



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

**ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ**

**ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΗΣ ΦΙΛΟΣΟΦΙΑΣ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ
ΑΝΤΑΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΠΑΡΟ-ΝΑΞΙΑΣ.**



ΚΛΕΙΑΣΟΥ ΗΛΙΑΝΑ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΑΡΘΟΥΡΟΣ ΖΕΡΒΟΣ

ΑΘΗΝΑ, ΙΟΥΛΙΟΣ 2008

IF...

*If you can dream - and not make dreams your master,
If you can think - and not make thoughts your aim;
 If you can meet with Triumph and Disaster
 And treat those two impostors just the same;
If you can bear to hear the truth you've spoken
 Twisted by knaves to make a trap for fools,
Or watch the things you gave your life to, broken,
And stoop and build 'em up with worn-out tools:*

*If you can talk with crowds and keep your virtue,
Or walk with king - nor lose the common touch,
If neither foes nor loving friends can hurt you;
 If all men count with you, but none too much,
 If you can fill the unforgiving minute
 With sixty seconds' worth of distance run,
Yours is the Earth and everything that's in it,
And - which is more - you'll be a Man, my son!*

Rudyard Kipling

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η εργασία αυτή εντάσσεται στα πλαίσια της ολοκλήρωσης των φοιτητικών σπουδών για την απόκτηση του διπλώματος της σχολής των Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Διεκπεραιώθηκε στον Τομέα Ρευστών της ίδιας σχολής και στα πλαίσια του μαθήματος της «Αιολικής Ενέργειας».

Στο χρονικό διάστημα από την ανάληψη της εργασίας μέχρι την ολοκλήρωσή της, πραγματοποιήθηκε η πρακτική άσκηση στη Ρ.Α.Ε. (μέρος της έκθεσης παρατίθεται στο παράρτημα) και η συμμετοχή στο πρόγραμμα ERASMUS στο Πολυτεχνείο της Βαρκελώνης (E.T.S.E.I.B.), στην Ισπανία.

Για την ολοκλήρωση της εργασίας – η οποία πέρασε από διάφορα στάδια - ήρθα σε επαφή με πολλούς ανθρώπους, τους οποίους και θα ήθελα να ευχαριστήσω.

Πρώτα από όλα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον αναπληρωτή καθηγητή κ. Αρθούρο Ζερβό που μου έδωσε τη δυνατότητα να αναλάβω αυτήν την εργασία. Θα ήθελα να τον ευχαριστήσω επίσης για τη βοήθειά του στη συμμετοχή μου στο πρόγραμμα ERASMUS και για τη συμμετοχή στο Ευρωπαϊκό Συνέδριο και Έκθεση Αιολικής Ενέργειας που πραγματοποιήθηκε τον περασμένο χρόνο (2007) στο Μιλάνο.

Στη συνέχεια θα ήθελα να ευχαριστήσω την κ. Κατερίνα Σάρδη, που ως υπεύθυνη μου κατά την πρακτική άσκηση στη Ρ.Α.Ε. με βοήθησε να έρθω σε πρώτη επαφή με τα ζητήματα της αιολικής ενέργειας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον ισπανό καθηγητή κ. Josep Bordonau για τη βοήθειά του και τη συνεργασία του κατά την εκπόνηση του προγράμματος ERASMUS.

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν σε αυτήν την εργασία προέρχονται από τη ΔΠΝ (Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων) και ευχαριστώ πολύ τον υπεύθυνο του τμήματος που τα έθεσε στη διάθεσή μου. Μετά από έκκλησή του, δε θα αναφερθεί το όνομά του.

Ένα μεγάλο ευχαριστώ θα ήθελα να απευθύνω στο κ. Γιώργο Μπέτζιο, ο οποίος αποτέλεσε πηγή έμπνευσης για εμένα κατά την εκπόνηση της εργασίας. Οι ιδέες του και η φιλοσοφία του στον τομέα των αιολικών και των ανανεώσιμων πηγών γενικά αποτέλεσαν εφελκυστικό για να εξετάσω την εργασία με μεγαλύτερο ενδιαφέρον. Η βοήθεια που προσέφερε σε προσωπική επικοινωνία βοήθησε να γίνουν καλύτερα κατανοητές κάποιες σημαντικές παράμετροι για την εργασία.

Για όλο αυτό το διάστημα των σπουδών και της εκπόνησης της διπλωματικής θα ήθελα όχι μόνο να ευχαριστήσω, αλλά και να εκφράσω τη βαθύτατη ευγνωμοσύνη μου στους γονείς μου Κώστα και Λίντα, στον αδελφό μου Νίκο και το θείο μου Άκη που όλα αυτά τα χρόνια ήταν δίπλα μου με κατανόηση (τις περισσότερες φορές!) και πολλή - πολλή αγάπη και με τη συνεισφορά τους μπόρεσα να φτάσω ως εδώ.

Επίσης, εντός σχολής θα ήθελα να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές μου και φίλους Αντρέα Δρακόπουλο, Γιώργο Καπετανάκη, Τζαννέτα Καλογεροπούλου, Πάνο Ζώβα και Ελεάνα Τσίγλη και εκτός σχολής τη φίλη μου Φωτεινή Ζάχου, που ήταν κοντά μου όλον αυτόν τον καιρό, ο καθένας με τον τρόπο του.

Δε θα μπορούσα να παραλείψω εδώ τις φίλες πλέον και συμφοιτήτριες Αθανασία Αραπογιάννη και Ξανθή Σουσώνη οι οποίες βρέθηκαν τη σωστή στιγμή στο σωστό σημείο, ώστε να διανύσουμε μαζί μια πολύ δημιουργική και ευχάριστη περίοδο εντός και εκτός σχολής. Μία εργασία μπορεί να αποκτήσει μεγάλο ενδιαφέρον με την παρουσία τους και ιδιαίτερα στο γραφείο του κ. Γιώργου Κάραλη.

Τελευταίο, αλλά πολύ σημαντικό, άφησα τον κ. Γιώργο Κάραλη που απλά «υπήρχε» εκεί συνεχώς και πάντα με διάθεση να βοηθήσει και να συνεισφέρει όσο περισσότερο μπορούσε σε οποιαδήποτε απορία μου. Θέλω να τον ευχαριστήσω για την αμέριστη συνεργασία του, τη βοήθειά του, τη κατανόησή του στις αμέτρητες ερωτήσεις μου, την ευχάριστη και φιλική του διάθεση σε κάθε στιγμή, την ενθάρρυνσή του και πάνω από όλα για το χρόνο που διέθετε – και ήταν πολύ σημαντικός για αυτόν – κατά τη διάρκεια όλου αυτού του έτους. Είναι δεδομένο πως όχι μόνο αποτελεί έναν πολύ καλό σύμβουλο και «συνεργάτη», αλλά και έναν πολύ καλό φίλο που πλέον μπορώ να του μιλάω στον ενικό. Και όπως είπε και ο ίδιος, το σημαντικό δεν είναι να έχει κανείς καλές διασυνδέσεις, αλλά να έχει φίλους...

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η αιολική ενέργεια είναι αναμφισβήτητα η πηγή ενέργειας που μπορεί να συνεισφέρει στον ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας μας και στη σταδιακή ενεργειακή ανεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα. Το πλούσιο αιολικό δυναμικό στα μη διασυνδεδεμένα αυτόνομα νησιά δημιουργεί τις προϋποθέσεις για ενεργειακή ανεξαρτησία. Αυτό που συμβαίνει τώρα, είναι ότι το υψηλό κόστος στα αυτόνομα νησιά επιβαρύνει τη ΔΕΗ και κατ' επέκταση την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας σε εθνικό επίπεδο.

Σε σχέση με τα αυτόνομα (μη διασυνδεδεμένα) νησιά, η διείσδυση της αιολικής ενέργειας καθορίζεται από τους τεχνικούς περιορισμούς των τοπικών δικτύων. Οι περιορισμοί αυτοί περιλαμβάνουν τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων και το όριο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας που καθορίζεται από τη νομοθεσία. Για αυτούς ακριβώς τους λόγους και λαμβάνοντας υπόψη πως στο σύστημα που θα μελετήσουμε (Παροναξία) δεν υπάρχει το όφελος της γεωγραφικής διασποράς, που θα είχαμε αν αναφερόμασταν σε ένα πολύ μεγαλύτερο σύστημα, εμφανίζεται έντονα στα αυτόνομα συστήματα το φαινόμενο της περικοπής της αιολικής ισχύος από το διαχειριστή του συστήματος. Η παρουσία υβριδικών συστημάτων στα συστήματα αυτά (συνδυασμός αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση) παρουσιάζεται ως ελκυστική λύση για την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, με συνακόλουθο την υψηλότερη συνεισφορά των ανανεώσιμων πηγών στην κάλυψη της ζήτησης. Οι τρόποι με τους οποίους μπορεί να λειτουργήσει ένα τέτοιο σύστημα που αποτελείται από αιολικό πάρκο, υδροστρόβιλο, αντλιοστάσιο, την άνω και την κάτω δεξαμενή και τις σωληνώσεις, ποικίλουν. Και αυτό ακριβώς μελετάται στην παρούσα εργασία.

Έχουν διατυπωθεί διάφορες απόψεις κατά καιρούς για το πώς μπορεί και πρέπει να λειτουργήσει καλύτερα ένα τέτοιο σύστημα. Οι απόψεις αυτές διαφέρουν ακριβώς στον τρόπο λειτουργίας, καθώς υπάρχει διαφορετική οπτική για την κάλυψη των αναγκών της ζήτησης και τους σκοπούς του έργου.

Η νήσος της Ίου που ανήκει στο ενεργειακό σύμπλεγμα της Παροναξίας επιλέχθηκε για τη μελέτη ενός μικρού αυτόνομου συστήματος. Για αυτό το σύστημα εξετάστηκαν και αξιολογήθηκαν διαφορετικές φιλοσοφίες λειτουργίας (σενάρια). Με τη χρήση κοινού εργαλείου προσομοίωσης προκύπτουν συγκρίσιμα αποτελέσματα ενδεικτικά για την κάθε περίπτωση.

Στόχος της παρούσας εργασίας είναι η σύγκριση αυτών των σεναρίων, όπου βέβαια αυτό είναι δυνατό ` σύγκριση στον τρόπο και τις αρχές λειτουργίας, στη συμμετοχή των συμβατικών πηγών και των ανανεώσιμων πηγών στην κάλυψη της ζήτησης, στη μεταβολή της τιμής της παραγόμενης ενέργειας πριν και μετά την εφαρμογή των σεναρίων, στη διαθεσιμότητα της ενέργειας σε δεδομένες στιγμές, στην παροχή εγγυημένης ισχύος και στο βαθμό αξιοπιστίας.

Οι απόψεις αυτές ακούγονται συχνά και προέρχονται από διαφορετικούς τομείς. Κάθε πρόταση που υπάρχει μέχρι τώρα και κάθε πρόταση που μπορεί να γίνει στο μέλλον είναι ευπρόσδεκτη και δείχνει το ενδιαφέρον που υπάρχει κιόλας στον τομέα των ανανεώσιμων. Αλλά αυτό που χρειάζεται τώρα είναι η αποτίμηση, ή η προσπάθεια αποτίμησης τουλάχιστον, των απόψεων με σκοπό να ξεκαθαρίσουν λίγο τα δεδομένα και να μην υπάρχουν απλά απόψεις που τελικά δεν ξέρουμε τι χρηστικότητα έχουν στο εκάστοτε ενεργειακό αυτόνομο σύστημα. Κρίνεται λοιπόν σκόπιμο να εξεταστούν αυτά τα σενάρια και να προκύψουν αποτελέσματα και συμπεράσματα που θα συμβάλλουν στη λήψη αποφάσεων σε σχέση με την ένταξη υβριδικών συστημάτων στα αυτόνομα ελληνικά συστήματα. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν είναι οικονομικά, τεχνικά – και συνακόλουθα - και περιβαλλοντικά. Σε καμία περίπτωση δεν πρέπει να ξεχνάμε τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που πλέον και με τη συνθήκη του Κιότο μετατρέπονται σε οικονομική επιβάρυνση. Ίσως τώρα με αυτόν τον τρόπο να νοιαστούμε περισσότερο για το περιβάλλον...

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Τα υβριδικά συστήματα αποτελούν μία εναλλακτική προσέγγιση για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών στο ηλεκτρικό δίκτυο. Οι περιορισμοί που θέτονται από το ίδιο το ηλεκτρικό σύστημα και τη νομοθεσία, λειτουργούν άλλες φορές ως εμπόδιο και άλλες φορές ως αρωγός για τη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών και την κάλυψη της ζήτησης από αυτές. Αυτό όμως που είναι σίγουρο, είναι πως η αιολική ενέργεια, όπως και κάθε άλλη ανανεώσιμη πηγή, με τη διαφορετική τεχνολογία που επιβάλλει η χρήση της, καλείται να συμβάλλει με τον καλύτερο δυνατό τρόπο στην κάλυψη της ζήτησης. Οι ανανεώσιμες πηγές βρίσκονται με αυτόν τον τρόπο από την αρχή σε μειονεκτική θέση, αλλά με τα πλεονεκτήματα που προσφέρουν συνολικά μπορούν να αντισταθμίσουν και να συναγωνιστούν επάξια την παγιωμένη και καθιερωμένη συμβατική παραγωγή.

Στην παρούσα εργασία επιχειρείται να μελετηθεί η λειτουργία ενός υβριδικού συστήματος που εκμεταλλεύεται την αιολική ενέργεια με τη χρήση αντλιοσταμίου στο σύστημα της Παροναξίας, στο νησί της Ίου. Το υβριδικό αυτό σύστημα αποτελείται από αιολικό πάρκο, υδροστρόβιλο, αντλιοστάσιο, δύο δεξαμενές για την ανακύκλωση του νερού και σωληνώσεις.

Υπάρχουν διάφορες προτάσεις που ακούγονται κατά καιρούς για τον τρόπο λειτουργίας ενός τέτοιου υβριδικού συστήματος και διαφέρουν μεταξύ τους, άλλες περισσότερο και άλλες λιγότερο.

Στόχος αυτής της εργασίας είναι η εξέταση αυτών των προτάσεων για τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος και η σύγκριση των αποτελεσμάτων. Μέχρι τώρα, επικρατεί η αντίληψη πως οι προτάσεις αυτές – σενάρια, όπως αναφέρονται στο κείμενο – αντιπροσωπεύουν διαφορετική φιλοσοφία και τρόπο λειτουργίας μέσα στο ηλεκτρικό σύστημα. Για αυτό το λόγο κρίθηκε σκόπιμο να εξεταστεί αν όντως ισχύει αυτή η θεώρηση.

Τα σενάρια που μελετώνται στηρίχθηκαν σε μελέτες που ήδη είχαν πραγματοποιηθεί από τους κ. Γ.Κάραλη, κ. Γ.Μπέτζιο, και κ. Δ.Παπαντώνη. Από

αυτές τις μελέτες προέκυψαν τα πρώτα τέσσερα βασικά σενάρια λειτουργίας και εξελίσσοντας αυτά, προέκυψαν ακόμα τέσσερα που επίσης εξετάζονται εδώ. Για την αξιολόγηση των σεναρίων έγινε εξαρχής προσομοίωση με χρήση κοινών δεδομένων, έτσι ώστε τα αποτελέσματα να είναι συγκρίσιμα.

Ξεκινώντας με την παρουσίαση του νομοθετικού πλαισίου που διέπει την εγκατάσταση, διαχείριση, λειτουργία και τιμολόγηση των υβριδικών συστημάτων (Κεφάλαιο 1), ακολουθεί μία σύντομη περιγραφή της ενεργειακής κατάστασης στο σύστημα της Παροναξίας (Κεφάλαιο 2). Παρουσιάζονται τα στοιχεία που περιγράφουν τον αυτόνομο (συμβατικό) σταθμό παραγωγής που βρίσκεται στην Πάρο, την ηλεκτρική διασύνδεση που μεταφέρει την παραγόμενη ενέργεια στα νησιά, τα ήδη υπάρχοντα αιολικά πάρκα, οι ανάγκες του συστήματος σε ηλεκτρική ενέργεια και νερό και οι ήδη υπάρχουσες λιμνοδεξαμενές και φράγματα στο σύστημα της Παροναξίας.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα βασικά σενάρια που πρόκειται να μελετηθούν - οι βασικές αρχές που τα διέπουν και οι αρχές λειτουργίας τους (Κεφάλαιο 3). Αυτά τα σενάρια είναι η βάση από την οποία προκύπτουν τα υπόλοιπα τα οποία, είτε είναι μίξη των βασικών σεναρίων, είτε «βελτιωμένη» έκφρασή τους, με βάση τα αποτελέσματα των αρχικών προσομοιώσεων.

Ακολουθεί μια αναφορά στο υπολογιστικό εργαλείο «WPS_simulation», που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο αιολικής ενέργειας, του τομέα Ρευστών της σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών (Κάραλης, 2008) και χρησιμοποιήθηκε για την προσομοίωση των σεναρίων, μαζί με τον ορισμό κάποιων χρήσιμων όρων και τις παραδοχές που έγιναν (Κεφάλαιο 4). Η συνοπτική παρουσίασή τους δίνει τις αναγκαίες βάσεις που χρειάζονται για την κατανόηση αυτής της εργασίας.

Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων και η σύγκρισή τους, όταν αυτό είναι δυνατό - εξαιτίας της διαφορετικότητας στη λειτουργία τους, γίνεται στο επόμενο κεφάλαιο (Κεφάλαιο 5).

Το τελευταίο κεφάλαιο (Κεφάλαιο 6) περιέχει κάποιες παρατηρήσεις και τις προτάσεις που προκύπτουν από την όλη μελέτη.

Το παράρτημα που ακολουθεί (Παράρτημα Α) αναφέρεται στη μεταβλητότητα της αιολικής ενέργειας, στις μεθόδους πρόβλεψης των ανεμολογικών στοιχείων και αποτελεί μέρος της έκθεσης που συντάχθηκε στα πλαίσια της πρακτικής άσκησης στη Ρ.Α.Ε.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΡΟΛΟΓΟΣ.....	3
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	5
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	7
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ.....	10
ΠΙΝΑΚΕΣ	13
ΣΧΗΜΑΤΑ.....	15
ΠΙΝΑΚΑΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ	16
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ.....	17
1.1. ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΑ	17
1.2. ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ.	20
1.2.1. Βασικές Ρυθμίσεις του Νόμου 3468/2006 για τα Υβριδικά Συστήματα – Ορισμοί. .	20
1.2.2. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	20
1.2.3. Διαχείριση.....	22
1.2.4. Όροι Σύμβασης και Τιμολόγηση.....	22
1.3. ΕΡΜΗΝΕΙΑ ΚΑΙ ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ.....	29
1.4. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΘΕΩΡΗΣΗ.....	33
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΠΑΡΟΝΑΞΙΑΣ	34
2.1. ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΠΡΟΫΠΑΡΧΟΝΤΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΠΑΡΟΝΑΞΙΑΣ.	34
2.2. Ο ΑΥΤΟΝΟΜΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΙ ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ.	38
2.3. ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΠΑΡΟΝΑΞΙΑΣ.	42
2.4. ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ.	44
2.5. Η ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ ΤΟΥ ΝΗΣΙΟΥ	46
2.6. Η ΥΠΑΡΧΟΥΣΑ ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΣΤΗΝ ΙΟ.....	51

2.7. ΟΙ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΝΗΣΙΟΥ ΤΗΣ ΙΟΥ ΣΕ ΝΕΡΟ	54
2.8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ	55
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ	56
3.1. ΣΕΝΑΡΙΟ 1 - ΠΡΟΤΑΣΗ Γ.ΜΠΕΤΖΙΟΥ	58
3.2. ΣΕΝΑΡΙΟ 2 - ΠΡΟΤΑΣΗ Γ.ΚΑΡΑΛΗ.....	64
3.3. ΣΕΝΑΡΙΟ 3 - ΠΡΟΤΑΣΗ Δ.ΠΑΠΑΝΤΩΝΗ.....	67
3.4. ΣΕΝΑΡΙΟ 4 - ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ 2 ^{ΟΥ} & 3 ^{ΟΥ} ΣΕΝΑΡΙΟΥ	70
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ	73
4.1. ΤΟ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟ ΕΡΓΑΛΕΙΟ	73
4.2. ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	73
4.3. ΧΡΗΣΙΜΟΙ ΟΡΟΙ ΜΕ ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ	73
4.4. ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	75
4.5. ΣΧΕΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗΝ ΕΝΤΑΣΗ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΤΗΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ.....	77
4.6. ΑΡΧΙΚΟΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ.....	78
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 : ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ.....	79
5.1. ΚΑΤΗΓΟΡΙΟΠΟΙΗΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΑ ΜΕΓΕΘΗ	79
5.2. ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΟΥ ΠΡΩΤΟΥ ΣΕΝΑΡΙΟΥ.	81
5.2.1. Πρώτο σενάριο εγκατεστημένης ισχύος 8MW - 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα – Διπλή σωλήνωση.....	81
5.2.2. Πρώτο σενάριο εγκατεστημένης ισχύος 32MW - 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα – Μονή σωλήνωση.....	84
5.2.3. Πρώτο σενάριο εγκατεστημένης ισχύος 32MW – 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα – Διπλή σωλήνωση.....	86
5.2.4. Σύγκριση περιπτώσεων σεναρίου μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος. 89	
5.3 ΣΕΝΑΡΙΑ ΜΕ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ 8MW ΚΑΙ ΣΤΡΟΒΙΛΟΥ 8MW.	93
5.3.1. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος.	93
5.3.2. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες.....	95
5.3.3. Σενάριο σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης. 97	
5.3.4. Σύγκριση σεναρίων με εγκατεστημένη ισχύ αιολικού πάρκου 8MW και στροβίλου 8MW.....	99
5.4. ΣΕΝΑΡΙΑ ΠΟΥ ΕΠΙΤΥΓΧΑΝΟΥΝ ΒΑΘΜΟ ΕΠΙΤΕΥΞΗΣ SET-POINT ΣΤΡΟΒΙΛΟΥ 100%.	102

5.4.1. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος και βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.	102
5.4.2. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες με μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ στροβίλου (8,4 MW).	104
5.4.3. Σύγκριση σεναρίων που επιτυγχάνουν βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.	106
5.5 ΕΞΕΤΑΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ	109
5.5.1. Βαθμός επίτευξης set-point του στροβίλου.	109
5.5.2. Ποσοστό αιολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται.	110
5.5.3. Συνεισφορά στροβίλου.	110
5.5.4. Συνεισφορά υβριδικού.	111
5.5.5. Συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ.	112
5.5.6. Μέρος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο.	113
5.5.7. Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στροβίλο.	113
5.5.8. Απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου.	114
5.5.9. Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του στροβίλου.	115
5.5.10. Βαθμός απόδοσης.	115
5.5.11. Κόστος παραγόμενης ενέργειας υβριδικού συστήματος.	117
5.5.12. Κόστος παραγόμενης ενέργειας στροβίλου.	118
5.5.13. Κόστος παραγόμενης ενέργειας του ηλεκτρικού συστήματος μετά την ένταξη του υβριδικού συστήματος.	118
5.5.14. Ανηγμένο κόστος του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού.	119
5.5.15. Ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών.	119
5.5.16. Παραγόμενο νερό.	120
5.5.17. Στοιχεία εσόδων και εξόδων.	121
5.5.18. IRR και PBP.	126
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ & ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ	127
6.1. ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ	127
6.2. ΕΠΙΛΟΓΟΣ	130
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΜΕΤΑΒΛΗΤΟΤΗΤΑ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	132
A.1. ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΚΑΙ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΜΕΤΑΒΟΛΕΣ	132
A.2. ΠΡΟΒΛΕΨΗ	137
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	141

ΠΙΝΑΚΕΣ

Πίνακας 1.1. Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για το έτος 2006.	27
Πίνακας 1.2. Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για το έτος 2007.	28
Πίνακας 2.1. Στοιχεία κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα της Παροναζίας από συμβατικές μονάδες για το έτος 2005.	36
Πίνακας 2.2. Σειρά ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας στο σύστημα της Παροναζίας.	38
Πίνακας 2.3. Χαρακτηριστικά μονάδων του ΑΣΠ Πάρου.	38
Πίνακας 2.4. Εκπομπές CO ₂ των σταθμών του ΑΣΠ Πάρου που διαθέτουν άδεια εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου.	40
Πίνακας 2.5. Υφιστάμενες υποβρύχιες διασυνδέσεις στο σύστημα της Παροναζίας.	42
Πίνακας 2.6. Τεχνικά στοιχεία υποβρύχιων καλωδίων διασύνδεσης.	42
Πίνακας 2.7. Αιολικά πάρκα στο σύστημα της Παροναζίας.	44
Πίνακας 2.8. Διατεθείσα ενέργεια (kWh) έτους 2006 από ΑΠΕ.	44
Πίνακας 2.9. Διαχρονική εξέλιξη της αιχμής της ζήτησης και της παραγωγής.	50
Πίνακας 3.1. Χαρακτηριστικά των εξεταζόμενων σεναρίων για τη λειτουργία υβριδικού συστήματος σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα.	72
Πίνακας 4.1. Συγκεντρωτικά στοιχεία εκτίμησης του κόστους παραγόμενης ενέργειας και του καυσίμου.	76
Πίνακας 5.1. Συνοπτική παρουσίαση των σεναρίων.	79
Πίνακας 5.2. Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με 8MW και 8MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και διπλή σωλήνωση.	82
Πίνακας 5.3. Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με 32MW και 8MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και μονή σωλήνωση.	84
Πίνακας 5.4. Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με 32MW και 8MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και διπλή σωλήνωση.	86
Πίνακας 5.5. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα για τις περιπτώσεις του πρώτου σεναρίου.	91
Πίνακας 5.6. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος.	93
Πίνακας 5.7. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες.	95
Πίνακας 5.8. Σενάριο σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης.	97
Πίνακας 5.9. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σεναρίων με εγκατεστημένη ισχύ αιολικού πάρκου 8MW και στροβίλου 8MW.	100
Πίνακας 5.10. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος και βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.	102
Πίνακας 5.11. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες με μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ στροβίλου (8,4 MW).	104
Πίνακας 5.12. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σεναρίων που επιτυγχάνουν βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.	107
Πίνακας 5.13. Στοιχεία εσόδων και εξόδων για το σενάριο A.	122
Πίνακας 5.14. Στοιχεία εσόδων και εξόδων για το σενάριο B.	123

<i>Πίνακας 5.15. Στοιχεία εσόδων και εξόδων για το σενάριο Γ.....</i>	<i>124</i>
<i>Πίνακας Α.1. Μοντέλα πρόβλεψης.</i>	<i>140</i>

ΣΧΗΜΑΤΑ

Σχήμα 1.1. Άμεση σύνδεση συστήματος αντλησιοταμίευσης με αιολικά πάρκα.....	18
Σχήμα 1.2. Έμμεση σύνδεση συστήματος αντλησιοταμίευσης με αιολικά πάρκα (μέσω του κεντρικού δικτύου).	18
Σχήμα 2.1. Σύστημα Παροναζίας.	35
Σχήμα 2.2. Παρουσίαση αιολικού δυναμικού στο σύστημα της Παροναζίας.	35
Σχήμα 2.3. Τοπογραφικό διάγραμμα ΑΣΠ Πάρου.....	39
Σχήμα 2.4. Συνολική εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου κατά τη διάρκεια του έτους.	41
Σχήμα 2.5. Ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών της Παροναζίας.	43
Σχήμα 2.6. Καμπύλη διάρκειας φορτίου του ΑΣΠ Πάρου για το έτος 2005.....	47
Σχήμα 2.7. Μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια παραγωγή για το έτος 2005.	47
Σχήμα 2.8. Καμπύλη διάρκειας φορτίου του ΑΣΠ Πάρου για το έτος 2006.....	48
Σχήμα 2.9. Μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια παραγωγή για το έτος 2006.	48
Σχήμα 2.10. Καμπύλη διάρκειας φορτίου του ΑΣΠ Πάρου για το έτος 2007.....	49
Σχήμα 2.11. Μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια παραγωγή για το έτος 2007.	49
Σχήμα 2.12. Άποψη της υπάρχουσας λιμνοδεξαμενής στο νησί της Ίου.....	51
Σχήμα 2.13. Φράγμα Μυλοποτάμου Ίου.	52
Σχήμα 2.14. Λιμνοδεξαμενή Εγγαρών Νάξου.	52
Σχήμα 2.15. Φράγμα Τσικαλαρριού Νάξου.	53
Σχήμα Α.1. Τυπικές μεταβολές στο φορτίο του συστήματος της Μινεσότα με συμμετοχή της αιολικής ενέργειας (11.5% διείσδυση) και χωρίς (UWIG, 2005).	133
Σχήμα Α.2. Παράδειγμα μεταβλητότητας του φορτίου του συστήματος και της αιολικής ενέργειας δύο ημερών του χειμώνα του 2005.....	134
Σχήμα Α.3. Μέγιστες μεταβολές αιολικής ενέργειας σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες.....	134
Σχήμα Α.4. Ωριαία μεταβλητότητα στη Γερμανία με διασπορά και χωρίς.	135
Σχήμα Α.5. Συνδυασμός της αιολικής παραγωγής στην Ευρώπη και τη Β.Αφρική μπορεί να καλύψει την ενεργειακή ζήτηση στην Ευρώπη και τη Νορβηγία.	135
Σχήμα Α.6. Βήματα από τα οποία αποτελείται ένα φυσικό μοντέλο.....	139

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΑ

<i>Διάγραμμα 3.1. Παραγωγή στροβίλου (μπλε χρώμα) με βάση τις ανάγκες του συστήματος και υπολοίπων μονάδων (καφέ χρώμα).</i>	66
<i>Διάγραμμα 3.2. Σταθερή κατανομή παραγωγής στροβίλου (ανεξάρτητη των διακυμάνσεων της ζήτησης).</i>	69
<i>Διάγραμμα 3.3. Παραγωγή στροβίλου (εγγυημένη ισχύς) με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά.</i>	70
<i>Διάγραμμα 5.1. Βαθμός επίτευξης set-point του στροβίλου.</i>	109
<i>Διάγραμμα 5.2. Ποσοστό αιολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται.</i>	110
<i>Διάγραμμα 5.3. Συνεισφορά του στροβίλου.</i>	111
<i>Διάγραμμα 5.4. Συνεισφορά του υβριδικού.</i>	112
<i>Διάγραμμα 5.5. Συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ.</i>	112
<i>Διάγραμμα 5.6. Μέρος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο.</i>	113
<i>Διάγραμμα 5.7. Ο λόγος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στροβίλο.</i>	114
<i>Διάγραμμα 5.8. Απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου.</i>	115
<i>Διάγραμμα 5.9. Συντελεστής εκμεταλλεσιμότητας (capacity factor).</i>	115
<i>Διάγραμμα 5.10. Βαθμός απόδοσης στροβίλου.</i>	116
<i>Διάγραμμα 5.11. Βαθμός απόδοσης αντλιών.</i>	116
<i>Διάγραμμα 5.12. Συνολικός βαθμός απόδοσης.</i>	117
<i>Διάγραμμα 5.13. Κόστος της παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού συστήματος.</i>	117
<i>Διάγραμμα 5.14. Κόστος παραγόμενης ενέργειας του στροβίλου.</i>	118
<i>Διάγραμμα 5.15. Κόστος παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού συστήματος.</i>	118
<i>Διάγραμμα 5.16. Ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου.</i>	119
<i>Διάγραμμα 5.17. Ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών.</i>	120
<i>Διάγραμμα 5.18. Παραγόμενο νερό.</i>	121
<i>Διάγραμμα 5.19. Έσοδα.</i>	125
<i>Διάγραμμα 5.20. Λόγος εσόδων προς κόστος.</i>	125
<i>Διάγραμμα 5.21. Συντελεστής IRR.</i>	126
<i>Διάγραμμα 5.22. Συντελεστής PBP (Pay Back Period).</i>	126

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ

1.1. ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΑ

Στα πλαίσια αυτής της εργασίας μελετώνται τα υβριδικά συστήματα. Ειδικότερα, εξετάζεται ένα υβριδικό σύστημα αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση (αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο). Συγκεκριμένα, το υβριδικό αυτό σύστημα αποτελείται από τα εξής κυρίως μέρη :

1. αιολικό πάρκο,
2. υδροστροβίλο,
3. αντλιοστάσιο,
4. δύο δεξαμενές για την ανακύκλωση του νερού,
5. σωληνώσεις και
6. μονάδα αφαλάτωσης.

Με τον όρο αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο (ΥΗΕ) ή υδροηλεκτρικό έργο αποταμίευσης εννοείται το υδροηλεκτρικό έργο που έχει τη δυνατότητα λειτουργίας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (λειτουργία υδροστροβίλου) καθώς και τη δυνατότητα άντλησης (ή αποταμίευσης) του νερού από τον κάτω ταμιευτήρα στον πάνω. Με την άντληση νερού βελτιώνεται η αξιοποίηση του στροβίλου του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου και της χρησιμοποιούμενης δεξαμενής και εξασφαλίζεται η παροχή εγγυημένης ενέργειας.

Σχετικά με τους τρόπους διασύνδεσης του υβριδικού σταθμού με το ενεργειακό δίκτυο, διακρίνονται δύο βασικές εναλλακτικές περιπτώσεις. Στην πρώτη περίπτωση, που χαρακτηρίζεται ως άμεση σύνδεση, το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό συνδέεται με τα αιολικά πάρκα που θα συνεισφέρουν στην άντληση με γραμμή μεταφοράς ανεξάρτητη του δικτύου. Η δεύτερη περίπτωση που χαρακτηρίζεται ως έμμεση σύνδεση, θεωρεί ότι το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό συνδέεται με τα αιολικά του πάρκα μέσω του κεντρικού δικτύου (Γ. Κάραλης, 2008).

Σε αυτό το σημείο κρίνεται σκόπιμο να παρουσιαστούν συνοπτικά οι τρόποι σύνδεσης της μονάδας αντλησιοταμίευσης με τα αιολικά πάρκα εντός του υβριδικού συστήματος για να γίνουν πιο κατανοητά τα μεγέθη της ενέργειας που εξετάζονται.

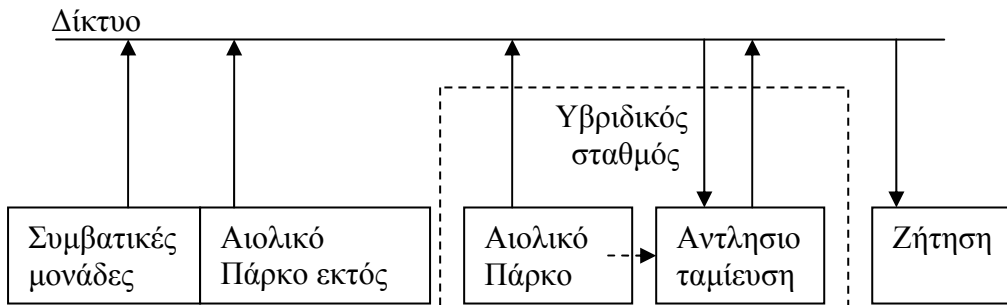
Άμεση σύνδεση της μονάδας αντλησιοταμίευσης με τα αιολικά πάρκα.

Η περίπτωση της άμεσης σύνδεσης μπορεί να συναντηθεί μονάχα σε νησιά μικρού ή το πολύ μεσαίου μεγέθους. Σε κάθε περίπτωση η απόσταση μεταξύ των αιολικών πάρκων και της μονάδας αντλησιοταμίευσης είναι αυτή που κάνει την ανεξάρτητη σύνδεση εφικτή ή ανέφικτη. Σε μεγάλου μεγέθους νησί, η σύνδεση αυτή είναι αμφίβολο αν μπορεί να πραγματοποιηθεί λόγω απόστασης, κόστους διασύνδεσης και τοπικών αντιδράσεων για τις γραμμές μεταφοράς. Επιπλέον, είναι φανερό ότι η χωροθέτηση των αιολικών πάρκων, εξυπηρετεί άλλους σκοπούς από αυτούς της χωροθέτησης του συστήματος αποθήκευσης (αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό), και είναι πιθανό οι θέσεις των πρώτων να διαφέρουν και να απέχουν σημαντικά από τη

θέση του δεύτερου, καθιστώντας προβληματική και δαπανηρή την άμεση σύνδεση τους μέσω ιδιωτικού δικτύου.

Η ύπαρξη άμεσης ανεξάρτητης σύνδεσης δίνει τη δυνατότητα στα αιολικά πάρκα να παρέχουν την απορριπτόμενη αιολική ισχύ στο αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό. Εάν από τον σχεδιασμό του συστήματος προβλέπεται συμπληρωματικά η χρήση ισχύος από το δίκτυο και συνεπώς υπάρχει και διασύνδεση μεταξύ μονάδας αντλησιοταμίευσης και κεντρικού δικτύου, τότε σε περίπτωση απώλειας των αιολικών οι αντλίες θα συνεχίσουν να λειτουργούν τραβώντας ισχύ από το κυρίως δίκτυο. Για να μην συμβεί αυτό χρειάζεται ένα εξελιγμένο σύστημα ελέγχου της λειτουργίας του συστήματος, το οποίο θα παρακολουθεί και θα προσαρμόζει κάθε στιγμή την κατανάλωση ισχύος των αντλιών, στη διαθέσιμη αιολική ισχύ. Δηλαδή, δεν αποτελεί η επιμέρους διασύνδεση, εγγύηση για την ασφάλεια του συστήματος.

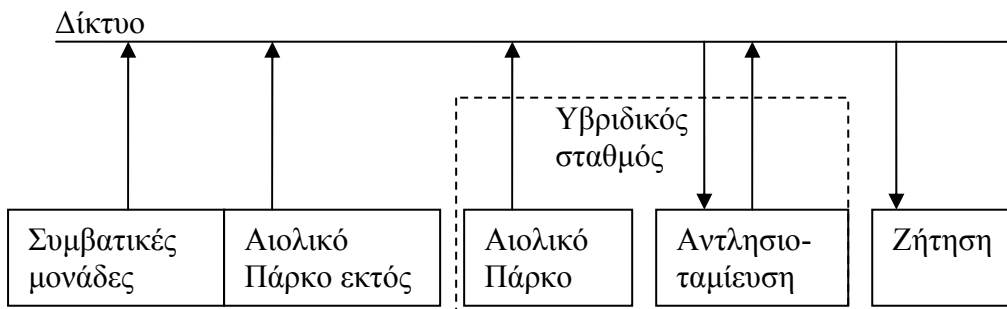
Σχήμα 1.1. Άμεση σύνδεση συστήματος αντλησιοταμίευσης με αιολικά πάρκα.



Έμμεση σύνδεση της μονάδας αντλησιοταμίευσης με τα αιολικά πάρκα.

Η περίπτωση αυτή μπορεί να θεωρηθεί ως πιο γενική και συνηθισμένη και αυτή εξετάζεται στη συγκεκριμένη μελέτη. Σύμφωνα με την έμμεση σύνδεση, υπάρχουν στο νησί εγκατεστημένα αιολικά πάρκα -εκτός υβριδικού- και ο υβριδικός σταθμός, που αποτελείται από τη μονάδα αποθήκευσης (αντλίες, στρόβιλος και δεξαμενές) και αιολικά πάρκα. Τα αιολικά πάρκα εντός υβριδικού, μέσω του κεντρικού ηλεκτρικού δικτύου, μπορούν να δώσουν ενέργεια στις αντλίες ή να καλύψουν μέρος της ζήτησης.

Σχήμα 1.2. Έμμεση σύνδεση συστήματος αντλησιοταμίευσης με αιολικά πάρκα (μέσω του κεντρικού δικτύου).



Οι μονάδες παραγωγής βάσεως, ιδιαίτερα οι μεγάλοι μεγέθους θερμικές μονάδες, δεν έχουν τη δυνατότητα γρήγορης μεταβολής του φορτίου τους, έτσι ώστε η

παραγόμενη από αυτές ηλεκτρική ισχύς να παρακολουθεί την καμπύλη της ζήτησης του ηλεκτρικού δικτύου, η οποία παρουσιάζει έντονες μεταβολές από ώρα σε ώρα και από ημέρα σε ημέρα. Κατά συνέπεια κατά τη διάρκεια μιας ημέρας θα υπάρχουν ώρες κατά τις οποίες η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες βάσεως είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση (π.χ. κατά τις μεταμεσονύκτιες ώρες ή τις αργίες), οπότε με την περίσσεια αυτή του δικτύου πραγματοποιείται η άντληση στα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα. Επίσης υπάρχουν διαστήματα που θα συμβαίνει το αντίθετο - η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή των μονάδων βάσεως, ιδιαίτερα τις ώρες αιχμής. Με αυτόν τον τρόπο, τα αναστρέψιμα ΥΗΕ έχουν διπλό όφελος - απορροφούν την περίσσεια ενέργειας κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης μετατρέποντάς την σε υδραυλική ενέργεια (και η οποία αποθηκεύεται στον άνω ταμιευτήρα) και αποδίδουν στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής την ενέργεια που έχουν αποταμιεύσει ενώ, στις περισσότερες περιπτώσεις, παράγουν και πρωτογενή ενέργεια από την αξιοποίηση των φυσικών εισροών στον άνω ταμιευτήρα.

Συγκεντρωτικά, οι τρόποι με τους οποίους μπορεί να πραγματοποιηθεί η άντληση νερού στην άνω δεξαμενή είναι οι εξής:

- άντληση με χρήση συμβατικής ενέργειας κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης,
- άντληση με χρήση συμβατικής ενέργειας σύμφωνα με την επιπλέον δυναμικότητα των ενταγμένων συμβατικών μονάδων και
- άντληση με χρήση συμβατικής ενέργειας, όποτε χρειαστεί.

Η διαθέσιμη από τις συμβατικές μονάδες για άντληση ισχύς εξαρτάται τελικά αν θα χρησιμοποιηθεί από:

- τη διαθέσιμη αιολική ισχύ για άντληση τη συγκεκριμένη στιγμή, δηλαδή προφανώς η αιολική ισχύς έχει προτεραιότητα στην άντληση,
- την ανάγκη για μετακίνηση νερού από την κάτω στην άνω δεξαμενή, δηλαδή αν η άνω δεξαμενή είναι σχετικά γεμάτη, αποφεύγεται η αγορά ενέργειας από το δίκτυο. Παράλληλα, δίνεται το περιθώριο εάν τις επόμενες ώρες προκύψει διαθέσιμη αιολική ισχύς για άντληση, να μπορεί να χρησιμοποιηθεί. Επομένως εισάγεται ένας έλεγχος που σχετίζεται με τη στάθμη του νερού στην άνω δεξαμενή, και ορίζει κάτω από ποια στάθμη ασφαλείας χρησιμοποιείται η διαθέσιμη από το δίκτυο ισχύς για άντληση.

Η ένταξη συστημάτων αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση, στοχεύει να αυξήσει τη συμβολή της αιολικής ενέργειας σε ένα ενεργειακό σύστημα. Επομένως, ο σχεδιασμός της συνδυασμένης χρήσης αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση πρέπει να στοχεύει:

- στη μείωση του λειτουργικού κόστους,
- στην παροχή εγγυημένης ισχύος και στη βελτίωση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος,
- στη ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος σε επίπεδο δευτερογενούς, ημερήσιου και εβδομαδιαίου ελέγχου και
- στην αύξηση της αιολικής διείσδυσης.

Με το νέο νόμο που θεσπίστηκε για τα υβριδικά ενεργειακά συστήματα και τμήματα του οποίου παρουσιάζονται παρακάτω, επιχειρείται μια προσπάθεια καθορισμού από τη νομοθεσία του τρόπου λειτουργίας, διαχείρισης και τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας των υβριδικών συστημάτων.

1.2. ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ.

1.2.1. Βασικές Ρυθμίσεις του Νόμου 3468/2006 για τα Υβριδικά Συστήματα – Ορισμοί.

Στο νέο νόμο για τις Α.Π.Ε. «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.) και λοιπές διατάξεις» γίνεται για πρώτη φορά αναφορά στα υβριδικά συστήματα.

Σύμφωνα με τους ορισμούς του Άρθρου 2, ορίζεται ως «ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε.» μεταξύ άλλων και «η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από υβριδικούς σταθμούς, κατά το μέρος που η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από Α.Π.Ε.. Στην ενέργεια αυτή περιλαμβάνεται και η ενέργεια που χρησιμοποιείται για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού, εφόσον αυτή παράγεται από Α.Π.Ε., μη συμπεριλαμβανομένης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται στα συστήματα αποθήκευσης του σταθμού.»

Ως «Υβριδικός σταθμός» ορίζεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

- α) Χρησιμοποιεί μία, τουλάχιστον, μορφή Α.Π.Ε.
- β) Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο, σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Ως ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο, κατά το προηγούμενο εδάφιο, ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο από τις μονάδες Α.Π.Ε. του υβριδικού σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, σε ωριαία βάση¹.
- γ) Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού Α.Π.Ε. δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

1.2.2. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.

¹ Για τον υπολογισμό της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού, δεν λαμβάνονται υπόψη οι ώρες λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, κατά τις οποίες ο σταθμός απορρόφησε ηλεκτρική ενέργεια, κατόπιν σχετικής εντολής του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών για τη διασφάλιση της επάρκειας δυναμικού παραγωγής ή της περαιτέρω αξιοποίησης σταθμών Α.Π.Ε. (ΦΕΚ, Αρ. Φύλλου 448, Αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707, Αρθ. 34, 3 Απριλίου 2007).

Σύμφωνα με το Άρθρο 6 σχετικά με την Άδεια Παραγωγής για Υβριδικούς Σταθμούς Α.Π.Ε., «οι αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικούς Σταθμούς συνοδεύονται και από αναλυτική μελέτη στην οποία περιγράφονται ο τρόπος ένταξης και λειτουργίας των υβριδικών σταθμών στο ηλεκτρικό δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, σε ετήσια βάση, η υποχρέωση για εγγυημένη παροχή ισχύος και οι όροι και προϋποθέσεις λειτουργίας τους. Ως εγγυημένη ισχύς νοείται η μέγιστη ηλεκτρική ισχύς που υποχρεούται ο Υβριδικός Σταθμός να διαθέτει στο δίκτυο κατά συγκεκριμένες χρονικές περιόδους. Επιτρέπεται υπέρβαση της μέγιστης ισχύος παραγωγής μέχρι ποσοστού 5%, εφόσον η υπέρβαση αυτή εμφανίζεται σε μικρή συχνότητα. Για τον έλεγχο της υπέρβασης, ως μέγιστη τιμή ισχύος θεωρείται η μέση τιμή ισχύος των μετρήσεων που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια χρονικού διαστήματος δεκαπέντε λεπτών.

Στις υποβαλλόμενες αιτήσεις περιλαμβάνεται και πρόταση τιμολόγησης της διαθεσιμότητας της ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού, της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες αυτές, η οποία απορροφάται από το Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, καθώς και της ηλεκτρικής ενέργειας την οποία απορροφά ο σταθμός από το Δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής του.»

«Η Ρ.Α.Ε., κατά την αξιολόγηση των υποβαλλόμενων αιτήσεων, λαμβάνει υπόψη της και το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του Υβριδικού Σταθμού, σύμφωνα με την υποβαλλόμενη πρόταση, καθώς και τη μείωση, σε ετήσια βάση λειτουργίας του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από συμβατικές μονάδες, λόγω υποκατάστασής της από την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μονάδες Α.Π.Ε.»

«Τα τεχνικά και λοιπά στοιχεία τα οποία είναι απαραίτητα για την εκπόνηση της μελέτης καθορίζονται από τη Ρ.Α.Ε. για κάθε μη Διασυνδεδεμένο Νησί και γνωστοποιούνται, από τον Διαχειριστή του Δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, σε κάθε ενδιαφερόμενο για εγκατάσταση Υβριδικού Σταθμού. Για την προώθηση της εγκατάστασης των Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά και την υποστήριξη των ενδιαφερόμενων, η Ρ.Α.Ε. μπορεί να εκπονει και να θέτει στη διάθεσή τους, ανά διετία, μελέτη στην οποία περιλαμβάνονται οι αναγκαίες πληροφορίες και κάθε χρήσιμο στοιχείο για τις δυνατότητες ανάπτυξης Υβριδικών Σταθμών σε κάθε νησί, οι ενδεικνυόμενες τεχνολογίες, ο τύπος και το μέγεθος των μονάδων που συγκροτούν τον Υβριδικό Σταθμό, με βάση τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού συστήματος, καθώς και το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κάθε Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.»

«Στην άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικούς Σταθμούς περιγράφονται, λεπτομερώς, οι όροι της σύμβασης πώλησης, στο Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τον Υβριδικό Σταθμό, καθώς και οι όροι της απορρόφησης, από το Δίκτυο, της αναγκαίας ηλεκτρικής ενέργειας. Στην άδεια αυτή καθορίζεται, επίσης, η περίοδος κατά την οποία ο σταθμός υποχρεούται να διαθέτει την εγγυημένη ισχύ του.»

«Ο κάτοχος άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικό Σταθμό Α.Π.Ε., εγκατεστημένο σε Μη Διασυνδεδεμένο Νησί, υποχρεούται να πωλεί την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μόνο στο Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων

Νησιών, ο οποίος υποχρεούται, εντός της προθεσμίας που ορίζεται στην άδεια παραγωγής, να συνάπτει τις αναγκαίες συμβάσεις με τον κάτοχο της άδειας.»

1.2.3. Διαχείριση.

Στο Άρθρο 10 καθορίζεται η «Ένταξη σταθμών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά».

«Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ο αρμόδιος Διαχειριστής αυτών υποχρεούται να απορροφά, κατά προτεραιότητα, την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από σταθμό Α.Π.Ε. Παραγωγού ή Αυτοπαραγωγού, καθώς και από τις μονάδες Α.Π.Ε. Υβριδικού Σταθμού και, ακολούθως, το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει Αυτοπαραγωγός από σταθμό Σ.Η.Θ.Υ.Α..

«Ο Διαχειριστής του Δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, κατά την κατανομή του φορτίου, παρέχει προτεραιότητα στη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. Υβριδικού Σταθμού έναντι των άλλων μονάδων Α.Π.Ε., μόνο εφόσον γίνεται αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στη μονάδα παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Στην περίπτωση αυτή, η προτεραιότητα παρέχεται μέχρι του ποσοστού ισχύος που απορροφάται από το Δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του Υβριδικού Σταθμού που είναι συνδεδεμένα με το Δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού. Το ποσοστό αυτό αναγράφεται στην άδεια παραγωγής και για τον προσδιορισμό του λαμβάνεται υπόψη η σχετική εισήγηση του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

«Ο Διαχειριστής του Δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, κατά την κατανομή του φορτίου, παρέχει προτεραιότητα στις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής για την αξιοποίηση της αποθηκευμένης ενέργειας του Υβριδικού Σταθμού, έναντι των συμβατικών μονάδων του ίδιου σταθμού.»

«Οι όροι, οι προϋποθέσεις, η διαδικασία και κάθε αναγκαία λεπτομέρεια για την απορρόφηση της ενέργειας των εγκαταστάσεων παραγωγής από τον Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, κατά τις διατάξεις του παρόντος άρθρου, ορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.»

«Κατά την αξιολόγηση της τεχνικοοικονομικής μελέτης εξετάζεται εάν η λειτουργία του Υβριδικού σταθμού επηρεάζει σημαντικά τη λειτουργία των σταθμών Α.Π.Ε. που είναι συνδεδεμένα στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα και δεν αποτελούν μέρος του Υβριδικού. Σε περίπτωση αξιολόγησης συγκρουόμενων έργων λαμβάνεται υπόψη ο βαθμός ικανοποίησης των αναγκών του συστήματος.»

1.2.4. Όροι Σύμβασης και Τιμολόγηση.

Στο Άρθρο 12 καθορίζονται οι όροι της «Σύμβασης Πώλησης».

«Για την ένταξη σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, περιλαμβανομένου και του Δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, ο Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών υποχρεούται να συνάπτει σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον κάτοχο της άδειας παραγωγής της.»

«Η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Υβριδικούς Σταθμούς ισχύει για είκοσι (20) έτη και μπορεί να παρατείνεται, σύμφωνα με τους όρους της άδειας αυτής, μετά από έγγραφη συμφωνία των μερών, εφόσον ισχύει η σχετική άδεια παραγωγής.»

Στο Άρθρο 13, καθορίζεται η «Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. και από Υβριδικούς Σταθμούς».

1. Για την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος Υβριδικών Σταθμών που συνδέονται στο δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφούν οι σταθμοί αυτοί από το δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, καθώς και της ηλεκτρικής ενέργειας που οι Υβριδικοί Σταθμοί εγχέουν στο δίκτυο αυτό, ισχύουν τα ακόλουθα:

α) Η διαθεσιμότητα ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού που συνδέεται στο Δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, σε ευρώ ανά μεγαβάτ εγγυημένης ισχύος (€/MW). Η εγγυημένη ισχύς, οι χρονικές περίοδοι, καθώς και η τιμή με βάση την οποία τιμολογείται η διαθεσιμότητα ισχύος, καθορίζονται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Για την τιμολόγηση διαθεσιμότητας ισχύος λαμβάνεται υπόψη το εκτιμώμενο κόστος κατασκευής και το σταθερό κόστος λειτουργίας νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού. Το τίμημα που λαμβάνει ο Παραγωγός για τη διαθεσιμότητα των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού δεν μπορεί να υπολείπεται του τιμήματος που καταβάλλεται για τη διαθεσιμότητα των μονάδων του νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, με αντίστοιχη ισχύ. Ως νεοεισερχόμενος συμβατικός σταθμός παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, λαμβάνεται υπόψη ο σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση συμβατικών καυσίμων, που λογίζεται ότι κατασκευάζεται κατά το χρόνο εξέτασης της αίτησης για τη χορήγηση άδειας παραγωγής για Υβριδικό Σταθμό, με σκοπό την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, κατά τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, η διαθεσιμότητα ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού που συνδέεται στο δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, υπολογίζεται ως το 1/12 του αθροίσματος των εξής παραγόντων:

- Της ετήσιας επιβάρυνσης που αντιστοιχεί στην απόσβεση του εκτιμώμενου κεφαλαιουχικού κόστους κατασκευής, λαμβάνοντας υπόψη την εύλογη απόδοση των επενδεδυμένων κεφαλαίων, νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, ισχύος και τεχνολογίας αντίστοιχης με τις ανάγκες του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος του νησιού, και
- Του ετήσιου σταθερού κόστους λειτουργίας του σταθμού αυτού.

Το κόστος κατασκευής και το ετήσιο σταθερό κόστος λειτουργίας λαμβάνονται υπόψη από τη Ρ.Α.Ε., μαζί με τα στοιχεία που γνωστοποιούνται από το Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Για τον υπολογισμό της ετήσιας επιβάρυνσης, ως εύλογη απόδοση των επενδεδυμένων κεφαλαίων θεωρείται η απόδοση επενδυτικού σχεδίου ισοδύναμου κινδύνου και ως χρόνος οικονομικής

ζωής της επένδυσης λαμβάνεται ο εύλογος χρόνος που ο σταθμός θεωρείται λειτουργικός.

Καθόσον καθιερώνεται τίμημα για διαθεσιμότητα εγγυημένης ισχύος, καθιερώνεται επίσης και επιβολή προστίμου για τη συστηματική και καταχρηστική αδυναμία διάθεσης μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος ΥΒΣ στις Ημέρες Κατανομής που απαιτείται από τον αρμόδιο Διαχειριστή. Το επιβαλλόμενο πρόστιμο πρέπει να αντανακλά το κόστος εγκατάστασης πρόσθετου δυναμικού για την εξυπηρέτηση της ζήτησης, το οποίο προκαλείται από τη μη παροχή των εγγυημένων μεγεθών του ΥΒΣ. Η επιβολή τέτοιου προστίμου πρέπει να είναι συμβατή με ανάλογη επιβολή προστίμου και σε συμβατικές ή άλλες ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής για τις οποίες προβλέπεται τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος².

- β) Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού που αξιοποιούν την αποθηκευμένη ενέργεια στο σύστημα αποθήκευσής του και εγχέεται στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Ο καθορισμός αυτός γίνεται με βάση το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκτιμάται ότι έχουν, κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής, οι συμβατικές μονάδες αιχμής του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος για την κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας που ζητείται από το Μη Διασυνδεδεμένο Νησί και η οποία καλύπτεται, εν προκειμένω, από τις ανωτέρω μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού.

Ως συμβατικές μονάδες αιχμής αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι συμβατικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων.

Το κόστος αυτό υπολογίζεται για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέδωσαν στο δίκτυο οι μονάδες αιχμής κατά το προηγούμενο έτος, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

- Καυσίμου,
- Λειτουργίας και συντήρησης και
- Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που υποκαθίσταται από τις μονάδες του Υβριδικού Σταθμού κατά τις ώρες παροχής εγγυημένης ισχύος. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.

Η τιμή που ορίζεται στο πρώτο εδάφιο δεν μπορεί να είναι κατώτερη από την τιμή με την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος

² Διευκρίνιση από τη Ρ.Α.Ε., «Βασικές Αρχές Λειτουργίας, Διαχείρισης & Τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Γενικές Αρχές τιμολόγησης των ΥΒΣ», 2005.

αποθήκευσής του, προσαυξημένη με ποσοστό 25%.

- γ) Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση, ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών μονάδων βάσης κατά το προηγούμενο έτος. Ως συμβατικές μονάδες βάσης αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο του 70% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων. Το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής υπολογίζεται σε ετήσια βάση, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

- Καυσίμου,

- Λειτουργίας και συντήρησης και

- Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που απορροφάται από το Δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του Υβριδικού Σταθμού. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.

- δ) Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που οι μονάδες Α.Π.Ε. Υβριδικού Σταθμού εγχέουν απευθείας στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, τιμολογείται κατά τα οριζόμενα στην παράγραφο 1, ανάλογα με το είδος του σταθμού Α.Π.Ε..

- ε) Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες Α.Π.Ε. του Υβριδικού Σταθμού και εγχέεται απ' ευθείας στο Δίκτυο μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, μπορεί να συμψηφίζεται με την ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο αυτό ο Υβριδικός Σταθμός για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής του. Ο συμψηφισμός αυτός αναγράφεται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού, μετά από σχετικό αίτημα του παραγωγού κατά την έκδοση ή την τροποποίηση της άδειας αυτής. Στην περίπτωση αυτή, η τιμολόγηση των περιπτώσεων 2 και 3, αφορά την ηλεκτρική ενέργεια που υπολογίζεται ότι απορροφάται ή εγχέεται στο Δίκτυο, μετά τον ανωτέρω συμψηφισμό, όπως ρητά αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής.

Οι τιμές με βάση τις οποίες τιμολογούνται, η ηλεκτρική ενέργεια η οποία εγχέεται στο δίκτυο του νησιού από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο του νησιού για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης, καθώς και η διαθεσιμότητα ισχύος των Υβριδικών Σταθμών, είναι ενιαίες για όλους τους Υβριδικούς Σταθμούς που λειτουργούν στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, υπό την προϋπόθεση ότι οι σταθμοί αυτοί χρησιμοποιούν την ίδια τεχνολογία και λειτουργούν με τους ίδιους όρους και περιορισμούς (ΦΕΚ, αρ.φυλ.448, αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707, Απρίλιος 2007).

2. Σε περίπτωση διασύνδεσης του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού με το Σύστημα, εξακολουθούν να ισχύουν οι συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν συναφθεί μεταξύ του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και του

Παραγωγού, χωρίς δυνατότητα παράτασής τους.

3. Με την απόφαση που εκδίδεται κατά την παράγραφο 3 του άρθρου 5, καθορίζονται, η διαδικασία, τα ειδικότερα θέματα και κάθε αναγκαία λεπτομέρεια για τις τιμολογήσεις που γίνονται κατά την παράγραφο 3 του παρόντος άρθρου.

4. Οι τιμές που περιλαμβάνονται στον Πίνακα 1.1 αναπροσαρμόζονται, κάθε έτος, με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης η οποία εκδίδεται μετά από γνώμη της Ρ.Α.Ε. Ως βάση για την αναπροσαρμογή αυτή λαμβάνεται η μεσοσταθμική μεταβολή των εγκεκριμένων τιμολογίων της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού Α.Ε. (Δ.Ε.Η. Α.Ε.). Ως μεσοσταθμική μεταβολή των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., νοείται ο μέσος όρος των επιμέρους εγκεκριμένων μεταβολών, ανά κατηγορία τιμολογίου, όπως ο όρος αυτός σταθμίζεται, ανάλογα με την αντίστοιχη, κατά το είδος της, ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται το προηγούμενο έτος.

Αν δεν απαιτείται έγκριση των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., σύμφωνα με την σχετική κείμενη νομοθεσία, οι τιμές του Πίνακα 1.1 αναπροσαρμόζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης σε ποσοστό 80% του δείκτη των τιμών καταναλωτή, όπως αυτός καθορίζεται από την Τράπεζα της Ελλάδος. Η αναπροσαρμογή αυτή γίνεται με ενιαίο τρόπο και ισχύει για όλες τις τιμές του πίνακα.

5. Με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, μετά από γνώμη της Ρ.Α.Ε., μπορεί να αναπροσαρμόζεται, σε ετήσια βάση, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ή απορροφάται από Υβριδικό Σταθμό Α.Π.Ε. και η τιμή της διαθεσιμότητας ισχύος του σταθμού αυτού, όπως οι τιμές αυτές καθορίζονται στην οικεία άδεια.

Πίνακας 1.1. Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για το έτος 2006.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	73	84,6
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	90	
(γ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ έως δεκαπέντε (15) MWe	73	84,6
(δ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kWpeak, οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνητα ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου	450	500
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kWpeak	400	450
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MWe	250	270
(ζ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MWe	230	250
η) Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια.	73	84,6
(θ) Λοιπές Α.Π.Ε.	73	84,6
(ι) Σ.Η.Θ.Υ.Α.	73	84,6

(πηγή: ΕΦΗΜΕΡΙΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ, νόμος 3468/2006, Ιούνιος 2006)

Με γνωμοδότηση της Ρ.Α.Ε. το έτος 2007 έγινε αναπροσαρμογή των τιμολογίων απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από παραγωγό ή αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού. Οι τιμές παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 1.2. Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για το έτος 2007.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	75,82	87,42
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	92,82	
(γ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ έως δεκαπέντε (15) MWe	75,82	87,42
(δ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kWpeak, οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνη ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου	452,82	502,82
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kWpeak	402,82	452,82
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MWe	252,82	272,82
(ζ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MWe	232,82	252,82
η) Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια.	75,82	87,42
(θ) Λοιπές Α.Π.Ε.	75,82	87,42
(ι) Σ.Η.Θ.Υ.Α.	75,82	87,42

(πηγή: P.A.E., Ιούνιος 2007)

1.3. ΕΡΜΗΝΕΙΑ ΚΑΙ ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ

Παρακάτω τονίζονται τα σημεία που χρήζουν ιδιαίτερης προσοχής.

Αρχικά, παρατηρούμε πως με βάση τη νομοθεσία, η ηλεκτρική ενέργεια πλήρωσης του αποθηκευτικού συστήματος του υβριδικού σταθμού διακρίνεται σε αυτήν που προέρχεται από Α.Π.Ε. και σε αυτήν που προέρχεται από τις συμβατικές μονάδες του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος. Με αυτήν τη διάκριση, επιτρέπεται από τη νομοθεσία η κατανάλωση από το υβριδικό σύστημα ενέργειας που προέρχεται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Η ενέργεια όμως που παράγεται από το στρόβιλο δε θεωρείται ανανεώσιμη παραγωγή, ασχέτως αν το αποθηκευτικό σύστημα χρησιμοποιεί ενέργεια από τις συμβατικές πηγές για την πλήρωσή του ή όχι. Αυτό οδηγεί στο να μην υπολογίζεται η παραγόμενη ενέργεια από το αιολικό πάρκο δύο φορές.

Προϋποθέσεις για τη διαδικασία ανάθεσης και λειτουργίας ενός έργου αποτελούν :

1. η περιγραφή του τρόπου ένταξης και λειτουργίας των υβριδικών σταθμών στο ηλεκτρικό δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, σε ετήσια βάση, η υποχρέωση για εγγυημένη παροχή ισχύος και οι όροι και προϋποθέσεις λειτουργίας τους στην αναλυτική μελέτη, που περιέχεται στην αίτηση για χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας,

2. η λεπτομερής περιγραφή των όρων της σύμβασης πώλησης, στο διαχειριστή μη διασυνδεδεμένων νησιών, της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τον υβριδικό σταθμό, καθώς και οι όροι της απορρόφησης, από το δίκτυο, της αναγκαίας ηλεκτρικής ενέργειας, στην άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υβριδικούς σταθμούς. Στην άδεια αυτή καθορίζεται, επίσης, η περίοδος κατά την οποία ο σταθμός υποχρεούται να διαθέτει την εγγυημένη ισχύ του,

και τέλος,

3. η πρόταση τιμολόγησης της διαθεσιμότητας ισχύος υβριδικών σταθμών που συνδέονται στο δίκτυο μη διασυνδεδεμένων νησιών, της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφούν οι σταθμοί αυτοί από το δίκτυο μη διασυνδεδεμένων νησιών, καθώς και της ηλεκτρικής ενέργειας που οι υβριδικοί σταθμοί εγχέουν στο δίκτυο αυτό.

Οι παραπάνω προϋποθέσεις προκύπτουν με βάση τα κριτήρια της Ρ.Α.Ε. για αξιολόγηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υβριδικούς σταθμούς, καθώς και την προσπάθεια για υποκατάσταση της ενέργειας, που παράγεται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε..

Ένα βασικό ερώτημα που προκύπτει με βάση τα ανωτέρω, είναι σε ποιον αναφερόμαστε όταν μιλάμε για τον «ιδιοκτήτη - διαχειριστή» του υβριδικού συστήματος. Από το περασμένο έτος - και ιδιαίτερα μετά την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας το περασμένο καλοκαίρι και την ιδιωτικοποίηση της ΔΕΗ - έχουν αλλάξει κατά πολύ οι συνθήκες αγοράς και πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στον ελλαδικό χώρο. Βέβαια, διαχειριστής του δικτύου των

μη διασυνδεδεμένων νησιών παραμένει η Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων της ΔΕΗ έως τώρα, άλλα σίγουρο είναι πως με τις παραπάνω αλλαγές, η λειτουργία και συνεργασία των εξεταζόμενων υβριδικών σταθμών με το διαχειριστή του δικτύου καθίστανται πιο δύσκολες. Και αυτό προκύπτει, καθώς ο στόχος για την εγκατάσταση ενός τέτοιου συστήματος είναι διαφορετικός, από την οπτική γωνία ενός ιδιώτη και από την οπτική γωνία ενός κρατικού φορέα.

Με βάση τα παραπάνω αποσπάσματα, καθίσταται η αγορά και πώληση της ενέργειας από και προς το διαχειριστή του υβριδικού συστήματος δικαίωμα και υποχρέωση. Αντίστοιχα, αυτό ισχύει και για το διαχειριστή του δικτύου των μη διασυνδεδεμένων νησιών. Δηλαδή, το υβριδικό σύστημα έχει την υποχρέωση να παρέχει εγγυημένη ισχύ κατά συγκεκριμένες χρονικές περιόδους στο δίκτυο, ενώ το δίκτυο από την άλλη έχει την υποχρέωση να απορροφά την ισχύ αυτή, σύμφωνα με την υπάρχουσα σύμβαση. Επίσης, το υβριδικό σύστημα δικαιούται να πωλεί την παραγόμενη ενέργειά του στο δίκτυο και να κάνει χρήση της παραγόμενης ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες, καθώς το δίκτυο δικαιούται να τηρεί την προτεραιότητα στη σειρά ένταξης των μονάδων παραγωγής. Με απλά λόγια, απαιτείται ο καταμερισμός των ευθυνών μεταξύ του διαχειριστή του συστήματος, του διαχειριστή του υβριδικού σταθμού, ακόμα και του διαχειριστή των συμβατικών μονάδων – στην πλέον σύνθετη περίπτωση που είναι τρεις διαφορετικοί φορείς – εκτός και αν υπάρχει κεντρικό σύστημα ελέγχου που λαμβάνει όλες τις αποφάσεις.

Τα κρισιμότερα σημεία υπολογισμού και διαχείρισης για τη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, σύμφωνα με τις αρχές που αναπτύχθηκαν στα προηγούμενα, είναι:

- ο υπολογισμός της απαιτούμενης παραγωγής στροβίλου από το διαχειριστή του υβριδικού συστήματος με βάση τη στιγμιαία ζήτηση του συστήματος και την αποστολή στον διαχειριστή του υβριδικού,
- ο υπολογισμός της στρεφόμενης εφεδρείας του στροβίλου με βάση το διαθέσιμο νερό στην άνω δεξαμενή από τον διαχειριστή του υβριδικού και η αποστολή του στον διαχειριστή του συστήματος, ώστε να επιτρέψει την αύξηση της διείσδυσης των αιολικών,
- ο υπολογισμός της δυνάμενης να απορροφηθεί αιολικής ισχύος από τον διαχειριστή του συστήματος και η αποστολή στο διαχειριστή των αιολικών (εκτός υβριδικού) και στο διαχειριστή του υβριδικού,
- ο υπολογισμός της διαθέσιμης για άντληση αιολικής και συμβατικής ισχύος από τον διαχειριστή του υβριδικού και του συστήματος αντίστοιχα και γνωστοποίηση της δεύτερης στον πρώτο.

Η ενέργεια που παρέχεται από το δίκτυο στο σύστημα αποθήκευσης, έχει άμεση σχέση με την εκάστοτε παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες. Η παροχή ενέργειας από το δίκτυο εξαρτάται άμεσα από την επιπλέον δυναμικότητα των συμβατικών μονάδων και από τα τεχνικά ελάχιστα τους. Σύμφωνα με τη ζήτηση και την τρέχουσα παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται η πλεονάζουσα ενέργεια για άντληση και - σε καμία περίπτωση βέβαια - δεν παράγεται ενέργεια για να τροφοδοτείται κατά προτεραιότητα το σύστημα αποθήκευσης του υβριδικού.

Αναφέρεται, πως τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, μαζί με την τιμή

της στιγμιαίας επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης αποτελούν τους περιορισμούς για τη συνολική διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα³. Τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων αποτελούν ένα σημαντικό μέγεθος για το ηλεκτρικό σύστημα, μιας και από αυτά εξαρτάται η (στιγμιαία) διείσδυση των αιολικών στο σύστημα και συνακόλουθα η οικονομική και τεχνικά ευσταθής λειτουργία του συστήματος.

Η νομοθεσία αναφέρει πως η συνολική ενέργεια που μπορεί να απορροφά το υβριδικό σύστημα από το δίκτυο, σε ετήσια βάση, δεν πρέπει να υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού.

Αυτό που γίνεται κατανοητό, είναι πως σε ετήσια βάση, πρέπει η συμμετοχή των συμβατικών μονάδων για την πλήρωση του αποθηκευτικού συστήματος να μην ξεπερνά το 30% της συνολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την πλήρωση.

Η τιμή της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδο στο σταθμό περιλαμβάνει την ενέργεια που προέρχεται από τις Α.Π.Ε. (συνολικά) και την ενέργεια που προέρχεται από τις συμβατικές μονάδες. Επομένως, η διαφορά της ενέργειας που εισέρχεται στο σταθμό μείον την παραγωγή ενέργειας από τις Α.Π.Ε. που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο είναι ίση με την συμψηφισμένη ενέργεια που αποδίδεται από το δίκτυο στον αποθηκευτικό σταθμό και πρέπει να είναι μικρότερη από το 30% της συνολικής ενέργειας πλήρωσης. Δηλαδή πρέπει να ισχύει, σε ωριαία βάση:

$$(E_{\text{ΑΝΤΛΙΩΝ}} - E_{\text{ΑΠΕ} \rightarrow \text{ΔΙΚΤΥΟ}}) = (30\% E_{\text{ΠΛΗΡΩΣΗΣ}})$$

Το γεγονός ότι η παραπάνω διαφορά πρέπει να ισχύει ωριαία, διασφαλίζει την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος. Το συγκεκριμένο ποσό ενέργειας προϋποθέτει η παραγωγή ενέργειας από το αιολικό πάρκο να βρίσκεται σε ισορροπία με την κατανάλωση ενέργειας των αντλιών.

Να τονιστεί εδώ, πως όλα τα παραπάνω εξετάζονται καθώς ο βασικός στόχος των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας είναι να προμηθεύουν τους καταναλωτές με την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια, κάθε στιγμή και με αποδεκτό κόστος, ενώ παράλληλα, οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας έχουν αντίστοιχες απαιτήσεις για να είναι εφικτή η πώληση της ενέργειας (Γ. Κάραλης, 2008). Οι εξελίξεις επιβάλλουν επαναπροσδιορισμό των συνθηκών και των δεδομένων της ενεργειακής κατάστασης και για αυτό το λόγο γίνεται προσπάθεια να βρεθεί η καλύτερη δυνατή λύση. Όπως και να έχει, από την πλευρά του καταναλωτή, τρεις βασικές απαιτήσεις πρέπει να ικανοποιηθούν:

- η τάση στο σημείο σύνδεσης πρέπει να παραμένει εντός αποδεκτών ορίων (π.χ. 220V±10%) εξασφαλίζοντας αξιόπιστη λειτουργία.
- η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να είναι διαθέσιμη κάθε στιγμή (π.χ. όταν ο καταναλωτής ανοίγει μια συσκευή).

³ Να σημειωθεί σε αυτό το σημείο πως με τα σημερινά δεδομένα, τα τεχνικά ελάχιστα της πλειοψηφίας των πετρελαϊκών μονάδων που λειτουργούν στα νησιά με μαζούτ είναι μεταξύ 40-50% της ονομαστικής ισχύος. Για μονάδες ελαφρού πετρελαίου τα όρια είναι χαμηλότερα.

- η ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να διατίθεται σε λογικό κόστος. Επίσης, η παραγωγή της είναι επιθυμητό να αντιστοιχεί σε χαμηλό εξωτερικό κόστος με μικρές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Για τους παραγωγούς - για να είναι εφικτή η πώληση της ενέργειας - ισχύουν τα εξής:

- ομοίως με τον καταναλωτή, τα αιολικά πάρκα απαιτούν τιμή της τάσης στο σημείο σύνδεσης εντός αποδεκτών ορίων (π.χ. ονομαστική $\pm 10\%$), αν και τα όρια αυτά μπορεί να διαφοροποιούνται ανάλογα με τον σχεδιασμό του κάθε πάρκου.
- οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας επιθυμούν να μπορούν να πουλήσουν την αιολική ενέργεια όποτε αυτή είναι διαθέσιμη, διαφορετικά η παραγωγή θα πηγαίνει χαμένη και θα χάνεται εισόδημα.
- η τιμή διάθεσης της αιολικής ενέργειας να είναι ανταγωνιστική.

Οι δύο πρώτες απαιτήσεις για τους καταναλωτές και τους παραγωγούς αφορούν στην αξιοπιστία του συστήματος, ενώ η τρίτη σχετίζεται με το κόστος. Η αύξηση της αξιοπιστίας ενός συστήματος συνεπάγεται αύξηση του κόστους, επομένως υπάρχει μια σύγκρουση της απαίτησης του καταναλωτή για αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και της απαίτησης για χαμηλό κόστος.

1.4. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΘΕΩΡΗΣΗ.

Η περιβαλλοντική εκπαίδευση και η διαμόρφωση περιβαλλοντικής συνείδησης συμβάλλουν άμεσα στη μεγαλύτερη και καλύτερη αποδοχή ενός τέτοιου έργου από τον κόσμο, που μεσοπρόθεσμα οδηγεί σε εξοικονόμηση ενέργειας και ορθολογική χρήση της. Πρέπει να έχουμε πάντα υπόψη μας, πως η δημιουργία και εκμετάλλευση ενός τέτοιου έργου βοηθά στην ευρύτερη οικονομική ανάπτυξη της περιοχής, συμβάλλοντας στη δημιουργία θέσεων εργασίας, και προσφέροντας οικονομικά οφέλη στον τοπικό δήμο.

Σχετικά με την εγκατάσταση του έργου, οι περιοχές Natura – φυσικής ομορφιάς - έχουν αποκλειστεί από τις πιθανές θέσεις εγκατάστασης ανεξάρτητα από το ενεργειακό δυναμικό που μπορεί να υπάρχει στην περιοχή. Ανασταλτικό παράγοντα επίσης για ένα τέτοιο έργο αποτελεί η δυνατότητα συνεργασίας της εγκατάστασης με τις αντίστοιχες ΔΕΚΟ (Δημόσια Επιχείρηση Κοινής Ωφέλειας) όταν δεν είναι εφικτή, καθώς και τα τεχνικά και γεωγραφικά χαρακτηριστικά του τόπου όταν δεν είναι πρόσφορα για την εγκατάσταση του έργου.

Με απλά λόγια, το ζητούμενο είναι ένα σύστημα που να είναι αξιόπιστο, ευέλικτο, να στηρίζει την παραγωγή του στις Α.Π.Ε. (στη συγκεκριμένη περίπτωση αιολική ενέργεια με αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό), να συνεισφέρει στη μείωση των ρύπων και των εκπομπών του θερμοκηπίου και στη μείωση του κόστους παραγόμενης ενέργειας, να έχει όσο το δυνατόν πιο μικρό κόστος εγκατάστασης, να είναι φιλικό προς το χρήστη (user-friendly), να είναι φιλικό προς το περιβάλλον και να χρειάζεται μικρό χρόνο απόσβεσης της ενέργειας που χρειάζεται για να παραχθεί μία μονάδα του, π.χ. μία ανεμογεννήτρια (embedded energy). Επίσης, σε σχέση με το περιβάλλον, επιδιώκεται ο περιορισμός όσο το δυνατό περισσότερο των πιθανών οχλήσεων. Στο σύστημα που μελετήσαμε προκαλείται οπτική (visual) και ακουστική όχληση από το αιολικό πάρκο, που βέβαια με πέρασμα του χρόνου και την εξέλιξη της τεχνολογίας όλο και μειώνονται, και αλλαγή στην πανίδα και τη χλωρίδα της περιοχής – και γενικά στο οικοσύστημα – από το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό.

Σε κάποια χρόνια, η εξέταση των ΑΠΕ για εγκατάσταση και συνεισφορά στο δίκτυο φαντάζει ως παρωχημένη και ανούσια. Είναι δεδομένο πως οι Α.Π.Ε. συνολικά θα συμμετέχουν ενεργά στην κάλυψη της ζήτησης με πολύ μεγαλύτερα ποσοστά και αυτός είναι ο μονόδρομος στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή με τη μείωση των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων και την κατακόρυφη αύξηση των τιμών τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΠΑΡΟΝΑΞΙΑΣ

2.1. ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΠΡΟΫΠΑΡΧΟΝΤΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΠΑΡΟΝΑΞΙΑΣ.

Το σύστημα της Παροναξίας, ως ένα μη διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα στον ελλαδικό χώρο, χαρακτηρίζεται από υψηλό κόστος παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, εξάρτηση από το πετρέλαιο και χαμηλό συντελεστή φορτίου. Η έλλειψη νερού και το υψηλό κόστος του (υδροφόρες, λιμνοδεξαμενές) αποτελούν επιπλέον ιδιαιτερότητες, μαζί με τα χαρακτηριστικά της ζήτησης (ζήτηση με έντονες διακυμάνσεις εντός των 24 ωρών και με έντονες εποχιακές διακυμάνσεις, ζήτηση νερού έντονα αυξημένη κατά τους καλοκαιρινούς μήνες).

Για τα μη διασυνδεδεμένα συστήματα – όπως και για την Παροναξία - ισχύουν περιορισμοί για τη διείσδυση της αιολικής ισχύος:

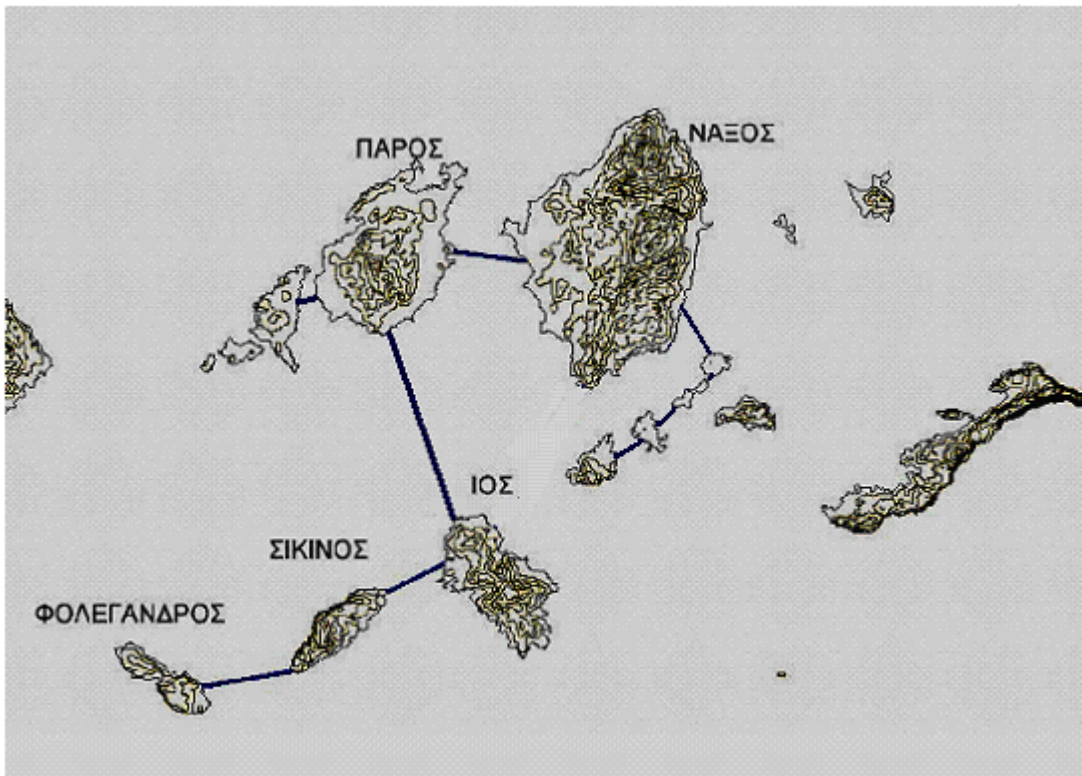
- διείσδυση με όριο 30% της αιχμής του προηγούμενου έτους (ΥΑ 8295/95),
- μεθοδολογία Ρ.Α.Ε. (2003) και προκήρυξη νέου περιθωρίου ισχύος (Ρ.Α.Ε., 2006, 2007),
- αιτήσεις από μεγάλες εταιρίες για αιολικά πάρκα μεγάλης κλίμακας και διασύνδεση νησιών,
- μελέτες διασύνδεσης (Ρ.Α.Ε., ΕΜΠ),
- σε περίπτωση διασύνδεσης, επιτρεπόμενη αιολική ισχύς ίση ή το πολύ διπλάσια με την αιχμή (ανακοίνωση Ρ.Α.Ε.),
- σχέδιο ειδικού χωροταξικού πλαισίου για τις Α.Π.Ε., ορίζει μέγιστη πυκνότητα «τυπικών» ανεμογεννητριών ανά km^2 ,
- νέα νομοθεσία για υβριδικά συστήματα (2006).

Το σύστημα της Παροναξίας αποτελείται από επιμέρους νησιά (Πάρο, Αντίπαρο, Νάξο, Ίο, Σίκινο, Φολέγανδρο, Κουφονήσια, Σχοινούσα, Ηρακλεία) στα οποία βρίσκονται οι επιμέρους μονάδες. Έτσι σήμερα τα στοιχεία που αποτελούν το ηλεκτρικό δίκτυο της Παροναξίας είναι:

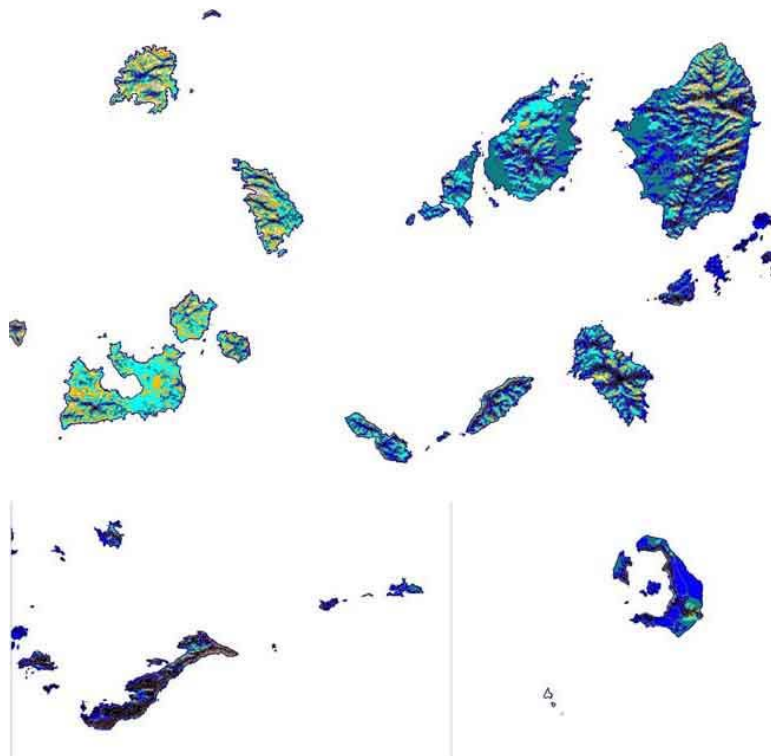
- η συμβατική παραγωγή ενέργειας που πραγματοποιείται στην Πάρο,
- τα ήδη αδειοδοτημένα και εν λειτουργία αιολικά πάρκα που βρίσκονται στην Πάρο, τη Νάξο και την Ίο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3,63 MW και
- τα υποβρύχια καλώδια διασύνδεσης των νησιών.

Με βάση αυτά τα υπάρχοντα δεδομένα θα αναπτυχθούν και θα εξετασθούν τα διάφορα σενάρια.

Σχήμα 2.1. Σύστημα Παροναζίας.



Σχήμα 2.2. Παρουσίαση αιολικού δυναμικού στο σύστημα της Παροναζίας.



Μέση ετήσια τιμή ταχύτητας ανέμου



(πηγή: ΚΑΠΕ)

Η ηλεκτρική παραγωγή στα νησιά χαρακτηρίζεται από υψηλό κόστος. Παρόλα αυτά, για στρατηγικούς λόγους κρίνεται σκόπιμη η εξίσωση της τιμής της κιλοβατώρας στα νησιά με τα τιμολόγια του ηπειρωτικού δικτύου.

Η τροφοδοσία ηλεκτρικής ενέργειας στο συγκεκριμένο σύστημα, όπως και στα περισσότερα νησιά του Αιγαίου, πραγματοποιείται με τη λειτουργία αυτόνομων σταθμών παραγωγής. Οι σταθμοί αυτοί, όπως παρουσιάζεται και παρακάτω, χρησιμοποιούν μηχανές Diesel δηλαδή ουσιαστικά η λειτουργία τους στηρίζεται στη λειτουργία μηχανών εσωτερικής καύσης και καταναλώνουν ως καύσιμο πετρέλαιο ντίζελ ή μαζούτ.

Το γεγονός πως στα αυτόνομα νησιά, έτσι και στο σύστημα της Παροναξίας, εμφανίζονται μεγάλες διακυμάνσεις των φορτίων, σε συνδυασμό με το μικρό μέγεθος των σταθμών και τις δυσκολίες μεταφοράς των καυσίμων στα νησιά, οδηγεί σε χαμηλό βαθμό απόδοσης των μηχανών ΜΕΚ, αυξημένη κατανάλωση καυσίμου και τελικά πολύ υψηλό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Με βάση τον παρακάτω πίνακα που προέρχεται από τη Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων, ενδεικτικά αναφέρεται πως το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2005 στο σύστημα της Παροναξίας ήταν 90,15 €/MWh. Η τιμή αυτή δεν περιλαμβάνει την παραγωγή των αιολικών πάρκων, παρά μόνο τη συμβατική παραγωγή.

Πίνακας 2.1. Στοιχεία κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα της Παροναξίας από συμβατικές μονάδες για το έτος 2005.

Σε χιλιάδες €	Σύστημα Παροναξίας
Μισθοδοσία	2213,78
Λοιπές άμεσες δαπάνες	1055,66
Καύσιμα Υλικά	9870,69
Έμμεσες δαπάνες δραστηριοτήτων	661,21
Έμμεσες δαπάνες διοίκησης	419,09
Αποσβέσεις παγίων	1248,24
Προβλέψεις εκμετάλ/σης	53,19
Τόκοι & λοιπά χρημ. αποτελέσματα	356,04
Λοιπά έσοδα (έξοδα)	-128,66
ΣΥΝΟΛΟ	15.749,23
Παραγωγή Η/Ε σε MWh	174697
Κόστος Η/Ε (€/MWh)	90,15
Κόστος καυσίμου (€/MWh)	56,50

(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

Το σύστημα είναι σχεδιασμένο για να λειτουργεί με κάποια συγκεκριμένα χαρακτηριστικά, δηλαδή η ηλεκτρική παραγωγή σήμερα πραγματοποιείται στην Πάρο και τα υποβρύχια καλώδια «μεταφέρουν» την παραγωγή στα υπόλοιπα νησιά.

Για να εγκατασταθεί ένα σύστημα, το οποίο θα καλύπτει τις ανάγκες της ζήτησης κατά 100% από καθαρά ανανεώσιμες πηγές, απαιτείται ο επανασχεδιασμός και η αποκέντρωση του συστήματος παραγωγής στην Παροναξία. Το ενεργειακό σύστημα που υπάρχει τώρα, έχει σχεδιαστεί για να λειτουργεί με συμβατικές μονάδες ή με το συνδυασμό συμβατικών μονάδων με ανανεώσιμες πηγές. Το να λειτουργεί μόνο με ανανεώσιμες πηγές είναι κάτι που δεν αναφέρεται στις προδιαγραφές του.

Για να γίνει λοιπόν ο επανασχεδιασμός και η επανεγκατάσταση των μονάδων για ένα καθαρά «πράσινο» σύστημα σήμερα, το οποίο προϋποθέτει την αντικατάσταση των μονάδων βάσης – συμβατικές μονάδες, την αλλαγή των υποβρύχιων καλωδίων, τη μεταβολή λειτουργίας του συστήματος κλπ, καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως είναι μια πολύ ακριβή και μη συμφέρουσα διεργασία με τα σημερινά δεδομένα. Κάτι τέτοιο βέβαια, δε σημαίνει πως δε θα συνέφερε το σύστημα – το αυτόνομο αλλά και το ελλαδικό συνολικά - μακροπρόθεσμα ή μεσοπρόθεσμα, αλλά οι αντιδράσεις που θα εγείρονταν θα ήταν πολύ έντονες στη δεδομένη στιγμή, που δεν είναι και το ζητούμενο.

Το ζητούμενο είναι οι αλλαγές και οι μεταβολές να γίνονται σταδιακά. Εξάλλου, ένα εξ ολοκλήρου «πράσινο» σύστημα, που να καλύπτει το 100% της ζήτησης, δεν είναι δοκιμασμένο δυστυχώς μέχρι σήμερα, δηλαδή δε γνωρίζουμε πως μπορεί να αποκρίνεται και να ανταποκρίνεται στις πραγματικές ανάγκες ενός συστήματος. Και βέβαια, από τη στιγμή που εξετάζουμε το σύστημα της Παροναξίας για την πρακτική εφαρμογή ενός συστήματος, και όχι ενός πιλοτικού, είναι ουτοπικό να μιλάμε για ένα καθαρά ανανεώσιμο σύστημα παραγωγής ενέργειας. Για αυτό το λόγο, τα σενάρια που μελετώνται παρακάτω, αναφέρονται σε «συνεργασία» ουσιαστικά των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας με τις ανεμογεννήτριες του αιολικού πάρκου.

2.2. Ο ΑΥΤΟΝΟΜΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΙ ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι μονάδες συμβατικής παραγωγής που υπάρχουν στο σύστημα της Παροναξίας και η σειρά ένταξής τους, σύμφωνα με στοιχεία για το έτος 2007:

Πίνακας 2.2. Σειρά ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας στο σύστημα της Παροναξίας.

1	FINCANTIERI, 18ZAV40S
2	GMT-FIAT, A420.8
3	GMT-FIAT, A420.8
4	WARTSILA, 12V46
5	WARTSILA, 12V46
6	DOOSAN MAN B&W, 7K60MC-S
7	CEGIELSKI, 6RTAF58
8	GENERAL-ELEC, FRAME 5 (*)
9	CEGIELSKI, 16ATV25H
10	CEGIELSKI, 16ATV25H
	(*) Παλαιά μονάδα, χρησιμοποιείται μόνο σε ανάγκη

(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

Πίνακας 2.3. Χαρακτηριστικά μονάδων του ΑΣΠ Πάρου.

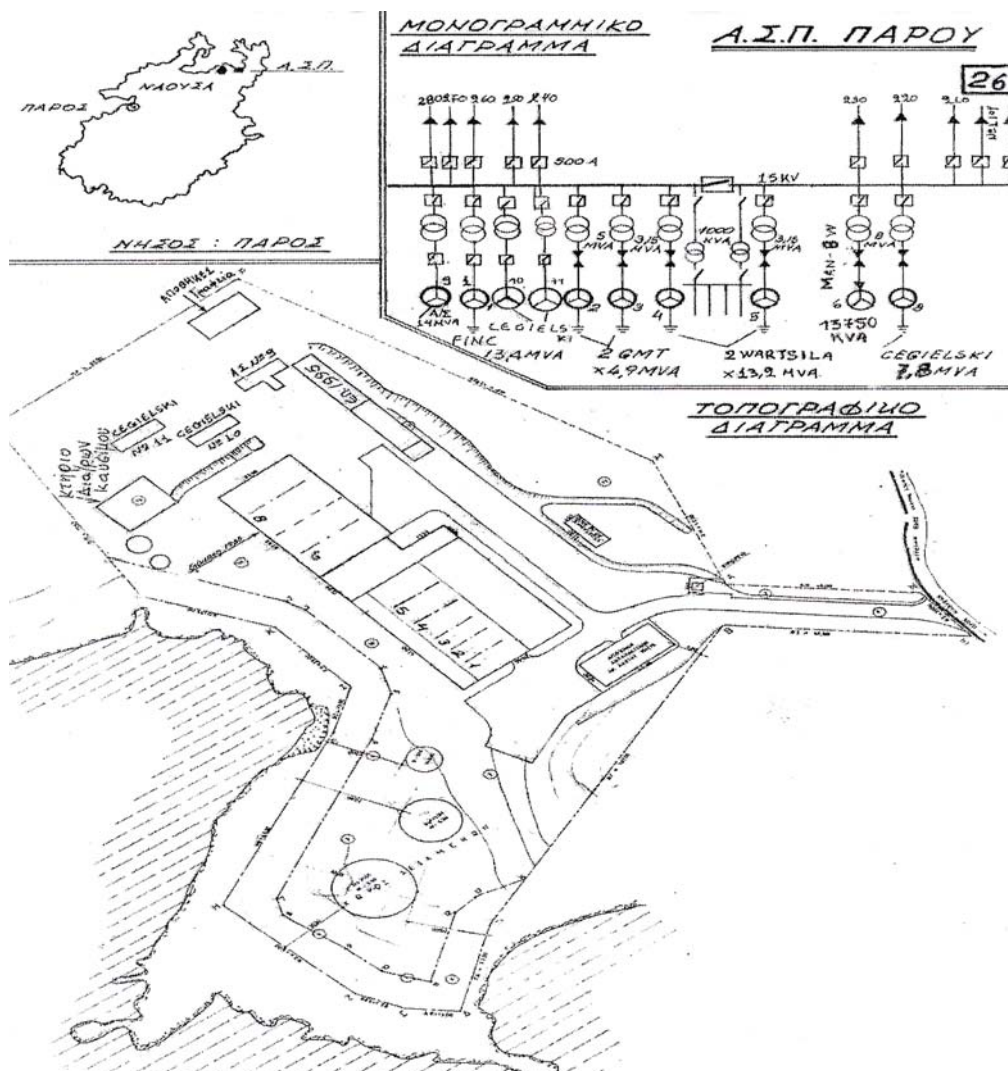
Κατασκευαστής κινητήρα	Τύπος κινητήρα	Κατασκευαστής γεννήτριας	Ονομ. Ισχύς (kW)	Αποδ. Ισχύς (kW)	Είδος καυσίμου	Τ.Ε. (kW)	Ειδική κατανάλωση (g/kWh)		
							50%	75%	100%
H.S.D.	7K60MC-S	ELEKTROSILA	11000	11000	B.K.	8000	208,4	195,2	194,9
CEGIELSKI-SULZER	6RTAF-58	DOLMEL	6300	6000	B.K.	3150	185,1	182,8	185,6
CEGIELSKI-SULZER	16ATV25H	BBC	2900	2600	B.K.	1450	235,7	226,5	224,3
CEGIELSKI-SULZER	16ATV25H	A.V.K.	3104	3100	B.K.	1552	235,7	226,5	224,3
FIAT-G.M.T	A 420.8	GANZ	3920	3700	B.K.	1960	217,4	207,9	212,0
FIAT-G.M.T	A 420.8	GANZ	3920	3700	B.K.	1960	217,4	207,9	212,0
FINCANTIERI	18ZAV40S	ANSALDO	10720	10720	B.K.	5360	216,2	205,0	204,2
WARTSILA	12V46	ABB	10360	10360	B.K.	5180	210,3	200,7	199,7
WARTSILA	12V46	ABB	10360	10360	B.K.	5180	210,3	200,7	199,7
GENERAL ELECTRIC	MS5001	---	11700		E.K.	5850	--	--	570,0

(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

Στον παραπάνω πίνακα, η ονομαστική και η αποδιδόμενη ισχύς αναφέρονται στους ακροδέκτες της γεννήτριας. Επίσης, σχετικά με τον κινητήρα General Electric, MS5001, δε βρέθηκαν στοιχεία για την ειδική κατανάλωση και γι'αυτό τα αντίστοιχα τετράγωνα παρέμειναν κενά.

Όπως φαίνεται από τους πίνακες, ο αυτόνομος σταθμός της Παροναξίας αποτελείται από 10 συμβατικές μονάδες. Σε αυτές εμπεριέχεται και μία αεριοστροβιλική μονάδα, η οποία χρησιμοποιείται μόνο σε περιπτώσεις ανάγκης για την κάλυψη των αιχμών της ζήτησης. Οι παραπάνω μηχανές έχουν δυνατότητα μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος 74.284 kW.

Σχήμα 2.3. Τοπογραφικό διάγραμμα ΑΣΠ Πάρου.



