελείως γεμάτος, το αντλιοστάσιο λειτουργεί από την ενέργεια των ΑΠΕ, με ισχύ λειτουργίας όμως ίση με το μικρότερο μεταξύ της προσφοράς των ΑΠΕ και του τεχνικού ελαχίστου του στροβίλου πολλαπλασιασμένο με τους συντελεστές άντλησης και παραγωγής. Με απλά λόγια, στην περίπτωση που ο ταμιευτήρας είναι γεμάτος, προωθείται στις αντλίες ενέργεια το πολύ ίση με αυτή που χρειάζεται ώστε να αντληθεί νερό ίσο με αυτό που καταναλώνει ο υδροστροβίλος εργαζόμενος στο τεχνικό του ελάχιστο.

$$\text{Αν tank=full} \rightarrow P_{P,x} = \min \left\{ P_{ΑΠΕ_{TOT},x}, \frac{P_{HCH} \cdot PE}{TE} \right\} \quad (58)$$

Αφού υπολογιστεί, μέσω της υπορουτίνας PUMPING, η ακριβής τιμή ισχύς λειτουργίας του αντλιοστασίου και ο αριθμός των ενταγμένων αντλιών, καθορίζεται το ποσοστό συνεισφοράς στην άντληση της κάθε ΑΠΕ ( $P_{Wp,x}, P_{PVp,x}$ ), καθώς επίσης και η εναπομένουσα παραγωγή ( $P_{W_{REST},x} = P_{W_{TOT},x} - P_{Wp,x}, P_{PV_{REST},x} = P_{PV_{TOT},x} - P_{PVp,x}$ ).

Στη συνέχεια, η εναπομένουσα παραγωγή προωθείται στο δίκτυο. Αυτό επιτυγχάνεται εάν η ισχύς λειτουργίας του ΥΒΣ (μετά την απομείωση) για τη συγκεκριμένη ώρα ( $P_{ΑΠΟΜ}$ ) μειωθεί κατά τη συνολική εναπομένουσα παραγωγή των ΑΠΕ ( $P_{ΑΠΕ_{REST},x} = P_{W_{REST},x} + P_{PV_{REST},x}$ ). Το αποτέλεσμα πρέπει να είναι μεγαλύτερο από το τεχνικό ελάχιστο των στροβίλων. Σε αντίθετη περίπτωση, το αποτέλεσμα προφανώς αυξάνεται μέχρι το τεχνικό τους ελάχιστο και αναπόφευκτα μειώνεται η συνεισφορά των ΑΠΕ στο δίκτυο. Δηλαδή:



## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

$$\begin{aligned} P_{H_{FIN},x} &= P_{ΑΠΟΜ} - P_{ΑΠΕ_{REST},x} \\ P_{H_{FIN},x} &\geq P_{H_{CH}} \end{aligned} \quad (59)$$

Όπου  $P_{H_{FIN},x}$  η τελική συνολική ισχύς λειτουργίας του ΥΒΣ μετά την απομείωση και μετά τη μείωση για απευθείας προώθηση ΑΠΕ στο δίκτυο.

Η παραγωγή των ΑΠΕ που δε διατίθεται ούτε στις αντλίες ούτε στο δίκτυο απορρίπτεται:

$$( P_{W_{loss},x} = P_{W_{TOT},x} - P_{W_{p},x} - P_{W_{G},x}, P_{PV_{loss},x} = P_{PV_{TOT},x} - P_{PV_{p},x} - P_{PV_{G},x} ). \quad (60)$$

Εδώ φαίνεται για μια ακόμη φορά πόσο σημαντική παράμετρος είναι το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων, αφού από αυτό εξαρτάται το πόσο μπορεί να μειωθεί η ισχύς λειτουργίας των ενταγμένων στροβίλων ώστε να υπάρξει περαιτέρω εκμετάλλευση (και μάλιστα άμεση) της παραγωγής των ΑΠΕ.

Παρόλο που βασική προτεραιότητα είναι η προώθηση όσο το δυνατόν μεγαλύτερης παραγωγής ΑΠΕ στις αντλίες, αυτό γίνεται βάσει της εξής λογικής: Δίνεται προτεραιότητα στην παραγωγή από το Α/Π να σταλεί στις αντλίες ( $P_{W_{p},x}$ ). Αν υπάρχει περιθώριο για περαιτέρω αύξηση της ισχύος του αντλιοστασίου, τότε προωθείται και παραγωγή από το Φ/Π ( $P_{PV_{p},x}$ ). Αυτό γίνεται έτσι ώστε να μεγιστοποιηθεί η εναπομένουσα παραγωγή από το Φ/Π ( $P_{PV_{REST},x}$ ), με σκοπό στη συνέχεια να μεγιστοποιηθεί η διοχέτευση παραγωγής από το Φ/Π κατευθείαν στο δίκτυο ( $P_{PV_{G},x}$ ), αφού η τιμολόγησή του είναι εντυπωσιακά ευνοϊκότερη από αυτή από το Α/Π.

### ο Λειτουργία μονάδων στο τέλος του 10λέπτου

Στο τέλος κάθε δεκαλέπτου ο αλγόριθμος καταγράφει την κατάσταση και τα σημεία λειτουργίας όλων των μονάδων του συστήματος. Συγκεκριμένα:

- Υδροστροβίλοι/Γεννήτρια: Αρχικά υπολογίζεται η κατανομή ισχύς των στροβίλων, που είναι

$$\text{ίση με } \frac{P_{H_{FIN},x} - P_{H_{CH}}}{P_{H_{N,TOT}} - P_{H_{CH}}}, \text{ όπου:}$$

$P_{H_{FIN},x}$ : Τελική συνολική ισχύς λειτουργίας στροβίλων (μετά την απομείωση και τη μείωση για να προωθηθούν ΑΠΕ κατευθείαν στο δίκτυο)

$P_{H_{CH}}$ : Ισχύς λειτουργίας στροβίλων στο τεχνικό ελάχιστο

$P_{H_{N,TOT}}$ : Συνολική ονομαστική ισχύς ενταγμένων στροβίλων

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Στη συνέχεια υπολογίζεται για κάθε υδροστρόβιλο η τελική ισχύς λειτουργίας του και το ποσοστό φόρτισής του για το δεκάλεπτο:

$$P_{H,x} = \left[ \frac{P_{H_{FIN},x} - P_{H_{CH}}}{P_{H_{N,TOT}} - P_{H_{CH}}} \cdot (1 - C_H) + C_H \right] \cdot P_{H_N} \quad (61)$$

$$F_{LOAD} = \frac{P_{H,x}}{N_H} \quad (62)$$

Όπου,  $P_{H,x}$  η ισχύς λειτουργίας του στροβίλου για το x δεκάλεπτο και  $N_H$  η ονομαστική του ισχύς.

Για τη γεννήτρια υπολογίζεται με παρεμβολή των δεδομένων του αρχείου MECHDAT και με διαδοχικές συγκρίσεις με το  $F_{LOAD}$  ο ακριβής βαθμός απόδοσης  $n_{G,x}$  και οι απώλειες:

$$P_{G_{LOSS},x} = \frac{P_{H,x} \cdot (1 - n_{G,x})}{n_{G,x}} \quad (63)$$

Στη συνέχεια, μέσω μιας επαναληπτικής διαδικασίας βελτιστοποίησης, κατά την οποία συνεχώς υπολογίζει νέες τιμές παροχής και απωλειών μέχρι μιας βέλτιστης, υπολογίζεται το ακριβές σημείο λειτουργίας του κάθε στροβίλου για το συγκεκριμένο δεκάλεπτο, ο βαθμός απόδοσής του  $n_{H,x}$ , καθώς επίσης και η κατανάλωση νερού:

$$Q_{H,x} = \frac{P_{H,x} \cdot 10^3}{g \cdot \rho \cdot (DZ_{MEAN} + Z_{ADD} - D_{H,F_T}) \cdot n_{G,x} \cdot n_{H,x}} \quad (64)$$

Όπου  $D_{H,F_T} = \zeta_{P_{TUR}} \cdot (N_{T_{OPER}} \cdot Q_{H,x})^2$  συντελεστής απωλειών ανάλογος με τη διακινούμενη παροχή.

Τέλος, υπολογίζονται οι ενεργειακές απώλειες των στροβίλων:

$$P_{H_{LOSS},x} = \frac{P_{H,x} \cdot (1 - n_{G,x} \cdot n_{H,x})}{n_{G,x} \cdot n_{H,x}} + D_{H,F_T} \cdot \rho \cdot g \cdot Q_{H,x} \cdot 10^{-3} \quad (65)$$

- Αντλίες: Μέσω μιας αντίστοιχης επαναληπτικής διαδικασίας βελτιστοποίησης υπολογίζεται η ακριβής διακινούμενη παροχή για κάθε αντλία:

Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

$$Q_{P,x} = \frac{P_{P1,x} \cdot 10^3}{g \cdot \rho \cdot (DZ_{MEAN} + Z_{ADD} - D_{H,Fp}) \cdot n_M \cdot n_P} \quad (66)$$

Όπου  $D_{H,Fp} = \zeta_{P_{PUMP}} \cdot (N_{OPER} \cdot Q_{P,x})^2$  συντελεστής απωλειών ανάλογος με τη διακινούμενη παροχή.

Οι ενεργειακές απώλειες των αντλιών υπολογίζονται ως εξής:

$$P_{LOSS,x} = P_{P1,x} \cdot (1 - n_P \cdot n_M) + D_{H,Fp} \cdot \rho \cdot g \cdot Q_{P,x} \cdot 10^{-3} \quad (67)$$

Επιπλέον, υπολογίζονται τα όρια επανεκκίνησης των αντλιών. Συγκεκριμένα, στο τέλος κάθε 10λέπτου μετράται το χρονικό διάστημα από τότε που διακόπηκε η λειτουργία κάθε αντλίας. Αν αυτό είναι μικρότερο της μίας ώρας, τότε η αντλία δεν μπορεί να επανέλθει σε λειτουργία, οπότε και θεωρείται ότι βρίσκεται σε αναμονή.

- Ταμιευτήρας: Υπολογίζεται ο τρέχων όγκος νερού, συναρτήσει της τιμής του προηγούμενου 10λέπτου και των παροχών των αντλιών και των στροβίλων. Δηλαδή:

$$V_R' = V_R + (\sum Q_{P,x} - \sum Q_{H,x}) \cdot \Delta T \cdot 3600 \quad (68)$$

Όπου,  $V_R'$  ο όγκος του τρέχοντος 10λέπτου,  $V_R$  η τιμή για το προηγούμενο 10λεπτο,  $\sum Q_{P,x}$  η συνολική παροχή όλων των εν λειτουργία αντλιών το συγκεκριμένο 10λεπτο,  $\sum Q_{H,x}$  η συνολική παροχή όλων των εν λειτουργία στροβίλων και  $\Delta T$  ίσο με 1/6 της ώρας.

Επιπλέον, υπολογίζονται το ποσοστό πλήρωσης του ταμιευτήρα και η μεταβολή της στάθμης ως προς τη μέση:

$$V_{FR} = \frac{V_R}{V_{TOT}} \quad (69)$$

$$Z_{ADD} = (V_{FR} - 0,5) \cdot DZ_{VOLR} \quad (70)$$

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Όπου προφανώς χρησιμοποιούνται οι τιμές για το συγκεκριμένο 10λεπτο.

Ελέγχεται αν ο τρέχων όγκος βρίσκεται στα επιτρεπτά όρια του ταμιευτήρα, όπως έχουν δοθεί, και παίρνουν τις ανάλογες τιμές οι αντίστοιχοι δείκτες (πχ:  $F_{TANK-FULL}$ ).

### Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα - Εγγραφή στα αρχεία εξόδου

- ο Υπολογισμός αθροιστικών μεγεθών και καταγραφή αποτελεσμάτων 10λέπτου και ώρας:

Στο σημείο αυτό ο κώδικας υπολογίζει διάφορα αθροιστικά μεγέθη, τα οποία τα αποθηκεύει στα αρχεία εξόδου και παράλληλα τα χρησιμοποιεί στον υπολογισμό διάφορων δεικτών αξιολόγησης, οι οποίοι είναι ενδεικτικοί της αποδοτικότητας του όλου συστήματος αλλά και της λειτουργίας των υποσυστημάτων.

Όπως περιγράφηκε παραπάνω, για κάθε δεκάλεπτο υπολογίζονται διάφορα ενεργειακά μεγέθη, αποτέλεσμα της λειτουργίας του συστήματος. Τα αποτελέσματα αυτά αθροίζονται για όλα τα δεκάλεπτα της ημέρας ( $6 \cdot 24 = 144$ ) και προκύπτουν τα παρακάτω ημερήσια αποτελέσματα  $\left( \sum = \sum_{x=1}^{144} \right)$ :

- $E_{W,TOT} = \sum E_{W,x}$  η συνολική αιολική παραγωγή

$$E_{Wp} = \sum E_{Wp,x} \text{ η συνολική αιολική παραγωγή που προωθείται στις αντλίες} \quad (71)$$

$$E_{Wg} = \sum E_{Wg,x} \text{ η συνολική αιολική παραγωγή που προωθείται κατευθείαν στο δίκτυο}$$

$$E_{WLOSS} = \sum E_{WLOSS,x}, \text{ η συνολική απορριπτόμενη αιολική παραγωγή}$$

Αντίστοιχα είναι τα αποτελέσματα για το Φ/Π, καθώς επίσης και των συνολικών ΑΠΕ ως άθροισμα των παραπάνω.

- $Q_{H,TOT} = \sum \left[ \left( \sum Q_{H,x} \right) \cdot \Delta T \right]$  η συνολική κατανάλωση νερού στο σύνολο των εν λειτουργία στροβίλων  $\left( \sum Q_{H,x} \right)$

$$E_{H,TOT} = \sum \left( P_{HFIN,x} \cdot \Delta T \right) \text{ η συνολική παραγωγή ενέργειας των στροβίλων του ΥΒΣ} \quad (72)$$

$$E_{HLOSS} = \sum \left( P_{HLOSS,x} \cdot \Delta T \right) \text{ οι συνολικές ενεργειακές απώλειες των στροβίλων}$$

- $Q_{P,TOT} = \sum \left[ \left( \sum Q_{P,x} \right) \cdot \Delta T \right]$  η συνολική άντληση νερού από το σύνολο των εν λειτουργία αντλιών  $\left( \sum Q_{P,x} \right)$

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

$$E_{P_{TOT}} = \sum (P_{P,x} \cdot \Delta T) \text{ η συνολική κατανάλωση ενέργειας για άντληση (από δίκτυο και από ΑΠΕ)}$$

$$E_{P_{LOSS}} = \sum (P_{P_{LOSS},x} \cdot \Delta T) \text{ οι συνολικές ενεργειακές απώλειες των αντλιών}$$
(73)

$$E_{P_{URCH}} = \sum (P_{D,i} \cdot \Delta T) \text{ η συνολική ενέργεια που αντλείται από το δίκτυο}$$

Στο αρχείο RES-10MIN.DAT γίνεται καταγραφή των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από κάθε 10λεπτο. Συγκεκριμένα, καταγράφονται το φορτίο του νησιού, η συνολική παραγωγή του ΥΒΣ (από υδροστρόβιλους και από παραγωγή από ΑΠΕ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο), η παραγωγή των στροβίλων, η παραγωγή από ΑΠΕ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο, η ισχύς άντλησης και η συνολική παραγωγή από ΑΠΕ.

Στο σημείο αυτό του αλγόριθμου τελειώνουν οι ανά 10λεπτο επαναλήψεις και γίνεται καταγραφή των ωριαίων αποτελεσμάτων στο αρχείο RESLOAD.DAT, όπου αποθηκεύονται ωριαία ενεργειακά αποτελέσματα όπως το φορτίο του νησιού, το φορτίο που δεν καλύπτεται από τον ΥΒΣ, το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί από τις μονάδες βάσης και τα εξωτερικά αιολικά (το οποίο είναι ίσο με τη ζήτηση του νησιού αυξημένη κατά τις πιθανές ανάγκες για άντληση του ΥΒΣ, μείον την προσφορά του ΥΒΣ) και ο όγκος του νερού στον άνω ταμιευτήρα.

Επιπλέον, γίνεται καταγραφή σε άλλο αρχείο ενεργειακών ωριαίων αποτελεσμάτων που αφορούν αποκλειστικά στις ΑΠΕ, όπως ισχύς λειτουργίας Α/Π και Φ/Π, προώθηση ΑΠΕ παραγωγής στο δίκτυο και στις αντλίες κλπ.

#### ο Υπολογισμός δεικτών αξιολόγησης και ημερήσιων αποτελεσμάτων:

Στο σημείο αυτό, και αφού τελειώσουν και οι ωριαίες επαναλήψεις, υπολογίζονται οι παρακάτω ημερήσιοι δείκτες αξιολόγησης της λειτουργίας των επιμέρους μονάδων του ΥΒΣ:

- $\Delta.A._W = 1 - \frac{E_{W_{LOSS}}}{E_{W_{TOT}}}$ , δείκτης αξιοποίησης αιολικής παραγωγής
- $\Delta.A._{PV} = 1 - \frac{E_{PV_{LOSS}}}{E_{PV_{TOT}}}$ , δείκτης αξιοποίησης φωτοβολταϊκής παραγωγής
- $\Delta.A._{ΑΠΕ} = 1 - \frac{E_{ΑΠΕ_{LOSS}}}{E_{ΑΠΕ_{TOT}}}$ , δείκτης αξιοποίησης συνολικής παραγωγής ΑΠΕ (74)
- $B.A._H = \frac{E_{H_{TOT}}}{E_{H_{LOSS}} + E_{H_{TOT}}}$ , ο βαθμός απόδοσης υδροστροβιλικής παραγωγής

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- $B.A._P = \frac{E_{P_{TOT}}}{E_{P_{LOSS}} + E_{P_{TOT}}}$ , ο βαθμός απόδοσης της άντλησης
- $B.A._{TOT} = B.A._H \cdot B.A._P$ , ο ολικός βαθμός απόδοσης παραγωγής και άντλησης

Η ημερήσια προσφορά ενέργειας του ΥΒΣ υπολογίζεται ως άθροισμα της παραγωγής ενέργειας των στροβίλων και της συνολικής ημερήσιας προώθησης ΑΠΕ στο δίκτυο, δηλαδή:

$$E_{\text{ΥΒΣ}_{TOT}} = E_{H_{TOT}} + E_{\text{ΑΠΕ}_G} \quad (75)$$

Ακολούθως, υπολογίζονται τα ημερήσια έσοδα του ΥΒΣ από την πώληση της παραγωγής στο δίκτυο και έξοδα λόγω της άντλησης από αυτό, καθώς επίσης και η διαφορά τους (σε €). Συγκεκριμένα, και βάσει των τιμολογήσεων όπως αναλύθηκαν προηγουμένως (όπου  $TRF_H$ ,  $TRF_W$  ΚΑΙ  $TRF_{PV}$  οι τιμολογήσεις της πωλούμενης kWh από στροβίλους, Α/Π και Φ/Π αντίστοιχα και  $TRF_P$  η τιμολόγηση της αντλούμενης από το δίκτυο kWh), καθώς επίσης και του υφιστάμενου νομικού πλαισίου σύμφωνα με το οποίο η αιολική παραγωγή αγοράζεται από το δίκτυο κατά το ήμισυ με την τιμολόγηση της αιολικής παραγωγής ( $TRF_W$ ) και κατά το ήμισυ με την τιμολόγηση της υδροστροβιλικής παραγωγής ( $TRF_H$ ), έχουμε τα εξής:

- $D.INC_H = TRF_H \cdot E_{H_{TOT}}$ , τα ημερήσια έσοδα της υδροστροβιλικής παραγωγής
- $D.INC_{PV} = TRF_{PV} \cdot E_{PV_G}$ , τα ημερήσια έσοδα της φωτοβολταϊκής παραγωγής
- $D.INC_{W,1} = TRF_W \cdot \frac{E_{W_G}}{2}$ ,  $D.INC_{W,2} = TRF_H \cdot \frac{E_{W_G}}{2}$
- $D.INC_W = D.INC_{W,1} + D.INC_{W,2}$ , τα ημερήσια έσοδα της αιολικής παραγωγής
- $D.OUT_P = TRF_P \cdot E_{PURCH}$ , τα ημερήσια έξοδα από την άντληση από το δίκτυο
- $D.INC = D.INC_H + D.INC_{PV} + D.INC_W - D.OUT_P$ , τα ημερήσια κέρδη του ΥΒΣ

Παραπάνω, και λόγω παράλειψης της ισχύουσας νομοθεσίας στο συγκεκριμένο θέμα, έγινε η παραδοχή ότι ενώ για την πώληση της αιολικής παραγωγής ισχύει το καθεστώς όπως περιγράφηκε προηγουμένως, δεν ισχύει το ίδιο και για τη φωτοβολταϊκή παραγωγή, η οποία πωλείται εξολοκλήρου με την ίδια τιμολόγηση.

Η αποθηκευμένη υδραυλική ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα μπορεί να θεωρηθεί εν δυνάμει ηλεκτρική, ίση με:

$$E_{TANK} = TE \cdot \frac{(V_R' - V_R) \cdot g \cdot \rho \cdot (DZ_{MEAN} + Z_{ADD})}{3,6 \cdot 10^6} \quad (77)$$

Όπου  $V_R'$  ο τρέχων όγκος νερού στο τέλος της ημέρας και  $V_R$  η τιμή στο τέλος της προηγούμενης ημέρας.

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Τα έσοδα από την πώληση της παραπάνω ενέργειας θα είναι ίσα με  $E_{TANK} \cdot TRF_H$  οπότε τα τελικά συνολικά ημερήσια κέρδη του ΥΒΣ (σε €) είναι:

$$D.INC_{TOT} = D.INC + E_{TANK} \cdot TRF_H \quad (78)$$

Γίνεται καταγραφή όλων των παραπάνω ημερήσιων ενεργειακών και οικονομικών αποτελεσμάτων στα αρχεία RESULTS και APE\_RESULTS για κάθε ημέρα του έτους.

#### ο Υπολογισμός ετήσιων αποτελεσμάτων:

Στο τέλος του βρόγχου των ημερήσιων επαναλήψεων, ο αλγόριθμος υπολογίζει τα παρακάτω ετήσια αθροιστικά αποτελέσματα (όπου  $\sum = \sum_1^{365}$ ), σε  $10^6$ € και GWh:

- $Y.INC_{TOT} = \sum D.INC_{TOT}$ , τα ετήσια κέρδη του ΥΒΣ
- $Y.E_{PURCH} = \sum E_{PURCH}$ , η ετήσια ενέργεια που αντλείται από το δίκτυο
- $Y.E_{H_{TOT}} = \sum E_{H_{TOT}}$ , η ετήσια υδροστροβλική παραγωγή ενέργειας
- $Y.E_{W_G} = \sum E_{W_G}$ , η ετήσια αιολική ενέργεια που προωθείται στο δίκτυο
- $Y.E_{PV_G} = \sum E_{PV_G}$ , η ετήσια φωτοβολταϊκή ενέργεια που προωθείται στο δίκτυο
- $Y.E_{ΑΠΕ_G} = \sum E_{ΑΠΕ_G}$ , η ετήσια ενέργεια από ΑΠΕ που προωθείται στο δίκτυο
- $Y.E_{W_p} = \sum E_{W_p}$ , η ετήσια αιολική ενέργεια που προωθείται στις αντλίες
- $Y.E_{PV_p} = \sum E_{PV_p}$ , η ετήσια φωτοβολταϊκή ενέργεια που προωθείται στις αντλίες
- $Y.E_{ΑΠΕ_p} = \sum E_{ΑΠΕ_p}$ , η ετήσια ενέργεια από ΑΠΕ που προωθείται στις αντλίες
- $Y.E_{W_{LOSS}} = \sum E_{W_{LOSS}}$ , η ετήσια απορριπτόμενη αιολική ενέργεια
- $Y.E_{PV_{LOSS}} = \sum E_{PV_{LOSS}}$ , η ετήσια απορριπτόμενη φωτοβολταϊκή ενέργεια
- $Y.E_{ΑΠΕ_{LOSS}} = \sum E_{ΑΠΕ_{LOSS}}$ , η ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια από ΑΠΕ

(79)

Αφού τελειώσουν οι ημερήσιες επαναλήψεις γίνεται υπολογισμός των παρακάτω ετήσιων συγκεντρωτικών αποτελεσμάτων:

- $Y.INC'_{TOT} = Y.INC_{TOT} + CC \cdot TRF_{CC}$ , τα συνολικά ετήσια έσοδα του ΥΒΣ μαζί με το Capacity Credit, την αποζημίωση δηλαδή για τη διαθεσιμότητα ισχύος (όπου CC το Capacity Credit και  $TRF_{CC}$  η τιμή της αποζημίωσης, όπως έχουν οριστεί παραπάνω)

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- $Y.BAL = \frac{Y.INC'_{TOT} \cdot 10^6}{K_{TOTAL}}$ , τα ετήσια έσοδα προς το συνολικό κόστος εγκατάστασης
- $Y.E_{ΑΠΕ_{EXP}} = Y.E_{ΑΠΕ_{P,TOT}} + Y.E_{ΑΠΕ_{G,TOT}}$ , η συνολική ετήσια εκμεταλλεύσιμη ενέργεια από ΑΠΕ (ενέργεια στο δίκτυο και στις αντλίες)
- $Y.E_{W_{EXP}} = Y.E_{W_{P,TOT}} + Y.E_{W_{G,TOT}}$ , η συνολική εκμεταλλεύσιμη αιολική ενέργεια (80)
- $Y.E_{PV_{EXP}} = Y.E_{PV_{P,TOT}} + Y.E_{PV_{G,TOT}}$ , η συνολική εκμεταλλεύσιμη φωτοβολταϊκή ενέργεια
- $E_{NET} = Y.E_{H_{TOT}} + Y.E_{ΑΠΕ_{G,TOT}} - Y.E_{PURCH,TOT}$ , το ετήσιο ισοζύγιο ενέργειας του δικτύου ή η καθαρά παραγόμενη ενέργεια (net produced energy), αντιπροσωπεύει τη διαφορά μεταξύ της ενέργειας που παρέχεται στο δίκτυο από τους υδροστρόβιλους και από τις ΑΠΕ μείον την ενέργεια που αντλείται από αυτό κατά τις νυχτερινές ώρες
- $F_{NET} = \frac{E_{NET}}{Y_{ΑΠΕ_{TOT}}}$ , ένας συνολικός εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης του σταθμού

Υπολογίζεται επίσης το Capacity Factor (συντελεστής χρησιμοποίησης) του Α/Π, του Φ/Π, των στροβίλων και των αντλιών, ως η πραγματική (εκμεταλλεύσιμη) ετήσια παραγωγή προς την παραγωγή που θα υπήρχε αν λειτουργούσε ολόκληρο το έτος στην ονομαστική ισχύ. Δηλαδή:

- $CF_W = \frac{Y.E_{W_{EXP}} \cdot 10^6}{N_{W,TOT} \cdot 365 \cdot 24}$ , το Capacity Factor του Α/Π
- $CF_{PV} = \frac{Y.E_{PV_{EXP}} \cdot 10^6}{N_{PV} \cdot 365 \cdot 24}$ , το Capacity Factor του Φ/Π
- $CF_H = \frac{Y.E_{H_{TOT}} \cdot 10^6}{P_{H_{TOT}} \cdot 365 \cdot 24}$ , το Capacity Factor των στροβίλων (80β)
- $CF_P = \frac{(Y.E_{PURCH} + Y.E_{ΑΠΕ_{P}}) \cdot 10^6}{P_{P,INST} \cdot 365 \cdot 24}$ , το Capacity Factor των αντλιών

#### ο Εισαγωγή οικονομικών δεικτών βιωσιμότητας:

Στο σημείο αυτό εισάγονται και υπολογίζονται οι δείκτες οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης οι οποίοι χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση της αποδοτικότητας του συστήματος από οικονομική σκοπιά. Οι δείκτες αυτοί είναι οι εξής:

- Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV)
- Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR)
- Χρόνος Αποπληρωμής
- Κόστος Παραγόμενης Ενέργειας
- Κόστος Αγοράς Ενέργειας



## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

Για τον υπολογισμό αυτών των δεικτών χρησιμοποιήθηκαν συγκεκριμένες παράμετροι οι οποίες παρουσιάζονται παρακάτω:

- Διάρκεια ζωής της επένδυσης,  $Q_{LIFE} = 20$  έτη
- Χρονική αξία του χρήματος (συντελεστής επικαιροποίησης),  $Q_{IRR} = 8\%$
- Πληθωρισμός,  $Q_{INFL} = 3\%$
- Συντελεστής φορολογίας,  $Q_{TAX} = 20\%$
- Ετήσιος συντελεστής αναπροσαρμογής της τιμής της ηλ. ενέργειας,  $Q_{ELEC} = 2\%$
- Φορολογία Τοπικής Αυτοδιοίκησης,  $Q_{TAXTA} = 2\%$
- Δάνειο (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης),  $Q_{LOAN} = 40\%$
- Συντελεστής απόσβεσης δανείου,  $Q_{DI} = 1\%$
- Χρόνος αποπληρωμής του δανείου,  $Q_{LIFLO} = 15$  έτη
- Κρατική επιχορήγηση (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης),  $Q_{SUBS} = 30\%$
- Ιδία κεφάλαια (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης),  $Q_{EQUI} = 30\%$

Το μοντέλο οικονομικής αξιολόγησης που χρησιμοποιείται βασίζεται στον *ανατοκισμό* και την *προεξόφληση* των *χρηματορών* της επιχείρησης. Ακολουθεί σύντομη ανάλυση των συγκεκριμένων οικονομικών όρων (*Καψάλη Μ.Σ., 2010*):

- ▶ Ο όρος *χρηματοροή* ή *ταμειακή ροή* (cash flow) αναφέρεται στο χρηματικό ποσό που εισέρχεται ή εξέρχεται από μια επιχείρηση σε μια δεδομένη χρονική στιγμή. Μια επένδυση χαρακτηρίζεται από μια σειρά χρηματορών που ξεκινούν από την φάση της προεπένδυσης και συνεχίζουν να λαμβάνουν χώρα για όλη την διάρκεια ζωής της επένδυσης. *Θετικές χρηματοροές* (ταμειακές εισροές) αποτελούν τα έσοδα της επιχείρησης και *αρνητικές χρηματοροές* (ταμειακές εκροές) τα έξοδα. Η διαφορά των δύο ροών, εισροές μείον εκροές, δίνει την καθαρή χρηματοροή και προκύπτει το κέρδος ή το έλλειμμα άρα και η απόδοση της επένδυσης. Η ταμειακή ροή αναφέρεται σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας, συνήθως ετήσια. Επομένως, για ένα επενδυτικό σχέδιο καταstrώνεται ο πίνακας των ετήσιων ταμειακών ροών για όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης.
- ▶ Ο *ανατοκισμός* (compounding) είναι η διαδικασία μετατροπής σημερινών χρηματορών (C) σε ισοδύναμες μελλοντικές "*Future Value (FV)*" με βάση ένα επιτόκιο ανατοκισμού ( $Q_{IRR}$ ) (compound rate) που εκφράζει την χρονική αξία του χρήματος. Για χρόνο  $t$  ισχύει:

$$FV = C \cdot (1 + Q_{IRR})^t$$

Όπου  $(1 + Q_{IRR})^t$  ο συντελεστής ανατοκισμού (81)

#### Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

- ▶ Η *προεξόφληση* (discounting) είναι η διαδικασία υπολογισμού της Παρούσας Αξίας "*Present Value (PV)*" μιας χρηματοροής που θα προκύψει σε χρόνο  $t$  με βάση ένα επιτόκιο αναγωγής  $Q_{IRR}$ :

$$PV = C \cdot (1 + Q_{IRR})^{-t} \quad (82)$$

Η παρούσα αξία είναι ένας τρόπος σύγκρισης της αξίας των χρημάτων στο παρόν με την αξία των χρημάτων στο μέλλον. Επειδή ο χρόνος ζωής ενός τέτοιου έργου είναι αρκετά μεγάλος, για να μπορεί να γίνει σύγκριση των ποσών που θα εισπραχθούν και θα δαπανηθούν κατά την διάρκεια ζωής της επένδυσης ( $Q_{LIFE}$ ) θα πρέπει να αναχθούν σε σημερινές τιμές, δηλαδή στην παρούσα αξία τους.

Οι διαδικασίες του ανατοκισμού και της προεξόφλησης στον αλγόριθμο πραγματοποιούνται μέσω της υπορουτίνας BISECT.

Η **Καθαρά Παρούσα Αξία** "*Net Present Value (NPV)*" μίας επένδυσης είναι η σημερινή τιμή μίας σειράς μελλοντικών πληρωμών (αρνητικές τιμές) και εισπράξεων (θετικές τιμές).

Διαιρώντας το τελικό ετήσιο κέρδος ( $Y.INC'_{TOT}$ ) και το ετήσιο κόστος λειτουργίας ( $K_{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ}$ ) με το συνολικό κόστος επένδυσης ( $K_{TOTAL}$ ), (μεγέθη που ήδη έχουν υπολογιστεί από πριν), προκύπτουν τα αδιάστατα μεγέθη  $A.Y.INC'_{TOT}$  και  $A.K_{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ}$ . Η αδιάστατη τιμή της Καθαρά Παρούσας Αξίας στο τέλος της διάρκειας ζωής της επένδυσης υπολογίζεται ως εξής:

$$A = \frac{1 - \left( \frac{1 + Q_{ELEC}}{1 + Q_{IRR}} \right)^{Q_{LIFE}}}{Q_{IRR} - Q_{ELEC}}$$

$$B = \frac{1 - \left( \frac{1 + Q_{INFL}}{1 + Q_{IRR}} \right)^{Q_{LIFE}}}{Q_{IRR} - Q_{INFL}} \quad (83)$$

$$C = \left( 1 - \frac{Q_{DI}}{1 + Q_{IRR}} \right)^{Q_{LIFLO}}$$

$$NPV = (1 - Q_{TAX}) \cdot \left[ A.Y.INC'_{TOT} \cdot (1 + Q_{ELEC}) \cdot (1 - Q_{TAXTA}) \cdot A - Q_{LOAN} \cdot C - A.K_{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ} \cdot (1 + Q_{INFL}) \cdot B \right] - Q_{EQUI}$$

Ο **Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης** "*Internal Rate of Return (IRR)*" είναι το επιτόκιο που λαμβάνεται για μια επένδυση που αποτελείται από αρνητικές και θετικές χρηματοροές που λαμβάνουν χώρα σε προκαθορισμένα χρονικά διαστήματα. Καθορίζεται θέτοντας την Καθαρά Παρούσα Αξία ίση με το μηδέν:

$$IRR = Q_{IRR}^* \text{ όταν } NPV(Q_{IRR}^*) = 0 \quad (84)$$

Όπου:

$Q_{IRR}^*$  ο συντελεστής που θέτει την Καθαρά Παρούσα Αξία ίση με το μηδέν

Η **αποπληρωμή της επένδυσης** θα συμβεί το έτος  $j$  όπου θα ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$Y \cdot \tilde{I\tilde{N}C}'_{TOT_j} - Q_{EQUI} \cdot K_{TOTAL} \geq 0 \quad (85)$$

Όπου:

$Y \cdot \tilde{I\tilde{N}C}'_{TOT_j}$  τα συνολικά κέρδη (σε παρούσες αξίες) από την εφαρμογή του έργου μέχρι το  $j$  έτος λειτουργίας του,

θα επιτευχθεί δηλαδή αποπληρωμή το έτος κατά το οποίο τα συνολικά μέχρι τότε κέρδη θα ξεπεράσουν το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης.

Πρακτικά, μία επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη όταν ικανοποιούνται οι ακόλουθες προϋποθέσεις:

- $NPV > 0$ ,
- $n^* < Q_{LIFE}$ , όπου  $n^*$  ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης
- $IRR$  είναι πάνω από ένα αποδεκτό όριο.

Το **Κόστος Παραγόμενης Ενέργειας** (σε €/kWh) του συστήματος, θεωρείται βασικό κριτήριο αξιολόγησης, καθώς παρέχει την δυνατότητα ενός γρήγορου υπολογισμού και τη σύγκριση με το υπάρχον ηλεκτρικό σύστημα. Υπολογίζεται ως εξής:

Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος

$$K_{PROD} = \frac{K_{TOTAL} \cdot \frac{Q_{IRR}}{1 - (1 + Q_{IRR})^{-Q_{LIFE}}} + K_{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ}}{E_{NET} \cdot 10^6} \quad (86)$$

Αν δε λάβουμε υπόψη μας την κρατική επιχορήγηση τότε:

$$K_{PROD}' = \frac{K_{TOTAL} \cdot (1 - Q_{SUBS}) \cdot \frac{Q_{IRR}}{1 - (1 + Q_{IRR})^{-Q_{LIFE}}} + K_{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ}}{E_{NET} \cdot 10^6} \quad (87)$$

Τέλος, το **Κόστος Αγοράς Ενέργειας** (σε €/kWh) , η τιμή δηλαδή με την οποία το δίκτυο αγοράζει την παραγόμενη από τον ΥΒΣ ενέργεια, υπολογίζεται ως εξής:

$$K_{PURCH} = \frac{K_{TOTAL} \cdot Q_{SUBS} \cdot \frac{Q_{IRR}}{1 - (1 + Q_{IRR})^{-Q_{LIFE}}} + Y \cdot INC'_{TOT}}{E_{NET} \cdot 10^6} \quad (88)$$

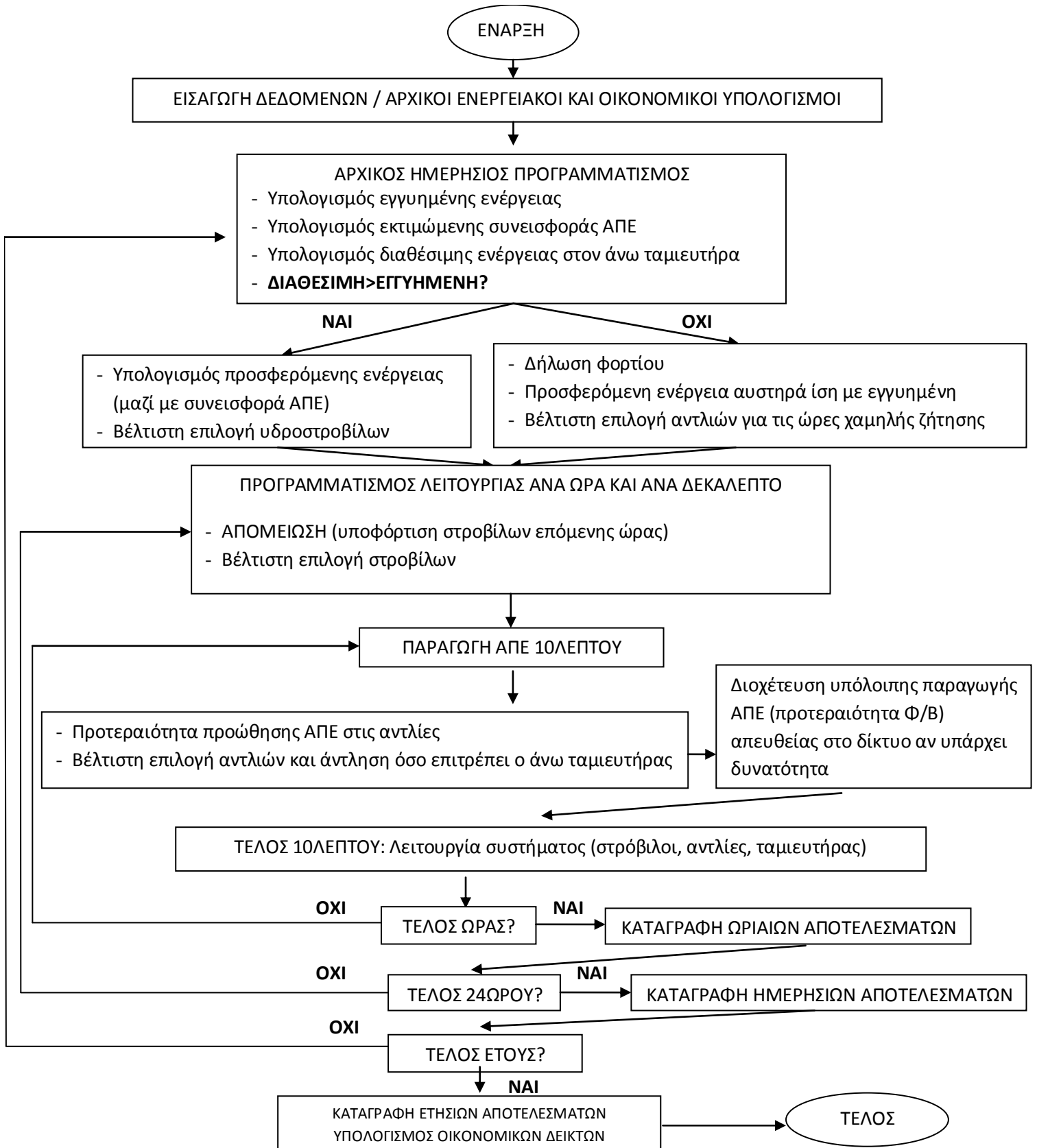
Αν δε ληφθεί υπόψη η κρατική επιχορήγηση τότε:

$$K_{PURCH}' = \frac{Y \cdot INC'_{TOT}}{E_{NET} \cdot 10^6} \quad (89)$$

Οι τελευταίες εντολές του κώδικα αφορούν στην καταγραφή των παραπάνω δεικτών και των τελικών ετήσιων αποτελεσμάτων σε αρχεία εξόδου.

