



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΤΙΚΩΝ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΣΟΦΙΑΣ Π. ΚΟΡΚΙΖΟΓΛΟΥ

Επιβλέπων: Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2011



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΤΙΚΩΝ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΣΟΦΙΑΣ Π. ΚΟΡΚΙΖΟΓΛΟΥ

Επιβλέπων: Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την.....2011.

.....
Γ. Κορρές
Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Σ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Π. Γεωργιάκης
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2011

.....
Σοφία Π. Κορκίζογλου

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Σοφία Π. Κορκίζογλου, 2011

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ' ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν στη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς το συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

*Στους γονείς μου,
στον αδερφό μου
και στη φίλη μου Ελένη*

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η διερεύνηση των πολιτικών διαχείρισης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΔΝ) με σημαντική αιολική και φωτοβολταϊκή διείσδυση, λαμβάνοντας υπόψη κατά περίπτωση και τη λειτουργία υβριδικών αιολικών – αντλησιοταμιευτικών σταθμών παραγωγής (ΥΒΣ). Για το σκοπό αυτό, χρησιμοποιείται μοντέλο λογιστικής προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στην προγραμματιστική γλώσσα του περιβάλλοντος Matlab 7.10, το οποίο προσομοιώνει την ετήσια λειτουργία ενός νησιωτικού συστήματος με ωριαίο βήμα προσομοίωσης, στηριζόμενο στο ισοζύγιο ισχύος και ενέργειας του συστήματος. Παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των συστημάτων της Κρήτης, της Λέσβου και της Σάμου, ως αντιπροσωπευτικά συστήματα μεγάλου και μικρού μεγέθους, με έτη αναφοράς το 2011 και 2015.

Καταρχήν, συγκρίνονται οι πολιτικές τήρησης στρεφόμενης εφεδρείας για το σύστημα, καθώς και για την αναμενόμενη παραγωγή των σταθμών ΑΠΕ, βάσει των οποίων καταρτίζεται το πρόγραμμα ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του νησιού. Επιπλέον, εξετάζονται οι επιπτώσεις στην αποδοτικότητα των Α/Π και στη λειτουργία του συστήματος γενικότερα, από τον τρόπο υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης των αιολικών σταθμών. Στην περίπτωση ένταξης ΥΒΣ στο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα, αναλύονται οι επιπτώσεις από τους εναλλακτικούς τρόπους αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του, με εστίαση στην εσωτερική λειτουργία και στα έσοδα του ΥΒΣ, καθώς και στα ενεργειακά μεγέθη του συστήματος.

Η αξιολόγηση των διάφορων πολιτικών λειτουργίας βασίστηκε σε κριτήρια, όπως η αποδοτικότητα των αιολικών σταθμών, οι μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις ισχύος ΑΠΕ, η επάρκεια της στρεφόμενης εφεδρείας, οι επιπτώσεις στη φόρτιση των θερμικών μονάδων, τα έσοδα του παραγωγού του ΥΒΣ, καθώς και το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων και του συστήματος συνολικά. Δεν εξετάζονται ζητήματα που αφορούν στην ευστάθεια και τη μεταβατική συμπεριφορά των συστημάτων.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Μη Διασυνδεδεμένο Νησιωτικό Σύστημα, Στρεφόμενη Εφεδρεία, Περιορισμοί Διείσδυσης Αιολικών Πάρκων, Στιγμιαίες Διεισδύσεις ΑΠΕ, Μοντέλο Προσομοίωσης, Υβριδικός αιολικός – αντλησιοταμιευτικός Σταθμός (ΥΒΣ), Τρόποι Αξιοποίησης Αιολικής Παραγωγής Υβριδικού Σταθμού

ABSTRACT

The scope of this thesis is the investigation of the operating policies of a non-interconnected island system with significant PV and wind penetration, taking into consideration the operation of Hybrid wind-hydro Power Stations (HPSs), at case. Hence, a programming model has been used, developed on the language of technical computing Matlab 7.10, which simulates the annual operation of an island system using hourly simulation step, based on the energy and power balance of the system. The systems of Crete, Lesvos and Samos have been selected as representative systems of large and smaller size, and are examined through annual simulation of their operation in order to present the results in years 2011 and 2015.

First of all, the evaluation of different spinning reserve policies concerning the system in overall, as well as the forecasted RES production, takes place, since the conventional unit dispatch schedule for the next 24 hours is based on them. Moreover, the calculation of the wind power restriction due to dynamic system constraints is examined, specifically its impact on wind farm efficiency and on the overall system operation. In case of HPS integration in the autonomous system, the impact of different exploitation modes of its available wind power is analyzed, focusing on HPS's internal operation and benefit, but also on energy results of the system.

The evaluation of different policies is based on criteria, such as the wind farm capacity factor, the instantaneous RES power penetration levels, the sufficiency of spinning reserve, the impact on the operation and loading of conventional units, the HPS's benefit, as well as economic results such as the generation cost of thermal units and the overall system. Technical issues related on stability and transient behavior of the systems are not examined.

KEY WORDS

Non-Interconnected Island, Spinning Reserve, Wind Farm Power Restrictions, Instantaneous RES Power Penetration, Programming Model, Hybrid wind-pumped Station (HPS), exploitation modes of available HPS wind power

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα καταρχήν να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Παπαθανασίου Σταύρο, για την δυνατότητα που μου παρείχε να ασχοληθώ με ένα πολύ ενδιαφέρον θέμα, καθώς και για την πολύτιμη καθοδήγησή του καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της διπλωματικής μου εργασίας. Τα τελευταία έτη των σπουδών μου, αποτέλεσε πηγή έμπνευσης για την ενασχόλησή μου με τον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και γι' αυτό θα ήθελα να του εκφράσω την ειλικρινή μου ευγνωμοσύνη.

Ένα ιδιαίτερο ευχαριστώ οφείλω στην Καραμάνου Ελένη, μηχανικό και συνεργάτη του κ. Παπαθανασίου, η οποία με τις γνώσεις, την εμπειρία και την ουσιαστική της στήριξη συνέβαλε σημαντικά στην ολοκλήρωση της παρούσας εργασίας.

Δεν θα μπορούσα να παραλείψω τους κ. Βιτέλλα Ισίδωρο και κ. Πατσάκα Θεοδώρα, μηχανικούς στη ΔΕΗ, για την παραχώρηση των απαιτούμενων στοιχείων των νησιωτικών συστημάτων που χρησιμοποιήθηκαν για την έρευνα και τη γενικότερη συνεισφορά τους.

Επιπλέον, ένα μεγάλο ευχαριστώ στην φίλη και συνεργάτη μου Καπόλου Ελένη, για την ξεχωριστή βοήθεια και στήριξη που μου προσέφερε στην κοινή ερευνητική μας πορεία, καθώς και για τα όμορφα φοιτητικά χρόνια που μοιραστήκαμε.