(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί πως σε αυτά τα αυτόνομα συστήματα παρατηρείται έντονα το φαινόμενο της αντικονομικής λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής, που οφείλεται στο συνδυασμό των έντονων διακυμάνσεων του φορτίου με τις διακυμάνσεις των ανεμογεννητριών παλαιάς τεχνολογίας. Σε αυτό, πρέπει να προσθέσουμε και το εξής: η έναρξη λειτουργίας κάθε μηχανής είναι μία έντονα χρονοβόρα διαδικασία και έτσι είναι δεδομένο πως

χρειάζεται κάποιος προγραμματισμός. Αυτό σημαίνει πως – όπως συμβαίνει σήμερα, όταν χρειαστεί να αναλάβει φορτίο μια μηχανή θα είναι ήδη προθερμασμένη και θα λειτουργεί σε εφεδρεία υπό κενό φορτίο. Για αυτό το λόγο γίνεται και η καταγραφή των ωριαίων φορτίων, έτσι ώστε να υπάρχει – έστω και εμπειρικά - η τυπική διακύμανση των φορτίων κατά τη διάρκεια της ημέρας και έτσι οι μηχανές να μπορούν να μπου σε λειτουργία τη σωστή στιγμή και όχι πολύ νωρίτερα ή πολύ αργότερα, κάτι που δημιουργούσε πρόβλημα και στις δύο περιπτώσεις. Τα παραπάνω πρέπει να λαμβάνονται υπόψη πάντα κατά το σχεδιασμό και τη μελέτη ενός υβριδικού συστήματος.

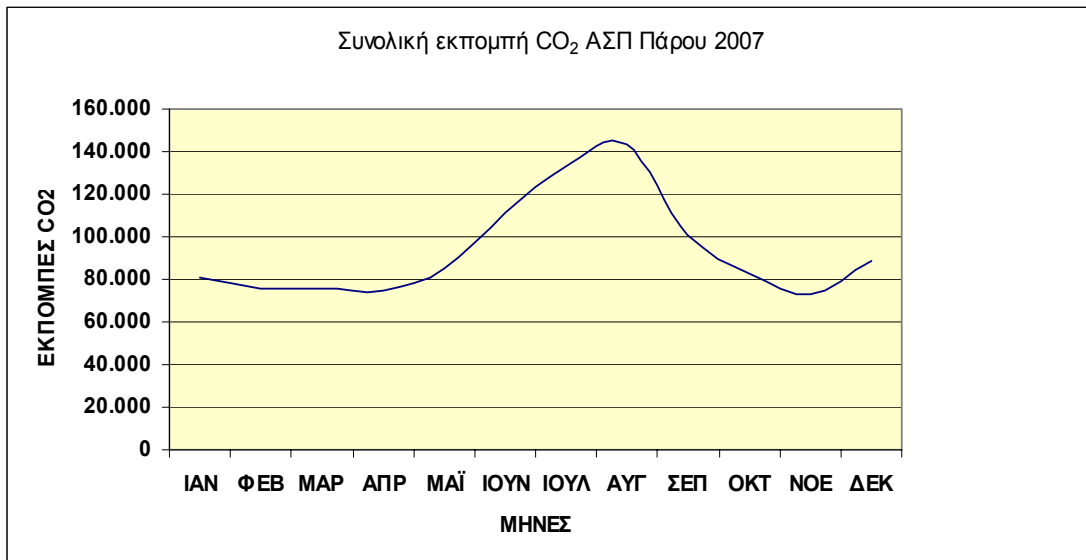
Στον επόμενο πίνακα, παρουσιάζονται οι εκπομπές CO₂ για το έτος 2007 για το σύστημα της Παροναξίας και η συνολική εκπομπή από τα βαρέα και τα ελαφριά καύσιμα ανά μήνα δίνεται και σε μορφή γραφικής παράστασης.

Πίνακας 2.4. Εκπομπές CO₂ των σταθμών του ΑΣΠ Πάρου που διαθέτουν άδεια εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου.

	Καταναλ. Βαρ. Καυσίμ. Μαζούτ (tn)	Καταναλ. Ελαφρ. Καυσίμ. Diesel (ltr)	Εκπομπές CO ₂ από Β.Κ. (ton)	Εκπομπές CO ₂ από Ε.Κ. (ton)	Σύνολο εκπομπών CO ₂ (ton)	Ολική (μεικτή) παραγ. σταθμού (MWh)	Καθαρή εξελθούσα ενέργεια (MWh)	Ειδική καταναλ. καυσίμ. (gr/kWh)	Τόνοι CO ₂ / MWh	Τόνοι CO ₂ / τόνοι καυσίμ.
ΙΑΝ	2657	11934	8177,431	31,473	8208,904	13321	12852	200,17	0,616	3,079
ΦΕΒ	2493	16931	7673,270	44,651	7717,921	12545	12111	199,82	0,615	3,079
ΜΑΡ	2528	18417	7781,889	48,570	7830,459	12809	12403	198,57	0,611	3,079
ΑΠΡ	2735	18862	8417,786	49,743	8467,529	13633	13208	201,73	0,621	3,079
ΜΑΙ	2894	32244	8907,049	85,035	8992,084	14647	14160	199,39	0,614	3,079
ΙΟΥΝ	3975	26812	12234,365	70,709	12305,074	19997	19445	199,87	0,615	3,079
ΙΟΥΛ	5240	96823	16130,068	255,345	16385,413	26670	25939	199,49	0,614	3,080
ΑΥΓ	5751	280328	17703,038	739,290	18442,328	29763	28994	201,05	0,620	3,082
ΣΕΠΤ	3647	45459	11226,119	119,886	11346,005	18526	17934	198,90	0,612	3,079
ΟΚΤ	2680	28481	8249,635	75,111	8324,746	13169	12748	205,31	0,632	3,079
ΝΟΕ	2500	45776	7694,980	120,722	7815,702	12232	11792	207,48	0,639	3,080
ΔΕΚ	2833	39279	8719,555	103,588	8823,143	14069	13588	203,66	0,627	3,079
ΣΥΝ	39931	661346	122915,18	1744,12	124659,30	201383	195173	201,01	0,619	3,079

(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

Σχήμα 2.4. Συνολική εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου κατά τη διάρκεια του έτους.



Παρατηρούμε, πως η μέγιστη εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου εμφανίζεται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες (Ιούνιος, Ιούλιος, Αύγουστος), όπου βέβαια έχουμε και τη μέγιστη παραγωγή ενέργειας. Φαίνεται επίσης πως το μέγιστο των ρύπων εμφανίζεται κατά τις ημέρες με τη μεγαλύτερη κατανάλωση καυσίμου που συμπίπτει με τις παραμονές του 15 Αύγουστου.

2.3. ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΠΑΡΟΝΑΞΙΑΣ.

Το πλήθος, ο τύπος και τα αντίστοιχα μήκη των υποβρυχίων καλωδίων των διασυνδέσεων παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα :

Πίνακας 2.5. Υφιστάμενες υποβρύχιες διασυνδέσεις στο σύστημα της Παροναξίας.

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	ΜΗΚΟΣ ΑΠΛΗΣ ΔΙΑΔΡΟΜΗΣ	ΑΡΙΘΜΟΣ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	ΕΙΔΟΣ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	ΠΕΡΙΟΧΗ	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΤΑΣΗ/ ΤΑΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ (kV)	ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΑ ΚΑΛΩΔΙΟ ΥΠΟ ΤΑΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΕΤΟΣ ΠΟΝΤΙΣΗΣ
Πάρος - Νάξος	7,5	3	3X150 AL	ΣΥΡΟΥ	20/15	7,8	1973-1992
		2	3X95 Cu	ΣΥΡΟΥ	20/15	9,1	2004
Πάρος - Αντίπαρος	1,9	4	1X50 AL	ΣΥΡΟΥ	20/15	5,3	1973
Νάξος - Κουφονήσι	6,2	1	3X35 Cu	ΣΥΡΟΥ	20/15	4,9	1983
Κουφονήσι - Σχοινούσα	9,2	1	3X35 Cu	ΣΥΡΟΥ	20/15	4,9	1983
Σχοινούσα - Ηρακλεία	4,6	1	3X35 Cu	ΣΥΡΟΥ	20/15	4,9	1983
Ίος - Σίκινος	10,3	2	3X35 AL	ΣΥΡΟΥ	20/15	3,8	1989
Σίκινος - Φολέγανδρος	18,5	2	3X35 AL	ΣΥΡΟΥ	20/15	3,8	1989
Νάξος - Ηρακλεία	8,8	1	3X35 Cu	ΣΥΡΟΥ	20/15	4,9	1997
Πάρος-Ίος	25	2	3X95 Cu	ΣΥΡΟΥ	20/15	9,1	2000

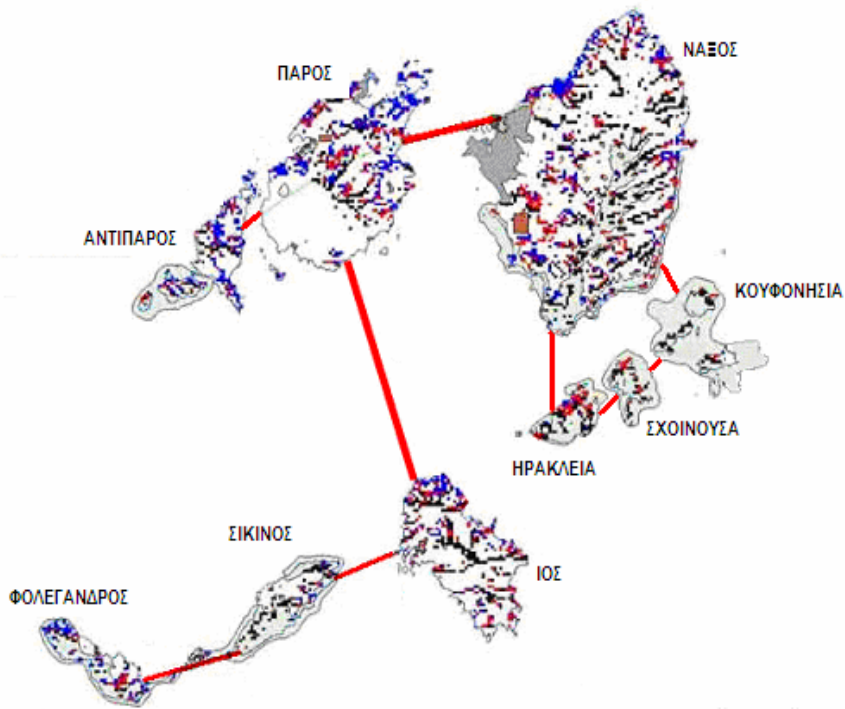
Η ονομαστική τάση λειτουργίας των παραπάνω διασυνδέσεων είναι 15 kV. Στον παρακάτω πίνακα δίνονται τα χαρακτηριστικά των παραπάνω υποβρυχίων καλωδίων και ο υπολογισμός της μέγιστης φόρτισής τους.

Πίνακας 2.6. Τεχνικά στοιχεία υποβρυχίων καλωδίων διασύνδεσης.

Υποβρύχια καλώδια	95Cu	35Cu	35Al
R (Ω/km)	0,215	0,617	1,035
X (Ω/km)	0,626	0,115	0,115
I _{max} (A)	300	190	145
V _n (kV)	15	15	15
S _{max} (kVA)	7.785	4.931	3.763
Μέγιστη επιτρεπόμενη συνεχής φόρτιση (A)	300	185	145
Μέγιστη επιτρεπόμενη συνεχής φόρτιση (kVA)	7.785	4.800	3.763

(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

Σχήμα 2.5. Ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών της Παροναξίας.



2.4. ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ.

Είναι γεγονός πως, με την πάροδο των χρόνων, η εγκατάσταση ανανεώσιμων πηγών στο σύστημα της Παροναξίας αποτελεί μια πραγματικότητα. Αυτό όμως δε σημαίνει απαραίτητα πως η υπάρχουσα λειτουργία και αξιοποίηση των ανανεώσιμων μονάδων είναι η καλύτερη δυνατή. Σύμφωνα με τη ΔΕΗ, που διαχειρίζεται αυτά τα ποσά της ενέργειας από τις μονάδες Α.Π.Ε., είναι μια αρκετά ασύμφορη διαδικασία.

Στο σύστημα της Παροναξίας είναι αδειοδοτημένα ήδη αυτή τη στιγμή πέντε στο σύνολο αιολικά πάρκα. Από τα πάρκα αυτά – τα οποία οφείλονται σε ιδιωτικές πρωτοβουλίες - μόνο τρία είναι εν λειτουργία και βρίσκονται στην Πάρο, στη Νάξο και την Ίο και έχουν εγκατεστημένη ισχύ 3,63 MW. Πιο αναλυτικά, τα αιολικά πάρκα έχουν ως εξής:

Πίνακας 2.7. Αιολικά πάρκα στο σύστημα της Παροναξίας.

	Πάρος	Νάξος	Ίος
Ισχύς πάρκου (MW)	0,11	1,2	0,56
Αριθμός ανεμογεννητριών	1	2	2
Κατασκευαστής (Τύπος Α/Γ)	WINCON	ENERCON	ENERCON
Ιδιοκτήτης	ΟΤΕ	ΜΕΛΚΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΛΦΑ ΑΕ	ΜΕΛΚΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΛΦΑ ΑΕ
Ημερομηνία άδειας λειτουργίας	1/1/1988	19/4/2004	23/12/2005

(πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ, 2008)

Στον πίνακα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η παραγωγή από πηγές Α.Π.Ε. για το έτος 2006.

Πίνακας 2.8. Διατεθείσα ενέργεια (kWh) έτους 2006 από ΑΠΕ.

Μήνας	Διατεθείσα ενέργεια (kWh) έτους 2006 από ΑΠΕ	Ποσοστιαία συμμετοχή στη συνολική παραγωγή
Ιανουάριος	579.210	4,36
Φεβρουάριος	520.410	4,42
Μάρτιος	399.540	3,34
Απρίλιος	368.070	2,99
Μάιος	321.210	2,39
Ιούνιος	217.890	1,27
Ιούλιος	445.950	2,04
Αύγουστος	206.880	0,74
Σεπτέμβριος	439.530	2,68
Οκτώβριος	260.370	2,09
Νοέμβριος	234.600	1,93
Δεκέμβριος	402.411	3,01
Σύνολο-Μ.Ο.	4.396.071	2,39

(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

Από τον πίνακα καταλαβαίνουμε, πως από τη συνολική παραγωγή του συστήματος που ανέρχεται σε 184.217.160 kWh για το 2006, το 2,39% - δηλ 4.396.071 kWh - παράγεται από πηγές ΑΠΕ και συγκεκριμένα από αιολική ενέργεια.

Αντίστοιχα, για το έτος 2007, ενδεικτικά αναφέρεται επίσης η συνολική παραγωγή 202.598.400 kWh για το σύστημα της Παροναξίας, όπου η αιολική συμμετοχή ανέρχεται συνολικά στις 5.352.040 kWh, με ποσοστό 2,64%.

Προκύπτει λοιπόν, ότι η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας είναι ιδιαίτερα χαμηλή σε ένα σύστημα νησιών που φημίζεται για το αιολικό δυναμικό.

2.5. Η ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ ΤΟΥ ΝΗΣΙΟΥ

Η ηλεκτρική ζήτηση είναι ίσως το σημαντικότερο στοιχείο για τη διαμόρφωση και την επιλογή των μονάδων και των εγκαταστάσεων αποθήκευσης ενέργειας. Η διερεύνηση των στοιχείων σε ημερήσια, μηνιαία και ετήσια βάση βοηθούν στην καλύτερη κατανόηση των ιδιαιτεροτήτων της ζήτησης κάθε συστήματος.

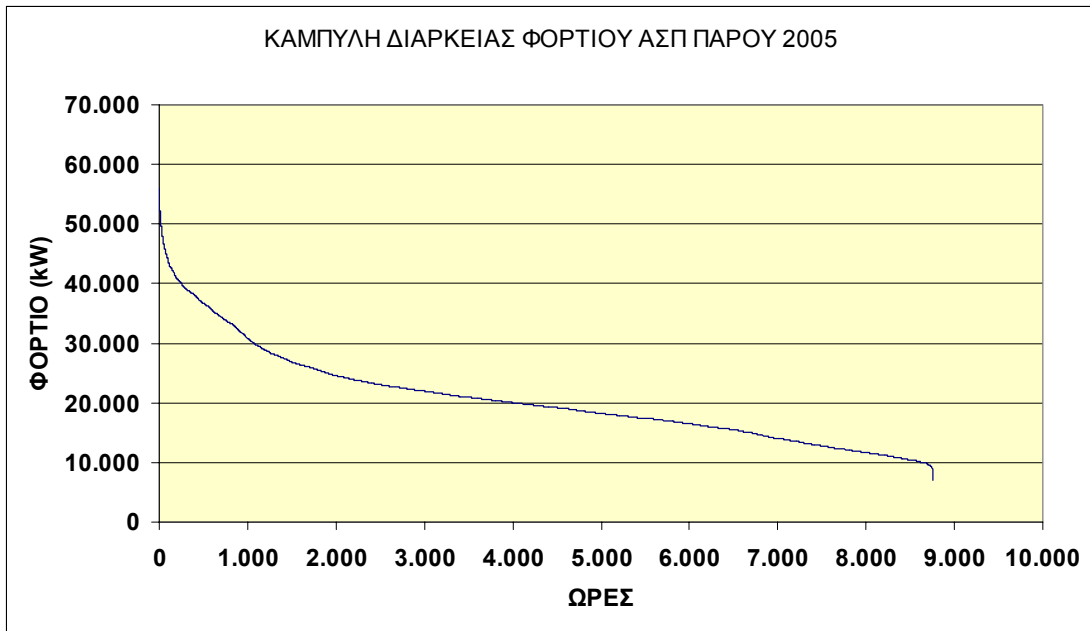
Είναι άξιο αναφοράς πως το μέγιστο φορτίο αιχμής εμφανίζεται κάθε χρονιά τις παραμονές της γιορτής της Κοιμήσεως της Θεοτόκου και βέβαια είναι φυσικό, αφού όπως συνηθίζεται σε ολόκληρη την Ελλάδα και ιδιαίτερα στα νησιά, γιορτάζονται αυτές οι μέρες με πολλές εκδηλώσεις και πανηγύρια.

Η διαμόρφωση των ετήσιων καμπυλών της ζήτησης σκιαγραφεί τις ενεργειακές συνήθειες και τη μετακίνηση του πληθυσμού κατά τη διάρκεια του έτους. Η ζήτηση διαμορφώνεται από τους καταναλωτές που θέτουν σε λειτουργία τα διάφορα φορτία του δικτύου. Σε γενικές γραμμές, η ζήτηση σχετίζεται με τον πληθυσμό του ενεργειακού συστήματος σε κάθε περίοδο του έτους και βασικά με τον πληθυσμό που έχει πρόσβαση σε κάποια ηλεκτρική κατανάλωση. Τα εξεταζόμενα νησιά κατά τη διάρκεια του χειμώνα έχουν κάποιους σταθερούς κατοίκους, ενώ κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού είναι συνεχώς αυξανόμενη η ανάγκη για κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Τα νησιά, όπως η Αντίπαρος, η Σίκινος και η Φολέγανδρος ελκύουν όλο και περισσότερους τουρίστες το καλοκαίρι, ενώ η Πάρος, η Νάξος και η Ίος αποτελούν σταθερούς προορισμούς για τους ταξιδιώτες. Άρα τα μελλοντικά καλοκαίρια προβλέπεται σημαντική αύξηση στην κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα της Παροναξίας, ώσπου βέβαια να υπάρξει κορεσμός στην αύξηση της ενεργειακής κατανάλωσης.

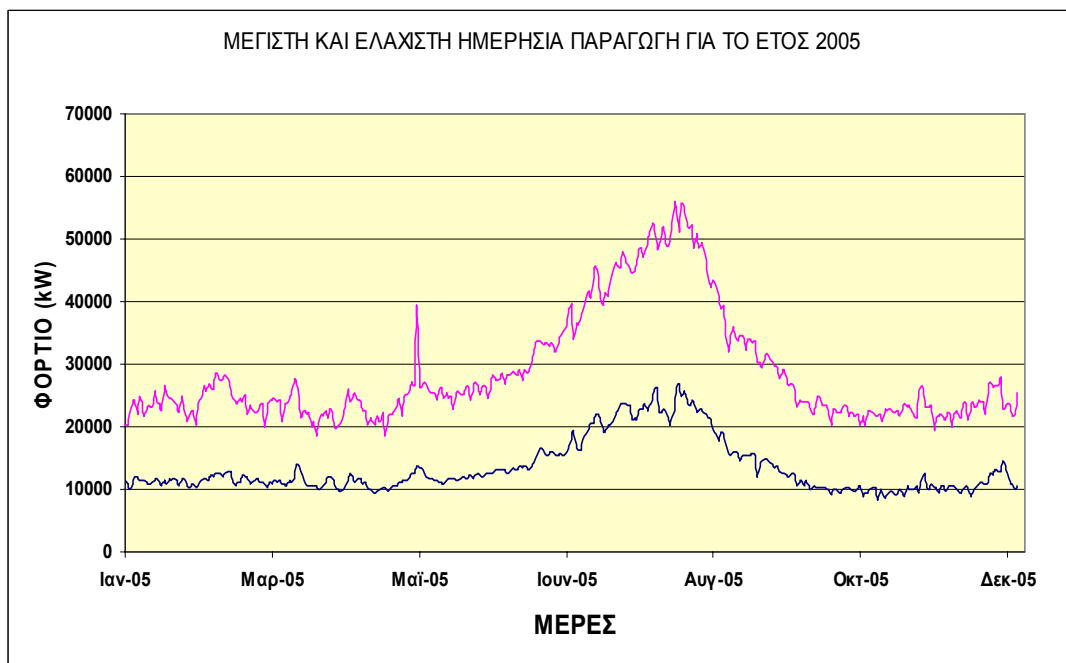
Τα στοιχεία αυτά είναι κοινά για όλα τα σενάρια που μελετώνται σε αυτήν την εργασία.

Στα παρακάτω σχήματα παρατίθενται οι καμπύλες της μέγιστης και της ελάχιστης παραγωγής και της διάρκειας φορτίου για τα έτη 2005, 2006, 2007.

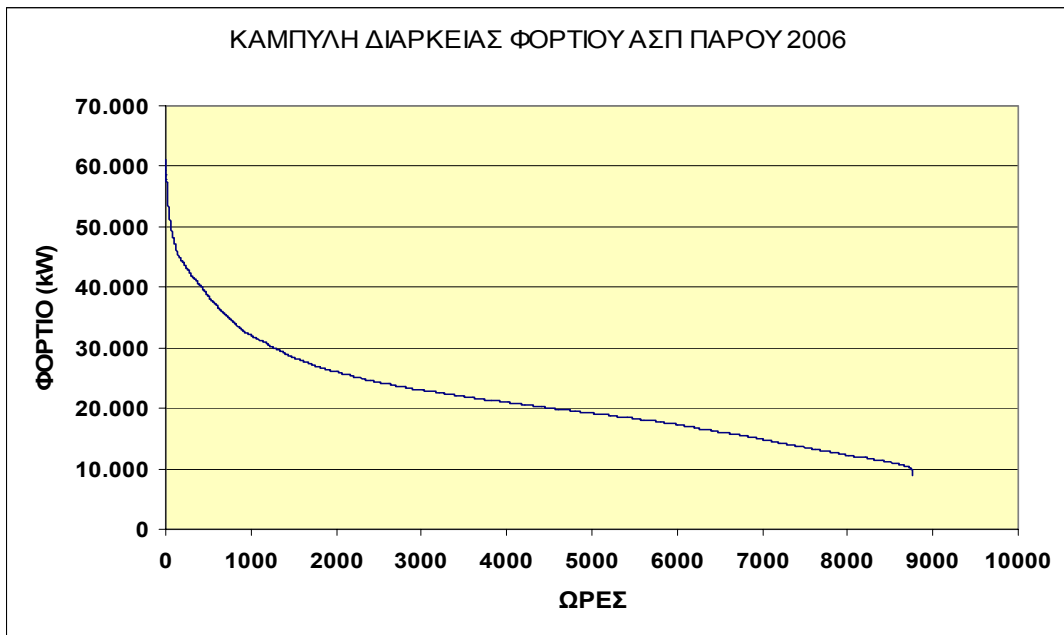
Σχήμα 2.6. Καμπύλη διάρκειας φορτίου του ΑΣΠ Πάρου για το έτος 2005.



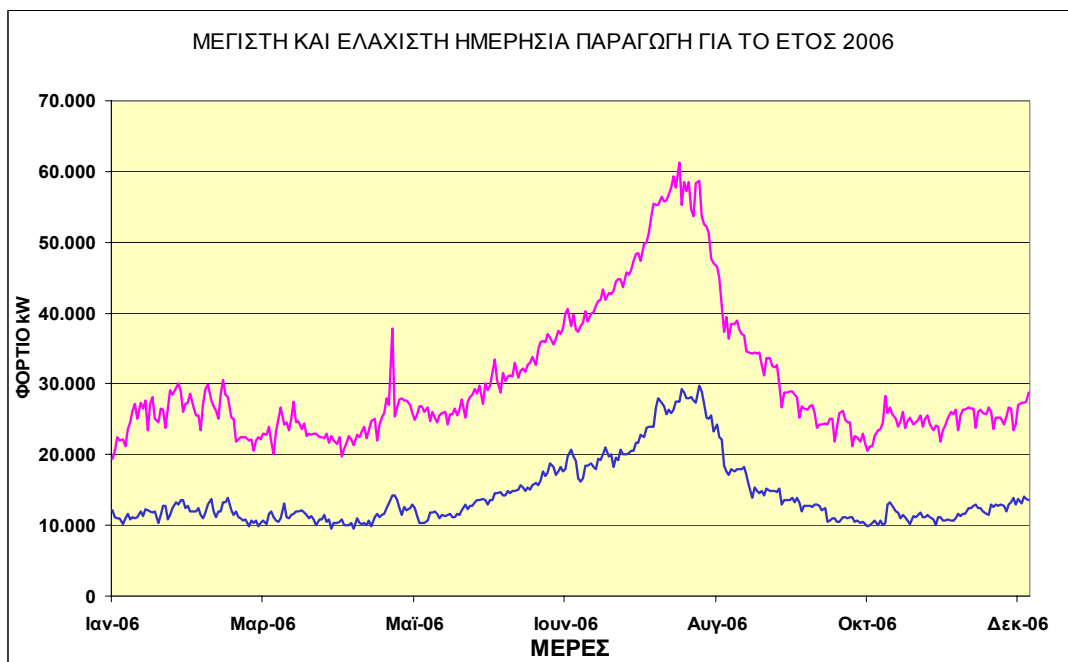
Σχήμα 2.7. Μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια παραγωγή για το έτος 2005.



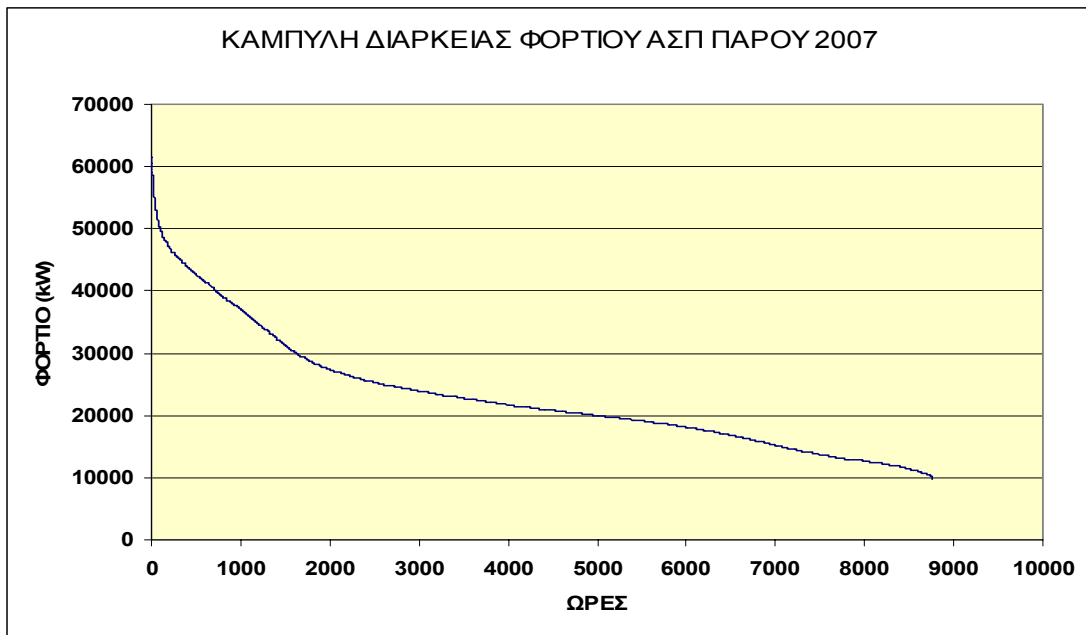
Σχήμα 2.8. Καμπύλη διάρκειας φορτίου του ΑΣΠ Πάρου για το έτος 2006.



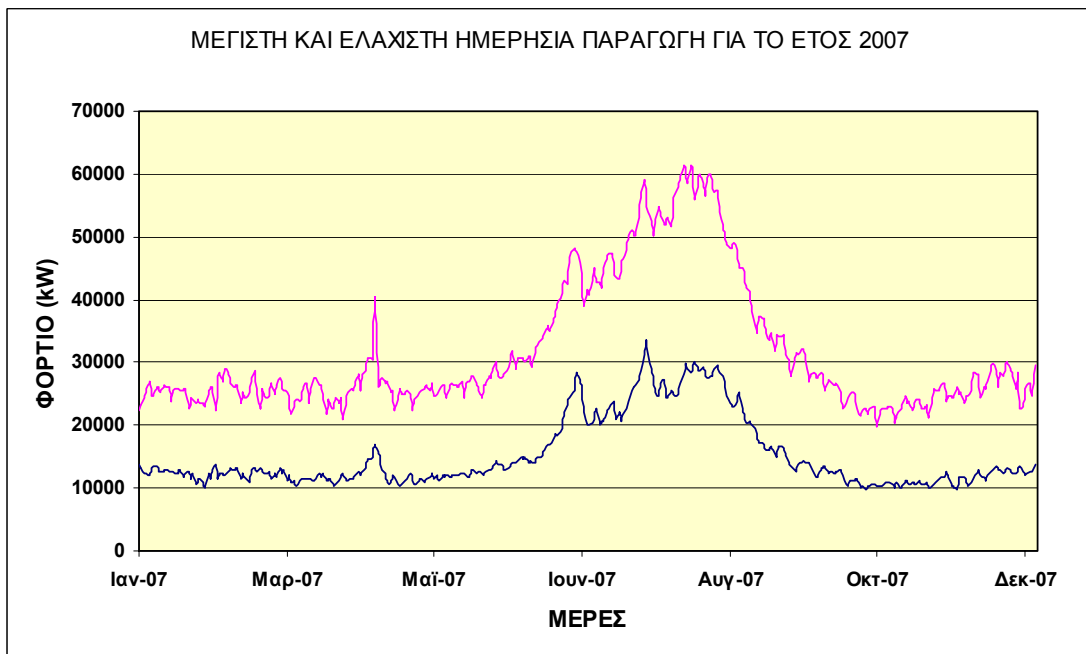
Σχήμα 2.9. Μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια παραγωγή για το έτος 2006.



Σχήμα 2.10. Καμπύλη διάρκειας φορτίου του ΑΣΠ Πάρου για το έτος 2007.



Σχήμα 2.11. Μέγιστη και ελάχιστη ημερήσια παραγωγή για το έτος 2007.



Από τις καμπύλες γίνεται φανερή η εμφάνιση αιχμών κατά την περίοδο του καλοκαιριού και της άνοιξης. Οι τιμές αυτές αντιστοιχούν στις παραμονές της ημέρας του Δεκαπενταύγουστου και του Πάσχα. Επομένως, είναι εύκολο να συμπεράνουμε πως στο συγκεκριμένο σύστημα όπως προαναφέραμε, ο συντελεστής φόρτισης είναι χαμηλός και η διαθεσιμότητα των συμβατικών μονάδων εξαρτάται άμεσα από αυτές τις αιχμές.

Παρατηρούμε με βάση τα ανωτέρω διαγράμματα, πως αυξάνεται η αιχμή του φορτίου με το πέρασμα των ετών και μειώνεται η εμφάνιση των μικρών φορτίων, όπως επίσης προαναφέραμε.

Στον παρακάτω πίνακα εμφανίζεται η εξέλιξη των τιμών των αιχμών και της παραγωγής για το διάστημα 1982-2006. Πρέπει να σημειωθεί ότι κατά το έτος 2000 προστέθηκε στο σύστημα της Παροναξίας η νήσος της Ύου.

Πίνακας 2.9. Διαχρονική εξέλιξη της αιχμής της ζήτησης και της παραγωγής.

Έτος	Αιχμή (kW)	Αύξηση (%)	Καθαρή Παραγωγή (MWh)	Ολική Παραγωγή (MWh)	Αύξηση (%)	Κόστος παραγωγής €/MWh	Τόνοι Ε.Κ.	Τόνοι Β.Κ.
1982	7000		23883	25014		--	271	5528
1983	7800	11,4	27282	28510	14,0	--	387	6111
1984	8950	14,7	29848	31355	10,0	--	572	6638
1985	10100	12,8	32696	34160	8,9	--	369	7395
1986	11250	11,4	36770	37325	9,3	--	284	8264
1987	11900	5,8	40285	41807	12,0	--	329	8970
1988	13500	13,4	44409	46223	10,6	--	733	9760
1989	15100	11,9	48447	51413	11,2	--	873	9632
1990	16500	9,3	50143	52237	1,6	--	1015	10245
1991	17900	8,5	57398	59530	14,0	--	1228	10798
1992	19900	11,2	65177	67498	13,4	--	335	13505
1993	22700	14,1	71497	74011	9,6	--	391	14847
1994	24400	7,5	79321	81918	10,7	--	102	16994
1995	26200	7,4	86231	88909	8,5	--	138	18369
1996	28300	8,0	91746	95257	7,1	--	236	19541
1997	30000	6,0	96501	101403	6,5	--	273	20954
1998	34100	13,7	105248	110284	8,8	--	1491	22489
1999	36000	5,6	112604	117513	6,6	--	3126	23670
2000	38500	6,9	126550	131264	11,7	--	5033	25275
2001	44600	15,8	142973	147306	12,2	84,48	396	30006
2002	51500	15,5	153122	157585	7,0	84,48	517	31591
2003	51500	0,0	164598	169110	7,3	85,95	470	34096
2004	52400	1,7	166195	170799	1,0	86,32	422	34470
2005	56000	6,9	174697	179469	5,1	90,15	932	35929
2006	61200	9,3	184217	189640	5,7	--	418	38127

(πηγή: ΔΕΗ, Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων)

2.6. Η ΥΠΑΡΧΟΥΣΑ ΛΙΜΝΟΔΕΞΑΜΕΝΗ ΣΤΗΝ ΙΟ.

Στο σύστημα της Παροναξίας υπάρχουν ήδη πέντε λιμνοδεξαμενές και δύο φράγματα, τα οποία παρουσιάζονται παρακάτω.

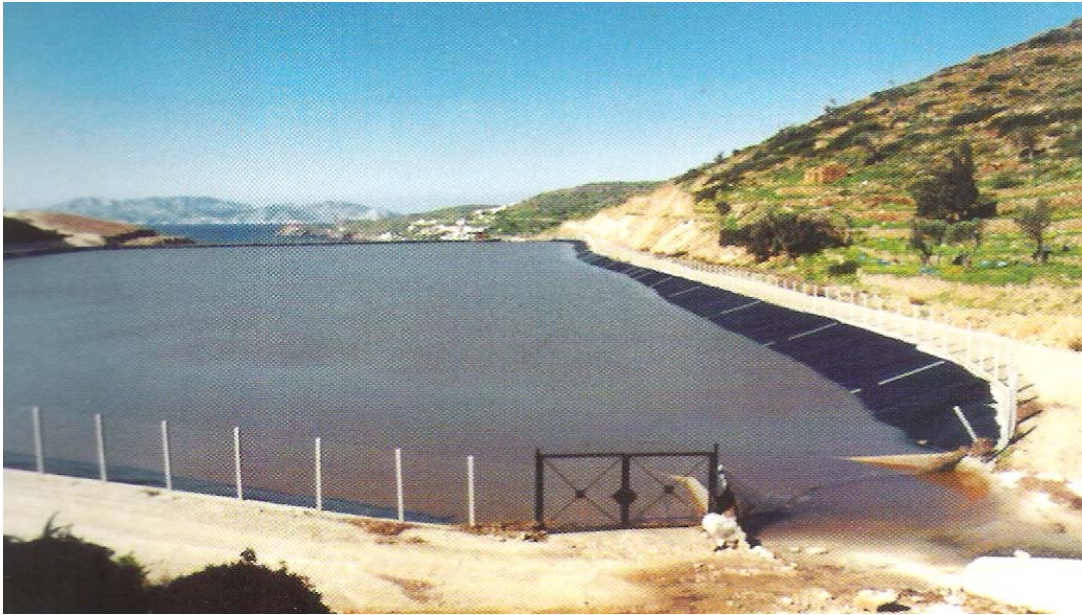
- Στην Ίο υπάρχει:
 - μία λιμνοδεξαμενή χωρητικότητας 230.000m^3 , στη θέση Επάνω κάμπος και
 - ένα φράγμα ύψους 23m συνολικής χωρητικότητας 215.000 m^3 στη θέση Μυλοπόταμος που τροφοδοτείται από το χείμαρρο Μυλοπότα,
- στην Πάρο υπάρχουν τρεις λιμνοδεξαμενές:
 - χωρητικότητας 220.000 m^3 , στη θέση Καβουροπόταμος,
 - χωρητικότητας 400.000 m^3 , στη θέση Μάρπισσα,
 - χωρητικότητας 300.000 m^3 , στη θέση Συρίγος,
- στη Νάξο:
 - ένα φράγμα ύψους 43m συνολικής χωρητικότητας $3.000.000\text{ m}^3$ στη θέση Τσικαλλαριό και
 - μία λιμνοδεξαμενή, χωρητικότητας 570.000 m^3 στη θέση Εγγαρές που τροφοδοτείται από μία υδροληγία από το χείμαρρο των Εγγαρών.

Σχήμα 2.12. Αποψη της υπάρχουσας λιμνοδεξαμενής στο νησί της Ίου.



(πηγή: Google Earth, 2008)

Σχήμα 2.13. Φράγμα Μολοποτάμου Του.



(πηγή: Υπουργείο Γεωργίας, 2003)

Σχήμα 2.14. Λιμνοδεξαμενή Εγγαρών Νάξου.



(πηγή: Google Earth, 2008)

Σχήμα 2.15. Φράγμα Τσικαλαρριού Νάξου.



(πηγή: Google Earth, 2008)

Στην παρούσα μελέτη, επιλέγουμε ως κάτω λιμνοδεξαμενή αυτήν της Ίου, με βάση την αρχή της αποκέντρωσης της παραγωγής.

Η υπάρχουσα λιμνοδεξαμενή που παρουσιάζεται εδώ, βρίσκεται στη θέση Επάνω Κάμπος, 50m από την επιφάνεια της θάλασσας, ο τρόπος κατασκευής της είναι με στεγανωτική μεμβράνη και έχει χωρητικότητα 230.000m^3 . Έτσι τίθεται ένα όριο για το μέγεθος της άνω λιμνοδεξαμενής.

Σκοπός της κατασκευής αυτού του έργου ήταν η κάλυψη των αναγκών ύδρευσης και άρδευσης του νησιού.

Στη συγκεκριμένη περίπτωση, το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο που μελετάται, θα αποθηκεύει ενέργεια μέσω της άντλησης ποσοτήτων νερού από τη χαμηλότερη προς την ανώτερη στάθμη σε περιόδους περίσσειας αιολικής ισχύος και θα την επανακτά με την τροφοδότηση αυτών των ποσοτήτων νερού προς τους στροβίλους που βρίσκονται σε χαμηλότερη στάθμη.

2.7. ΟΙ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΝΗΣΙΟΥ ΤΗΣ ΙΟΥ ΣΕ ΝΕΡΟ

Στις Κυκλάδες είναι έντονο το πρόβλημα των υδάτινων πόρων εξαιτίας (Γ. Κάραλης, 2008):

- των υδατοστεγών γεωλογικών σχηματισμών που δεν επιτρέπουν τη διαμόρφωση υπόγειων υδροφορέων ικανοποιητικής απόδοσης,
- της μικρής έκτασης και του έντονου ανάγλυφου που δεν επιτρέπουν τον εμπλουτισμό των υπόγειων υδροφορέων (π.χ. με τη βροχή),
- του χαμηλού ετήσιου ύψους βροχής που περιορίζει την επιφανειακή απορροή και κατεΐσδυση,
- της εποχιακής αύξησης του πληθυσμού τη θερινή περίοδο:
 - μόνιμος πληθυσμός περίπου 95.000 κάτοικοι,
 - αύξηση το καλοκαίρι 5-7 φορές,
- της μεγάλης τουριστικής ανάπτυξης των ακτών που οδηγεί σε υπερεκμετάλλευση των παράκτιων υδροφορέων (υφαλμύρωση) και
- του ελάχιστου σημείου υδρολογικού δυναμικού.

Η ενεργειακή χρήση του νερού είναι δευτερεύουσα σε σύγκριση με τις ανάγκες για ύδρευση και άρδευση. Προκύπτει έτσι η απαίτηση εξασφάλισης του νερού για όλες τις χρήσεις.

Στα πλαίσια αυτής της διαπίστωσης, σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια γίνονται υπολογισμοί για την αξιοποίηση της περίσσειας αιολικής ισχύος σε μονάδα αφαλάτωσης με σκοπό να εξασφαλιστεί η διαθεσιμότητα του νερού.

2.8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

Σύμφωνα με την ανάλυση της παρούσας κατάστασης, κρίνεται σκόπιμη η αποκέντρωση του ηλεκτρικού συστήματος. Σήμερα, η παραγωγή είναι συγκεντρωμένη στο ένα άκρο του ηλεκτρικού δικτύου, στην Πάρο, γεγονός που οδηγεί σε μεγάλες απώλειες μεταφοράς, καθώς και κακής ποιότητας παροχή ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό συνεπάγεται ένα ασταθές σύστημα το οποίο είναι ευαίσθητο σε διαταραχές.

Στα πλαίσια αυτών των διαπιστώσεων, και με βάση τη ραγδαία τουριστική ανάπτυξη της Ίου, προτείνεται η ενίσχυση του συστήματος με ένα υβριδικό σύστημα στην Ίο. Επιπρόσθετα, η ύπαρξη μιας σημαντικού μεγέθους δεξαμενής σε τοποθεσία που επιτρέπει σύμφωνα με τις υπάρχουσες μελέτες την κατασκευή δεύτερης δεξαμενής με σημαντικό υδραυλικό ύψος, αναδεικνύει την Ίο ως μια ιδανική περίπτωση εφαρμογής ενός τέτοιου έργου.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η εξέταση των σεναρίων που παρουσιάζονται εδώ, αντιπροσωπεύει συστήματα μικρού μεγέθους. Στόχος μας βέβαια, δεν είναι να προτείνουμε ένα σύστημα μικρού μεγέθους, γιατί πρέπει να λαμβάνουμε πάντα υπόψη μας τις δεσμεύσεις που υπάρχουν σχετικά με την επίτευξη της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη, μέχρι το 2020 και το 2030 (12% μέχρι το 2020 και 22% μέχρι το 2030). Αντικειμενικός στόχος πρέπει να είναι η εγκατάσταση όσο το δυνατόν πιο «μεγάλων» ανανεώσιμων συστημάτων που θα εξασφαλίζουν ανανεώσιμη παραγωγή και θα συμμετέχουν ουσιαστικά στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Με χαμηλή συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην παραγωγή ενέργειας, φαντάζει ανέφικτη η επίτευξη του στόχου για την Ελλάδα. Ιδιαίτερα στα νησιά, που αποτελούν αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, και υπάρχει έντονο αιολικό δυναμικό η διείσδυση των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης μπορεί να φτάσει πολύ υψηλές τιμές, π.χ. της τάξης του 80%. Αν δε γίνει σωστή αξιοποίηση των εγχώριων πηγών, τα επίπεδα διείσδυσης της αιολικής ενέργειας θα παραμείνουν πολύ χαμηλά. Επομένως, η εγκατάσταση αιολικής ισχύος στα αυτόνομα συστήματα θα βοηθήσει πολύ - βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα - στην πραγματοποίηση των δεσμεύσεών μας για τα ακόλουθα έτη. Σε ένα αιολικό σύστημα, η χρήση αντλησιοταμίευσης επιτρέπει μεγαλύτερη διείσδυση της ανανεώσιμης ισχύος και έτσι λειτουργεί συμπληρωματικά για την κατάκτηση των επιδιωκόμενων ποσοστών διείσδυσης αιολικής ενέργειας.

Σε αυτήν την εργασία όμως, δεν εξετάζεται πώς μπορεί να επιτευχθεί ο στόχος που έχει οριστεί από την Ευρώπη για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των αιολικών στο σύστημά μας, γι' αυτό και η εγκατεστημένη αιολική ισχύς παραμένει σε σχετικά χαμηλά επίπεδα. Όπως αναφέρθηκε, σκοπός της εργασίας είναι η σύγκριση των υπάρχοντων σεναρίων που υπάρχουν και σχετίζονται με τον τρόπο λειτουργίας ενός υβριδικού συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση στο αυτόνομο σύστημα της Παροναξίας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ

Το υβριδικό σύστημα της Ίου έχει μελετηθεί σταδιακά και κατά καιρούς από διάφορες ομάδες μελετητών, οι οποίες μάλιστα υποστηρίζουν θερμά διαφορετικές λογικές λειτουργίας. Κάποιες από αυτές τις λογικές διαφέρουν λιγότερο και κάποιες άλλες περισσότερο. Η διαδικασία της σύγκρισης δεν είναι εύκολο να γίνει διότι οι επιμέρους λειτουργίες διαφέρουν σημαντικά ως προς τον σχεδιασμό τους, ως προς το σκοπό τους, αλλά και ως προς ζητήματα αξιοπιστίας.

Σε αυτό το κεφάλαιο θα παρουσιαστούν συνοπτικά αυτές οι απόψεις με τα αντίστοιχα σενάρια και τις βασικές αρχές που τα διέπουν. Ο σχολιασμός που θα ακολουθήσει, βασίζεται στο γεγονός, πως υπάρχουν σταθερά και κοινά δεδομένα για το σύστημα για όλα τα σενάρια, όπως τα στοιχεία της παραγωγής και της ζήτησης του ενεργειακού συστήματος της Παροναξίας, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και του στροβίλου (αυτή ήταν η αρχική σκέψη και μετά προέκυψαν τα περαιτέρω σενάρια), τα στοιχεία του κόστους, τα στοιχεία της κάτω λιμνοδεξαμενής, η υψομετρική διαφορά των δύο λιμνοδεξαμενών, τα στοιχεία των σωληνώσεων, σύμφωνα με τα οποία τα αποτελέσματα που θα προκύψουν – ως κάποιο βαθμό - μπορούν να θεωρηθούν συγκρίσιμα. Δηλαδή στόχος ήταν, με την ίδια διαστασιολόγηση και με δεδομένη τη νομοθεσία – όπου αυτή ακολουθείται - να δούμε πώς ανταποκρίνεται το σύστημα και τι αποτελέσματα προκύπτουν.

Κατά τη διάρκεια της ανάπτυξης των σεναρίων που έχουν αναφερθεί μέχρι τώρα, προέκυψαν διαπιστώσεις που οδήγησαν στο να δημιουργηθούν επιπλέον σενάρια με βάση αυτά που ήδη υπήρχαν. Έτσι, ξεκινώντας την εξέταση των σεναρίων με δεδομένο την κοινή εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών και του στροβίλου, παρατηρήθηκε πως ο βαθμός επίτευξης του set-point του στροβίλου διέφερε σημαντικά κατά περίπτωση. Για αυτό το λόγο, τα σενάρια που θα παρουσιαστούν παρακάτω χωρίζονται σε δύο κατηγορίες. Στη μία, εξετάζονται τα σενάρια που προκύπτουν για διαστασιολόγηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών και του στροβίλου 8MW και 8MW αντίστοιχα και στην άλλη τα σενάρια που παρέχουν 100% βαθμό επίτευξης set-point του στροβίλου. Με αυτόν τον τρόπο, καταλήγουμε στην εξέταση οχτώ στο σύνολο σεναρίων.

Συμπληρωματικά, για το πρώτο σενάριο που αναφέρεται στην παραγωγή ενέργειας με μονάδες βάσης τις ανεμογεννήτριες, αναλύεται ξεχωριστά και η περίπτωση της μονής και η περίπτωση της διπλής σωλήνωσης ως υποπεριπτώσεις εξαιτίας της διαφορετικότητας της λειτουργίας αυτού του σεναρίου.

Συνολικά όμως, οι κύριες εξεταζόμενες απόψεις είναι τέσσερις και αυτές κρίνεται σκόπιμο να αναλυθούν και να παρουσιαστούν σε αυτό το κεφάλαιο. Τα σενάρια, οι παραλλαγές των σεναρίων και τα αποτελέσματα που προκύπτουν θα παρουσιαστούν στο 5^ο κεφάλαιο.

Τα ερωτήματα που παρουσιάζονται παρακάτω θα απαντηθούν και θα αναλυθούν για τα σενάρια σε κάθε παράγραφο ξεχωριστά.