Ακολουθεί το λογικό διάγραμμα του κώδικα.

Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> – Περιγραφή και Προσομοίωση του Συστήματος



## 5. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

### 5.1. Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται παράθεση των αποτελεσμάτων όπως προέκυψαν από τον κώδικα Fortran για συγκεκριμένη σύνθεση και διαστασιολόγηση υβριδικού σταθμού εγκατεστημένου στο νησί της Λέσβου, καθώς επίσης και παραμετρική μελέτη του συστήματος.

Αρχικά, γίνεται εκτενής περιγραφή των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από τη λειτουργία ενός βασικού σταθμού (σταθμού αναφοράς) κατά τη διάρκεια του έτους. Οι τιμές των παραμέτρων του συγκεκριμένου σταθμού είναι τέτοιες ώστε να δίνουν σαφή εικόνα για τη συμπεριφορά του, χωρίς απαραίτητα να αποτελούν το βέλτιστο ενεργειακό ή οικονομικό συνδυασμό. Για το λόγο αυτό, στη συγκεκριμένη υποενοότητα παρατίθενται διαγράμματα στα οποία παρουσιάζεται η χρονική μεταβολή των πιο χαρακτηριστικών για τη λειτουργία του συστήματος μεγεθών.

Στη συνέχεια, γίνεται μια παραμετρική μελέτη του συνολικού συστήματος. Η σύνθεση του σταθμού αναφοράς αποτελεί τη βάση της παραμετρικής αυτής μελέτης στην οποία αναλύεται και περιγράφεται η επίδραση της μεταβολής της κάθε παραμέτρου ξεχωριστά. Πραγματοποιείται έτσι μια συγκριτική παρακολούθηση της συμπεριφοράς του σταθμού σε τεχνικό, ενεργειακό και οικονομικό επίπεδο. Η εύρεση της βέλτιστης τεχνικοοικονομικής λύσης θα ακολουθήσει σε επόμενο κεφάλαιο, όπου γίνεται χρήση εξελικτικού αλγόριθμου.

### 5.2. Παρουσίαση προσομοίωσης

#### 5.2.1. Σύνθεση σταθμού αναφοράς και δεδομένα εισόδου

Η προσομοίωση του συστήματος πραγματοποιείται εισάγοντας συγκεκριμένες τιμές παραμέτρων. Τα αποτελέσματα που θα παρουσιαστούν παρακάτω προκύπτουν από προσομοίωση του συστήματος με τις ακόλουθες τιμές, οι οποίες αποτελούν τη σύνθεση του σταθμού αναφοράς:

| ΣΥΝΘΕΣΗ ΣΤΑΘΜΟΥ ΑΝΑΦΟΡΑΣ |                              |         |                |
|--------------------------|------------------------------|---------|----------------|
| A/A                      | ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                    | ΤΙΜΗ    | ΜΟΝΑΔΕΣ        |
| 1                        | Συνολική ισχύς στροβίλων     | 20      | MW             |
| 2                        | Συνολική ισχύς αντλιοστασίου | 14,4    | MW             |
| 3                        | Ισχύς ανεμογεννητριών        | 19,2    | MW             |
| 4                        | Ισχύς φωτοβολταϊκών          | 5       | MW             |
| 5                        | Ταμιευτήρας                  | 350.000 | m <sup>3</sup> |

Πίνακας 5.1: Σύνθεση σταθμού αναφοράς

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Το αντλιοστάσιο αποτελείται από 11 ίδιες αντλίες μεταβλητών στροφών ενώ οι στρόβιλοι είναι 3 ταυτόσημοι Pelton. Το αιολικό πάρκο αποτελείται από 24 Α/Γ των 800kW. Οι αγωγοί είναι 2 ανεξάρτητοι, ένας προσαγωγής στους στρόβιλους και ένας κατάθλιψης των αντλιών. Γενικά, οι τιμές των δεδομένων εισόδου παραμένουν όπως ορίστηκαν στο κεφάλαιο περιγραφής του υπολογιστικού αλγόριθμου και παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα:

| <b>ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ</b> |  |              |                    |
|-------------------------|--|--------------|--------------------|
| <b>A/A</b>              | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>   | <b>ΤΙΜΗ</b>  | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b>     |
| 1                       | Μέγιστη αποζημιωμένη ισχύς (Capacity Credit)                 | 15           | MW                 |
| 2                       | τιμή διαθεσιμότητας ισχύος                                   | 165          | 165,00 κ€/MW/έτος  |
| 3                       | τιμή παραγωγής υδροστροβίλων                                 | 125          | €/MWh              |
| 4                       | τιμή πώλησης από το Α/Π του ΥΒΣ                              | 99,45        | €/MWh              |
| 5                       | τιμή πώλησης από το ΦΒ πάρκο του ΥΒΣ                         | 400          | €/MWh              |
| 6                       | τιμή αγοράς από το δίκτυο                                    | 100          | €/MWh              |
| 7                       | Ισχύς μιας Α/Γ   | 800          | kW                 |
| 8                       | Βαθμός Απόδοσης Α/Γ  | 0,9          | -                  |
| 9                       | Συντελεστής έκτασης Φ/Π                                      | 10           | m <sup>2</sup> /kW |
| 10                      | Πλήθος αντλιών   | 11           | -                  |
| 11                      | Ονομαστικό ύψος αντλιών                                      | 420          | m                  |
| 12                      | Πλήθος στρόβιλων Pelton                                      | 3            | -                  |
| 12                      | Ονομαστικό ύψος στρόβιλων                                    | 420          | m                  |
| 13                      | Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου στρόβιλων                     | 0,25         | -                  |
| 14                      | Μέση διαφορά στάθμης ταμιευτήρων                             | 420          | m                  |
| 15                      | Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης υδροστροβιλικής παραγωγής | 0,83         | -                  |
| 16                      | Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης άντλησης                  | 0,735        | -                  |
| 17                      | Κόστος Α/Π   | 1500         | €/kW               |
| 18                      | Κόστος Φ/Π   | 3000         | €/kW               |
| 19                      | Φορτίο Νησιού  | ISLAND.DAT   |                    |
| 20                      | Εξωτερικά αιολικά  | XRONOLOG.DAT |                    |
| 21                      | Μονάδες Βάσης  | GRIDAT       |                    |
| 22                      | Ηλιακή χρονοσειρά  | SOLDAT       |                    |
| 23                      | Αιολική χρονοσειρά   | WINDAT       |                    |

Πίνακας 5.2: Δεδομένα εισόδου

### 5.2.2. Διαγράμματα λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού

Στη συνέχεια γίνεται παράθεση των διαγραμμάτων λειτουργίας του ΥΒΣ διαφόρων χρονικών βημάτων και περιόδων και σχολιασμός αυτών.

### **5.2.2.1. Ετήσια διαγράμματα**

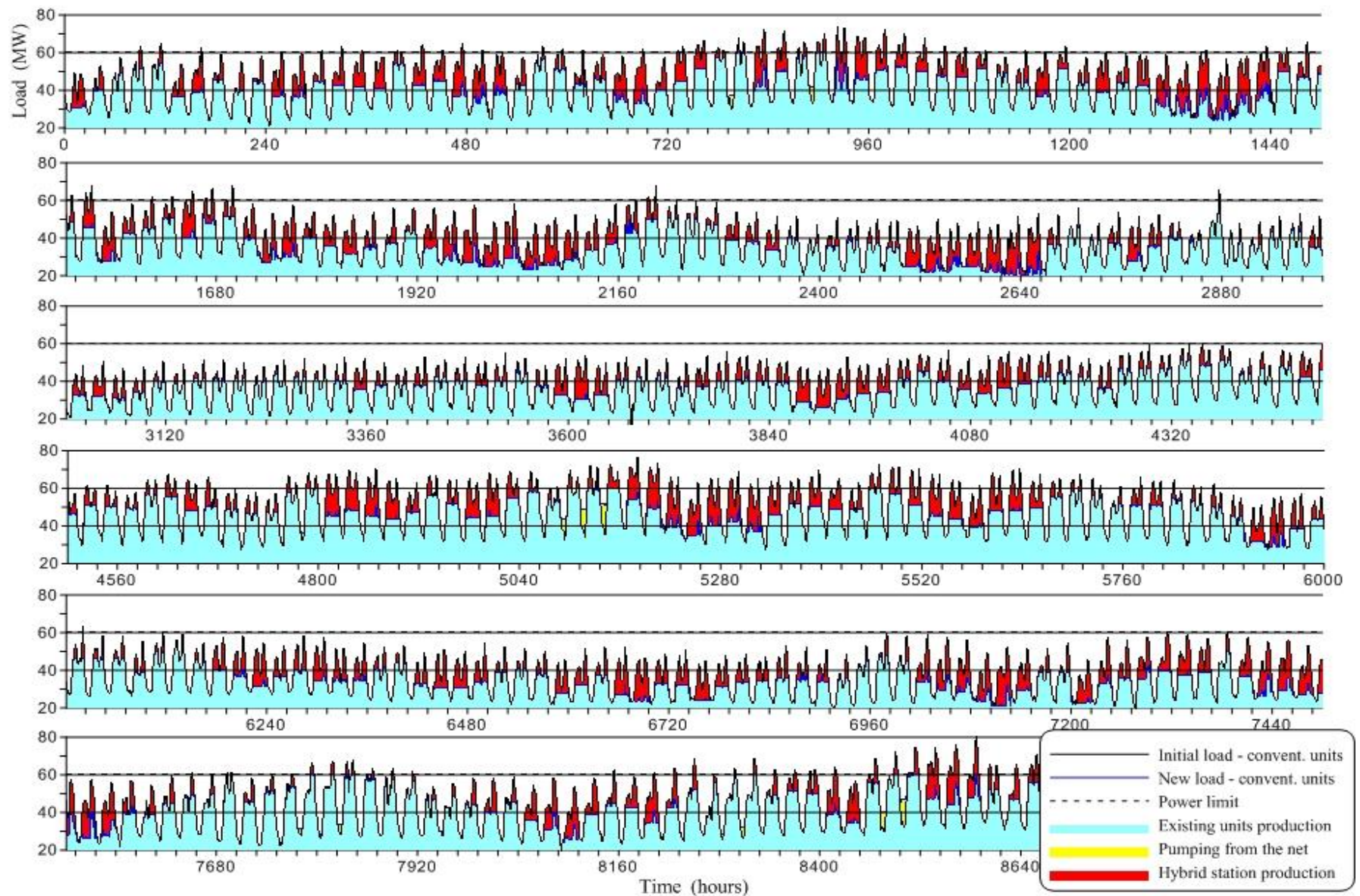
Στο παρακάτω διάγραμμα (σχήμα 5.1) παρουσιάζεται μια γενική εποπτική εικόνα της συμπεριφοράς ολόκληρου του ενεργειακού συστήματος της Λέσβου πριν και μετά την ένταξη του ΥΒΣ, κατά τη διάρκεια του έτους. Σχεδιάζεται η δεδομένη καμπύλη φορτίου (ζήτησης) του νησιού καθώς επίσης και η προσαρμοσμένη καμπύλη φορτίου των λοιπών μονάδων (βάσης και εξωτερικών αιολικών ως σύνολο), όπως προκύπτει μετά την ένταξη του σταθμού αναφοράς. Η γραμμή εγγυημένης ισχύος (διακεκομμένη) τοποθετείται στα 60MW (μέγιστη ζήτηση στα 80MW και εγκατεστημένη ισχύς ΥΒΣ στα 20MW, βλ. σχήμα 4.5). Παρατηρείται ότι η ζήτηση του νησιού λίγες φορές υπερβαίνει τη γραμμή αυτή, και φυσικά όλες τις φορές καλύπτεται από την παραγωγή του σταθμού. Σε γενικές γραμμές η λειτουργία του σταθμού εξομαλύνει αισθητά τις αιχμές του φορτίου τις περισσότερες ημέρες του έτους, εκτός από ορισμένες περιόδους πολύ χαμηλής παραγωγής ΑΠΕ (π.χ. ώρες 7680-7900 που εμφανίζεται χαμηλή αιολική παραγωγή). Αντίθετα, σε περιόδους μεγάλης παραγωγής ΑΠΕ, η παραγωγή του σταθμού είναι πολύ μεγάλη και καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος της (χαμηλής βέβαια για τη συγκεκριμένη περίοδο) ζήτησης (π.χ. ώρες 2450-2640). Γενικά παρατηρείται η δημιουργία χαμηλών ελαχίστων κατά τις νυχτερινές ώρες. Σημαντικό, επίσης, είναι το γεγονός ότι δεν παρατηρείται το ανεπιθύμητο φαινόμενο της μετατόπισης των ωρών αιχμής τις βραδινές ώρες λόγω άντλησης του σταθμού από το δίκτυο, αφού η άντληση αυτή περιορίζεται σε πολύ μικρές περιόδους του έτους (π.χ. ώρες 5060-5160), περιόδους δηλαδή που συνδυάζεται υπέρβαση του ορίου ζήτησης με ταυτόχρονη πολύ χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ.

Αντίστοιχο είναι και το διάγραμμα του σχήματος 5.2. Παρουσιάζεται κατά τη διάρκεια του έτους η ζήτηση του νησιού και πώς προσαρμόζεται η κάλυψή της από τις μονάδες βάσης, τα εξωτερικά αιολικά και τον ΥΒΣ αναφοράς μετά την ένταξη του τελευταίου. Παρατηρείται ότι τελικά η λειτουργία του σταθμού δεν επηρεάζει τα ήδη υπάρχοντα αιολικά, αφού η διείσδυσή τους διατηρείται σε ικανοποιητικό επίπεδο. Τελικά, παρατηρείται η γενική συνεισφορά του σταθμού στο δίκτυο και το μέγεθος της μείωσης της συμμετοχής των μονάδων βάσης.

Στο διάγραμμα του σχήματος 5.3 σχεδιάζεται η παραγωγή των ΑΠΕ του σταθμού αναφοράς, δηλαδή του αιολικού και του φωτοβολταϊκού πάρκου. Προφανώς, λόγω μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύς ανεμογεννητριών (σχεδόν 4πλάσια) αλλά και καλύτερου συντελεστή χρησιμοποίησης, η αιολική παραγωγή είναι συντριπτικά μεγαλύτερη (σχεδόν 8 φορές μεγαλύτερη). Σημαντική, όμως, είναι η παρατήρηση ότι υπάρχουν περίοδοι χαμηλής (έως και μηδενικής) αιολικής παραγωγής με ταυτόχρονη φωτοβολταϊκή παραγωγή στα φυσιολογικά ετήσια επίπεδα (π.χ. ώρες 7680-7900). Προκύπτει ακόμα το συμπέρασμα ότι η αιολική παραγωγή, αν και ικανοποιητική σε μέγεθος, είναι ασταθής σε διάφορες περιόδους του χρόνου, σε αντίθεση με τα φωτοβολταϊκά που έχουν μια πιο ομαλή παραγωγή.

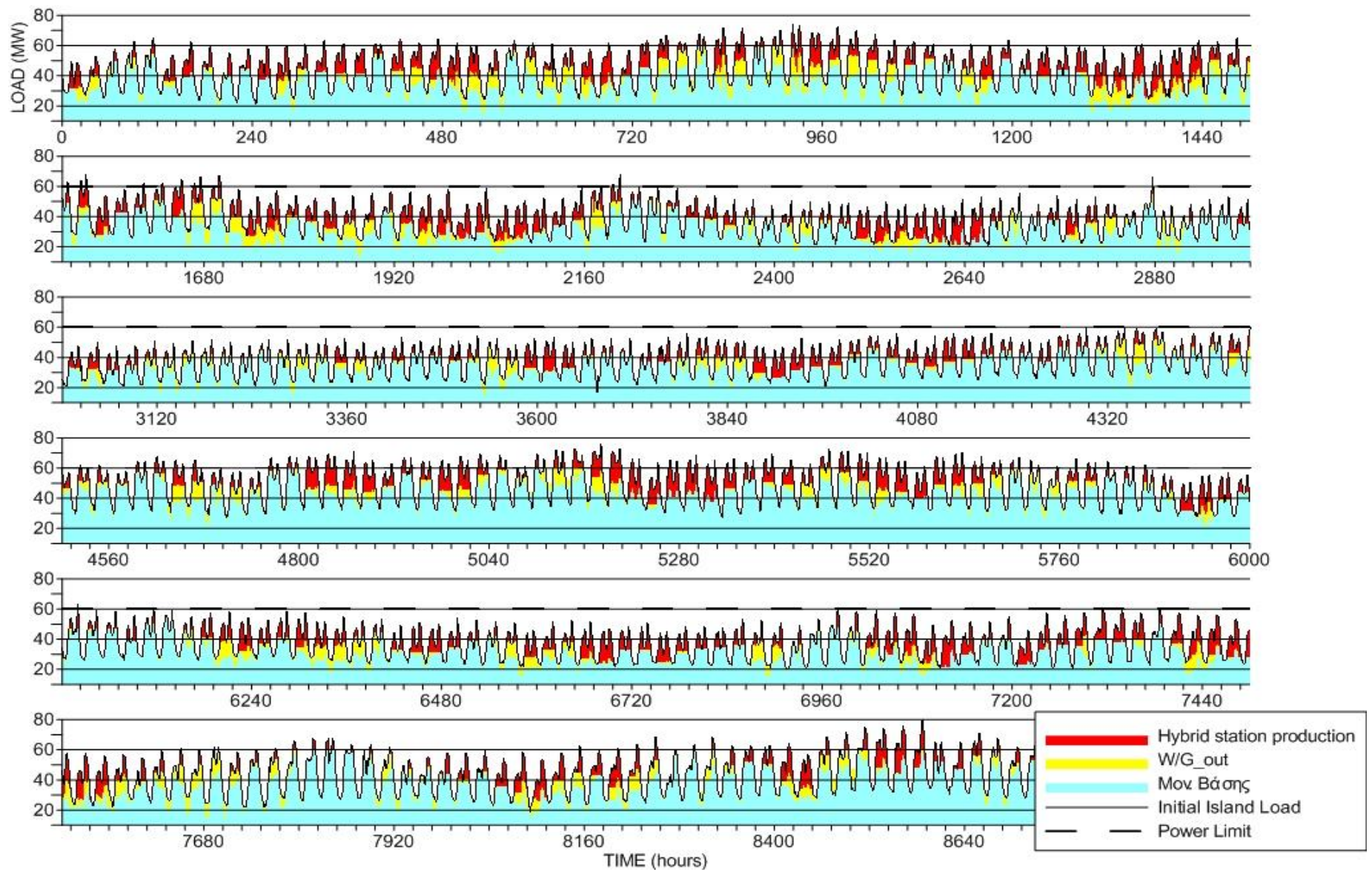


## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.1: Ετήσιες καμπύλες φορτίου χωρίς και με λειτουργία του ΥΒΣ αναφοράς

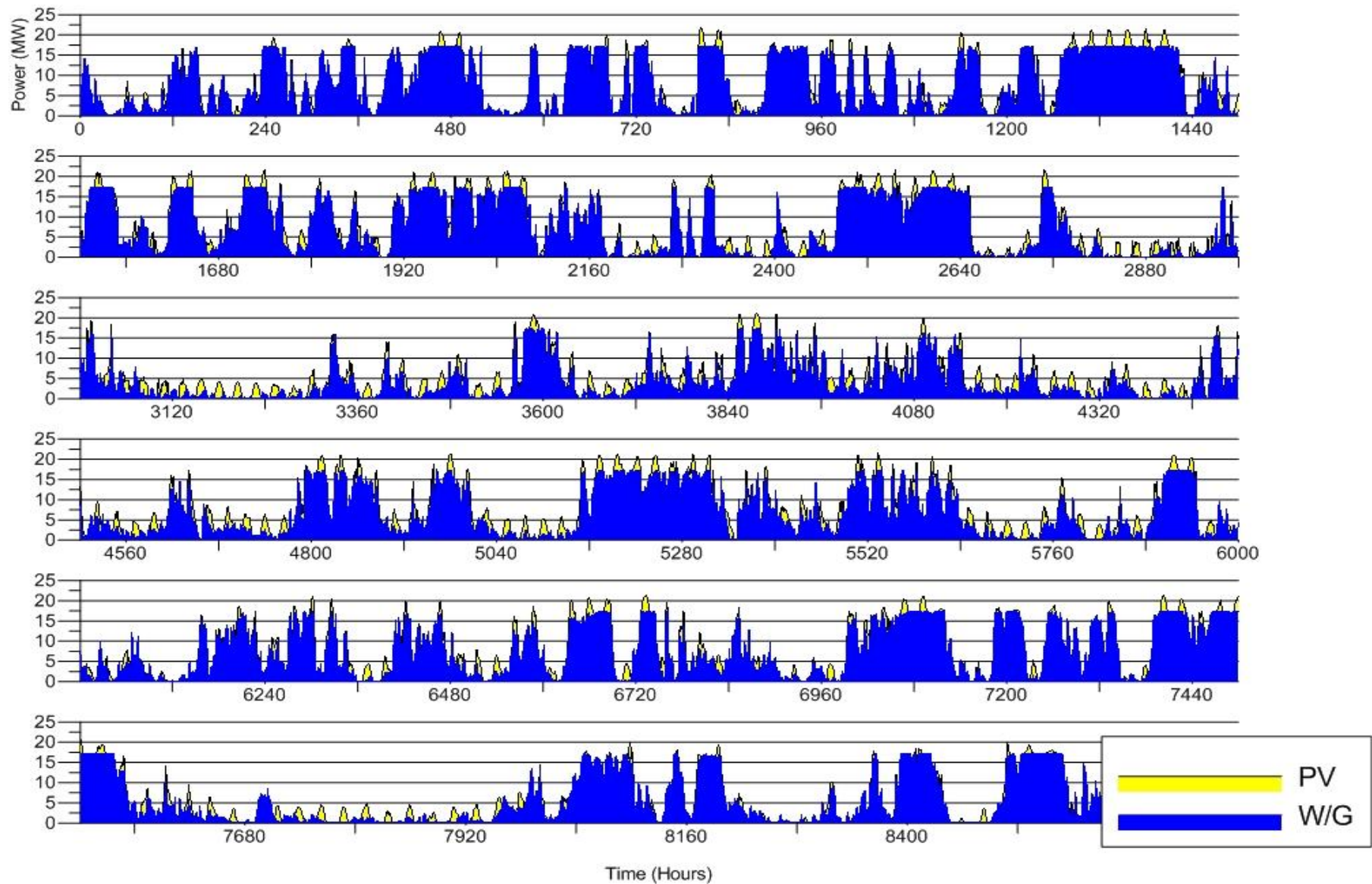
## Κεφάλαιο 5° – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.2: Ετήσια κάλυψη ζήτησης νησιού από ΥΒΣ αναφοράς, εξωτερικά αιολικά και μονάδες βάσης



## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομίωσης



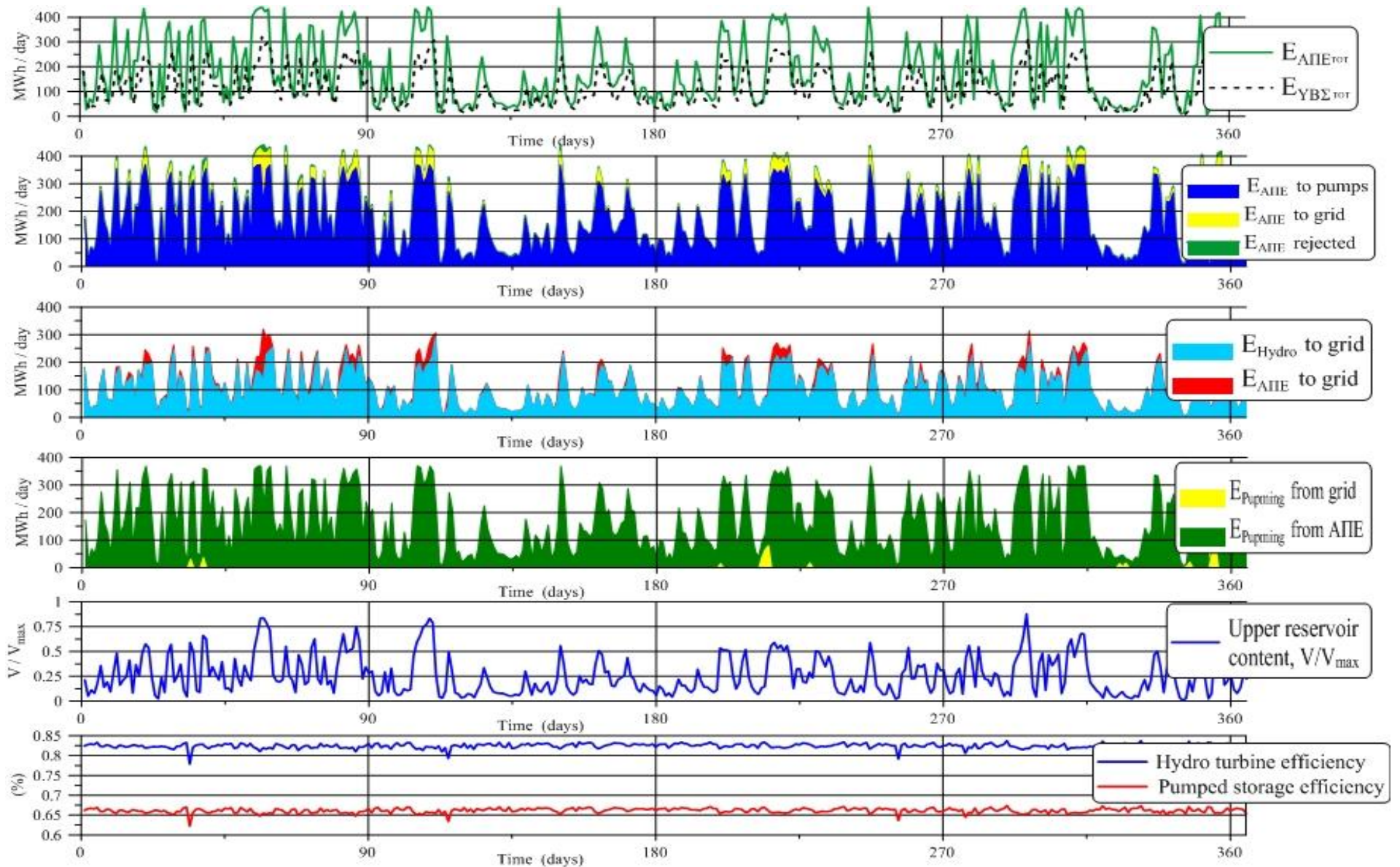
Σχήμα 5.3: Παραγόμενη ισχύς από ΑΠΕ σταθμού αναφοράς κατά τη διάρκεια του έτους

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Τα διαγράμματα του σχήματος 5.4 παρουσιάζουν την εσωτερική λειτουργία του σταθμού αναφοράς κατά τη διάρκεια του έτους. Μελετώντας τα, προκύπτουν ορισμένα ενδιαφέροντα συμπεράσματα:

- Η ημερησίως παραγόμενη ενέργεια του ΥΒΣ παρακολουθεί τη διακύμανση της παραγωγής των ΑΠΕ του σταθμού. Από το 1<sup>ο</sup> διάγραμμα φαίνεται ότι το μέγεθος της αξιοποίησης της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ είναι αρκετά υψηλό.
- Από το 2<sup>ο</sup> διάγραμμα παρατηρούμε ότι το μεγαλύτερο ποσοστό της συνολικής ΑΠΕ παραγωγής προωθείται στις αντλίες. Μόνο ένα μικρό ποσοστό τελικά προωθείται απευθείας στο δίκτυο, ενώ οι απώλειες είναι ελάχιστες. Επιβεβαιώνεται ότι η αξιοποιήσιμη ενέργεια των ΑΠΕ είναι πολύ μεγάλη.
- Στο 3<sup>ο</sup> διάγραμμα παρουσιάζεται η κατανομή της προσφερόμενης ενέργειας του ΥΒΣ. Το ποσοστό που προέρχεται από τους στροβίλους υπερέχει κατά πολύ αυτού που προέρχεται απευθείας από τις ΑΠΕ, αφού προτεραιότητα των τελευταίων είναι η προώθηση ενέργειας στις αντλίες και μόνο η περίσσεια καταλήγει απευθείας στο δίκτυο.
- Στο 4ο διάγραμμα σχεδιάζεται η ενέργεια άντλησης και από πού προέρχεται αυτή (από τις ΑΠΕ ή από το δίκτυο). Παρατηρούμε ότι η άντληση από το δίκτυο είναι πολύ περιορισμένη, σχεδόν μηδενική, αφού οι ημέρες που απαιτείται εγγυημένη ισχύς είναι ελάχιστες.
- Το διάγραμμα πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα ακολουθεί τις διακυμάνσεις της ΑΠΕ παραγωγής όπως σχεδιάζεται στα παραπάνω διαγράμματα, αφού αυτή είναι που ως επί το πλείστον θα ενεργοποιήσει τις αντλίες που θα εφοδιάσουν με νερό τον ταμιευτήρα. Παρατηρούμε ότι καμία ημέρα του χρόνου ο ταμιευτήρας δε γεμίζει τελείως. Αυτό μας οδηγεί στο συμπέρασμα ότι πιθανόν μπορεί να χρησιμοποιηθεί μικρότερος ταμιευτήρας. Παρατηρείται ακόμα ότι γενικά το ποσοστό πλήρωσης κυμαίνεται σε ικανοποιητικά επίπεδα όλη τη διάρκεια του έτους και μόνο σε περιορισμένες χρονικές περιόδους μειώνεται σε πολύ χαμηλά επίπεδα. Αυτό το στοιχείο είναι πολύ σημαντικό, καθώς κρίνει την αξιοπιστία του συστήματος.
- Στο τελευταίο διάγραμμα του σχήματος σχεδιάζονται οι βαθμοί απόδοσης της υδροστροβιλικής παραγωγής και της συνολικής αντλησιοταμίευσης. Ο μεν πρώτος διατηρείται σε όλη τη διάρκεια του έτους σε υψηλή τιμή της τάξης του 82%, ενώ ο δεύτερος κυμαίνεται γύρω στο 65%.

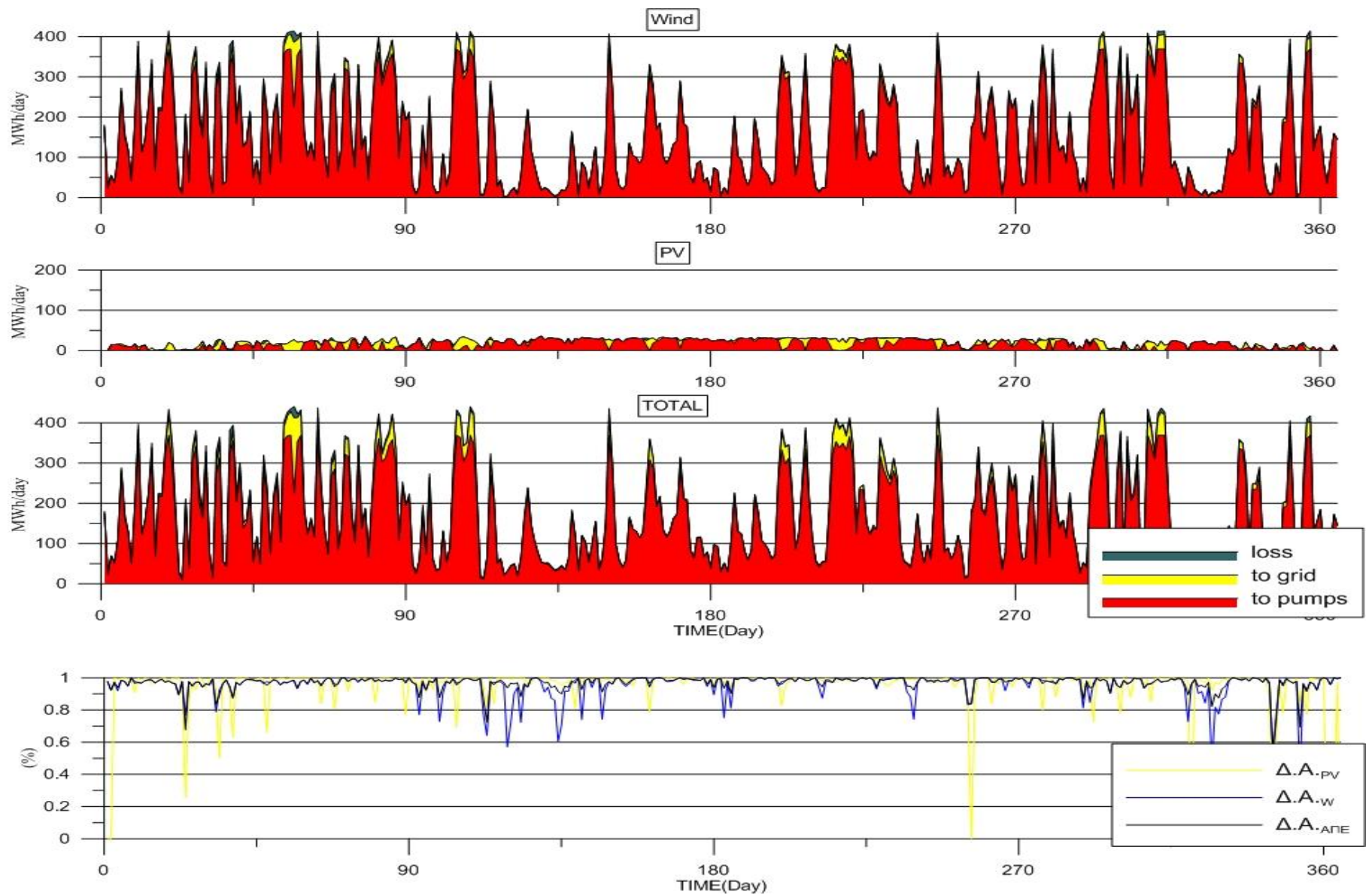
Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.4: Ετήσια διαγράμματα λειτουργίας σταθμού αναφοράς με ημερήσιο βήμα



## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.5: Ετήσια διαγράμματα παραγωγής ενέργειας από τις ΑΠΕ του ΥΒΣ και δείκτες αξιοποίησης

Στο σχήμα 5.5 σχεδιάζονται τα διαγράμματα παραγωγής ενέργειας των ΑΠΕ του ΥΒΣ, δηλαδή του αιολικού πάρκου, του φωτοβολταϊκού πάρκου και η συνολική, και πώς αυτή χρησιμοποιείται, δηλαδή αν προωθείται στις αντλίες, απευθείας στο δίκτυο ή απορρίπτεται.

Και πάλι παρατηρείται ότι η αιολική παραγωγή είναι εντυπωσιακά μεγαλύτερη από την αντίστοιχη φωτοβολταϊκή. Επίσης, η πιο μεγάλη αιολική παραγωγή παρατηρείται τους πρώτους μήνες του έτους σε αντίθεση με τα φωτοβολταϊκά που παράγουν περισσότερο τους μεσαίους καλοκαιρινούς μήνες. Οι απώλειες συνολικά είναι πολύ περιορισμένες. Τέλος, στα φωτοβολταϊκά παρατηρείται εντονότερη προώθηση της παραγωγής τους απευθείας στο δίκτυο.

Οι δείκτες αξιοποίησης (βλ. σχέση 74, υποενότητα 4.4.2) που σχεδιάζονται στο τελευταίο διάγραμμα εμφανίζουν απότομες μειώσεις μόνο όταν οι αντίστοιχες παραγωγές είναι πολύ μικρές, ή μικρότερες από το τεχνικό ελάχιστο του αντλιοστασίου.

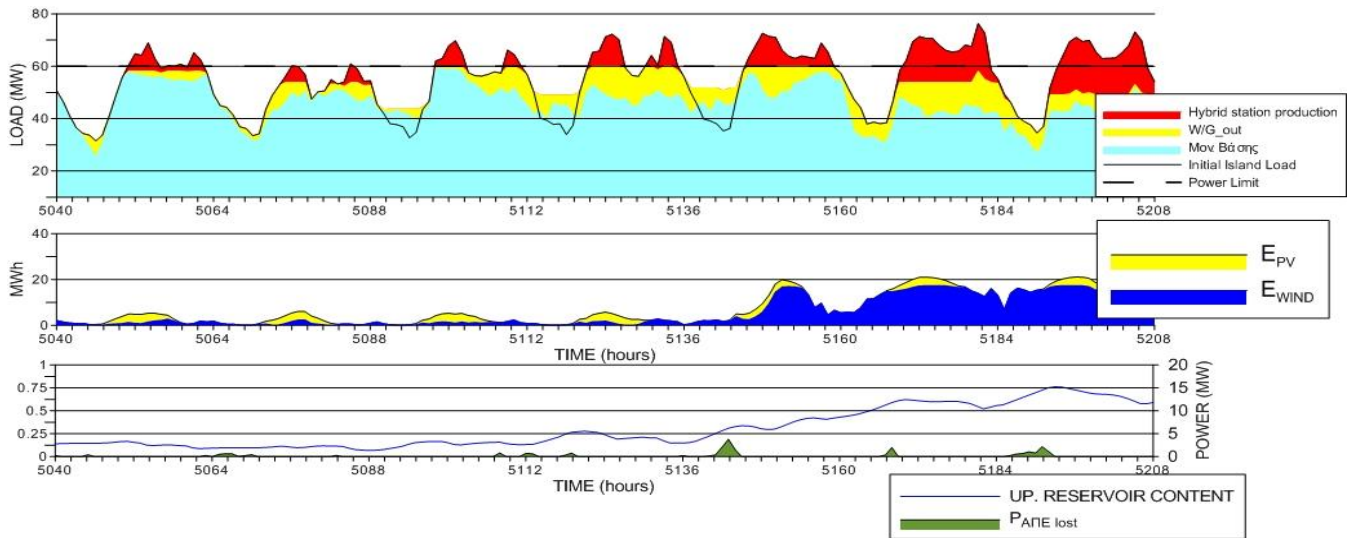
#### **5.2.2.2. Εβδομαδιαία διαγράμματα**

Παρακάτω παρατίθενται διαγράμματα τα οποία περιγράφουν αναλυτικότερα τη λειτουργία του συστήματος κατά την περίοδο ενδεικτικών εβδομάδων που παρουσιάζουν συγκεκριμένα χαρακτηριστικά παραγωγής, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως.