Τέλος, θέλω να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στους γονείς μου και στον αδερφό μου Κωνσταντίνο, για την υπομονή, την συμπαράσταση και την αγάπη που μου παρέχουν όλα αυτά τα χρόνια.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ**1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ - 16 -**

1.1 ΓΕΝΙΚΑ.....	16 -
1.2 ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ.....	18 -
1.3 ΒΑΣΙΚΟΙ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΙΣΜΟΙ.....	18 -

2. ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΥΤΟΝΟΜΩΝ ΝΗΣΙΩΤΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΑΠΕ - 19 -

2.1 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΔΝ ΜΕ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΙ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ	19 -
2.1.1 Περιορισμοί διείσδυσης της αιολικής παραγωγής	19 -
2.2 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ	22 -
2.3 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΣ	23 -
2.4 ΕΣΩΤΕΡΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΩΝ ΥΒΣ	26 -
2.4.1 Προσφορά Ενέργειας και Δήλωση Φορτίου.....	26 -
2.4.2 Λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 24ώρου.....	27 -
2.4.3 Ισοζύγιο ισχύος του ΥΒΣ	27 -

3. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΤΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ - 29 -

3.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ- 29 -	
3.1.1 Γενικά	29 -
3.1.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου	29 -
3.1.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων.....	30 -
3.1.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ.....	32 -
3.1.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ και ΥΒΣ.....	38 -
3.2 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΛΕΣΒΟΥ	39 -
3.2.1 Γενικά	39 -
3.2.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου	39 -
3.2.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων.....	40 -
3.2.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ.....	40 -
3.2.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ και ΥΒΣ.....	44 -
3.3 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΣΑΜΟΥ- 45 -	
3.3.1 Γενικά	45 -
3.3.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου	45 -
3.3.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων.....	46 -
3.3.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ.....	47 -
3.3.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ	50 -

4. ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ – ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ - 51 -

4.1 Αντικείμενο της διερεύνησης	51 -
---------------------------------------	------

4.2	Διερεύνηση για τα νησιωτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους – Σύστημα Κρήτης ...	52 -
4.2.1	Θεώρηση μηδενικής Φ/Β διείσδυσης	52 -
4.2.2	Επίπτωση από τη Φ/Β διείσδυση	66 -
4.3	Διερεύνηση για τα νησιωτικά συστήματα μικρού και μέσου μεγέθους – Σύστημα Σάμου.....	71 -
4.4	Συμπεράσματα	86 -
5.	ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΕΝΤΑΞΗΣ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΒΑΣΕΙ ΤΗΣ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	88 -
5.1	Γενικά	88 -
5.2	Εκτίμηση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής και πολιτικές ένταξης των μονάδων για τα νησιωτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους	88 -
5.2.1	Εκτίμηση βάσει της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής με σφάλμα πρόβλεψης	88 -
5.2.2	Εκτίμηση βάσει της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής χωρίς σφάλμα πρόβλεψης	91 -
5.2.3	Εκτίμηση βάσει της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής και επαναπροσδιορισμός των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο	91 -
5.2.4	Εκτίμηση βάσει της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής	92 -
5.2.5	Εκτίμηση βάσει της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής και επαναπροσδιορισμός των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο	93 -
5.3	Εκτίμηση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής και πολιτικές ένταξης των μονάδων για τα νησιωτικά συστήματα μικρού και μέσου μεγέθους	97 -
5.4	Συμπεράσματα	102 -
6.	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΕΣ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ	104 -
6.1	Προσομοίωση συστήματος Κρήτης	106 -
6.1.1	Συμβατικό τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλων	106 -
6.1.2	Επιδότηση τιμής αιολικής παραγωγής ΥΒΣ.....	113 -
6.1.3	Εναλλακτική θεώρηση χρονοσειράς ανέμου για το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ.....	114 -
6.1.4	Χωρητικότητα της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ.....	118 -
6.1.5	Λειτουργία ΥΒΣ υψηλότερης συνολικής ισχύος	125 -
6.2	Προσομοίωση συστήματος Λέσβου.....	137 -
6.2.1	Αρχικό σενάριο	137 -
6.2.2	Επιδότηση τιμής αιολικής παραγωγής ΥΒΣ.....	141 -
6.2.3	Χωρητικότητα της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ.....	141 -
6.3	Συμπεράσματα	145 -
7.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	147 -
7.1	Γενικά	147 -

7.2 Περαιτέρω διερεύνηση - 150 -

8. ΑΝΑΦΟΡΕΣ - 151 -

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία συντάχθηκε υπό την καθοδήγηση του καθηγητή κ. Παπαθανασίου Σταύρου και σε συνεργασία με τη ΔΕΗ Α.Ε., στο πλαίσιο του ερευνητικού έργου [1].

1.1 ΓΕΝΙΚΑ

Το οικολογικό ενδιαφέρον για την κλιματική αλλαγή, η επιφύλαξη των πολιτών και των κυβερνήσεων απέναντι στην πυρηνική ενέργεια, καθώς και οι πρόσφατες πολιτικές εξελίξεις στα αραβικά κράτη που θέτουν σε κίνδυνο την ασφάλεια εφοδιασμού των ανεπτυγμένων χωρών με πετρελαϊκά προϊόντα, προσανατολίζουν τα κράτη στην παραγωγή ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα.

Στη χώρα μας, οι πρόσφατες εξελίξεις στον τομέα της ενέργειας συνθέτουν ένα εξαιρετικά ελκυστικό περιβάλλον για την υλοποίηση επενδύσεων ΑΠΕ. Ιδιαίτερα σημαντικός είναι ο φιλόδοξος εθνικός στόχος του «20-20-20», δηλαδή της επίτευξης της κάλυψης του 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας από ΑΠΕ, της μείωσης κατά 20% των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και της εξοικονόμησης ενέργειας κατά 20% έως το έτος 2020. Σε ό,τι αφορά την ηλεκτροπαραγωγή, απαιτείται αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ από 10% (βάσει της σημερινής κατάστασης) σε 40% στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Για την εκπλήρωση του τιθέμενου στόχου απαραίτητη είναι η συμμετοχή όλων των μορφών ΑΠΕ (αιολική και ηλιακή ενέργεια, βιομάζα, γεωθερμία), με βαρύτητα στους αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς, των οποίων η εγκατεστημένη ισχύς θα πρέπει να αυξηθεί κατ' ελάχιστον σε 7.5 και 2.2 GW, αντίστοιχα.

Επιπλέον, στην αύξηση του επενδυτικού ενδιαφέροντος για τις ΑΠΕ συνέβαλε καθοριστικά η επιτάχυνση της αδειοδότησης των επενδύσεων, μέσω της απλοποίησης της χρονοβόρας γραφειοκρατικής διαδικασίας, και δευτερευόντως ρυθμίσεις όπως η προσαύξηση κατά 10-25% της τιμολόγησης για έργα σε νησιά που θα αναλάβουν την κατασκευή υποβρύχιας διασύνδεσης, που ορίζει το νέο θεσμικό πλαίσιο [6].