1. Είναι αναγκαίο το σύστημα αποθήκευσης ενός μικρού ή μεσαίου μεγέθους υβριδικού συστήματος - σε σχέση με το μέγεθος του αυτόνομου συστήματος - να κάνει χρήση της ενέργειας του συμβατικού σταθμού;
2. Σε ποιες καταστάσεις λειτουργίας το σύστημα αποθήκευσης συμβάλει ιδιαίτερα στην μεγιστοποίηση της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα νησιά και την μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας;
3. Χρειάζονται περιορισμοί στην ισχύ των ανεμογεννητριών ενός υβριδικού συστήματος και αν ναι με ποια κριτήρια;
4. Ποιο είναι το ιδανικό μέγεθος και τι αυτάρκεια πρέπει να έχει το αποθηκευτικό σύστημα ενός υβριδικού συστήματος;
5. Ποιες θεωρούνται ώρες αιχμής;
6. Ποιες είναι οι βασικές αρχές σχεδιασμού και λειτουργίας ενός υβριδικού συστήματος;

Ο υβριδικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση αντλιοσταμίου που προτείνεται να κατασκευαστεί στο νησί της Ίου περιλαμβάνει τα ακόλουθα υποσυστήματα, όπως έχει ήδη προαναφερθεί :

- το αιολικό πάρκο (Α/Π), όπου θα απαρτίζεται από ανεμογεννήτριες σύγχρονης γεννήτριας μεταβλητών στροφών και μεταβαλλόμενου βήματος πτερυγίων. Το Α/Π του υβριδικού σταθμού θα αποτελεί τη μη ελεγχόμενη μονάδα παραγωγής ΗΕ (ηλεκτρικής ενέργειας) από Α.Π.Ε.,
- το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, δηλαδή το αντλιοστάσιο, τους δύο αγωγούς αναρρόφησης και προσαγωγής, και τους ταμιευτήρες με την κατάλληλη υψομετρική διαφορά μεταξύ τους,
- το σύστημα των υδροστροβίλων που θα αποτελεί την ελεγχόμενη μονάδα παραγωγής ΗΕ του συστήματος,
- τα συστήματα ελέγχου,
- τα συστήματα μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας
- και τη μονάδα αφαλάτωσης.

3.1. ΣΕΝΑΡΙΟ 1 - ΠΡΟΤΑΣΗ Γ.ΜΠΕΤΖΙΟΥ

Το σενάριο αυτό θα μπορούσε να ονομαστεί σενάριο «μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος» και προτάθηκε από τον κ. Γ.Μπέτζιο.

Το κείμενο που ακολουθεί αναφέρεται σε συστήματα μικρού, μεσαίου και μεγάλου μεγέθους (Γ. Μπέτζιου, 2007). Μέσα από αυτό το κείμενο, γίνεται κατανοητή η λογική που διέπει αυτό το σενάριο.

«Τα προβλήματα συνδυασμού λειτουργίας των ανεμογεννητριών με τις παραδοσιακές πετρελαϊκές μονάδες των συμβατικών σταθμών στα νησιά είναι γνωστά. Είναι επίσης γνωστό ότι τα προβλήματα αυτά γίνονται πιο έντονα όσο μειώνεται το φορτίο, δηλαδή η κατανάλωση του νησιού. Ακόμη και η περίφημη διάταξη του 30% δεν μπόρεσε να αλλάξει την κατάσταση αυτή και να «επιβάλει» μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα νησιά. Το αποτέλεσμα είναι ότι παρ' όλες τις προσπάθειες, η συμμετοχή της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα δίκτυα να παραμένει σε πολύ χαμηλά επίπεδα.

Η αύξηση της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα νησιά, θα γίνει μόνο όταν αλλάξει η παγιωμένη φιλοσοφία και οι ανεμογεννήτριες από εφεδρικές μονάδες που ήταν, γίνουν μονάδες βάσης. Αυτό σημαίνει ότι, σε κρίσιμες καταστάσεις (χαμηλά φορτία, διακυμάνσεις της ισχύος των ανεμογεννητριών μη ελεγχόμενης ισχύος κλπ.) θα διακόπτεται η λειτουργία των πετρελαϊκών μονάδων, αντί για τις ανεπιθύμητες και συνάμα αντιοικονομικές περικοπές στην λειτουργία των ανεμογεννητριών. Αυτό, στο ξεκίνημα, οι περισσότεροι το θεωρούσαν ανέφικτο, μέχρι που εφαρμόστηκε το 2000 στην Κύθνο.

Στην Κύθνο οι ανεμογεννήτριες λειτούργησαν σαν μονάδες βάσης και όταν μπορούσαν να καλύψουν όλο το φορτίο (ζήτηση), οι ντιζελογεννήτριες του σταθμού σταματούσαν. Αυτό είναι το υβριδικό σύστημα της πρώτης γενιάς. Έτσι άνοιξε πλέον ο δρόμος για τα υβριδικά συστήματα της δεύτερης γενιάς, αυτών δηλαδή που έχουν και κατάλληλο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ένα τυπικό υβριδικό σύστημα της δεύτερης γενιάς για να εξυπηρετεί το στόχο μείωσης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που προφανώς είναι επακόλουθο της μεγιστοποίησης της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, και το στόχο της ελαχιστοποίησης της λειτουργίας των συμβατικών πετρελαϊκών μονάδων, όπως ορίζει και ο νέος νόμος, πρέπει να έχει τα εξής βασικά χαρακτηριστικά:

1. Να καθιστά σαν βασικές μονάδες παραγωγής τις ανεμογεννήτριες με εφεδρικές τις ντιζελογεννήτριες.
2. Να διαθέτει σύστημα αποθήκευσης ενέργειας ικανό να εξομοιώνει τις διαφορές που προκύπτουν στο ενεργειακό ισοζύγιο του δικτύου για το χρονικό διάστημα που απαιτείται.
3. Να εξασφαλίζει ευνοϊκές συνθήκες περιβαλλοντικά αποδεκτής και οικονομικά συμφέρουσας λειτουργίας στις ντιζελογεννήτριες, όταν αυτές επιβάλλεται να λειτουργήσουν.

Τα χαρακτηριστικά αυτά έχουν επιβεβαιωθεί και από τις μέχρι τώρα γνώσεις και την εμπειρία που αποκτήθηκαν από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος της Κύθνου.

Με τα υβριδικά συστήματα πρέπει να εξασφαλίζεται η μεγιστοποίηση της διείσδυσης των Α.Π.Ε. στα αυτόνομα δίκτυα και η ελαχιστοποίηση της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων των υφιστάμενων πετρελαϊκών σταθμών. Μόνιμη επιδίωξη πρέπει να είναι το ελάχιστο δυνατό κόστος παραγωγής του συνολικού συστήματος (υβριδικού και συμβατικού).»

Σύμφωνα λοιπόν με το πρώτο σενάριο, η χρήση της ενέργειας από το συμβατικό σταθμό για την πλήρωση του αποθηκευτικού συστήματος για ένα μικρού ή μεσαίου μεγέθους υβριδικό σύστημα, δεν κρίνεται αναγκαία, αν το σύστημα είναι ορθά σχεδιασμένο και γίνεται σωστή διαχείριση της ενέργειας και του στροβίλου. Αυτό συμβαίνει καθώς, όταν η παραγωγή των αιολικών δεν επαρκεί, μπαίνουν σε λειτουργία οι Diesel γεννήτριες από την κατάσταση της ψυχρής εφεδρείας. Αυτό όμως προϋποθέτει ότι με τον κατάλληλο εξοπλισμό και τη σωστή διαχείριση έχουμε και βέλτιστη λειτουργία των Diesel γεννητριών. Με αυτόν τον τρόπο, δε χρειάζεται κιόλας να «περνά» η παραγόμενη ενέργεια από το σύστημα αποθήκευσης, επιβαρύνοντας έτσι χωρίς λόγο το κόστος παραγωγής και με σπατάλη της ενέργειας σε απώλειες. Ο διαχειριστής του συστήματος θα αποφασίσει πόση ενέργεια μπορεί να διατεθεί για το σύστημα αποθήκευσης, με βάση την επιπλέον δυναμικότητα των ήδη ενταγμένων μονάδων.

Το σύστημα αποθήκευσης συμβάλλει ιδιαίτερα με τη λειτουργία του στις καταστάσεις εκείνες όπου η παραγόμενη ισχύς των ανεμογεννητριών υπολείπεται της ζήτησης λίγα μόνο kW. Έτσι αποτρέπεται η λειτουργία της πρώτης Diesel γεννήτριας που μπορεί να οδηγήσει σε απόρριψη της παραγωγής ενέργειας των αιολικών και βέβαια με αυτόν τον τρόπο, ανά πάσα στιγμή είναι δυνατό να καλυφτούν οι ανάγκες της ζήτησης του δικτύου, χωρίς την καθυστέρηση που απαιτεί η επαναλειτουργία των Diesel γεννητριών.

Οι περιορισμοί που μπαίνουν στην εγκατεστημένη ισχύ των ανεμογεννητριών του υβριδικού συστήματος, όταν μιλάμε για μεγάλης κλίμακας διείσδυση, προβλέπουν πως η εγκατεστημένη ισχύς είναι μεγαλύτερη από το μέγιστο φορτίο του νησιού. Στη συγκεκριμένη περίπτωση όμως, που αναφερόμαστε σε κάλυψη του ποσοστού της ζήτησης, οι περιορισμοί που μπαίνουν σχετίζονται με το σύστημα αποθήκευσης, δεδομένης της μέγιστης συμμετοχής που μπορεί να έχει το υβριδικό σύστημα στην παραγωγή ενέργειας.

Επομένως, το υπό εξέταση ζήτημα είναι το μέγεθος του αποθηκευτικού συστήματος. Με δεδομένο το γεγονός της κάλυψης ενός ποσοστού της ζήτησης, επιθυμούμε ένα σύστημα που να παρέχει αυτάρκεια κάποιων ωρών. Το σύστημα που θα παρείχε αυτάρκεια για να καλύπτεται το 100% της ζήτησης, θα μας οδηγούσε σε τεράστιους ταμειωτήρες και σε πολύ μεγάλο κόστος επένδυσης, που βέβαια δε γνωρίζουμε αν κάτι τέτοιο θα ήταν τεχνικά και οικονομικά εφικτό. Ο στόχος εδώ είναι να εξασφαλίζεται εγγυημένη λειτουργία για τουλάχιστον τόσο χρονικό διάστημα, όσο χρειάζεται για να μπουν σε λειτουργία όπως είπαμε οι συμβατικές μονάδες από την ψυχρή κατάσταση και να αναλάβουν πλήρες φορτίο. Η εγγυημένη λειτουργία εδώ, δεν ερμηνεύεται με τον ίδιο τρόπο όπως και για τα

άλλα σενάρια. Το ζητούμενο δεν είναι πάντα να παράγω συγκεκριμένες ώρες την ημέρα ή να συνεισφέρω ποσοστιαία στην κάλυψη της ζήτησης, αλλά να επιτυγχάνεται η όσο το δυνατόν πιο οικονομική και τεχνικώς πιο εφικτή συνεργασία των αιολικών, του στροβίλου και των συμβατικών μονάδων.

Οι βασικές αρχές που προκύπτουν από τα παραπάνω είναι η καθιέρωση των ανεμογεννητριών ως μονάδων βάσης, έχοντας βέβαια την απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύ, η λειτουργία των Diesel γεννητριών με σταθερό φορτίο και το φορτίο αυτό να είναι βέλτιστο όταν δεν έχω επαρκή άνεμο και ο άνω ταμιευτήρας δεν έχει επαρκή αποθέματα νερού και τέλος η αξιοποίηση της περίσσειας ενέργειας για αφαλάτωση, μειώνοντας έτσι το ποσό της απορριπτόμενης ενέργειας από τα αιολικά και βοηθώντας συνολικά το σύστημα στη διατήρηση της αυτάρκειάς του, όχι μόνο ενεργειακά.

Είναι φανερό, πως σε ένα τέτοιο σύστημα, η ταύτιση του διαχειριστή του υβριδικού συστήματος με το διαχειριστή του ηλεκτρικού συστήματος θα βοηθούσε στο να αποφευχθούν οι δυσκολίες που προκύπτουν από την αναγκαία συνεργασία μεταξύ τους και την πιθανή μη σύμπτωση συμφερόντων τους.

Πέρα από τα παραπάνω, η αρχική διαστασιολόγηση 8MW στροβίλου και 8MW αιολικής εγκατεστημένης ισχύος για αυτό το σενάριο, δεν οδήγησε σε λογικά αποτελέσματα. Αυτό έδειξε πως το σύστημα δεν μπορεί να λειτουργήσει ευνοϊκά με αυτήν τη διαστασιολόγηση και για αυτό το λόγο, τετραπλασιάστηκε η αιολική εγκατεστημένη ισχύς. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν, ανταποκρίνονται πολύ περισσότερο στην πραγματικότητα και παρουσιάζονται σε επόμενο κεφάλαιο.

Όλα τα παραπάνω αναφέρονται σε συστήματα μικρού ή μεγάλου μεγέθους όπου επιχειρείται η κάλυψη όσο το δυνατόν μεγαλύτερου ποσοστού της ζήτησης. Δηλαδή εδώ δε μιλάμε για σταθερή ποσοστιαία συμμετοχή, αλλά για προτεραιότητα αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης.

Στην πράξη, αυτό σημαίνει πως η λειτουργία του συστήματος στηρίζεται στις παρακάτω παραδοχές: το αιολικό πάρκο, που ανήκει στο υβριδικό σύστημα, ξεκινά τη λειτουργία του, αρχικά, γεμίζοντας την άνω δεξαμενή με την προοπτική ότι υπάρχει εξαρχής εφεδρεία του υβριδικού συστήματος. Τα αιολικά που βρίσκονται εκτός υβριδικού είναι φανερό πως ούτε επηρεάζουν, ούτε επηρεάζονται από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Από τη στιγμή που καλύπτεται αυτή η προτεραιότητα, ξεκινά η λειτουργία του υβριδικού συστήματος για την κάλυψη των αναγκών του δικτύου. Ο στόχος είναι, το αιολικό πάρκο σε συνεργασία με την παραγωγή του στροβίλου να καλύπτουν έως και 100% της ζήτησης του ηλεκτρικού συστήματος.

Ο περιορισμός του 30% που βάζει η νομοθεσία για τη στιγμιαία διείσδυση της αιολικής ενέργειας είναι εντελώς ξένη προς τη νοοτροπία της συγκεκριμένης λειτουργίας και ουσιαστικά αναφέρεται σε άλλα δεδομένα κάλυψης των αναγκών της ζήτησης.

Βέβαια, αν το υβριδικό σύστημα λειτουργούσε σε ένα μεγαλύτερο νησί, όπως η Νάξος ή η Πάρος, η κάλυψη της ζήτησης από το υβριδικό σύστημα θα έφτανε μεγαλύτερα ποσοστά συμμετοχής. Επομένως τώρα, το ζητούμενο είναι να φτάσει

αυτό το ποσοστό σε όσο μεγαλύτερη τιμή γίνεται. Ο στρόβιλος εδώ υπάρχει για να καλύπτει τις σχετικές αιχμές, τα μικρά ποσά ενέργειας δηλαδή που δεν μπορούν καλυφθούν για κάποιο λόγο από την καθαρά ανανεώσιμη παραγωγή και δεν υπάρχει λόγος να καλυφθούν από την παραγωγή συμβατικών μονάδων. Κάτι τέτοιο θα οδηγούσε σε μεγαλύτερη απόρριψη ενέργειας από το υβριδικό και τεχνικά μη βέλτιστη και αντιοικονομική λειτουργία των συμβατικών. Αυτό σημαίνει πως ο στρόβιλος πρέπει να είναι πάντα σε ετοιμότητα να ανταποκριθεί στις ανάγκες του συστήματος, δηλαδή πρέπει να υπάρχει διαθεσιμότητα νερού στην άνω δεξαμενή και σίγουρα πάντα πάνω από κάποιο όριο. Αυτό το όριο καθορίζει και την ελάχιστη ενέργεια που μπορεί να παραχθεί και το χρόνο τον οποίο μπορεί να «δώσει» το υβριδικό σύστημα στις συμβατικές μονάδες για να ξεκινήσουν να λειτουργούν από την ψυχρή κατάσταση. Αυτό προϋποθέτει πως στην περίπτωση που η άνω δεξαμενή πέσει κάτω από αυτό το όριο, η προτεραιότητα του υβριδικού συστήματος να καλύπτει τη ζήτηση, μετατρέπεται σε προτεραιότητα να δίνεται ένα κομμάτι στη ζήτηση και ένα κομμάτι στη συμπλήρωση της δεξαμενής. Η υπερδιαστασιολόγηση της άνω δεξαμενής θα οδηγούσε σίγουρα σε αντιοικονομική προμελέτη.

Το ζητούμενό μας εδώ, δεν είναι να έχουμε μια άνω δεξαμενή τεράστια και πάντα γεμάτη, αλλά μία δεξαμενή που το μέγεθος της θα μπορεί να ανταποκρίνεται στις ανάγκες της ζήτησης και θα είναι σε θέση να μπορεί να αφήνει τις συμβατικές μονάδες παραγωγής σε ψυχρή εφεδρεία για όσο διάστημα είναι δυνατό. Με αυτό το σύστημα δεν καταργείται η λειτουργία των συμβατικών μονάδων, αλλά αποτελεί ένα μέρος της ηλεκτρικής παραγωγής με την τεχνικά καλύτερη δυνατή και οικονομική λειτουργία. Η περίπτωση να αποξηλωθούν συμβατικές μονάδες παραγωγής από το δεδομένο ηλεκτρικό σύστημα δεν παρουσιάζεται σαν πρωτίστης σημασίας, αντιθέτως παραμένουν στο σύστημα ως εφεδρικές μονάδες και παρέχουν στο σύστημα τη δυνατότητα κάλυψης των αναγκών του τα επόμενα χρόνια που η αύξηση της ζήτησης φαντάζει σαν κάτι δεδομένο.

Ένα ερώτημα που προκύπτει για αυτό το σενάριο είναι αν είναι προτιμότερη εδώ η χρήση μονής ή διπλής σωλήνωσης. Ποιες είναι οι περιπτώσεις που θα μπορούσαν να λειτουργούν ταυτόχρονα οι αντλίες και ο στρόβιλος; Και αν λειτουργούν οι αντλίες, δηλαδή υπάρχει περίσσεια ενέργειας, ποιος ο λόγος να λειτουργεί και ο στρόβιλος; Είναι αλήθεια, πως οι περιπτώσεις που θα μπορούσε να συμβεί κάτι τέτοιο είναι λίγες, αλλά η λειτουργία του στρόβιλου παρέχει ευστάθεια στο ηλεκτρικό σύστημα. Η μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου οδηγεί και σε μεταβαλλόμενη παραγωγή ενέργειας, επομένως – έστω και σε ελάχιστες περιπτώσεις - μπορεί να καταστεί η λειτουργία του στρόβιλου αναγκαία για την ευστάθεια του συστήματος. Με αυτόν τον τρόπο, το κόστος της εγκατάστασης σίγουρα αυξάνεται, αλλά δεν είναι κάτι που παρουσιάζεται ως αποτρεπτικό για τη δημιουργία ενός τέτοιου έργου, καθώς αυξάνεται η αξιοπιστία του υβριδικού συστήματος και μακροπρόθεσμα οδηγεί σε οφέλη.

Σε αυτό το σημείο θα παρουσιαστούν κάποια χαρακτηριστικά της μονής και της διπλής σωλήνωσης, μιας και κρίνεται σκόπιμη η εξέταση των σεναρίων (Γ. Κάραλης, 2008).

Μονή σωλήνωση

Η περίπτωση της μονής σωλήνωσης έχει ασφαλώς το πλεονέκτημα της πιο οικονομικής λύσης. Από την άλλη μεριά βάζει περιορισμό, καθώς δεν επιτρέπει την

ταυτόχρονη λειτουργία του στρόβιλου με τις αντλίες. Στην περίπτωση λοιπόν μονής σωλήνωσης πρέπει να καθοριστεί αν έχει προτεραιότητα λειτουργίας ο στρόβιλος ή οι αντλίες.

- Προτεραιότητα στις αντλίες.

Στην περίπτωση που ο υβριδικός σταθμός στοχεύει στην εκμετάλλευση όσο το δυνατόν περισσότερης από την απορριπτόμενη αιολική ισχύ, τότε προτεραιότητα στη λειτουργία έχουν οι αντλίες. Σε αυτήν την περίπτωση, η παραγωγή της ενέργειας από τον στρόβιλο μπορεί να γίνει μονάχα τις ώρες που δεν γίνεται άντληση. Δηλαδή τις ώρες που δεν υπάρχει αιολική απορριπτόμενη ισχύς. Αυτό συμβαίνει, κυρίως τις ώρες που ο άνεμος είναι χαμηλός και δευτερευόντως τις ώρες που είναι χαμηλή η ζήτηση.

- Προτεραιότητα στο στρόβιλο.

Στην περίπτωση που ο υβριδικός σταθμός στοχεύει πρωταρχικά να εξυπηρετήσει τις ανάγκες του ηλεκτρικού συστήματος δίνοντας ισχύ στο δίκτυο όταν απαιτείται (σε προκαθορισμένες ώρες, ή όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από μια τιμή, ή το κόστος παραγόμενης ενέργειας ξεπεράσει ένα οριακό κόστος), τότε προτεραιότητα λειτουργίας έχει ο στρόβιλος έναντι των αντλιών. Σε αυτήν την περίπτωση, ενδεχομένως να υπάρχει απορριπτόμενη αιολική ισχύς και να μην μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση, λόγω λειτουργίας του στρόβιλου.

Για λόγους πληρότητας, αναφέρεται ότι εκτός από την παραπάνω περίπτωση, της εγκατάστασης με μονή σωλήνωση και δύο ξεχωριστές μηχανές – στρόβιλος και αντλίες – υπάρχει και η λύση της εγκατάστασης με μονή σωλήνωση όπου έχουμε λειτουργία μίας αναστρέψιμης μηχανής αντλίας-στρόβιλου⁴. Εδώ τονίζεται η διαφοροποίηση του βαθμού απόδοσης, η μη ταυτόχρονη λειτουργία του στρόβιλου με τις αντλίες – με ό,τι αυτό συνεπάγεται – και το γεγονός πως δεν ταυτίζεται η λειτουργία με την αιολική παραγωγή.

⁴ Είναι γνωστό, ότι σε εγκαταστάσεις με μονή σωλήνωση όπου έχουμε λειτουργία αναστρέψιμης αντλίας-στρόβιλου, παρατηρείται το φαινόμενο της μετατόπισης των χαρακτηριστικών λειτουργίας της ίδιας μηχανής για λειτουργία ως αντλίας και ως στρόβιλου και της διαφοράς στις χαρακτηριστικές της σωλήνωσης σε σχέση με τις εγκαταστάσεις με διπλή σωλήνωση. Αυτό οδηγεί στο να διαφέρει σημαντικά το σημείο λειτουργίας (ως τομή κάθε φορά της χαρακτηριστικής της σωλήνωσης και της μηχανής) για τις δύο διαφορετικές λειτουργίες. Δηλαδή εάν ληφθεί μέριμνα ώστε η μηχανή να λειτουργεί στο κανονικό σημείο λειτουργίας ως αντλίας, τότε το αντίστοιχο σημείο λειτουργίας ως στρόβιλου θα διαφέρει σημαντικά από το αντίστοιχο κανονικό. Αντίστοιχα συμβαίνουν εάν η μηχανή επιλεγεί να λειτουργεί ως στρόβιλος στο κανονικό σημείο λειτουργίας της – στην περίπτωση αυτή η λειτουργία ως αντλίας θα γίνεται σε σημείο απομακρυσμένο από το αντίστοιχο κανονικό και μάλιστα με παροχή μικρότερη της αντίστοιχης κανονικής της. Γίνεται φανερό με τα προηγούμενα, ότι η μελέτη αναστρέψιμης υδροδυναμικής μηχανής προϋποθέτει ότι πρέπει να γίνει ένας συμβιβασμός στην επιλογή των κριτηρίων σχεδίασής της. Σε ορισμένες περιπτώσεις το πρόβλημα του συμβιβασμού των σημείων λειτουργίας ως αντλίας και ως στρόβιλου επιλύεται με διαφορετική ταχύτητα περιστροφής σε κάθε περίπτωση – για τη λειτουργία αντλίας η ταχύτητα περιστροφής είναι υψηλότερη από αυτή της λειτουργίας ως στρόβιλου. Η λύση αυτή είναι δαπανηρή επειδή προϋποθέτει ηλεκτρική μηχανή με δύο διαφορετικά τυλίγματα (διαφορετικό πλήθος πόλων) ή την τροφοδοσία της μέσω συστήματος μεταβολής της συχνότητας του ηλεκτρικού ρεύματος τροφοδοσίας.

Διπλή σωλήνωση

Για τη διπλή σωλήνωση προκύπτει το ερώτημα: εάν υπάρχει ανάγκη παραγωγής ενέργειας από τον στρόβιλο, και ταυτόχρονα υπάρχει απορριπτόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα, τότε γιατί να μην απορροφηθεί περισσότερη ενέργεια απευθείας από τα αιολικά πάρκα; Η απάντηση δίνεται από τους περιορισμούς του δικτύου. Η άμεση απορρόφηση αιολικής ενέργειας δεν μπορεί να συμβεί πέραν της επιτρεπόμενης στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών και επομένως, εάν θέλουμε να φτάσουμε σε μεγαλύτερη διείσδυση αυτό μπορεί να γίνει μέσω του υβριδικού συστήματος.

Παράλληλα, η χρονική κατανομή της απορριπτόμενης ισχύος δείχνει ότι η περικοπή καθορίζεται πρώτα από τη διαθέσιμη αιολική ενέργεια και δεύτερον από τις διακυμάνσεις της ζήτησης. Σε ώρες αιχμής της ζήτησης και ταυτόχρονα διαθέσιμο άνεμο, από τη μια υπάρχει περικοπή αιολικής ισχύος και απαιτείται λειτουργία αντλιών για την εκμετάλλευση της περίσσειας αιολικής ισχύος, από την άλλη πρέπει να λειτουργήσει ο στρόβιλος (είτε λόγω υψηλής ζήτησης είτε λόγω απώλειας των αιολικών). Εάν λειτουργούν οι αντλίες θα απαιτηθεί χρόνος μέχρι να σταματήσουν και να ξεκινήσει η λειτουργία του στροβίλου, οπότε το βασικό πλεονέκτημα της άμεσης απόκρισης του στροβίλου χάνεται.

Συμπληρωματικά, αναφέρεται πως το βασικό πλεονέκτημα της εγκατάστασης με διπλή σωλήνωση (σύνθετη μονάδα με δύο μηχανές) είναι ότι κάθε μηχανή (στρόβιλος και αντλία) επιλέγεται έτσι ώστε να λειτουργεί στο αντίστοιχο κανονικό σημείο λειτουργίας της, χωρίς να είναι ανάγκη να γίνεται συμβιβασμός στα λειτουργικά χαρακτηριστικά της σε αντίθεση με την αναστρέψιμη αντλία-στρόβιλο (μονάδα με μία μηχανή). Παρουσιάζει όμως το μειονέκτημα του σημαντικού κόστους του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, ενώ επιπλέον κάθε μονάδα καταλαμβάνει χώρο σημαντικά μεγαλύτερο σε σύγκριση με τη λύση της εγκατάστασης με αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή. Στην περίπτωση όπου η προβλεπόμενη συχνότητα εναλλαγής της λειτουργίας είναι υψηλή, οι σύνθετες μονάδες πλεονεκτούν έναντι των αναστρέψιμων. Όταν όμως η διαθέσιμη υδραυλική πτώση είναι σημαντική και αντιστοιχεί σε υδροστρόβιλο του οποίου η λειτουργία δεν μπορεί να αντιστραφεί ώστε να λειτουργήσει ως αντλία (π.χ. υδροστρόβιλος τύπου Pelton), είναι απαραίτητη η εγκατάσταση ανεξάρτητης αντλίας που θα εξασφαλίζει τη λειτουργία της αποταμίευσης⁵.

⁵Μια πρωτότυπη διάταξη έχει σχεδιαστεί στα πλαίσια των μελετών για την κατασκευή του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου στο νησί El Hierro του συμπλέγματος των Καναρίων νησιών της Ισπανίας [G.Piernavieja, J.Pardilla, J.Schallenberg, C.Bueno (2003)]. Σύμφωνα με αυτή, υπάρχει η δυνατότητα διπλής ταυτόχρονης λειτουργίας με χρήση μονής σωλήνωσης. Αυτό συμβαίνει με την ενσωμάτωση ενός πρωτότυπου συστήματος διανομής. Χάρης σε αυτό, όταν η παροχή νερού από την κάτω στην άνω δεξαμενή λόγω άντλησης είναι μεγαλύτερη από την απαιτούμενη παροχή για τη λειτουργία του στροβίλου, μέρος του αντλούμενου νερού πηγαίνει απευθείας στον στρόβιλο, και το υπόλοιπο στην άνω δεξαμενή. Δηλαδή η σωλήνωση μεταφέρει νερό προς τα πάνω. Όταν η παροχή της αντλητικής εγκατάστασης είναι μικρότερη από την αντίστοιχη του στροβίλου, όλο το νερό από την άντληση κατευθύνεται στο στρόβιλο και συμπληρωματικά χρησιμοποιείται νερό από την άνω δεξαμενή για να συμπληρωθεί η απαιτούμενη παροχή στροβίλου. Συνεπώς σε αυτήν την περίπτωση, η σωλήνωση μεταφέρει νερό από την άνω στην κάτω δεξαμενή. Αυτή η προτεινόμενη λύση έχει το πλεονέκτημα ότι είναι σαφέστατα οικονομικότερη χωρίς να υστερεί λειτουργικά.

3.2. ΣΕΝΑΡΙΟ 2 - ΠΡΟΤΑΣΗ Γ.ΚΑΡΑΛΗ

Το σενάριο αυτό θα μπορούσε να ονομαστεί σενάριο «παροχής εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος». Ουσιαστικά σκιαγραφεί ένα σύστημα που η παραγωγή του στροβίλου ακολουθεί την καμπύλη ζήτησης της ενέργειας. Το σενάριο προτάθηκε από τον κ. Γ. Κάραλη και έχει σχεδιαστεί με στόχο να εξυπηρετήσει πρωτίστως τις ανάγκες του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος.

Σε αυτό το σενάριο, ως μονάδες βάσης παραμένουν οι συμβατικές μονάδες και στόχος είναι η παροχή εγγυημένης ισχύος που αυξομειώνεται με βάση τις ανάγκες του συστήματος. Η χρήση της ενέργειας από το συμβατικό σταθμό θεωρείται πιθανή, αλλά με τον περιορισμό πως η άντληση από το δίκτυο δεν πρέπει να γίνεται ανεξέλεγκτα, αλλά να έχει λόγο και ο διαχειριστής του συστήματος. Ο διαχειριστής του συστήματος δηλαδή θα αποφασίσει πόση ενέργεια μπορεί να διατεθεί για το σύστημα αποθήκευσης, με βάση την επιπλέον δυναμικότητα των ήδη ενταγμένων μονάδων. Αυτό σημαίνει πως η παραγόμενη ενέργεια «περνά» από το αποθηκευτικό σύστημα και μετά διατίθεται στο δίκτυο.

Το αποθηκευτικό σύστημα έτσι, εκτός από την έμμεση συνεισφορά που έχει στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των αιολικών, συμβάλλει και άμεσα, καθώς ο στρόβιλος λειτουργεί και ως στρεφόμενη εφεδρεία. Από τη στιγμή που ο στρόβιλος μπορεί ανά πάσα στιγμή να καλύψει τις διακυμάνσεις της ζήτησης, μπορεί να αυξηθεί και η διείσδυση των αιολικών.

Οι περιορισμοί που μπαίνουν σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ των ανεμογεννητριών του υβριδικού είναι πως η εγκατεστημένη αιολική ισχύς είναι ίση με την εγκατεστημένη ισχύ του αντλητικού συστήματος προσαυξημένη κατά 20%⁶.

Ο σκοπός του αποθηκευτικού συστήματος είναι να εξασφαλίζει την εγγυημένη λειτουργία του στροβίλου και να εκμεταλλεύεται την απορριπτόμενη αιολική ισχύ, καταναλώνοντάς την στις αντλίες. Επομένως, το πόσο μεγάλη είναι η δεξαμενή εξαρτάται από τον ανεμολογικό κύκλο, δηλαδή εδώ το ζητούμενο είναι μια σχετικά μεγάλη δεξαμενή, έχοντας όμως καθημερινή λειτουργία του στροβίλου, μεταβαλλόμενη σύμφωνα με τις ανάγκες της ζήτησης.

⁶Θα μπορούσαμε να θεωρήσουμε η εγκατεστημένη αιολική ισχύς να είναι ίση με την εγκατεστημένη ισχύ του αντλητικού συστήματος για τον εξής λόγο: στα νησιά έχουμε χαμηλό συντελεστή φόρτισης, δηλαδή μεγάλη ζήτηση για μικρό χρονικό διάστημα. Στα πλέον δυσμενή νησιά (πολλά μικρά και αρκετά μεσαία), αυτά δηλαδή με ελάχιστες δραστηριότητες το χειμώνα και σύντομη και έντονη τουριστική περίοδο το καλοκαίρι, η σχέση χαμηλού φορτίου προς αιχμή είναι 1/6. Συνεπώς αν τα αιολικά είναι ίσα με την αιχμή ή διπλάσια της αιχμής, τότε κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης, εάν τύχει να παράγουν στην ονομαστική τους ισχύ, ακόμα και αν επιτραπεί η 100% κάλυψη της ζήτησης με τα αιολικά, θα προκύπτει απορριπτόμενη ισχύς ίση με τα 5/6 ή τα 11/12 της ονομαστικής αιολικής ισχύος. Συνεπώς οι αντλίες αν στοχεύουν σε 100% χρήση της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, τότε θα πρέπει να έχουν αντίστοιχη δυναμικότητα. Συνεπώς ο σχεδιασμός αυτού του σεναρίου είναι συμβατός με τη νομοθεσία.

Σε σχέση με τις αιχμές, αυτό το σενάριο προϋποθέτει τη συνεχή συμμετοχή σε καθημερινή βάση όλων των μονάδων των ανεμογεννητριών, του στροβίλου και των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

Το υβριδικό σύστημα που προτείνεται εδώ εμπίπτει στον ορισμό του υβριδικού σταθμού παραγωγής ΗΕ από Α.Π.Ε. σύμφωνα με το ν. 3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», όπως αναφέρεται στο άρθρο 2 παράγραφος 25.

Η φιλοσοφία της λειτουργίας του υβριδικού σταθμού συνοψίζεται στην αποθήκευση της μη δυνάμενης να εγχυθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο αιολικής ισχύος μέσω του υποσυστήματος άντλησης και αποταμίευσης στον άνω ταμιευτήρα και κατόπιν η μετατροπή της αποθηκευμένης υδροδυναμικής ενέργειας σε ηλεκτρική μέσω των υδροστροβίλων και η πώληση αυτής στο σύστημα του μη διασυνδεδεμένου νησιού.

Ο σχεδιασμός του υβριδικού σταθμού της Ίου περιλαμβάνει ηλεκτρική διασύνδεση των υποσυστημάτων με το ηλεκτρικό σύστημα. Έτσι, η αιολική ενέργεια διαχέεται στο δίκτυο και συμψηφίζεται με την ενέργεια που χρησιμοποιείται για άντληση.

Η ενέργεια που θα παράγεται από το Α/Π, θα διοχετεύεται κατά προτεραιότητα απ' ευθείας στο δίκτυο με βάση την τιμή που παρέχει ο νόμος. Η περίσσεια αιολική ενέργεια θα αποθηκεύεται μέσω άντλησης στην άνω δεξαμενή και το υπόλοιπο μέρος θα χρησιμοποιείται για αφαλάτωση. Το νερό θα χρησιμοποιείται για την πλήρωση της άνω δεξαμενής, ώστε να μην υπάρχει πρόβλημα διαθεσιμότητας νερού για τη λειτουργία του υβριδικού, ενώ δίνεται η δυνατότητα πώλησης του νερού εφόσον υπάρχει ανάγκη για ύδρευση.

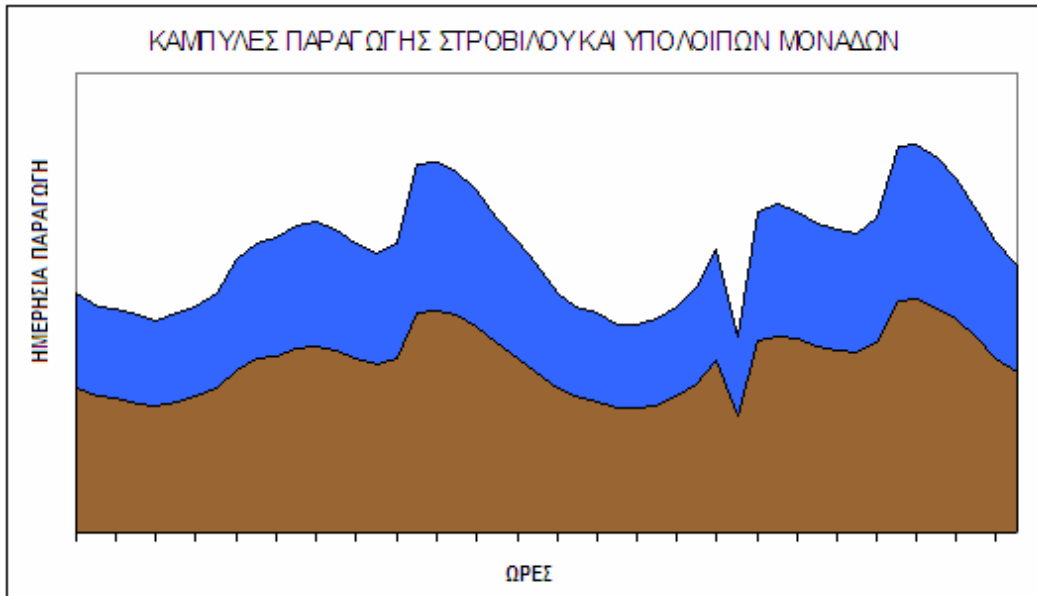
Η διαδικασία της άντλησης γίνεται με χρήση της περίσσειας αιολικής ενέργειας κατά προτεραιότητα και συμπληρωματικά με ενέργεια από το δίκτυο. Η διαθέσιμη ενέργεια από το δίκτυο για άντληση καθορίζεται από το διαχειριστή του συστήματος, με βάση την επιπλέον δυναμικότητα των ήδη ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Επιπρόσθετα, ο διαχειριστής του υβριδικού αποφασίζει την χρήση της με βάση τη στάθμη στην άνω δεξαμενή. Με αυτούς τους δύο περιορισμούς διασφαλίζεται ότι η άντληση με ενέργεια από το δίκτυο, δε θα δημιουργήσει πρόβλημα στο ηλεκτρικό σύστημα λόγω της άναρχης ζήτησης της, και ότι τελικά αυτή θα χρησιμοποιηθεί μονάχα όταν η στάθμη της δεξαμενής πέσει κάτω από κάποιο όριο και διακινδυνεύεται η ελεγχόμενη παραγωγή ενέργειας του στροβίλου.

Σημειώνεται ότι η ένταξη του υβριδικού συστήματος δεν θα επηρεάσει την λειτουργία των αιολικών πάρκων του νησιού.

Το (κάτω) όριο που τίθεται εδώ για την άνω δεξαμενή, διαφοροποιείται ποιοτικά από το προηγούμενο σενάριο. Εδώ το όριο, καθορίζει τη στάθμη εκείνη που το σύστημα ξεκινά να κάνει εισαγωγή ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες. Οι συμβατικές μονάδες έρχονται να συμπληρώσουν τη άνω δεξαμενή, ώστε το σύστημα να μπορεί να ανταποκριθεί στις ανάγκες του ηλεκτρικού συστήματος.

Στο παρακάτω διάγραμμα, φαίνεται ποιοτικά η συμμετοχή του στροβίλου στην κάλυψη των αναγκών της ζήτησης. Με μπλε χρώμα φαίνεται η συμμετοχή του στροβίλου και με καφέ χρώμα η συμμετοχή των υπόλοιπων μονάδων.

Διάγραμμα 3.1. Παραγωγή στροβίλου (μπλε χρώμα) με βάση τις ανάγκες του συστήματος και υπολοίπων μονάδων (καφέ χρώμα).



Κάτι που πρέπει να επισημανθεί, είναι πως αυτός ο σχεδιασμός του συστήματος εξυπηρετεί το διαχειριστή του συστήματος περισσότερο από όλα τα άλλα σενάρια: η παραγωγή του στροβίλου αυξομειώνεται σύμφωνα με τις ανάγκες του συστήματος την εκάστοτε στιγμή. Αυτό βέβαια σημαίνει πως η λειτουργία του μπορεί να γίνει δυσμενής για τον επενδυτή, καθώς έτσι υπάρχουν περίοδοι που ο στροβίλος δε θα χρειαστεί να λειτουργήσει, με όλα τα συνακόλουθα αποτελέσματα.

3.3. ΣΕΝΑΡΙΟ 3 - ΠΡΟΤΑΣΗ Δ.ΠΑΠΑΝΤΩΝΗ

Το σενάριο αυτό θα μπορούσε να ονομαστεί σενάριο «παροχής εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες». Το σενάριο αυτό αναπτύχθηκε από τον κ. Δ. Παπαντώνη και έχει σχεδιαστεί με στόχο να εξυπηρετήσει τις ανάγκες του υβριδικού συστήματος.

Η διαστασιολόγηση και εδώ αφορά στην εγκατάσταση υβριδικού σταθμού στην νήσο Ίο, σύμφωνα με το νόμο 3468/2006 και τον «Κανονισμό Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας».

Αυτό το σενάριο ακολουθεί τις αρχές της νομοθεσίας και ουσιαστικά αναφέρεται σε συμμετοχή 5-10% του υβριδικού συστήματος στο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού. Η χρήση της ενέργειας από το συμβατικό σταθμό θεωρείται απαραίτητη κιάλας σε περιπτώσεις που η παροχή εγγυημένης ισχύος δεν εξασφαλίζεται αποκλειστικά από την παραγωγή του αιολικού πάρκου του υβριδικού. Η ύπαρξη αποθεμάτων νερού στην άνω δεξαμενή είναι απαραίτητη προϋπόθεση για τη σωστή λειτουργία του συστήματος με βάση αυτό το σενάριο. Μονάδες βάσης είναι οι συμβατικές και ουσιαστικά αναφερόμαστε σε συνεισφορά του στρόβιλου πολύ μικρότερη από τις ανάγκες του ηλεκτρικού συστήματος. Η παραγόμενη ενέργεια «περνά» από το αποθηκευτικό σύστημα και μετά διατίθεται στο δίκτυο.

Σε αυτό το σενάριο, το σύστημα αποθήκευσης συμβάλλει έμμεσα στη διείσδυση των αιολικών, με αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στις αντλίες του συστήματος και μετά στο στρόβιλο. Η παραγωγή εδώ δεν εγγέεται απευθείας στο δίκτυο, αλλά καταναλώνεται πρώτα στις αντλίες, έτσι έχω πάντα διαθέσιμο νερό στην άνω δεξαμενή και επομένως μπορεί να παραχθεί η εγγυημένη ισχύς από το στρόβιλο. Με αυτόν τον τρόπο, ο διαχειριστής του υβριδικού συστήματος πετυχαίνει καλή τιμή πώλησης της παραγόμενης κιλοβατώρας, καθώς η παραγόμενη κιλοβατώρα από το στρόβιλο έχει υψηλότερη τιμή από αυτήν που παράγεται και διαχέεται απευθείας στο δίκτυο.

Οι περιορισμοί που ισχύουν εδώ για την εγκατεστημένη ισχύ των ανεμογεννητριών του υβριδικού συστήματος, ακολουθούν τη νομοθεσία, δηλαδή ότι η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών είναι ίση με την εγκατεστημένη ισχύ του αντλητικού συστήματος, προσαυξημένη κατά 20%.

Όπως και στο προηγούμενο σενάριο, το μέγεθος της δεξαμενής θεωρητικά εξαρτάται από τον ανεμολογικό κύκλο. Επομένως, με στόχο την παραγωγή εγγυημένης ισχύος από το στρόβιλο και την εκμετάλλευση της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος, το ζητούμενο είναι μία μεγάλη δεξαμενή. Βέβαια, για μία ακόμα φορά, αναφέρεται η επιφύλαξη για το αν ένα τέτοιο μέγεθος δεξαμενής είναι τεχνικά και οικονομικά εφικτό.

Όπως και να έχει, η λειτουργία του υβριδικού συστήματος σε αυτό στο σενάριο δε λαμβάνει υπόψη του τις αιχμές και η λειτουργία του στηρίζεται στη σταθερή κατανομή ημερησίως ανεξάρτητα των διακυμάνσεων της ζήτησης. Η χρήση των ανεμογεννητριών είναι μόνο για άντληση, ενώ οι Diesel μηχανές συνεχίζουν να

λειτουργούν όπως πριν ` αναλαμβάνουν τις διακυμάνσεις της ζήτησης. Ένα τέτοιο δεδομένο, καθιστά δυνατή την αποξήλωση ενός μέρους των συμβατικών μονάδων, οι οποίες θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν σε κάποιο άλλο σύστημα και έτσι να κάνουμε καλύτερη διαχείριση των μονάδων που υπάρχουν.

Η σειρά με την οποία χρησιμοποιείται η παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικά είναι η εξής: αρχικά η παραγόμενη ενέργεια καταναλώνεται στις αντλίες, δηλαδή εξασφαλίζω την παραγωγή του στροβίλου και ύστερα η περίσσεια ενέργειας μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση.

Ο ρόλος του (κάτω) ορίου που τίθεται εδώ για την άνω δεξαμενή, συμπίπτει με το προηγούμενο σενάριο. Το όριο, καθορίζει τη στάθμη εκείνη που το σύστημα ξεκινά να κάνει εισαγωγή ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες. Οι συμβατικές μονάδες καλούνται μέσω της άντλησης να συμπληρώσουν τη άνω δεξαμενή, ώστε το υβριδικό σύστημα να μπορεί να ανταποκριθεί στις ανάγκες του ηλεκτρικού συστήματος.

Επιλέγεται ο εξοπλισμός του συστήματος με χωριστό καταθλιπτικό αγωγό για το αντλητικό συγκρότημα και χωριστό αγωγό προσαγωγής για τον υδροστροβίλο, έτσι ώστε κατά τις ώρες λειτουργίας του υδροστροβίλου να μπορεί να αξιοποιηθεί η αιολική ενέργεια των ανεμογεννητριών μέσω της λειτουργίας άντλησης⁷.

Η ισχύς του στροβίλου, η οποία είναι ίση προς την ισχύ εγγυημένης παραγωγής, καθορίζεται θεωρώντας ότι η ημερήσια διάρκεια παραγωγής εγγυημένης ισχύος λαμβάνεται ίση προς 5 ώρες, κατανομημένες σε 3 ώρες το μεσημέρι και 2 ώρες νυχτερινές.

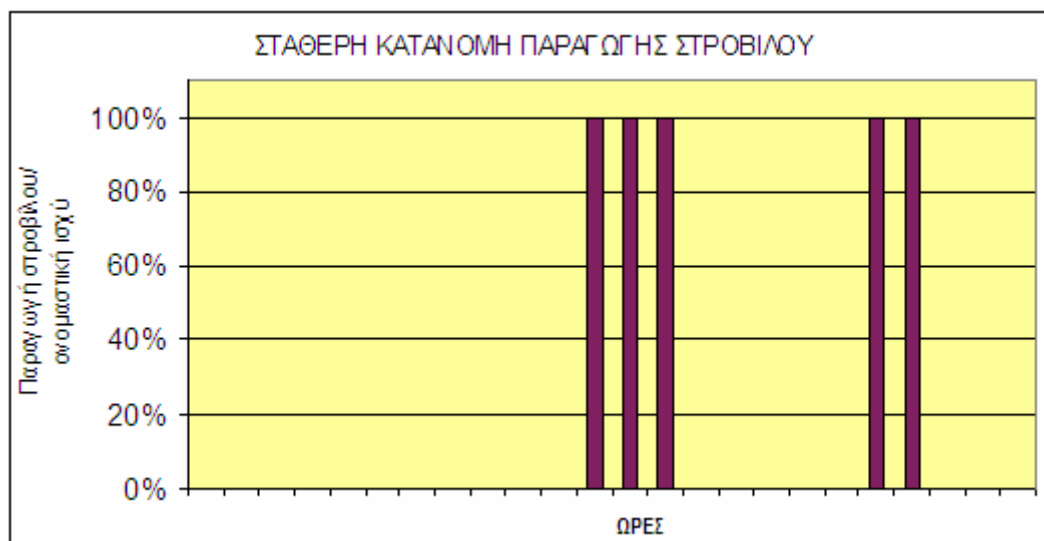
Κατ' αρχήν, η ονομαστική ισχύς του αιολικού πάρκου του υβριδικού σταθμού λαμβάνεται ίση προς την ισχύ του υδροστροβίλου (8MW). Σε κάθε περίπτωση όμως η πραγματική ισχύς του αιολικού πάρκου δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την ισχύ του καλωδίου υποβρύχιας διασύνδεσης της Ίου με το δίκτυο της Παροναξίας.