Συγκεκριμένα, στο σχήμα 5.6 παρουσιάζεται η συμπεριφορά του συστήματος κατά τις ώρες 5040-5208, εβδομάδα κατά την οποία παρατηρείται χαμηλή αιολική παραγωγή, φωτοβολταϊκή παραγωγή στα φυσιολογικά τυπικά ετήσια επίπεδα και ταυτόχρονα αυξημένη ζήτηση (στις έξι από τις επτά ημέρες της εβδομάδας), μεγαλύτερη από το όριο εγγυημένης. Ο παραπάνω συνδυασμός οδηγεί σε δήλωση φορτίου και άντληση από το δίκτυο τις νυχτερινές ώρες (πάνω από την καμπύλη αρχικού φορτίου νησιού). Η φωτοβολταϊκή παραγωγή δεν είναι ικανή να αποτρέψει τη δήλωση παρά μόνο να μειώσει την αντλούμενη ενέργεια. Σημαντική είναι η παρατήρηση ότι επαληθεύεται από το διάγραμμα η υποχρέωση του υβριδικού παραγωγού να προσφέρει ενέργεια αυστηρά ίση με την εγγυημένη αν έχει προηγηθεί δήλωση φορτίου. Τις πρώτες ημέρες της εβδομάδας όπου δεν υπάρχει ζήτηση πάνω από την εγγυημένη, η προσφορά του σταθμού οφείλεται κυρίως στη φωτοβολταϊκή παραγωγή.

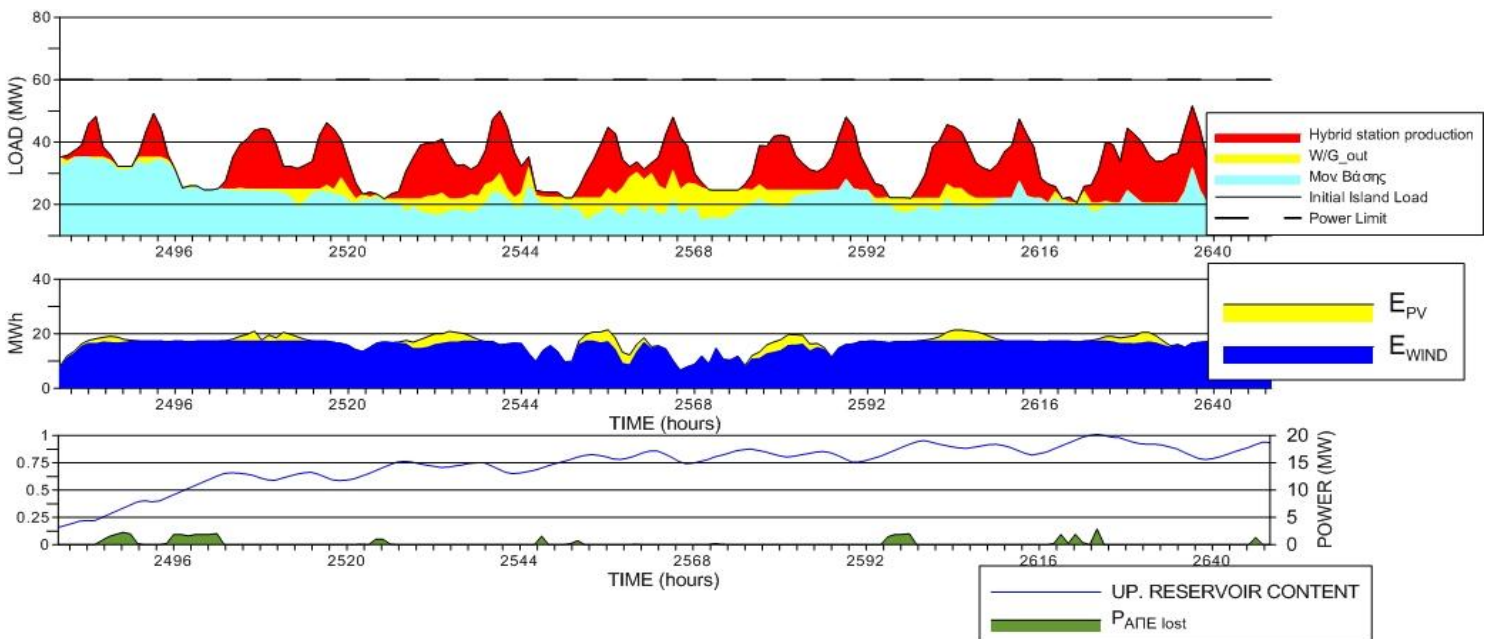
Παρατηρούμε ότι η στάθμη του ταμιευτήρα είναι μειωμένη αρκετά, κυρίως στην αρχή της εβδομάδας, και στη συνέχεια αρχίζει να αυξάνει λόγω αύξησης της παραγωγής των ΑΠΕ. Γενικά υπάρχει μεγάλη αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ, και οι όποιες απώλειες παρατηρούνται οφείλονται σε περιπτώσεις που είναι μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο του αντλιοστασίου.

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



**Σχήμα 5.6:** Εβδομάδα χαμηλής παραγωγής ΑΠΕ/ δήλωσης φορτίου

Στο σχήμα 5.7 παρουσιάζεται η εβδομάδα των ωρών 2480 – 2648, κατά την οποία παρατηρείται υψηλή παραγωγή των ΑΠΕ του σταθμού και ταυτόχρονα χαμηλή ζήτηση νησιού. Παρατηρούμε ότι η ζήτηση καλύπτεται στο μεγαλύτερο μέρος της από τον ΥΒΣ, αφού απαιτείται πολύωρη συνεχή λειτουργία των υδροστρόβιλων προκειμένου να απορροφηθεί η προσφερόμενη ενέργεια, με συνέπεια να μειώνεται αισθητά η κάλυψη από τις μονάδες βάσης, ακόμα και κατά τις νυχτερινές ώρες, πάντα όμως πάνω από το επιτεύξιμο κατώτατο όριο, σύμφωνα με τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων βάσης συνεχούς λειτουργίας. Η στάθμη του ταμιευτήρα διατηρείται σε υψηλά επίπεδα και για κάποιες ώρες είναι τελείως γεμάτος, με συνέπεια να απορρίπτεται η παραγωγή των ΑΠΕ εκείνων των ωρών.



**Σχήμα 5.7:** Εβδομάδα υψηλής παραγωγής ΑΠΕ / χαμηλής ζήτησης



### 5.2.3. Τιμές αθροιστικών μεγεθών και δεικτών αξιολόγησης

Στη συγκεκριμένη υποενότητα και με τη μορφή πίνακα παραθέτονται συγκεντρωμένα τα αθροιστικά αποτελέσματα και οι δείκτες αξιολόγησης που υπολογίζονται από τον υπολογιστικό αλγόριθμο, όπως ορίστηκαν σε προηγούμενο κεφάλαιο. Η μελέτη των συγκεκριμένων τιμών προσφέρεται για συνολική αξιολόγηση του σταθμού, τόσο σε ενεργειακό όσο και σε οικονομικό επίπεδο. Συνεπώς, τα συμπεράσματα που μπορούν να εξαχθούν είναι τα εξής:

- Η συνολική ετήσια προσφορά του σταθμού κυμαίνεται στις 42 GWh, τη στιγμή που η προσφορά των μονάδων βάσης ανέρχεται στις 291 GWh ενώ των εξωτερικών αιολικών στις 36 GWh, πράγμα που σημαίνει ότι ο ΥΒΣ επιτυγχάνει να καλύψει 11,4% από τις 369 GWh συνολικής ετήσιας ζήτησης του νησιού, ποσοστό που κρίνεται άκρως ικανοποιητικό. Η συνολική εγγυημένη ενέργεια βέβαια αντιστοιχεί σε μόλις 2,893 GWh.
- Η συνολική ετήσια παραγωγή των ΑΠΕ του σταθμού ανέρχεται σε 66 GWh και από αυτές αξιοποιείται συνολικά το 97,8%. Δηλαδή οι απώλειες από την παραγωγή του αιολικού και του φωτοβολταϊκού πάρκου είναι πρακτικά αμελητέες (μόλις 2,2%).
- Από τη συνολική παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ, 58 GWh παράγονται από το αιολικό και 7,6 από το φωτοβολταϊκό πάρκο. Η αιολική παραγωγή δηλαδή είναι σχεδόν 8πλάσια. Σε αυτό σημαντικό ρόλο παίζει το ότι ο συντελεστής χρησιμοποίησης του αιολικού ανέρχεται στο 34%, ενώ του φωτοβολταϊκού στο 17%, τιμές που κρίνονται φυσιολογικές.
- Προτεραιότητα της ΑΠΕ παραγωγής είναι να προωθηθεί στις αντλίες. Συνολικά το 91,2% από τη συνολική παραγωγή τελικά προωθείται στις αντλίες και 6,6% απευθείας στο δίκτυο (το υπόλοιπο 2,2% είναι, όπως έχει προαναφερθεί, οι απώλειες).
- Η ετήσια υδροστροβιλική παραγωγή ανέρχεται στις 37,7 GWh ενώ η παραγωγή των ΑΠΕ στο δίκτυο στις 4,15 GWh. Η αντλούμενη από το δίκτυο ενέργεια είναι μόλις 0,5 GWh ετησίως, πράγμα που σημαίνει ότι ο σταθμός ελάχιστες φορές υποπίπτει στην ανάγκη άντλησης από το δίκτυο, στοιχείο σημαντικό για την αξιοπιστία του αλλά και την οικονομική του βιωσιμότητα. Τελικά, το ενεργειακό ισοζύγιο υπολογίζεται στις 41,4 GWh.
- Δεν εμφανίστηκαν επεισόδια, περιπτώσεις δηλαδή μη κάλυψης φορτίου, γεγονός πολύ σημαντικό για την αξιοπιστία του συστήματος. Επιπλέον, τα 10λεπτα στα οποία παρατηρήθηκε τελείως γεμάτος ταμιευτήρας είναι μόλις 98 για όλο το έτος, οπότε ο ταμιευτήρας θεωρείται ικανοποιητικού μεγέθους και ίσως να υπάρχει περιθώριο περαιτέρω μείωσής του
- Ο εκτιμώμενος συνολικός βαθμός απόδοσης του σταθμού (όπως ορίστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο) υπολογίζεται στο 62,7% και κρίνεται αρκετά ικανοποιητικός.
- Το ετήσιο κέρδος ανέρχεται στα 8Μ€ ενώ το συνολικό κόστος επένδυσης στα 77,5 Μ€. Από αυτά, τα 28,8 δαπανήθηκαν στο Α/Π (37,2%) ενώ τα 15 στο Φ/Π (19,4%), πράγμα που

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

σημαίνει ότι αποτελούν υψηλό ποσοστό της αρχικής επένδυσης οπότε και το κόστος τους αποτελεί σημαντικότερο παράγοντα.

- Ο χρόνος αποπληρωμής υπολογίζεται στα 12,8 έτη από τα 20 της συνολικής ζωής του έργου στοιχείο που δείχνει ότι σίγουρα δεν αποτελεί το βέλτιστο οικονομικό συνδυασμό χωρίς όμως να είναι απορριπτέος. Προς επιβεβαίωση αυτού, ο αδιάστατος δείκτης NPV υπολογίζεται στο 0,174 ενώ ο IRR στο 11,6%.
- Τέλος, το υπολογιζόμενο κόστος παραγωγής υπολογίζεται στα 0,171 €/kWh, ενώ το κόστος αγοράς στα 0,197 €/kWh.

**Πίνακας 5.3:** Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σταθμού αναφοράς

| <b>ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> |            |                                      |             |                |
|-----------------------------------|------------|--------------------------------------|-------------|----------------|
|                                   | <b>A/A</b> | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>                     | <b>ΤΙΜΗ</b> | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| <b>ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b>    | 1          | Ετήσιο φορτίο νησιού                 | 369,243     | GWh            |
|                                   | 2          | Ετήσια παραγωγή μονάδων βάσης        | 291,031     | GWh            |
|                                   | 3          | Ετήσια παραγωγή εξωτερικών αιολικών  | 36,298      | GWh            |
|                                   | 4          | Ετήσια εγγυημένη ενέργεια            | 2,893       | GWh            |
|                                   | 5          | Ετήσια παραγωγή ΥΒΣ                  | 41,913      | GWh            |
|                                   | 6          | Ετήσια παραγωγή Α/Π ΥΒΣ              | 58,437      | GWh            |
|                                   | 7          | Αιολική ενέργεια για άντληση         | 54,904      | GWh            |
|                                   | 8          | Αιολική ενέργεια στο δίκτυο          | 2,258       | GWh            |
|                                   | 9          | Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια       | 1,275       | GWh            |
|                                   | 10         | Ετήσια παραγωγή Φ/Π ΥΒΣ              | 7,633       | GWh            |
|                                   | 11         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια για άντληση    | 5,556       | GWh            |
|                                   | 12         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια στο δίκτυο     | 1,899       | GWh            |
|                                   | 13         | Απορριπτόμενη φωτοβολταϊκή ενέργεια  | 0,178       | GWh            |
|                                   | 14         | Συνολική παραγωγή ΑΠΕ                | 66,07       | GWh            |
|                                   | 15         | Συνολική απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ  | 1,453       | GWh            |
|                                   | 16         | Συνολική εκμεταλλεύσιμη ενέργεια ΑΠΕ | 64,617      | GWh            |
|                                   | 17         | Ετήσια υδροστροβιλική παραγωγή       | 37,755      | GWh            |
|                                   | 18         | Συνολική ΑΠΕ στο δίκτυο              | 4,157       | GWh            |

Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

|                            |                                |   |                              |                   |
|----------------------------|--------------------------------|---|------------------------------|-------------------|
|                            | 19                             | Ετήσια άντληση από το δίκτυο                      | 0,494                        | GWh               |
|                            | 20                             | Ενεργειακό ισοζύγιο ΥΒΣ                           | 41,418                       | GWh               |
| <b>ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ</b> | 21                             | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από μονάδες βάσης         | 78,8                         | %                 |
|                            | 22                             | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από ΥΒΣ                   | 11,4                         | %                 |
|                            | 23                             | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από εξωτερικά αιολικά     | 9,8                          | %                 |
|                            | 24                             | Ποσοστό απωλειών ΑΠΕ παραγωγής                    | 2,2                          | %                 |
|                            | 25                             | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στις αντλίες | 91,2                         | %                 |
|                            | 26                             | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στο δίκτυο   | 6,6                          | %                 |
|                            | 27                             | Αριθμός Επεισοδίων                                | 0                            | -                 |
|                            | 28                             | Αριθμός 10λέπτων τελείως γεμάτου ταμιευτήρα       | 98                           | -                 |
|                            | 29                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π                | 34                           | %                 |
|                            | 30                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Φ/Π                | 17                           | %                 |
|                            | 31                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης των στροβίλων          | 21,5                         | %                 |
|                            | 32                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης των αντλιών            | 45,2                         | %                 |
|                            | 33                             | Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης ΥΒΣ            | 62,69                        | %                 |
|                            | <b>ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> | 34  | Ετήσια έξοδα ΥΒΣ για άντληση | 0,0494            |
| 35                         |                                | Συνολικά ετήσια κέρδη ΥΒΣ                         | 8,16                         | 10 <sup>6</sup> € |
| 36                         |                                | Κόστος Α/Π  | 28,8                         | 10 <sup>6</sup> € |
| 37                         |                                | Κόστος Φ/Π  | 15                           | 10 <sup>6</sup> € |
| 38                         |                                | Κόστος ταμιευτήρων                                | 6,385                        | 10 <sup>6</sup> € |
| 39                         |                                | Κόστος υδροστροβίλων                              | 9,014                        | 10 <sup>6</sup> € |
| 40                         |                                | Κόστος αντλιών                                    | 6,432                        | 10 <sup>6</sup> € |
| 41                         |                                | Συνολικό κόστος ΥΒΣ                               | 77,596                       | 10 <sup>6</sup> € |
| 42                         |                                | Ετήσια έσοδα προς συνολικό κόστος εγκατάστασης    | 0,105                        | -                 |
| 43                         |                                | Καθαρά Παρούσα αξία NPV (αδιάστατη)               | 0,174                        | -                 |
| 44                         |                                | Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης IRR               | 11,6                         | %                 |
| 45                         |                                | Χρόνος αποπληρωμής                                | 12,8                         | Έτη               |
| 46                         |                                | Κόστος παραγόμενης ενέργειας                      | 0,171                        | €/kWh             |
| 47                         |                                | Κόστος αγοράς ενέργειας                           | 0,197                        | €/kWh             |

### 5.3. Παραμετρική ανάλυση

#### 5.3.1. Παρουσίαση παραμέτρων

Στην υποενότητα αυτή πραγματοποιείται η παραμετρική ανάλυση του σταθμού, δηλαδή μελετάται η επίδραση που ασκούν στα αποτελέσματα και στη λειτουργία του συστήματος οι διάφορες παράμετροι σχεδιασμού του ΥΒΣ, οι οποίες παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 5.4:** Παράμετροι σχεδιασμού του ΥΒΣ

| A/A | ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΥ        |
|-----|-----------------------------|
| 1   | Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα |
| 2   | Ισχύς υδροστρόβιλων         |
| 3   | Ισχύς αντλιοστασίου         |
| 4   | Ισχύς Α/Π                   |
| 5   | Ισχύς Φ/Π                   |
| 6   | Κόστος φωτοβολταϊκών        |

Μεταβάλλοντας, λοιπόν, κάθε μία από τις παραπάνω παραμέτρους διαδοχικά και έχοντας ως περίπτωση αναφοράς το σταθμό όπως περιγράφηκε προηγουμένως, εκτελείται ο κώδικας και αναλύεται η μεταβολή συγκεκριμένων σημαντικών αποτελεσμάτων, τόσο ενεργειακών όσο και οικονομικών.

Τα διαγράμματα είναι διαφορετικά για κάθε παραμετρική μελέτη, αφού επιλέγονται αυτά που επεξηγούν καλύτερα τη συμπεριφορά του σταθμού στην εκάστοτε μεταβολή.

Ακολουθούν τα διαγράμματα και σχολιασμός αυτών.

#### 5.3.2. Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα

Στα διαγράμματα του σχήματος 5.8 παρουσιάζεται η επίδραση που έχει στον ΥΒΣ το μέγεθος της χωρητικότητας του άνω ταμιευτήρα.

Στο (α) διάγραμμα εμφανίζεται το ποσοστό του έτους που ο ταμιευτήρας είναι τελείως γεμάτος στη διάρκεια του έτους. Αυτό είναι το φαινόμενο που ουσιαστικά επηρεάζει τη λειτουργία του ΥΒΣ και το οποίο φυσικά είναι άμεσα συνδεδεμένο με το μέγεθος του ταμιευτήρα. Συγκεκριμένα, για ταμιευτήρες μεγέθους μέχρι και 400.000 m<sup>3</sup> παρατηρούνται

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

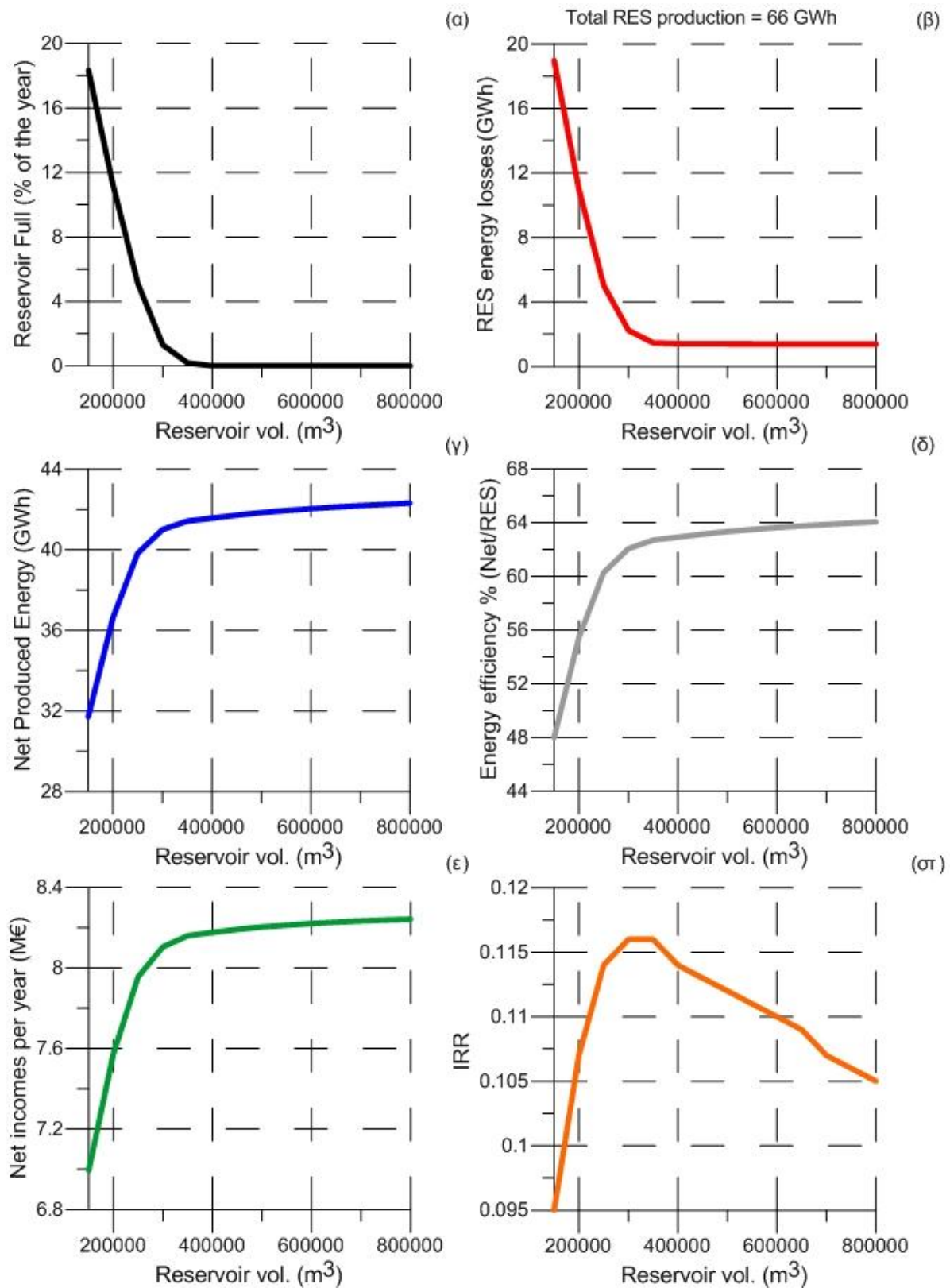
διαστήματα τέλειας πλήρωσης του ταμιευτήρα. Αυτό συμβαίνει γιατί η χωρητικότητα είναι υπερβολικά περιορισμένη οπότε η δεξαμενή γεμίζει γρήγορα.

Άμεση συνέπεια είναι να απορρίπτεται ένα ποσοστό της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ του σταθμού (β) αφού με γεμάτο ταμιευτήρα δεν μπορεί να αξιοποιηθεί για άντληση. Επίσης επηρεάζεται το ενεργειακό ισοζύγιο του σταθμού (net produced energy, γ) αφού μικρότερη άντληση υδάτων στον άνω σημαίνει μικρότερη υδροστροβλική παραγωγή για το σταθμό, καθώς επίσης και ο βαθμός απόδοσης (δ) και φυσικά τα καθαρά κέρδη της επιχείρησης (ε), τα οποία προκύπτουν από τα έσοδα από την πώληση στο δίκτυο μειωμένα κατά τα έξοδα από την άντληση από αυτό.

Το διάγραμμα που παρουσιάζει τη μεταβολή του δείκτη IRR (στ) εμφανίζει ένα μέγιστο για σταθμό με ταμιευτήρα 350.000 m<sup>3</sup> (σταθμός αναφοράς). Αυτό συμβαίνει γιατί τέτοιος ταμιευτήρας συνδυάζει μέγιστα δυνατά κέρδη (μικρές απώλειες από τις ΑΠΕ) με ελάχιστο δυνατό κόστος κατασκευής ταμιευτήρα (μέγεθος που είναι άμεσα εξαρτημένο από τη συνολική χωρητικότητα).

Όταν ο ταμιευτήρας είναι χωρητικότητας μεγαλύτερης από 400.000 m<sup>3</sup> δε γεμίζει ποτέ τελείως, οπότε και οι μεταβολές ομαλοποιούνται. Μόνο ο δείκτης IRR επηρεάζεται αφού από κάποιο σημείο και μετά ο ταμιευτήρας απλά μεγαλώνει (αύξηση εξόδων επένδυσης) χωρίς ταυτόχρονη αύξηση της παραγωγής και άρα και των εσόδων του σταθμού.

Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.8: Επίδραση χωρητικότητας ταμειυτήρα

### 5.3.3. Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων

Η παράμετρος αυτή είναι μεγάλης σημασίας για τη λειτουργία του σταθμού. Η σημασία της έγκειται στο γεγονός ότι είναι άμεσα συνδεδεμένη όχι μόνο με την υδροστροβλική παραγωγή του ΥΒΣ, αλλά και με το όριο παροχής εγγυημένης ισχύος, αφού όπως έχει προαναφερθεί αυτό υπολογίζεται αν από τη μέγιστη ετήσια ζήτηση του νησιού αφαιρεθεί η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού.

Έτσι, όπως φαίνεται στο πρώτο διάγραμμα του σχήματος 5.9, με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μειώνεται αντίστοιχα και το όριο εγγυημένης ισχύος ( $\alpha$  - συνεχές) οπότε αυξάνεται το ποσό ετήσιας εγγυημένης ενέργειας που οφείλει να προσφέρει ο ΥΒΣ ( $\alpha$  - διακεκομμένο). Παρατηρείται ότι η αύξηση του ποσού ετήσιας εγγυημένης ενέργειας δεν είναι γραμμική (σε αντίθεση με τη μείωση του ορίου παροχής ισχύος) καθώς μειωμένου του ορίου ολοένα και μεγαλύτερο ποσοστό από τη ζήτηση του νησιού απαιτείται να καλυφθεί από το σταθμό, βάσει ενός τυπικού διαγράμματος ζήτησης.

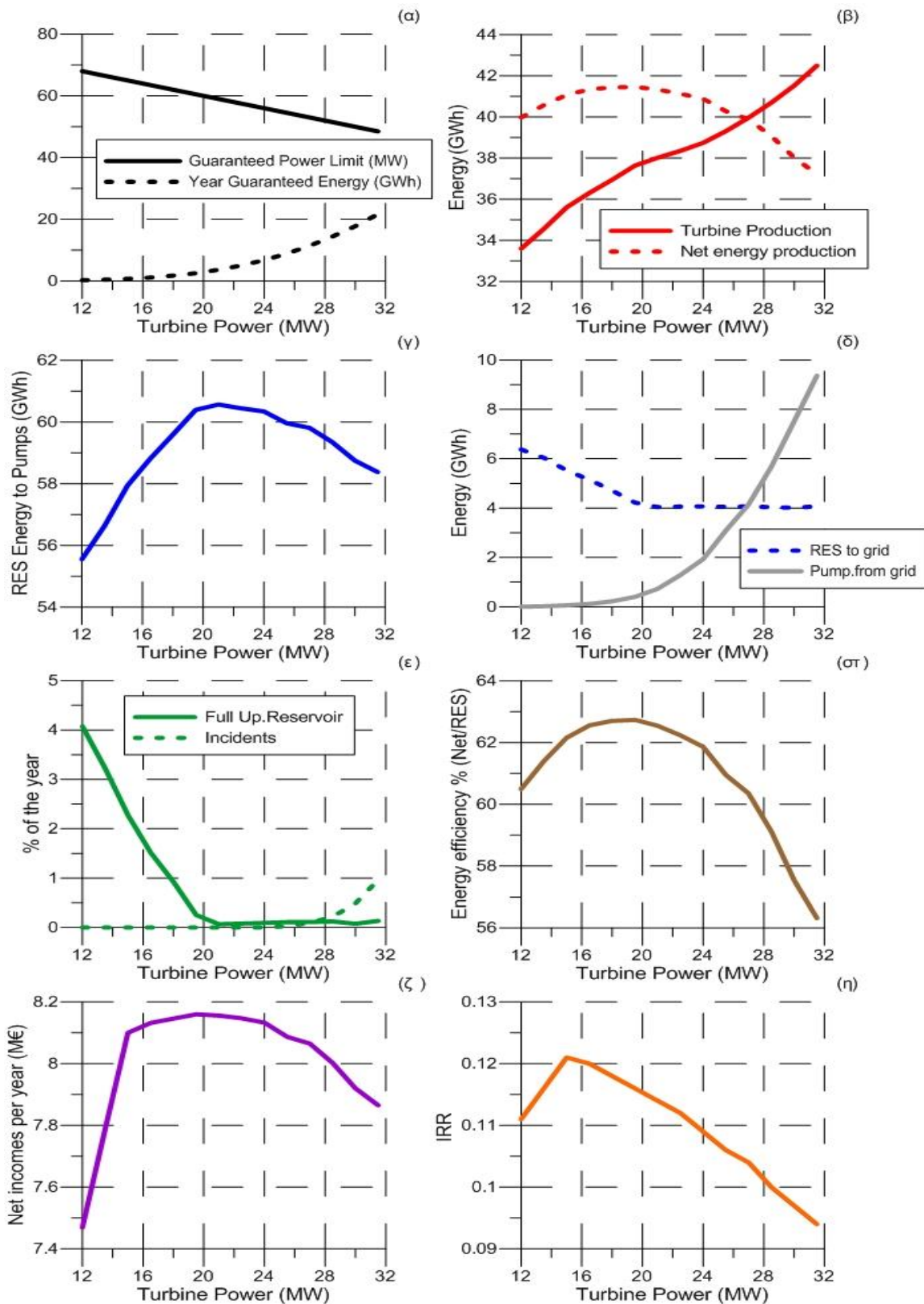
Η υδροστροβλική παραγωγή αυξάνεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος, όπως ήταν αναμενόμενο ( $\beta$  - συνεχές). Παράλληλα, λόγω ακριβώς της διαρκώς αυξημένης παραγωγής, συνεχώς μεγαλώνουν και οι ανάγκες άντλησης. Συνέπεια αυτού είναι να αυξάνεται η προώθηση της παραγωγής των ΑΠΕ στις αντλίες ( $\gamma$ ) αντί για απευθείας στο δίκτυο ( $\delta$  - διακεκομμένο), καθώς επίσης και η άντληση από το δίκτυο τις νυχτερινές ώρες ( $\delta$  - συνεχές).

Αυτό παρατηρείται μέχρι ένα συγκεκριμένο μέγεθος σταθμού (21 MW), από το οποίο και μετά η προώθηση της παραγωγής των ΑΠΕ στις αντλίες μειώνεται, η παροχή απευθείας στο δίκτυο σταθεροποιείται ενώ η άντληση από το δίκτυο αυξάνεται γεωμετρικά. Έτσι, παρατηρούμε ότι ενώ αυξάνει η υδροστροβλική παραγωγή, το ενεργειακό ισοζύγιο (net energy production,  $\beta$  - διακεκομμένο) μειώνεται λόγω της μεγάλης άντλησης από το δίκτυο.

Αυτή η συμπεριφορά μπορεί να εξηγηθεί με τη βοήθεια του επόμενου διαγράμματος ( $\epsilon$ ). Συγκεκριμένα, ενώ αρχικά το ποσοστό του έτους με τελείως γεμάτο ταμιευτήρα (συνεχές) ήταν σχετικά μεγάλο (4% του έτους), κάτι που συμβαίνει λόγω μικρής υδροστροβλικής παραγωγής, σταδιακά μειώνεται επειδή οι στροβίλοι διαρκώς μεγαλώνουν και συνεπώς καταναλώνουν περισσότερο, οπότε και απορροφιάται περισσότερη παραγωγή ΑΠΕ από τις αντλίες αφού υπάρχει χώρος στον ταμιευτήρα.

Όμως, στο σημείο αυτό (21 MW), παρατηρείται για πρώτη φορά ξανά αύξηση (έστω και μικρή) αυτού του αριθμού ( $\epsilon$  - συνεχές). Αυτό συμβαίνει γιατί στο συγκεκριμένο σημείο η εγγυημένη ενέργεια έχει αυξηθεί τόσο ώστε να απαιτείται μεγάλη άντληση από το δίκτυο, με συνέπεια να ξαναγεμίζει τελείως ο ταμιευτήρας και να μην μπορεί να αξιοποιηθεί η παραγωγή από τις ΑΠΕ για άντληση, βάσει του ωριαίου προγραμματισμού όπως έχει περιγραφεί σε προηγούμενο κεφάλαιο.

Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.9: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος υδροστρόβιλων



Μάλιστα, η εγγυημένη ενέργεια αυξάνεται σε τέτοιο σημείο που δεν μπορεί να καλυφθεί από τον ΥΒΣ οπότε έχουμε και εμφάνιση επεισοδίων ( $\epsilon$  - διακεκομμένο).

Όλα αυτά επηρεάζουν όπως είναι φυσικό το ενεργειακό ισοζύγιο του σταθμού ( $\beta$  - διακεκομμένο) και το συνολικό βαθμό απόδοσης ( $\sigma$ ), καθώς επίσης και τα καθαρά ετήσια έσοδα της επιχείρησης ( $\zeta$ ), τα οποία για σταθμό μεγαλύτερο από 21 MW αρχίζουν να μειώνονται λόγω αυξημένης αγοράς ενέργειας για άντληση από το δίκτυο.

Τέλος, ο δείκτης IRR ( $\eta$ ) προκύπτει μέγιστος για σταθμό συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 15 MW, αφού επηρεάζεται εκτός των άλλων και από το κόστος επένδυσης των στροβίλων.

Γενικά παρατηρούμε ότι αν η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των στροβίλων συνοδεύεται από αντίστοιχη αύξηση της ισχύος των ΑΠΕ και της χωρητικότητας του ταμιευτήρα θα αποφεύγαμε τα φαινόμενα που περιγράφηκαν προηγουμένως, αφού δεν θα υπήρχε τόσο αυξημένη άντληση από το δίκτυο ούτε και απόρριψη παραγωγής των ΑΠΕ λόγω πλήρωσης ταμιευτήρα. Οπότε, σε ενεργειακό τουλάχιστον επίπεδο, θα είχαμε μια πιο ομαλή λειτουργία.

#### 5.3.4. Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου

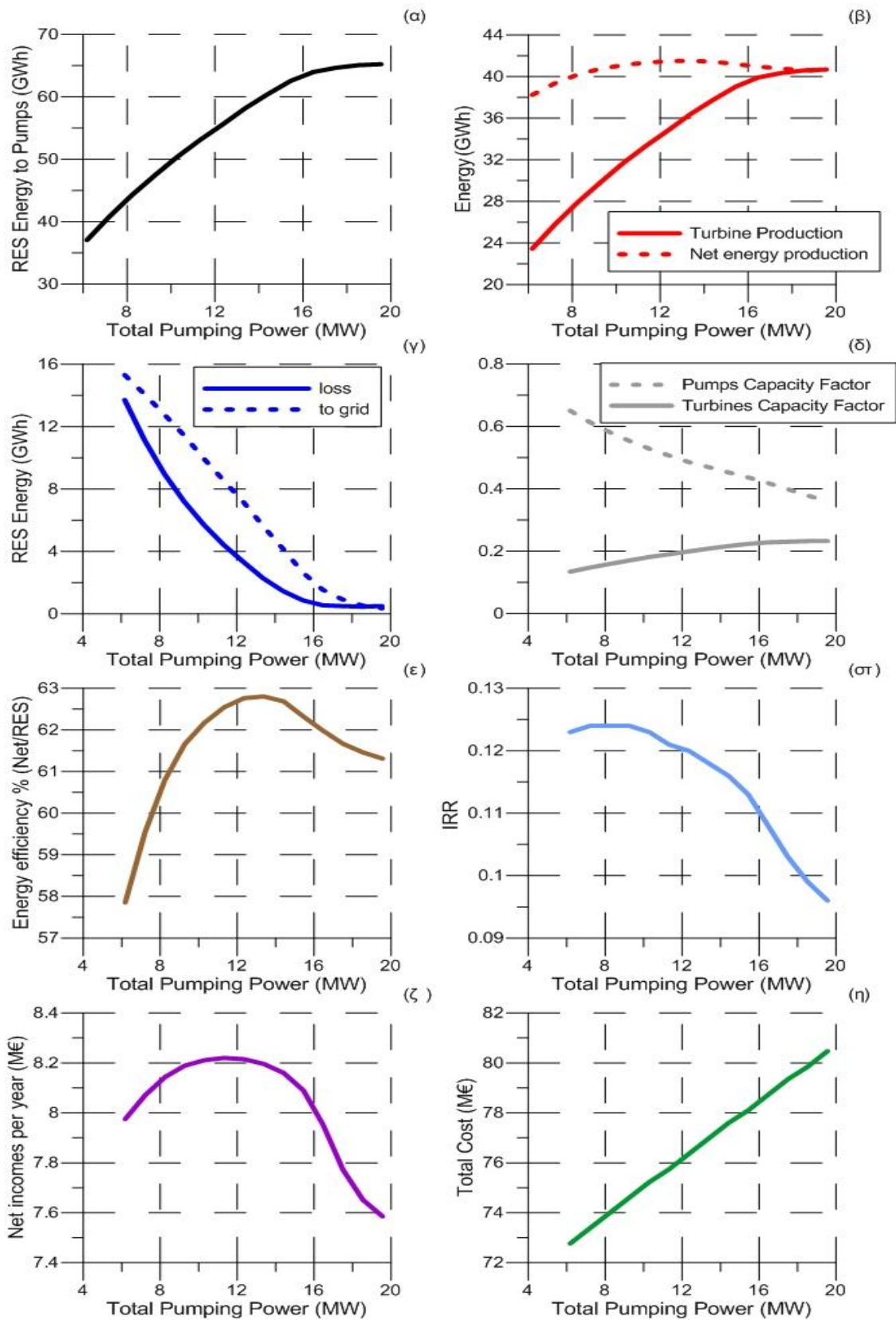
Στα διαγράμματα του σχήματος 5.10 μελετάται η επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος του αντλιοστασίου στη λειτουργία του ΥΒΣ.