Η επίτευξη των εθνικών δεσμευτικών στόχων δεν θα προέλθει μόνο από την υλοποίηση μεγάλων επενδύσεων, αλλά και από την αύξηση των σταθμών διανεμημένης παραγωγής μικρού μεγέθους, οι οποίοι μάλιστα συνδέονται άμεσα με το φορτίο που εξυπηρετούν λόγω της θέσης τους στο δίκτυο με αποτέλεσμα να περιορίζουν σημαντικά τις απώλειες μεταφοράς. Σε αυτή την κατεύθυνση έγιναν σημαντικά βήματα με στόχο την προσέλκυση μικρών επενδυτών για την τοποθέτηση σε κτιριακές εγκαταστάσεις Φ/Β συστημάτων, μικρών ανεμογεννητριών ή γεωθερμικών αντλιών θερμότητας, όπως η πρόσφατη υπουργική απόφαση που επιτρέπει την ανάπτυξη στα νησιά σταθμών του Ειδικού Προγράμματος για Φ/Β σε Στέγες.

Συνεπώς, προβλέπεται ραγδαία ανάπτυξη των επενδύσεων ΑΠΕ στο άμεσο μέλλον, τόσο στο διασυνδεδεμένο σύστημα, όσο και στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα. Προτεραιότητα δίνεται στους αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς, δεδομένου ότι συνιστούν τεχνικά και οικονομικά ώριμες επενδύσεις και μπορούν να αξιοποιήσουν το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό της χώρας μας. Το νέο θεσμικό πλαίσιο προωθεί και την ανάπτυξη των άλλων μορφών ΑΠΕ, όπως είναι η γεωθερμία, η βιομάζα, οι ηλιοθερμικοί σταθμοί, οι οποίες όμως είναι λιγότερο ώριμες.

Ένας βασικός προβληματισμός που τίθεται σχετικά με την αιολική παραγωγή είναι η έντονη μεταβλητότητα που παρουσιάζει, ακόμα και όταν είναι ικανοποιητικά προβλέψιμη. Δεδομένου ότι πρέπει να τηρείται πάντα το ισοζύγιο ισχύος του συστήματος και εφόσον δεν είναι τεχνικά εφικτό η ένταξη των συμβατικών μονάδων να παρακολουθεί συνεχώς τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής, σημειώνονται αυξημένες απορρίψεις αιολικής ισχύος. Τίθεται λοιπόν το ζήτημα της

αποθήκευσης της περίσσειας αιολικής παραγωγής που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα, με στόχο την απόδοσή της τις ώρες αιχμής της καμπύλης φορτίου, περιορίζοντας την παραγωγή των θερμικών μονάδων αιχμής. Η πιο διαδεδομένη και οικονομικά συμφέρουσα μορφή αποθήκευσης αιολικής παραγωγής είναι με αντλησιοταμίευση. Στο διασυνδεδεμένο σύστημα, λειτουργούν ήδη υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής συνολικής ισχύος περίπου 3 GW, οι οποίοι θα μπορούσαν στο μέλλον να μετατραπούν σε αναστρέψιμους σταθμούς, ώστε να αξιοποιήσουν το πλούσιο αιολικό δυναμικό της ηπειρωτικής Ελλάδας. Στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα, μπορούν να επιτευχθούν αξιόλογα ποσοστά συμμετοχής στην κάλυψη της ζήτησης από ΑΠΕ, μέσω της ένταξης υβριδικών αιολικών – αντλησιοταμιευτικών σταθμών (ΥΒΣ). Σε μικρά νησιωτικά συστήματα, κατ' αυτόν τον τρόπο, είναι εφικτή ακόμα και η ενεργειακή αυτονομία με χρήση αποκλειστικά ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί το πιλοτικό πρόγραμμα για την υλοποίηση του υβριδικού ενεργειακού έργου της ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε. στην Ικαρία, το οποίο βρίσκεται στη φάση της κατασκευής. [12]

Στην περίπτωση των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, οι αυξημένες τιμές αδειοδοτημένης Φ/Β και αιολικής ισχύος, σε συνδυασμό με την προοπτική υποδοχής υβριδικών σταθμών, θα οδηγήσουν σε περαιτέρω αύξηση των ήδη υψηλών διεισδύσεων ισχύος ΑΠΕ. Συνεπώς, καθίσταται ιδιαίτερα απαιτητικός ο ρόλος του Διαχειριστή του νησιού για τη διασφάλιση της λειτουργίας του συστήματος, επιτυγχάνοντας ταυτόχρονα υψηλή διείσδυση ισχύος ΑΠΕ.

Στην παρούσα εργασία, αναλύονται οι βασικές πολιτικές διαχείρισης της λειτουργίας ενός μη διασυνδεδεμένου νησιωτικού συστήματος με τις απαιτούμενες διαφοροποιήσεις ανάλογα με το μέγεθος και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του κάθε συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη την παρουσία αιολικών, Φ/Β και υβριδικών σταθμών παραγωγής.

Κύριοι προβληματισμοί είναι η επιλογή της κατάλληλης πολιτικής στρεφόμενης εφεδρείας, ο προσδιορισμός της απαιτούμενης εφεδρείας που θα πρέπει να τηρείται για την παραγωγή των ΑΠΕ, ο τρόπος συνεκτίμησης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής στον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων, καθώς και ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης των αιολικών σταθμών. Ακόμη εξετάζονται οι εναλλακτικοί τρόποι αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του υβριδικού σταθμού και η επίπτωση στην εσωτερική του λειτουργία, στα έσοδα που προκύπτουν για τον παραγωγό του ΥΒΣ, αλλά και στη λειτουργία του νησιωτικού συστήματος.

Η ανάλυση βασίζεται σε ετήσια προσομοίωση της λειτουργίας των εξεταζόμενων νησιωτικών συστημάτων, υπολογίζοντας ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη, χωρίς να τίγονται ζητήματα ελέγχου, μεταβατικής συμπεριφοράς και ευστάθειας των δικτύων. Η προσομοίωση διεξήχθη με χρήση λογιστικού μοντέλου, βασιζόμενου στο ισοζύγιο ενέργειας και ισχύος του συστήματος, θεωρώντας ως έτη αναφοράς το 2011 και 2015. Επιλέχθηκαν τα συστήματα της Κρήτης και της Λέσβου, ως αντιπροσωπευτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους, που διαθέτουν ποικιλία συμβατικών σταθμών παραγωγής (ατμοηλεκτρικές μονάδες, συνδυασμένου κύκλου, νηξελογεννήτριες και αεριοστριβίλους), σημαντική εγκατεστημένη ισχύ σταθμών ΑΠΕ και προοπτική υποδοχής υβριδικών αντλησιοταμιευτικών σταθμών. Ως αντιπροσωπευτικό σύστημα μικρού μεγέθους εξετάζεται η Σάμος, η οποία τροφοδοτείται από αυτόνομο σταθμό παραγωγής με νηξελογεννήτριες με καύσιμο μαζούτ και ντήζελ.