Σε αυτό το σενάριο, γίνεται φανερό πως ο σχεδιασμός πραγματοποιείται με βάση το υβριδικό σύστημα. Ο διαχειριστής του ενεργειακού συστήματος είναι υποχρεωμένος να δέχεται την παραγωγή από το στροβίλο, η οποία καλύπτει τις ημερήσιες αιχμές. Με την παραγωγή 8MW επί 5 ώρες κάθε ημέρα, δηλαδή 40 MWh, ημερησίως και δεδομένων των ακραίων τιμών της ζήτησης (61,5 MWh μέγιστη τιμή και 9,7 MWh ελάχιστη τιμή της ζήτησης για το έτος 2007) προκύπτει το ερώτημα, αν το ενεργειακό σύστημα του νησιού έχει πάντα ανάγκη αυτό το ποσό. Με αυτόν τον τρόπο καθίσταται το σενάριο αυτό λιγότερο ευέλικτο από τη μεριά του διαχειριστή του ενεργειακού συστήματος, αλλά η λειτουργία του συμφέρει το διαχειριστή του υβριδικού συστήματος.

⁷ Ως παρατήρηση για τα τεχνικά χαρακτηριστικά του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού προτάθηκε εδώ η χρήση αντλιών μεταβλητών στροφών. Μετά από μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί γύρω από το θέμα, ως καλύτερη λύση πλέον προτείνεται η χρήση όσων αντλιών σταθερών στροφών θεωρείται απαραίτητο, υπολογίζοντας πάντα πως η τελευταία αντλία είναι της ίδιας δυναμικότητας, αλλά μεταβλητών στροφών.

Στο παρακάτω διάγραμμα, φαίνεται ποιοτικά η κατανομή της παραγωγής ενέργειας από το στρόβιλο κατά τη διάρκεια της ημέρας, κατά τις ώρες αιχμής.

Διάγραμμα 3.2. Σταθερή κατανομή παραγωγής στρόβιλου (ανεξάρτητη των διακυμάνσεων της ζήτησης).



3.4. ΣΕΝΑΡΙΟ 4 - ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ 2^{ου} ΚΑΙ 3^{ου} ΣΕΝΑΡΙΟΥ

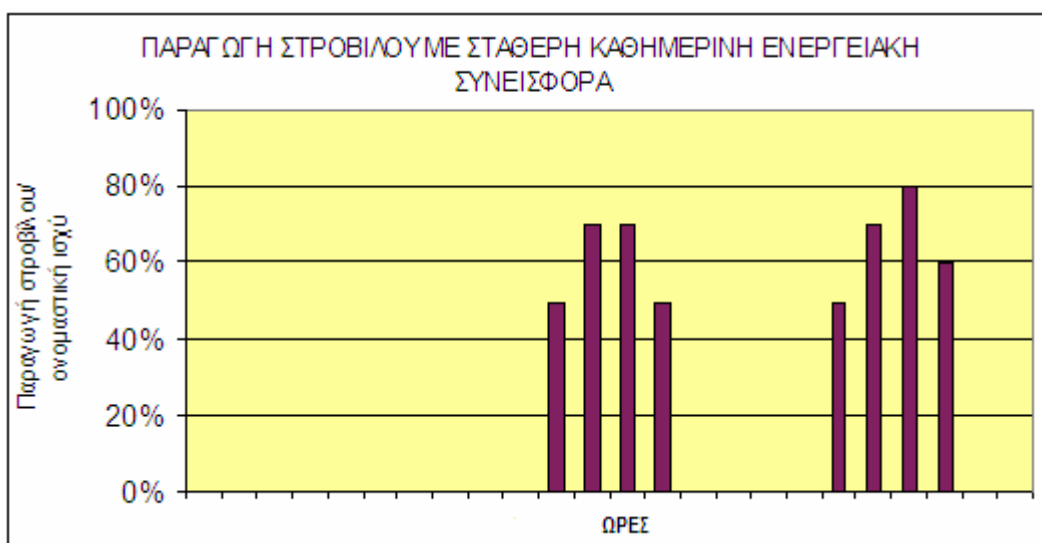
Το σενάριο αυτό αποτελεί μία σύνθεση των δύο παραπάνω σεναρίων. Ουσιαστικά αναφέρεται στην περίπτωση σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης. Είναι μια άποψη που προκύπτει από το συνδυασμό των απόψεων του κ. Γ. Κάραλη και του κ. Δ. Παπαντώνη.

Το σενάριο βασικά ακολουθεί τις αρχές του 3^{ου} σεναρίου - η αρχική σκέψη ήταν η καμπύλη της παραγωγής του στροβίλου να ακολουθεί την καμπύλη της ζήτησης. Πραγματοποιώντας όμως την παραγωγή κατά τις ώρες αιχμής και συνθέτοντας τα σενάρια προκύπτει το εξής σενάριο: η παραγωγή του στροβίλου πραγματοποιείται κατά τις ώρες αιχμής, αλλά πάντα ακολουθώντας την καμπύλη της ζήτησης.

Ο στρόβιλος θεωρείται ότι παράγει καθημερινά συγκεκριμένη ενέργεια που αντιστοιχεί σε 5 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο (ο στρόβιλος παράγει το ίδιο ποσό ενέργειας με το προηγούμενο σενάριο). Για τις ανάγκες της προσομοίωσης θεωρήθηκε μια σταθερή κατανομή της παραγωγής του στροβίλου στις συνηθισμένες ώρες αιχμής σύμφωνα με το παρακάτω διάγραμμα. Η παρακάτω κατανομή μπορεί να διαφοροποιείται αν αυτό απαιτηθεί από τον διαχειριστή του συστήματος με την προϋπόθεση η αθροιστική παραγωγή ημερησίως να ισούται με 5 ισοδύναμες ώρες λειτουργίας του στροβίλου στο ονομαστικό του φορτίο (υποχρέωση και δικαίωμα υβριδικού). Διαφοροποίηση θα μπορούσε να απαιτηθεί κατά τις ημέρες του έτους με χαμηλή ζήτηση. Ακόμα και για την δυσμενέστερη περίπτωση που το συνολικό σύστημα παρουσιάζει ελάχιστη ζήτηση, για παράδειγμα 9,7MW για το έτος 2007 - η οποία παρεμπιπτόντως δεν συμβαίνει στις ώρες παραγωγής του στροβίλου, το μέγεθος του στροβίλου δεν θα περιορίσει την απορρόφηση αιολική ισχύος από αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού.

Στο παρακάτω διάγραμμα, φαίνεται ποιοτικά ο τρόπος παραγωγής ενέργειας από το στρόβιλο κατά τη διάρκεια της ημέρας, κατά τις ώρες αιχμής.

Διάγραμμα 3.3. Παραγωγή στροβίλου (εγγυημένη ισχύς) με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά.



Η παραγωγή των αιολικών του υβριδικού δίνεται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο και αυτό είναι εφικτό γιατί η ονομαστική ισχύς του στρόβιλου (και του υβριδικού συνολικά) είναι μικρή σε σχέση με τις αιχμές του συστήματος στο οποίο ανήκει. Αν ο στρόβιλος ήταν μεγαλύτερος, θα παρήγαγε μεγαλύτερο ποσό ενέργειας που – πιθανώς - να μην το είχε ανάγκη το σύστημα και έτσι η ενέργεια θα πήγαινε χαμένη.

Σε σχέση με το (κάτω) όριο που τίθεται για την άνω δεξαμενή, η λειτουργία του συμπίπτει με το προηγούμενο σενάριο. Όταν η δεξαμενή φτάσει αυτή τη στάθμη, ξεκινά η εισαγωγή ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες.

Τονίζεται αυτό σε κάθε σενάριο, για να γίνει κατανοητή η διαφοροποίηση στη λειτουργία τους και τον τρόπο που εντάσσονται στο ενεργειακό σύστημα του νησιού.

Οι αρχές και τα δεδομένα λειτουργίας είναι όμοια με το προηγούμενο σενάριο.

Πίνακας 3.1. Χαρακτηριστικά των εξεταζόμενων σεναρίων για τη λειτουργία υβριδικού συστήματος σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα.

	ΣΕΝΑΡΙΟ 1 (ΑΠΟΨΗ Κ.ΜΠΕΤΖΙΟΥ)	ΣΕΝΑΡΙΟ 2 (ΑΠΟΨΗ Κ.ΚΑΡΑΛΗ)	ΣΕΝΑΡΙΟ 3 (ΑΠΟΨΗ Κ.ΠΑΠΑΝΤΩΝΗ)	ΣΕΝΑΡΙΟ 4 ΜΙΞΗ
ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ	Μη Σύμφωνος	Σύμφωνος	Σύμφωνος	Σύμφωνος
ΕΠΕΝΔΥΣΗ	Διαχειριστής του Ηλεκτρικού Συστήματος	Ιδιώτης	Ιδιώτης	Ιδιώτης
ΣΚΟΠΟΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	Μεγιστοποίηση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας & ελαχιστοποίηση της λειτουργίας των συμβατικών πετρελαϊκών μονάδων (με απώτερο στόχο τη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας).	Παροχή καθημερινής εγγυημένης ισχύος που αυξομειώνεται με βάση τις ανάγκες του συστήματος.	Παροχή καθημερινής εγγυημένης ισχύος στο σύστημα ανεξάρτητα των αιχμών της ζήτησης.	Παροχή καθημερινής εγγυημένης ισχύος στο σύστημα ανάλογα με τις αιχμές της ζήτησης.
ΤΕΧΝΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ	Επιτρεπόμενη στιγμιαία συμμετοχή αιολικών: 100% για απευθείας κάλυψη της ζήτησης.	Επιτρεπόμενη στιγμιαία συμμετοχή αιολικών: 30% για απευθείας κάλυψη της ζήτησης.	Επιτρεπόμενη στιγμιαία συμμετοχή αιολικών: 0% (προτεραιότητα για άντληση).	Επιτρεπόμενη στιγμιαία συμμετοχή αιολικών: 30% για απευθείας κάλυψη της ζήτησης.
ΜΟΝΑΔΕΣ ΒΑΣΗΣ	Ανεμογεννήτριες.	Συμβατικές Πετρελαϊκές Μονάδες.	Συμβατικές Πετρελαϊκές Μονάδες.	Συμβατικές Πετρελαϊκές Μονάδες.
ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ	1.Καθιέρωση των ανεμογεννητριών ως μονάδων βάσεως, 2.Λειτουργία των πετρελαϊκών μονάδων με σταθερό & βέλτιστο φορτίο, 3.Περίσσεια αιολικής ενέργειας για αφαλάτωση.	1.Απορρόφηση αιολικής ενέργειας από το δίκτυο με περιορισμούς, 2.Απορρόφηση αιολικής ενέργειας από τις αντλίες, 3. Περίσσεια αιολικής ενέργειας για αφαλάτωση.	1.Χρήση ανεμογεννητριών μόνο για άντληση, 2.Οι πετρελαϊκές μονάδες συνεχίζουν να λειτουργούν ως είχαν, 3.Περίσσεια ενέργειας για αφαλάτωση.	1.Χρήση ανεμογεννητριών για απευθείας κάλυψη ενεργειακών αναγκών και άντληση, 2.Οι πετρελαϊκές μονάδες συνεχίζουν να λειτουργούν ως είχαν, 3.Περίσσεια ενέργειας για αφαλάτωση.
ΚΑΛΥΨΗ ΑΙΧΜΩΝ	Ετήσιες – Ημερήσιες (ο υβριδικός σταθμός καλείται να καλύπτει πάντα οικονομικά τα φορτία του δικτύου σε μεταβατικές περιόδους)	Ημερήσια (συμμετοχή συνεχώς & των τριών συνιστωσών: στροβίλου, ανεμογεννητριών & συμβατικών μονάδων)	Δε λαμβάνονται υπόψη οι αιχμές (σταθερή λειτουργία).	Ημερήσια (με ποσοστιαία συμμετοχή στην κάλυψη των αιχμών της ζήτησης)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ

4.1. ΤΟ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟ ΕΡΓΑΛΕΙΟ

Στην παρούσα εργασία, χρησιμοποιείται το υπολογιστικό εργαλείο «WPS_simulation», που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο αιολικής ενέργειας, του τομέα Ρευστών της σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών (Κάραλης, 2008). Το εργαλείο αυτό κάνει προσομοίωση του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος και του συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση. Δηλαδή υπολογίζει όλα τα ενεργειακά λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος για δεδομένες σχεδιαστικές παραμέτρους, σε συγκεκριμένο νησί και για συγκεκριμένο έτος προσομοίωσης. Με το εργαλείο αυτό επιτεύχθηκε η προσομοίωση των σεναρίων και από αυτό προέκυψαν τα αποτελέσματα που παρατίθενται στο επόμενο κεφάλαιο.

4.2. ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Το υβριδικό σύστημα της Ίου εξετάζεται να εκμεταλλευτεί το πλούσιο αιολικό δυναμικό της νήσου με την εγκατάσταση εκεί ενός αιολικού πάρκου που ανήκει στο υβριδικό σύστημα, ενώ επίσης θα χρησιμοποιεί και την υφιστάμενη λιμνοδεξαμενή στη θέση Επάνω Κάμπος, ονομαστικής χωρητικότητας 230.000m^3 για ανακύκλωση των υδάτων προς αποθήκευση της ενέργειας. Ο προτεινόμενος έτερος ταμιευτήρας πρέπει να κατασκευαστεί σε επιλεγμένη θέση όπου θα προσφέρει ικανοποιητική υψομετρική διαφορά μεταξύ της υφιστάμενης λιμνοδεξαμενής ενώ παράλληλα θα βρίσκεται σε μικρή απόσταση από αυτή. Λόγω του χαμηλού υψομέτρου της υφιστάμενης λιμνοδεξαμενής στην απορροή των βρόχινων υδάτων, αυτή θα αποτελέσει τον κάτω ταμιευτήρα όπου θα λαμβάνει χώρα η ανακύκλωση των υδάτων. Ο άνω ταμιευτήρας θα κατασκευαστεί με ημίσεια εκσκαφή σε θέση που προσφέρει υψομετρική διαφορά 460m σε απόσταση $L=2.200\text{m}$ από την υφιστάμενη λιμνοδεξαμενή. Απαιτείται η κατασκευή διπλής σωλήνωσης – που λαμβάνεται υπόψη για όλα τα σενάρια - που θα συνδέει την άνω δεξαμενή με το κτίριο του αντλιοστασίου και των υδροστροβίλων αντίστοιχα.

Επίσης κατά τη μελέτη των σεναρίων, λαμβάνεται υπόψη και η λειτουργία των αιολικών πάρκων που βρίσκονται εκτός του υβριδικού συστήματος. Το μέγεθός τους λαμβάνεται ίσο με 18,3 MW για το 2010, έτος προσομοίωσης.

4.3. ΧΡΗΣΙΜΟΙ ΟΡΟΙ ΜΕ ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ

Στο υπολογιστικό εργαλείο αναφέρονται όροι που για λόγους κατανόησης εξηγούνται παρακάτω:

Εγγυημένη ισχύς:

Ο ορισμός της εγγυημένης ισχύος μιας οποιαδήποτε μονάδας παραγωγής ισχύος σχετίζεται με την ικανότητά της να αυξήσει την αξιοπιστία ενός συστήματος. Η 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 κάποιιοι 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.

Συντελεστής φόρτισης συμβατικών μονάδων:

Ο συντελεστής αυτός ορίζεται ως η ενέργεια που παράγουν τα συμβατικά προς την ονομαστική τους ενέργεια (ονομαστική ισχύς επί 8760 ώρες). Με την ένταξη πρόσθετων αιολικών και στροβίλου είναι προφανές πως ο ήδη χαμηλός συντελεστής φόρτισης των νησιών θα μειωθεί κι άλλο, εκτός και αν γίνει εφικτό να απεγκατασταθούν οι πλεονάζουσες συμβατικές μονάδες.

Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου:

Είναι ένας δείκτης που αξιολογεί την αξιοπιστία του συστήματος. Ο δείκτης αυτός επηρεάζεται σημαντικά – εκτός από τα μεγέθη του αιολικού πάρκου, του στροβίλου, των δεξαμενών και των αντλιών - από τη διαχείριση και τη λειτουργία του συστήματος (στόχος λειτουργίας στροβίλου, μονή ή διπλή σωλήνωση, άντληση από τα συμβατικά κλπ).

Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας στροβίλου (capacity factor στροβίλου):

Ο δείκτης αυτός ορίζεται ως ο λόγος της ενέργειας που παράγεται από το στροβίλο προς την ονομαστική ενέργεια του στροβίλου (ονομαστική ισχύς επί 8760 ώρες λειτουργίας).

Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας αιολικής ενέργειας υβριδικού (capacity factor αιολικών πάρκων υβριδικού):

Θεωρητικός: Ως θεωρητικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού πάρκου του υβριδικού συστήματος ορίζεται ο λόγος της ενέργειας που θα μπορούσε να παραχθεί με βάση το αιολικό δυναμικό και αν δεν υπήρχαν περιορισμοί λόγω αυτόνομου ηλεκτρικού δικτύου, προς την ενέργεια που θα παρήγαγε αν λειτουργούσε σε ονομαστική ισχύ για όλες τις ώρες του έτους.

Πραγματικός: Ως πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ορίζεται ο λόγος της αιολικής ενέργειας που τελικά απορροφάται από το δίκτυο προς την ονομαστική ενέργεια.

Βαθμός εκμετάλλευσης άνω/ κάτω δεξαμενής:

Ο βαθμός εκμετάλλευσης της άνω ή της κάτω δεξαμενής ορίζεται ως το άθροισμα του αποθηκευμένου νερού στη δεξαμενή για κάθε χρονικό βήμα (δηλαδή η στάθμη της δεξαμενής εκφρασμένη σε μονάδες όγκου νερού) δια την ονομαστική χωρητικότητα της δεξαμενής. Ο δείκτης αυτός δείχνει πόσο γεμάτη ή πόσο άδεια είναι η άνω ή η κάτω δεξαμενή όλο το χρόνο και είναι χρήσιμος για την αξιολόγηση της λειτουργίας του συστήματος.

Βαθμός απόδοσης αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού:

Ορίζεται ως η ενέργεια που παράγεται από το στρόβιλο προς την ενέργεια που καταναλώνεται για άντληση. Ενεργειακά είναι ένας πολύ σημαντικός δείκτης, καθώς δείχνει την απόδοση της μετατροπής της αιολικής ενέργειας σε δυναμική ενέργεια και πάλι σε ηλεκτρική. Αποτελεί μέτρο του συνολικού σχεδιασμού του έργου και κυρίως του αντλιοστασίου, του στροβίλου και των σωληνώσεων.

Απώλειες αντλιών/ στροβίλου:

Η ισχύς που καταναλώνεται στις αντλίες είναι μεγαλύτερη από την υδραυλική ισχύ που παράγεται, ενώ η παραγόμενη μηχανική ισχύς στο στρόβιλο είναι μικρότερη από τη διαθέσιμη υδραυλική ισχύ, οπότε η διαφορά κάθε φορά είναι ίση με το άθροισμα των διαφόρων απωλειών οι οποίες διακρίνονται σε υδραυλικές, ογκομετρικές και μηχανικές.

Συνολικός βαθμός απόδοσης:

Ορίζεται ως ο λόγος της παραγόμενης ενέργειας από το στρόβιλο προς την ενέργεια που καταναλώθηκε στις αντλίες. Περιλαμβάνει τις υδραυλικές ογκομετρικές και μηχανικές απώλειες⁸.

4.4. ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ

Σε σχέση με τα στοιχεία του κόστους έχουμε τις εξής παρατηρήσεις :

- Τα στοιχεία που πήραμε από τη ΔΕΗ δίνουν τα παρακάτω:

- Από στοιχεία της ΔΕΗ για το έτος 2001, το κόστος καυσίμου (ΚΚ) ήταν 41€/MWh, το κόστος παραγόμενης ενέργειας (ΚΠΕ) 89€/MWh και τα λοιπά κόστη 48€/MWh. Για αυτό το έτος η μέση τιμή του πετρελαίου ήταν 25\$/b.

Όταν λέμε λοιπά κόστη αναφερόμαστε στη μισθοδοσία, στις έμμεσες δαπάνες δραστηριοτήτων, στις έμμεσες δαπάνες διοίκησης, στις αποσβέσεις παγίων, στους τόκους και τα λοιπά χρηματικά αποτελέσματα και στις λοιπές άμεσες δαπάνες και έξοδα.

Με βάση αυτά τα στοιχεία του 2001, το ΚΚ στην Παροναξία για το 2005 θα μπορούσε να εκτιμηθεί σε 88,6€/MWh, και το ΚΠΕ σε 136,6€/MWh.

⁸ Ο συνολικός βαθμός απόδοσης είναι το γινόμενο των τριών βαθμών απόδοσης, του υδραυλικού, του ογκομετρικού και του μηχανικού. Από τους τρεις αυτούς βαθμούς απόδοσης και για σταθερή ταχύτητα περιστροφής, ο μηχανικός και (λιγότερο) ο ογκομετρικός εξαρτώνται ελάχιστα από το σημείο λειτουργίας (τη διακινούμενη παροχή) ενώ, οι υδραυλικές απώλειες και αντίστοιχα ο υδραυλικός βαθμός απόδοσης μεταβάλλονται πολύ έντονα με τη διακινούμενη παροχή. Επιπλέον, η τιμή του ογκομετρικού και μηχανικού βαθμού απόδοσης είναι πολύ υψηλή με αποτέλεσμα η τιμή του συνολικού βαθμού απόδοσης, για σταθερή ταχύτητα περιστροφής, να διαμορφώνεται κυρίως από την τιμή του υδραυλικού βαθμού απόδοσης. Κατά συνέπεια, το μέγιστο του συνολικού βαθμού απόδοσης συμπίπτει, με πολύ καλή προσέγγιση, με το σημείο λειτουργίας στο οποίο ο υδραυλικός βαθμός απόδοσης αποκτά τη μέγιστη τιμή του.

Με βάση τα στοιχεία του 2001 και αναγωγή της τιμής του πετρελαίου σε 100\$/b, εκτιμάται το ΚΚ σε 164€/MWh και το ΚΠΕ σε 212€/MWh.

- Για το έτος 2005 – από άλλες αναφορές της ΔΕΗ - έχουμε κόστος καυσίμου (ΚΚ) 56,5€/MWh και συνολικό κόστος παραγόμενης ενέργειας (ΚΠΕ) 90,2€/MWh, δηλαδή λοιπά κόστη 33,7€/MWh. Για το ίδιο έτος η τιμή του πετρελαίου ανέρχεται στα 54\$/b.

Με βάση αυτά τα στοιχεία εκτιμάται ότι για 100\$/b, το ΚΚ θα διαμορφωθεί σε 104,6€/MWh, και το ΚΠΕ σε 138,3€/MWh.

Πίνακας 4.1. Συγκεντρωτικά στοιχεία εκτίμησης του κόστους παραγόμενης ενέργειας και του καυσίμου.

	ΤΙΜΗ BRENT (\$/b)	ΚΚ (€/MWh)	ΚΠΕ (€/MWh)
ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΕΗ 2001	25	41	89
ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΓΙΑ ΤΟ 2005 (ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ 2001)	54	88,6	136,6
ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕ 100\$/B (ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ 2001)	100	164	212
ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΕΗ 2005	54	56,5	90,2
ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕ 100\$/B (ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ 2005)	100	104,6	138,3

Υπάρχει μια σχετική απόκλιση που για κάποια μεγέθη γίνεται πιο έντονη. Για αυτό το λόγο, δεν είναι εύκολο να πει κανείς πόσο ακριβώς είναι το κόστος τελικά, διότι δεν γνωρίζουμε τι ακριβώς λαμβάνεται υπόψη. Για παράδειγμα στα στοιχεία της ΔΕΗ του 2005, το κόστος των αποσβέσεων που σχετίζεται με το κόστος του εξοπλισμού των συμβατικών μηχανών είναι πολύ χαμηλό.

Ως τιμή αναφοράς για την τιμή του πετρελαίου για το έτος που εξετάζουμε (2010) θεωρούμε την τιμή των 100\$/b. Για αυτήν την τιμή, με βάση τις ανωτέρω εκτιμήσεις, το ΚΠΕ είναι της τάξεως των 138,3 – 212 €/MWh και το αντίστοιχο ΚΚ 104,6 – 164 €/MWh. Είναι φανερό ότι το μεγάλο εύρος που εμφανίζεται στο ΚΠΕ οφείλεται στον τρόπο που λαμβάνονται υπόψη οι αποσβέσεις των παγίων. Το αντίστοιχο εύρος του ΚΚ είναι συγκριτικά πιο περιορισμένο.

Όπως και να έχει, και διπλάσια να είναι η τιμή του πετρελαίου το έτος 2010, τα αποτελέσματα που θα προκύψουν θα είναι ανάλογα με αυτά που παρουσιάζονται εδώ και σίγουρα οδηγούν πάλι σε συμπεράσματα υπέρ της χρήσεως των υβριδικών συστημάτων με ανανεώσιμες πηγές.

Για όλα τα σενάρια, λαμβάνεται η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από το στρόβιλο ίση με 0,17 €/kWh και η τιμή της αιολικής απορροφούμενης ενέργειας απευθείας από το δίκτυο ίση με 0,08 €/kWh. Η τιμή αγοράς της ενέργειας για άντληση του νερού στην άνω δεξαμενή από το δίκτυο θεωρείται ίση με 0,12 €/kWh και η τιμή πώλησης του παραγόμενου νερού από αφαλάτωση ίση με 1,20 €/m³. Αυτές οι τιμές καθορίζονται από τη σύμβαση που υπογράφεται ανάμεσα στο

διαχειριστή του υβριδικού συστήματος και το διαχειριστή του ηλεκτρικού δικτύου, γι' αυτό το λόγο παρατίθενται σε αυτήν την παράγραφο των παραδοχών.

4.5. ΣΧΕΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗΝ ΕΝΤΑΞΗ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ

Σε σχέση με την αφαλάτωση, μια τυπική ονομαστική ισχύς μονάδας αφαλάτωσης είναι 300kW με δυναμικότητα 1500m³/day και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας 5kWh/m³. Επιπλέον, λαμβάνεται υπόψη ο περιορισμός ότι η μονάδα της αφαλάτωσης λειτουργεί αποκλειστικά στο κανονικό σημείο λειτουργίας της ή καθόλου. Επίσης λαμβάνεται σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας της μονάδας 2% επί το αρχικό κόστος επένδυσης και 0,5 €/m³ μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας. Το μεταβλητό κόστος προκύπτει από το γινόμενο της ποσότητας του παραγόμενου νερού (ετησίως) επί το κόστος παραγόμενου νερού. Στο μεταβλητό κόστος δεν περιλαμβάνεται το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο θεωρείται μηδενικό, αφού προέρχεται από την περίσσεια αιολικής ισχύος⁹.

Προφανώς, η τελική απόφαση για τη μονάδα αφαλάτωσης θα πρέπει να ληφθεί λαμβάνοντας υπόψη τις ανάγκες για νερό, καθώς και το σημερινό κόστος του νερού. Το κόστος του παραγόμενου νερού ανά μονάδα κυβικού από τα συστήματα αφαλάτωσης με αιολική ενέργεια – ή ΑΠΕ γενικότερα - εξαρτάται από αρκετούς παράγοντες όπως η διαθεσιμότητα του αιολικού δυναμικού, η αγωγιμότητα του νερού τροφοδοσίας, το μέγεθος του συστήματος, ο σχεδιασμός της μονάδας κλπ. Όσο μεγαλώνει το σύστημα της αφαλάτωσης, γίνεται μεγαλύτερη εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας (η οποία σε διαφορετική περίπτωση πάει χαμένη), αλλά ταυτόχρονα γίνεται χειρότερη εκμετάλλευση της μονάδας της αφαλάτωσης, η οποία έχει σημαντικό κόστος εγκατάστασης και λειτουργεί λιγότερες ώρες ετησίως.

Η μέχρι σήμερα λειτουργία των πιλοτικών εφαρμογών έχει προσφέρει σημαντικά και έχει να επιδείξει πολλές επιτυχημένες εφαρμογές. Ο σωστός συνδυασμός και σχεδιασμός των αιολικών (υβριδικών) συστημάτων με τις τεχνολογίες αφαλάτωσης, η ανάπτυξη αυτοματισμών και συστημάτων ελέγχου, η ορθή επιλογή τεχνολογιών και ο συνδυασμός τους και η κατάλληλη επιλογή υλικών και εξοπλισμού, αποτελούν ορισμένες από τις βασικές παραμέτρους για τη σχεδίαση και λειτουργία ενός επιτυχημένου συστήματος.

Για τον προσδιορισμό του κόστους παραγόμενου νερού της αφαλάτωσης γίνονται οι ακόλουθες παραδοχές:

- ιδία κεφάλαια για την επένδυση 50%,
- δάνειο 50%,
- σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας 2% επί του αρχικού κόστους επένδυσης,
- μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας: 0,5€/m³,
- κόστος επένδυσης: 900€/ m³/d,

⁹ Περίσσεια αιολικής ισχύος εδώ θεωρείται το ποσό της ενέργειας που δε μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο, ούτε μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση.

- η αιολική ενέργεια που χρησιμοποιείται θεωρείται ότι διατίθεται δωρεάν,
- εκτίμηση αναγκών νερού: 220lt/ημέρα/άτομο, άρα με 2.000 μόνιμους κατοίκους και 4.000 επισκέπτες (σε διάστημα 2 μηνών) προκύπτουν οι ανάγκες για ύδρευση: $160.000 + 53.000 = 213.000\text{m}^3$,
- δεν έχουν εκτιμηθεί οι ανάγκες άρδευσης.

Επιπρόσθετα, θεωρείται μια ενδεικτική τιμή πώλησης του νερού 1,20 €/m³ (χρησιμοποιείται στον υπολογισμό του λόγου οφέλους – κόστους για την αξιολόγηση των σεναρίων).

Συγκριτικά, στα ελληνικά νησιά, η μεταφορά νερού με πλοία κυμαίνεται από 2€/m³ έως 7€/m³ (Ευτυχία Τζέν, 2007). Στη βιβλιογραφία υπάρχουν αντίστοιχες αναφορές για κόστη που ανέρχονται στα 2€/m³ για τη μεταφορά νερού με πλοία στη Μαγιόρκα και στα 5€/m³ σε απομακρυσμένες περιοχές της Δυτικής Αυστραλίας. Σύμφωνα με την ίδια βιβλιογραφία η τιμή του εμφιαλωμένου νερού στην περιοχή Coite Bedreras στη Βραζιλία ανέρχεται στα 2,55€/lt.

Επομένως, η τιμή που προτείνεται για την πώληση του (m³) νερού (1,20€/m³) στο σύστημα της Ίου, κρίνεται συμφέρουσα για το σύστημα του νησιού, σε σύγκριση με το υπάρχον κόστος του νερού.

4.6. ΑΡΧΙΚΟΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ

Για όλα τα σενάκια, ισχύουν οι παρακάτω τιμές:

- το κόστος παραγόμενης ενέργειας (ΚΠΕ) πριν την ένταξη του υβριδικού συστήματος είναι 0,28 €/kWh (η τιμή αυτή προκύπτει με βάση την προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος, συνεπώς αποτελεί εκτίμηση και μπορεί μόνο να συγκριθεί με τα στοιχεία και τις αντίστοιχες εκτιμήσεις της παραγράφου 4.4),
- το κόστος συντήρησης και λειτουργίας του υβριδικού συστήματος λαμβάνεται ίσο με 2% επί του συνολικού κόστους επένδυσης.

Ως χρηματοδοτικό σχήμα λαμβάνεται για όλα τα σενάκια το παρακάτω:

- ιδία κεφάλαια 25% ,
- επιχορήγηση 30% και
- δάνειο 45%,

χαρακτηριστικά δανείου:

- αποπληρωμή σε 10 χρόνια με επιτόκιο 6%,
- διάρκεια ζωής επένδυσης 20 έτη και
- υπολειμματική αξία 35%.

άλλες παραδοχές οικονομικής ανάλυσης:

- απόσβεση 15έτη και
- φορολογία 25%.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 : ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ

5.1. ΚΑΤΗΓΟΡΙΟΠΟΙΗΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΑ ΜΕΓΕΘΗ

Στον παρακάτω πίνακα, περιγράφονται οι παρατηρήσεις, που αποτέλεσαν αφορμή για τη δημιουργία των επιπλέον σεναρίων.

Πίνακας 5.1. Συνοπτική παρουσίαση των σεναρίων.

Σενάριο	Βασικό χαρακτηριστικό	Παρατηρήσεις στις οποίες βασίζονται τα επιπλέον σενάρια.
Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος. (Σενάριο 1)	Προτεραιότητα αιολικών για άντληση μέχρι να γεμίσει η δεξαμενή μέχρι ενός σημείου ασφαλείας, και στη συνέχεια δυνατότητα κάλυψης της ζήτησης από τα αιολικά μέχρι το 100%. Ο στρόβιλος παράγει όποτε τα αιολικά δεν καλύπτουν την ζήτηση. Και τα συμβατικά μπαίνουν όποτε δεν καλύπτουν τη ζήτηση, τα αιολικά και ο στρόβιλος.	Η διαστασιολόγηση 8-8 MW (αιολικά – στρόβιλος) δεν είναι σωστός για αυτήν τη φιλοσοφία λειτουργίας. Εξετάστηκε λοιπόν συμπληρωματικά ο τετραπλασιασμός των αιολικών (32MW) και η διαφοροποίηση μονής-διπλής σωλήνωσης με σταθερά τα υπόλοιπα στοιχεία.
Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος. (Σενάριο 2)	Σταθερή κατανομή ημερησίως ανεξάρτητα των διακυμάνσεων της ζήτησης.	Παρά την «υπόσχεση» της εγγυημένης ισχύος, η αξιοπιστία προκύπτει 60%. Συνεπώς, για 100% αξιοπιστία, εξετάζεται μικρότερος στρόβιλος (2,9 MW).
Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες. (Σενάριο 3)	Προτεραιότητα αιολικών για άντληση.	Για 100% αξιοπιστία μπορεί να δικαιολογηθεί λίγο μεγαλύτερος στρόβιλος 8,4MW.
Σενάριο σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης. (Σενάριο 4)	Σταθερή κατανομή ημερησίως ανεξάρτητα των διακυμάνσεων της ζήτησης.	«Ενδιάμεσος» σχεδιασμός που προκύπτει από το 2 ^ο και 3 ^ο σενάριο.

Η αρχική συνθήκη, το να υπάρξει δηλαδή σύγκριση με βάση κάποια κοινά δεδομένα, οδήγησε στη δημιουργία δύο διαφορετικών κατηγοριών ανάμεσα στα σενάρια, ανάλογα με το ποσοστό επίτευξης set-point του στροβίλου και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος του στροβίλου και των αιολικών. Το ποσοστό επίτευξης set-point του στροβίλου αποτελεί μέτρο αξιοπιστίας του συστήματος και δείχνει τη διαθεσιμότητα του νερού και την ικανότητα του στροβίλου να ανταποκρίνεται στις ανάγκες που καλείται να καλύψει (εγγυημένη ισχύς).

Γι' αυτό το λόγο, εξετάστηκαν δύο διαφορετικές κατηγορίες σεναρίων με βάση αυτά τα κριτήρια :

- μελέτη των σεναρίων για εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου 8MW και 8MW αντίστοιχα (διαστασιολόγηση αναφοράς),
- μελέτη των σεναρίων για επίτευξη 100% set-point του στροβίλου.

Το πρώτο κριτήριο για το πρώτο σενάριο, με βάση τα αποτελέσματα δείχνει να μη βγάζει λογικά συμπεράσματα. Σε αυτό το σενάριο τα αποτελέσματα που προκύπτουν δείχνουν αμέσως πως η διαστασιολόγηση αυτή δε μπορεί να οδηγήσει σε αποδοτική λειτουργία το σύστημα και βέβαια με τις τιμές που βλέπουμε δε γνωρίζουμε καν αν το σύστημα μπορεί να λειτουργήσει κάτω από αυτές τις συνθήκες.

Επίσης, το δεύτερο κριτήριο, όπως παρουσιάζεται, δε φαίνεται να έχει νόημα για το πρώτο σενάριο, καθώς σε αυτό η εγγυημένη ισχύς μπορούμε να πούμε πως δεν ορίζεται με τον ίδιο τρόπο σε σχέση με των άλλων σεναρίων και ο τρόπος λειτουργίας του δεν προϋποθέτει την παροχή της «εγγυημένης» ισχύος μόνο από το στροβίλο.

Γι' αυτό το λόγο, το πρώτο σενάριο δε συγκρίνεται με τα υπόλοιπα.

Τα μεγέθη που θα αναλυθούν εκτενέστερα αφορούν στο υβριδικό σύστημα, στα αιολικά πάρκα που είναι εγκατεστημένα εκτός υβριδικού και στο αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο και έχουν σχέση με τα μεγέθη της ενεργειακής παραγωγής, της απόδοσης και του κόστους της παραγόμενης ενέργειας.

Σημειώνεται πως τα αιολικά πάρκα που δεν ανήκουν στο υβριδικό σύστημα δεν επηρεάζουν και δεν επηρεάζονται από τη λειτουργία του. Έχουν σταθερή συνεισφορά στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών σε όλα τα σενάρια (16,6%), σταθερό βαθμό εκμεταλλευσιμότητας και η απορριπτόμενη ενέργεια που προκύπτει από αυτά δε χρησιμοποιείται για άντληση νερού, όπως συμβαίνει με το αιολικό πάρκο εντός υβριδικού συστήματος.

5.2. ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΟΥ ΠΡΩΤΟΥ ΣΕΝΑΡΙΟΥ.

5.2.1. Πρώτο σενάριο εγκατεστημένης ισχύος 8MW - 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα – Διπλή σωλήνωση.

Η πρώτη προσέγγιση για το πρώτο σενάριο έγινε με την προοπτική της μελέτης για εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου 8MW και 8MW αντίστοιχα.

Εύκολα γίνεται κατανοητό πως η συγκεκριμένη διαστασιολόγηση που προτείνεται εδώ δεν ανταποκρίνεται στη φιλοσοφία του σεναρίου. Από τα μεγέθη που προκύπτουν, φαίνεται πως γίνεται έντονη χρήση της συμβατικής παραγωγής για την πλήρωση του αποθηκευτικού συστήματος και η λειτουργία του υβριδικού συστήματος δεν καθίσταται αποδοτική και ωφέλιμη για το ηλεκτρικό σύστημα.

Αναφέρεται ότι τα σενάρια που παραθέτονται στις άλλες παραγράφους περιλαμβάνουν διπλή σωλήνωση στο αποθηκευτικό σύστημα. Προϋπόθεση εδώ αποτελεί, η ισχύς των αιολικών να είναι μεγαλύτερη από την ισχύ της αντλητικής εγκατάστασης, κάτι το οποίο συμβαίνει. Επίσης, αν η στάθμη της δεξαμενής είναι κάτω από μία συγκεκριμένη τιμή, που σε αυτό το σενάριο για όλες τις περιπτώσεις είναι το 38% και ισοδυναμεί με 45.600 m³, τότε τα αιολικά δίνουν προτεραιότητα για άντληση του νερού στην άνω δεξαμενή. Όταν η στάθμη της δεξαμενής είναι πάνω από αυτό το όριο, το σύστημα είναι σχεδιασμένο να μπορεί να δίνει έως και το 100% της αιολικής παραγωγής απευθείας στο δίκτυο.

Πίνακας 5.2. Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με 8MW και 8MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και διπλή σωλήνωση.

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	18.5%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	54.1%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	37.9%
Σενάριο λειτουργίας	9	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	93.2%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	10.7%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	4.4%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	95.6%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	8.0	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	102.3%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού - MW	8.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού - MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	0.0%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	6.5	Συνεισφορά στροβίλου	15.4%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	15.4%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	20.5%
Αιχμή - MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	100.0%
Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	93.2%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	51.6%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στρόβιλο	74.5%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	0.0	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	0.0%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	93.5	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	37.9%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στροβίλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	69.2%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	52.6	Capacity Factor Στροβίλου	54.1%
Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	29.76%

Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών - GWh	54.8	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	35370
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	54.8	Νερό που διακινείται από τον στρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	35425
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	54.8	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	54.8
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στροβίλου - GWh	54.8	Ενέργεια που παράγεται από τον στρόβιλο - GWh	37.9
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	26.6	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	44.3
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον στρόβιλο - GWh	44.4
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	28.3	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	80.9%
Παραγωγή Στροβίλου - GWh	37.9	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στροβίλου	85.4%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή - GWh	9.7	Συνολικός βαθμός απόδοσης	69.2%
Συμβατική ενέργεια παραγόμενη - GWh	195.7		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	0.52	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.23
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	109021	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.14
		ΚΠΕ στροβίλου (€/kWh)	0.13

5.2.2. Πρώτο σενάριο εγκατεστημένης ισχύος 32MW - 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα – Μονή σωλήνωση.

Καθώς έγινε κατανοητό πως η διαστασιολόγηση 8-8 MW δεν έχει νόημα για αυτό το σενάριο, δοκιμάσαμε τον τετραπλασιασμό της ισχύος των εγκατεστημένων αιολικών του υβριδικού κρατώντας το μέγεθος των δεξαμενών μας σταθερό. Τα αποτελέσματα που πήραμε είναι σαφώς καλύτερα και ανταποκρίνονται με πολύ καλό τρόπο στη φιλοσοφία του σεναρίου.

Σε αυτό το σημείο, κρίθηκε ενδιαφέρουσα και η εξέταση του σεναρίου με μονή σωλήνωση. Μετά τον τετραπλασιασμό της ισχύος των εγκατεστημένων αιολικών του υβριδικού, αναπτύχθηκε και η περίπτωση αυτού του σεναρίου με μονή σωλήνωση.

Τα αποτελέσματα παρατίθενται παρακάτω.

Πίνακας 5.3. Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με 32MW και 8MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και μονή σωλήνωση.

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	16.1%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	32.6%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	31.2%
Σενάριο λειτουργίας	9	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	76.8%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	10.7%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	68.4%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	31.6%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	8.0	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	108.1%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού - MW	32.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού - MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	25.8%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	26.0	Συνεισφορά στροβίλου	9.3%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	35.1%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	47.5%
Αιχμή - MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	44.2%
Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	47.5%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυναμική να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	30.1%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στρόβιλο	45.1%

Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	113.9	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	63.6	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	50.3	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	22.7%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	178.9	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	31.2%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	104.5	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στρόβιλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	66.8%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	74.5	Capacity Factor Στρόβιλου	32.6%
Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	7.02%
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών - GWh	51.6	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	22320
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	34.2	Νερό που διακινείται από τον στρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	22299
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	34.2	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	34.2
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στρόβιλου - GWh	34.2	Ενέργεια που παράγεται από τον στρόβιλο - GWh	22.8
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	23.9	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	28.0
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον στρόβιλο - GWh	28.0
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	10.3	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	81.8%
Παραγωγή Στρόβιλου - GWh	22.8	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στρόβιλου	81.7%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή - GWh	12.5	Συνολικός βαθμός απόδοσης	66.8%
Συμβατική ενέργεια παραγόμενη - GWh	129.3		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	1.62	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.19
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	338313	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.06
		ΚΠΕ στρόβιλου (€/kWh)	0.01

5.2.3. Πρώτο σενάριο εγκατεστημένης ισχύος 32MW – 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα – Διπλή σωλήνωση.

Η ταυτόχρονη λειτουργία του στροβίλου μαζί με το αιολικό πάρκο, παρέχει ευστάθεια στο ηλεκτρικό σύστημα, έστω και για μικρά χρονικά διαστήματα όταν θα χρειαστεί.

Τις περιόδους εκείνες που η στάθμη της δεξαμενής είναι πάνω από το προκαθορισμένο όριο, η αιολική παραγωγή πηγαίνει απευθείας στο δίκτυο και υπάρχει πιθανώς περίσσεια αιολικής ενέργειας.

Με απλά λόγια, στο σύστημα με μονή σωλήνωση, όταν πραγματοποιείται άντληση του νερού στην άνω δεξαμενή η ροή είναι από την κάτω λιμνοδεξαμενή προς την επάνω. Αν κάποια στιγμή συμβεί απώλεια των αιολικών, επειδή για παράδειγμα θα σταματήσει να φυσάει, η ροή πρέπει να αντιστραφεί για να ξεκινήσει η παραγωγή από το στροβίλο και η φορά της να είναι από την επάνω λιμνοδεξαμενή προς την κάτω. Για να γίνει αυτό όμως, χρειάζεται χρόνος, με αποτέλεσμα ο στροβίλος να χάνει το βασικό πλεονέκτημα που έχει της άμεσης απόκρισης. Κάτι τέτοιο δε συμβαίνει στις εγκαταστάσεις με διπλή σωλήνωση που ο στροβίλος ανταποκρίνεται άμεσα για την κάλυψη της παραγωγής. Για το λόγο αυτό, κρίνεται ως σκόπιμη η επιλογή της εγκατάστασης με διπλή σωλήνωση.

Παρατίθενται εδώ τα αποτελέσματα για το σενάριο της μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με 32 MW και 8 MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και διπλή σωλήνωση.

Πίνακας 5.4. Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με 32MW και 8MW εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και διπλή σωλήνωση.

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	34.7%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	82.4%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	33.2%
Σενάριο λειτουργίας	9	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	81.7%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	10.7%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	47.6%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	52.4%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	8.0	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	106.7%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού - MW	32.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού - MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	15.8%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	26.0	Συνεισφορά στροβίλου	23.5%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	39.3%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	42.1%
Αιχμή - MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	65.8%

Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	72.2%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	38.5%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στρόβιλο	58.6%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	113.9	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	38.9	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	75.0	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	13.9%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	178.9	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	33.2%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	79.8	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στρόβιλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	65.7%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	99.1	Capacity Factor Στρόβιλου	82.4%
Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	26.51%
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών - GWh	101.0	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	56308
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	88.0	Νερό που διακινείται από τον στρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	56309
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	88.0	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	88.0
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στρόβιλου - GWh	88.0	Ενέργεια που παράγεται από τον στρόβιλο - GWh	57.8
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	54.1	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	70.6
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον στρόβιλο - GWh	70.6
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	33.9	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	80.2%
Παραγωγή Στρόβιλου - GWh	57.8	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στρόβιλου	81.9%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή -GWh	23.9	Συνολικός βαθμός απόδοσης	65.7%

Συμβατική ενέργεια παραγόμενη - GWh	142.5		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	1.18	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.206
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	246083	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.09
		ΚΠΕ στροβίλου (€/kWh)	0.09

5.2.4. Σύγκριση περιπτώσεων σεναρίου μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος.

Κάτι που πρέπει να παρατηρηθεί εδώ και εμφανίζεται σε όλες τις περιπτώσεις αυτού του σεναρίου είναι ο βαθμός επίτευξης set-point του στρόβιλου. Η τιμή του είναι κατά πολύ χαμηλότερη από το 100% που εμφανίζεται σε άλλα σενάρια. Αυτό όμως είναι λογικό αν σκεφτούμε πως σε αυτήν την περίπτωση η λειτουργία του στρόβιλου διαφέρει κατά πολύ από τον τρόπο λειτουργίας στα άλλα σενάρια. Ο δείκτης αυτός δεν επηρεάζει τη λειτουργικότητα του συστήματος. Ο όρος της εγγυημένης ισχύος έχει άλλη σημασία εδώ και ο διαχειριστής του υβριδικού συστήματος δεν είναι υποχρεωμένος να παρέχει εγγυημένη ισχύ από το στρόβιλο. Όποια στιγμή χρειαστεί, αν η λειτουργία του στρόβιλου και των ανεμογεννητριών δεν επαρκεί, ξεκινά η διαδικασία για να μπουν σε λειτουργία οι συμβατικές μονάδες.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν για την πρώτη περίπτωση, δε συνάδουν με λογικά συμπεράσματα για το σύστημα και ενδεικτικά αναφέρεται ένα μέγεθος: ο λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την παραγόμενη ενέργεια από τον στρόβιλο είναι ίσος με 74,5%. Αυτό το μέγεθος εκτός του ότι είναι κατά πάρα πολύ μεγαλύτερο από το επιτρεπόμενο όριο από τη νομοθεσία, δείχνει και την αναντιστοιχία του ζητούμενού μας με αυτό που προκύπτει. Επιθυμούμε να έχουμε μικρότερη κατανάλωση καυσίμου και εξοικονόμηση ενέργειας και όχι λειτουργία των αιολικών και των συμβατικών μονάδων για τη συντήρηση της λειτουργίας του υβριδικού σταθμού.

Δημιουργείται εδώ ένα πρόβλημα. Για τη συγκεκριμένη διαστασιολόγηση, επειδή τα αιολικά είναι μικρά σε σχέση με το μέγεθος του ηλεκτρικού συστήματος, προκύπτει η ανάγκη ο στρόβιλος να λειτουργεί συνεχώς και έτσι συνεχώς να αδειάζει η άνω δεξαμενή. Με αυτόν τον τρόπο, η αιολική παραγόμενη ισχύς χρησιμοποιείται μονάχα για άντληση, ενώ ο στόχος της φιλοσοφίας αυτού του σεναρίου είναι να γεμίζει η άνω δεξαμενή και να λειτουργεί ως εφεδρεία που θα επιτρέπει την άμεση απορρόφηση αιολικής ισχύος. Προκύπτει λοιπόν, πως δεν είναι αυτή η σωστή διαστασιολόγηση για αυτήν τη λειτουργία. Το κριτήριο θα είναι η ισορροπία στο γέμισμα των δύο δεξαμενών, ενώ προκύπτει βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής 4,4%.