Παρατηρούμε ότι η ισχύς των αντλιών επηρεάζει άμεσα την παραγωγή των ΑΠΕ που προωθείται στις αντλίες ( $\alpha$ ) και τη συνολική υδροστροβλική παραγωγή ( $\beta$  - συνεχές).

Αυτό συμβαίνει γιατί για σταθμούς με *μικρό αντλιοστάσιο* δεν μπορεί να αξιοποιηθεί μεγάλη ΑΠΕ ενέργεια για άντληση αφού δεν μπορεί να απορροφηθεί από τις αντλίες (λόγω περιορισμένης ισχύος). Συνεπώς, μεγάλο μέρος αυτής της ενέργειας είτε προωθείται απευθείας στο δίκτυο ( $\gamma$  - διακεκομμένο), είτε απορρίπτεται ( $\gamma$  - συνεχές). Παράλληλα, οι υδροστρόβιλοι δεν παράγουν μεγάλα ποσά ενέργειας αφού δεν υπάρχει πλεόνασμα νερού στον άνω ταμιευτήρα λόγω ακριβώς αυτής της περιορισμένης άντλησης.

Όσο μεγαλώνει η ισχύς του αντλιοστασίου, μειώνεται η ενέργεια από τις ΑΠΕ που απορρίπτεται και που προωθείται απευθείας στο δίκτυο και αυξάνεται αυτή που αξιοποιείται για άντληση. Παράλληλα, αυξάνεται και η υδροστροβλική παραγωγή, αφού πλέον λόγω μεγαλύτερης άντλησης υπάρχει περισσότερο διαθέσιμο νερό στον άνω ταμιευτήρα. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (*capacity factor*) των στροβίλων αυξάνεται αφού πλέον υπάρχει μεγαλύτερη υδροστροβλική παραγωγή τη διάρκεια του έτους για ίδια εγκατεστημένη ισχύ, ενώ αντίθετα των αντλιών μειώνεται λόγω αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος τους ( $\delta$ ).

Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.10: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος αντλιοστασίου

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Ο βαθμός απόδοσης του σταθμού (ε) φτάνει σε ένα μέγιστο για αντλιοστάσιο εγκατεστημένης ισχύος 12MW που ταυτίζεται με το μέγιστο του ενεργειακού ισοζυγίου του σταθμού (β - διακεκομμένο). Από εκείνο το σημείο και έπειτα ναι μεν ελαχιστοποιούνται οι απώλειες των ΑΠΕ (γ - συνεχές), όμως τελικά στο δίκτυο καταλήγει λιγότερη ενέργεια. Αυτό συμβαίνει γιατί επειδή αυξάνεται η ισχύς των αντλιών, μεγαλύτερο ποσοστό από την παραγωγή των ΑΠΕ αξιοποιείται για άντληση με συνέπεια να μειώνεται η απευθείας προώθηση στο δίκτυο.

Ο δείκτης IRR (στ) φτάνει σε μέγιστο για χαμηλή, σχετικά, εγκατεστημένη ισχύ (8 MW). Αυτό συμβαίνει διότι για μεγαλύτερη ισχύ ανεβαίνει το κόστος επένδυσης (η), χωρίς αντίστοιχη αύξηση των ετήσιων καθαρών εσόδων (ζ), των οποίων το διάγραμμα έχει αντίστοιχη συμπεριφορά με το καθαρό ενεργειακό ισοζύγιο του ΥΒΣ.

### 5.3.5. Εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών

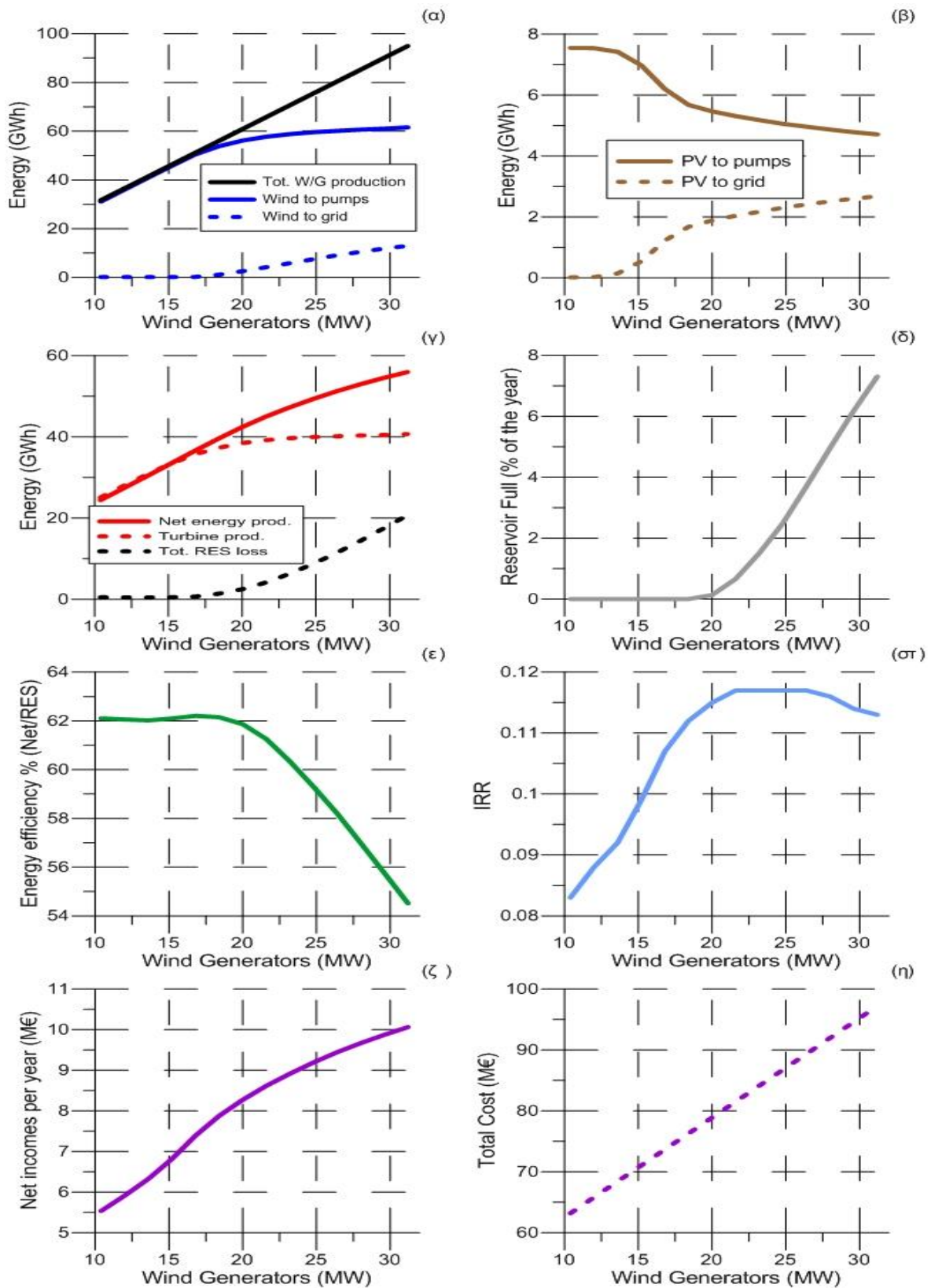
Στο σχήμα 5.11 παρατίθενται διαγράμματα που παρουσιάζουν την επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος του αιολικού πάρκου στη λειτουργία του ΥΒΣ.

Καταρχάς, όπως είναι λογικό, υπάρχει αύξηση της παραγωγής του Α/Π γραμμικά ανάλογη με την εγκατεστημένη του ισχύ (α). Η αύξηση αυτή αρχικά επηρεάζει άμεσα την αιολική παραγωγή που προωθείται στις αντλίες, η οποία αυξάνει και αυτή γραμμικά (α), ενώ ανεπηρέαστη παραμένει η απευθείας προώθηση στο δίκτυο (α - διακεκομμένο). Αυτή η συμπεριφορά αλλάζει για Α/Π εγκατεστημένης ισχύος 18 MW, αφού από αυτό το σημείο σταθεροποιείται η αιολική παραγωγή για άντληση ενώ αυξάνει η αιολική παραγωγή στο δίκτυο.

Η αιτία αυτής της αλλαγής φαίνεται στο διάγραμμα (δ), στο οποίο παρουσιάζεται το ποσοστό του έτους με τέλεια πλήρωση του άνω ταμιευτήρα. Στο συγκεκριμένο λοιπόν σημείο (18 MW), ο άνω ταμιευτήρας αρχίζει να γεμίζει για πρώτη φορά τελείως, και αυτό αυξάνει ολόένα όσο αυξάνει η ισχύς του Α/Π.

Έτσι λοιπόν, ενώ αρχικά, και λόγω μικρής αιολικής παραγωγής, ο ταμιευτήρας δεν γεμίζει ποτέ, στη συνέχεια, και λόγω αύξησης της ισχύος του Α/Π, μεγαλώνει η ενέργεια για άντληση μέχρι που ο ταμιευτήρας αρχίζει να γεμίζει τελείως. Από αυτό το σημείο, και προκειμένου να μην απορριφθεί, η αιολική παραγωγή αρχίζει να προωθείται στο δίκτυο, αφού δεν μπορεί να υπάρξει εκμετάλλευση από τις αντλίες. Συνέπεια αυτού είναι να μειωθεί η υδροστροβιλική παραγωγή (γ) οπότε και η κατανάλωση νερού του άνω ταμιευτήρα, αλλά να συνεχίζει να αυξάνει το καθαρό ενεργειακό ισοζύγιο του σταθμού (γ - συνεχές). Παρά την προώθηση της απευθείας στο δίκτυο, τελικά μεγάλο ποσοστό της αιολικής παραγωγής δεν μπορεί να αξιοποιηθεί οπότε και απορρίπτεται (γ).

Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.11: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος ανεμογεννητριών

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Η φωτοβολταϊκή παραγωγή που προωθείται στις αντλίες μειώνεται και αυξάνει ανάλογα η απευθείας αξιοποίηση στο δίκτυο, αφού άλλωστε αυτή είναι η προτεραιότητα των φωτοβολταϊκών (β).

Όπως ήταν αναμενόμενο, παρά την αύξηση της παραγωγής του σταθμού (όπως φαίνεται από το διάγραμμα του ενεργειακού ισοζυγίου-γ), η αύξηση των απωλειών της παραγωγής των ΑΠΕ (γ) επηρεάζει αρνητικά τον τελικό βαθμό απόδοσης του ΥΒΣ (ε).

Ο δείκτης IRR (στ) αυξάνει λόγω αύξησης των ετήσιων κερδών (ζ) και φτάνει σε ένα μέγιστο για Α/Π 25 MW, αφού επηρεάζεται και από το συνολικό κόστος επένδυσης (η) το οποίο φυσικά είναι ανάλογο της εγκατεστημένης ισχύος του Α/Π.

### 5.3.6. Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών

Η επίδραση που έχει η συγκεκριμένη παράμετρος στη λειτουργία του σταθμού είναι ιδιαίτερης σημασίας, αφού αποτελεί επί της ουσίας το κυριότερο θέμα μελέτης αυτής της εργασίας (Σχήμα 5.12).

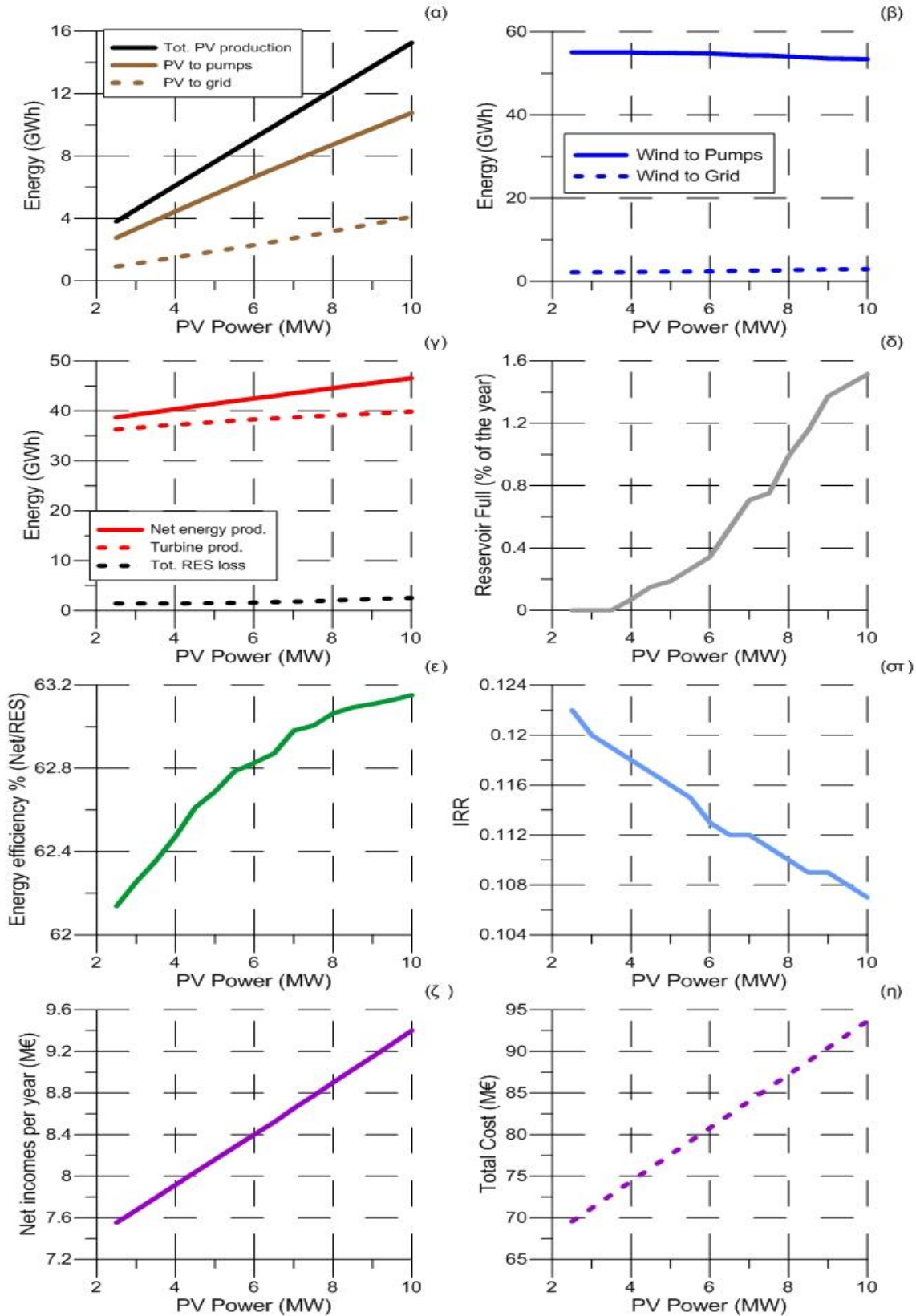
Όπως είναι λογικό, και πάλι η συνολική παραγωγή του Φ/Π αυξάνει γραμμικά με την αύξηση της εγκατεστημένης του ισχύος. Όμως τώρα, σε αντίθεση με ό,τι είδαμε για το Α/Π, η προώθηση τόσο στις αντλίες όσο και απευθείας στο δίκτυο συνεχίζει να αυξάνει μέχρι τέλους (α).

Αυτό συμβαίνει γιατί το ποσοστό που ο ταμιευτήρας πλέον γεμίζει τελείως (δ) είναι πολύ μικρότερο από ό,τι προηγουμένως σε όλο το φάσμα του διαγράμματος (π.χ. για μέγιστη ισχύ Φ/Π 1,5% του έτους ενώ για μέγιστη Α/Π 7,3%!) και αυτό επειδή η φωτοβολταϊκή παραγωγή είναι φυσικά πιο περιορισμένη. Προφανώς, για πολύ μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ Φ/Π θα υπήρχε παρόμοια συμπεριφορά (μεγάλος αριθμός φορών γεμάτου ταμιευτήρα, αύξηση απωλειών, σταθεροποίηση υδροστροβιλικής παραγωγής). Όμως αυτό δεν είναι καθόλου ρεαλιστικό σενάριο, οπότε προτιμήθηκε μελέτη μέχρι 10MW εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών.

Η αιολική παραγωγή δεν φαίνεται να επηρεάζεται σημαντικά από την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος του Φ/Π. Παρατηρείται μικρή μείωση της προώθησης στις αντλίες και αντίστοιχα μικρή αύξηση της προώθησης στο δίκτυο (β).

Το καθαρό ενεργειακό ισοζύγιο του σταθμού αυξάνει σταθερά, όπως και η υδροστροβιλική παραγωγή. Παρατηρείται ακόμη πολύ μικρή αύξηση στις συνολικές απώλειες της παραγωγής των ΑΠΕ (γ). Ο βαθμός απόδοσης (ε) αυξάνει σταθερά, αφού η περισσότερη από την αύξουσα φωτοβολταϊκή παραγωγή αξιοποιείται από το σύστημα, είτε για άντληση είτε απευθείας στο δίκτυο.

Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.12: Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών

Αντίθετα, ο δείκτης IRR (στ) έχει έντονη πτωτική τάση. Στο σημείο αυτό φαίνεται ξεκάθαρα το αδύναμο σημείο των φωτοβολταϊκών. Ενώ δηλαδή, και όπως αποδεικνύεται από τα προηγούμενα διαγράμματα και τη συνολική μέχρι τώρα μελέτη τους, ενεργειακά όντως συνεισφέρουν σε ικανοποιητικό βαθμό στην ομαλότερη και αποδοτικότερη λειτουργία του σταθμού, δε συμβαίνει το ίδιο οικονομικά. Και αυτό επειδή αυξάνοντας την ισχύ του Φ/Π, τα κέρδη από την πώληση της επιπλέον ενέργειας ( $\zeta$ ) παρόλο που εμφανίζουν ανοδική τάση, δεν καταφέρνουν σε κανένα σημείο να αντισταθμίσουν τα έξοδα για την εγκατάσταση επιπλέον ΦΒ ( $\eta$ ). Για αυτό ακριβώς το λόγο ο δείκτης IRR παίρνει μέγιστη τιμή για ελάχιστη εγκατεστημένη ισχύ Φ/Π. Εδώ φαίνεται η τεράστια σημασία που έχει η τιμή του κόστους εγκατάστασης των ΦΒ, η οποία στη συγκεκριμένη μελέτη, όπως έχει προαναφερθεί, έχει την υψηλή τιμή των 3000€/kW (σημερινά δεδομένα).

### 5.3.7. Κόστος φωτοβολταϊκών

Όπως είδαμε και προηγουμένως, το μεγάλο μειονέκτημα για την ένταξη φωτοβολταϊκών σε ΥΒΣ είναι η οικονομική επίδραση που ασκείται στη συνολική επένδυση. Αιτία αυτού αποτελεί προφανώς το μεγάλο κόστος εγκατάστασής τους, το οποίο κυμαίνεται στα 3000 €/kW, τη στιγμή που το αντίστοιχο για τις ανεμογεννήτριες είναι το πολύ το μισό, δηλαδή έως 1500 €/kW. Η υψηλή αυτή τιμή αποτελεί σημερινό δεδομένο, και οφείλεται στο ότι σαν τεχνολογία δεν είναι ακόμα απόλυτα ώριμη και διαδεδομένη. Σύμφωνα με προβλέψεις, το κόστος εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών αναμένεται να πέσει με την πάροδο του χρόνου, οπότε μελετάται η επίπτωση που θα έχει κάτι τέτοιο στην επένδυση.

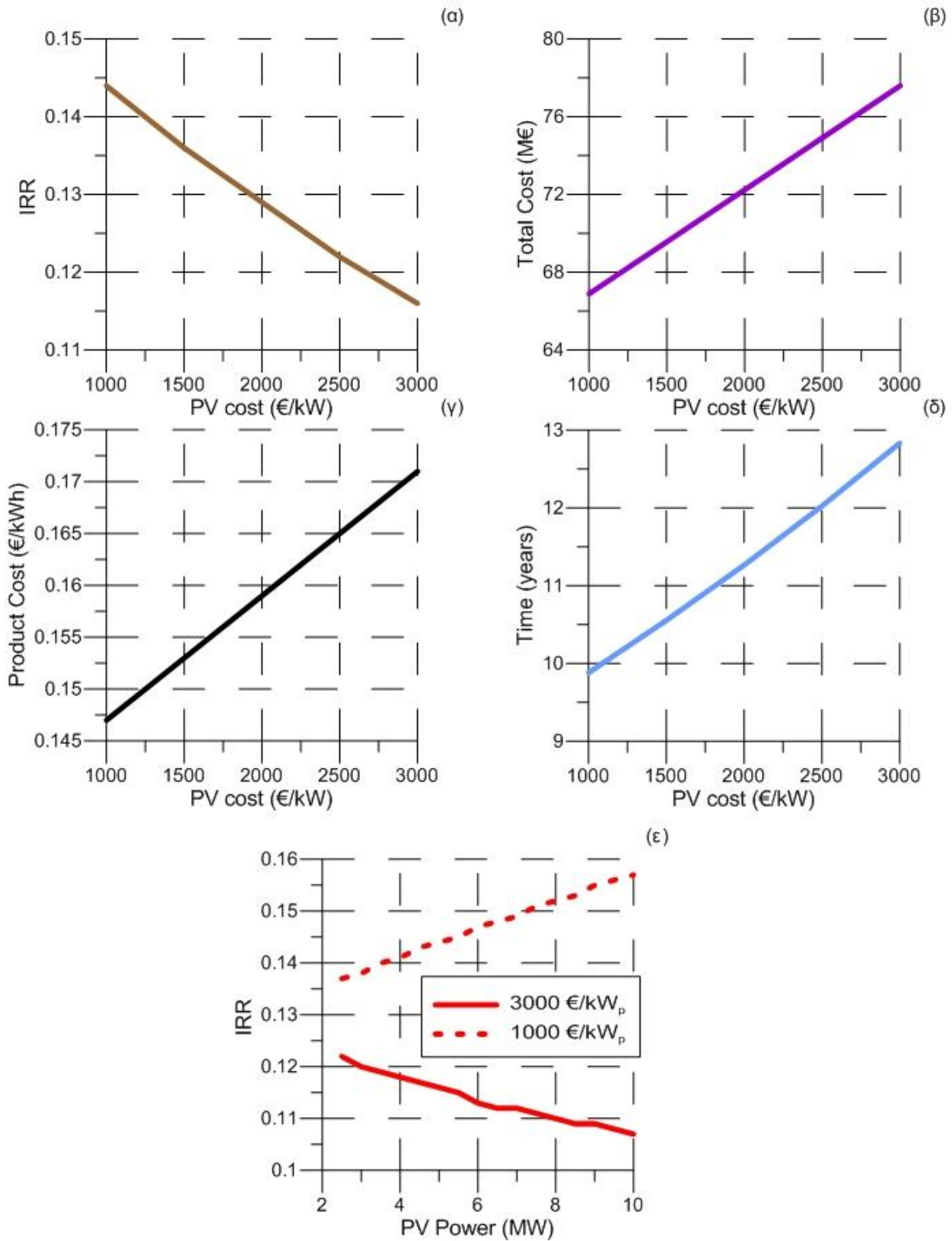
Όπως είναι λογικό, το κόστος επηρεάζει άμεσα τους οικονομικούς δείκτες της επένδυσης (Σχήμα 5.13). Με τα σημερινά δεδομένα και για το σταθμό αναφοράς ο δείκτης IRR κυμαίνεται γύρω στο 11,5% ( $\alpha$ ), το οποίο συνεπάγεται απόσβεση σε περίπου 13 χρόνια ( $\delta$ ). Το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται στα 78 Μ€ ( $\beta$ ) ενώ το κόστος παραγωγής σε 0,171 €/kWh ( $\gamma$ ).

Η μεταβολή που παρατηρείται μειούμενου του κόστους των ΦΒ είναι έντονη και εντυπωσιακή. Για κόστος 1000 €/kWh, σενάριο αισιόδοξο και όχι παράλογο για το μέλλον, ο δείκτης IRR εκτινάσσεται στο 14,5% και τα έτη απόσβεσης υπολογίζονται σε λιγότερα από δεκαετία, λιγότερα δηλαδή από το μισό χρόνο ζωής του έργου για επένδυση που δεν είναι καν οικονομοτεχνικά βέλτιστη. Το κόστος παραγωγής ανέρχεται σε 0,147 €/kWh ενώ το συνολικό κόστος υπολογίζεται σε περίπου 67 Μ€, παρατηρείται δηλαδή μείωση της τάξης του 15% του αρχικού κόστους.

Τέλος, παρατηρούμε ( $\epsilon$ ) ότι για τη χαμηλή τιμή των 1000€/kW<sub>p</sub> η οικονομικότητα του σταθμού αυξάνεται αυξανόμενης της εγκατεστημένης ισχύς των φωτοβολταϊκών, σε αντίθεση με ότι ισχύει για τη σημερινή τιμή (Σχήμα 5.12, διάγραμμα στ) και αυτό γιατί τα κέρδη από την επιπλέον παραγωγή υπερβαίνουν το κόστος εγκατάστασης.



Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> – Αποτελέσματα Προσομοίωσης



Σχήμα 5.13: Επίδραση κόστους φωτοβολταϊκών



## 6. ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

### 6.1. Εισαγωγή

Η ανάλυση που έχει γίνει μέχρι τώρα στην προσομοίωση από τον υπολογιστικό αλγόριθμο της λειτουργίας του ΥΒΣ, είτε με εφαρμογή για συγκεκριμένες τιμές (σταθμός αναφοράς) είτε με παραμετρική μελέτη είχε ως στόχο τη διερεύνηση της αλληλεπίδρασης των διάφορων παραμέτρων και την παρουσίαση ετήσιων και συγκεντρωτικών αποτελεσμάτων και όχι την αναζήτηση βέλτιστων ενεργειακά και οικονομικά συνδυασμών των διαφόρων υποσυστημάτων, που θα μπορούσαν να αποτελούν και προτάσεις της παρούσας εργασίας.

Έτσι λοιπόν, στο κεφάλαιο αυτό περιγράφεται η βελτιστοποίηση που πραγματοποιήθηκε με σκοπό την εύρεση του βέλτιστου ενεργειακού και τεχνοοικονομικού συνδυασμού παραμέτρων του συστήματος.

Αρχικά, παρατίθενται κάποια θεωρητικά στοιχεία της διαδικασίας της βελτιστοποίησης και γίνεται περιγραφή του συγκεκριμένου εξελικτικού αλγόριθμου που χρησιμοποιήθηκε στα πλαίσια αυτής της εργασίας. Κρίθηκε αναγκαίο να δοθούν κάποια βασικά θεωρητικά στοιχεία για την μέθοδο βελτιστοποίησης ώστε να μπορέσει ο αναγνώστης να έχει μια γενική άποψη της συγκεκριμένης διαδικασίας, χωρίς όμως να γίνει εκτενής και λεπτομερής περιγραφή, κάτι που ούτως ή άλλως θα ήταν εκτός των ορίων της παρούσας εργασίας.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης, η οποία πρώτα πραγματοποιείται σε ενεργειακό επίπεδο. Δηλαδή, για δύο διαφορετικού μεγέθους σταθμούς (ένα μικρό 15 MW και ένα μεγάλο 30 MW) και για δύο ξεχωριστούς ενεργειακούς στόχους (ένα κάθε φορά), την ελαχιστοποίηση των απωλειών των ΑΠΕ και τη μεγιστοποίηση του ενεργειακού βαθμού απόδοσης του συστήματος, όπως έχει οριστεί προηγουμένως.

Ακολούθως παρατίθενται τα αποτελέσματα σε οικονομικό επίπεδο, δηλαδή έχοντας για στόχο τη μεγιστοποίηση του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης (IRR). Η διαδικασία πραγματοποιείται για διαφόρων μεγεθών σταθμούς και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με τη μορφή διαγραμμάτων.

Τελικά, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για ταυτόχρονη βελτιστοποίηση δύο 'ανταγωνιστικών' μεταξύ τους στόχων, ενός οικονομικού (μεγιστοποίηση του δείκτη IRR) και ενός ενεργειακού (μεγιστοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου του ΥΒΣ, δηλαδή της καθαρής προσφερόμενης ενέργειας του σταθμού). Στο σημείο αυτό γίνεται και μια παραμετρική μελέτη των αποτελεσμάτων.

Τα παραπάνω αποτελέσματα (και κυρίως αυτά του διπλού στόχου) είναι ξεχωριστής σημασίας, καθώς βάσει αυτών θα εξαχθούν τα τελικά συμπεράσματα αναφορικά με την απόδοση του σταθμού και την οικονομική βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης, λαμβάνοντας υπόψη τα ενεργειακά, περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη από ένα τέτοιο έργο.

## 6.2. Θεωρητικά στοιχεία για τη βελτιστοποίηση

### 6.2.1. Εξελικτικοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης

Οι εξελικτικοί αλγόριθμοι αποτελούν υπολογιστικές μεθόδους που αναζητούν την εύρεση βέλτιστης λύσης ενός προβλήματος, χρησιμοποιώντας τεχνικές εμπνευσμένες από τις αρχές εξέλιξης των ειδών, όπως διατυπώθηκαν για πρώτη φορά από τον *C.Darwin* το 1859. Παρότι αναπτύχθηκαν κυρίως κατά τη δεκαετία του 1990 λόγω εξάπλωσης της τεχνολογίας των υπολογιστικών συστημάτων μεγάλης ισχύος, η χρήση τους ως μέθοδος βελτιστοποίησης έχει προταθεί ήδη από το 1960, από τον *John Henry Holland*.

Σύμφωνα με τη δαρβινική θεωρία, στη φύση ο αγώνας για επιβίωση - κυρίως μεταξύ των ατόμων του ίδιου είδους - είναι αυτός που διαμορφώνει τους κανόνες φυσικής επιλογής του καλύτερου γενετικά ατόμου. Τα πιο επιτυχημένα άτομα έχουν τις μεγαλύτερες πιθανότητες επιβίωσης στο απαιτητικό περιβάλλον όπου ζουν, συνεπώς είναι ταυτόχρονα πιθανότερο να αναπαραχθούν και να αποκτήσουν απογόνους με εξίσου καλά, αν όχι καλύτερα χαρακτηριστικά από αυτά των γονέων. Κατ' ανάλογο τρόπο οι εξελικτικοί αλγόριθμοι χειρίζονται πληθυσμούς υποψήφιας ατόμων (λύσεων) που εξελίσσονται συγχρόνως σε κάθε γενιά και όχι μεμονωμένα άτομα (population - based methods). Τα καλύτερα άτομα κάθε γενιάς επιλέγονται, βάσει της τιμής της αντίστοιχης συνάρτησης στόχου, να συμμετάσχουν στις εξελικτικές διαδικασίες (επιλογή γονέων, διασταύρωση, μετάλλαξη) που θα οδηγήσουν στη δημιουργία των απογόνων της επόμενης γενιάς. Ωστόσο, παρέχεται η δυνατότητα (μέσω πιθανοτικής επιλογής) και στα χειρότερα μέλη μιας γενιάς να επιβιώσουν. Λόγω ύπαρξης αυτής της στοχαστικότητας που υπεισέρχεται στον αλγόριθμο, οι εξελικτικοί αλγόριθμοι κατατάσσονται στις στοχαστικές μεθόδους βελτιστοποίησης, συνεπώς βασικό τους πλεονέκτημα είναι ότι δεν εγκλωβίζονται εύκολα σε τοπικά ακρότατα. Μπορούν να προσαρμοστούν σε διαφορετικά προβλήματα βελτιστοποίησης, αρκεί να υπάρχει κατάλληλο λογισμικό αξιολόγησης κάθε υποψήφιας λύσης. Μοναδικό τους μειονέκτημα αποτελεί το γεγονός ότι για να συγκλίνει ο αλγόριθμος στη βέλτιστη λύση, απαιτείται μεγάλος αριθμός αξιολογήσεων. Γίνεται έτσι αντιληπτό, ότι αν το λογισμικό αξιολόγησης κάθε υποψήφιας λύσης που χρησιμοποιείται είναι χρονοβόρο, τότε ο συνολικός υπολογιστικός χρόνος που χρειάζεται για να ολοκληρωθεί η διαδικασία μπορεί να γίνει ασύμφορα μεγάλος (*Σκουτεροπούλου Ι.Α., 2010*).

Όπως αναφέρθηκε, οι εξελικτικοί αλγόριθμοι χειρίζονται πληθυσμούς λύσεων. Κατά την εξέλιξη που είναι η βασική διαδικασία αναζήτησης της βέλτιστης λύσης, ένας πληθυσμός  $\mu$  υποψήφια λύσεων (γονείς κατά τη γενετική ορολογία) εξελίσσεται στον πληθυσμό  $\lambda$  απογόνων. Αυτοί οι απόγονοι είναι νέες λύσεις, που προκύπτουν από τους  $\mu$  γονείς, έχοντας ενδεχομένως καλύτερα χαρακτηριστικά. Από τους  $\lambda$  απογόνους με κριτήρια την καταλληλότητα τους, επιλέγονται οι  $\mu$  γονείς της επόμενης γενιάς. Αυτό συνεχίζεται, γενιά με γενιά, μέχρι την ικανοποίηση κάποιου κριτηρίου σύγκλισης, όπως α) το να μη βελτιώνεται περαιτέρω η λύση για ένα αριθμό αξιολογήσεων ή γενεών, β) το να έχει ομογενοποιηθεί ο πληθυσμός ή/και γ) η ανάλυση του υπολογιστικού χρόνου που επέτρεπε ο χρήστης.

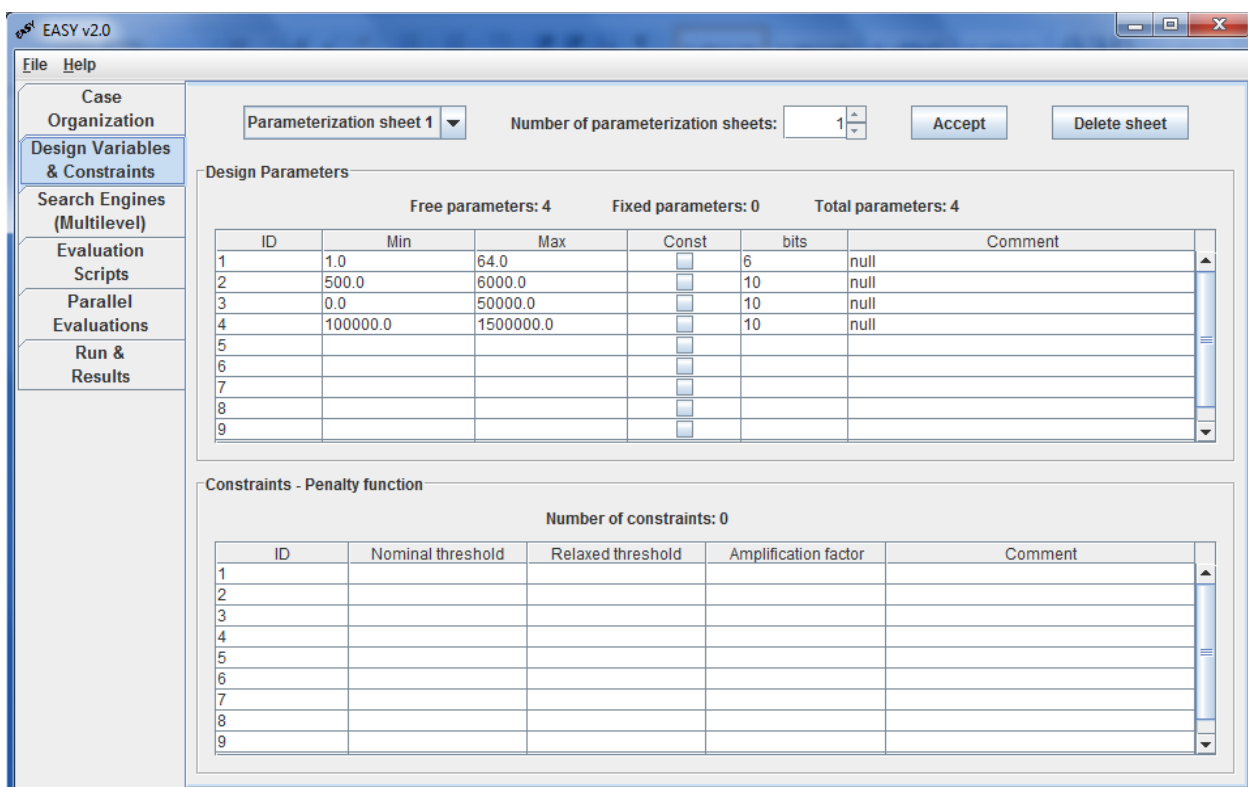
Η παραπάνω παρουσίαση του τι συμβαίνει σε έναν εξελικτικό αλγόριθμο μπορεί να θεμελιωθεί αυστηρότερα (Γιαννάκογλου Κ.Χ., 2005). Πιο συγκεκριμένα, σε κάθε γενιά  $g$  ενός εξελικτικού αλγορίθμου μπορούμε να θεωρήσουμε ότι συνυπάρχουν τρία διακριτά σύνολα ατόμων. Έτσι, υπάρχει το σύνολο των γονιών  $S^{g,\mu}$  με  $\mu$  μέλη, των απογόνων  $S^{g,\lambda}$  και των επίλεκτων ή ελίτ ατόμων  $S^{g,\varepsilon}$ . Γίνεται εύκολα αντιληπτό το γιατί, σε έναν αλγόριθμο που βασίζεται στην εξέλιξη, υπάρχουν σύνολα γονέων και απογόνων, σε κάθε γενιά. Το σύνολο  $S^{g,\varepsilon}$  αποθηκεύει τα επίλεκτα-καλύτερα άτομα (υποψήφια λύσεις) που έχουν προκύψει από τη διαδικασία της εξέλιξης μέχρι τη γενιά. Ο σκοπός της ύπαρξης του συνόλου είναι διπλός. Ένας λόγος είναι ότι, οποτεδήποτε σταματήσει η εξέλιξη, το σύνολο  $S^{g,\varepsilon}$  περιέχει την ή τις βέλτιστες λύσεις. Ένας ακόμα λόγος, είναι ότι κατά την εξέλιξη, χρησιμοποιείται πληροφορία από το σύνολο για την ενίσχυση των καλών χαρακτηριστικών των μελών της νέας γενιάς που θα προκύψει. Αυτή η ενίσχυση αποτελεί τον λεγόμενο ελιτισμό στους εξελικτικούς αλγόριθμους.