1.2 ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα εργασία αποτελείται από 7 κεφάλαια, το περιεχόμενο των οποίων έχει ως εξής:

Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται οι βασικές αρχές διαχείρισης ενός αυτόνομου νησιωτικού συστήματος με διείσδυση σταθμών ΑΠΕ και η εσωτερική λειτουργία υβριδικών σταθμών που εγκαθίστανται σε αυτό, όπως υλοποιήθηκαν στον αλγόριθμο προσομοίωσης. Οι αρχές που υιοθετούνται βασίζονται στο υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο για τα ΜΔΝ, [2-7].

Στο Κεφάλαιο 3 παρατίθενται τα δεδομένα εισόδου των προσομοιώσεων, που περιλαμβάνουν τα αναλυτικά στοιχεία των ηλεκτρικών συστημάτων της Κρήτης, της Λέσβου και της Σάμου, καθώς και τις χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου και ηλιακής ακτινοβολίας που χρησιμοποιήθηκαν.

Τα Κεφάλαια 4 και 5 έχουν ως κοινό αντικείμενο εξέτασης τον υπολογισμό της απαιτούμενης συμβατικής ισχύος για την κατάρτιση του προγράμματος ένταξης των συμβατικών μονάδων. Συγκεκριμένα, στο Κεφάλαιο 4 αναλύονται οι πολιτικές στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης της αιολικής παραγωγής. Στο Κεφάλαιο 5 εξετάζεται ο τρόπος που συνεκτιμάται η αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή κατά τον προγραμματισμό ένταξης συμβατικών μονάδων και ο υπολογισμός των περιθωρίων διείσδυσης αιολικής ισχύος.

Στο Κεφάλαιο 6 μελετώνται οι προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής ΥΒΣ σταθμών, ανάλογα με τις ισχύουσες τιμολογήσεις της ενέργειάς τους. Εξετάζεται ακόμη η επίπτωση από τη μεταβολή των επιμέρους συνιστωσών και των τεχνικών χαρακτηριστικών του ΥΒΣ στην εσωτερική του λειτουργία και στα έσοδά του.

Στο Κεφάλαιο 7 συνοψίζονται τα κύρια συμπεράσματα από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο της εργασίας.

1.3 ΒΑΣΙΚΟΙ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΙΣΜΟΙ

- Πώς επηρεάζει ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού, σε συνδυασμό με την πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας τους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών σταθμών; Σε ποιες περιπτώσεις βελτιώνει τα ενεργειακά αποτελέσματα η τήρηση μερικής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή;
- Με ποια πολιτική εφεδρείας επιτυγχάνονται χαμηλότερες τιμές στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής παραγωγής, άρα και λειτουργία του συστήματος με μεγαλύτερη ασφάλεια;
- Πώς επιδρά ο τρόπος συνεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής στην ένταξη και λειτουργία των συμβατικών μονάδων του συστήματος και στην αποδοτικότητα των Α/Π; Σε ποιες περιπτώσεις η υψηλή Φ/Β διείσδυση προκαλεί συχνή εμφάνιση υποφορτίσεων των θερμικών μονάδων και με ποιους τρόπους μπορεί να αντιμετωπιστεί;
- Ποια προτεραιότητα αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ είναι πιο συμφέρουσα για τον παραγωγό και ποια παρουσιάζει τα βέλτιστα ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα;
- Ποιες επιμέρους συνιστώσες του ΥΒΣ επηρεάζουν την εσωτερική του λειτουργία και τα έσοδά του;

2. ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΥΤΟΝΟΜΩΝ ΝΗΣΙΩΤΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΑΠΕ

Στο παρόν Κεφάλαιο περιγράφεται η λειτουργία ενός αυτόνομου νησιωτικού συστήματος που διαθέτει αιολικούς, φωτοβολταϊκούς και υβριδικούς σταθμούς παραγωγής. Οι πολιτικές λειτουργίας των υβριδικών σταθμών βασίζονται στο υφιστάμενο νομικό πλαίσιο:

- Νόμοι 3468/2006 και 3851/2010 [3,6]
- Κανονισμός Αδειών Παραγωγής [4]
- Κείμενο Δημόσιας Διαβούλευσης της ΡΑΕ (8/2008), όπου τίγονται θέματα και εξειδικεύονται αρχές λειτουργίας, διαχείρισης και τιμολόγησης των ΥΒΣ σε ΜΔΝ [5]
- Σχέδιο 8/2010 του Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών [7]

Στα επόμενα, με τον όρο ΥΒΣ θα νοείται ο συνδυασμός του Α/Π, του αντλιοστάσιου, των δύο δεξαμενών αντλησιοταμίευσης και του υδροηλεκτρικού σταθμού στη θέση της κάτω δεξαμενής.

2.1 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΔΝ ΜΕ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΙ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ

2.1.1 Περιορισμοί διείσδυσης της αιολικής παραγωγής

Σε αντίθεση με το διασυνδεδεμένο σύστημα, όπου το ποσοστό διείσδυσης σταθμών μη ελεγχόμενης παραγωγής από ΑΠΕ είναι ακόμη σχετικά χαμηλό, στην περίπτωση των νησιών ήδη σημειώνονται υψηλές διεισδύσεις αιολικής παραγωγής και σύντομα αναμένονται υψηλές διεισδύσεις Φ/Β.

Σε ό,τι αφορά τη Φ/Β παραγωγή, βάσει των διερευνήσεων που πραγματοποιήθηκαν στις εργασίες [2,8], ο καταλληλότερος τρόπος διαχείρισής της είναι η απευθείας έγχυση αυτής στο δίκτυο χωρίς περιορισμούς διείσδυσης. Συνεπώς, αντιμετωπίζεται πρακτικά ως ενσωματωμένη στο φορτίο του νησιού.

Αντίθετα, στην περίπτωση των αιολικών πάρκων που συνδέονται σε ηλεκτρικά συστήματα περιορισμένου μεγέθους, όπως αυτά των μη διασυνδεδεμένων νησιών, το σύστημα εισάγει σημαντικούς περιορισμούς στη λειτουργία των Α/Γ, για τεχνικούς λόγους που συνδέονται κυρίως με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Οι περιορισμοί διείσδυσης των Α/Π δεν αφορούν άμεσα την εγκατεστημένη ισχύ σταθμών ΑΠΕ, αλλά την αποδιδόμενη από αυτούς ισχύ κατά τη λειτουργία του συστήματος και η τιμή τους δεν είναι δεδομένη, αλλά εξαρτάται από την εκάστοτε λειτουργική κατάσταση του συστήματος (κυρίως από το φορτίο). Διακρίνονται στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου και τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης.

Ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου αποσκοπεί στην αποφυγή καταστάσεων υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων κάτω από ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ονομαστικής τους ισχύος, το οποίο εξαρτάται σημαντικά από το είδος και την παλαιότητα της μονάδας και καθορίζεται κατά περίπτωση. Πρέπει λοιπόν να ισχύει:

$$P_{C \min} = \sum c_T P_{Cn} \leq P_C \quad (2.1)$$

όπου P_C η παραγόμενη ισχύς από το σύνολο των συμβατικών μονάδων

P_{Cn} η ονομαστική ισχύς κάθε μονάδας

c_T ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της κάθε μονάδας, ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος

$P_{C \min}$ το συνολικό τεχνικό ελάχιστο των εν λειτουργία μονάδων

Οι τιμές που γενικά χρησιμοποιούνται για τον συντελεστή τεχνικού ελαχίστου κυμαίνονται στο 30%-60%, με χαμηλότερες τιμές για μονάδες ελαφρού πετρελαίου και σχετικά υψηλότερες για μονάδες με καύσιμο μαζούτ.