Στη δεύτερη περίπτωση, ορίζοντας χρήση μονής σωλήνωσης και προτεραιότητα στη λειτουργία των αντλιών, ο στρόβιλος του συστήματος λειτουργεί λιγότερο. Και αυτό φαίνεται καθώς ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του στρόβιλου και η συνεισφορά του στο δίκτυο έχουν τιμή κατά πολύ μικρότερη απ' ότι στην περίπτωση διπλής σωλήνωσης.

Η προϋπόθεση για τη λειτουργία αυτού του σεναρίου είναι η στάθμη της άνω δεξαμενής να είναι τουλάχιστον πάνω από ένα όριο, το οποίο έχει οριστεί στο 38% της χωρητικότητας της δεξαμενής για όλες τις περιπτώσεις, δηλαδή η δεξαμενή πρέπει να είναι «γεμάτη» για να μπει σε λειτουργία το σύστημα. Αυτό όμως σημαίνει, πως υπό αυτές τις συνθήκες δεν υπάρχει ανάγκη άντλησης. Επομένως, όταν υπάρχει αιολικό δυναμικό και η δεξαμενή είναι γεμάτη, η ενέργεια που παράγεται εγχύεται απευθείας στο δίκτυο. Έτσι δικαιολογείται και ο μικρότερος

συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του στροβίλου, η μικρότερη συνεισφορά του στο ενεργειακό σύστημα και μεγαλύτερη έγχυση αιολικής ενέργειας απευθείας στο δίκτυο. Παρόλο που η προτεραιότητα αυτής της περίπτωσης είναι η λειτουργία των αντλιών, προκύπτει μεγαλύτερη συνεισφορά των αιολικών του υβριδικού συστήματος στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του δικτύου, μεγαλύτερη συνεισφορά Α.Π.Ε. συνολικά και μικρότερο ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για άντληση συγκριτικά με την περίπτωση της διπλής σωλήνωσης. Τα παραπάνω οδηγούν σε μικρότερη απόρριψη αιολικής ενέργειας.

Οι δείκτες αυτής της περίπτωσης φαίνονται ιδιαίτερα ελκυστικοί, δίνοντας έμφαση στην ιδιαίτερα χαμηλή συμβατική παραγωγή η οποία είναι και η χαμηλότερη ανάμεσα σε όλα τα σενάρια, στο ΚΠΕ του υβριδικού συστήματος, στο ΚΠΕ του στροβίλου – που βέβαια δικαιολογούνται καθώς οι αντλίες και ο στρόβιλος δε λειτουργούν με μεγάλη συχνότητα - και τον IRR μαζί με το χρόνο αποπληρωμής.

Σε αυτήν την περίπτωση όμως, χάνεται το βασικό πλεονέκτημα της άμεσης απόκρισης του στροβίλου.

Με τη χρήση διπλής σωλήνωσης, το κόστος της εγκατάστασης αυξάνεται, αλλά δεν είναι κάτι που παρουσιάζεται ως αποτρεπτικό για τη δημιουργία ενός τέτοιου έργου, καθώς αυξάνεται η αξιοπιστία του υβριδικού συστήματος. Το βασικό πλεονέκτημα της άμεσης απόκρισης του στροβίλου στις μεταβολές της ζήτησης είναι πρωτίστης σημασίας και υπερκαλύπτει το κόστος που προκύπτει εξαιτίας της εγκατάστασης διπλής σωλήνωσης στο σύστημα.

Ο στόχος του σεναρίου σε αυτήν την περίπτωση φαίνεται να επιτυγχάνεται, δηλαδή όντως έχουμε αρκετά υψηλή ανανεώσιμη συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης, αλλά όχι μόνο αυτό. Η απόδοση και οι δείκτες εκμεταλλευσιμότητας των εξεταζόμενων μεγεθών δίνουν πολύ καλές προοπτικές για το σύστημά μας και οι οικονομικοί δείκτες δείχνουν πως η επένδυσή μας θα είναι ιδιαίτερα επικερδής και παρόλο το κόστος εγκατάστασης, έχουμε χαμηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας από το υβριδικό σύστημα.

Μπορεί κάποια από τα μεγέθη να έχουν καλύτερες τιμές στην περίπτωση της μονής σωλήνωσης αυτού του σεναρίου, αλλά με αυτόν τον τρόπο αποφεύγεται οποιαδήποτε περίπτωση θα μπορούσε να προκύψει από την αδυναμία του υβριδικού συστήματος να ανταποκριθεί στις ανάγκες του ηλεκτρικού συστήματος. Ίσως αυτές οι περιπτώσεις να αντιστοιχούν σε μικρά χρονικά διαστήματα, αλλά η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα σύστημα δεν είναι θέμα υπό διαπραγμάτευση.

Εκτός όμως από αυτά τα μεγέθη, παρατηρείται εδώ ποσοστό συμμετοχής των συμβατικών μονάδων για άντληση νερού στην άνω δεξαμενή που ξεπερνά κατά λίγο το όριο που θέτει η νομοθεσία, του 30%. Αυτό αποτελεί ένα εμπόδιο για την πρακτική εφαρμογή αυτού του σεναρίου, χωρίς όμως να το καθιστά και ανέφικτο, αφού η απόκλιση δεν είναι πολύ μεγάλη.

Ο πίνακας που ακολουθεί παρουσιάζει συγκεντρωτικά τα μεγέθη που χαρακτηρίζουν κάθε εξεταζόμενη περίπτωση.

Πίνακας 5.5. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα για τις περιπτώσεις του πρώτου σεναρίου.

	Μεγέθη ενέργειας και απόδοσης		
	8-8 διπλή	32-8 μονή	32-8 διπλή
αξιοπιστία του συστήματος (βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου)	18,5%	16,1%	34,7%
ποσοστό αιολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται	93,2%	76,8%	81,7%
συνεισφορά του στροβίλου στο ενεργειακό σύστημα	15,4%	9,3%	23,5%
συνεισφορά του υβριδικού στο ενεργειακό σύστημα	15,4%	35,1%	39,3%
συνεισφορά των ΑΠΕ συνολικά στο ενεργειακό σύστημα	20,5%	47,5%	42,1%
μέρος της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο	51,6%	30,1%	38,5%
λόγος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στροβίλο	74,5%	45,1%	58,6%
απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού	69,2%	66,8%	65,7%
capacity factor του στροβίλου	54,1%	32,6%	82,4%
απόδοση του στροβίλου	85,4%	81,7%	81,9%
	Οικονομικά μεγέθη		
ΚΠΕ του υβριδικού συστήματος	0,14 €/kWh	0,06 €/kWh	0,09 €/kWh
ΚΠΕ στροβίλου	0,13 €/kWh	0,01 €/kWh	0,09 €/kWh
ΚΠΕ μετά την ένταξη του υβριδικού συστήματος	0,23 €/kWh	0,19 €/kWh	0,206 €/kWh
ανηγμένο κόστος αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου	2.105 €/kW	5.940 €/kW	6.060 €/kW
ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών	1.052 €/kW	1.187 €/kW	1.212 €/kW

IRR	28,35%	24,5%	28,7%
PBP (Pay Back Period)	3,7 έτη	4,7 έτη	3,6 έτη
	Μεγέθη αφαλάτωσης		
παραγόμενο νερό ετησίως από τη μονάδα αφαλάτωσης	109.021 m ³	338.313 m ³	246.083 m³

Από τα σενάρια που εξετάστηκαν σε αυτήν την παράγραφο, το τελευταίο φαίνεται να περιγράφει με τον πιο σωστό τρόπο τη φιλοσοφία αυτού του σεναρίου, ως προς το σχεδιασμό και τη διαστασιολόγηση. Στο εξής αυτό το σενάριο θα συμβολίζεται ως σενάριο Α.

5.3 ΣΕΝΑΡΙΑ ΜΕ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ 8MW ΚΑΙ ΣΤΡΟΒΙΛΟΥ 8MW.

5.3.1. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος.

Πίνακας 5.6. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος.

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	60.0%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	23.2%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	28.6%
Σενάριο λειτουργίας	3	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	70.4%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	10.7%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	51.4%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	48.6%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	8.0	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	105.0%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού – MW	8.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού – MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	3.2%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	6.5	Συνεισφορά στροβίλου	6.6%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	9.8%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	21.7%
Αιχμή – MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	72.3%
Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	59.1%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	48.9%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο – GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στρόβιλο	71.6%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο – GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο – GWh	7.9	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο – GWh	20.6	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	11.2%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	93.5	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	28.6%

Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο – GWh	48.8	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στροβίλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	68.3%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο – GWh	44.7	Capacity Factor Στροβίλου	23.2%
Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	19.01%
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών – GWh	29.9	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	15496
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	23.8	Νερό που διακινείται από τον σρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	15473
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	23.8	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	23.8
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στροβίλου - GWh	23.8	Ενέργεια που παράγεται από τον σρόβιλο - GWh	16.3
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	12.2	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	19.4
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση – GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον σρόβιλο - GWh	19.4
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση – GWh	11.6	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	81.6%
Παραγωγή Στροβίλου - GWh	16.3	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στροβίλου	83.8%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή – GWh	4.6	Συνολικός βαθμός απόδοσης	68.3%
Συμβατική ενέργεια παραγόμενη – GWh	192.9		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	0.95	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.25
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	197938	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.13
		ΚΠΕ στροβίλου (€/kWh)	0.14

5.3.2. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες.

Πίνακας 5.7. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες.

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	100.0%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	20.8%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	25.0%
Σενάριο λειτουργίας	8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	61.5%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	11.3%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	69.6%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	30.4%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	8.0	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	93.4%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού - MW	8.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού - MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	0.0%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	6.5	Συνεισφορά στροβίλου	5.9%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	5.9%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	21.2%
Αιχμή - MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	100.0%
Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	61.5%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	15.4%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στροβίλο	21.8%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	0.0	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	0.0%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	93.5	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	25.0%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στροβίλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	70.6%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	52.6	Capacity Factor Στροβίλου	20.8%

Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	5.69%
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών - GWh	27.6	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	13530
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	20.7	Νερό που διακινείται από τον στρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	13519
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	20.7	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	20.7
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στρόβιλου - GWh	20.7	Ενέργεια που παράγεται από τον στρόβιλο - GWh	14.6
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	17.5	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	17.0
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον στρόβιλο - GWh	16.9
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	3.2	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	82.0%
Παραγωγή Στροβίλου - GWh	14.6	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στροβίλου	86.2%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή - GWh	11.4	Συνολικός βαθμός απόδοσης	70.6%
Συμβατική ενέργεια παραγόμενη - GWh	193.9		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	1.77	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.27
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	368083	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.14
		ΚΠΕ στροβίλου (€/kWh)	0.13

5.3.3. Σενάριο σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης.

Πίνακας 5.8. Σενάριο σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης.

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	100%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	20.8%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	28.7%
Σενάριο λειτουργίας	7	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	70.7%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	10.7%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	64.0%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	36.0%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	8.0	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	98.0%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού - MW	8.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού - MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	1.9%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	6.5	Συνεισφορά στροβίλου	5.9%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	7.8%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	22.3%
Αιχμή - MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	83.6%
Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	64.9%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	25.5%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο – GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στρόβιλο	36.2%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο – GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο – GWh	4.7	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο – GWh	23.8	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	6.7%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	93.5	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	28.7%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο – GWh	45.6	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στροβίλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	70.4%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο – GWh	47.9	Capacity Factor Στροβίλου	20.8%

Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	8.74%
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών - GWh	26.1	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	13524
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	20.7	Νερό που διακινείται από τον στρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	13519
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	20.7	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	20.7
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στρόβιλου - GWh	20.7	Ενέργεια που παράγεται από τον στρόβιλο - GWh	14.6
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	15.5	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	17.0
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση – GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον στρόβιλο - GWh	16.9
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση – GWh	5.3	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	81.8%
Παραγωγή Στροβίλου - GWh	14.6	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στροβίλου	86.2%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή – GWh	9.3	Συνολικός βαθμός απόδοσης	70.4%
Συμβατική ενέργεια παραγόμενη – GWh	191.4		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	1.12	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.26
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	232958	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.12
		ΚΠΕ στροβίλου (€/kWh)	0.12

5.3.4. Σύγκριση σεναρίων με εγκατεστημένη ισχύ αιολικού πάρκου 8MW και στροβίλου 8MW.

Για τα παραπάνω σενάρια, πρέπει να παρατηρηθεί πως εκτός από το πρώτο, δηλαδή το σενάριο της εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος, τα άλλα εμφανίζουν 100% βαθμό αξιοπιστίας. Παρά τη διαφοροποίηση αυτού του κριτηρίου, η σύγκριση αυτών των σεναρίων είναι σημαντική, διότι τα σενάρια αυτά αντιστοιχούν σε ίδια διαστασιολόγηση.

Έτσι λοιπόν, βλέπουμε πως το σενάριο της εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος εμφανίζει τη μεγαλύτερη συνεισφορά του υβριδικού στο ενεργειακό σύστημα ανάμεσα στα τρία, καθώς επίσης και το μεγαλύτερο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του στροβίλου, εξαιτίας της συχνότερης χρήσης του στροβίλου ανάλογα με την ενεργειακή ζήτηση και τις αιχμές της. Η απόδοση του στροβίλου είναι ικανοποιητική και μαζί με την απευθείας συνεισφορά ενέργειας στο δίκτυο δικαιολογείται η σχετικά υψηλότερη συνεισφορά του στο ενεργειακό σύστημα, με αποτέλεσμα τη μειωμένη απόρριψη αιολικής ενέργειας. Από την άλλη, η ενέργεια που προέρχεται από το δίκτυο για άντληση του νερού φτάνει το 48,9% - αποτρεπτικό με βάση τη νομοθεσία - και η ενέργεια αυτή φτάνει να είναι ένα μεγάλο μέρος από την παραγωγή του στροβίλου. Το IRR που προκύπτει είναι το χαμηλότερο και το συνολικό ανηγμένο κόστος ιδιαίτερα υψηλό συγκριτικά, τοποθετώντας το σενάριο όχι σε ιδιαίτερα καλή θέση από τη μεριά του επενδυτή. Το σενάριο αυτό όμως είναι το πιο ευέλικτο και χρηστικό για το διαχειριστή του δικτύου, καθώς ανάλογα με τη ζήτηση, αναθέτει φορτίο στις αντίστοιχες μονάδες, χωρίς να υπάρχει επιβάρυνση τις υπόλοιπες ώρες.

Το επόμενο σενάριο, της εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες, όντως ανταποκρίνεται στις προϋποθέσεις που θέτει. Το ποσό της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο έχει πολύ χαμηλή τιμή, τη χαμηλότερη από όλα τα σενάρια κιάλας, με αποτέλεσμα συγκριτικά, να φτάνει ένα μικρό ποσοστό της παραγωγής του στροβίλου. Από τη μεριά του διαχειριστή του δικτύου, αυτό είναι επίσης επιθυμητό, καθώς αυτό σημαίνει πως ο στροβίλος είναι στην πλειοψηφία των περιπτώσεων σε ετοιμότητα να καλύψει το ποσό της ενέργειας που έχει εγγυηθεί, με όλα τα πλεονεκτήματα που αυτό μπορεί να επιφέρει (αποξήλωση συμβατικών μονάδων, εκμετάλλευση ενέργειας από όλες τις μονάδες, σταθερότητα στο σύστημα κλπ). Αυτό όμως, επίσης, σημαίνει πως η συμβολή του υβριδικού στην κάλυψη της ζήτησης παραμένει σε χαμηλά επίπεδα. Τα χαρακτηριστικά μεγέθη του στροβίλου (συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας και βαθμός απόδοσης) προκύπτουν κοινά με του επόμενου σεναρίου. Παράλληλα, το ανηγμένο κόστος της επένδυσης ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου παρουσιάζεται ιδιαίτερα χαμηλό και έχουμε μεγάλη παραγωγή νερού από τη μονάδα αφαλάτωσης, εξαιτίας της μεγαλύτερης απόρριψης αιολικής ενέργειας.

Το τρίτο σενάριο, της σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης, παρουσιάζει επίσης 100% βαθμό αξιοπιστίας και τις καλύτερες τιμές σε σχέση με τα οικονομικά μεγέθη. Οι τιμές αυτές κάνουν την επένδυση αρκετά επικερδή, με χαμηλό κόστος παραγωγής ενέργειας και ικανοποιητικό IRR. Η συνεισφορά του αιολικού πάρκου του υβριδικού συστήματος – περισσότερο - και

των Α.Π.Ε. – οριακά - στο ενεργειακό σύστημα έχουν τη μεγαλύτερη τιμή, που από περιβαλλοντικής άποψης είναι ένα ζητούμενο. Το ποσό της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο έχει την υψηλότερη τιμή εδώ, χωρίς όμως να υπερβαίνει τον περιορισμό του 30% που θέτει η νομοθεσία.

Πίνακας 5.9. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σεναρίων με εγκατεστημένη ισχύ αιολικού πάρκου 8MW και στροβίλου 8MW.

	Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος.	Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες.	Σενάριο σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης.
αξιοπιστία του συστήματος (βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου)	60%	100%	100%
ποσοστό αιολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται	70,4%	61,5%	70,7%
συνεισφορά του στροβίλου στο ενεργειακό σύστημα	6,6%	5,9%	5,9%
συνεισφορά του υβριδικού στο ενεργειακό σύστημα	9,8%	5,9%	7,8%
συνεισφορά των ΑΠΕ συνολικά στο ενεργειακό σύστημα	21,7%	21,2%	22,3%
μέρος της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο	48,9%	15,4%	25,5%
λόγος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στροβίλο	71,6%	21,8%	36,2%
απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού	68,3%	70,6%	70,4%
capacity factor του στροβίλου	23,2%	20,8%	20,8%
απόδοση του στροβίλου	83,8%	86,2%	86,2%
	Οικονομικά μεγέθη		
ΚΠΕ του υβριδικού συστήματος	0,13 €/kWh	0,14 €/kWh	0,12 €/kWh
ΚΠΕ στροβίλου	0,14 €/kWh	0,13 €/kWh	0,12 €/kWh

ΚΠΕ μετά την ένταξη του υβριδικού συστήματος	0,25 €/kWh	0,27€/kWh	0,26 €/kWh
ανηγμένο κόστος αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου	2.105 €/kW	2.015 €/kW	2.105 €/kW
ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών	1.052 €/kW	1.052 €/kW	1.052 €/kW
IRR	16,3 %	17,3 %	18,6%
PBP (Pay Back Period)	9,8 έτη	9,3 έτη	8,5 έτη
	Μεγέθη αφαλάτωσης		
παραγόμενο νερό ετησίως από τη μονάδα αφαλάτωσης	197.938 m ³	368.083 m ³	232.958 m³

Με βάση τις παραπάνω παρατηρήσεις, κρίνεται πως το τρίτο σενάριο προσεγγίζει καλύτερα τις επιδιώξεις που τίθενται σε αυτήν την εργασία. Έτσι και αλλιώς, η Ρ.Α.Ε. υποστηρίζει την ανάπτυξη συστημάτων με μεγαλύτερη συμμετοχή ανανεώσιμων πηγών στην παραγωγή και χαμηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας. Για λόγους συντομίας στο εξής θα συμβολίζουμε αυτό το σενάριο με Β.

5.4. ΣΕΝΑΡΙΑ ΠΟΥ ΕΠΙΤΥΓΧΑΝΟΥΝ ΒΑΘΜΟ ΕΠΙΤΕΥΞΗΣ SET-POINT ΣΤΡΟΒΙΛΟΥ 100%.

5.4.1. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος και βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.

Στο σενάριο που εξετάστηκε η περίπτωση της σταθερής κατανομής ημερησίως ανεξάρτητα των διακυμάνσεων της ζήτησης με εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου 8MW και 8MW αντίστοιχα, ο βαθμός αξιοπιστίας προέκυψε 60% περίπου. Για 100% αξιοπιστία απαιτείται μικρότερος στρόβιλος. Δοκιμάστηκε και αυτή η περίπτωση και τα αποτελέσματα παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 5.10. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος και βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	100.0%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	42.8%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	20.7%
Σενάριο λειτουργίας	3	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	51.0%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	3.9%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	75.2%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	24.8%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	2.9	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	97.9%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού - MW	8.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού - MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	2.3%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	6.5	Συνεισφορά στροβίλου	4.5%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	6.7%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	20.5%
Αιχμή - MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	80.4%
Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	39.1%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	43.9%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στρόβιλο	63.6%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%

Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	5.6	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	22.9	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	8.0%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	93.5	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	20.7%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	46.5	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στροβίλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	69.0%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	47.0	Capacity Factor Στροβίλου	42.8%
Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	10.17%
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών - GWh	27.1	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	10382
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	15.9	Νερό που διακινείται από τον στρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	10327
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	15.9	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	15.9
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στροβίλου - GWh	15.9	Ενέργεια που παράγεται από τον στρόβιλο - GWh	11.0
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	9.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	13.0
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον στρόβιλο - GWh	12.9
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	7.0	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	81.6%
Παραγωγή Στροβίλου - GWh	11.0	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στροβίλου	85.0%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή - GWh	4.0	Συνολικός βαθμός απόδοσης	69.0%
Συμβατική ενέργεια παραγόμενη - GWh	195.8		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	1.18	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.26
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	246667	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.14
		ΚΠΕ στροβίλου (€/kWh)	0.15

5.4.2. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες με μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ στροβίλου (8,4 MW).

Στην προηγούμενη παράγραφο παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα που προέκυψαν από το σενάριο όπου η προτεραιότητα των αιολικών είναι η άντληση της αιολικής παραγωγής με εγκατεστημένη ισχύ αιολικών και στροβίλου 8MW και 8MW αντίστοιχα. Για αυτό το σενάριο μπορεί να δικαιολογηθεί και λίγο μεγαλύτερος στροβίλος, αλλά θεωρώντας πάντα ως στόχο την επίτευξη 100% αξιοπιστίας του στροβίλου. Έτσι, θεωρώντας 8,4 MW ονομαστική ισχύ στροβίλου έχουμε τα παρακάτω αποτελέσματα.

Πίνακας 5.11. Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες με μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ στροβίλου (8,4 MW).

Γενικά		Βασικά κριτήρια αξιολόγησης	
Νησί	Πάρος	Βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου	100.0%
Έτος προσομοίωσης	2010	Capacity factor στροβίλου	20.8%
Μέση ταχύτητα ανέμου (στο ύψος του πύργου) - m/s	8.5	Capacity Factor αιολικής ενέργειας υβριδικού	25.9%
Σενάριο λειτουργίας	8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας υβριδικού που χρησιμοποιείται	63.8%
Λειτουργία στροβίλου όταν η ζήτηση είναι στο άνω:	11.3%	Βαθμός εκμετάλλευσης άνω δεξαμενής	67.8%
Βασικές παράμετροι διαστασιολόγησης		Βαθμός εκμετάλλευσης κάτω δεξαμενής	32.2%
Ονομαστική Ισχύς Στροβίλου - MW	8.4	Μέγιστη συμβατική παραγωγή / Αιχμή	92.9%
Αιολικά πάρκα υβριδικού σταθμού - MW	8.0	Συνεισφορά αιολικών εκτός υβριδικού	16.6%
Αιολικά πάρκα εκτός υβριδικού σταθμού - MW	18.3	Συνεισφορά αιολικών υβριδικού	0.0%
Ονομαστική Ισχύς Αντλιών - MW	6.5	Συνεισφορά στροβίλου	6.2%
Χωρητικότητα δεξαμενής - m ³	120000	Συνεισφορά υβριδικού	6.2%
Ενεργειακά μεγέθη - Αποτελέσματα		Συνολική συνεισφορά ΑΠΕ	21.4%
Αιχμή - MW	74.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εκτός υβριδικού) που δεν απορροφάται	37.1%
Ελάχιστη ζήτηση - MW	11.8	Ποσοστό αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που δεν απορροφάται	100.0%
Ετήσια ζήτηση ενέργειας - GWh	246.3	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εντός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	63.8%
Μέσο ετήσιο φορτίο - MW	28.1	Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτός υβριδικού που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση	0.0%
Δυναμική να παραχθεί αιολική ενέργεια (εκτός υβριδικού) - GWh	65.0	Μέρος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο	16.6%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια παραγόμενη από τον στροβίλο	23.5%
Αιολική Ενέργεια (εκτός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	24.1	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	40.6%
Δυναμική να παραχθεί αιολική ενέργεια (εντός υβριδικού) - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εκτός υβριδικού	25.5%

Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	0.0	Θεωρητικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	40.6%
Αιολική Ενέργεια (εντός υβριδικού) απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	28.5	Πραγματικός capacity factor αιολικών εντός υβριδικού	0.0%
Συνολικά Δυνάμενη να παραχθεί αιολική Ενέργεια - GWh	93.5	CF αιολικών υβριδικού (απορροφούμενη & απορριπτόμενη που τελικά χρησιμοποιείται για άντληση)	25.9%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορροφούμενη από το δίκτυο - GWh	40.9	Απόδοση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (Παραγωγή στροβίλου / Ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση)	70.5%
Συνολική Αιολική Ενέργεια απορριπτόμενη από το δίκτυο - GWh	52.6	Capacity Factor Στροβίλου	20.8%
Χαρακτηριστικά Αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού		Βαθμός επίτευξης set-point για άντληση από δίκτυο	6.52%
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένων των εγκατεστημένων αντλιών - GWh	28.1	Νερό που διακινείται από τις αντλίες προς την άνω δεξαμενή - 1000m ³	14245
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής - GWh	21.8	Νερό που διακινείται από τον στρόβιλο προς την κάτω δεξαμενή - 1000m ³	14238
Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης της χωρητικότητας της κάτω δεξαμενής - GWh	21.8	Ενέργεια που καταναλώνεται από τις αντλίες - GWh	21.8
Τελική Ενέργεια (απορριπτόμενη και από δίκτυο) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση δεδομένης και της λειτουργίας του στροβίλου - GWh	21.8	Ενέργεια που παράγεται από τον στρόβιλο - GWh	15.4
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση -GWh	18.2	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τις αντλίες - GWh	17.9
Αιολική ενέργεια απορριπτόμενη (εκτός υβριδικού) που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	0.0	Δυναμική ενέργεια νερού που διακινήθηκε από τον στρόβιλο - GWh	17.8
Ενέργεια από το δίκτυο που χρησιμοποιείται για άντληση - GWh	3.6	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας αντλιών	82.0%
Παραγωγή Στροβίλου - GWh	15.4	Βαθμός απόδοσης λειτουργίας στροβίλου	86.1%
Καθαρή Ανανεώσιμη Παραγωγή - GWh	11.7	Συνολικός βαθμός απόδοσης	70.5%
Συμβατική ενέργεια παραγόμενη - GWh	193.6		
Αφαλάτωση		Κόστος παραγόμενης ενέργειας	
Ονομαστική ισχύς Αφαλάτωσης (MW - m ³ /d) - Αριθμός μονάδων αφαλάτωσης	0.3-1500	ΚΠΕ συστ. πριν την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.28
Αιολική Ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αφαλάτωση (βάση των μονάδων αφαλάτωσης)-GWh	1.74	ΚΠΕ συστ. μετά την ένταξη του συστήματος (€/kWh)	0.26
Παραγόμενο νερό ετησίως-m ³	361729	ΚΠΕ υβριδικού συστήματος (€/kWh)	0.14
		ΚΠΕ στροβίλου (€/kWh)	0.13

5.4.3. Σύγκριση σεναρίων που επιτυγχάνουν βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.

Σε αυτήν την ενότητα παρουσιάζονται τα σενάρια που είναι ουσιαστικά «βελτιωμένες» εκδοχές των αντίστοιχων που παρουσιάστηκαν προηγουμένως. Το κριτήριο όμως είναι να διατηρείται βαθμός αξιοπιστίας πάντα 100%. Αυτό το κριτήριο τα κάνει συγκρίσιμα. Τα χαρακτηριστικά μεγέθη που προκύπτουν είναι σε μεγάλο βαθμό παρόμοια αν και σε ορισμένα μεγέθη υπάρχουν διαφορές.

Στο σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος και βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%, το μέρος της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο είναι αρκετά υψηλό, καθιστώντας το έτσι – πέρα από τον περιορισμό της νομοθεσίας - μη λειτουργικό για το ενεργειακό σύστημα. Ο στρόβιλος λειτουργεί αρκετά σε σχέση με τα άλλα σενάρια, με καλό βαθμό απόδοσης μεν, αλλά χωρίς να μπορεί να καλύψει τις ανάγκες της ζήτησης σε ικανοποιητικό ποσοστό.

Αντίθετα, το άλλο σενάριο της ενότητας, της εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες με μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ στροβίλου (8,4 MW), δίνει μικρότερο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του στροβίλου και έχει μεγαλύτερη συμμετοχή του στροβίλου και του υβριδικού σταθμού στην παραγωγή ενέργειας που απαιτεί το δίκτυο. Το μέρος της ενέργειας για άντληση από το δίκτυο παραμένει χαμηλό, ενώ η παραγωγή νερού από τη μονάδα αφαλάτωσης είναι σημαντική.

Παρόλα αυτά, οι τιμές του κόστους των διαφόρων μεγεθών προκύπτουν ίδιες, εκτός από το κόστος παραγόμενης ενέργειας στροβίλου, που έχει μικρότερη τιμή στο δεύτερο σενάριο εξαιτίας της λιγότερο συχνής χρήσης του.

Για αυτούς ακριβώς τους λόγους, κρίνεται πως το δεύτερο σενάριο της ενότητας αυτής ανταποκρίνεται καλύτερα στα ζητούμενα της εργασίας. Για λόγους συντομίας στο εξής θα συμβολίζουμε αυτό το σενάριο με Γ.

Πίνακας 5.12. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σεναρίων που επιτυγχάνουν βαθμό επίτευξης set-point στροβίλου 100%.

	<i>Σενάριο εγγυημένης ισχύος με βάση τις ανάγκες του συστήματος και βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου 100%.</i>	<i>Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες με μεγαλύτερη ονομαστική ισχύ στροβίλου (8,4 MW).</i>
αξιοπιστία του συστήματος (βαθμός επίτευξης set-point στροβίλου)	100%	100%
ποσοστό αολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται	51,0%	63,8%
συνεισφορά του στροβίλου στο ενεργειακό σύστημα	4,5%	6,2%
συνεισφορά του υβριδικού στο ενεργειακό σύστημα	6,7%	6,2%
συνεισφορά των ΑΠΕ συνολικά στο ενεργειακό σύστημα	20,5%	21,4%
μέρος της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο	43,9%	16,6%
λόγος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το σρόβιλο	63,6%	23,5%
απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού	69,0%	70,5%
capacity factor του στροβίλου	42,8%	20,8%
απόδοση του στροβίλου	85%	86,1%
	Οικονομικά μεγέθη	
ΚΠΕ του υβριδικού συστήματος	0,14 €/kWh	0,14 €/kWh
ΚΠΕ στροβίλου	0,15 €/kWh	0,13 €/kWh
ΚΠΕ μετά την ένταξη του υβριδικού συστήματος	0,26 €/kWh	0,26 €/kWh
ανηγμένο κόστος αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου	5.175 €/kW	2.015 €/kW

ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών	1.388 €/kW	1.034 €/kW
IRR	12,6%	18 %
PBP (Pay Back Period)	11,8 έτη	9,1 έτη
	Μεγέθη αφαλάτωσης	
παραγόμενο νερό ετησίως από τη μονάδα αφαλάτωσης	246.667 m ³	361.729 m³

5.5 ΕΞΕΤΑΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

Τα σενάρια τα οποία συγκρίνονται είναι :

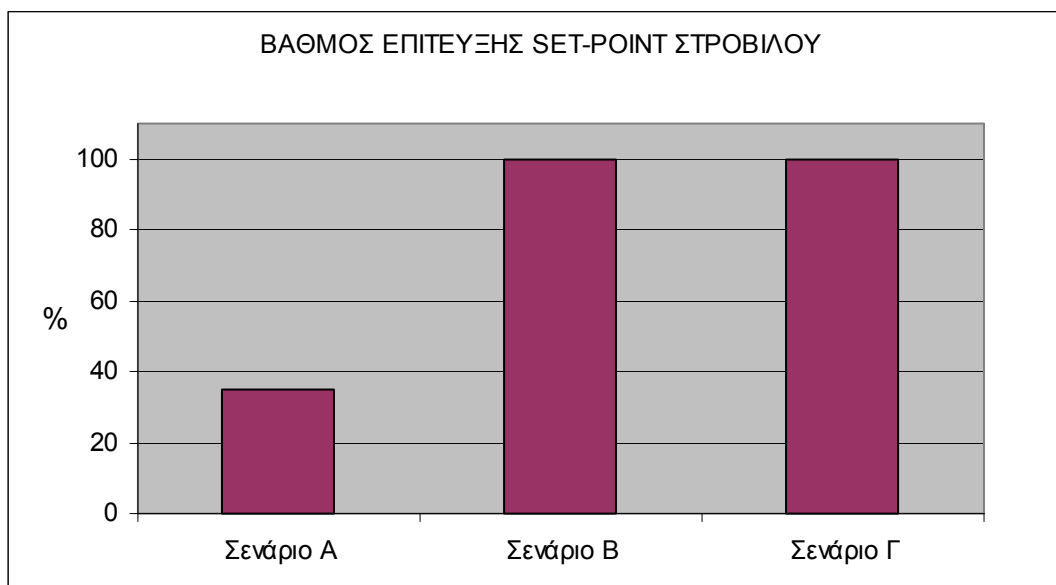
- Σενάριο Α: Σενάριο μέγιστης άμεσης απορρόφησης αιολικής ισχύος με εγκατεστημένη ισχύ 32MW – 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα και διπλή σωλήνωση.
- Σενάριο Β: Σενάριο σταθερής καθημερινής ενεργειακής συνεισφοράς στις αιχμές της ζήτησης με εγκατεστημένη ισχύ 8MW – 8MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα.
- Σενάριο Γ: Σενάριο εγγυημένης ισχύος με σταθερή καθημερινή ενεργειακή συνεισφορά και προτεραιότητα στις αντλίες με εγκατεστημένη ισχύ 8MW – 8,4MW αιολικών και στροβίλου αντίστοιχα.

Οι συντελεστές που παρουσιάστηκαν στους συγκεντρωτικούς πίνακες περιγράφουν τη λειτουργία του εκάστοτε σεναρίου. Ανάμεσα στα τρία σενάρια, υπάρχουν διαφορές αλλά και ομοιότητες. Ιδιαίτερα τα σενάρια Β και Γ έχουν πολύ κοντινές τιμές σε κάποιους από τους συντελεστές.

5.5.1. Βαθμός επίτευξης set-point του στροβίλου.

Ο βαθμός επίτευξης set-point του στροβίλου είναι λογικό να έχει τις συγκεκριμένες τιμές για όλα τα σενάρια. Τα Β και Γ σενάρια είναι σχεδιασμένα έτσι ώστε να στηρίζεται η λειτουργία τους στην εγγυημένη ισχύ του στροβίλου. Επομένως, φαίνεται σαν «προαπαιτούμενο» η αξιοπιστία του συστήματος να είναι 100%. Από την άλλη, κάτι τέτοιο δε συμβαίνει για το Α σενάριο. Τα προαπαιτούμενα του Α σεναρίου είναι η απευθείας έγχυση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο και το (κάτω) όριο μέχρι το οποίο φτάνει η στάθμη του νερού στην άνω δεξαμενή, έτσι ώστε και στην περίπτωση που σταματήσει ο άνεμος, να μπορούν να ξεκινήσουν οι συμβατικές μονάδες από ψυχρή εφεδρεία. Επομένως, η αξιοπιστία του συστήματος εδώ δεν κρίνεται από το βαθμό επίτευξης set-point του στροβίλου.

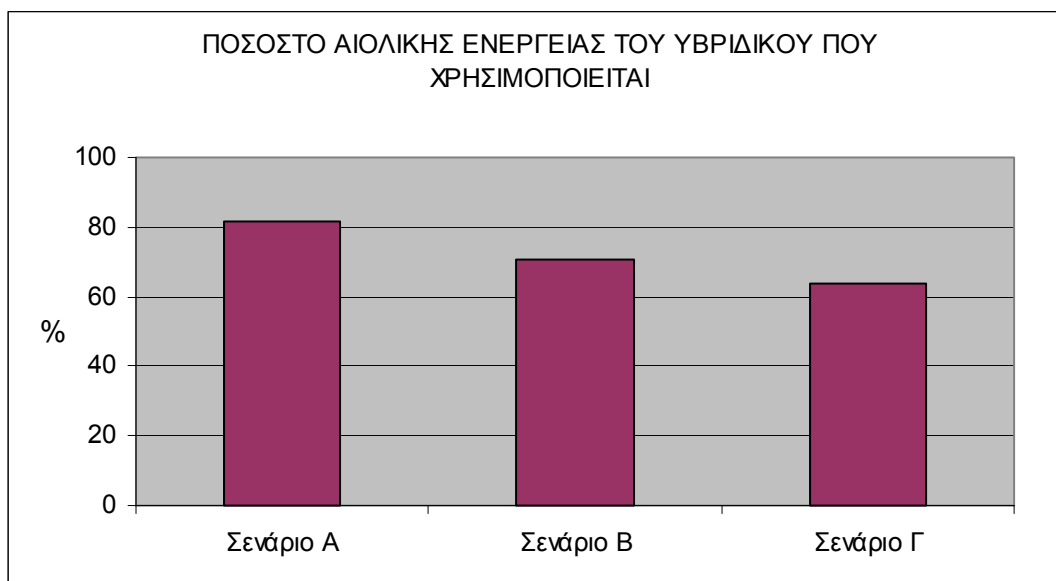
Διάγραμμα 5.1. Βαθμός επίτευξης set-point του στροβίλου.



5.5.2. Ποσοστό αιολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται.

Το ποσοστό αιολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται καθορίζεται πάλι από τον τρόπο λειτουργίας του συστήματος. Το Γ σενάριο, είναι προκαθορισμένο από την αρχή πόσο πρέπει να παράγει όσο είναι προκαθορισμένο από τη συμφωνία ανάμεσα στο διαχειριστή του υβριδικού συστήματος και στο διαχειριστή του ηλεκτρικού συστήματος. Επομένως χρησιμοποιείται το ποσοστό της αιολικής ενέργειας που χρειάζεται, ώστε να παρέχει ο στρόβιλος την εγγυημένη ισχύ στο σύστημα και η απορριπτόμενη ενέργεια καταναλώνεται για αφαλάτωση. Εξαιτίας αυτών των δεδομένων του σεναρίου έχουμε μεγάλη παραγωγή νερού από την αφαλάτωση. Στο Β σενάριο, το υβριδικό σύστημα λειτουργεί και παράγει ενέργεια κατά το ποσοστό που του αναλογεί στις ώρες της αιχμής, αλλά εδώ γίνεται και απορρόφηση της ενέργειας απευθείας από το δίκτυο. Η παραγωγή με το προηγούμενο σενάριο είναι ίδια, αλλά εξαιτίας της απευθείας απορρόφησης από το δίκτυο, το ποσοστό αιολικής ενέργειας που τελικά χρησιμοποιείται είναι μεγαλύτερο. Το Α σενάριο εμφανίζει τη μεγαλύτερη απορρόφηση αιολικής ενέργειας, αφού έχουμε μεγαλύτερη απορρόφηση απευθείας από το δίκτυο αλλά και μεγαλύτερη απορρόφηση για κατανάλωση στις αντλίες. Με αυτόν τον τρόπο, μικρότερο ποσό (απορριπτόμενης) ενέργειας περισσεύει και χρησιμοποιείται για αφαλάτωση.

Διάγραμμα 5.2. Ποσοστό αιολικής ενέργειας του υβριδικού που χρησιμοποιείται.

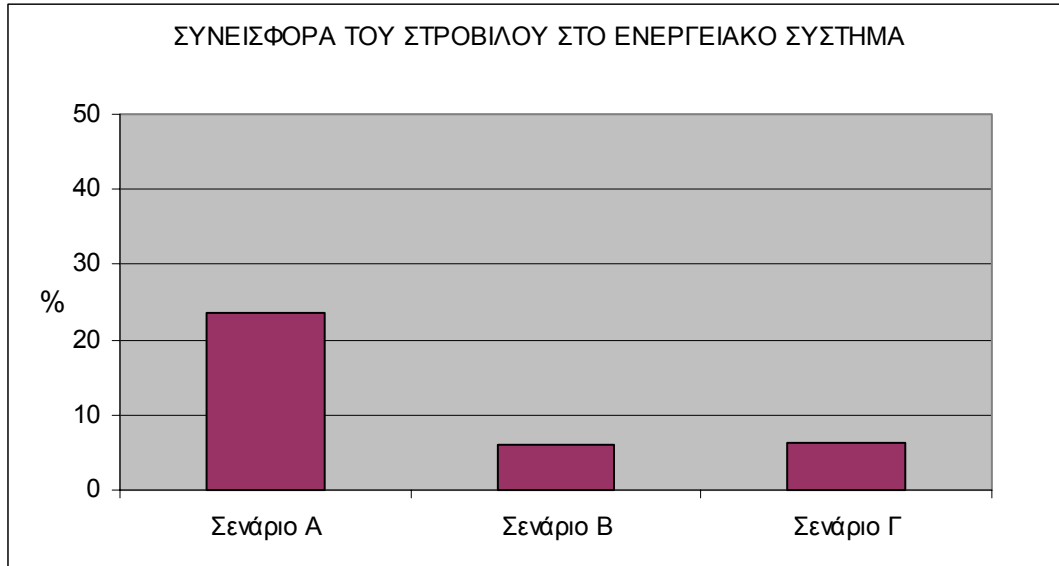


5.5.3. Συνεισφορά στροβίλου.

Η συνεισφορά του στροβίλου παρουσιάζει τη μεγαλύτερη τιμή για το Α σενάριο. Ο στρόβιλος λειτουργεί συμπληρώνοντας την παραγωγή των αιολικών. Αυτό σημαίνει πως μπορεί να λειτουργεί και συνεχώς, με αποτέλεσμα να συνεισφέρει και περισσότερο στην κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης. Το Β σενάριο έχει τη μικρότερη συνεισφορά στο ενεργειακό σύστημα, αλλά αυτό είναι και το ποσό που είναι προκαθορισμένο από την αρχή να καλύπτει. Εκτός από αυτό όμως, η συνεισφορά του εξαρτάται και από το ποσοστό της συμμετοχής του στις αιχμές και τη διοχέτευση ενέργειας απευθείας στο δίκτυο, γι' αυτό είναι και λογικό να δίνει μικρότερη συνεισφορά και από το Γ σενάριο. Για διαστασιολόγηση του στροβίλου

8 MW – όπως του Β σεναρίου- το Γ σενάριο δίνει ίδια συνεισφορά του στροβίλου, λαδή ο στρόβιλος λειτουργεί το ίδιο με ίδια διαστασιολόγηση. Για το Γ σενάριο που προτείνεται, η συνεισφορά του στροβίλου έχει την τιμή που πάλι έχει «καθοριστεί» από τη σύμβαση των ενδιαφερομένων.

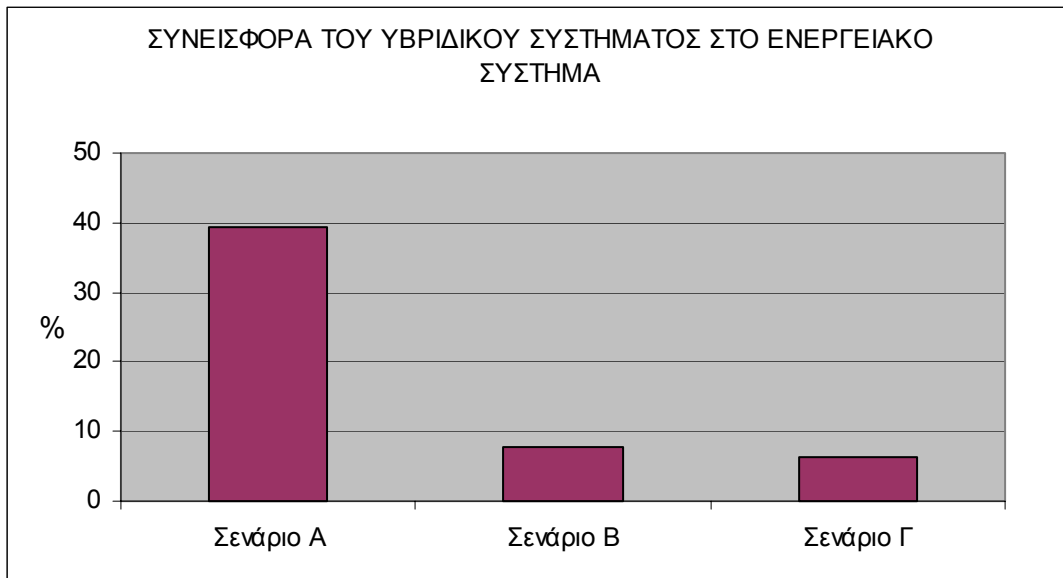
Διάγραμμα 5.3. Συνεισφορά του στροβίλου.



5.5.4. Συνεισφορά υβριδικού.

Σχετικά με τη συνεισφορά του υβριδικού, το Α σενάριο έχει τη μέγιστη συνεισφορά. Όμως αυτός είναι και ο στόχος του συγκεκριμένου σεναρίου η μεγιστοποίηση της συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών (των αιολικών εντός του υβριδικού συστήματος, του στροβίλου και των αιολικών εκτός του υβριδικού συστήματος) σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες. Στο Β σενάριο, εκτός από το στρόβιλο που παράγει ενέργεια, μέρος της αιολικής παραγωγής πηγαίνει απευθείας στο δίκτυο, άρα έτσι αυξάνεται και η συνεισφορά του υβριδικού συστήματος στην παραγωγή σε σχέση με τη συμμετοχή του στροβίλου. Η συνεισφορά του υβριδικού συστήματος για το Γ σενάριο συμπίπτει με τη συνεισφορά του στροβίλου και αυτό είναι απόλυτα λογικό, μιας και όλη η αιολική παραγωγή καταναλώνεται στις αντλίες.

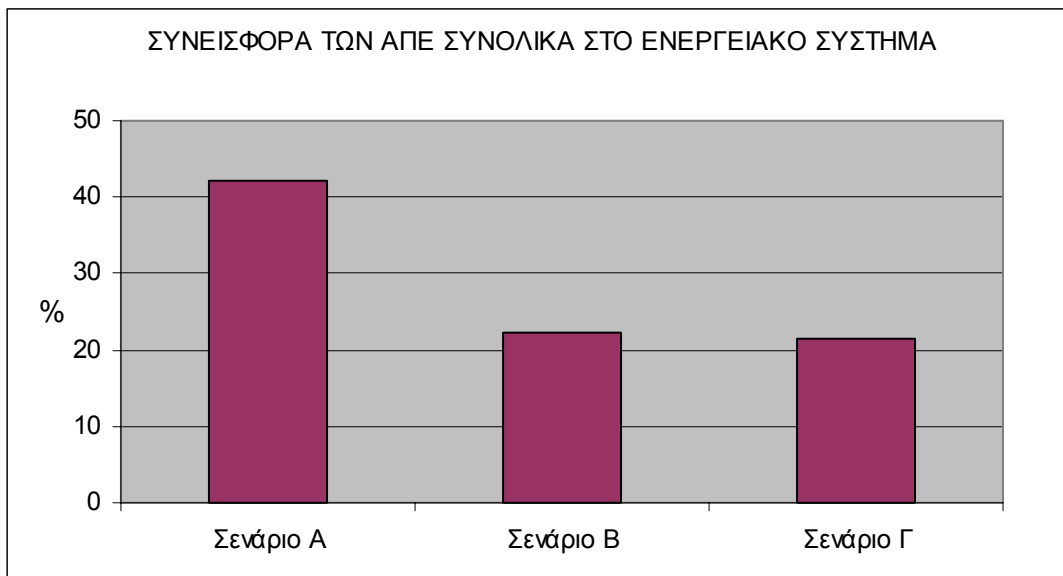
Διάγραμμα 5.4. Συνεισφορά του υβριδικού.



5.5.5. Συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ.

Η μέγιστη συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ όπως είναι εύλογο, παρουσιάζεται στο Α σενάριο. Εδώ έχουμε τη μεγαλύτερη συμμετοχή όλων των ανανεώσιμων πηγών στην κάλυψη της ζήτησης, με αποτέλεσμα για την ίδια εγκατεστημένη αιολική ισχύ εκτός υβριδικού συστήματος, η συμμετοχή του υβριδικού συστήματος να έχει μεγαλύτερη τιμή. Το Β σενάριο δίνει λίγο μεγαλύτερη τιμή από το Γ σενάριο εξαιτίας και της συνεισφοράς των αιολικών εντός υβριδικού στην απευθείας κάλυψη της ζήτησης.