### 6.2.2. Το λογισμικό βελτιστοποίησης EASY

Ανεπτυγμένο από την μονάδα Παράλληλης Υπολογιστικής Ρευστοδυναμικής και Βελτιστοποίησης του ΕΜΠ, το EASY (Evolutionary Algorithm System) είναι ένα πλήρες λογισμικό βελτιστοποίησης γραμμένο σε C++ με περιβάλλον χρήσης προγραμματισμένο σε Java (Γιαννακογλου, 2002). Προσφέρει μια πληθώρα εργαλείων και επιλογών που δίνουν τη δυνατότητα επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης ενός ή περισσότερων στόχων και με ή χωρίς συναρτήσεις περιορισμών. Παρά το όνομά του λογισμικού, οι δυνατότητές του δεν περιορίζονται μόνο σε επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης αποκλειστικά μέσω εξελικτικών αλγορίθμων, αλλά και σε μεθόδους που χρησιμοποιούν την παράγωγο της συνάρτησης κόστους του προβλήματος (gradient based). Είναι λογισμικό με πολύ εύκολο τρόπο χρήσης και επικοινωνίας με τα υπόλοιπα προγράμματα και κώδικες που εκτελούνται κατά τη διαδικασία της βελτιστοποίησης. Επίσης περιλαμβάνει πολλά εργαλεία των οποίων η χρήση μπορεί να μειώσει σημαντικά το υπολογιστικό κόστος μιας διαδικασίας βελτιστοποίησης, και φυσικά προσφέρει και τη δυνατότητα παράλληλης εκτέλεσης σε δίκτυα υπολογιστών.

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Σχετικά με την χρήση του προγράμματος, ο χρήστης πρέπει, αρχικά, με κάποιες καθορισμένες ενέργειες, όπως είναι η δημιουργία συγκεκριμένου τύπου αρχείων, να ορίσει τον τρόπο επικοινωνίας μεταξύ του «EASY» και του προγράμματος (υπολογιστικός κώδικας) που θα χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση των λύσεων. Ακόμα, ορίζονται οι μεταβλητές του υπολογιστικού κώδικα σε ειδικό αρχείο καθώς και ο/οι στόχος/οι βελτιστοποίησης. Στη συνέχεια, το μόνο που πρέπει να κάνει ένας αρχάριος χρήστης είναι να ορίσει το εύρος τιμών των μεταβλητών - παραμέτρων στο οποίο ο «EASY» θα αναζητήσει τις πιθανές βέλτιστες λύσεις, καθώς και τον βαθμό ακρίβειας αναζήτησης της τιμής κάθε μεταβλητής (Σχήμα 6.1). Άλλωστε, είναι προεπιλεγμένες οι πιο τυπικές επιλογές των υπόλοιπων χαρακτηριστικών βελτιστοποίησης.



Σχήμα 6.1: Ορισμός εύρους τιμών μεταβλητών

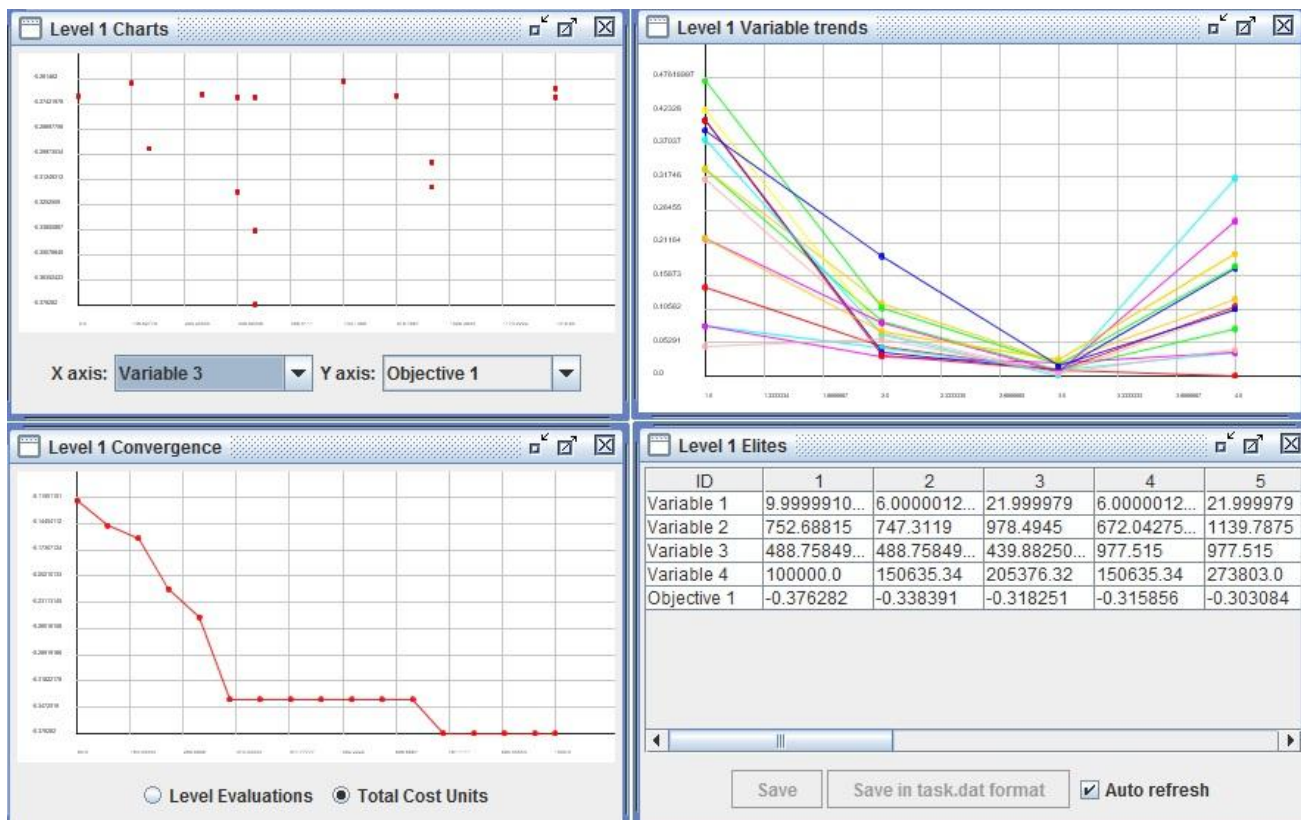
Οι μεταβλητές, των οποίων το εύρος τιμών ορίζεται όπως φαίνεται στο σχήμα 6.1, αντιστοιχούν στα παρακάτω μεγέθη:

- Αριθμός ανεμογεννητριών (1-64)
- Ονομαστική ισχύς μίας αντλίας (500-6000 kW)
- Εγκατεστημένη ισχύς Φωτοβολταϊκού Πάρκου (0-50000 kW)
- Μέγεθος ταμειευτήρα (100.000-1.500.000 m<sup>3</sup>)

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Έπειτα, έχοντας ορίσει τις συνθήκες βελτιστοποίησης, ο «EASY» είναι σε θέση να αρχίσει να αναζητά τις βέλτιστες λύσεις βάσει της φιλοσοφίας των εξελικτικών αλγορίθμων. Κατά τη διάρκεια της αναζήτησης των λύσεων ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να παρακολουθεί την πορεία σύγκλισης προς τη βέλτιστη λύση μέσω διαγραμμάτων και πινάκων (Σχήμα 6.2). Μέσω της παρατήρησης των δεδομένων αυτών είναι δυνατόν να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με την πορεία της σύγκλισης και να αποφασιστούν αλλαγές συγκεκριμένων επιλογών ώστε να επιταχυνθεί η διαδικασία, όπως για παράδειγμα αλλαγή εύρους τιμών συγκεκριμένων μεταβλητών.

Μετά από έναν αριθμό επαναλήψεων, παρατηρείται σύγκλιση σ' έναν συγκεκριμένο συνδυασμό τιμών μεταβλητών, που δίνει τη βέλτιστη τιμή του στόχου, και η αναζήτηση σταματά.



Σχήμα 6.2: Διαγράμματα και πίνακες αποτελεσμάτων κατά τη διάρκεια της αναζήτησης των λύσεων

### 6.3. Παρουσίαση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης

#### 6.3.1. Βελτιστοποίηση ενεργειακών στόχων

Όπως έχει προαναφερθεί στην εισαγωγή του παρόντος κεφαλαίου, αρχικά η βελτιστοποίηση πραγματοποιείται σε ενεργειακό επίπεδο για δύο διαφορετικών μεγεθών σταθμούς, 15 και 30MW. Οι στόχοι που επιλέχθηκαν είναι πρώτον η μεγιστοποίηση του βαθμού απόδοσης του σταθμού (ο οποίος υπενθυμίζεται ότι ισούται με την καθαρά προσφερόμενη ενέργεια διαιρεμένη με τη συνολική παραγωγή των ΑΠΕ του σταθμού) και δεύτερον η ελαχιστοποίηση των απωλειών της παραγωγής των ΑΠΕ.

Σημαντικό είναι το γεγονός ότι στο συγκεκριμένο σημείο το μέγεθος του ταμιευτήρα παραμένει σταθερό κατά τη διαδικασία της βελτιστοποίησης. Αυτό συμβαίνει γιατί είναι η φύση των στόχων τέτοια που θα επιδιωκόταν συνεχής αύξηση της τιμής της συγκεκριμένης παραμέτρου με αποτέλεσμα να ταυτιζόταν με το άνω όριο που θα είχε δοθεί κατά τον προγραμματισμό του EASY. Οι τιμές που δίνονται είναι ανάλογες με αυτή που είχε δοθεί στο σταθμό αναφοράς στο προηγούμενο κεφάλαιο (για σταθμό 20MW, χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα ίση με 350.000 m<sup>3</sup>). Οπότε καταλήγουμε ότι για το μικρό σταθμό των 15MW ο ταμιευτήρας θα είναι ίσος με 260.000 m<sup>3</sup>, ενώ διπλάσιος θα είναι για τον μεγάλο σταθμό των 30MW. Τα όρια για τις υπόλοιπες παραμέτρους είναι όπως έχουν ορισθεί στην προηγούμενη υποενότητα.

Παρακάτω παρατίθενται τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης ανά κριτήριο και ακολουθεί σχολιασμός γενικών συμπερασμάτων.

#### 6.3.1.1. Μεγιστοποίηση βαθμού απόδοσης

##### ΣΤΑΘΜΟΣ Α

**Πίνακας 6.1:** Τιμές παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 15MW και μέγιστο βαθμό απόδοσης

| <b>ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟ 15MW</b> |                             |              |                |
|--|-----------------------------|--------------|----------------|
| <b>A/A</b>   | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>            | <b>ΤΙΜΗ</b>  | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| 1  | Αριθμός ανεμογεννητριών     | 10           | -              |
| 2  | Ονομαστική ισχύς αντλίας    | 1198         | kW             |
| 3  | Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Π     | 20338        | kW             |
| 4  | Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα | 260000       | m <sup>3</sup> |
| <b>Βαθμός Απόδοσης:</b>                                |                             | <b>63,45</b> | <b>%</b>       |

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Με κριτήριο τη μεγιστοποίηση του βαθμού απόδοσης και για σταθμό 15MW προέκυψε ο βέλτιστος συνδυασμός παραμέτρων που παρουσιάζεται στον πίνακα 6.1.

Η συνολική ισχύς του αντλιοστασίου προκύπτει ίση με 12,343MW ενώ του Α/Π ίση με 8MW.

Στον πίνακα 62. παρουσιάζονται τα συνολικά αποτελέσματα του συστήματος, τα οποία δίνουν μια πληρέστερη εικόνα της βέλτιστης αυτής λύσης.

**Πίνακας 6.2:** Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς το βαθμό απόδοσης λύσης για σταθμό 15MW

| <b>ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> |            |                                      |             |                |
|-----------------------------------|------------|--------------------------------------|-------------|----------------|
|                                   | <b>A/A</b> | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>                     | <b>ΤΙΜΗ</b> | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| <b>ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b>    | 1          | Ετήσιο φορτίο νησιού                 | 369,243     | GWh            |
|                                   | 2          | Ετήσια παραγωγή μονάδων βάσης        | 297,782     | GWh            |
|                                   | 3          | Ετήσια παραγωγή εξωτερικών αιολικών  | 36,298      | GWh            |
|                                   | 4          | Ετήσια εγγυημένη ενέργεια            | 0,744       | GWh            |
|                                   | 5          | Ετήσια παραγωγή ΥΒΣ                  | 35,163      | GWh            |
|                                   | 6          | Ετήσια παραγωγή Α/Π ΥΒΣ              | 24,349      | GWh            |
|                                   | 7          | Αιολική ενέργεια για άντληση         | 23,952      | GWh            |
|                                   | 8          | Αιολική ενέργεια στο δίκτυο          | 0,144       | GWh            |
|                                   | 9          | Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια       | 0,253       | GWh            |
|                                   | 10         | Ετήσια παραγωγή Φ/Π ΥΒΣ              | 31,041      | GWh            |
|                                   | 11         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια για άντληση    | 24,835      | GWh            |
|                                   | 12         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια στο δίκτυο     | 4,92        | GWh            |
|                                   | 13         | Απορριπτόμενη φωτοβολταϊκή ενέργεια  | 1,286       | GWh            |
|                                   | 14         | Συνολική παραγωγή ΑΠΕ                | 55,4        | GWh            |
|                                   | 15         | Συνολική απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ  | 1,539       | GWh            |
|                                   | 16         | Συνολική εκμεταλλεύσιμη ενέργεια ΑΠΕ | 53,861      | GWh            |
|                                   | 17         | Ετήσια υδροστροβιλική παραγωγή       | 30,1        | GWh            |
|                                   | 18         | Συνολική ΑΠΕ στο δίκτυο              | 5,064       | GWh            |
|                                   | 19         | Ετήσια άντληση από το δίκτυο         | 0,02        | GWh            |

Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

|                            |                                |   |                              |                   |
|----------------------------|--------------------------------|---|------------------------------|-------------------|
|                            | 20                             | Ενεργειακό ισοζύγιο ΥΒΣ                           | 35,144                       | GWh               |
| <b>ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ</b> | 21                             | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από μονάδες βάσης         | 80,6                         | %                 |
|                            | 22                             | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από ΥΒΣ                   | 9,6                          | %                 |
|                            | 23                             | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από εξωτερικά αιολικά     | 9,8                          | %                 |
|                            | 24                             | Ποσοστό απωλειών ΑΠΕ παραγωγής                    | 2,7                          | %                 |
|                            | 25                             | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στις αντλίες | 88                           | %                 |
|                            | 26                             | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στο δίκτυο   | 9,3                          | %                 |
|                            | 27                             | Αριθμός Επεισοδίων                                | 0                            | -                 |
|                            | 28                             | Αριθμός 10λέπτων τελείως γεμάτου ταμιευτήρα       | 0                            | -                 |
|                            | 29                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π                | 34                           | %                 |
|                            | 30                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Φ/Π                | 16,7                         | %                 |
|                            | 31                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης των στροβίλων          | 22,9                         | %                 |
|                            | 32                             | Συντελεστής χρησιμοποίησης των αντλιών            | 42,2                         | %                 |
|                            | 33                             | Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης ΥΒΣ            | 63,45                        | %                 |
|                            | <b>ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> | 34  | Ετήσια έξοδα ΥΒΣ για άντληση | 0,0019            |
| 35                         |                                | Συνολικά ετήσια κέρδη ΥΒΣ                         | 8,214                        | 10 <sup>6</sup> € |
| 36                         |                                | Κόστος Α/Π  | 12                           | 10 <sup>6</sup> € |
| 37                         |                                | Κόστος Φ/Π  | 61                           | 10 <sup>6</sup> € |
| 38                         |                                | Κόστος ταμιευτήρων                                | 5,185                        | 10 <sup>6</sup> € |
| 39                         |                                | Κόστος υδροστροβίλων                              | 6,858                        | 10 <sup>6</sup> € |
| 40                         |                                | Κόστος αντλιών                                    | 5,551                        | 10 <sup>6</sup> € |
| 41                         |                                | Συνολικό κόστος ΥΒΣ                               | 103,026                      | 10 <sup>6</sup> € |
| 42                         |                                | Ετήσια έσοδα προς συνολικό κόστος εγκατάστασης    | 0,08                         | -                 |
| 43                         |                                | Καθαρά Παρούσα αξία NPV (αδιάστατη)               | -5,6                         | %                 |
| 44                         |                                | Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης IRR               | 6,7                          | %                 |
| 45                         |                                | Χρόνος αποπληρωμής                                | 24,9                         | Έτη               |
| 46                         |                                | Κόστος παραγόμενης ενέργειας                      | 0,267                        | €/kWh             |
| 47                         |                                | Κόστος αγοράς ενέργειας                           | 0,233                        | €/kWh             |



## ΣΤΑΘΜΟΣ Β

Με το ίδιο κριτήριο βελτιστοποίησης για σταθμό 30MW προκύπτει η εξής λύση:

**Πίνακας 6.3:** Τιμές παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 30MW και μέγιστο βαθμό απόδοσης

| <b>ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟ 30MW</b> |                             |             |                |
|--|-----------------------------|-------------|----------------|
| <b>A/A</b>   | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>            | <b>ΤΙΜΗ</b> | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| 1  | Αριθμός ανεμογεννητριών     | 17          | -              |
| 2  | Ονομαστική ισχύς αντλίας    | 2113        | kW             |
| 3  | Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Π     | 36608       | kW             |
| 4  | Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα | 520000      | m <sup>3</sup> |
| <b>Βαθμός Απόδοσης:</b>                                |                             | <b>63,1</b> | <b>%</b>       |

Η συνολική ισχύς του αντλιοστασίου είναι ίση με 21,7MW ενώ του αιολικού πάρκου 13,6MW (υπενθυμίζεται ότι κάθε ανεμογεννήτρια έχει ονομαστική ισχύ 800kW).

Τα συνολικά αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.4:

**Πίνακας 6.4:** Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς το βαθμό απόδοσης λύσης για σταθμό 30MW

| <b>ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> |            |                                     |             |                |
|-----------------------------------|------------|-------------------------------------|-------------|----------------|
|                                   | <b>A/A</b> | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>                    | <b>ΤΙΜΗ</b> | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| <b>ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b>    | 1          | Ετήσιο φορτίο νησιού                | 369,243     | GWh            |
|                                   | 2          | Ετήσια παραγωγή μονάδων βάσης       | 268,054     | GWh            |
|                                   | 3          | Ετήσια παραγωγή εξωτερικών αιολικών | 36,298      | GWh            |
|                                   | 4          | Ετήσια εγγυημένη ενέργεια           | 17,775      | GWh            |
|                                   | 5          | Ετήσια παραγωγή ΥΒΣ                 | 64,891      | GWh            |
|                                   | 6          | Ετήσια παραγωγή Α/Π ΥΒΣ             | 41,393      | GWh            |
|                                   | 7          | Αιολική ενέργεια για άντληση        | 40,602      | GWh            |
|                                   | 8          | Αιολική ενέργεια στο δίκτυο         | 0,322       | GWh            |
|                                   | 9          | Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια      | 0,469       | GWh            |
|                                   | 10         | Ετήσια παραγωγή Φ/Π ΥΒΣ             | 55,889      | GWh            |
|                                   | 11         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια για άντληση   | 44,468      | GWh            |

Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

|                                |                            |   |   |                   |
|--------------------------------|----------------------------|---|---|-------------------|
|                                | 12                         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια στο δίκτυο                  | 9,045                                     | GWh               |
|                                | 13                         | Απορριπτόμενη φωτοβολταϊκή ενέργεια               | 2,376                                     | GWh               |
|                                | 14                         | Συνολική παραγωγή ΑΠΕ                             | 97,282                                    | GWh               |
|                                | 15                         | Συνολική απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ               | 2,845                                     | GWh               |
|                                | 16                         | Συνολική εκμεταλλεύσιμη ενέργεια ΑΠΕ              | 94,437                                    | GWh               |
|                                | 17                         | Ετήσια υδροστροβιλική παραγωγή                    | 55,524                                    | GWh               |
|                                | 18                         | Συνολική ΑΠΕ στο δίκτυο                           | 9,367                                     | GWh               |
|                                | 19                         | Ετήσια άντληση από το δίκτυο                      | 3,503                                     | GWh               |
|                                | 20                         | Ενεργειακό ισοζύγιο ΥΒΣ                           | 61,388                                    | GWh               |
|                                | <b>ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ</b> | 21  | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από μονάδες βάσης | 72,6              |
| 22                             |                            | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από ΥΒΣ                   | 17,6                                      | %                 |
| 23                             |                            | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από εξωτερικά αιολικά     | 9,8                                       | %                 |
| 24                             |                            | Ποσοστό απωλειών ΑΠΕ παραγωγής                    | 3   | %                 |
| 25                             |                            | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στις αντλίες | 87,45                                     | %                 |
| 26                             |                            | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στο δίκτυο   | 9,55                                      | %                 |
| 27                             |                            | Αριθμός Επεισοδίων                                | 0   | -                 |
| 28                             |                            | Αριθμός 10λέπτων τελείως γεμάτου ταμιευτήρα       | 22  | -                 |
| 29                             |                            | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π                | 34,3                                      | %                 |
| 30                             |                            | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Φ/Π                | 16,7                                      | %                 |
| 31                             |                            | Συντελεστής χρησιμοποίησης των στροβίλων          | 21,2                                      | %                 |
| 32                             |                            | Συντελεστής χρησιμοποίησης των αντλιών            | 43,5                                      | %                 |
| 33                             |                            | Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης ΥΒΣ            | 63,1                                      | %                 |
| <b>ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> | 34                         | Ετήσια έξοδα ΥΒΣ για άντληση                      | 0,35                                      | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 35                         | Συνολικά ετήσια κέρδη ΥΒΣ                         | 12,705                                    | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 36                         | Κόστος Α/Π  | 20,4                                      | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 37                         | Κόστος Φ/Π  | 109,82                                    | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 38                         | Κόστος ταμιευτήρων                                | 8,423                                     | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 39                         | Κόστος υδροστρόβιλων                              | 13,25                                     | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 40                         | Κόστος αντλιών                                    | 9,509                                     | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 41                         | Συνολικό κόστος ΥΒΣ                               | 182,183                                   | 10 <sup>6</sup> € |

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

|    |  |       |       |
|----|--|-------|-------|
| 42 | Ετήσια έσοδα προς συνολικό κόστος εγκατάστασης | 0,07  | -     |
| 43 | Καθαρά Παρούσα αξία NPV (αδιάστατη)            | -14,7 | %     |
| 44 | Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης IRR            | 4,5   | %     |
| 45 | Χρόνος αποπληρωμής                             | 50,6  | Έτη   |
| 46 | Κόστος παραγόμενης ενέργειας                   | 0,271 | €/kWh |
| 47 | Κόστος αγοράς ενέργειας                        | 0,207 | €/kWh |

### 6.3.1.2. Ελαχιστοποίηση απωλειών παραγωγής ΑΠΕ

#### ΣΤΑΘΜΟΣ Γ

Με κριτήριο την ελαχιστοποίηση των ενεργειακών απωλειών της παραγωγής των ΑΠΕ και για σταθμό 15MW προέκυψε ο παρακάτω βέλτιστος συνδυασμός παραμέτρων:

| <b>ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟ 15MW</b> |                             |             |                |
|--|-----------------------------|-------------|----------------|
| <b>A/A</b>   | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>            | <b>ΤΙΜΗ</b> | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| 1  | Αριθμός ανεμογεννητριών     | 5           | -              |
| 2  | Ονομαστική ισχύς αντλίας    | 505         | kW             |
| 3  | Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Π     | 2297        | kW             |
| 4  | Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα | 260000      | m <sup>3</sup> |
| <b>Απώλειες παραγωγής ΑΠΕ:</b>                         |                             | <b>0,2</b>  | <b>GWh</b>     |

**Πίνακας 6.5:** Τιμές παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 15MW και ελάχιστες απώλειες ΑΠΕ

Προκύπτει δηλαδή συνολική ισχύς Α/Π ίση με 4MW και αντλιοστασίου 5,2MW.

Τα συνολικά αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.6

| <b>ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> |            |   |             |                |
|-----------------------------------|------------|---|-------------|----------------|
|                                   | <b>A/A</b> | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>                                  | <b>ΤΙΜΗ</b> | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| <b>ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b>    | 1          | Ετήσιο φορτίο νησιού                              | 369,243     | GWh            |
|                                   | 2          | Ετήσια παραγωγή μονάδων βάσης                     | 322,822     | GWh            |
|                                   | 3          | Ετήσια παραγωγή εξωτερικών αιολικών               | 36,298      | GWh            |
|                                   | 4          | Ετήσια εγγυημένη ενέργεια                         | 0,744       | GWh            |
|                                   | 5          | Ετήσια παραγωγή ΥΒΣ                               | 10,123      | GWh            |
|                                   | 6          | Ετήσια παραγωγή Α/Π ΥΒΣ                           | 12,174      | GWh            |
|                                   | 7          | Αιολική ενέργεια για άντληση                      | 11,977      | GWh            |
|                                   | 8          | Αιολική ενέργεια στο δίκτυο                       | 0,03        | GWh            |
|                                   | 9          | Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια                    | 0,137       | GWh            |
|                                   | 10         | Ετήσια παραγωγή Φ/Π ΥΒΣ                           | 3,507       | GWh            |
|                                   | 11         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια για άντληση                 | 3,47        | GWh            |
|                                   | 12         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια στο δίκτυο                  | 0,004       | GWh            |
|                                   | 13         | Απορριπτόμενη φωτοβολταϊκή ενέργεια               | 0,033       | GWh            |
|                                   | 14         | Συνολική παραγωγή ΑΠΕ                             | 15,681      | GWh            |
|                                   | 15         | Συνολική απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ               | 0,2         | GWh            |
|                                   | 16         | Συνολική εκμεταλλεύσιμη ενέργεια ΑΠΕ              | 15,481      | GWh            |
|                                   | 17         | Ετήσια υδροστροβιλική παραγωγή                    | 10,09       | GWh            |
|                                   | 18         | Συνολική ΑΠΕ στο δίκτυο                           | 0,034       | GWh            |
|                                   | 19         | Ετήσια άντληση από το δίκτυο                      | 0,246       | GWh            |
|                                   | 20         | Ενεργειακό ισοζύγιο ΥΒΣ                           | 9,877       | GWh            |
| <b>ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ</b>        | 21         | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από μονάδες βάσης         | 87,4        | %              |
|                                   | 22         | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από ΥΒΣ                   | 2,8         | %              |
|                                   | 23         | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από εξωτερικά αιολικά     | 9,8         | %              |
|                                   | 24         | Ποσοστό απωλειών ΑΠΕ παραγωγής                    | 1,3         | %              |
|                                   | 25         | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στις αντλίες | 98,5        | %              |
|                                   | 26         | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στο δίκτυο   | 0,2         | %              |

Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

|                                |    |  |       |                   |
|--------------------------------|----|--|-------|-------------------|
|                                | 27 | Αριθμός Επεισοδίων                             | 0     | -                 |
|                                | 28 | Αριθμός 10λέπτων τελείως γεμάτου ταμιευτήρα    | 0     | -                 |
|                                | 29 | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π             | 34,2  | %                 |
|                                | 30 | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Φ/Π             | 17,3  | %                 |
|                                | 31 | Συντελεστής χρησιμοποίησης των στροβίλων       | 7,7   | %                 |
|                                | 32 | Συντελεστής χρησιμοποίησης των αντλιών         | 32,2  | %                 |
|                                | 33 | Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης ΥΒΣ         | 62,3  | %                 |
| <b>ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> | 34 | Ετήσια έξοδα ΥΒΣ για άντληση                   | 0,025 | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 35 | Συνολικά ετήσια κέρδη ΥΒΣ                      | 3,7   | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 36 | Κόστος Α/Π                                     | 6     | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 37 | Κόστος Φ/Π                                     | 6,9   | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 38 | Κόστος ταμιευτήρων                             | 5,185 | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 39 | Κόστος υδροστροβίλων                           | 6,858 | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 40 | Κόστος αντλιών                                 | 2,443 | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 41 | Συνολικό κόστος ΥΒΣ                            | 34,4  | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 42 | Ετήσια έσοδα προς συνολικό κόστος εγκατάστασης | 0,107 | -                 |
|                                | 43 | Καθαρά Παρούσα αξία NPV (αδιάστατη)            | 19,8  | %                 |
|                                | 44 | Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης IRR            | 12,01 | %                 |
|                                | 45 | Χρόνος αποπληρωμής                             | 12,3  | Έτη               |
|                                | 46 | Κόστος παραγόμενης ενέργειας                   | 0,318 | €/kWh             |
|                                | 47 | Κόστος αγοράς ενέργειας                        | 0,375 | €/kWh             |

**Πίνακας 6.6:** Συγκεντρικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς τις απώλειες της παραγωγής των ΑΠΕ λύσης για σταθμό 15MW

ΣΤΑΘΜΟΣ Δ

Αντίστοιχα, για σταθμό 30MW και με το ίδιο κριτήριο:

**Πίνακας 6.7:** παραμέτρων βέλτιστης λύσης για σταθμό 30MW και ελάχιστες απώλειες ΑΠΕ

| <b>ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟ 30MW</b> |                             |              |                |
|--|-----------------------------|--------------|----------------|
| <b>A/A</b>   | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>            | <b>ΤΙΜΗ</b>  | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| 1  | Αριθμός ανεμογεννητριών     | 18           | -              |
| 2  | Ονομαστική ισχύς αντλίας    | 2516         | kW             |
| 3  | Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Π     | 25073        | kW             |
| 4  | Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα | 520000       | m <sup>3</sup> |
| <b>Απώλειες παραγωγής ΑΠΕ:</b>                         |                             | <b>0,577</b> | <b>GWh</b>     |

Προκύπτει δηλαδή συνολική ισχύς Α/Π ίση με 14,4MW και αντλιοστασίου 25,9MW.

Τα συνολικά αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 6.8:

| <b>ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> |            |                                     |             |                |
|-----------------------------------|------------|-------------------------------------|-------------|----------------|
|                                   | <b>A/A</b> | <b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>                    | <b>ΤΙΜΗ</b> | <b>ΜΟΝΑΔΕΣ</b> |
| <b>ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b>    | 1          | Ετήσιο φορτίο νησιού                | 369,243     | GWh            |
|                                   | 2          | Ετήσια παραγωγή μονάδων βάσης       | 277,764     | GWh            |
|                                   | 3          | Ετήσια παραγωγή εξωτερικών αιολικών | 36,298      | GWh            |
|                                   | 4          | Ετήσια εγγυημένη ενέργεια           | 17,775      | GWh            |
|                                   | 5          | Ετήσια παραγωγή ΥΒΣ                 | 55,180      | GWh            |
|                                   | 6          | Ετήσια παραγωγή Α/Π ΥΒΣ             | 43,827      | GWh            |
|                                   | 7          | Αιολική ενέργεια για άντληση        | 42,973      | GWh            |
|                                   | 8          | Αιολική ενέργεια στο δίκτυο         | 0,377       | GWh            |
|                                   | 9          | Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια      | 0,477       | GWh            |
|                                   | 10         | Ετήσια παραγωγή Φ/Π ΥΒΣ             | 38,279      | GWh            |
|                                   | 11         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια για άντληση   | 37,162      | GWh            |
|                                   | 12         | Φωτοβολταϊκή ενέργεια στο δίκτυο    | 1,016       | GWh            |
|                                   | 13         | Απορριπτόμενη φωτοβολταϊκή ενέργεια | 0,101       | GWh            |

Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

|                                |    |   |        |                   |
|--------------------------------|----|---|--------|-------------------|
|                                | 14 | Συνολική παραγωγή ΑΠΕ                             | 82,107 | GWh               |
|                                | 15 | Συνολική απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ               | 0,577  | GWh               |
|                                | 16 | Συνολική εκμεταλλεύσιμη ενέργεια ΑΠΕ              | 81,53  | GWh               |
|                                | 17 | Ετήσια υδροστροβιλική παραγωγή                    | 53,786 | GWh               |
|                                | 18 | Συνολική ΑΠΕ στο δίκτυο                           | 1,394  | GWh               |
|                                | 19 | Ετήσια άντληση από το δίκτυο                      | 4,919  | GWh               |
|                                | 20 | Ενεργειακό ισοζύγιο ΥΒΣ                           | 50,261 | GWh               |
| <b>ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ</b>     | 21 | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από μονάδες βάσης         | 75,2   | %                 |
|                                | 22 | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από ΥΒΣ                   | 15     | %                 |
|                                | 23 | Ποσοστό κάλυψης ζήτησης από εξωτερικά αιολικά     | 9,8    | %                 |
|                                | 24 | Ποσοστό απωλειών ΑΠΕ παραγωγής                    | 0,7    | %                 |
|                                | 25 | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στις αντλίες | 97,6   | %                 |
|                                | 26 | Ποσοστό από τη συνολική ΑΠΕ παραγωγή στο δίκτυο   | 1,7    | %                 |
|                                | 27 | Αριθμός Επεισοδίων                                | 0      | -                 |
|                                | 28 | Αριθμός 10λέπτων τελείως γεμάτου ταμιευτήρα       | 0      | -                 |
|                                | 29 | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π                | 34,3   | %                 |
|                                | 30 | Συντελεστής χρησιμοποίησης του Φ/Π                | 17,4   | %                 |
|                                | 31 | Συντελεστής χρησιμοποίησης των στροβίλων          | 20,5   | %                 |
|                                | 32 | Συντελεστής χρησιμοποίησης των αντλιών            | 35     | %                 |
|                                | 33 | Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης ΥΒΣ            | 61,2   | %                 |
| <b>ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b> | 34 | Ετήσια έξοδα ΥΒΣ για άντληση                      | 0,492  | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 35 | Συνολικά ετήσια κέρδη ΥΒΣ                         | 9,14   | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 36 | Κόστος Α/Π  | 21,6   | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 37 | Κόστος Φ/Π  | 75,22  | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 38 | Κόστος ταμιευτήρων                                | 8,423  | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 39 | Κόστος υδροστροβίλων                              | 13,25  | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 40 | Κόστος αντλιών                                    | 11,22  | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 41 | Συνολικό κόστος ΥΒΣ                               | 148,3  | 10 <sup>6</sup> € |
|                                | 42 | Ετήσια έσοδα προς συνολικό κόστος εγκατάστασης    | 0,06   | -                 |
|                                | 43 | Καθαρά Παρούσα αξία NPV (αδιάστατη)               | -22    | %                 |

|    |                                     |       |       |
|----|-------------------------------------|-------|-------|
| 44 | Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης IRR | 2,5   | %     |
| 45 | Χρόνος αποπληρωμής                  | 60    | Έτη   |
| 46 | Κόστος παραγόμενης ενέργειας        | 0,27  | €/kWh |
| 47 | Κόστος αγοράς ενέργειας             | 0,182 | €/kWh |

**Πίνακας 6.8:** Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ως προς τις απώλειες της παραγωγής των ΑΠΕ λύσης για σταθμό 30MW

### 6.3.1.3. Συμπεράσματα

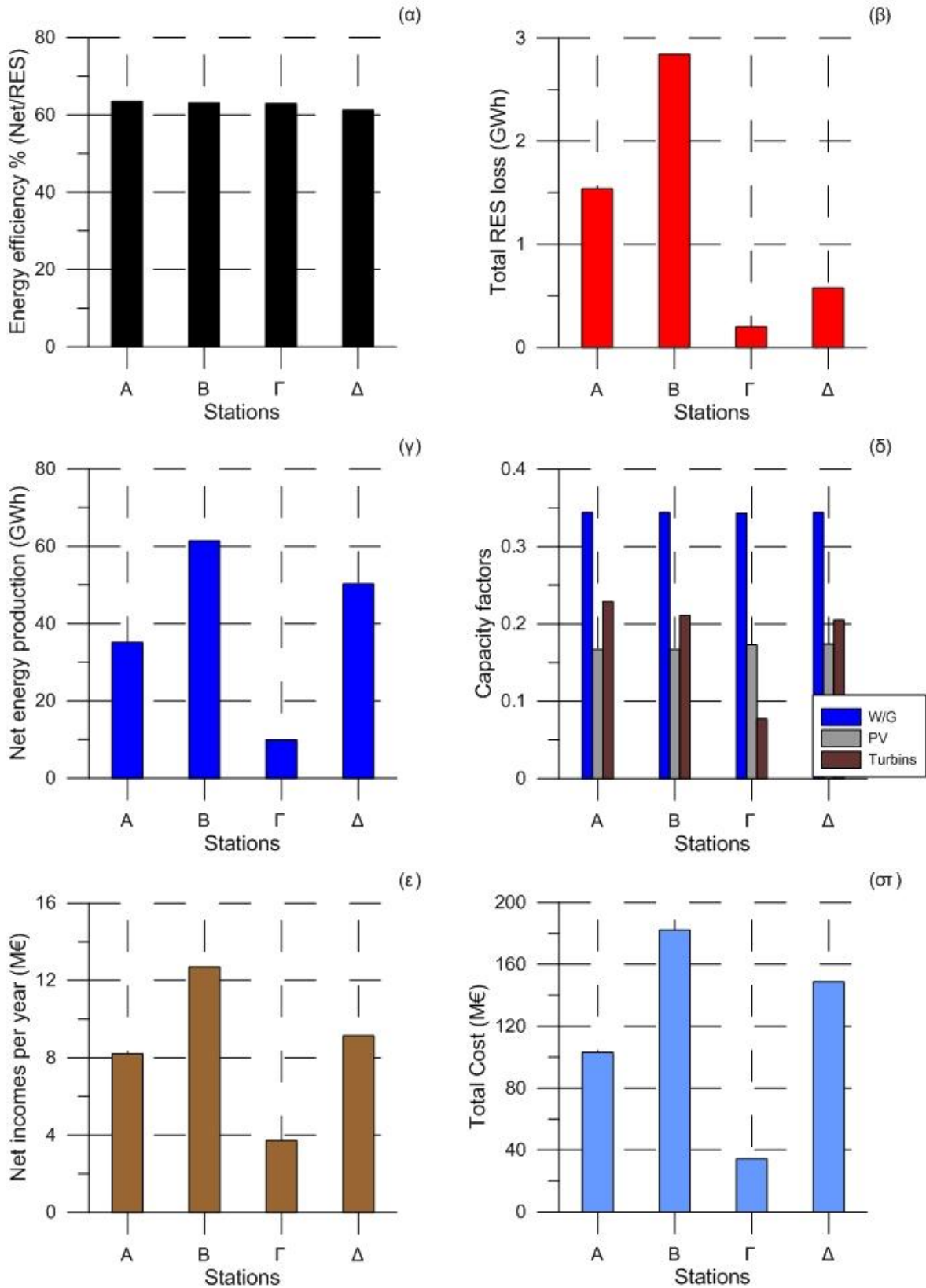
Όπως προκύπτει από τα παραπάνω αναλυτικά αποτελέσματα και από το σχήμα 6.3, οι σταθμοί που συνθέτονται (με εξαίρεση τον σταθμό Γ) έχουν υψηλή εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών (20-35MW). Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι δεν υπεισέρχεται κάποιο οικονομικό κριτήριο το οποίο θα επηρεαζόταν από την υψηλή τιμή κόστους των ΦΒ (3000€/kW, σχεδόν διπλάσια από αυτή των αιολικών). Άμεση συνέπεια αυτού, και λόγω ακριβώς της υψηλής αυτής τιμής, είναι οι σταθμοί που προκύπτουν να αποτελούν κάκιστες οικονομικά επενδύσεις με τεράστια κόστη επένδυσης (στ), με δείκτες IRR που κυμαίνονται σε πολύ χαμηλά ποσοστά και τεράστιες περιόδους απόσβεσης που ξεπερνάνε ακόμα και τη συνολική διάρκεια ζωής του έργου. Στην παρούσα όμως φάση αυτό είναι ένα στοιχείο με μικρή σημασία, καθώς εξετάζονται τα ενεργειακά αποτελέσματα, μιας και τα κριτήρια βελτιστοποίησης ήταν ενεργειακά οπότε και όλη η ανάλυση γίνεται σε αυτό το επίπεδο.