Προκειμένου να τηρείται πάντα το ισοζύγιο ισχύος του συστήματος για μηδενική εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β, ο περιορισμός του τεχνικού ελαχίστου οδηγεί σε αντίστοιχο περιορισμό της αιολικής διείσδυσης βάσει της σχέσης (2.2).

$$P_C \geq P_{C_{\min}} \Rightarrow P_W \leq P_L - \sum c_T P_{C_n} = P_{W_{\max,T}} \quad (2.2)$$

Προφανώς, όσο υψηλότερα τα τεχνικά ελάχιστα (δηλ. μεγαλύτερος ο συντελεστής c_T) και η ονομαστική ισχύς των εν λειτουργία συμβατικών γεννητριών, τόσο χαμηλότερο το προκύπτον όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος.

Παρουσία Φ/Β διείσδυσης, ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου υπολογίζεται επί του «φαινόμενου» φορτίου του νησιού, δηλαδή του πραγματικού φορτίου μειωμένου κατά την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή. Η σχέση (2.2) δηλαδή διαμορφώνεται ως εξής:

$$P_{W_{\max,T}} = (P_L - P_{PV}) - \sum c_T P_{C_n} \quad (2.3)$$

Ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης που τίθεται στα Α/Π αποσκοπεί στην αποφυγή λειτουργικών καταστάσεων υψηλής στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής ισχύος, οι οποίες ενδέχεται να προκαλέσουν διακυμάνσεις στη συχνότητα των αυτόνομων συστημάτων ή να θέσουν σε κίνδυνο την ευστάθεια του συστήματος σε περίπτωση απότομης απώλειας της αιολικής παραγωγής. Οι αποκλίσεις συχνότητας οφείλονται στο ότι οι ρυθμιστές στροφών των συμβατικών μονάδων του σταθμού, που αναλαμβάνουν τη ρύθμιση συχνότητας του συστήματος, δεν μπορούν να παρακολουθήσουν τις ταχείες μεταβολές μεγάλου μεγέθους της αιολικής παραγωγής. Η απότομη απώλεια της αιολικής παραγωγής μπορεί να προέλθει κυρίως εξαιτίας σφαλμάτων επί του δικτύου, αλλά δυνητικά και ως αποτέλεσμα υψηλών ταχυτήτων ανέμου που υπερβαίνουν την ταχύτητα αποσύνδεσης των ανεμογεννητριών, όταν στο δίκτυο συνδέεται μικρός αριθμός γεωγραφικά συγκεντρωμένων αιολικών σταθμών.

Η έντονη διακύμανση της ισχύος εξόδου των ανεμογεννητριών σε κλίμακα χρόνου δευτερολέπτων προκαλεί αντίστοιχες μεταβολές στην ισχύ που παράγεται από τις συμβατικές μονάδες, αφού η ισχύς του φορτίου $P_L = P_C + P_W$ είναι περίπου σταθερή. Όταν οι μεταβολές αυτές είναι μεγάλου μεγέθους προκαλούνται διακυμάνσεις στη συχνότητα των αυτόνομων συστημάτων, η οποία ρυθμίζεται από τους ρυθμιστές στροφών των συμβατικών μονάδων. Ιδιαίτερα σημαντικές αποκλίσεις συχνότητας ή ακόμη και κίνδυνος για την ευστάθεια του συστήματος μπορεί να προκύψει στην περίπτωση απότομης απώλειας της αιολικής παραγωγής. Το ενδεχόμενο αυτό μπορεί να προέλθει κυρίως εξαιτίας σφαλμάτων επί του δικτύου τα οποία προκαλούν ταυτόχρονη αποσύνδεση αιολικών σταθμών, όταν αυτοί δεν διαθέτουν δυνατότητα αδιάλειπτης λειτουργίας υπό χαμηλή τάση (Low Voltage Ride Through – LVRT). Δυνητικά, η απότομη απώλεια αιολικής παραγωγής μπορεί να προκύψει και ως αποτέλεσμα υψηλών ταχυτήτων ανέμου που υπερβαίνουν την ταχύτητα αποσύνδεσης των ανεμογεννητριών, όταν στο δίκτυο συνδέεται μικρός αριθμός γεωγραφικά συγκεντρωμένων αιολικών σταθμών.

Κατ' αντιστοιχία με τους περιορισμούς τεχνικών ελαχίστων, οι δυναμικοί περιορισμοί γενικά διατυπώνονται ως ποσοστό επί της ικανότητας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων:

$$P_W \leq \sum c_D P_{C_n} = P_{W_{\max,D}} \quad (2.4)$$

όπου c_D ο συντελεστής μέγιστης διείσδυσης αιολικής ισχύος.

Αν και είναι ορθότερος ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού επί της ικανότητας των εν λειτουργία μονάδων, εφόσον συναρτάται με τα χαρακτηριστικά τους, η πρακτική που ακολουθείται μέχρι σήμερα από το Διαχειριστή στην πλειονότητα των νησιωτικών συστημάτων είναι η εφαρμογή του συντελεστή διείσδυσης c_D επί της ισχύος ζήτησης του φορτίου:

$$P_W \leq c_D P_L = P_{W_{\max,D}} \quad (2.5)$$

Το αποδεκτό όριο «στιγμιαίας» διείσδυσης της αιολικής ισχύος, c_D , εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και των ρυθμιστών τους, το είδος και τη γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων και τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας κάθε συστήματος και συνεπώς δεν υπάρχει κάποιο όριο γενικής εφαρμογής. Από τη μέχρι σήμερα εμπειρία γίνονται αποδεκτά στιγμιαία όρια διείσδυσης της τάξης του 30-35%.

Η εφαρμογή του δυναμικού περιορισμού επί της ικανότητας των μονάδων δεν επηρεάζεται από την παρουσία Φ/Β. Εναλλακτικά, μπορεί να εφαρμοστεί είτε επί του πραγματικού είτε επί του φαινομένου φορτίου του νησιού. Οι επιπτώσεις από τον τρόπο υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού στην αποδοτικότητα των Α/Π και στη λειτουργία του συστήματος αναλύονται διεξοδικά στο Κεφάλαιο 4.