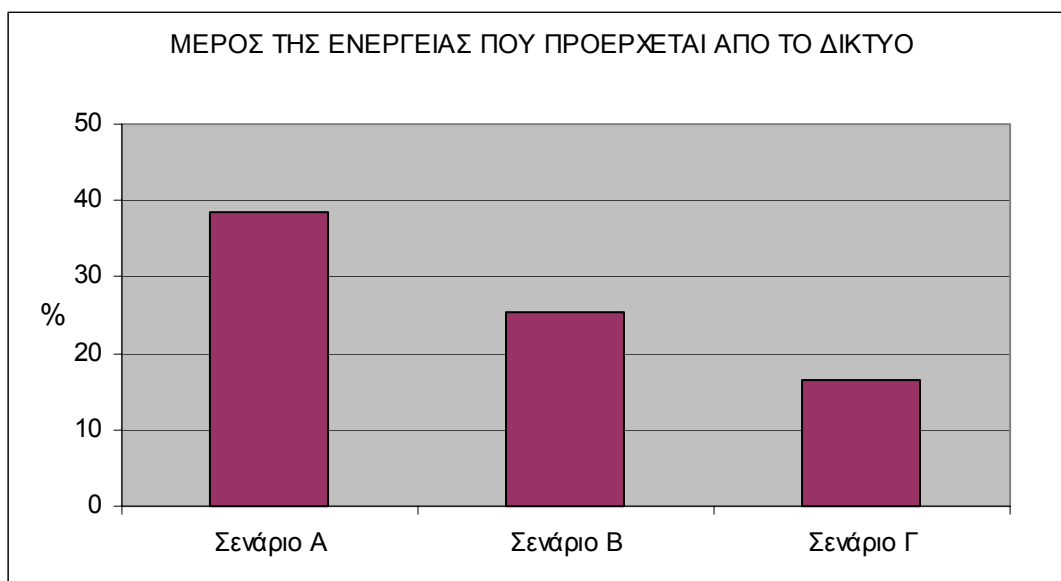
Διάγραμμα 5.5. Συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ.



5.5.6. Μέρος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο.

Το μέρος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο, εξασφαλίζει την αξιοπιστία του στροβίλου. Το Γ σενάριο, για μικρότερη εγκατεστημένη ισχύ στροβίλου (8MW), χρησιμοποιεί μικρότερο ποσοστό ενέργειας για άντληση από το δίκτυο, αλλά έτσι και αλλιώς, το ποσοστό είναι πάλι μικρό. Τα Β και Γ σενάρια έχουν σχεδόν κοινό ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (εντός υβριδικού) που χρησιμοποιείται τελικά για άντληση και κοινή δυνάμενη αιολική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί εντός υβριδικού, αλλά το Β σενάριο κάνει μεγαλύτερη εισαγωγή από το δίκτυο για άντληση. Η αιολική απορριπτόμενη ενέργεια είναι μικρότερη στο Β σενάριο. Στο Γ σενάριο το 63,8% χρησιμοποιείται για άντληση και το υπόλοιπο για αφαλάτωση. Το Β σενάριο κάνει μεγαλύτερη εισαγωγή ενέργειας για άντληση από το δίκτυο, καθώς τμήμα της παραγόμενης αιολικής ισχύος πάει απευθείας στο δίκτυο, και έτσι χρησιμοποιείται λιγότερη ενέργεια για άντληση. Το Α σενάριο έχει μεγαλύτερη ανάγκη για άντληση από το δίκτυο γιατί ο στρόβιλος καλείται συνεχώς να «συμπληρώνει» την παραγωγή των αιολικών. Άρα η δεξαμενή αδειάζει πιο γρήγορα. Υπάρχει όμως ένα κάτω όριο που δεν πρέπει να ξεπεράσει η δεξαμενή, για να μπορούμε να μιλάμε για «ασφαλές» σύστημα, επομένως οι αντλίες λειτουργούν για να γεμίσουν τη δεξαμενή με μεγαλύτερη συχνότητα. Παρόλο που έχουμε το μεγαλύτερο ποσοστό συγκριτικά της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο, το αξιοσημείωτο είναι ότι εδώ παρατηρούμε τη μικρότερη παραγόμενη συμβατική παραγωγή.

Διάγραμμα 5.6. Μέρος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο.

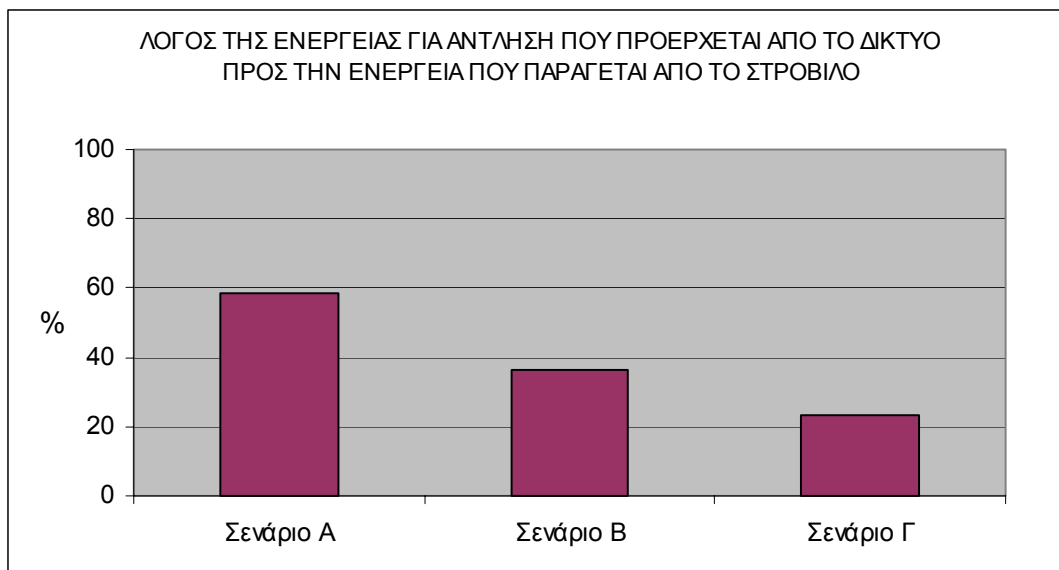


5.5.7. Λόγος ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στρόβιλο.

Είναι λογικό, ο λόγος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στρόβιλο να έχει μικρή τιμή για το Γ σενάριο. Το δίκτυο συνεισφέρει λίγο στην άντληση του νερού στην άνω δεξαμενή και μόνο στις περιπτώσεις εκείνες που δεν μπορεί να ανταποκριθεί το αιολικό πάρκο του υβριδικού συστήματος. Οι περιπτώσεις αυτές, με βάση το σχεδιασμό του

συστήματος – διαστασιολόγηση και ποσοστό κάλυψης της ζήτησης – είναι λίγες. Άρα σε σχέση με την παραγωγή του στροβίλου, πάλι αποτελεί ένα μικρό ποσοστό. Το Β σενάριο, δίνοντας αιολική ενέργεια απευθείας στο δίκτυο, αυξάνει το μέρος της ενέργειας που προέρχεται από το δίκτυο για την κάλυψη των αναγκών της άντλησης, καθώς η αιολική παραγωγή προσφέρει μικρότερο ποσό ενέργειας για άντληση. Έτσι, αυξάνεται ο λόγος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στρόβιλο. Σημειώνεται ότι αυτά τα σενάρια για ίδια διαστασιολόγηση έχουν κοινή παραγωγή από το στρόβιλο. Το Γ σενάριο για μεγαλύτερο στρόβιλο, έχει το μικρότερο λόγο ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς ενέργεια που παράγεται από το στρόβιλο, άρα με αυτό το λόγο φαίνεται και η διαφορά στις αρχές λειτουργίας τους. Για το Α σενάριο, που ο στρόβιλος λειτουργεί με μεγαλύτερη συχνότητα και η δεξαμενή αδειάζει, χρειάζεται να λειτουργούν οι αντλίες με επίσης μεγαλύτερη συχνότητα. Και εδώ όμως, ενέργεια εγχύεται απευθείας στο δίκτυο – κατά προτεραιότητα κίολας – οπότε για να αρχίσει η άντληση πρέπει να φτάσουμε το κάτω όριο της (άνω) δεξαμενής. Εξαιτίας της συχνής ανάγκης του υβριδικού για άντληση, έρχεται το δίκτυο να καλύψει μέρος της ενέργειας για άντληση, που σε σχέση με τα άλλα σενάρια, το τμήμα της ενέργειας από το δίκτυο αποτελεί μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας του στροβίλου.

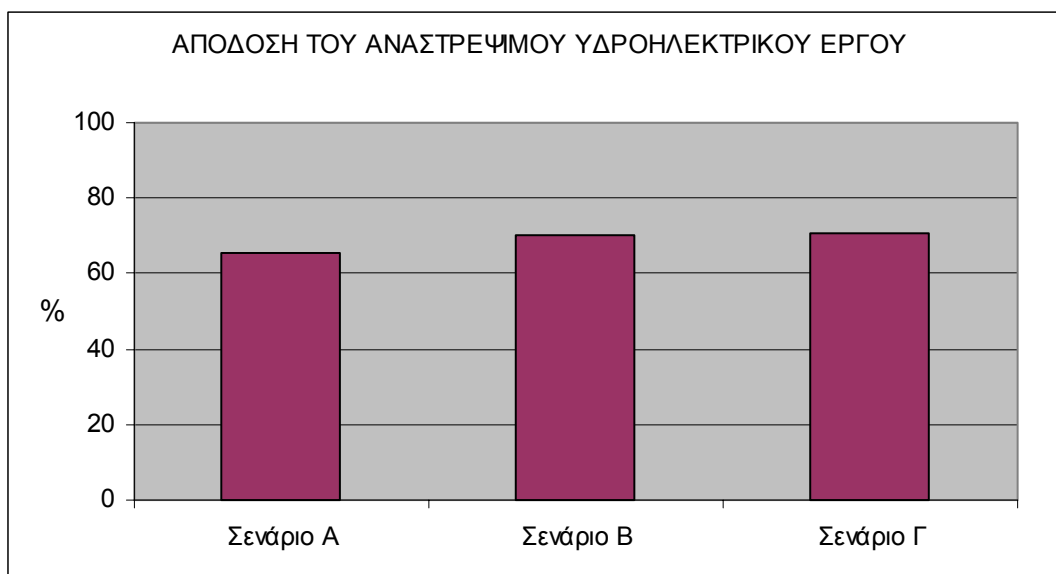
Διάγραμμα 5.7. Ο λόγος της ενέργειας για άντληση που προέρχεται από το δίκτυο προς την ενέργεια που παράγεται από το στρόβιλο.



5.5.8. Απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου.

Η απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου (συνολικός βαθμός απόδοσης), που ισούται με την παραγωγή του στροβίλου προς την ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για άντληση, για τα σενάρια Β και Γ είναι σχεδόν κοινή. Το Α σενάριο όμως έχει λίγο χαμηλότερη απόδοση. Μπορούμε να πούμε όμως πως αυτό δικαιολογείται, καθώς το Α σενάριο αντιπροσωπεύει μεγαλύτερο σύστημα και έτσι οι απώλειες είναι λογικό να προκύπτουν μεγαλύτερες.

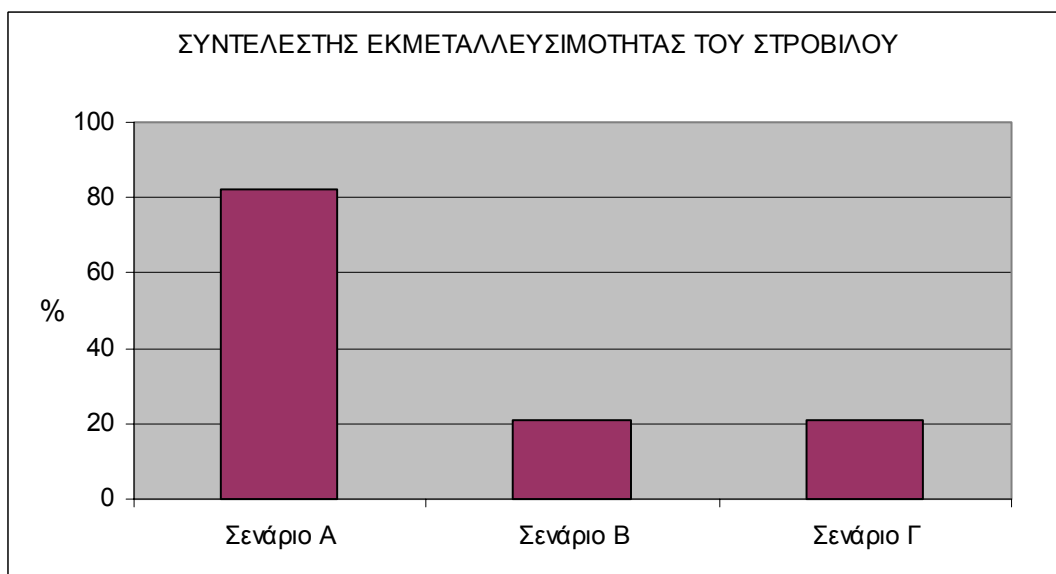
Διάγραμμα 5.8. Απόδοση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου.



5.5.9. Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του στροβίλου.

Το σενάριο A έχει υψηλό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (capacity factor) του στροβίλου. Ο στρόβιλος λειτουργεί αρκετά και συμμετέχει ενεργά στην κάλυψη της ζήτησης στη διάρκεια του χρόνου. Στα σενάρια B και Γ, ο στρόβιλος λειτουργεί για πολύ λιγότερο χρονικό διάστημα.

Διάγραμμα 5.9. Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (capacity factor).

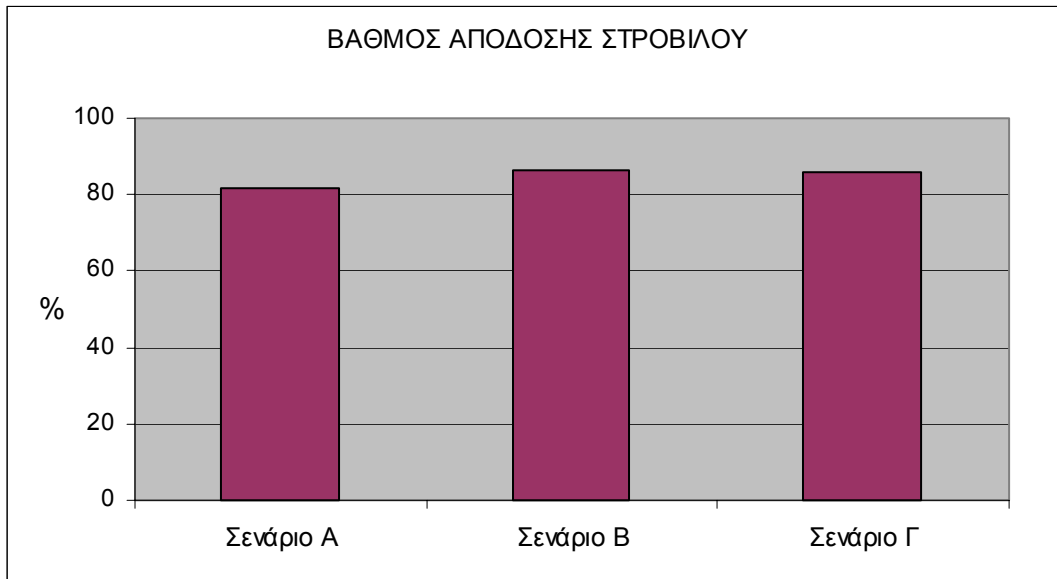


5.5.10. Βαθμός απόδοσης.

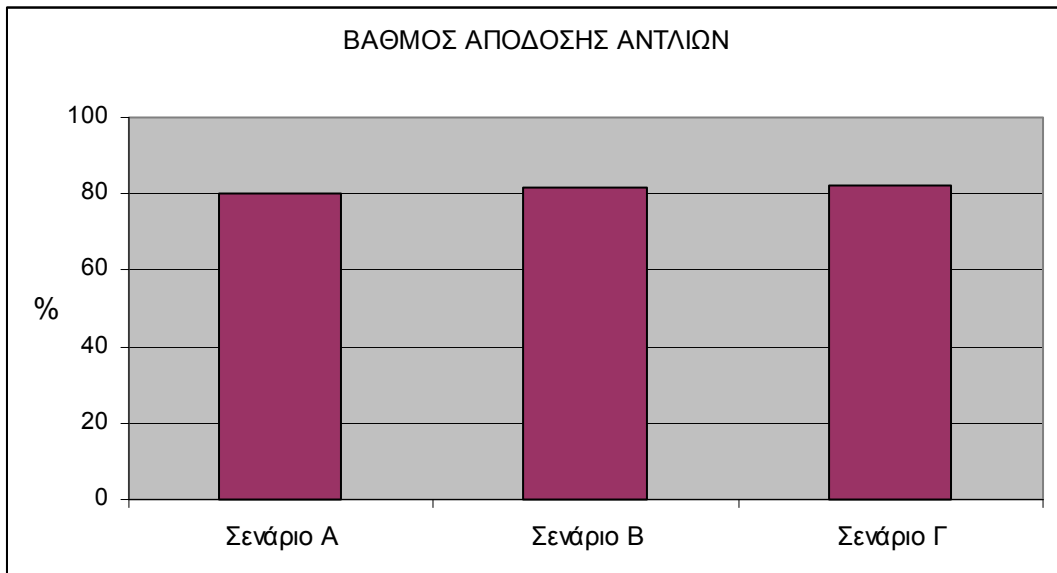
Μία ερώτηση που πρέπει να απαντηθεί, είναι γιατί προκύπτουν διαφορετικοί οι βαθμοί απόδοσης του στροβίλου και των αντλιών ανάμεσα στα σενάρια. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης κυμαίνεται από 65,7% έως 70,5%. Οι διαφοροποιήσεις δικαιολογούνται, καθώς ο στρόβιλος και οι αντλίες καλούνται να

λειτουργήσουν σε διαφορετικά σημεία λειτουργίας κάθε φορά, ανάλογα με τα δεδομένα του εκάστοτε σεναρίου. Αξιοσημείωτο είναι πως το Β και Γ σενάριο, που είναι πιο κοντινά στις αρχές λειτουργίας τους, έχουν σχεδόν κοινό βαθμό απόδοσης. Κάτι άλλο που πρέπει να αναφερθεί, είναι ότι η τιμή του βαθμού απόδοσης έχει μικρότερη τιμή, όσο οι αντίστοιχες μηχανές (στρόβιλος, αντλίες) λειτουργούν σε πλήρες φορτίο. Μπορεί ο στρόβιλος και οι αντλίες να έχουν καλύτερο βαθμό απόδοσης στο ονομαστικό (πλήρες) φορτίο, αλλά τότε, αυξάνονται οι απώλειες σωληνώσεων και έτσι τελικά μειώνεται ο συνολικός βαθμός απόδοσης.

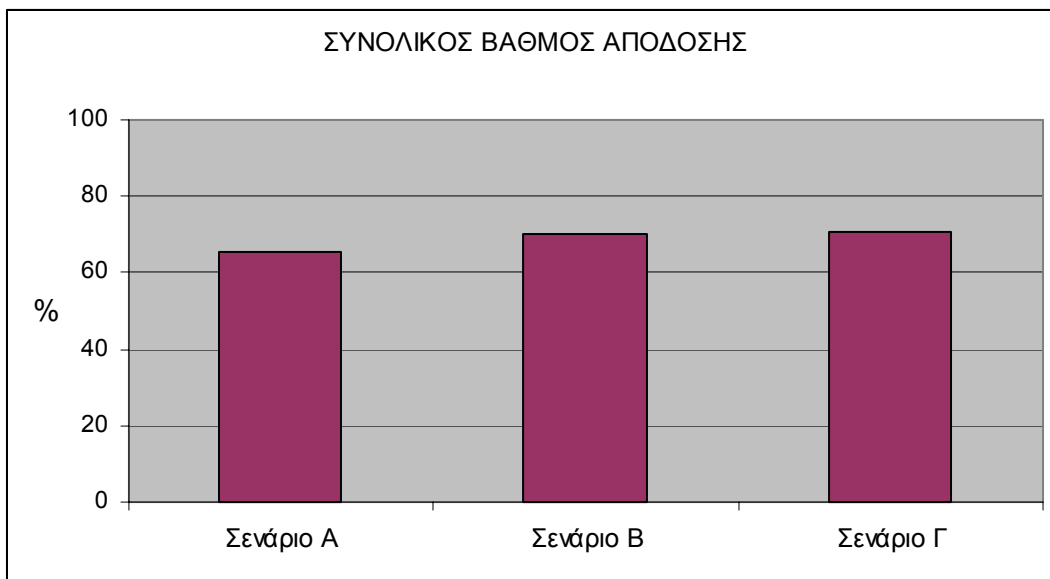
Διάγραμμα 5.10. Βαθμός απόδοσης στρόβιλου.



Διάγραμμα 5.11. Βαθμός απόδοσης αντλιών.



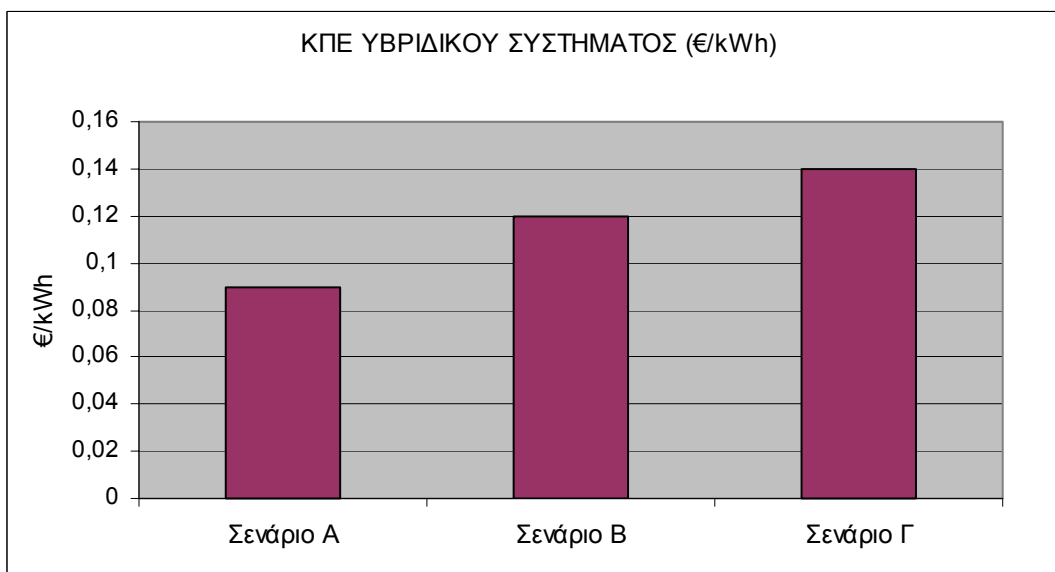
Διάγραμμα 5.12. Συνολικός βαθμός απόδοσης.



5.5.11. Κόστος παραγόμενης ενέργειας υβριδικού συστήματος.

Το κόστος της παραγόμενης ενέργειας (ΚΠΕ) του υβριδικού συστήματος για το Α σενάριο οφείλει τη χαμηλή τιμή του στη συχνή λειτουργία του στροβίλου και των αιολικών. Το υβριδικό σύστημα του Α σεναρίου παράγει περισσότερη ενέργεια. Τα δύο άλλα σενάρια οφείλουν τη μικρή διαφοροποίηση που υπάρχει μεταξύ τους στη διαφορά που υπάρχει στις αρχές λειτουργίας τους και στην ισχύ του στροβίλου. Στο Γ σενάριο θα μπορούσε να μειωθεί το ΚΠΕ του υβριδικού με μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας, αλλά αυτό ξεφεύγει από τις αρχές λειτουργίας του, καθώς είναι προκαθορισμένο από την αρχή πόσο θα παράγει.

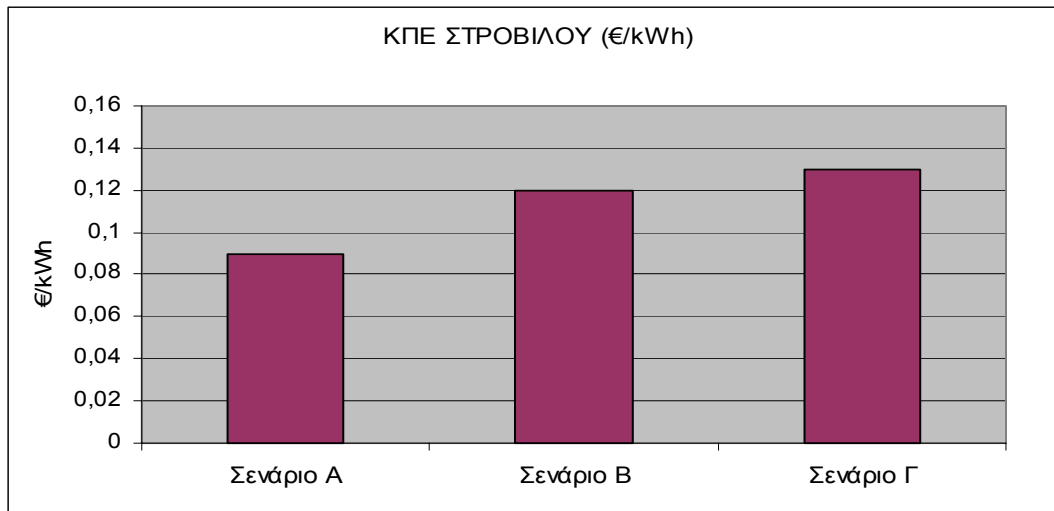
Διάγραμμα 5.13. Κόστος της παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού συστήματος.



5.5.12. Κόστος παραγόμενης ενέργειας στροβίλου.

Για τους ίδιους λόγους με παραπάνω, το ΚΠΕ του στροβίλου έχει την χαμηλότερη τιμή για το Α σενάριο και υπάρχει μικρή διαφοροποίηση στις τιμές του κόστους για τα Β και Γ σενάρια.

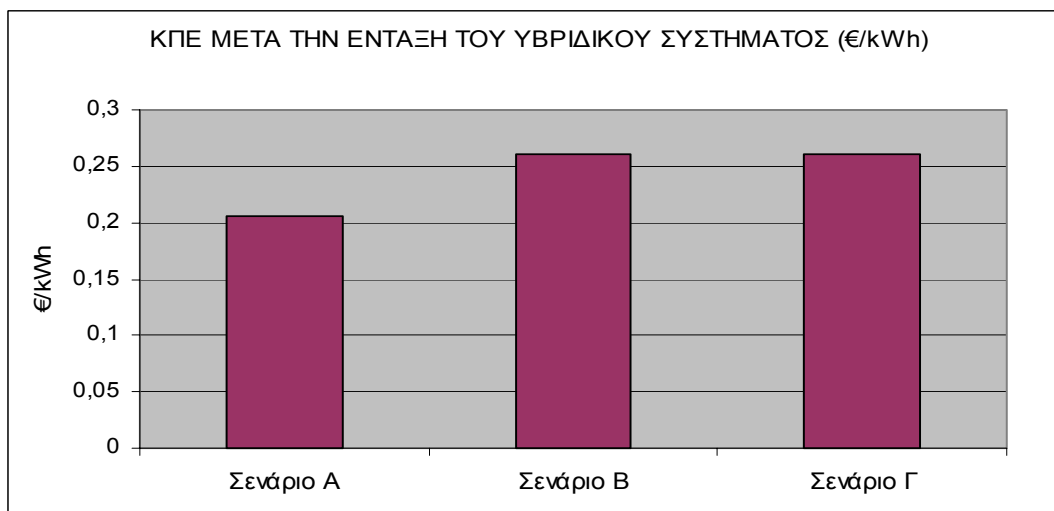
Διάγραμμα 5.14. Κόστος παραγόμενης ενέργειας του στροβίλου.



5.5.13. Κόστος παραγόμενης ενέργειας του ηλεκτρικού συστήματος μετά την ένταξη του υβριδικού συστήματος.

Το κόστος παραγόμενης ενέργειας (ΚΠΕ) του συστήματος μετά την ένταξη του υβριδικού συστήματος, προκύπτει χαμηλότερο για όλα τα σενάρια σε σχέση με πριν, καθώς σε όλα έχουμε ανανεώσιμη παραγωγή από τα αιολικά πάρκα και χαμηλότερη συμβατική παραγωγή, άρα και μικρότερη κατανάλωση καυσίμου. Όσο μεγαλύτερη είναι η ανανεώσιμη παραγωγή, τόσο χαμηλότερο είναι και το κόστος των καυσίμων που επηρεάζει το συνολικό κόστος. Έτσι, το Α σενάριο παρουσιάζει τη χαμηλότερη τιμή του κόστους παραγόμενης ενέργειας με τη μεγαλύτερη ανανεώσιμη παραγωγή και τη μικρότερη συμβατική συνακόλουθα, ενώ τα άλλα δύο σενάρια έχουν την ίδια τιμή για αυτό το μέγεθος.

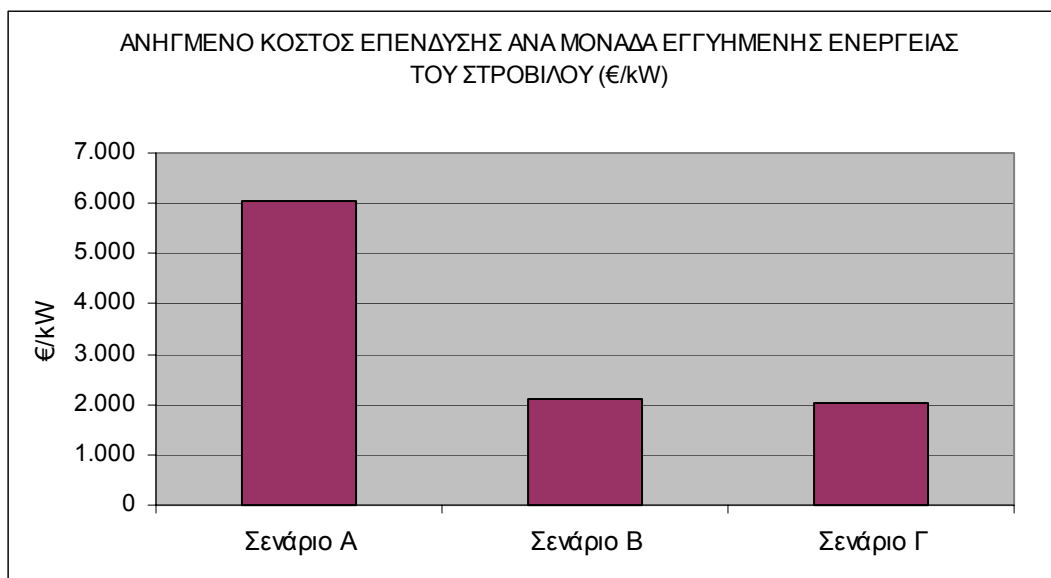
Διάγραμμα 5.15. Κόστος παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού συστήματος.



5.5.14. Ανηγμένο κόστος του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού.

Το κόστος του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού προκύπτει από το κόστος των αντλιών, του στροβίλου, των δεξαμενών, των σωληνώσεων, των εργατικών, το κόστος που απαιτείται για τη σύνδεση με το δίκτυο, για το σύστημα ελέγχου, για τη μεταφορά και κάποια επιπλέον λοιπά κόστη. Για το Α σενάριο, το σύστημα λειτουργεί περισσότερο, δηλαδή λειτουργούν περισσότερο και οι αντλίες και ο στροβίλος και όλα τα τμήματα του υβριδικού, με ό,τι αυτό συνεπάγεται για τα υπόλοιπα κόστη των άλλων τμημάτων του υβριδικού. Με ιδιαίτερα αυξημένο κόστος για τις αντλίες, λόγω της διαφορετικότητας της λειτουργίας της εγκατάστασης, το Α σενάριο εμφανίζει το μεγαλύτερο ανηγμένο κόστος έργου ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου. Τα άλλα δύο σενάρια, με παρόμοια και λιγότερο συχνή λειτουργία των αντλιών και του στροβίλου, και διαφορά μεταξύ τους στο κόστος κατά μερικές χιλιάδες ευρώ, που για μια τέτοια εγκατάσταση δεν αποτελεί υπολογίσιμο μέγεθος, έχουν σχεδόν κοινό ανηγμένο κόστος αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου.

Διάγραμμα 5.16. Ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα εγγυημένης ενέργειας του στροβίλου.



5.5.15. Ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών.

Το συνολικό κόστος επένδυσης αποτελεί το άθροισμα του κόστους του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού έργου και του κόστους των αιολικών εγκατεστημένων μονάδων που ανήκουν στο υβριδικό σύστημα. Το κόστος των αιολικών εγκατεστημένων μονάδων που ανήκουν στο υβριδικό σύστημα και περιλαμβάνει το κόστος του εξοπλισμού, το κόστος για την εγκατάσταση του συστήματος, το κόστος μεταφοράς και το κόστος των εργατικών, εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ τους. Παρόλη τη διαφορά στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών, το ανηγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών για το Α σενάριο δεν ξεφεύγει πολύ από τις τιμές των άλλων δύο σεναρίων. Η αποδοτική λειτουργία των αιολικών και η προσφορά στο δίκτυο κάνει την τιμή αυτή για το Α σενάριο να πλησιάζει ικανοποιητικά την τιμή των άλλων δύο σεναρίων. Όπως φαίνεται και από τα άλλα σενάρια, η λειτουργία

των αιολικών «ρίχνει» το συνολικό κόστος της επένδυσης ανά εγκατεστημένη μονάδα.

Διάγραμμα 5.17. Ανηγγμένο κόστος επένδυσης ανά μονάδα ενέργειας του στροβίλου και των αιολικών.



5.5.16. Παραγόμενο νερό.

Με γνωστές τις ανάγκες της ύδρευσης στο νησί της Ίου που φτάνουν τα 213.000 m³ ετησίως, χωρίς να περιλαμβάνονται στην τιμή αυτή οι ανάγκες της άρδευσης, γίνεται φανερό πως όλα τα σενάρια μπορούν να καλύψουν το 100% των αναγκών της ύδρευσης του νησιού. Ιδιαίτερα το Γ σενάριο δίνει και το μεγαλύτερο υπόλοιπο παραγόμενου νερού που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άρδευση. Δεδομένου ότι η αιολική παραγωγή διατίθεται δωρεάν, η αξιοποίηση της μονάδας αφαλάτωσης για κάθε σενάριο προσφέρει πλεονέκτημα και στο υβριδικό σύστημα και στο σύστημα του νησιού, στις ανάγκες του σε νερό, και παρουσιάζεται συνολικά ως μια ιδιαίτερα επικερδής επένδυση. Η τιμή πώλησης του νερού για όλα τα σενάρια προκύπτει λαμβάνοντας υπόψη τις ανάγκες για νερό και το σημερινό κόστος του νερού. Η τιμή αυτή θεωρήθηκε ίση με 1,20 €/m³.

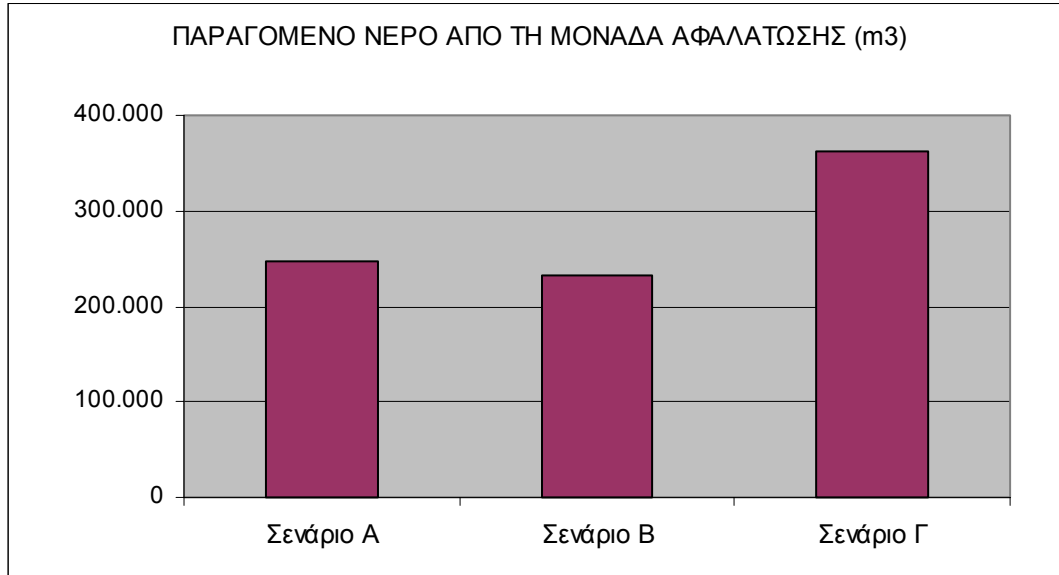
Σημειώνεται εδώ ότι όσο μεγαλώνει το σύστημα της αφαλάτωσης γίνεται μεγαλύτερη εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας – η οποία σε διαφορετική περίπτωση θα πήγαινε χαμένη – αλλά ταυτόχρονα γίνεται χειρότερη εκμετάλλευση της μονάδας αφαλάτωσης, η οποία έχει σημαντικό κόστος εγκατάστασης. Ενδεικτικά αναφέρονται οι τιμές για το κόστος παραγόμενου νερού από την αφαλάτωση που είναι:

- 1,05 €/ m³ για το Α σενάριο,
- 0,87 €/ m³ για το Β σενάριο,
- 1,08 €/ m³ για το Γ σενάριο.

Με δεδομένη την τιμή πώλησης της μονάδας του νερού, προκύπτουν τα έσοδα από την πώληση του νερού.

Με βάση τις τιμές αυτές, φαίνεται πως με μεγαλύτερη παραγόμενη ποσότητα νερού, το κόστος παραγόμενου νερού αυξάνεται. Αυτό οφείλεται στην κακή διαχείριση της μονάδας αφαλάτωσης, όσο μεγαλώνει το μέγεθός της.

Διάγραμμα 5.18. Παραγόμενο νερό.



5.5.17. Στοιχεία εσόδων και εξόδων.

Σε αυτούς τους πίνακες που ακολουθούν, παρουσιάζονται τα στοιχεία των συνολικών εσόδων και εξόδων για τα τρία σενάρια.

Στον υπολογισμό των εσόδων, δεν περιλαμβάνονται τα έσοδα που προκύπτουν από τη διαθεσιμότητα των εγκατεστημένων μονάδων ισχύος του στροβίλου και η αποζημίωση για την απορριπτόμενη αιολική ισχύ από τα αιολικά εκτός υβριδικού. Τα έσοδα από τη διαθεσιμότητα των εγκατεστημένων μονάδων προκύπτουν με βάση το τίμημα που καταβάλλεται για τη διαθεσιμότητα των μονάδων ενός νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, με αντίστοιχη ισχύ, στην αναφερόμενη χρονική στιγμή. Οι τιμές αυτών των μεγεθών καθορίζονται σύμφωνα με τη σύμβαση που διαμορφώνεται ανάμεσα στο διαχειριστή του υβριδικού συστήματος και του διαχειριστή του ηλεκτρικού δικτύου και για αυτό το λόγο, επειδή είναι τόσο ρευστές, είναι προτιμότερο να μην αναφερθούν εδώ. Για την τιμή των εσόδων με αυτόν τον τρόπο έχουμε μια πρώτη εκτίμηση μεγέθους, που αν προστεθούν και αυτά που αναφέραμε, αυξάνονται. Επίσης, στα έξοδα δεν περιλαμβάνεται η επιβολή προστίμου για τη συστηματική και καταχρηστική αδυναμία διάθεσης μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος.

Σχετικά με το κόστος επένδυσης, όπου πρέπει να αναχθεί για τα αντίστοιχα έτη λειτουργίας του συστήματος, χρησιμοποιούνται οι τύποι που είναι ίδιοι για όλα τα σενάρια:

$$EPC = TIC \cdot R + OMC + CE_G$$

όπου,

TIC το συνολικό κόστος επένδυσης (περιλαμβάνει το κόστος των αιολικών και του συστήματος της αντλησιοταμίευσης),

R ο ετήσιος συντελεστής αναγωγής ο οποίος είναι ίσος με:

$$R = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-N}}$$

με επιτόκιο δανείου $i = 6\%$ και χρόνο ζωής επένδυσης $N = 20$ έτη,

OMC το κόστος συντήρησης και λειτουργίας του συστήματος,

CE_G το κόστος αγοράς ενέργειας από το δίκτυο για άντληση.

Για κάθε μέγεθος που εξετάζεται εμφανίζεται η ποσότητα και η τιμή του, είτε πώλησης είτε αγοράς και προκύπτει το σύνολο.

Πίνακας 5.13. Στοιχεία εσόδων και εξόδων για το σενάριο A.

	ΠΟΣΟΤΗΤΑ	ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ (€)
Έσοδα από παραγόμενη ενέργεια στροβίλου.	57,8 GWh	0,17 €/kWh	9.826.000
Έσοδα από παραγόμενη απορροφούμενη αιολική ενέργεια απευθείας από το δίκτυο.	38,9 GWh	0,08 €/kWh	3.112.000
Έσοδα από πώληση νερού.	246.083 m ³	1,20 €/m ³	295.300
ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΣΟΔΑ (€)			13.233.300
Συνολικό κόστος επένδυσης.	48.483.000 €	Αναγόμενο κόστος επένδυσης	4.226.969
Έξοδα από τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο για άντληση.	33,9 GWh	0,12 €/kWh	4.068.000
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας.	2% · Συνολικό κόστος επένδυσης		969.660
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ (€)			9.264.629
ΚΕΡΛΟΣ – ΖΗΜΙΑ (€)			3.968.671
ΕΣΟΔΑ/ΚΟΣΤΟΣ			1,43

Πίνακας 5.14. Στοιχεία εσόδων και εξόδων για το σενάριο Β.

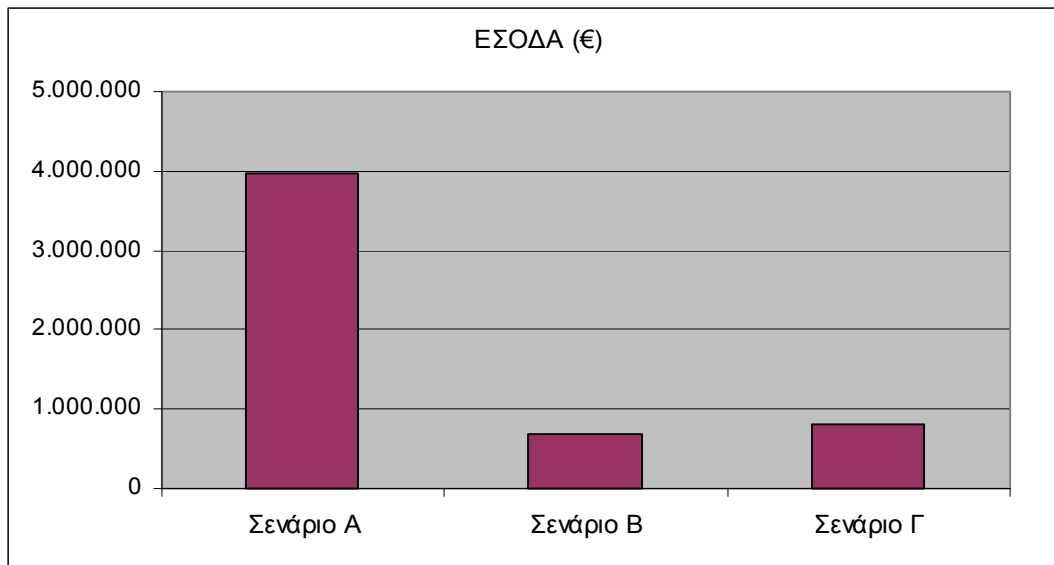
	ΠΟΣΟΤΗΤΑ	ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ (€)
Έσοδα από παραγόμενη ενέργεια στροβίλου.	14,6 GWh	0,17 €/kWh	2.482.000
Έσοδα από παραγόμενη απορροφούμενη αιολική ενέργεια απευθείας από το δίκτυο.	4,7 GWh	0,08 €/kWh	376.000
Έσοδα από πώληση νερού.	232.958 m ³	1,20 €/m ³	279.550
ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΣΟΔΑ (€)			3.137.550
Συνολικό κόστος επένδυσης.	16.838.000 €	Αναγόμενο κόστος επένδυσης	1.468.014
Έξοδα από τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο για άντληση.	5,3 GWh	0,12 €/kWh	636.000
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας.	2% · Συνολικό κόστος επένδυσης		336.760
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)			2.440.774
ΚΕΡΛΟΣ – ΖΗΜΙΑ (€)		696.776	
ΕΣΟΔΑ/ΚΟΣΤΟΣ		1,29	

Πίνακας 5.15. Στοιχεία εσόδων και εξόδων για το σενάριο Γ.

	ΠΟΣΟΤΗΤΑ	ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ (€)
Έσοδα από παραγόμενη ενέργεια στροβίλου.	15,4 GWh	0,17 €/kWh	2.618.000
Έσοδα από παραγόμενη απορροφούμενη αιολική ενέργεια απευθείας από το δίκτυο.	0,0 GWh	0,08 €/kWh	0,0
Έσοδα από πώληση νερού.	361.729 m ³	1,20 €/m ³	434.075
ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΣΟΔΑ (€)			3.052.075
Συνολικό κόστος επένδυσης.	16.960.000 €	Αναγόμενο κόστος επένδυσης	1.478.650
Έξοδα από τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο για άντληση.	3,6 GWh	0,12 €/kWh	432.000
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας.	2% · Συνολικό κόστος επένδυσης		339.200
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ(€)			2.249.850
ΚΕΡΛΟΣ – ΖΗΜΙΑ (€)			802.225
ΕΣΟΔΑ/ΚΟΣΤΟΣ			1,36

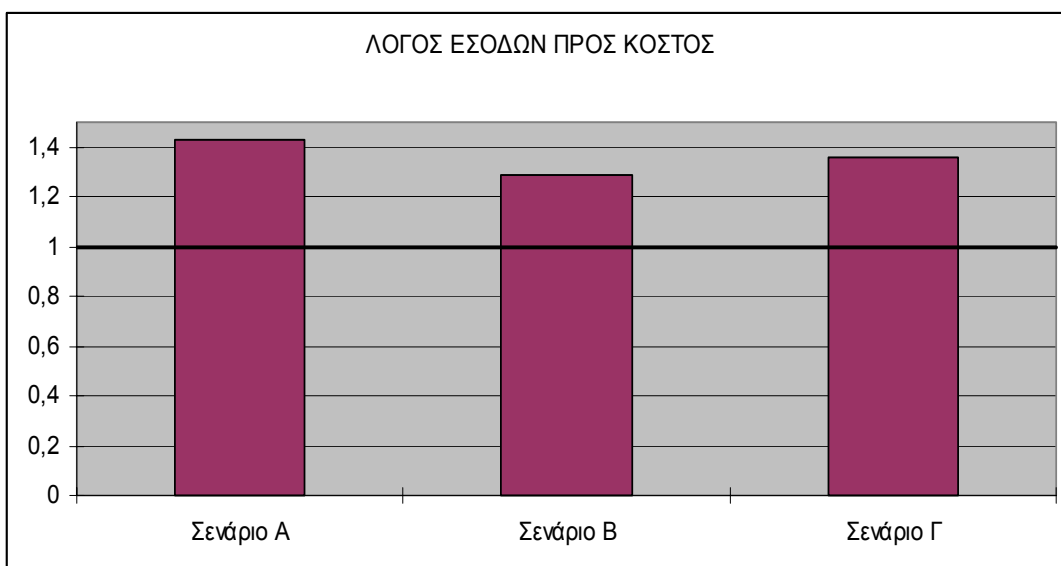
Οι παραπάνω πίνακες δείχνουν πως και τα τρία σενάρια προτείνουν επενδύσεις που σε καμία περίπτωση δεν είναι ζημιολογικές. Αντιθέτως, το Α σενάριο προκύπτει να είναι το πιο προσοδοφόρο με υψηλό ετήσιο κέρδος που εξηγείται από τα αυξημένα έσοδά του από την πώληση της ενέργειας στο δίκτυο. Παρόλη την εισαγωγή ενέργειας που κάνει από το δίκτυο, το Α σενάριο δε χάνει την οικονομική αποδοτικότητά του. Τα σενάρια Β και Γ επίσης παρουσιάζουν όφελος για την ετήσια λειτουργία τους, αλλά εξαιτίας της μικρότερης διαθεσιμότητας της ενέργειας και των μικρότερων εσόδων, το ποσό αυτό έχει μικρότερη τιμή.

Διάγραμμα 5.19. Έσοδα.



Μπορεί τα έσοδα να αποτελούν ένα δείκτη βιωσιμότητας, αλλά ο λόγος των εσόδων προς το συνολικό κόστος δίνει την πραγματική συσχέτιση ανάμεσα στα μεγέθη, άσχετα από τη διαστασιολόγηση και τις διάφορες άλλες παραμέτρους. Έτσι λοιπόν, φαίνεται πως τα σενάρια Β και Γ έχουν κοντινές τιμές, ενώ το Α σενάριο εμφανίζει ένα μικρό προβάδισμα, που οφείλεται στα αυξημένα έσοδά του.

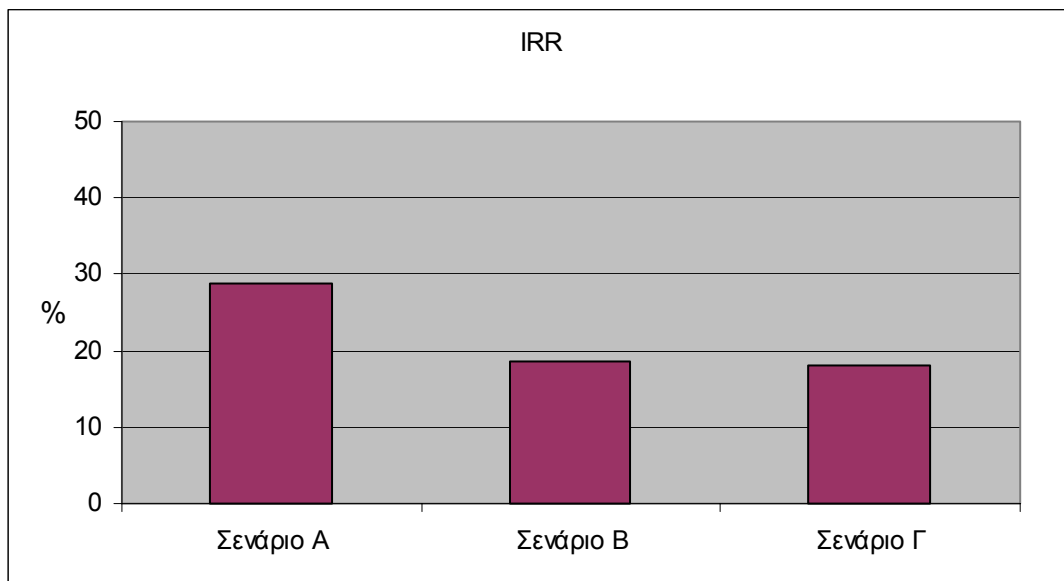
Διάγραμμα 5.20. Λόγος εσόδων προς κόστος.