Οι σταθμοί, λοιπόν, που προκύπτουν χαρακτηρίζονται από την υψηλή εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ. Η παραγωγή των ΑΠΕ είναι υψηλή, με κύρια χαρακτηριστικά την προτεραιότητα προώθησής τους στο δίκτυο (μεγαλύτερο από 85% της συνολικής παραγωγής) και τις ελάχιστες απώλειες, τόσο στους σταθμούς Γ και Δ που είχαν κριτήριο ακριβώς αυτό (την ελαχιστοποίηση των απωλειών της παραγωγής των ΑΠΕ) αλλά και στους άλλους δύο (β). Απευθείας προώθηση στο δίκτυο συμβαίνει μόνο στους σταθμούς Α και Β, και προέρχεται αποκλειστικά από τη ΦΒ παραγωγή. Επιπλέον, άντληση από το δίκτυο παρατηρείται μόνο για τους μεγάλους σταθμούς Β και Δ, λόγω του ότι η εγγυημένη ενέργεια είναι υψηλότερη. Η επιλογή χωρητικότητας των άνω ταμιευτήρων αποδεικνύεται εύστοχη, καθώς δεν παρουσιάστηκαν επιπλοκές, παρά μόνο κάποια περιορισμένα διαστήματα τέλειας πλήρωσης στην περίπτωση του Β σταθμού.

Επιτυγχάνεται κάλυψη ζήτησης από τον ΥΒΣ που κυμαίνεται σε ικανοποιητικά επίπεδα, καθώς επίσης υψηλότατος βαθμός απόδοσης άνω του 60%, τόσο στους σταθμούς Α και Β οι οποίοι άλλωστε είχαν αυτό ακριβώς το κριτήριο, όσο και στους σταθμούς Γ και Δ (α). Αυτό αποδεικνύει πόσο παρεμφερείς ήταν τελικά οι δύο αυτοί στόχοι.



Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος



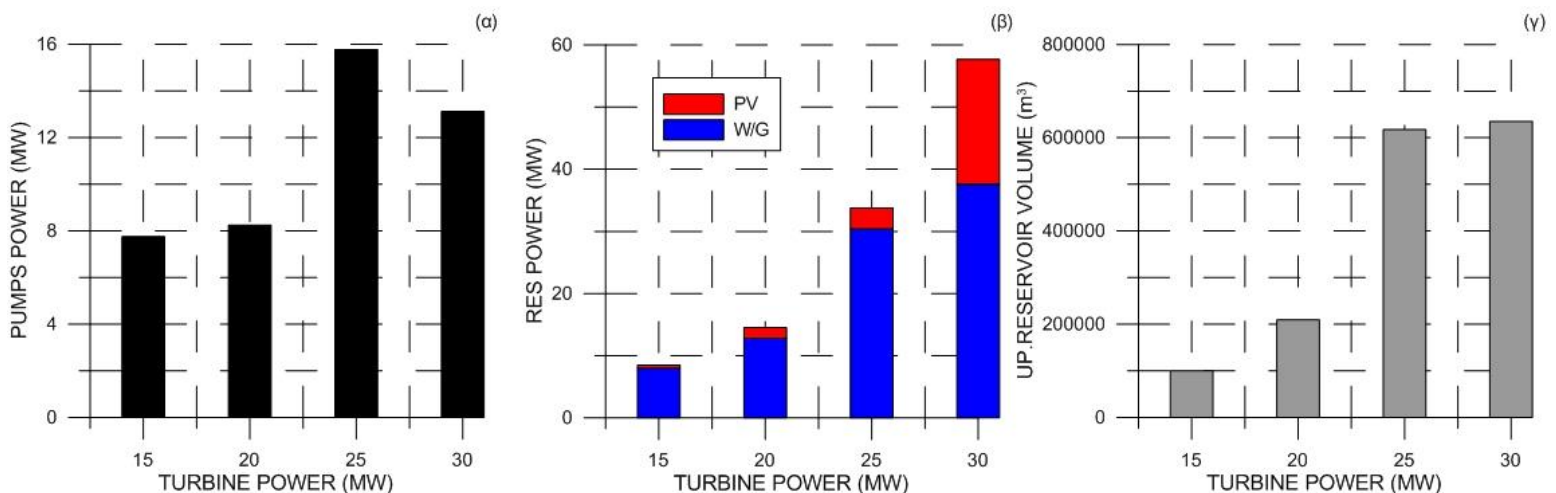
Σχήμα 6.3: Αποτελέσματα ενεργειακής βελτιστοποίησης

Όπως προαναφέρθηκε, ξεχωριστά αποτελέσματα προκύπτουν για το σταθμό Γ στον οποίον η ισχύς των ΦΒ είναι πολύ περιορισμένη συγκριτικά με τους άλλους σταθμούς (μόλις 2,2MW). Γενικά, η παραγωγή σε αυτή την περίπτωση είναι πιο χαμηλή (κάλυψη ζήτησης νησιού 2,7%) αλλά και πάλι οι απώλειες παραμένουν ελάχιστες, αφού άλλωστε αποτελούν και κριτήριο βελτιστοποίησης. Επιπλέον, και ο βαθμός απόδοσης είναι υψηλός, στα επίπεδα των σταθμών Α και Β οι οποίοι συντέθηκαν βάσει αυτού ακριβώς του κριτηρίου. Η χαμηλή εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ έχει ως άμεση συνέπεια την αισθητή βελτίωση της οικονομικότητας της επένδυσης, αφού ο δείκτης IRR πλέον κυμαίνεται γύρω στο 12%, ποσοστό άκρως ικανοποιητικό. Έτσι λοιπόν, παρατηρείται το φαινόμενο σταθμός πολύ μικρού μεγέθους να θεωρείται αρκετά καλή επένδυση, λόγω των, συγκριτικά με το κόστος του, υψηλών κερδών του ( $\epsilon$ ). Αυτά, όμως, προέρχονται όχι από την παραγωγή του, η οποία φυσικά είναι πολύ μικρή ( $\gamma$ ) (εξ ου και ο πολύ μικρός συντελεστής χρησιμοποίησης των υδροστρόβιλων, ( $\delta$ )), αλλά από την αποζημίωση της διαθεσιμότητας ισχύος που λαμβάνει.

### 6.3.2. Βελτιστοποίηση οικονομικού στόχου

Η βελτιστοποίηση αυτή τη φορά πραγματοποιήθηκε για τέσσερις διαφορετικού μεγέθους σταθμούς (15, 20, 25 και 30 MW) με στόχο τη μεγιστοποίηση του δείκτη IRR, ώστε να προκύψουν σταθμοί με τη βέλτιστη οικονομική βιωσιμότητα. Επανάληψη της διαδικασίας με στόχο άλλον οικονομικό δείκτη (π.χ. μεγιστοποίηση NPV) κρίθηκε μη αναγκαία, αφού προέκυπταν αν όχι ακριβώς τα ίδια, παρεμφερή αποτελέσματα.

Παρακάτω παρατίθενται με τη μορφή ιστογραμμάτων τα αποτελέσματα που προέκυψαν και σχολιασμός αυτών:



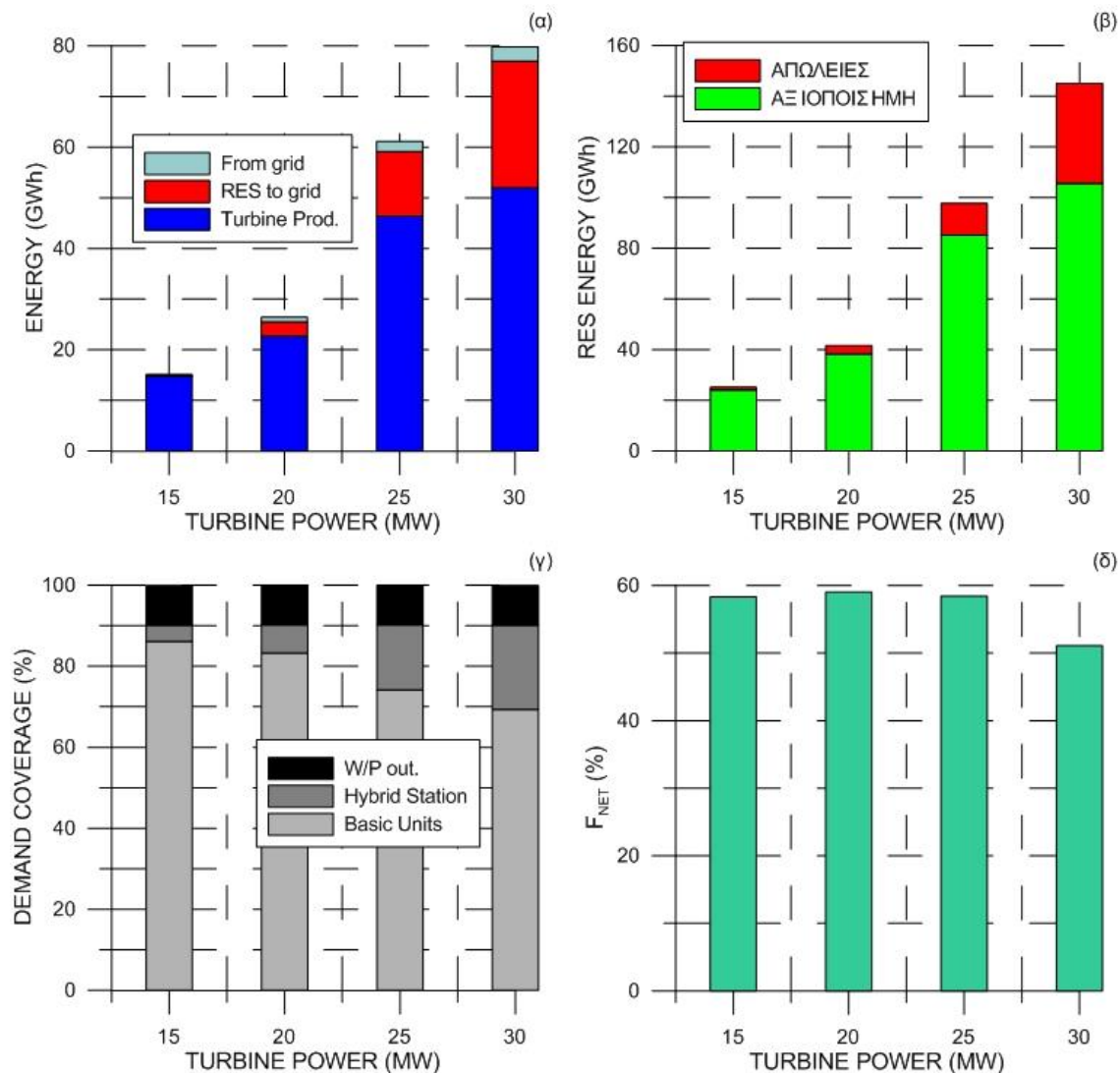
Σχήμα 6.4: Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Σύνθεση σταθμών

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Αρχικά, παρουσιάζεται στο σχήμα 6.4 η σύνθεση που προκύπτει από τη βελτιστοποίηση για κάθε σταθμό. Διαπιστώνεται από το διάγραμμα (α) ότι η εγκατεστημένη ισχύς του αντλιοστασίου για το σταθμό των 30MW προκύπτει μικρότερη από την αναμενόμενη, (συγκριτικά και με το σταθμό των 25MW).

Στο διάγραμμα (β) του ίδιου σχήματος παρουσιάζεται η σύνθεση των ΑΠΕ για κάθε σταθμό. Σημαντική είναι η παρατήρηση ότι η παρουσία των ΦΒ αυξάνεται αναλογικά με την εγκατεστημένη ισχύ των στροβίλων. Έτσι, ενώ στον πρώτο σταθμό των 15 MW η εγκατεστημένη ισχύς του Φ/Π περιορίζεται σε 0,5 MW, καταλήγουμε στον μεγάλο σταθμό των 30MW να υπάρχουν εγκατεστημένα 20 MW φωτοβολταϊκών. Η αύξηση στην ισχύ των ΦΒ γίνεται όχι σε βάρος αλλά με ταυτόχρονη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος του Α/Π.

Τέλος, στο διάγραμμα (γ) παρουσιάζεται το μέγεθος των άνω ταμιευτήρων των σταθμών, όπου διαπιστώνεται απότομη αύξηση στον τρίτο σταθμό. Οι πρώτοι δύο ταμιευτήρες είναι αρκετά μικροί, ενώ οι δύο τελευταίοι προέκυψαν σχεδόν ίδιου μεγέθους (~600.000 m<sup>3</sup>).



Σχήμα 6.5: Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Ενεργειακά αποτελέσματα

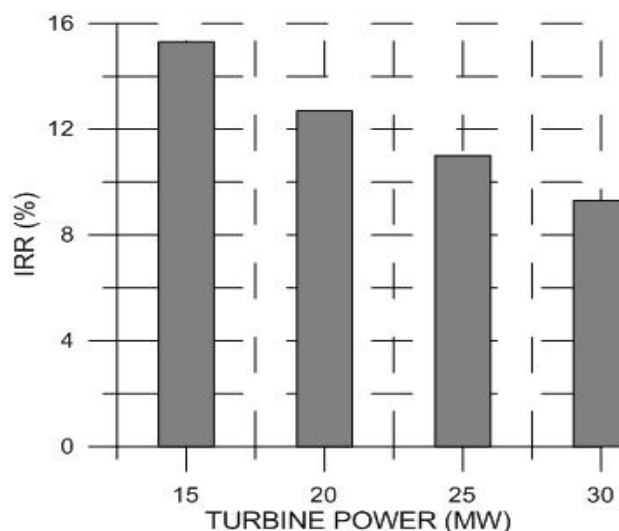
## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Στο σχήμα 6.5 παρατίθενται διαγράμματα σχετικά με την ενεργειακή συμπεριφορά των σταθμών που προέκυψαν μετά την οικονομική βελτιστοποίηση.

Συγκεκριμένα, στο διάγραμμα (α) παρουσιάζεται το ενεργειακό ισοζύγιο των σταθμών, δηλαδή ποια είναι η προσφορά του ΥΒΣ στο δίκτυο (είτε μέσω υδροστροβλικής παραγωγής είτε με απευθείας προώθηση παραγωγής ΑΠΕ) και ποια η άντληση από αυτό. Παρατηρούμε ότι στο μικρό σταθμό υπάρχει περιορισμένη υδροστροβλική παραγωγή (λόγω μικρής εγκατεστημένης ισχύος υδροστροβίλων) και σχεδόν μηδενική απευθείας προώθηση ΑΠΕ και άντληση από το δίκτυο. Όλα τα παραπάνω μεγέθη αυξάνουν αυξανόμενου του μεγέθους του σταθμού, με πιο εντυπωσιακή την αύξηση που παρατηρείται για το σταθμό των 30 MW στην απευθείας προώθηση της παραγωγής των ΑΠΕ στο δίκτυο, η οποία είναι σχεδόν 25 GWh, και η οποία επηρεάζει έντονα τα έσοδα του σταθμού δεδομένου της τιμής πώλησης της ΦΒ παραγωγής απευθείας στο δίκτυο. Το γεγονός αυτό εξηγεί και τη μικρότερη ισχύ του αντλιοστασίου στο συγκεκριμένο σταθμό. Σημαντικό είναι το γεγονός ότι για τον ίδιο σταθμό και παρά το μέγεθος της εγγυημένης ενέργειας (υπενθυμίζουμε ότι επηρεάζεται από την εγκατεστημένη ισχύ του ΥΒΣ και η οποία σημειωτέον για σταθμό 30MW ισούται με 17,7 GWh) η άντληση από το δίκτυο παραμένει σε χαμηλά επίπεδα (μικρότερη από 3 GWh). Η συνολική προσφορά στο δίκτυο από το σταθμό των 30 MW ξεπερνάει τις 75 GWh το χρόνο.

Στο διάγραμμα (β) παρουσιάζεται η αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ, όπου παρατηρείται έντονη αύξηση στην απορριπτόμενη παραγωγή για το μεγάλο σταθμό (40 GWh, σχεδόν το 30% της συνολικής παραγωγής, κάτι που σίγουρα επηρεάζεται από την -συγκριτικά- περιορισμένη ισχύ του αντλιοστασίου), ενώ στο 3<sup>ο</sup> διάγραμμα αναλύεται ο καταμερισμός της κάλυψης της ζήτησης του νησιού από τις μονάδες βάσης, τα εξωτερικά αιολικά και τον ΥΒΣ, όπου παρατηρείται κάλυψη 20% της συνολικής ζήτησης από τον ΥΒΣ των 30 MW.

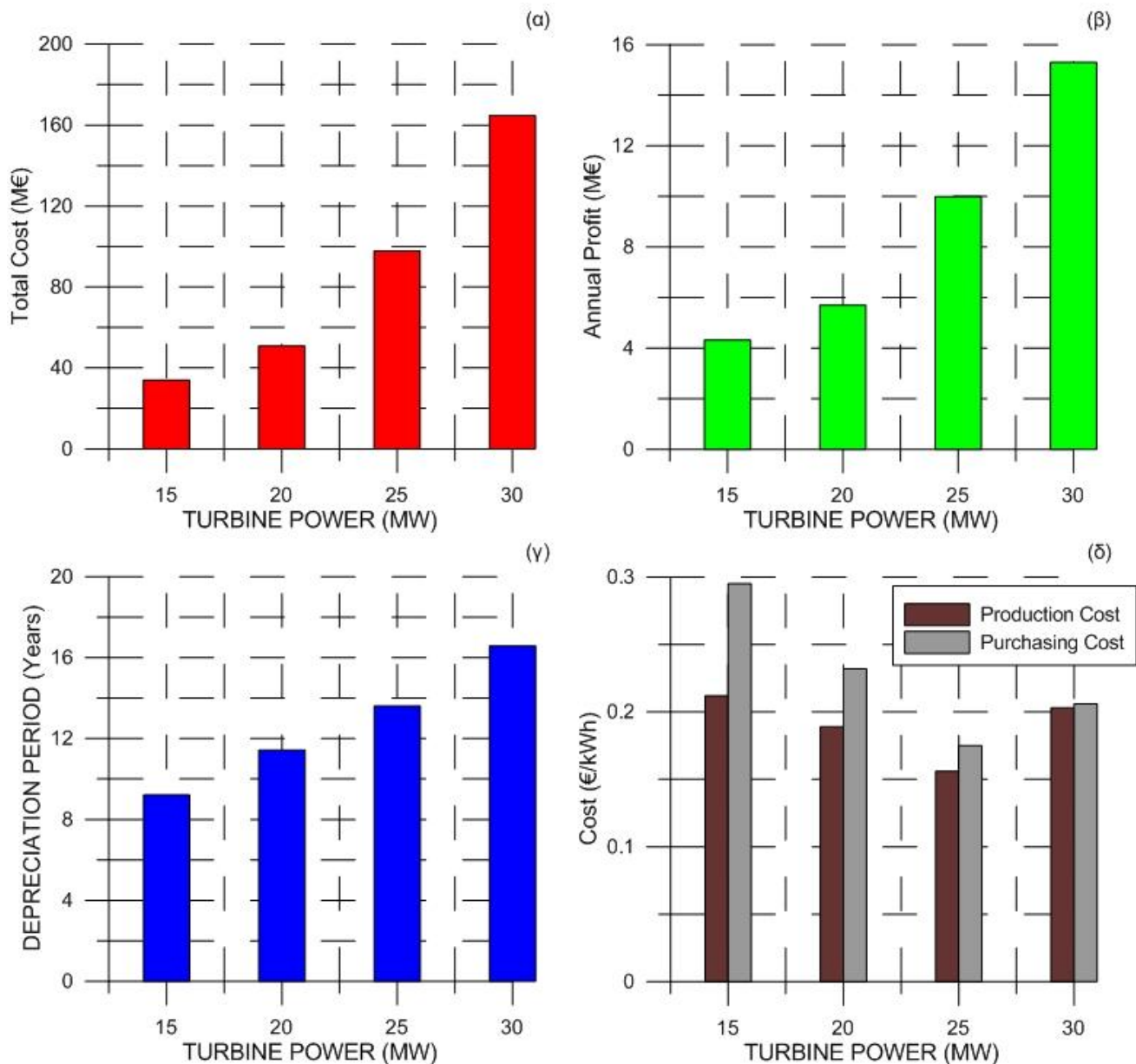
Ο βαθμός απόδοσης (4<sup>ο</sup> διάγραμμα) παραμένει στα ίδια επίπεδα (~60%), εξαιρουμένου του μεγάλου ΥΒΣ, ο οποίος εμφανίζεται ελαφρώς μειωμένος, προφανώς λόγω της ιδιαίτερως μεγάλης ΑΠΕ παραγωγής και των αυξημένων απορρίψεων.



Σχήμα 6.6: Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Δείκτης IRR

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Στο σχήμα 6.6 παρουσιάζεται ο δείκτης IRR, ο οποίος άλλωστε αποτελούσε και το στόχο της βελτιστοποίησης. Παρατηρούμε ότι μειώνεται αυξανόμενου του μεγέθους του σταθμού, με μέγιστη τιμή για το σταθμό των 15 MW ίση με 15,3% και ελάχιστη για σταθμό 30 MW ίση με 9,3%. Συμπεραίνεται ότι οικονομικά είναι μακράν καλύτερη επένδυση η κατασκευή μικρότερου σταθμού. Αυτό εξηγείται από τα διαγράμματα του επόμενου σχήματος.



**Σχήμα 6.7:** Αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης: Οικονομικά αποτελέσματα

Συγκεκριμένα, στο σχήμα 6.7 παρουσιάζονται αναλυτικότερα τα οικονομικά αποτελέσματα για τους τέσσερις σταθμούς που προέκυψαν. Στο 1<sup>ο</sup> διάγραμμα παρουσιάζεται το συνολικό κόστος της κάθε επένδυσης, που προφανώς αυξάνεται αυξανόμενου του μεγέθους.

Ξεκινώντας από ένα κόστος 33 Μ€ για το σταθμό των 15 MW καταλήγουμε σε σχεδόν 5πλάσια τιμή για σταθμό 30 MW (164 Μ€). Η αύξηση είναι παραβολικής μορφής και οφείλεται στην αύξηση της ισχύς των φωτοβολταϊκών. Αντίστοιχη συμπεριφορά παρατηρείται και στο 2<sup>ο</sup> διάγραμμα στο οποίο σχεδιάζεται το ετήσιο καθαρό κέρδος.

Στα δύο τελευταία διαγράμματα παρουσιάζονται οι χρόνοι αποπληρωμής των επενδύσεων ( $\gamma$ ) και τα κόστη παραγωγής και αγοράς ενέργειας ( $\delta$ ). Σημαντική είναι η παρατήρηση ότι καμία περίοδος απόσβεσης δεν υπερβαίνει τη συνολική διάρκεια ζωής του έργου, όπως έχει οριστεί (20 έτη). Χαμηλότερα κόστη παραγωγής και αγοράς ενέργειας επιτυγχάνονται για σταθμό 25 MW, οπότε αποτελούν και τη βέλτιστη λύση για το δίκτυο αφού επιτυγχάνουν χαμηλότερα κόστη παραγωγής από τα τωρινά κόστη αιχμής. Αντίθετα, υψηλότερα κόστη παρατηρούνται για το σταθμό των 15 MW.

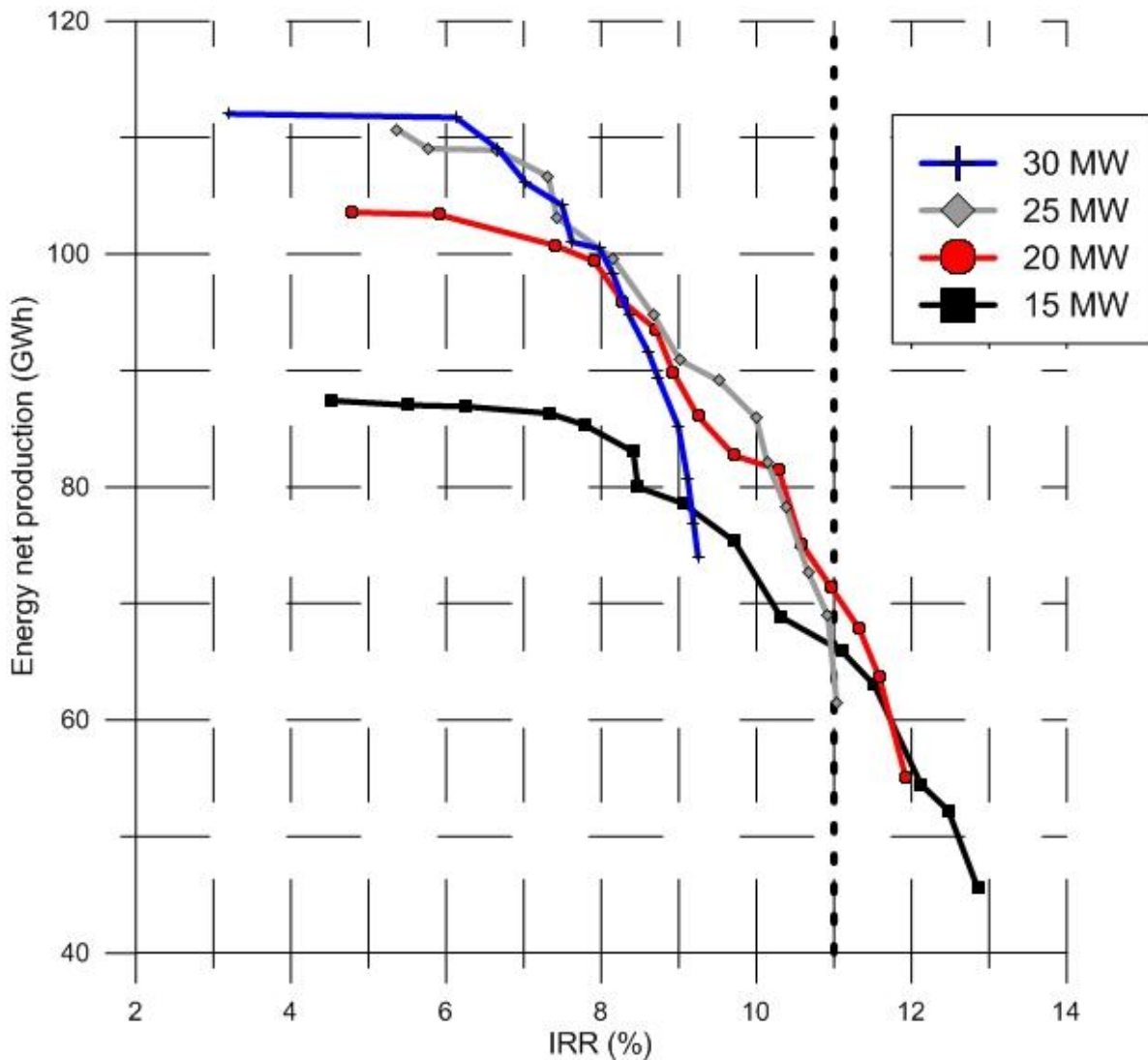
### 6.3.3. Βελτιστοποίηση διπλού στόχου

Στο σημείο αυτό πραγματοποιήθηκε ταυτόχρονη βελτιστοποίηση δύο 'ανταγωνιστικών' μεταξύ τους στόχων, ενός οικονομικού (μεγιστοποίηση του δείκτη IRR), που ωθεί σε λύσεις μικρότερων σταθμών με πιο περιορισμένη παραγωγή και συνεπώς οικονομικά αξιόλογους, και ενός ενεργειακού (μεγιστοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου του ΥΒΣ, δηλαδή της καθαρά προσφερόμενης ενέργειας του σταθμού) που αντίθετα, βάσει αυτού προκύπτουν μεγάλοι σταθμοί και συνεπώς ασύμφορα μεγάλου αρχικού κόστους.

Η διαδικασία επαναλήφθηκε για τέσσερα μεγέθη σταθμών (15, 20, 25 και 30 MW). Στη βελτιστοποίηση 2πλού στόχου το λογισμικό EASY δημιουργεί ομάδα αποτελεσμάτων βέλτιστων σχεδιασμών σταθμών για διάφορους συνδυασμούς των δύο στόχων που έχουν επιλεχθεί, το λεγόμενο μέτωπο Pareto. Οπότε, για κάθε μέγεθος σταθμού υπάρχουν διάφορες βέλτιστες συνθέσεις των υπόλοιπων παραγόντων ανάλογα με το εκάστοτε ζεύγος βέλτιστων λύσεων.

Στη συνέχεια παρατίθενται διαγράμματα με τα αποτελέσματα που υπολογίστηκαν από τη βελτιστοποίηση, καθώς επίσης και επιπλέον διαγράμματα που περιγράφουν τη λειτουργία των διαφόρων σταθμών που προκύπτουν.

Αρχικά, στο σχήμα 6.8 παρουσιάζεται το διάγραμμα με τα αποτελέσματα για τη βελτιστοποίηση 2πλού στόχου για όλα τα μεγέθη σταθμών, δηλαδή τα μέτωπα Pareto. Ανάλογα με την τιμή του ενός και του άλλου στόχου προκύπτει διαφορετική σύνθεση σταθμού. Παρατηρούμε για παράδειγμα ότι για μέγεθος 15 MW, στη μέγιστη τιμή του δείκτη IRR ίση με 12,9% αντιστοιχεί η ελάχιστη τιμή του ενεργειακού ισοζυγίου του σταθμού ίση με 45,5 GWh και το αντίστροφο, δηλαδή για καθαρή παραγωγή 87,4 GWh το IRR είναι ίσο με 4,5%.



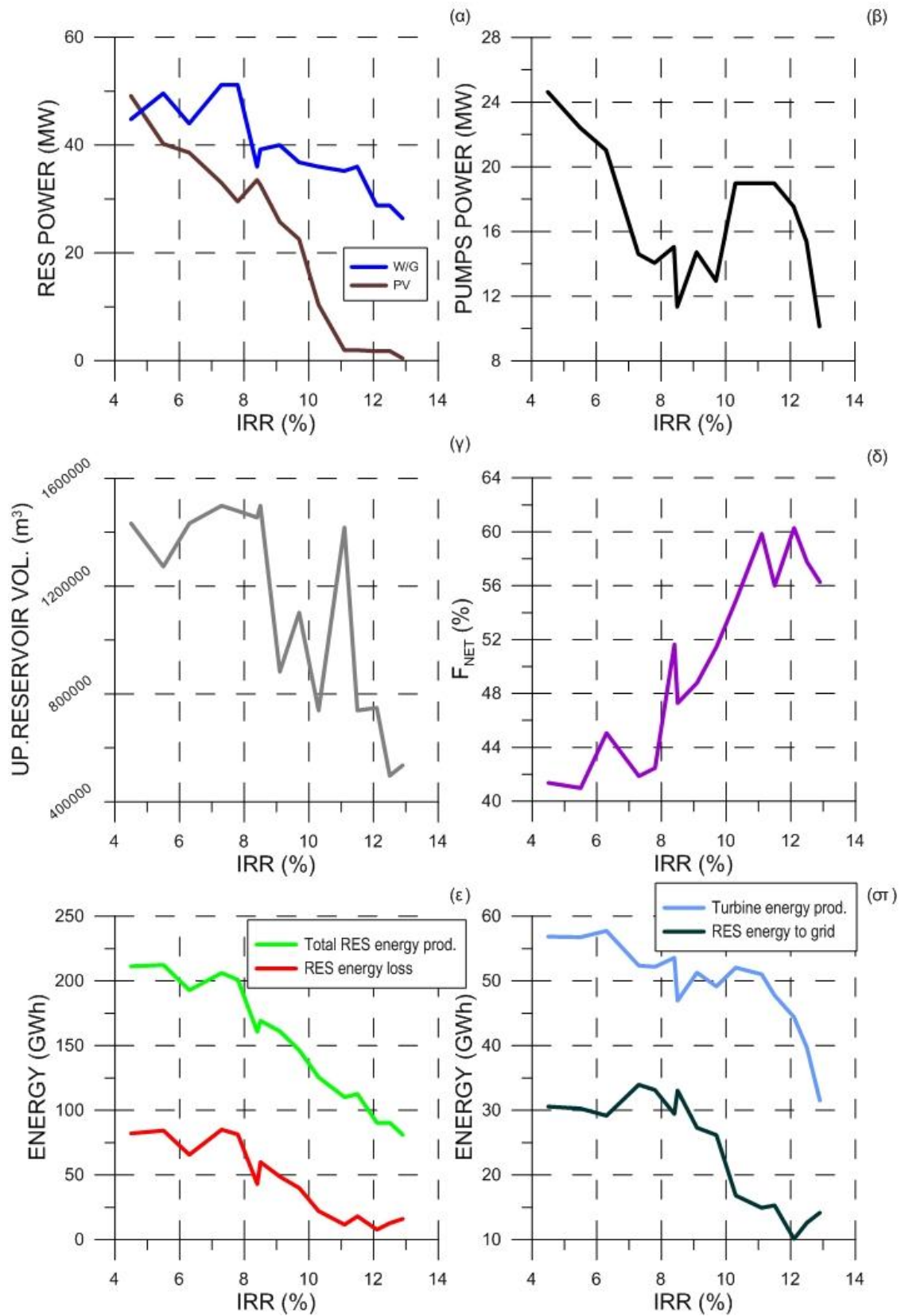
**Σχήμα 6.8:** Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: IRR - καθαρή ενεργειακή παραγωγή (μέτωπα Pareto) για όλους τους σταθμούς και όριο IRR=11%

### 6.3.3.1. Σταθμοί 15 MW

Στα σχήματα 6.9-6.12 παρατίθενται διαγράμματα που περιγράφουν τη σύνθεση και την ενεργειακή συμπεριφορά των σταθμών μεγέθους 15 έως 30 MW που προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση και χαρακτηρίζονται από το συνδυασμό των δύο αυτών στόχων, όπως σχεδιάστηκε προηγουμένως.