Ο συνολικός περιορισμός απορρόφησης αιολικής ισχύος προκύπτει από τον αυστηρότερο εκ των δύο περιορισμών, βάσει της σχέσης:

$$P_W \leq P_{W_{\max}} = \min \{P_{W_{\max,T}}, P_{W_{\max,D}}\} \quad (2.6)$$

Η εφαρμογή των περιορισμών διείσδυσης στα αιολικά πάρκα μπορεί να υλοποιείται σε πραγματικό χρόνο, αντί εκ των προτέρων, στη βάση του 24ωρου προγραμματισμού, έτσι ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι πραγματικές τιμές φορτίου και Φ/Β παραγωγής του νησιού. Η συγκεκριμένη πολιτική διαχείρισης ενδείκνυται σε περιπτώσεις αυξημένης Φ/Β διείσδυσης, στις οποίες η εσφαλμένη πρόβλεψη της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής μπορεί να προκαλέσει εμφάνιση υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα, ή σημαντικές περικοπές αιολικής ισχύος. Απαραίτητη προϋπόθεση είναι η ύπαρξη Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας στα νησιωτικά συστήματα για τη διαβίβαση των εντολών. Τα αποτελέσματα από την υιοθέτηση της συγκεκριμένης θεώρησης, καθώς και από τον τρόπο συνεκτίμησης της προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής στον προγραμματισμό ένταξης των θερμικών μονάδων, παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 5.

Ο επιμερισμός του ορίου απορρόφησης της αιολικής παραγωγής από το σύστημα, $P_{W_{\max}}$, επιμερίζεται στα αιολικά πάρκα αναλογικά προς την εγκατεστημένη ισχύ τους. Έτσι, ο περιορισμός που τίθεται για την ισχύ εξόδου του αιολικού πάρκου k είναι:

$$P_{Wk} \leq P_{W_{\max k}} = \left(\frac{P_{Wn,k}}{P_{Wn,tot}} \right) P_{W_{\max}} \quad (2.7)$$

όπου $P_{Wn,tot} = \sum_j P_{Wn,j}$ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών στο σύστημα.

Η εφαρμογή των παραπάνω ορίων συνεπάγεται την απόρριψη της πλεονάζουσας αιολικής ισχύος, που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο. Η απόρριψη αυτή υλοποιείται μέσω των συστημάτων ελέγχου των σύγχρονων ανεμογεννητριών, π.χ. με μείωση της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα για Α/Γ μεταβλητών στροφών ή με αλλαγή της κλίσης των πτερυγίων για μηχανές τύπου pitch ή active stall.

Οι Συμβατικές Ανηγμένες Ωρες Λειτουργίας (ΣΑΩΛ) ενός αιολικού πάρκου ορίζονται ως το πηλίκο της μέγιστης δυνατής ετήσιας παραγωγής του, $E_{W_{max,k}}$, προς την ονομαστική του ισχύ:

$$\Sigma \Lambda \Omega \Lambda_k = \frac{E_{W_{max,k}}}{P_{Wn,k}} \quad (2.8)$$

και εκφράζουν τον ισοδύναμο χρόνο λειτουργίας του πάρκου υπό πλήρη ισχύ, ώστε να παράγει την ίδια συνολική ενέργεια $E_{W_{max,k}}$.

Δηλαδή οι ΣΑΩΛ προκύπτουν άμεσα από την άθροιση (χρονική ολοκλήρωση) των περιορισμών διείσδυσης που λαμβάνει το Α/Π κατά τη διάρκεια του έτους και έχουν την ίδια τιμή για τα επί μέρους Α/Π και το σύνολο του συστήματος.

2.2 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ

Στην παρούσα ανάλυση ο προγραμματισμός ένταξης συμβατικών μονάδων πραγματοποιείται στο πλαίσιο ημερήσιου (24ωρου) προγραμματισμού, ο οποίος είναι αναγκαίος όταν στο νησιωτικό σύστημα συνδέονται υβριδικοί σταθμοί, όπως εξηγείται σε επόμενη παράγραφο. Η ένταξη μονάδων γίνεται βάσει λίστας προτεραιότητας, η οποία καθορίζεται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ και αντανακλά την οικονομικότητα των μονάδων και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τους (παλαιότητα, αξιοπιστία κλπ.).

Η επιλογή των προς ένταξη μονάδων πραγματοποιείται βάσει του εναπομείναντος φορτίου μετά την αφαίρεση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, το οποίο θα κληθούν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες, διατηρώντας επαρκές περιθώριο στρεφόμενης εφεδρείας. Η μέγιστη ικανότητα του συνόλου των ενταγμένων μονάδων μπορεί να υπερβαίνει σημαντικά την ισχύ του φορτίου, εφόσον η ονομαστική ισχύς των μονάδων είναι «κβαντισμένο» μέγεθος και δεν μπορεί να παρακολουθεί τη συνεχή μεταβολή του φορτίου. Επιπλέον, οι αβεβαιότητες της πρόβλεψης του φορτίου επιβάλλουν την τήρηση ενός πρόσθετου ποσοστού εφεδρείας, που μπορεί να εκφράζεται ως ποσοστό επί της ισχύος του φορτίου, π.χ. της τάξης του 10%. Σε συστήματα με μεγάλο αριθμό γεννητριών, προκειμένου να αντιμετωπιστεί η απότομη απώλεια οποιασδήποτε συμβατικής μονάδας χωρίς περικοπές φορτίου, τηρείται σε κάποιες περιπτώσεις εφεδρεία ίση με την αναμενόμενη παραγωγή της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας του συστήματος, όπως αυτή υπολογίζεται από την οικονομική κατανομή του φορτίου.

Επιπρόσθετα, η λειτουργία αιολικών σταθμών στο δίκτυο επιβάλλει την τήρηση εφεδρείας για ένα μέρος ή ακόμα και για το σύνολο της αναμενόμενης παραγωγής τους. Η τήρηση μερικής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή προϋποθέτει τη δυνατότητα βραχυχρόνιας πρόβλεψης του ανέμου σε χρονικό ορίζοντα τουλάχιστον ίσο με την ένταξη νέας μονάδας¹. Προϋποθέτει ακόμη γεωγραφική και «ηλεκτρική» (επί του δικτύου) διασπορά των αιολικών πάρκων, γι' αυτό και είναι ρεαλιστική σε μεγάλα νησιωτικά συστήματα.

Οι παραπάνω πολιτικές εφεδρείας και οι επιπτώσεις τους στη λειτουργία των Α/Π, αλλά και του συστήματος γενικότερα, αναλύονται στο Κεφάλαιο 4. Εξετάζονται τα συστήματα της Κρήτης και της

¹ Τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας, που αναμένεται να εγκατασταθούν σε νησιωτικά συστήματα στο άμεσο μέλλον, θα διαχειρίζονται από κοινού τη λειτουργία του συμβατικού σταθμού και των αιολικών πάρκων. Εκτός από τους αλγορίθμους οικονομικής κατανομής των μονάδων παραγωγής, τα συστήματα αυτά περιλαμβάνουν προηγμένες μεθόδους βραχυχρόνιας πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, επιτρέποντας ως εκ τούτου τη λειτουργία του συστήματος χωρίς πλήρη εφεδρεία αιολικής παραγωγής.

Σάμου, ως αντιπροσωπευτικά συστήματα μεγάλου και μικρού μεγέθους αντίστοιχα, προκειμένου να αναδειχθεί η καταλληλότερη πολιτική εφεδρείας.