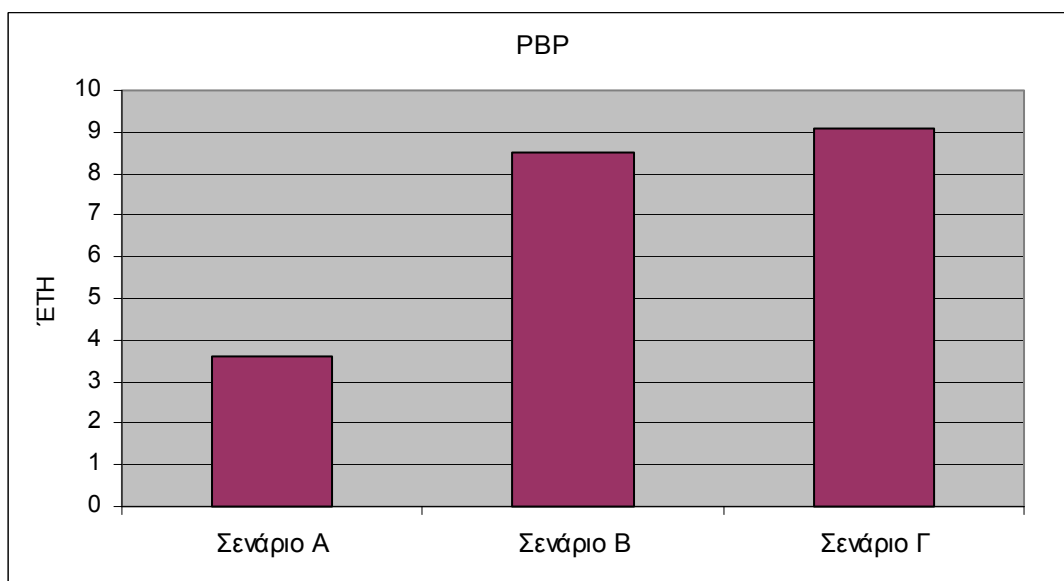
5.5.18. IRR και PBP.

Αποτέλεσμα των παραπάνω είναι το Α σενάριο να εμφανίζει το μεγαλύτερο δείκτη IRR και το μικρότερο δείκτη PBP (Pay Back Period - χρονικό διάστημα αποπληρωμής), καθώς είναι αυτό που εντάσσει το υβριδικό σύστημα κατά το μεγαλύτερο ποσοστό στο ενεργειακό σύστημα του νησιού. Προσφέρει μεγαλύτερο ποσό ενέργειας, με αποτέλεσμα τα κέρδη του τελικά να είναι και περισσότερα και η επένδυσή του ιδιαίτερα προσοδοφόρα με πολύ μικρή περίοδο αποπληρωμής. Για τα άλλα σενάρια, που έχουν μικρότερη συμμετοχή στο ενεργειακό ισοζύγιο, ο IRR προκύπτει μικρότερος – παρόλα αυτά με πολύ καλή τιμή- και ο PBP επίσης ελκυστικός.

Διάγραμμα 5.21. Συντελεστής IRR.



Διάγραμμα 5.22. Συντελεστής PBP (Pay Back Period).



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ & ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

6.1. ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

Αξιολογώντας τα σενάρια, καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως η ένταξη ενός υβριδικού συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση σε κάθε περίπτωση προσφέρει πλεονεκτήματα στο ηλεκτρικό σύστημα.

Με λίγα λόγια, με την ένταξη ενός υβριδικού συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση στο ηλεκτρικό σύστημα, συνολικά επιτυγχάνεται:

- μείωση της συμβατικής παραγωγής (εντονότερη στο σενάριο Α),
- μείωση του κόστους παραγόμενης ενέργειας (εντονότερη στο σενάριο Α),
- παραγωγή νερού για ύδρευση και άρδευση (μεγαλύτερη στο σενάριο Γ),
- λειτουργία και αξιοποίηση μιας επικερδούς επένδυσης (περισσότερο στο σενάριο Α)
- αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού του νησιού με την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας (εντονότερη στο σενάριο Α).

Με όλα τα παραπάνω, το ηλεκτρικό σύστημα του νησιού καταλήγει να έχει μικρότερη εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα σε κάθε περίπτωση και επιτυγχάνει πιο αποδοτική και συμφέρουσα λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Οι συμβατικές μονάδες δεν καλούνται πλέον να καλύπτουν τα μικρά φορτία που προκύπτουν εξαιτίας των μικρών – ημερησίων - μεταβολών, αλλά τη θέση τους παίρνει ο στρόβιλος με την ευέλικτη λειτουργία του.

Επίσης, περιορίζονται οι έντονες περικοπές της αιολικής ενέργειας, με την ύπαρξη του συστήματος αποθήκευσης, και με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται μεγαλύτερη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα του νησιού.

Φαίνεται τελικά, πως όσο μεγαλύτερη είναι η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών, τόσο πιο αποδοτική είναι και η λειτουργία των συστημάτων, του υβριδικού και του ηλεκτρικού, με βάση τα ενεργειακά και οικονομικά κριτήρια.

Η αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος αυξάνεται με την εκμετάλλευση των μονάδων παραγωγής με τρόπο που ενισχύουν η μία τη λειτουργία της άλλης.

Βέβαια, είναι φανερό πως με την εγκατάσταση του υβριδικού συστήματος υπάρχουν και οφέλη, που προέρχονται από τη δημιουργία θέσεων εργασίας και την καταβολή χρηματικού ποσού σε ετήσια βάση στην περιοχή που κατασκευάζεται το έργο.

Το θέμα που τίθεται εδώ – η μελέτη των σεναρίων για το συγκεκριμένο υβριδικό σύστημα, δεν καταλήγει στο συμπέρασμα πως υπάρχουν αντικρουόμενες απόψεις όπως φαινόταν στην αρχή. Αντιθέτως, γίνεται προσπάθεια προσέγγισης από διαφορετικές οπτικές γωνίες που τελικά επιτυγχάνουν το στόχο με τη δική τους προσέγγιση.

Επομένως, ο στόχος όπως και να έχει, επιτυγχάνεται για όλα τα σενάρια · επιτυγχάνεται συμμετοχή της αιολικής ενέργειας σε όλες τις περιπτώσεις που οδηγεί σε μείωση του κόστους παραγόμενης ενέργειας. Από οικονομικής άποψης, όλα τα σενάρια συμφέρουν συγκριτικά με την τωρινή κατάσταση. Από εκεί και πέρα, η επιλογή κάποιου σεναρίου πρέπει να γίνει με βάση τον επιδιωκόμενο – επόμενο - στόχο. Από περιβαλλοντικής και οικονομικής άποψης, το σενάριο Α φαίνεται να καλύπτει περισσότερο τα κριτήρια. Από τη μεριά του διαχειριστή του υβριδικού συστήματος συμφέρει περισσότερο το σενάριο στο οποίο παρέχεται καθημερινά και σταθερά η παραγόμενη ενέργεια στο δίκτυο, δηλαδή το σενάριο Γ και από τη μεριά του διαχειριστή του δικτύου επιλέγεται ως πιο ευέλικτο το σενάριο Β.

Για το διαχειριστή του ηλεκτρικού δικτύου το ζητούμενο είναι ένα ευσταθές σύστημα που προσφέρει αξιοπιστία, είναι ευέλικτο και συνεισφέρει ενεργειακά συνεχώς στην παραγωγή. Εδώ όλα ικανοποιούν τα κριτήρια, άλλα περισσότερο και άλλα λιγότερο.

Είναι γεγονός, πως η εγκατάσταση μονάδων αιολικής ενέργειας που καλύπτει το 100% της αιχμής του εκάστοτε συστήματος δεν είναι απλή υπόθεση. Από τη μία, δίνεται η δυνατότητα να καλύπτεται ποσοστό της ζήτησης από ανανεώσιμες πηγές, λαμβάνοντας βέβαια υπόψη και τον αστάθμητο παράγοντα του ανέμου. Φυσικά στα ελληνικά νησιά, η διαθεσιμότητα του ανέμου είναι πολύ μεγάλη καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, επομένως για τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των ελληνικών νησιών, τα οποία έχουν κατάλληλο σύστημα αποθήκευσης, δεν αποτελεί ιδιαίτερο πρόβλημα. Μεγάλες μονάδες συμβατικής παραγωγής, με αυτόν τον τρόπο, θα μπορούσαν να αποξηλωθούν. Η μεγάλη διείσδυση αιολικής ενέργειας εξυπηρετεί και την αυξανόμενη ζήτηση που παρατηρείται με το πέρασμα των ετών, και έτσι θα μειωνόταν και το ποσό της απορριπτόμενης ενέργειας.

Αναφερόμενοι σε ένα ηλεκτρικό σύστημα που θα είχε ήδη ξεπεράσει όλες τις τεχνικές και γραφειοκρατικές δυσκολίες, η εγκατάσταση αιολικής ισχύος που θα κάλυπτε το 100% της ζήτησης και των αυξανόμενων αναγκών, θα ήταν η ιδανική λύση. Στη συγκεκριμένη περίπτωση που εξετάζεται όμως στο σύστημα της Παροναξίας, κάτι τέτοιο άμεσα δεν μπορεί να πραγματοποιηθεί. Επομένως, η ιδανική λύση για τα σημερινά δεδομένα είναι η επίτευξη βέλτιστης συνεργασίας των υβριδικών συστημάτων με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και το ηλεκτρικό δίκτυο.

Αυτό που θα έπρεπε να μελετηθεί, επίσης, είναι η κατανομή των επιμέρους συστημάτων του υβριδικού συστήματος στο σύστημα της Παροναξίας. Μέχρι τώρα, όλη η (συμβατική) παραγωγή γίνεται στη νήσο της Πάρου. Ένα υβριδικό σύστημα όμως, με τις κατάλληλες διασυνδέσεις ανάμεσα στα νησιά θα μπορούσε να έχει κατανομημένα τα τμήματά του στα διάφορα νησιά. Η δεξιαμενή που ήδη υπάρχει και μελετήθηκε, βρίσκεται στην Ίο, αυτό σημαίνει πως οι δύο δεξιαμενές

μαζί με το αντλιοστάσιο και το αποθηκευτικό σύστημα γενικά θα μπορούσαν να εδράζονται σε αυτήν τη νήσο. Η συμβατική παραγωγή πραγματοποιείται στην Πάρο, και εκεί θα μπορούσε να παραμείνει. Τώρα, όσον αφορά στα αιολικά πάρκα, αυτά που ήδη υπάρχουν και λειτουργούν, βρίσκονται στην Πάρο, τη Νάξο και την Ίο, με προοπτικές να μπουν σε λειτουργία ήδη αδειοδοτημένα – επιπλέον - αιολικά πάρκα στα ίδια νησιά. Αυτό παρέχει μια σχετική διασπορά, αλλά οι αποστάσεις είναι αρκετά μικρές ανάμεσα στα νησιά, οπότε δεν μπορούμε να μιλάμε για ουσιαστικό όφελος.

Μία άλλη προοπτική θα ήταν να εγκατασταθεί σε κάθε νησί ένα υβριδικό σύστημα, μικρότερης βέβαια ισχύος από το προαναφερθέν, με ισχύ ανάλογη της ζήτησής του και της επιπλέον δυναμικότητας παραγωγής του.

Το βέβαιο είναι, πως για να αυξηθεί η αξιοπιστία και η δυνατότητα γρήγορης, έγκαιρης και ακριβούς απόκρισης των συστημάτων πρέπει να συμπεριληφθούν στα επιμέρους τμήματα του υβριδικού συστήματος και συστήματα πρόβλεψης. Η πρόβλεψη παρέχει τη δυνατότητα της γνώσης από πριν των επικείμενων αλλαγών στην ταχύτητα και κατεύθυνση του ανέμου, με αποτέλεσμα την πιο ολοκληρωμένη λειτουργία των αιολικών πάρκων, και κατ' επέκταση και του υβριδικού συστήματος. Κάτι τέτοιο βέβαια δεν έχει μελετηθεί εκτενώς και εφαρμοστεί μέχρι τώρα για τα ηλεκτρικά συστήματα ή εφαρμόζεται σε πολύ μικρή κλίμακα. Υπάρχουν ήδη κάποια συστήματα πρόβλεψης, τα όποια λειτουργούν κιόλας, αλλά αυτό που προκύπτει είναι πως αρκετά από αυτά χρησιμοποιούνται για λόγους έρευνας και αξιολόγησης.

6.2. ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Κατά την εργασία αυτή, εξετάστηκαν και αξιολογήθηκαν διαφορετικές αρχές λειτουργίας υβριδικών συστημάτων αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση, οι οποίες έχουν διατυπωθεί και προταθεί από διάφορους μελετητές. Από την προσομοίωση και αξιολόγηση των διαφόρων σεναρίων, προκύπτει ότι σε όλες τις περιπτώσεις το σύστημα της αντλησιοταμίευσης είναι ανταγωνιστικό σε σχέση με το υπάρχον σύστημα, συμβάλλοντας λιγότερο ή περισσότερο στην αύξηση της διείσδυσης των αιολικών, στην παροχή εγγυημένης ισχύος και στην υποκατάσταση της λειτουργίας και της εγκατεστημένης ισχύος συμβατικών μονάδων.

Παράλληλα, η ένταξη του συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση στην Ίο, συμβάλλει στη μείωση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Παροναξίας, ενώ αποτελεί μια συμφέρουσα επένδυση για τον ιδιώτη επενδυτή που θα αναλάβει το ρίσκο ενός τέτοιου έργου.¹⁰

Συμπερασματικά, οι απόψεις που υπάρχουν δεν είναι αντικρουόμενες, αντιθέτως, είναι συμπληρωματικές γιατί παρουσιάζουν τις διαφορετικές όψεις του ίδιου προβλήματος. Κατά αυτόν τον τρόπο, θα έπρεπε να λειτουργούν συμπληρωματικά η μία για την άλλη και όχι θέτοντας αποτρεπτικά όρια και περιορισμούς (αυτός ο δείκτης είναι καλύτερος εδώ και αυτός όχι). Οι απόψεις δεν πρέπει να είναι απόλυτες, αλλά να προσφέρει η μία τα πλεονεκτήματά της στην άλλη. Βέβαια, γνωρίζω πως είναι δύσκολο, αλλά όχι ανέφικτο. Ίσως κάποια στιγμή να πραγματοποιηθεί αυτή η «συγχώνευση» και να λειτουργήσει το ιδανικό υβριδικό σύστημα. Είναι δεδομένο ότι απαιτείται συστηματική μελέτη, αλλά πάνω από όλα, ο στόχος είναι να επικεντρωθούμε στο βασικό θέμα και να μην αναλωνόμαστε σε διαδικαστικές και αποπροσανατολιστικές λεπτομέρειες. Με λίγα λόγια, όταν ψάχνουμε το δάσος, να μην εστιάζουμε στο δέντρο.

Η ένταξη υβριδικών συστημάτων στα αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα των νησιών αποτελεί μια ελκυστική πρόταση, καθώς το κόστος της παραγόμενης ενέργειας είναι ιδιαίτερα υψηλό - λόγω της χρήσης συμβατικών μονάδων - και το αιολικό δυναμικό είναι αρκετά έντονο. Ο συνδυασμός αυτών των χαρακτηριστικών καθιστά τα νησιά πρόσφορο έδαφος για την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών.

Με βάση αυτά, στόχος πλέον είναι η συμμετοχή των υβριδικών συστημάτων αιολικής ενέργειας με χρήση αντλησιοταμίευσης με πολύ μεγάλα ποσοστά στην κάλυψη της ζήτησης. Η συνεισφορά κατά 5% ή κατά 30% παρουσιάζεται πολύ μικρή σε σχέση με αυτό που είναι δυνατό να πραγματοποιηθεί. Επομένως, σκοπός είναι, στα νησιά που υπάρχει άφθονο και φθηνό αιολικό δυναμικό, να έχουμε μεγάλη συμμετοχή των ανανεώσιμων συστημάτων στην παραγωγή.

Η ευχή που θα ήθελα να κάνω εγώ με αφορμή αυτήν την εργασία, δεν είναι να επιτύχουμε απλά τους στόχους που θέτει η Ευρωπαϊκή Ένωση και η Συνθήκη του Κιότο, αλλά να αποκτήσουμε συνείδηση του τι σημαίνουν όλα αυτά και για ποιο

¹⁰ Το έργο αυτό είναι τεχνολογικά και τεχνικά ώριμο, αλλά με σημαντικές ρυθμιστικές και νομοθετικές αβεβαιότητες.

λόγο γίνονται. Ας ξεπεράσουμε τη νοοτροπία πως πρέπει να μας επιβάλλουν τις αλλαγές με κανόνες και πρόστιμα και ας συμβάλλουμε όλοι με τον τρόπο μας για ένα «πράσινο» περιβάλλον.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΜΕΤΑΒΛΗΤΟΤΗΤΑ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το παράρτημα αυτό προέρχεται από τη μελέτη που εκπονήθηκε στα πλαίσια της πρακτικής άσκησης μου ως φοιτήτρια το έτος 2007 στη Ρ.Α.Ε. (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας), με θέμα τη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη σε μεγάλη κλίμακα.

Α.1. ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΚΑΙ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΜΕΤΑΒΟΛΕΣ

Η βραχυπρόθεσμη μεταβλητότητα της αιολικής ενέργειας (αναφερόμενοι σε λεπτά – ώρες) είναι σημαντική επειδή επηρεάζει το σχεδιασμό των μονάδων παραγωγής, την ισχύ εξισορρόπησης (balancing power) και το μέγεθος της εφεδρείας που χρειάζεται. Η βραχυπρόθεσμη μεταβλητότητα επηρεάζεται από τις βραχυπρόθεσμες μεταβολές του ανέμου και τη γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων. Η συνολική μεταβλητότητα στο ενεργειακό σύστημα καθορίζεται από τις μεταβολές στα φορτία-οι οποίες συμβαίνουν ταυτόχρονα- σε όλες τις εγκαταστάσεις των αιολικών πάρκων και σε άλλες μονάδες παραγωγής.

Βέβαια, η επίδραση της βραχυπρόθεσμης μεταβλητότητας εξαρτάται – εκτός από τη διαθεσιμότητα της αιολικής ενέργειας – και από τη σύνθεση της ενεργειακής παραγωγής και την ικανότητα μεταφοράς σε μακρινές αποστάσεις.

Μεταβολές μέσα στην ώρα δεν είναι εύκολο να προβλεφθούν, αλλά είναι πολύ πιο ήπιες σε μεγάλες περιοχές. Ωριαίες, 4-ωρες και 12-ωρες μεταβολές μπορούν να προβλεφθούν σε μεγάλο βαθμό και να ληφθούν υπόψη για το σχεδιασμό της παραγωγής. Σε αυτή τη χρονική κλίμακα, οι ανάγκες εξισορρόπησης προκαλούνται από την αβεβαιότητα των προβλέψεων και όχι από τη μεταβλητότητα αυτών.

Από αναλύσεις δεδομένων σχετικά με τη λειτουργία αιολικών πάρκων στην Ευρώπη, παρατηρούνται τα εξής:

- Για μεγάλες μεμονωμένες ανεμογεννήτριες : η μεταβολή της ενεργειακής παραγωγής στην κλίμακα του δευτερολέπτου είναι πολύ μικρή
- Για μεμονωμένα αιολικά πάρκα : η μεταβολή στην παραγωγή ισχύος είναι μικρή για χρονική κλίμακα του δεκάτου του δευτερολέπτου, εξαιτίας της εξισοροπιστικής παραγωγής των μεμονωμένων ανεμογεννητριών κατά μήκος του αιολικού πάρκου.
- Για μια ομάδα αιολικών πάρκων που είναι εξαπλωμένες κατά μήκος μίας μεγάλης έκτασης, όπως είναι ένα εθνικό ενεργειακό σύστημα, η μεταβολή στη συνολική παραγωγή όλων των αιολικών πάρκων είναι μικρή για χρονική κλίμακα από λεπτά σε δέκατα του δευτερολέπτου.

Αυτό είναι το αποτέλεσμα της «γεωγραφικής διασποράς».

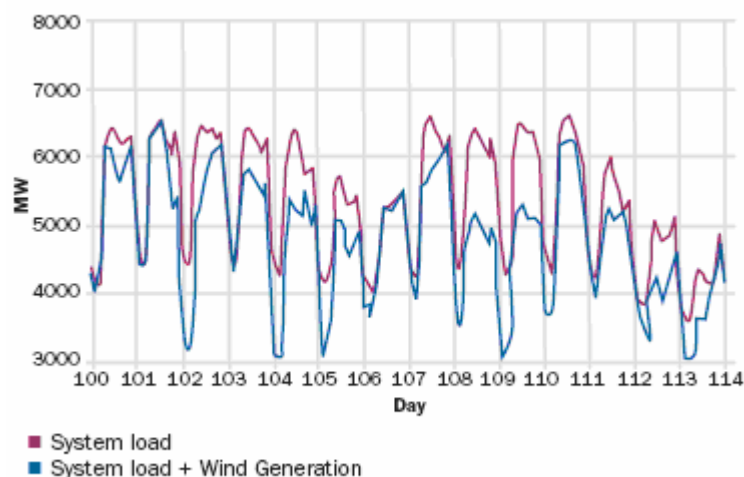
Οι γρήγορες μεταβολές της κλίμακας δευτερολέπτου-λεπτού είναι το αποτέλεσμα τύρβης ή παροδικών γεγονότων. Σε εξαπλωμένες αιολικές εγκαταστάσεις αυτές οι μεταβολές είναι πολύ μικρές και έχουν ελάχιστη επίδραση στο ενεργειακό σύστημα.

Οι μεταβολές της κλίμακας των 10 έως 30 λεπτών είναι πιο σημαντικές για το σύστημα. Πάντα όμως, πρέπει να εξετάζονται σε σχέση με τις μεταβολές στη ζήτηση. Αυτής της κλίμακας οι μεταβολές εξομαλύνονται σε μεγάλο βαθμό με τη γεωγραφική διασπορά και αντιστοιχούν στο $\pm 5\%$ της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Οι μεγαλύτερες μεταβολές προκαλούνται κατά τη διάρκεια θύελλας, όπου οι ανεμοκινητήρες λειτουργούν κοντά στην ταχύτητα διακοπής λειτουργίας με μέγιστη παραγωγή και μέσα σε μερικά λεπτά διακόπτεται η λειτουργία τους (μηδενική παραγωγή). Βέβαια, οι μεταβολές αυτές αφορούν σε μικρές μόνο γεωγραφικά περιοχές, αφού σε μεγαλύτερες γεωγραφικά περιοχές είναι απίθανο μία θύελλα να πλήξει ταυτόχρονα όλα τα αιολικά πάρκα. Σε τέτοιες περιοχές, χρειάζονται αρκετές ώρες για να μηδενιστεί η παραγωγή κατά τη διάρκεια μιας θύελλας.

Παράδειγμα αποτελεί η θύελλα στη Δανία τον Ιανουάριο του 2005 (1-8-2005), η μεγαλύτερη που αντιμετώπισε η Δανία τις τελευταίες δεκαετίες. Στη δυτική Δανία χρειάστηκαν 6 ώρες για να πέσει η παραγωγή (των 2400MW - 200 km²) της αιολικής ισχύος από τα 2000 MW στα 200 MW. Η διακοπή της λειτουργίας όμως ενός μόνο παράκτιου αιολικού πάρκου θα γινόταν μέσα σε μία ώρα. Σε μεγάλα παράκτια αιολικά πάρκα προτείνεται να μη διακόπτεται εντελώς η λειτουργία των ανεμοκινητήρων κατά τη διάρκεια της θύελλας. Μία θύελλα μπορεί να προβλεφθεί και έτσι να ελαχιστοποιηθούν οι συνέπειες με τις κατάλληλες ρυθμίσεις. Το σύστημα είναι δυνατό να αντιμετωπίσει τις συνέπειες μιας θύελλας με διασπορά των αιολικών πάρκων σε έκταση 1500 km².

Με τη διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων και τη συνάθροιση της παραγωγής σε ευρωπαϊκό επίπεδο, το σύστημα μπορεί να ωφεληθεί από τη συμπληρωματικότητα των κυκλώνων και των αντικυκλώνων .

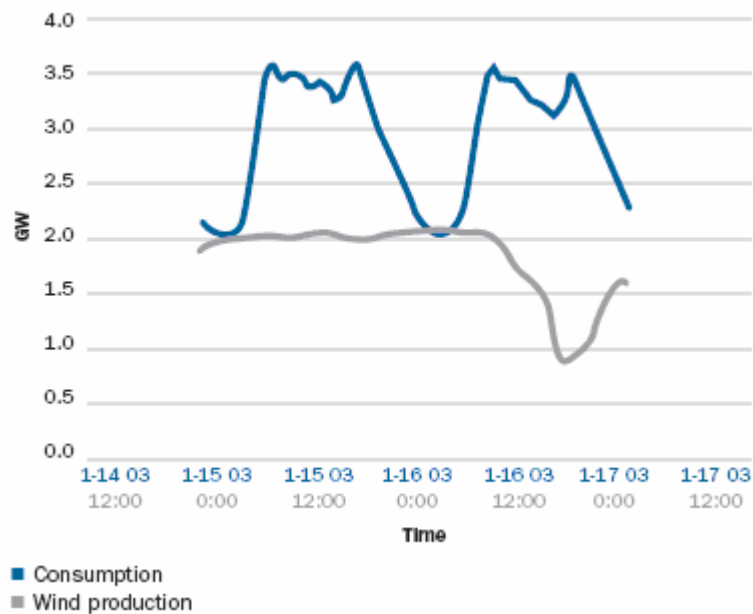
Σχήμα Α.1. Τοπικές μεταβολές στο φορτίο του συστήματος της Μινεσότα με συμμετοχή της αιολικής ενέργειας (11.5% διείσδυση) και χωρίς (UWIG, 2005).



Οι μεταβολές κλίμακας αρκετών ωρών...ημερών επηρεάζουν τον προγραμματισμό της παραγωγής και μπορούν να προβλεφθούν από όργανα

πρόβλεψης. Σε αυτές τις μεταβολές, είναι η αβεβαιότητα της πρόβλεψης πάλι που πρέπει να ληφθεί υπόψη για τον υπολογισμό των αποκλίσεων.

Σχήμα Α.2. Παράδειγμα μεταβλητότητας του φορτίου του συστήματος και της αιολικής ενέργειας δύο ημερών του χειμώνα του 2005.



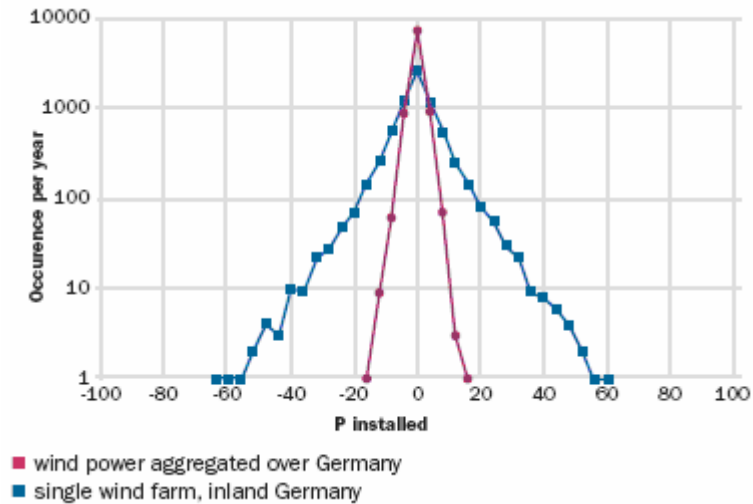
Σχήμα Α.3. Μέγιστες μεταβολές αιολικής ενέργειας σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες.

Area size (km x km)	Largest variation % (up or down)	Example
Hourly variations		
100 x 100 km	50	UK (ref. 28)
200 x 200 km	30	Denmark (ref. 2)
400 x 400 km	20	Germany, Denmark, Finland
Group of countries	10	
4-12 hour variations		
One country	40 - 60	Denmark
	80	Germany
Larger area	35	Nordic area (ref. 2)
400 x 400 km	4h: 80% 6h: 80% 12h: 90%	United Kingdom (ref. 28)

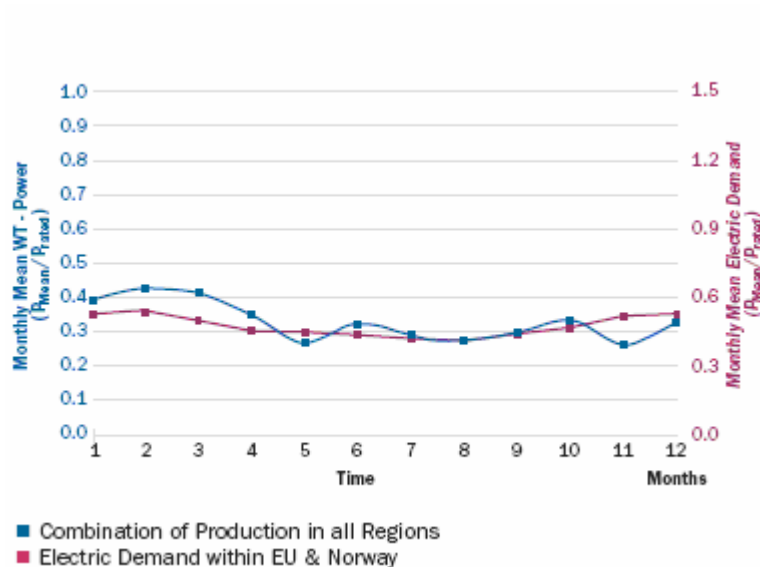
Η γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων κατά μήκος του ενεργειακού συστήματος είναι ένας αποτελεσματικός τρόπος για να αντιμετωπιστεί η βραχυπρόθεσμη μεταβλητότητα. Με απλά λόγια, όσο περισσότερα αιολικά πάρκα λειτουργούν, τόσο μικρότερη είναι η επίδραση της μεταβλητότητας στη λειτουργία

του συστήματος. Επίσης, η γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων οδηγεί σε αύξηση της σταθερής ισχύος της αιολικής ενέργειας στο σύστημα, δηλαδή αυξάνονται οι λειτουργικές ώρες που ο άνεμος είναι διαθέσιμος, ενώ η μέγιστη τιμή στιγμιαίας συνολικής ισχύος που παράγεται μειώνεται.

Σχήμα A.4. Ωριαία μεταβλητότητα στη Γερμανία με διασπορά και χωρίς.



Σχήμα A.5. Συνδυασμός της αιολικής παραγωγής στην Ευρώπη και τη Β.Αφρική μπορεί να καλύψει την ενεργειακή ζήτηση στην Ευρώπη και τη Νορβηγία.



Επίσης, περίοδοι με μηδενική αιολική παραγωγή μπορούν να προβλεφθούν και έτσι η μετάβαση σε μηδενική ισχύ γίνεται σταδιακά. Όσο μεγαλύτερη είναι η εξεταζόμενη περιοχή, τόσο πιο βαθμιαία και ήπια είναι η μετάβαση στη μηδενική ισχύ. Οριακά, η αιολική ενέργεια συμβάλλει πάντα στην κάλυψη φορτίου βάσης, με μικρή πιθανότητα μηδενικής παραγωγής.

Η μακροπρόθεσμη μεταβλητότητα περιλαμβάνει τις μηνιαίες, τις εποχιακές και τις διαχρονικές μεταβολές που προκαλούνται από κλιματικές αλλαγές. Η μακροπρόθεσμη μεταβλητότητα δεν είναι πολύ σημαντική για την ημερήσια λειτουργία και διαχείριση του δικτύου, αλλά παίζει σημαντικό ρόλο για το σχεδιασμό του συστήματος.

Οι μηνιαίες μεταβολές της αιολικής ενέργειας περιορίζονται σε ένα μικρό εύρος κατά τους μήνες του καλοκαιριού, ιδιαίτερα το Μάιο και το Σεπτέμβριο. Γενικά όμως, για λόγους σχεδιασμού της λειτουργίας του συστήματος και σωστής διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας, αυτές οι αποκλίσεις πρέπει να είναι πάντοτε οριοθετημένες.

Μειώνοντας τον χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης από ημερήσιο σε μερικές ώρες αργότερα, η απαιτούμενη ισχύς εξισορρόπησης (balancing power) που οφείλεται στα λάθη πρόβλεψης μειώνεται κατά 50%.

Ανάλυση δεδομένων που προέρχονται από την Ευρώπη για τα τελευταία 30 χρόνια, καταλήγει στο συμπέρασμα ότι η ετήσια μεταβλητότητα της ταχύτητας του ανέμου τείνει να είναι παρόμοια για διαφορετικές περιοχές της Ευρώπης. Τα ίδια δεδομένα ποσοτικοποιούν αυτήν την απόκλιση για την ετήσια μεταβλητότητα στο 6%. Το σημαντικό συμπέρασμα είναι ότι τα αποτελέσματα διαφέρουν λίγο από περιοχή σε περιοχή. Το συμπέρασμα αυτό μπορεί να γενικευθεί και για τις υπόλοιπες περιοχές – Αυστραλία, Ιαπωνία και ΗΠΑ.

Τέλος, σε επίπεδο ενεργειακού συστήματος, **οι ετήσιες μεταβολές** επηρεάζονται από το βαθμό συμμετοχής της αιολικής ενέργειας και από την αναλογία παράκτιων- χερσαίων αιολικών πάρκων.

Γενικά, ο βαθμός στον οποίο θα συμμετέχει η αιολική ενέργεια εξαρτάται από τη διασύνδεση του δικτύου. Όσο μεγαλύτερη και καλύτερη είναι η διασύνδεση του δικτύου πέρα από εθνικά σύνορα, τόσο πιο έντονη είναι και η εξομάλυνση των μεταβολών, στην παραγωγή και στη ζήτηση.

A.2. ΠΡΟΒΛΕΨΗ

Γενικά, οι προβλέψεις των ανεμολογικών στοιχείων γίνονται μόνο για τυποποιημένες τιμές και για ένα σημείο του δικτύου, στη θέση των στροβίλων και στο ύψος των πλημνών. Για αυτόν το λόγο η τοπική τραχύτητα και η ατμοσφαιρική σταθερότητα λαμβάνονται υπόψη. Επιπλέον, οι ωριαίοι ή 3-ωροι μέσοι όροι (με βάση τις μετεωρολογικές τυποποιήσεις) πρέπει να μετατραπούν σε μια συνεχή σειρά 15-λεπτων μέσων όρων (με βάση τις τυποποιήσεις στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας). Υπάρχουν διαφορετικές προσεγγίσεις στην πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής: υπάρχουν δηλαδή τυπικά μοντέλα που βασίζονται σε φυσική (physical) περιγραφή των χαρακτηριστικών του ανέμου και μοντέλα που βασίζονται σε στατιστικές μεθόδους (statistical). Βέβαια, ο συνδυασμός των δύο είναι η πιο λειτουργική πρακτική για τις βραχυπρόθεσμες προβλέψεις (ANEMOS project,2006).

Τα στατιστικά μοντέλα χρειάζονται δεδομένα τουλάχιστον μισού έτους για να μπορέσουν να λειτουργήσουν. Στις περισσότερες περιπτώσεις δίνουν πολύ καλά αποτελέσματα. Η στατιστική μέθοδος αποτελείται από υπο-μεθόδους για την επεξεργασία των αιολικών δεδομένων σε ένα σημείο του δικτύου και την αναγωγή τους στο επίπεδο ενός ανεμοκινητήρα ή περισσότερων. Τα στατιστικά μοντέλα βασίζονται σε μαθηματικές σχέσεις, με τις οποίες υπολογίζονται τα εξεταζόμενα μεγέθη. Δεδομένου ότι οι πληροφορίες-δεδομένα (data) στις σχέσεις πρόβλεψης δεν παραμένουν οι ίδιες συνεχώς στο εξεταζόμενο σημείο, πρέπει να ανανεώνονται μέσω καινούριων μετρήσεων, παραδείγματος χάριν με την επαναλαμβανόμενη μέθοδο ελαχίστων τετραγώνων ή μέσω νευρωνικών δικτύων (neural networks). Σε μία καθαρά στατιστική μέθοδο (όπως οι πρόωρες εκδόσεις του δανέζικου WPPT) είναι απαραίτητο να ανανεώνονται οι πληροφορίες (data) στους υπολογισμούς συνεχώς για να δίνουν σωστό αποτέλεσμα.

Παρακάτω, παρουσιάζεται ένα απλοποιημένο στατιστικό μοντέλο. Το μοντέλο χρησιμοποιεί NWP (Numerical Weather Prediction- Αριθμητική Πρόβλεψη Καιρού) και τη μετρούμενη παράγωγη για να κάνει μελλοντικές προβλέψεις στην παραγωγή ισχύος. Ο γενικός τύπος είναι ο εξής:

$$\hat{p}_{t+k/t} = f(p_t, \hat{u}_{t+k/tNWP}, \hat{\theta}_{t+k/tNWP}, \hat{x}_{t+k/tNWP})$$

όπου,

$$\hat{p}_{t+k/t},$$

η προβλεπόμενη ισχύς για τη χρονική στιγμή $(t + k)$,

$$p_t,$$

οι μετρήσεις της παραγωγής τη στιγμή t ,

$$\hat{u}_{t+k/tNWP},$$

η πρόβλεψη στην ταχύτητα του ανέμου τη χρονική στιγμή $(t + k)$, που πραγματοποιήθηκε τη χρονική στιγμή t_{NWP} ,

$$\hat{\theta}_{t+k/tNWP},$$

η πρόβλεψη στη διεύθυνση του ανέμου τη χρονική στιγμή $(t + k)$, που πραγματοποιήθηκε τη χρονική στιγμή t_{NWP} ,

$$\hat{x}_{t+k/t_{NWP}},$$

οι υπόλοιπες NWP μεταβλητές πρόβλεψης τη χρονική στιγμή t_{NWP} , για τη χρονική στιγμή $t + k$.

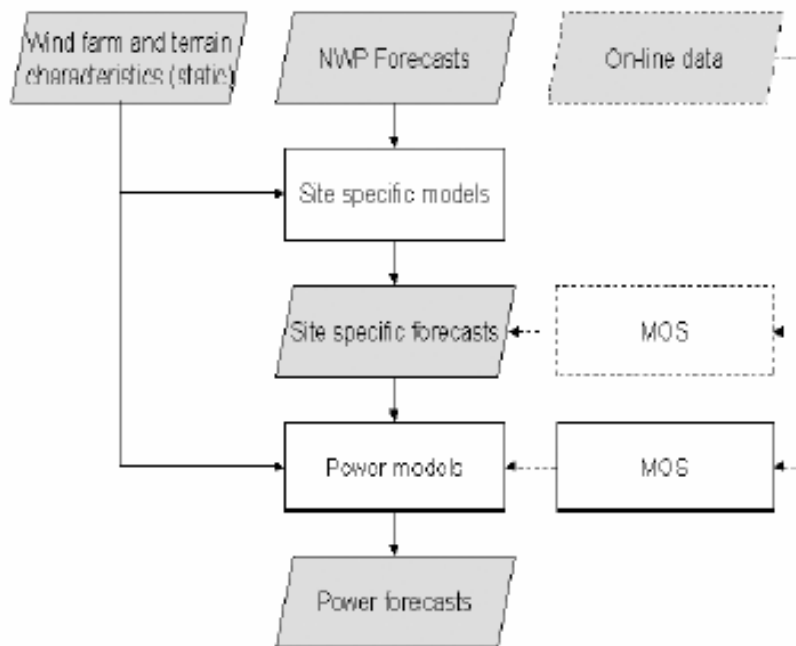
Η συνάρτηση f μπορεί να είναι ένα νευρωνικό δίκτυο, μία συνάρτηση NARX (non-linear autoregressive with exogenous variables) κ.ά.

Τα φυσικά μοντέλα από την άλλη, έχουν το μειονέκτημα ότι έχουν μεγάλες υπολογιστικές απαιτήσεις. Έτσι, πρέπει να λειτουργούν σαν ένα μέσο για την πρόβλεψη, ενώ λιγότερο απαιτητικά υπολογιστικά μοντέλα (που χρειάζονται μικρότερες υπολογιστικές μονάδες) μπορούν να εγκατασταθούν και να χρησιμοποιηθούν από τον παροχέα.

Τα φυσικά μοντέλα επεξεργάζονται φυσικές ποσότητες για να παράγουν το τελικό αποτέλεσμα, πριν χρησιμοποιήσουν το Στατιστικό Μοντέλο Παραγωγής (MOS- Model Output Statistics). Τα δεδομένα προέρχονται από:

- Δυναμικές πληροφορίες : αριθμητικές προβλέψεις του καιρού (NWP) για τις επόμενες ώρες από μετεωρολογικές υπηρεσίες ` σπάνια χρησιμοποιούνται on-line μετρήσεις για την προσαρμογή του MOS
- Στατικές πληροφορίες : περιγραφή των εγκαταστάσεων των αιολικών πάρκων (αριθμός ανεμοκινητήρων, τύρβη κλπ), περιγραφή της περιοχής, τραχύτητα, διάταξη των ανεμοκινητήρων, εμπόδια κλπ.

Σχήμα Α.6. Βήματα από τα οποία αποτελείται ένα φυσικό μοντέλο.



Η φυσική μέθοδος αποτελείται από αρκετές υπο-μεθόδους οι οποίες συνεργάζονται και δίνουν τελικά την πληροφορία για ένα σημείο του δικτύου. Στη συνέχεια, αυτή η πληροφορία ανάγεται σε έναν ή περισσότερους ανεμοκινητήρες. Κάθε υπο-μοντέλο περιέχει από μία μαθηματική έκφραση για την κάθε φυσική ποσότητα που μελετάται. Παραδείγματος χάριν, ένα υπο-μοντέλο επεξεργάζεται την επίδραση της τοπικής τραχύτητας και της ατμοσφαιρικής σταθερότητας στην ταχύτητα του αέρα, ένα άλλο την αλληλεπίδραση των ανεμοκινητήρων σε ένα αιολικό πάρκο, όπου οι διάφοροι ανεμοκινητήρες μπορούν να παρεμποδίσουν ο ένας τη λειτουργία του άλλου. Επομένως, η γνώση των διεργασιών που λαμβάνουν χώρα κατά τη διάρκεια μίας μέτρησης είναι σημαντική για την κατασκευή ενός απλού φυσικού μοντέλου (όπως οι πρόωρες εκδόσεις του δανέζικου Prediktor).

Πρακτικά δεν υπάρχει αμιγώς φυσικό ή στατιστικό μοντέλο. Παραδείγματος χάριν, μία φυσική μέθοδος έχει συχνά μία στατιστική υπο-μέθοδο προκειμένου να γίνουν οι διορθώσεις για τα συστηματικά λάθη. Οι πιο πρόσφατες εκδόσεις του δανέζικου Prediktor, του γερμανικού Previento, του ολλανδικού AVDE και του αμερικανικού eWind είναι παραδείγματα αυτής της μικτής μεθόδου. Επίσης, οι πληροφορίες σε μία στατιστική μέθοδο μπορούν να ληφθούν από τους μαθηματικούς τύπους που περιέχονται σε μια φυσική μέθοδο. Αυτό συμβαίνει για παράδειγμα στο δανέζικο Zephyr, στις πιο πρόσφατες εκδόσεις του δανέζικου WPPT και του γερμανικού AWPT. Στις Κάτω Χώρες η αναγωγή των αποτελεσμάτων, μέσω του προγράμματος HIRLAM, προσφέρεται από τους μετεωρολογικούς φορείς Meteo Consult (μαζί με το Ecofys) και Aeolis Forecasting Services. Επιπλέον, η ECN πραγματοποιεί τέτοιες αναγωγές για λόγους έρευνας και αξιολόγησης.

Πίνακας Α.1. Μοντέλα πρόβλεψης.

ΜΟΝΤΕΛΑ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ	ΕΜΠΝΕΥΣΤΗΣ	ΜΕΘΟΔΟΣ	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΕΣ	Εν λειτουργία από το έτος
<u>Predictor</u>	Risó	Φυσικό μοντέλο	Ισπανία, Δανία, Ιρλανδία, Γερμανία.	1994
<u>WPPT</u>	IMM, Πανεπιστήμιο της Κοπεγχάγης	Στατιστικό μοντέλο	Δανία	1994
<u>Zephyr, Combination of WPPT and predictor</u>	Risó και IMM	Φυσικό, Στατιστικό μοντέλο	-	-
<u>Previento</u>	Πανεπιστήμιο του Όλντενμπουργκ, Γερμανία	Φυσικό μοντέλο	-	-
<u>AWPPS (More-Care)</u>	Armines/Ecole des Mines, Παρίσι.	Στατιστικό μοντέλο, Fuzzy-ANN	Ιρλανδία, Κρήτη, Νήσοι Μαδέρα	1998,2002
<u>RAL (More- Care)</u>	RAL	Στατιστικό μοντέλο	Ιρλανδία	-
<u>SIPREÓLICO</u>	Πανεπιστήμιο Carlos III, Μαδρίτη	Στατιστικό μοντέλο	Ισπανία	2002
<u>LocalPred- RegioPred</u>	CENER	Φυσικό μοντέλο	La Muela,Soria, Alaiz	2001
<u>HIRPOM</u>	Πανεπιστήμιο College Cork, Μετεωρολογικό Ινστιτούτο Ιρλανδίας - Δανίας	Φυσικό μοντέλο	Υπό κατασκευή	-
<u>AWPT</u>	ISET	Στατιστικό μοντέλο, ANN	Γερμανία	-

(πηγή: EWEA)

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Γ. Μπεργελές, Ανεμοκινητήρες, Εκδόσεις Συμεών, 2005.
- G.Caralis, A.Zervos, Analysis of the combined use of wind and pumped storage systems in autonomous Greek islands, 2007.
- Γ. Μπέτζιος, Φιλοσοφία, χαρακτηριστικά και αρχές λειτουργίας των υβριδικών συστημάτων, 2007.
- Δ. Παπαντώνης, Υδροδυναμικές Μηχανές Αντλίες – Υδροστρόβιλοι, Εκδόσεις Συμεών, 2002.
- Δ. Παπαντώνης, Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Εκδόσεις Συμεών, 2001.
- Δ. Παπαντώνης, Υβριδικός Σταθμός νήσου Ίου, Προκαταρκτικοί ενεργειακοί υπολογισμοί και διαστασιολόγηση κύριων συνιστωσών, εξέταση εναλλακτικών επιλογών, 2007.
- D. Papantonis, A hybrid system for Ios island, 2007.
- Γ.Κάραλης, Ανάπτυξη και Ανάλυση Συστημάτων Ανεμοκινητήρων και Αντλιοσταμειωτήρων, 2008.
- Γ. Κάραλης, Πιλοτικό πρόγραμμα με μονάδα αφαλάτωσης και παραγωγή υδρογόνου από ΑΠΕ στην Ίο, παρουσίαση 2008.
- Θεοδωρόπουλος Πέτρος, Μοντελοποίηση και διαστασιολόγηση υβριδικού συστήματος – εφαρμογή στην Ικαρία, 2001.
- Theodoropoulos Petros, Hybrid System of Sikinos, 2005.
- Στοιχεία ΔΕΗ για το σύστημα της Παροναξίας, 2008.
- Εφημερίς της κυβερνήσεως της ελληνικής δημοκρατίας, αρ. φύλλου 129, νόμος υπ' αριθμ.3468, 2006.
- Υπουργείο Γεωργίας – Γενική Δ/νση Εγγ. Έργων & Γ.Δ., Τα φράγματα και οι λιμνοδεξαμενές του Υπουργείου Γεωργίας, 2003.
- ΚΑΠΕ (2001), «Θεματικοί χάρτες, εκτίμηση του τεχνικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμου δυναμικού της αιολικής ενέργειας στον ελληνικό χώρο», ΚΑΠΕ, Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας – ΕΠΕ Μέτρο 3.4, Σεπτέμβριος 2001.
- Στοιχεία ΕΛΕΤΑΕΝ (Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας), 2008.

- P.A.E., 2007, Τιμολόγια πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από συμπαραγωγή και Α.Π.Ε.
(<http://www.rae.gr>)
- ANEMOLOΓIA, Έκδοση της ΕΛΕΤΑΕΝ, τεύχος 45, Σεπτ. – Οκτ. 2007, «ΑΠΕ και Τεχνολογία Αφαλάτωσης», Ευτυχία Τζέν, Μηχ. Μηχανικός, MSc Desalination Technology, ΚΑΠΕ, Τμήμα Αιολικής Ενέργειας.
- Κλειάσου Ηλιάνα, Μελέτη του Σεναρίου Διείσδυσης σε Μεγάλη Κλίμακα της Αιολικής Ενέργειας στην Ευρώπη, Πρακτική Άσκηση στη ΡΑΕ, 2007.
- ANEMOS project, 2006, (<http://anemos.cma.fr/index.php>)
- Google earth, 2008.