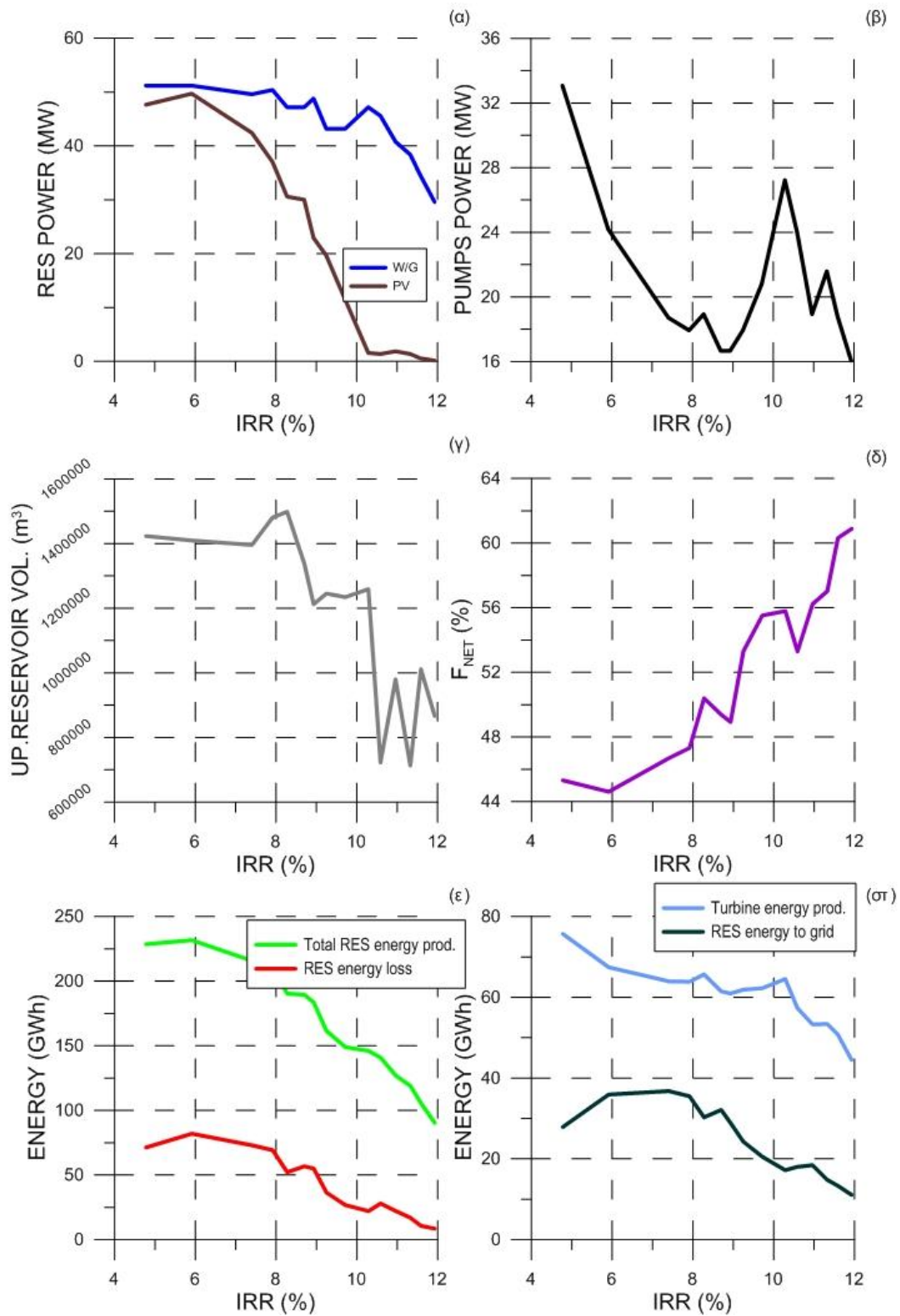
Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος



Σχήμα 6.9: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 15 MW

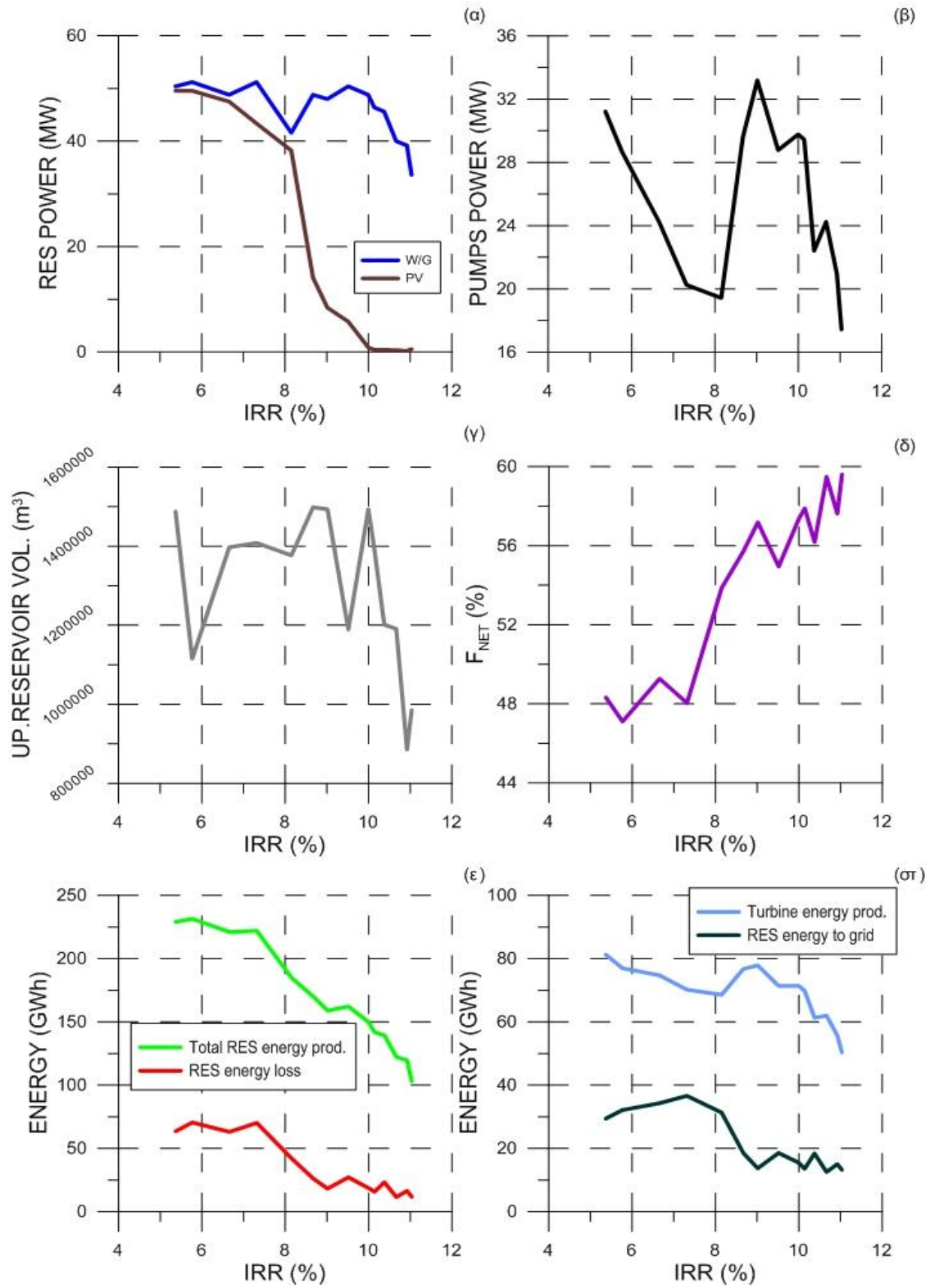


6.3.3.2. Σταθμοί 20 MW



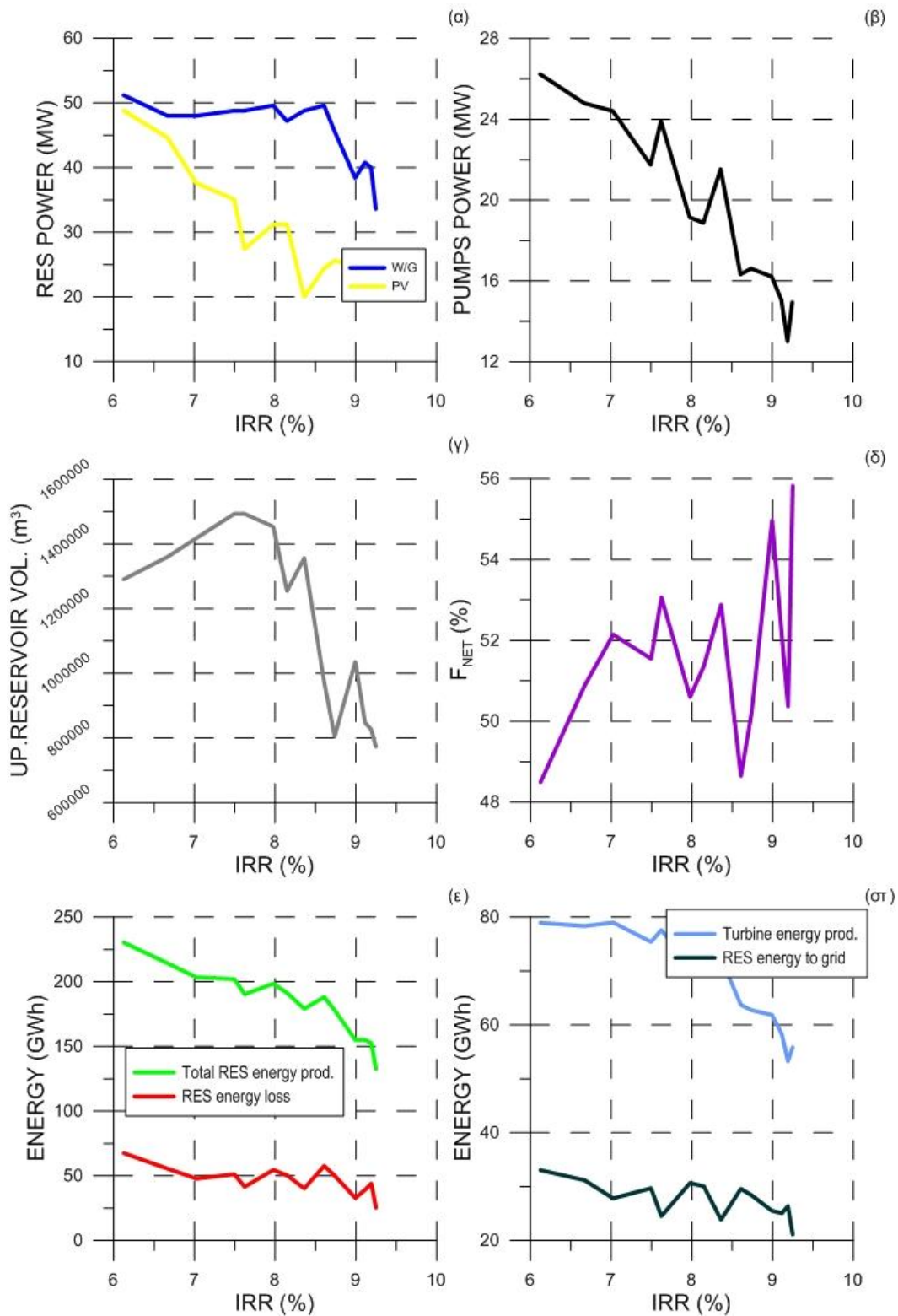
Σχήμα 6.10: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 20 MW

6.3.3.3. Σταθμοί 25 MW



Σχήμα 6.11: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 25 MW

6.3.3.4. Σταθμοί 30 MW



Σχήμα 6.12: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: σταθμοί 30 MW

Συγκεκριμένα, στα πρώτα διαγράμματα σχεδιάζεται η σύνθεση των σταθμών, δηλαδή η εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού και του φωτοβολταϊκού πάρκου (α) και του αντλιοστασίου (β) καθώς επίσης και το μέγεθος του άνω ταμιευτήρα (γ). Στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζεται ο ολικός βαθμός απόδοσης (δ), και στη συνέχεια η ολική παραγωγή ενέργειας των ΑΠΕ των ΥΒΣ και οι απώλειές τους (ε). Τέλος, σχεδιάζεται η προσφορά ενέργειας στο δίκτυο από την υδροστροβιλική παραγωγή και από την απευθείας προώθηση της παραγωγής των ΑΠΕ (στ).

### **6.3.3.5. Συμπεράσματα**

Μεγάλης σημασίας συμπεράσματα προκύπτουν από την ανάλυση των διαγραμμάτων των μετώπων Pareto των τεσσάρων βελτιστοποιήσεων που πραγματοποιήθηκαν.

Συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι ο υψηλότερος δείκτης IRR επιτυγχάνεται για σταθμούς μεγέθους 15 MW και είναι ίσος με 12,9%, για τον οποίο η καθαρή παραγωγή είναι ίση με 46GWh (σχήμα 6.8). Η διαφορά της τιμής αυτής του IRR από αυτή που είχε υπολογιστεί για αντίστοιχο σταθμό στην βελτιστοποίηση μονού οικονομικού στόχου (βλ. προηγούμενη υποενότητα) και που ήταν ίση με 15,3% οφείλεται φυσικά στην ύπαρξη σε αυτή την περίπτωση του ανταγωνιστικού ενεργειακού στόχου της μεγιστοποίησης της καθαρά προσφερόμενης ενέργειας, ο οποίος μειώνει αισθητά την οικονομική απόδοση της επένδυσης.

Από το ίδιο διάγραμμα προκύπτει ότι η ελάχιστη τιμή του δείκτη IRR είναι ίση με 4,5% (η οποία φυσικά απορρίπτεται ως οικονομικά μη συμφέρουσα) αλλά συνοδεύεται με καθαρή παραγωγή 87 GWh.

Από το ίδιο διάγραμμα και θεωρώντας απορριπτέους ως οικονομικά μη συμφέροντες τους σταθμούς με IRR μικρότερο του 11%, παρατηρούμε ότι για 20MW προκύπτουν σταθμοί από IRR 11,9% και παραγωγή 55GWh, μέχρι και 11% με 71GWh.

Για 25MW προκύπτουν οι ακόλουθοι αποδεκτοί συνδυασμοί πιθανών σταθμών, ο πρώτος με IRR 11,03% και παραγωγή 61,4GWh και ο δεύτερος (οριακά αποδεκτός) με 10,92% και 69GWh.

Τέλος, για 30MW και λαμβάνοντας υπόψη ως ελάχιστο επιτρεπτό IRR το 11%, δεν προκύπτουν αποδεκτές λύσεις, καθώς ο βέλτιστος συνδυασμός που υπολογίστηκε είναι 9,2%, με υψηλή, όμως, παραγωγή ίση με 74GWh. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αναγκαστικά (λόγω των υψηλών απαιτήσεων σε άντληση) αυξημένη παρουσία ΑΠΕ (σχήμα 6.12, 1<sup>ο</sup> διάγραμμα) και συγκεκριμένα ΦΒ (ίση με 20 MW) τα οποία δεδομένου του κόστους επένδυσης τους εκτινάσσουν το συνολικό κόστος του έργου στα 156 Μ€. Έτσι, και παρά τα υψηλά καθαρά ετήσια κέρδη του έργου (ίσα με 15Μ€), η επένδυση καθίσταται οικονομικά μη συμφέρουσα.

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται συνοπτικά οι αποδεκτές λύσεις:

Πίνακας 6.9: Σύνολο αποδεκτών λύσεων βελτιστοποίησης 2πλού στόχου

| ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΟΔΕΚΤΩΝ ΛΥΣΕΩΝ |                      |         |                         |
|-------------------------|----------------------|---------|-------------------------|
| A/A                     | Μέγεθος Σταθμού (MW) | IRR (%) | Καθαρή παραγωγή (GWh/y) |
| 1                       | 15                   | 12,9    | 45,6                    |
| 2                       |                      | 12,5    | 52,2                    |
| 3                       |                      | 12,1    | 54,4                    |
| 4                       |                      | 11,5    | 63                      |
| 5                       |                      | 11,1    | 66                      |
| 6                       | 20                   | 11,93   | 55                      |
| 7                       |                      | 11,6    | 63,6                    |
| 8                       |                      | 11,3    | 67,8                    |
| 9                       |                      | 11      | 71,4                    |
| 10                      | 25                   | 11,03   | 61,4                    |
| 11                      |                      | 10,92   | 69                      |

Ο 1<sup>ος</sup> σταθμός αποτελεί λύση οικονομικά βέλτιστη και ενεργειακά χειρίστη. Συγκεκριμένα, και όπως φαίνεται και από το σχήμα 6.9 (α), χαρακτηρίζεται από ελάχιστη παρουσία ΦΒ (μόλις 0,44 MW). Η εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου είναι ίση με 26,4 MW. Η καθαρή παραγωγή του σταθμού, όπως έχει προαναφερθεί, ανέρχεται στις (μόλις) 45,6 GWh (το οποίο αντιστοιχεί στην κάλυψη του 12,4% της συνολικής ετήσιας ζήτησης του νησιού), από τις οποίες οι 14 είναι απευθείας προώθηση της ΑΠΕ παραγωγής στο δίκτυο. Η άντληση από το δίκτυο είναι πρακτικά μηδενική ενώ οι απώλειες της ΑΠΕ παραγωγής είναι 16 GWh, ποσό σχετικά υψηλό. Ο ολικός βαθμός απόδοσης προκύπτει ίσος με 56,2%. Το στοιχείο που κάνει τη συγκεκριμένη επένδυση οικονομικά ελκυστική είναι το χαμηλό συνολικό κόστος (ίσο με 71 Μ€), το οποίο οφείλεται στο μικρό μέγεθος του σταθμού, και κυρίως στις λίγες ΑΠΕ. Τα ετήσια καθαρά έσοδα του σταθμού ανέρχονται σε 8 Μ€ και η περίοδος απόσβεσης υπολογίζεται στα 11 χρόνια.

Αντίθετα, ο 11<sup>ος</sup> σταθμός του πίνακα αποτελεί λύση ενεργειακά βέλτιστη αλλά με το χειρίστο δείκτη IRR. Από το σχήμα 6.11, διαπιστώνεται και πάλι ελάχιστη παρουσία ΦΒ, ακόμα μικρότερη από πριν και ίση με 0,2 MW. Από τις 69 GWh καθαρής ενεργειακής προσφοράς του ΥΒΣ (οι οποίες καλύπτουν το 19,2% της συνολικής ζήτησης, ποσοστό αρκετά υψηλό), οι 15 προέρχονται απευθείας από τις ΑΠΕ. Τα 20,9 MW εγκατεστημένης ισχύος αντλιοστασίου και ο

άνω ταμιευτήρας μεγέθους 885.000 m<sup>3</sup> συντελούν ώστε το συνολικό κόστος να ανέλθει στα 108 Μ€ με συνολική διάρκεια απόσβεσης τα 13,7 έτη.

#### **6.3.4. Παραμετρική μελέτη ως προς την τιμή κόστους των ΦΒ**

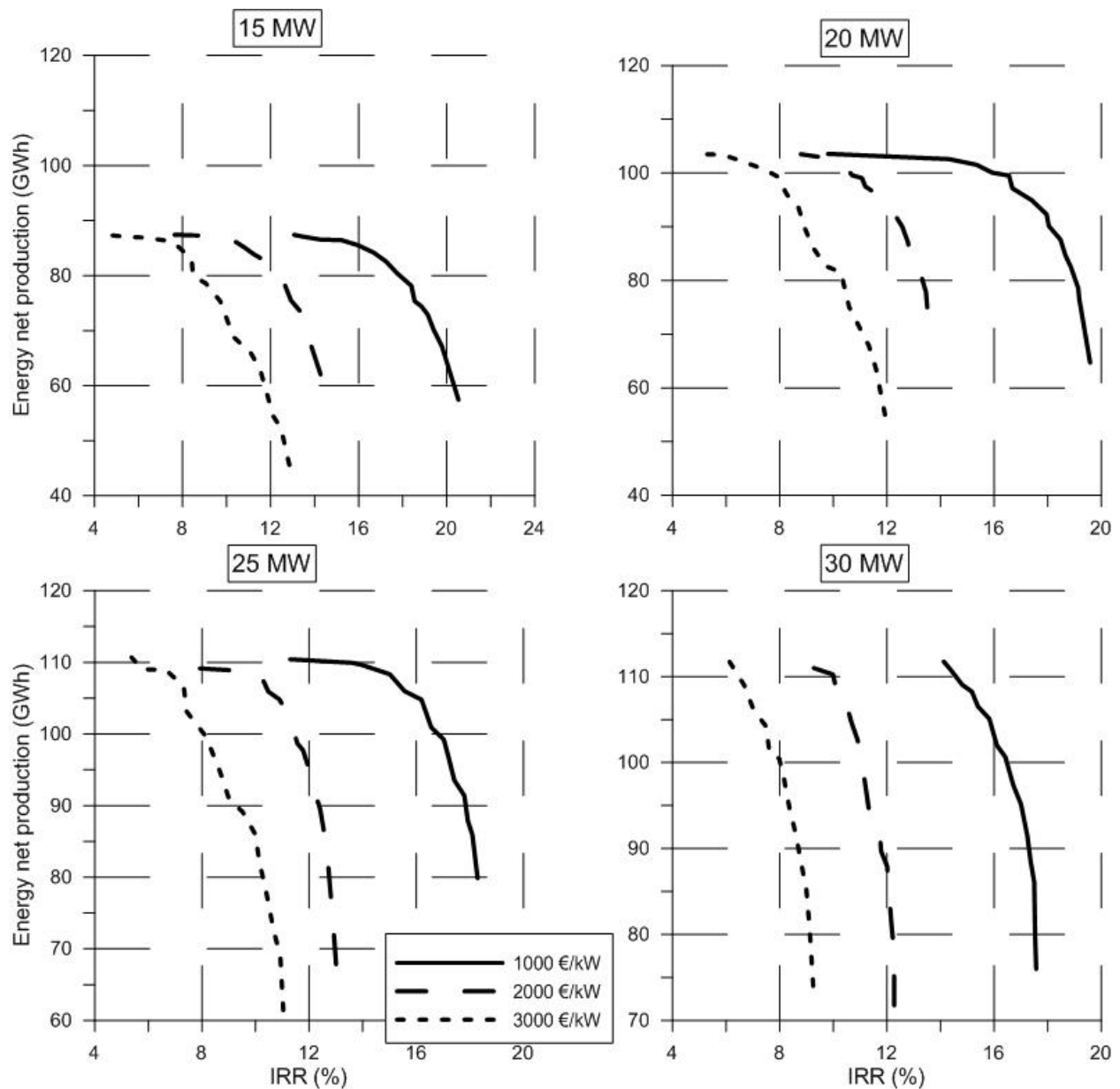
Γενικά, παρατηρώντας στα παραπάνω σχήματα τα διαγράμματα εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ (α) για τους σταθμούς που επιλέχτηκαν ως αποδεκτοί, διαπιστώνουμε ότι περιορίζεται σε πολύ χαμηλές τιμές. Ο λόγος που συμβαίνει αυτό είναι προφανώς η αυξημένη τιμή κόστους τους. Η παρατήρηση αυτή μας οδηγεί στο να μελετήσουμε διεξοδικότερα τη συγκεκριμένη παράμετρο.

Πραγματοποιήθηκαν παρόμοιες με πριν βελτιστοποιήσεις (ως προς το διπλό στόχο και τα διάφορα μεγέθη των σταθμών) για τιμές κόστους ΦΒ οι οποίες κυμαίνονταν από την ελάχιστη τιμή των 1000 €/kW (αισιόδοξο μελλοντικό σενάριο) έως και την τιμή των 3000 €/kW (παρούσα υψηλή τιμή).

Αρχικά, παρατίθενται στο σχήμα 6.13 διαγράμματα που συγκριτικά παρουσιάζουν τα συνολικά αποτελέσματα (τα μέτωπα Pareto) για τις βελτιστοποιήσεις σε σταθμούς 15, 20, 25 και 30 MW για τρεις τιμές κόστους φωτοβολταϊκών, στα οποία ξεκάθαρα επιβεβαιώνεται η μεγάλη επίδραση που ασκεί η συγκεκριμένη παράμετρος στην οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης.

Συγκεκριμένα και όπως φαίνεται από το σχήμα, υπάρχει μια οριζόντια μετακίνηση των μετώπων στα διαγράμματα προς βελτιωμένους δείκτες IRR της τάξης του 8%. Αυτό συνεπάγεται ότι για την ελάχιστη τιμή κόστους ΦΒ (1000 €/kW) υπάρχουν σταθμοί (μεγέθους 15 MW, 1<sup>ο</sup> διάγραμμα) μεγάλης οικονομικής αποδοτικότητας που επιτυγχάνουν τιμή IRR μεγαλύτερη του 20% (με ετήσια καθαρή προσφορά ενέργειας 58 GWh) ενώ, όσον αφορά τους ενεργειακά βέλτιστους, επιτυγχάνεται ετήσια καθαρή προσφορά ενέργειας 110 GWh σε σταθμό μεγέθους 30 MW με δείκτη IRR μεγαλύτερο του 14%, επένδυση που θεωρείται και πάλι αρκετά συμφέρουσα (4<sup>ο</sup> διάγραμμα).

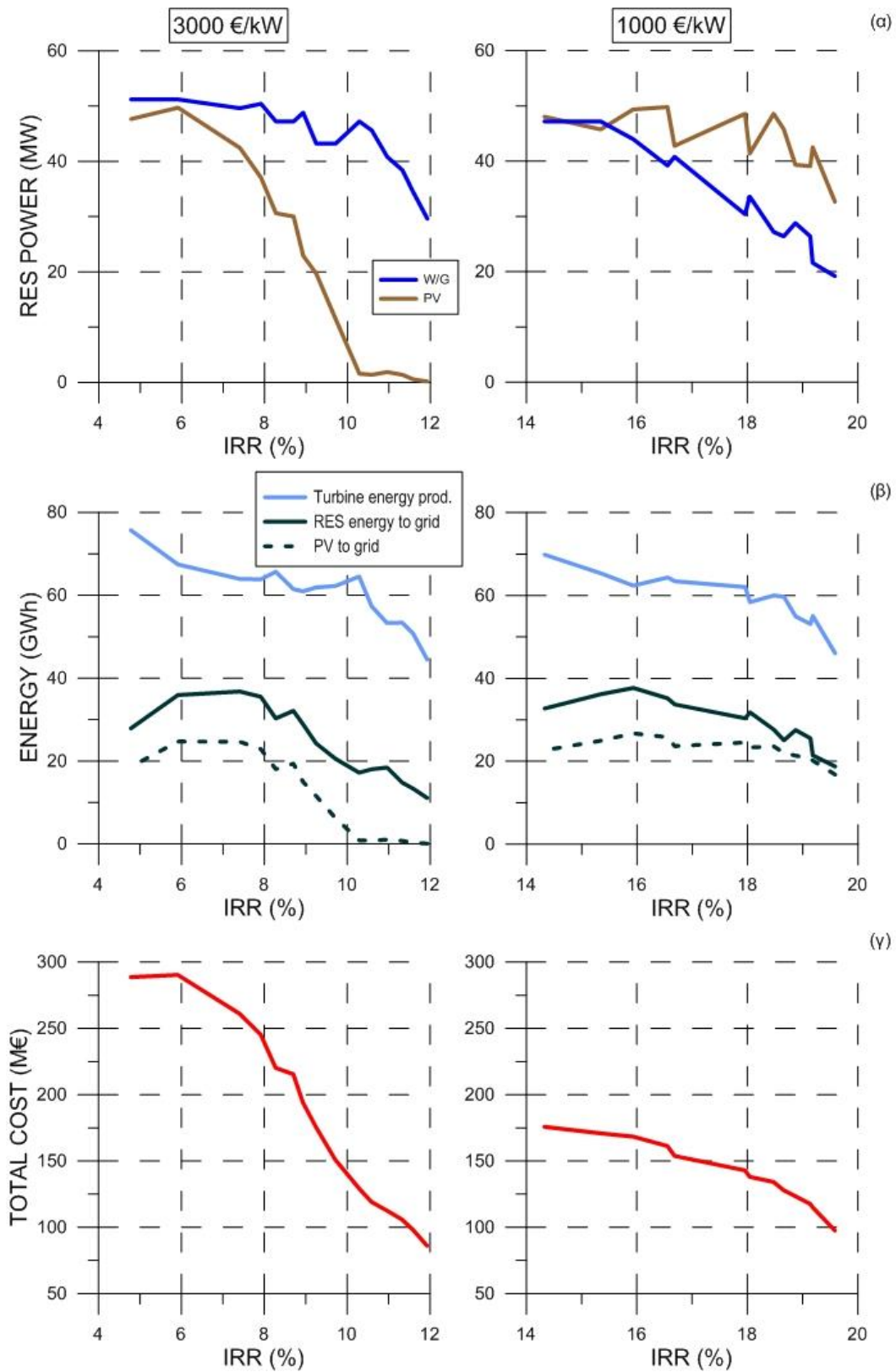
## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος



**Σχήμα 6.13:** Βελτιστοποίηση 2πλού στόχου: Μέτωπα Pareto για όλα τα μεγέθη σταθμών και τιμές κόστους ΦΒ 1000, 2000 και 3000 €/kW

Στο επόμενο σχήμα (6.14) παρατίθενται συγκεκριμένα διαγράμματα για σταθμούς μεγέθους 20 MW για τιμή κόστους ΦΒ 3000 και 1000 €/kW, στα οποία παρουσιάζεται εμφανώς η επίδραση της παραμέτρου αυτής.

Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος



Σχήμα 6.14: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 2πλού στόχου: επίδραση παραμέτρου τιμής κόστους ΦΒ σε σταθμούς 20 MW

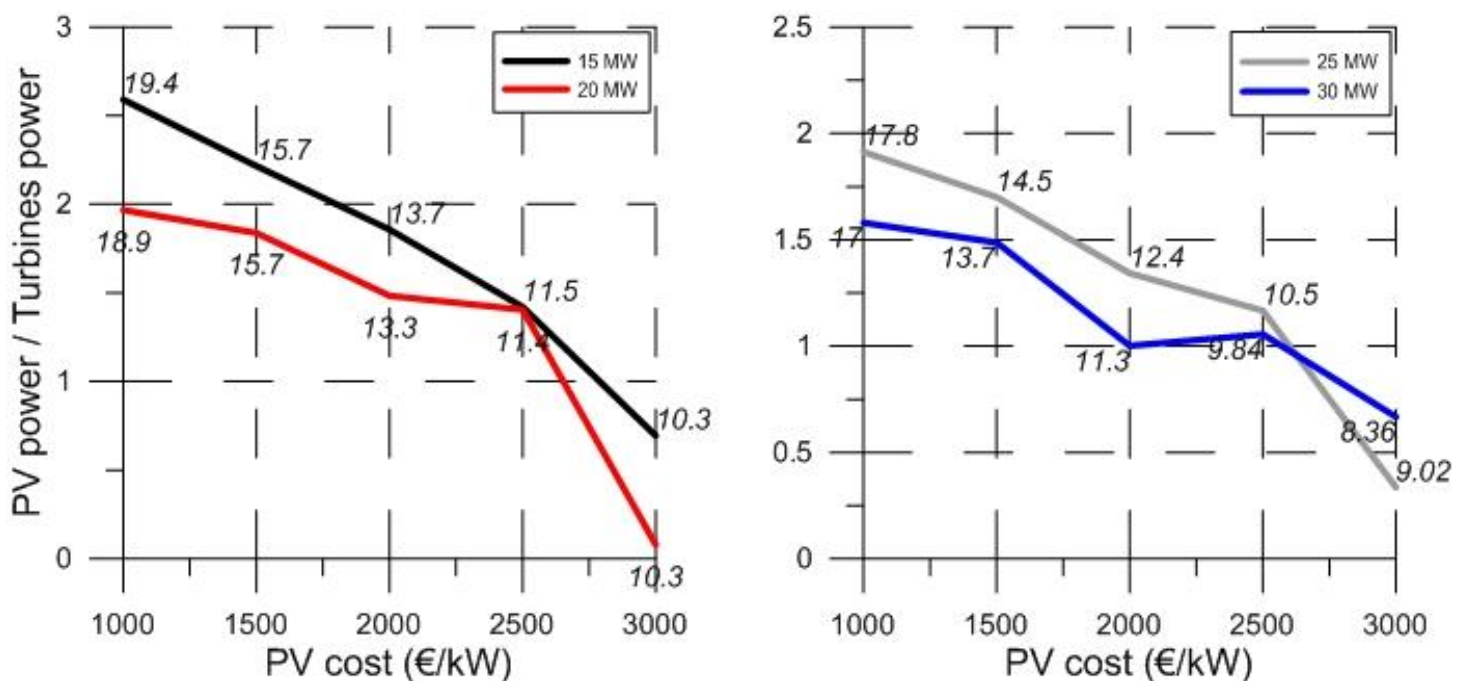


## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Στα παραπάνω διαγράμματα φαίνεται ξεκάθαρα ότι επιτυγχάνονται καλύτερα IRR για χαμηλή τιμή κόστους ΦΒ. Συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι αλλάζει η σύνθεση των σταθμών αφού πλέον τα αποτελέσματα περιλαμβάνουν σταθμούς με μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ ΦΒ και μάλιστα αυξανόμενου του IRR διαπιστώνεται εντονότερη μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών από ότι προηγουμένως (α) .

Η προσφερόμενη από τους στροβίλους ενέργεια (β) παραμένει στα ίδια επίπεδα αλλά παρατηρείται αύξηση στην απευθείας προώθηση της ΑΠΕ παραγωγής στο δίκτυο, και συγκεκριμένα της φωτοβολταϊκής (διακεκομμένο). Αυτό το γεγονός επηρεάζει τα έσοδα του σταθμού, δεδομένης της ευνοϊκής τιμολόγησης για απευθείας προώθηση παραγωγής ΑΠΕ.

Τέλος, στο τελευταίο διάγραμμα (γ) παρουσιάζεται το συνολικό κόστος για κάθε σταθμό και κάθε τιμολόγηση, όπου φαίνεται εμφανώς η εντυπωσιακή μείωση της αρχικής επένδυσης στη 2<sup>η</sup> περίπτωση. Το στοιχείο αυτό συνδυασμένο με το ότι η προσφερόμενη ενέργεια (άρα τα έσοδα του σταθμού) παραμένει στα ίδια επίπεδα (αν δεν τα ξεπερνάει) αποδεικνύει γιατί βελτιώνεται τόσο πολύ ο δείκτης IRR και άρα η γενικότερη οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης.



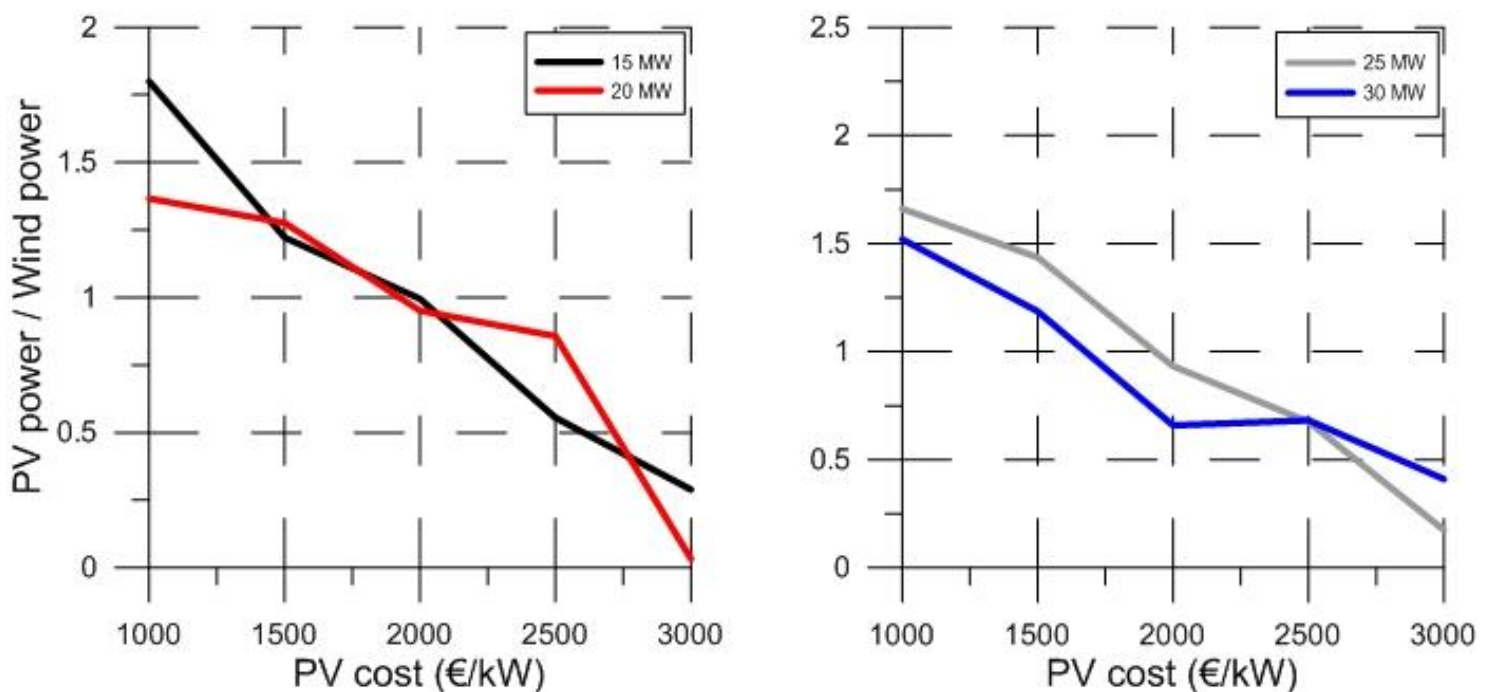
**Σχήμα 6.15:** Εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ προς μέγεθος σταθμού για μέση τιμή παραγωγής ανάλογα με το κόστος εγκατάστασης ΦΒ

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Στο σχήμα 6.15 σχεδιάζεται για κάθε μέγεθος σταθμού (15, 20, 25 και 30 MW) η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ αδιαστατοποιημένη με την ισχύ των στροβίλων του σταθμού (κατακόρυφος άξονας) όπως προκύπτει για κόστος εγκατάστασης ΦΒ που κυμαίνεται από 1000 έως 3000 €/kW (οριζόντιος άξονας). Τα αποτελέσματα προέκυψαν από τα μέτωπα Pareto των βελτιστοποιήσεων 2πλού στόχου για μια μέση, προσεγγιστικά τιμή καθαρά προσφερόμενης παραγωγής (π.χ. 70 GWh για σταθμούς 15 MW και 95 GWh για σταθμούς 30 MW). Πάνω στο διάγραμμα σημειώνεται (ως ποσοστό επί τοις εκατό) για κάθε σημείο το αντίστοιχο IRR.

Παρατηρούμε ότι για χαμηλή τιμή κόστους ΦΒ η εγκατεστημένη ισχύς τους είναι 2 με 2,5 φορές μεγαλύτερη από την ισχύ των στροβίλων για τους σταθμούς 15 και 20 MW, ενώ ακόμα και για τον μεγάλο μεγέθους σταθμό των 30 MW 1,5 φορά μεγαλύτερη. Η μεγαλύτερη τιμή παρατηρείται για μέγεθος σταθμού 15 MW (2,59 φορές), με αντίστοιχη τιμή IRR 19,4%.

Αντίθετα, για υψηλές τιμές κόστους ΦΒ, στους βέλτιστους σταθμούς που προκύπτουν η αδιάστατη εγκατεστημένη ισχύς των ΦΒ είναι κάτω από μονάδα, δηλαδή μικρότερη εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ από το μέγεθος του σταθμού.



**Σχήμα 6.16:** Εγκατεστημένη ισχύς ΦΒ προς εγκατεστημένη ισχύ αιολικών για μέση τιμή παραγωγής ανάλογα με το κόστος εγκατάστασης ΦΒ

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> – Βέλτιστος Σχεδιασμός Συστήματος

Στο τελευταίο σχήμα (Σχήμα 6.16) σχεδιάζονται διαγράμματα παρόμοια με τα προηγούμενα (Σχήμα 6.15) με τη διαφορά ότι η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύ των ΦΒ είναι αδιαστατοποιημένη με τη βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών, και πάλι για την εκάστοτε μέση προσφερόμενη παραγωγή, όπως και πριν. Παρατηρούμε ότι για χαμηλές τιμές κόστους ΦΒ η εγκατεστημένη τους ισχύς είναι μεγαλύτερη από αυτή των αιολικών, και μόλις στην τιμή των 2000 €/kW (για σταθμούς εκτός των 30 MW) γίνονται ίσα. Όσο βέβαια μεγαλώνει η τιμή του κόστους τα αιολικά γίνονται περισσότερα από τα φωτοβολταϊκά για όλα τα μεγέθη των σταθμών.

## 7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ

Βασικός στόχος της εργασίας αυτής ήταν η οικονομοτεχνική μελέτη υβριδικού σταθμού που αποτελείται από αιολικό και φωτοβολταϊκό πάρκο και σύστημα αντλησιοταμίευσης στο μη διασυνδεδεμένο νησί της Λέσβου.

Προκειμένου να προσομοιωθεί το παραπάνω σύστημα διαμορφώθηκε ήδη υπάρχων υπολογιστικός κώδικας ώστε να περιλαμβάνει τη λειτουργία του φωτοβολταϊκού πάρκου, καθώς επίσης και να εξάγει οικονομικούς δείκτες, σημαντικούς για την αξιολόγηση της επένδυσης. Η διαμόρφωση του κώδικα αποτέλεσε το βασικό κομμάτι της εργασίας. Με 10λεπτο υπολογιστικό βήμα και την απαίτηση εισαγωγής τιμών για τις βασικές παραμέτρους σχεδιασμού του συστήματος, ο αλγόριθμος εξάγει ετήσια ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα της λειτουργίας σταθμού συγκεκριμένης σύνθεσης. Είναι σε θέση να δεχτεί διαφορετικές ανεμολογικές και ηλιακές χρονοσειρές, χρονοσειρές ζήτησης και δεδομένα για τις υπάρχουσες μονάδες βάσης, προσομοιώνοντας έτσι σενάρια για διαφορετικά νησιά. Επιπλέον, έχει επιτευχθεί η γρήγορη απόκριση του κώδικα, στοιχείο σημαντικό αφού δίνει τη δυνατότητα με χρήση γενικού λογισμικού βελτιστοποίησης του υπολογισμού του βέλτιστου σχεδιασμού σε σχετικά λίγο χρόνο. Έτσι λοιπόν μπορεί να θεωρηθεί ότι η διαμόρφωση του κώδικα εκπλήρωσε τους στόχους της εξαγωγής χρήσιμων και σωστών αποτελεσμάτων με γρήγορη απόκριση και της ευκολίας στην επεκτασιμότητα του.

Η επιλογή της συγκεκριμένης πολιτικής διαχείρισης υβριδικών σταθμών σε μη διασυνδεδεμένα νησιά όπως περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 4, παρατηρώντας τα αποτελέσματα των βέλτιστων σταθμών που προέκυψαν αλλά και του σταθμού αναφοράς, κρίνεται ορθή. Αυτό αποδεικνύεται από το γεγονός ότι δεν επηρεάζεται η λειτουργία των εν λειτουργία εξωτερικών αιολικών πάρκων, αλλά και από το ότι η λειτουργία του υβριδικού εξομαλύνει την καμπύλη ζήτησης αποκόπτοντας τις αιχμές και αποφεύγοντας μεγάλες αντλήσεις από το δίκτυο τις νυχτερινές ώρες. Τα παραπάνω στοιχεία είναι καίριας σημασίας για τη σωστή ένταξη ενός υβριδικού σε μη διασυνδεδεμένο σύστημα, και είναι αποτέλεσμα της εφαρμογής της συγκεκριμένης φιλοσοφίας διαχείρισης.