Στην περίπτωση τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, δεν απαιτείται απαραίτητα τήρηση πρόσθετης εφεδρείας για τη Φ/Β παραγωγή, αφενός λόγω της υψηλής συνολικής εφεδρείας του συστήματος και αφετέρου λόγω της ουσιαστικής ενσωμάτωσης της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο του νησιού. Μάλιστα, σε καταστάσεις υψηλής Φ/Β διείσδυσης, ενδέχεται να προτιμηθεί μείωση της συνολικής εφεδρείας του συστήματος, μέσω κατάλληλης πολιτικής πρόβλεψης της Φ/Β παραγωγής, με στόχο τον περιορισμό των υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων.

Αντίθετα, όταν η τηρούμενη εφεδρεία του συστήματος είναι χαμηλή, για παράδειγμα ίση με ένα ποσοστό επί του φορτίου, της τάξης του 10%, εξετάζεται η τήρηση πρόσθετης εφεδρείας για τη Φ/Β παραγωγή, ιδιαίτερα σε νησιά με μικρή διασπορά σταθμών ΑΠΕ, όπου η απώλεια σημαντικού μέρους της παραγωγής ΑΠΕ λόγω σφάλματος στο δίκτυο είναι περισσότερο πιθανή.

Αναλυτικά αποτελέσματα για τον τρόπο συνεκτίμησης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής στην κατάρτιση του προγράμματος ένταξης των συμβατικών μονάδων παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 5, όπου εξετάζονται τα συστήματα της Κρήτης, της Λέσβου και της Σάμου.

Τέλος, σημειώνεται ότι, κατά τη φάση της λειτουργίας, η φόρτιση των μονάδων είναι τέτοια ώστε η συνολική στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος να παρέχεται κατά προτεραιότητα από τις λιγότερο οικονομικές μονάδες, χωρίς βέβαια να παραβιάζεται το τεχνικό τους ελάχιστο.

2.3 ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΣ

Η υιοθετηθείσα πολιτική διαχείρισης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ενός ΜΔΝ με ενταγμένο έναν ΥΒΣ βασίζεται στον 24ωρο προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος παραγωγής του νησιού [9,11,13], η υλοποίηση του οποίου περιγράφεται από τα ακόλουθα βήματα και αποτυπώνεται στο διάγραμμα ροής του Σχήματος 2.1.

Βήμα 1^ο: Απαίτηση Εγγυημένης Ισχύος και Ενέργειας από τον ΔΜΔΝ

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

Όπως περιγράφεται αναλυτικά στην Έκθεση [11], εγγυημένη παροχή ζητείται όταν το ημερήσιο φορτίο του συστήματος υπερβαίνει την ετήσια αιχμή, μειωμένη κατά την εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ². Για ΥΒΣ μικρού σχετικά μεγέθους αυτό συμβαίνει για πολύ μικρό διάστημα του έτους, με αποτέλεσμα η ζήτηση εγγυημένης παροχής και η συνεπακόλουθη άντληση από το δίκτυο να περιορίζονται δραστικά, σε πρακτικώς αμελητέα ή και μηδενικά επίπεδα.

Βήμα 2^ο: Προσφορά Ενέργειας από τον ΔΥΒΣ

Ο ΔΥΒΣ, λαμβάνοντας υπόψη τον ωφέλιμο (διαθέσιμο) όγκο νερού στην άνω δεξαμενή στο τέλος της ημέρας, καθώς ενδεχομένως και την προβλεπόμενη παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ για το επόμενο

² Το σκεπτικό πίσω από τη θεώρηση αυτή είναι ότι ο ΥΒΣ, μέσω της αποζημίωσης διαθεσιμότητας ισχύος που λαμβάνει, κατ'αρχήν απαλλάσσει τον ΔΜΔΝ από την υποχρέωση διατήρησης ισόποσης θερμικής παραγωγής και άρα ισοδύναμα περιορίζει την ετήσια αιχμή της ζήτησης, βάσει της οποίας καθορίζονται οι ανάγκες της εγκατεστημένης συμβατικής παραγωγής του συστήματος.

24ωρο, υποβάλλει **Προσφορά Ενέργειας** τουλάχιστον ίση με την απαιτηθείσα ως εγγυημένη από τον ΔΜΔΝ.

Βήμα 3^ο: Δήλωση Φορτίου από τον ΔΥΒΣ

Εάν ο ΔΥΒΣ διαπιστώνει ότι η διαθέσιμη προς απόδοση ενέργεια υπολείπεται της ζητηθείσας από τον ΔΜΔΝ εγγυημένης ενέργειας του επόμενου 24ωρου, τότε υποβάλλει στον ΔΜΔΝ Δήλωση Φορτίου, δηλαδή αιτείται την απορρόφηση ορισμένης ποσότητας ενέργειας από το δίκτυο ώστε να αντλήσει την απαιτούμενη ποσότητα νερών για τη διασφάλιση της εγγυημένης παροχής.

Σε αυτή την περίπτωση, η προσφορά ενέργειας του ΔΥΒΣ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγγυημένη. Ταυτόχρονα, η δήλωση φορτίου δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια δια του προκαθορισμένου συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής του ΥΒΣ.

Βήμα 4^ο: Κατάρτιση Προγράμματος Παραγωγής και Άντλησης του ΥΒΣ από τον ΔΜΔΝ

Ο ΔΜΔΝ, με βάση την **Προσφορά Ενέργειας** και τη **Δήλωση Φορτίου** του ΥΒΣ, καταρτίζει αντίστοιχα προγράμματα παραγωγής και άντλησης. Η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου έτσι ώστε να αποκόπτονται/εξομαλύνονται οι αιχμές και να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Αντίστοιχα, η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας προσαρμόζεται στην κοιλιάδα της καμπύλης φορτίου.

Η κατάρτιση του προγράμματος παραγωγής και άντλησης του ΥΒΣ πραγματοποιείται από τον ΔΜΔΝ, συνεκτιμώντας τα τεχνικά χαρακτηριστικά των στροβίλων και των αντλιών. Ως ημερήσια καμπύλη φορτίου για τον προγραμματισμό της λειτουργίας των υδροστρόβιλων χρησιμοποιείται η καμπύλη του «φαινόμενου» φορτίου μετά την αφαίρεση της προβλεπόμενης μέσης Φ/Β παραγωγής.