Τα συμπεράσματα που προκύπτουν από την επιλογή της βέλτιστης σύνθεσης του συστήματος έχουν μεγάλο ενδιαφέρον και ο σχολιασμός τους αποτέλεσε βασική προτεραιότητα της εργασίας αυτής. Η επιλογή του κριτηρίου βελτιστοποίησης αποδείχθηκε ύψιστης σημασίας, με τους ενεργειακούς στόχους της ελάχιστης απορριπτόμενης ενέργειας και του μέγιστου βαθμού απόδοσης να καταλήγουν σε σταθμούς με πολύ ομαλή ενεργειακή συμπεριφορά και μεγάλη διείσδυση ενέργειας από ΑΠΕ, αλλά ταυτόχρονα με κακή οικονομική αξιολόγηση. Αντίθετα, η μεγιστοποίηση του οικονομικού δείκτη IRR κατέληξε σε σταθμούς που αποτελούν ελκυστικές

οικονομικά επενδύσεις. Στο σημείο αυτό αναδείχθηκε η μεγάλη εξάρτηση της οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης από το μέγεθος του σταθμού. Συγκεκριμένα, για το μικρό σταθμό των 15MW ο δείκτης IRR υπολογίστηκε ίσος με την υψηλή τιμή του 15,3%, αλλά με σχετικά μικρή συνολική ενεργειακή παραγωγή ίση με περίπου 15GWh. Αντίθετα, ο μεγάλος σταθμός των 30MW αποτελεί χειρότερη οικονομικά επένδυση με IRR ίσο με 9,3% αλλά ενεργειακή παραγωγή που αντιστοιχεί σε κάλυψη του 20% της συνολικής ζήτησης με μεγάλες, όμως, απώλειες της παραγωγής από ΑΠΕ (σχεδόν 30% της συνολικής παραγόμενης). Η μείωση της αποδοτικότητας αυξανόμενου του μεγέθους του σταθμού οφείλεται στην αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών. Όσο μεγαλώνει η ισχύς του σταθμού, οι ανάγκες για άντληση απαιτούν την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών, αφού δεν αρκεί η προσφορά του αιολικού πάρκου. Συνέπεια αυτού είναι να αυξάνει το συνολικό κόστος του έργου λόγω της υψηλής τιμής κόστους των φωτοβολταϊκών και έτσι να χειροτερεύει η οικονομική αποδοτικότητα του σταθμού.

Η παραπάνω παρατήρηση οδήγησε στο συμπέρασμα ότι η τιμή κόστους των φωτοβολταϊκών ασκεί μεγάλη επίδραση στα αποτελέσματα, οπότε μελετήθηκε διεξοδικότερα. Η παραμετρική μελέτη που πραγματοποιήθηκε, απέδειξε ότι μειώνοντας το συγκεκριμένο κόστος, επιτυγχάνονται βελτιωμένοι δείκτες IRR με ταυτόχρονα υψηλή ενεργειακή παραγωγή. Συγκεκριμένα, αποδείχθηκε ότι για τιμή κόστους φωτοβολταϊκών 2000 €/kW, για τα περισσότερα μεγέθη σταθμών (πλην των 30 MW) η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών είναι σχεδόν ίση με αυτή των αιολικών, καθιστώντας έτσι πλήρως ανταγωνιστική τη συγκεκριμένη τεχνολογία.

Επομένως, το βασικό συμπέρασμα της μελέτης αυτής είναι ότι η λειτουργία υβριδικού συστήματος που να συνδυάζει αντλησιοταμίευση με αιολικό αλλά και φωτοβολταϊκό πάρκο είναι δυνατή υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις. Ειδικότερα ενδείκνυται η κατασκευή σχετικά μικρού σταθμού (όχι μεγαλύτερη από 20MW) που συνδυάζει υψηλή ενεργειακή προσφορά με ικανοποιητική διείσδυση ΑΠΕ παραγωγής και αξιόλογη οικονομική αποδοτικότητα. Η διείσδυση της φωτοβολταϊκής, συγκεκριμένα, παραγωγής κρίνεται ικανοποιητική μόνο με μείωση του κόστους εγκατάστασής τους, σενάριο που θεωρείται πολύ πιθανό και άμεσα πραγματοποιήσιμο κρίνοντας από τις σημερινές τάσεις της αγοράς.

Έτσι λοιπόν, με τη λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος θα υπάρξει περαιτέρω διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που θα αξιοποιήσουν το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό των νησιών μας, μειώνοντας παράλληλα την εξάρτηση από τα συμβατικά καύσιμα. Επιπλέον, τα οφέλη από ένα τέτοιο έργο επεκτείνονται και σε άλλους τομείς, αφού θα συμβάλει στο άνοιγμα καινούργιων θέσεων εργασίας και στην περιφερειακή ανάπτυξη και θα στηρίξει την προσπάθεια για την υλοποίηση των ευρωπαϊκών επιταγών για το περιβάλλον της νέας εποχής. Όλα αυτά καταλήγουν στο ότι η υιοθέτηση κατάλληλης στρατηγικής που θα λύσει τα γραφειοκρατικά προβλήματα και θα προωθήσει παρόμοιες λύσεις στα αυτόνομα ελληνικά νησιά θα πρέπει να αναδειχθεί σε υψηλή προτεραιότητα των αρμόδιων φορέων.

Τέλος, παρακάτω προτείνονται συγκεκριμένες ιδέες που θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν και να επεκτείνουν τη συγκεκριμένη μελέτη:

- Διερεύνηση άλλων στόχων προς βελτιστοποίηση, οικονομικών ή/και ενεργειακών (ελαχιστοποίηση κόστους παραγόμενης ενέργειας κλπ)
- Διερεύνηση τοπογραφικών ζητημάτων του συγκεκριμένου νησιού (υφιστάμενοι ταμιευτήρες, υψομετρικές διαφορές, έκταση για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών κλπ)
- Μελέτη για λειτουργία του σταθμού με προτεραιότητα προώθησης της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας απευθείας στο δίκτυο.
- Ενσωμάτωση επιπλέον Α.Π.Ε. και τεχνολογιών στο υβριδικό σύστημα (γεωθερμία, υδρογόνο κλπ)
- Διερεύνηση σεναρίων με διαφορετικό εξοπλισμό (άλλου είδους στρόβιλοι και αντλίες ή αναστρέψιμο έργο με μονό και όχι διπλό αγωγό κ.α.)
- Διερεύνηση πιο σύνθετων σεναρίων όπως συνεργασία υβριδικού σταθμού με σύστημα αφαλάτωσης ή άρδευσης
- Διερεύνηση εξελιγμένων μοντέλων πρόβλεψης μετεωρολογικών δεδομένων με σκοπό τη διεύρυνση του σχεδιασμού της προσφερόμενης από τον ΥΒΣ ενέργειας

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Παπαντώνης Δ., 2007. «Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα», Εκδόσεις Συμεών
2. Ζερβός Α., 2008. «Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
3. Μπεργελές Γ., 2005. «Ανεμοκινητήρες», Εκδόσεις Συμεών
4. Παπαντώνης Δ., 2004. «Υδροδυναμικές Μηχανές. Αντλίες – Υδροστρόβιλοι», Εκδόσεις Συμεών
5. Μαθιουλάκης Δ.Σ., Αναγνωστόπουλος Ι.Σ., Τουζόπουλος Δ.Γ., 2005. «Σημειώσεις Βιομηχανικής Ρευστομηχανικής», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
6. Γιαννάκογλου Κ.Χ., 2005. «Μέθοδοι Βελτιστοποίησης στην Αεροδυναμική», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
7. Φραγκιαδάκης Ι.Ε., 2004. «Φωτοβολταϊκά Συστήματα»
8. ΚΑΠΕ, 2001. «Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ»
9. Παπαευθυμίου Σ., Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Παπαδόπουλος Μ., Ροντήρης Σ., Δρυμωνίτης Ι., 2009. «Αρχές διαχείρισης υβριδικών σταθμών: Εφαρμογή στο σύστημα της Ικαρίας»
10. Παπαντώνης Δ., Αναγνωστόπουλος Ι., Παπαδόπουλος Μ., Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Παπαευθυμίου Σ., 2008. «Διερεύνηση τεχνικών και οικονομικών ζητημάτων ένταξης υβριδικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά»
11. Buena C., Cartab J.A., 2004. “Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands”
12. World Wind Energy Association (WWEA), 2010. «Energy report 2010»
13. Global Wind Energy Council, 2010. «Global wind report 2010»
14. BTM consult, 2010. «Offshore wind power 2010»
15. Χατζηβασιλειάδης Ι., 2007. «Ανάπτυξη των Φωτοβολταϊκών εφαρμογών στην Ελλάδα»
16. Baptiste P.J., Ducroux R., 2008. «Energy policy and climate change»
17. Κάραλης Γ., 2008. “Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειωτήρων”
18. Papaefthimiou S., Karamanou E., Parathanassiou S., Papadopoulos M., 2009. “Operating Policies for Wind-Pumped Storage Hybrid Power Stations in Island Grids”
19. Παπαντώνης Δ., 2009. «Νέες προοπτικές για την Ανάπτυξη της αντλιοσταμειωσης στην Ελλάδα. Τεχνολογία και Τεχνολογικοί Περιορισμοί» (Παρουσίαση: ΤΕΕ Ιωάννινα)
20. Κάραλης Γ., 2009. «Ένα ενεργειακό σενάριο για τη Λέσβο» (Ημερίδα για τη χωροθέτηση των ΑΠΕ, τους υδατικούς πόρους και την αφαλάτωση στο Αιγαίο, Μυτιλήνη, 12 Ιουνίου 2009)

## Βιβλιογραφία

21. Υπουργείο Γεωργίας, Γενική Διεύθυνση Εγγ. Έργων & Γ.Δ, 01/2003. «Τα Φράγματα και οι Λιμνοδεξαμενές του Υπουργείου Γεωργίας»
22. Κλειάσου Η., 2008. «Διερεύνηση της φιλοσοφίας της λειτουργίας υβριδικού συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση στο σύστημα της Παρο-Ναξίας»
23. Σκουτεροπούλου Ι.Α., 2010. «Εφαρμογές ασύγχρονων εξελικτικών και μιμητικών αλγορίθμων στη μηχανική των ρευστών»
24. Σπύρου Δ.Ι., 2009. «Ανάπτυξη Αλγορίθμου για Προσομοίωση και Βέλτιστο Σχεδιασμό Αυτόνομου Συστήματος Αφαλάτωσης Τροφοδοτούμενο από Υβριδικό Σύστημα Α.Π.Ε. με Αντλησιοταμίευση»
25. Παπαλαζαρίδου Σ., 2009. «Αιολική Ενέργεια – Κριτήρια χωροθέτησης αιολικών πάρκων»
26. Ντούμας Θ., 2009. «Μελέτη υπερτάσεων λόγω κεραυνών σε φωτοβολταϊκές διατάξεις»
27. Κτενίδης Γ., 2008. «Μελέτη Διασυνδεδεμένου Φωτοβολταϊκού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας των 100kW»
28. Καψάλη Μ.Σ., 2010. «Ανάλυση βιωσιμότητας συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα και υδροστροβίλους με αντλησιοταμίευση στο νησί της Λέσβου»
29. Giannakoglou, K.C., «Design of optimal aerodynamic shapes using stochastic optimization methods and computational intelligence», Progress in Aerospace Science, 38, 2002.
30. Anagnostopoulos J., Papantonis D., 2007. «Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant»
31. Anagnostopoulos J., Papantonis D., 2007. «Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy»
32. Kapsali M., Anagnostopoulos J., Kaldellis J., 2010. «Size optimization of wind-based pumped hydro storage systems based on economic criteria»
33. Anagnostopoulos J., Papantonis D., 2008. « Pumped storage wind/hydro plants in non-interconnected grids»

## Ιστοσελίδες:

1. Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (ΙΓΜΕ): [www.igme.gr](http://www.igme.gr)
2. Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ): [www.eletaen.gr](http://www.eletaen.gr)
3. Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ): [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr)
4. Electricity Storage Association (ESA): [www.electricitystorage.org](http://www.electricitystorage.org)
5. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ): [www.rae.gr](http://www.rae.gr)
6. Engaia A.E.: [www.engaia.gr](http://www.engaia.gr)
7. Eunice energy group: [www.eunice-group.com](http://www.eunice-group.com)
8. [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)
9. [gneng.blogspot.com](http://gneng.blogspot.com)
10. [www.energyonline.gr](http://www.energyonline.gr)
11. [www.neaenergia.gr](http://www.neaenergia.gr)



## Βιβλιογραφία

12. [www.energypress.gr](http://www.energypress.gr)
13. [www.hydroworld.com](http://www.hydroworld.com)
14. [www.powergenworldwide.com](http://www.powergenworldwide.com)
15. [www.energia.gr](http://www.energia.gr)
16. [www.amariotes.gr](http://www.amariotes.gr)
17. [www.sofios.gr](http://www.sofios.gr)
18. [www.aegean-energy.gr](http://www.aegean-energy.gr)
19. [www.euro2day.gr](http://www.euro2day.gr)

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ: ΛΙΣΤΑ ΜΕΤΑΒΛΗΤΩΝ ΚΩΔΙΚΑ HYPPOS

| ΟΝΟΜΑ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ | ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ   |
|------------------|--|
| AAAA             | : Βοηθητική μεταβλητή  |
| AAM1             | : μονάδα χρόνου ως ποσοστό του χρόνου μελέτης(ένα έτος), σε ώρες                     |
| ALAMD            | : Βοηθητική μεταβλητή για την αποδοτική κατανομή ισχύος μεταξύ των υδροστροβίλων     |
| ALFA             | : συντελεστής ασφαλείας για παραγωγή   |
| AQH, AQP, AQV    | : βοηθητικές μεταβλητές για εξοικονόμηση χρόνου υπολογισμών (γινόμενα σταθερών όρων) |
| ASUM             | : Άθροισμα τιμών ισχύος που λειτουργεί το Α/Π (και το ΦΒ) ανά 10λεπτο                |
| BAKSW            | : δείκτης απωλειών αιολικού πάρκου   |
| BANTM            | : ολικός βαθμός απόδοσης αντλησιοταμίευσης   |
| BAPOH            | : βαθμός απόδοσης συστήματος προσαγωγής και υδροστροβίλων                            |
| BAPOP            | : βαθμός απόδοσης άντλησης   |
| BARAG            | : βάρος σωλήνα   |
| BETA             | : συντελεστής ασφαλείας για μεγιστη προγραμματισμένη παραγωγή                        |
| BLO(Ι0,Ι1)       | : παραγωγή ενέργειας από μονάδες βάσης για κάθε ώρα του χρόνου                       |
| BMON(M)          | : ονομαστικά ισχύς μονάδων βάσης   |
| BMTEL(M)         | : τεχνικό ελάχιστο μονάδων βάσης   |
| CAPCRED          | : εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ ανά έτος   |
| CAPCRP           | : εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ ανά έτος   |
| CAPCRT           | : τιμή εγγυημένης ισχύος ΥΒΣ ανά έτος  |
| CMVSP            | : Ποσοστό δυνατής υπέρβασης των κανονικών στροφών των αντλιών μεταβλητών στροφών     |
| COLEIT           | : Ετήσιο κόστος λειτουργείας του υβριδικού σταθμού                                   |
| COSTMWh          | : κόστος αγοράς MWh παραγόμενης από τον υβριδικό σταθμό                              |
| COSTPROD         | : κόστος παραγωγής MWh για τον υβριδικό σταθμό                                       |
| CT(N)            | : συντελεστής τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλου                                       |
| CTVSP            | : συντελεστής τεχνικού ελαχίστου αντλιών μεταβλητών στροφών                          |
| DELTA            | : συντελεστής ασφαλείας για άντληση  |
| DEN              | : πυκνότητα νερού  |
| DEPRES           | : Περίοδος απόσβεσης υβριδικού σταθμού (συνολικό κόστος προς ετήσια έσοδα)           |
| DHF              | : Διόρθωση συντελεστή απωλειών σωλήνωσης ανάλογα με την διακινούμενη παροχή          |
| DHFX             | : Βοηθητική μεταβλητή  |
| DINP             | : Εσωτερική διάμετρος σωλήνα   |
| DPP              | : ωριαία ισχύς άντλησης (για ώρες χαμηλής ζήτησης)                                   |
| DT               | : Χρονικό βήμα προσομοίωσης λειτουργίας του σταθμού (10 min)                         |
| DTT              | : ωριαία ισχύς παραγωγής υδροστροβίλων υβριδικού                                     |
| DZHN             | : Ονομαστική ύψος υδροστροβίλων  |
| DZMEAN           | : μέση διαφορά στάθμης άνω και κάτω ταμιευτήρα                                       |
| DZMIN            | : ελάχιστη διαφορά στάθμης άνω και κάτω ταμιευτήρα                                   |
| DZPN             | : Ονομαστικό ύψος αντλιών  |
| DZVOLR           | : Διαφορά μέγιστης - ελάχιστη στάθμη ταμιευτήρα (μέτρα)                              |
| E24H             | : έσοδα από την υδροστροβιλική παραγωγή ρεύματος                                     |

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ: Λίστα μεταβλητών κώδικα HYPSSOS

|         |   |
|---------|---|
| E24P    | : έξοδα για άντληση   |
| E24T    | : συνολικά έσοδα  |
| E24TOT  | : συνολικά έσοδα λαμβάνοντας υπόψη και την αποθηκευμένη ενέργεια στον ταμιευτήρα                      |
| E24W    | : έσοδα από την παραγωγή ρεύματος από τα αιολικό πάρκο  |
| EADD    | : ημερήσια επιπλέον ενέργεια που πρέπει να αντληθεί (δήλωση φορτίου)                                  |
| EAVAIL  | : Διαθέσιμη ενέργεια στον ταμιευτήρα στην αρχή της ημέρας   |
| EESTIM  | : Συνολική ενέργεια που προβλέπεται να μπορεί να παραχθεί την επόμενη ημέρα (+πρόβλεψη ΑΠΕ παραγωγής) |
| EGLOS   | : ενεργεια που χάνουμε ανά δεκάλεπτο λόγω απωλειών στη γεννήτρια                                      |
| EGN(N)  | : β.α γεννήτριας όπως προκύπτει με γρ. παρεμβολή για γεννήτριες διαφορετικής ισχύος                   |
| EGXN    | : βαθμός απόδοσης σύγχρονης γεννήτριας  |
| EHGROS  | : Εκτιμώμενος μέσος ολικός βαθμός απόδοσης της παραγωγής των υδροστροβίλων                            |
| EHLOS   | : ενέργεια που χάνουμε ανά δεκάλεπτο λόγω απωλειών στον υδροστρόβιλο                                  |
| EHN(N)  | : β.α στροβίλου όπως προκύπτει με γρ. παρεμβολή για στροβίλους διαφορετικής ισχύος                    |
| EHPRO   | : ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τους υδροστροβίλους ανά δεκάλεπτο                              |
| EHXN(N) | : βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου   |
| EHYBR   | : Συνολική ενέργεια που παράγεται από τον υβριδικό σταθμό ανά δεκάλεπτο                               |
| EKN(N)  | : β.α γεννήτριας όπως προκύπτει με γρ. παρεμβολή για γεννήτριες διαφορετικής ισχύος                   |
| ENEEDS  | : ημερήσια εγγυημένη ενέργεια (kwh) που πρέπει να παραγάγει ο σταθμός                                 |
| ENET    | : ισοζύγιο ενέργειας  |
| ENETF   | : το ισοζύγιο ενέργειας ως ποσοστό της ΑΠΕ παραγωγής  |
| EPABS   | : ενέργεια που απορροφάται για άντληση ανά 10λεπτο (ΑΠΕ + από δίκτυο)                                 |
| EPEIS   | : Βοηθητική μεταβλητή (συνολικό έλλειμμα κάλυψης ενέργειας σύμφωνα με την αρχική προσφορά)            |
| EPGROS  | : Εκτιμώμενος μέσος ολικός βαθμός απόδοσης της διαδικασίας άντλησης                                   |
| EPLOS   | : απώλειες ισχύος στις αντλίες ανά 10λεπτο  |
| EPN(N)  | : β.α αντλίας όπως προκύπτει με γρ. παρεμβολή για αντλίες διαφορετικής ισχύος                         |
| EPROTOT | : ενέργεια από ΥΒΣ (στροβίλοι και ΑΠΕ του ΥΒΣ στο δίκτυο)   |
| EPROVI  | : ημερήσια προσφερόμενη ενέργεια  |
| EPROVMX | : μέγιστη διαθέσιμη παραγωγή (ταμιευτήρας γεμάτος)  |
| EPURCH  | : ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο για άντληση ανά 10λεπτο                                       |
| EPXNV   | : βαθμός απόδοσης άντλησης με αντλίες μεταβλητών στροφών  |
| EQCONS  | : Υδραυλική ενέργεια του ταμιευτήρα που καταναλώνεται από τους υδροστροβίλους ανά δεκάλεπτο           |
| EQHX    | : βαθμός απόδοσης για παροχή QHX  |
| EQSTOR  | : Υδραυλική ενέργεια που αποθηκεύεται με άντληση στον ταμιευτήρα ανά δεκάλεπτο                        |
| ERESER  | : συσχετισμός αποθηκευμένης ενέργειας στον ταμιευτήρα και πιθανών εσόδων από αυτή                     |
| ESCHED  | : ημερήσια ενέργεια που πρέπει να προσφέρει το υβριδικό   |
| ESUM    | : ημερήσια συνολική ισχύς άντλησης/υβριδικού  |
| EWDROP  | : σύνολο της αιολικής παραγωγής που μένει ανεκμετάλλευτη και απορρίπτεται                             |
| EWLOS   | : Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια δηλ αιολική που δεν μπορεί να γίνει άντληση ή να σταλεί στο δίκτυο   |
| EWPRO1  | : σύνολο της αιολικής παραγωγής που διοχετεύεται για άντληση  |
| EWPRO2  | : σύνολο της αιολικής παραγωγής που διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο                                 |
| FACTOR  | : συντελεστής διόρθωσης παροχής, υπολογίζουμε διορθωμένο QPX  |
| FLOAD   | : ποσοστό φόρτισης υδροστροβίλου  |
| FPPX    | : συντελεστής πλήρωσης ταμιευτήρα (FPPX=0 για max στάθμη)   |
| FPPZ    | : συντελεστής πλήρωσης ταμιευτήρα (FPPZ=0 για άδειο ταμιευτήρα)                                       |

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ: Λίστα μεταβλητών κώδικα HYPSON

|                |  |
|----------------|--|
| G              | : επιτάχυνση της βαρύτητας   |
| GAMA           | : Εκτίμηση ποσοστού πραγματικής προς προβλεπόμενη αιολική παραγωγή την επόμενη ημέρα                           |
| GREAT          | : μια τυχαία πολύ μεγάλη τιμή  |
| II             | : η ώρα του χρόνου   |
| IIX            | : η ώρα του χρόνου στην οποία βρισκόμαστε κάθε στιγμή  |
| IPIPES         | : αριθμός σωλήνων  |
| IPOPE(N)       | : αριθμός που μας δείχνει την κατάσταση της αντλίας N: 1 = λειτουργεί, 0 = δεν λειτουργεί                      |
| ITOPE(N)       | : αριθμός που μας δείχνει την κατάσταση του υδροστροβίλου N: 1 = ενταγμένος, 0 = μη-ενταγμένος                 |
| IVOL           | : ένδειξη γεμάτος/άδειος ταμιευτήρας (1/-1)  |
| IVSP(N)        | : δείκτης αν αντλία είναι μεταβλητών στροφών   |
| IWEEK1, IWEEK2 | : Βοηθητικές μεταβλητές για εκτύπωση αποτελεσμάτων σε συγκεκριμένες εβδομάδες                                  |
| LDAYS          | : αριθμός ημερών που γίνεται η προσωμοίωση   |
| LENP           | : μήκος σωλήνα   |
| LPSTAR         | : έναρξη ωρών χαμηλής ζήτησης που επιτρέπεται η άντληση από το δίκτυο  |
| LPSTOP         | : λήξη ωρών χαμηλής ζήτησης  |
| M              | : δείχνει σε ποιο δεκάλεπτο της ημέρας βρισκόμαστε   |
| MBASE          | : αριθμός μονάδων βάσης  |
| MBSF(M)        | : σειρά φόρτισης μονάδων βάσης   |
| MENTA(M,I)     | : σειρά ένταξης μονάδων βάσης κάθε ημέρα του έτους   |
| NEPEIS         | : Βοηθητική μεταβλητή (αριθμός συμβάντων μη-κάλυψης της προσφοράς ενέργειας)=EPEISIS                           |
| NFSTOP         | : Αριθμός αντλιών που βρίσκονται σε φάση αναμονής για επανεκκίνηση (1 ώρα)/(δεν μπορούν να λειτουργήσουν)      |
| NLGE           | : αριθμός σημείων στο διάγραμμα αδιάστατου φορτίου-βαθμού απόδοσης σύγχρονες γεννήτριας                        |
| NPARAM         | : δείκτης επιλογής για παραμετρική εκτέλεση του κώδικα (1-όγκος ταμιευτήρα, 2-ισχύς αιολικών, 3-ισχύς αντλιών) |
| NPGE           | : αριθμός διακριτών δεδομένων για σύγχρονες γεννήτριες, στο αρχείο MECHDAT                                     |
| NPLT(NT)       | : αριθμός σημείων στο διάγραμμα αδιάστατης παροχής-βαθμού απόδοσης υδροστροβίλου                               |
| NPOPE          | : αριθμός αντλιών που βρίσκονται σε λειτουργία   |
| NPPP           | : αριθμός διακριτών δεδομένων για βαθμό απόδοσης αντλιών, στο αρχείο MECHDAT                                   |
| NPPT(L)        | : αριθμός διακριτών δεδομένων για βαθμό απόδοσης υδροστροβίλων, στο αρχείο MECHDAT                             |
| NPREAD         | : Παράμετρος επιλογής απλών ή αναστρέψιμων αντλιών (1 ή 2)   |
| NPUMPS         | : αριθμός αντλιών  |
| NPUREM         | : πλήθος των αντλιών του αντλιοστασίου που παραμένουν σε λειτουργία  |
| NPYP(N)        | : ένδειξη είδους αντλιών (απλές-αναστρέψιμες)  |
| NRSTA, NREND   | : Αρχή και τέλος επαναλήψεων κατά την παραμετρική εκτέλεση του κώδικα  |
| NTOPER         | : αριθμός των εν λειτουργία υδροστροβίλων  |
| NTREAD         | : Παράμετρος επιλογής τύπου υδροστροβίλων (1-Pelton, 2-Francis reversible, 3-Francis)                          |
| NTURBS         | : αριθμός στροβίλων  |
| NTUREM         | : Πλήθος υδροστροβίλων που παραμένουν διαθέσιμοι (π.χ. σε περίπτωση αναστρέψιμων μηχανών)                      |
| NTYP(N)        | : δείκτης για είδος υδροστροβίλου (Pelton-Francis)   |
| NVSP           | : Επιλογή τύπου αντλιών (0-σταθερών, 1-μεταβλητών στροφών)   |
| NWGEN          | : αριθμός ανεμογεννητριών  |
| PAPOM          | : ισχύς απομείωσης   |
| PAPOMT         | : μέγεθος που συσχετίζει την ισχύ απομείωσης με την στάθμη του ταμιευτήρα                                      |
| PAPOMX         | : βοηθητική μεταβλητή  |
| PAXP           | : παχος σωλήνα   |

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ: Λίστα μεταβλητών κώδικα HYPSSOS

|               |  |
|---------------|--|
| PBOT(I0,I1)   | : τεχνικό ελάχιστο μονάδων βάσης   |
| PDI           | : =PDIMN(L) τελική ωριαία ζητούμενη ισχύς άντλησης από το δίκτυο (για ώρες χαμηλής ζήτησης)              |
| PDIMN(L)      | : τελική ωριαία ισχύς άντλησης (για ώρες χαμηλής ζήτησης)  |
| PEI           | : =PEIMN(L) Τελική ωριαία προσφορά ισχύος του υβριδικού σταθμού (χωρίς απομείωση)                        |
| PEIMN(L)      | : τελική ωριαία προσφορά ισχύος υβριδικού  |
| PGAP1 - PGAP2 | : περιοχή ισχύος που δε μπορεί να απορροφηθεί από το αντλιοστάσιο (λόγω τεχνικών ελαχίστων αντλιών)      |
| PGLOSX        | : απώλειες ισχύος στη γεννήτρια  |
| PHCT          | : τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλου   |
| PHCT50        | : τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλου με συντελεστή τεχν.ελαχ 50%   |
| PHCTMIN       | : Τελικό τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλου  |
| PHIGH         | : μέγιστη ωριαία τιμή ζητούμενου φορτίου (προβλεπόμενου) στο δίκτυο για συγκεκριμένη μέρα                |
| PHLOSX        | : απώλειες ισχύος στον υδροστροβίλο  |
| PHLP          | : ωριαίες 'κορυφές' ζήτησης φορτίου, πάνω από την γραμμή εγγυημένης ισχύος                               |
| PHN           | : ονομαστική ισχύς υδροστροβίλου   |
| PHNAL         | : Συνολική ονομαστική ισχύς ενταγμένων υδροστροβίλων   |
| PHX           | : η ισχύς που τελικά δίνει ο υδροστροβίλος του υβριδικού σταθμού κάθε ώρα (μετα την απομείωση)           |
| PHXN(N)       | : η τελική ισχύς λειτουργίας υδροστροβίλου N   |
| PI            | : π  |
| PLIM1, PLIM2  | : Βοηθητικές μεταβλητές  |
| PLIMIT        | : Γραμμή εγγυημένης ισχύος, πάνω από την οποία η ζήτηση καλύπτεται από τον υβριδικό σταθμό               |
| PLOAD(I0,I1)  | : φορτίο νησιού για κάθε ώρα του χρόνου  |
| PLOW          | : ημερήσια ελάχιστη τιμή (εκτιμώμενης) ζήτησης φορτίου στο δίκτυο (εμφανίζεται τις ώρες χαμηλής ζήτησης) |
| PPBAS         | : παραγωγή από θερμικές μονάδες βάσης για κάθε ώρα (από τα δεδομένα του αρχείου ISLAND.DAT)              |
| PPBAS         | : ισχύς που καλύπτεται από τις μον.βάσης μετά την ενταξη του υβριδικού (MW) (στο αρχείο gridafter)       |
| PPINST        | : εγκατεστημένη ισχύς αντλιών  |
| PPLOSX        | : απώλειες ισχύος στις αντλίες   |
| PPMAX         | : μέγιστη ισχύς αντλιοστασίου  |
| PPMIN         | : ελάχιστη ισχύς αντλιοστασίου   |
| PPN(N)        | : ισχύς αντλιών  |
| PPX           | : η τρέχουσα ισχύς του αντλιοστασίου (δεκαλέπτου)  |
| PPXNV         | : ωριαία ισχύς αντλιοστασίου για αντλίες μεταβλητών στροφών  |
| PSTAR, LPSTAR | : Ώρα έναρξης αγοράς ηλ. Ρεύματος από το δίκτυο για άντληση  |
| PSTOP, LPSTOP | : Ώρα λήξης αγοράς ηλ. Ρεύματος από το δίκτυο για άντληση  |
| PTOP          | : μέγιστο ωριαίο φορτίο του νησιού όλου του έτους  |
| PTREF         | : εγκατεστημένη ισχύς ΥΒΣ  |
| PWNXT(J,I)    | : μέσος όρος παραγωγής ενέργειας ανά 10λεπτο του Αιολικού πάρκου για κάθε ώρα                            |
| PWREST(i)     | : αιολική παραγωγή που δεν περισεύει μετά την πρώτη επιλογή διάθεσής της                                 |
| PWX           | : αιολική παραγωγή που χρησιμοποιείται για άντληση   |
| PWXO          | : ισχύς λειτουργίας Α/Π εκείνη τη στιγμή (ανα 10λεπτο)   |
| PWXP          | : αιολική ενέργεια που πάει κατ'ευθείαν στο δίκτυο   |
| QCONS         | : παροχή νερού που καταναλώνεται στους υδροστροβίλους ανά 10λεπτο  |
| QHN(N)        | : κανονική παροχή στροβίλου  |
| QHX           | : συνολική ωριαία κατανάλωση νερού από τους υδροστροβίλους   |
| QHXN(N)       | : ωριαία κατανάλωση νερού από τον υδροστροβίλο N   |

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ: Λίστα μεταβλητών κώδικα HYPSSOS

|                 |  |
|-----------------|--|
| QPN(N)          | : κανονική παροχή αντλίας  |
| QPVS(N)         | : παροχή της αντλίας μεταβλητών στροφών N για δεδομένο ισχύ  |
| QPX             | : ωριαία παροχή αντλιών  |
| QPXNV           | : ωριαία παροχή αντλιών μεταβλητών στροφών   |
| QSTOR           | : παροχή νερού που αποθηκεύεται με άντληση στον άνω ταμιευτήρα ανά 10λεπτο                           |
| QVDIOR          | : Συντελεστής διόρθωσης παροχής αντλιών μεταβλητών στροφών, λόγω μετατόπισης του σημείου λειτουργίας |
| RELGE           | : βαθμός απόδοσης συναρτήσει του αδιάστατου φορτίου  |
| REPG(I)         | : β.α γεννητριών διαφορετικής ισχύος   |
| REPP(I)         | : β.α αντλιών διαφορετικής ισχύος  |
| RETL            | : βαθμός απόδοσης υδροστροβίλων συναρτήσει της αδιάστατης παροχής                                    |
| RETP            | : β.α στροβίλων διαφορετικής ισχύος  |
| RLGE            | : β.α. σύγχρονης γεννήτριας ως συνάρτηση του φορτίου   |
| RPGE(I)         | : διακριτές τιμές ισχύος γεννητριών στο αρχείο MECHDAT   |
| RPP(I)          | : διακριτές τιμές ισχύος αντλιών στο αρχείο MECHDAT  |
| RPT(L,I)        | : διακριτές τιμές ισχύος υδροστροβίλων στο αρχείο MECHDAT  |
| RQT(NT,I)       | : αδιάστατες τιμές φόρτισης (παροχής) υδροστροβίλων  |
| RRR             | : (συντελεστής επικαιροποίησης;) Return Rate ή προεξοφλητικό επιτόκιο                                |
| RTMT(L)         | : β.α. Υδροστροβίλων ως συνάρτηση του φορτίου (L=1 για Pelton, L=2 Francis, αρχείο MECHDAT)          |
| SMALL           | : μια τυχαία μικρή τιμή  |
| SUM01           | : ετήσιο φορτίο νησιού   |
| SUM02           | : ετήσιο φορτίο νησιού καλυπτόμενο από μονάδες βάσης   |
| SUM03           | : ετήσιο φορτίο νησιού καλυπτόμενο από ΑΠΕ   |
| SUM1            | : συνολικό ετήσιο φορτίο νησιού (MW)   |
| SUM2            | : συνολική ετήσια ισχύς από μονάδες βάσης (MW)   |
| SUM3            | : συνολική ετήσια ισχύς από υβριδικό (MW)  |
| SUM4            | : συνολική ετήσια ισχύς από ΑΠΕ (MW)   |
| SUMPEI          | : σύνολο ενέργειας που παράγει ο υβριδικός σταθμός μετά την απομείωση                                |
| SYN30A          | : ποσοστό επί της 100 της υδροστροβιλικής παραγωγής ως προς την αιολική παραγωγή                     |
| TAFSTOP(N)      | : χρονικό διάστημα που παραμένει κλειστή η αντλία N  |
| TERM            | : Βοηθητική μεταβλητή  |
| TINY            | : Μια τυχαία πάρα πολύ μικρή τιμή (για μη-μηδενισμό παρονομαστών)                                    |
| TRFH            | : τιμολόγηση ηλ. ρεύματος που παράγει ο υδροστροβίλος  |
| TRFP            | : τιμολόγηση αγοράς ηλ. ρεύματος για άντληση   |
| TRFW1           | : τιμολόγηση αιολικής παραγωγής προς το δίκτυο με το σενάριο 1                                       |
| TRFW2           | : τιμολόγηση αιολικής παραγωγής προς το δίκτυο με το σενάριο 2                                       |
| VOLFR           | : ποσοστό πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα  |
| VOLR            | : τρέχων όγκος νερού στον άνω ταμιευτήρα   |
| VOLR0           | : όγκος νερού στον άνω ταμιευτήρα στην αρχή του έτους  |
| VOLRMN          | : ελάχιστος επιτρεπόμενος όγκος νερού ταμιευτήρα   |
| VOLRMX          | : μέγιστος επιτρεπόμενος όγκος νερού ταμιευτήρα  |
| VOLTOT          | : καθαρός όγκος νερού (ωφέλιμη χωρητικότητα ταμιευτήρα)  |
| VONEG           | : άθροισμα αρνητικών όγκων νερού (< VOLRMN) που τυχόν εμφανίζονται κατά την προσομοίωση              |
| WFIRST, WSECOND | : Εκτιμώμενη παραγωγή αιολικών στις πρώτες 12 και στις επόμενες 12 ώρες της ημέρας                   |
| WINDP(I,J,M2)   | : ανά 10λεπτο τιμή ενέργειας που παράγεται εκείνη τη στιγμή από το Α/Π                               |

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ: Λίστα μεταβλητών κώδικα HYPSSOS

|             |  |
|-------------|--|
| WINGEN(M)   | : παραγωγή ενέργειας από κάθε Α/Γ για κάθε 10λεπτο                                 |
| WLO(I0,I1)  | : παραγωγή ενέργειας απο αιολικά εκτός ΥΒΣ για κάθε ώρα του χρόνου                 |
| WLOS24      | : ανεκμετάλλευτη αιολική ενέργεια  |
| WSUM(I)     | : ημερήσιος μ.ο παραγωγής ενέργειας του Α/Π του ΥΒΣ (σύμφωνα με τη χρονοσειρά)     |
| WSUME       | : σύνολο της αιολικής παραγωγής κάθε ημέρα   |
| WSUMTOT     | : Συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας του Α/Π του ΥΒΣ                               |
| WTLOSS      | : απώλειες αιολικών υβριδικού  |
| WTREF       | : εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου  |
| WTSIZE      | : ισχύς της κάθε ανεμογεννήτριας   |
| X, X1       | : βοηθητικές μεταβλητές  |
| XWLO(I0,I1) | : παραγωγή από ΑΠΕ για κάθε ώρα  |
| YEARBCO     | : ετήσια έξοδα προς το κόστος της εγκατάστασης                                     |
| YEARDEP     | : Περίοδος απόσβεσης υβριδικού σταθμού λαμβάνοντας υπόψη το προεξοφλητικό επιτόκιο |
| YHPROD      | : ετήσια υδροστροβιλική παραγωγή   |
| YINCOM      | : ετήσια έσοδα υβριδικού σταθμού   |
| YNEEDS      | : ετήσια εγγυημένη ενέργεια (kwh)  |
| YPURCH      | : ετήσια ενέργεια που αντλείται από δίκτυο   |
| YWLOS       | : ετήσιες απώλειες αιολικής παραγωγής  |
| YWPROD      | : ετήσια αιολική παραγωγή που διοχετεύεται απ' ευθείας στο δίκτυο                  |
| YWPUMP      | : ετήσια αιλική παραγωγή του σταθμού που χρησιμοποιείται για άντληση               |
| YWTOT       | : ετήσια αξιοποιούμενη αιολική παραγωγή  |
| ZADD        | : μεταβολή της στάθμης του ταμιευτήρα (ως προς τη μέση)                            |
| ZPIPE       | : συντελεστής αντίστασης σωλήνα  |
| ZPIPETUR    | : συντελεστής αντίστασης σωλήνα υδροστροβίλου                                      |