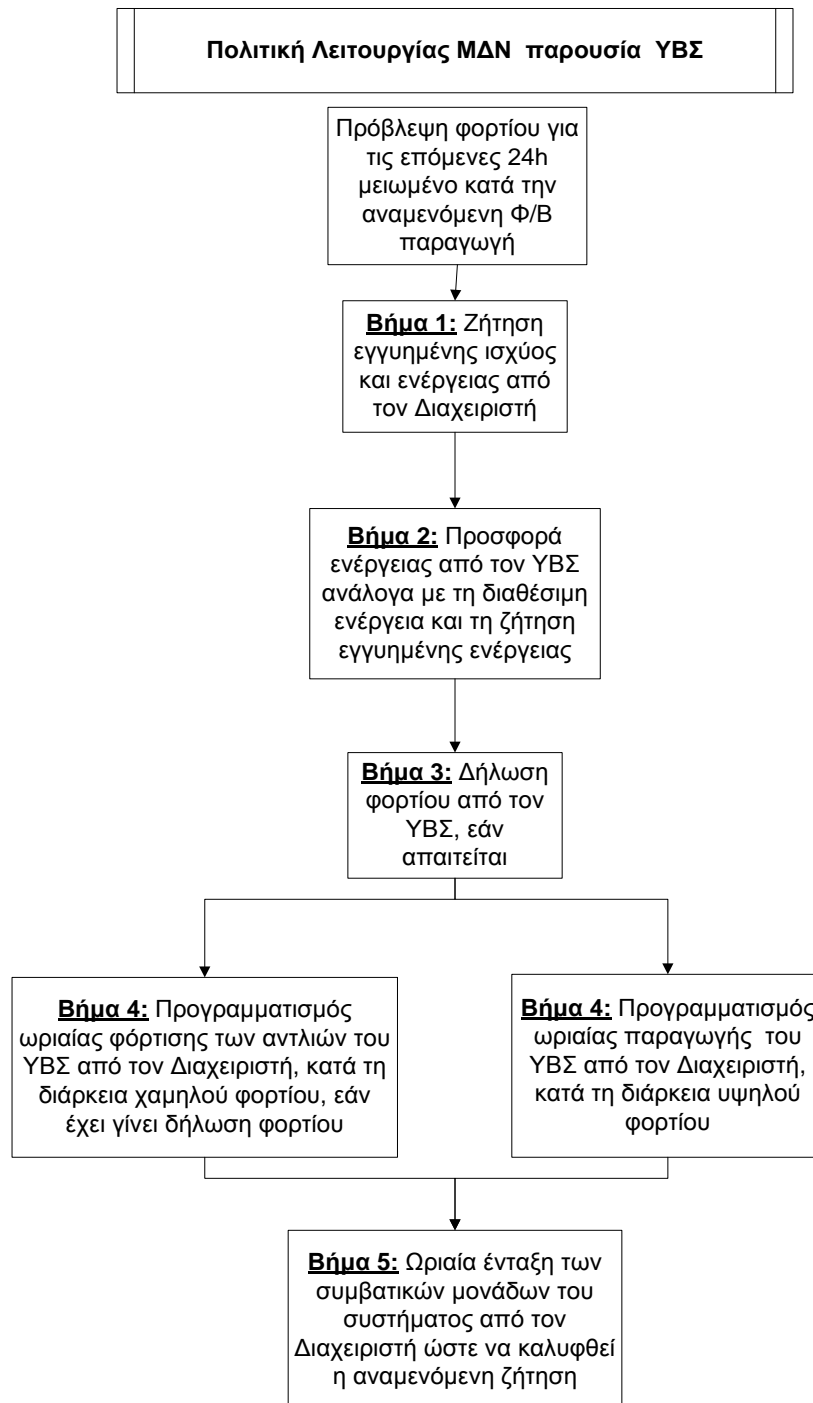
Βήμα 5^ο: Κατάρτιση Προγράμματος Ένταξης των Συμβατικών Μονάδων από τον ΔΜΔΝ

Αφού έχει καθοριστεί το πρόγραμμα ένταξης και λειτουργίας των υδροστρόβιλων και αντλιών του ΥΒΣ, ο ΔΜΔΝ πραγματοποιεί από την προηγούμενη ημέρα τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων του συστήματος για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας. Με βάση την πρόβλεψη φορτίου και ένα κατάλληλο ποσοστό εφεδρείας ε^3 (Παράγραφος 2.2), η συνολική ικανότητα των συμβατικών μονάδων την i ώρα του επόμενου 24ώρου θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση της ισχύος $P'_{L,i}$:

$$P'_{L,i} = (1 + \varepsilon) \cdot (P_{L,i} - P_{PV,i}) + P_{D,i} - P_{E,i} \quad (2.9)$$

- όπου $P_{L,i}$: η ισχύς του φορτίου που προβλέπεται για την ώρα i
 $P_{PV,i}$: η προβλεπόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή για την ώρα i
 $P_{D,i}$: η απορροφούμενη ισχύς από το δίκτυο για άντληση για την ώρα i
 $P_{E,i}$: η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ για την ώρα i

³ Το ποσοστό ε εκφράζει το μεταβλητό ποσό στρεφόμενης εφεδρείας που τηρείται με βάση την ακολουθούμενη πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας που περιγράφηκε στην προηγούμενη ενότητα.



Σχήμα 2.1: Διάγραμμα ροής ημερήσιου προγραμματισμού λειτουργίας συστήματος ΜΔΝ

Ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου για τα Α/Π εκτός ΥΒΣ υπολογίζεται βάσει της σχέσης (2.10) όταν εντάσσονται οι υδροστρόβιλοι του υβριδικού σταθμού.

$$P_{W,i} \leq (P_{L,i} - P_{PV,i}) + P_{D,i} - \sum c_T P_{Cn,i} - \sum c_{HT,c} P_{Hn,i} = P_{W_{\max,T}} \quad (2.10)$$

- όπου $P_{Cn,i}$: η ονομαστική ισχύς κάθε συμβατικής μονάδας που προγραμματίζεται για ένταξη την ώρα i
- $P_{Hn,i}$: η ονομαστική ισχύς των υδροστρόβιλων που προγραμματίζονται για ένταξη την ώρα i
- $P_{E,i}$: η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ ή ΥΒΕ την ώρα i
- c_T : ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της κάθε συμβατικής μονάδας, % της ονομαστικής της ισχύος
- $c_{HT,c}$: το “συμβατικό” τεχνικό ελάχιστο των υδροστρόβιλων, που προκαθορίζεται ως ποσοστό επί της ονομαστικής τους ισχύος
- $P_{W_{\max,T}}$: η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύς την ώρα i λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου

Όσον αφορά στο “συμβατικό” τεχνικό ελάχιστο των υδροστρόβιλων, $c_{HT,c}$, αυτό προκαθορίζεται ως ποσοστό επί της ονομαστικής ισχύος τους και αντιστοιχεί στο τεχνικό ελάχιστο των υποκαθιστάμενων συμβατικών μονάδων και όχι κατ’ ανάγκη στο πραγματικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστρόβιλων.

Σε ό,τι αφορά το δυναμικό όριο διείσδυσης των Α/Π, στην περίπτωση εφαρμογής του c_D επί της ικανότητας των ενταγμένων μονάδων, δεν λαμβάνεται υπόψη η διαθέσιμη δυναμική εφεδρεία των στρόβιλων, καθώς δεν έχει διερευνηθεί επαρκώς αν οι υδροστρόβιλοι των ΥΒΣ διαθέτουν την αυξημένη ταχύτητα απόκρισης που είναι αναγκαία στα μικρού μεγέθους νησιωτικά συστήματα, προκειμένου να υποκαθίστανται με ασφάλεια οι συμβατικές μονάδες που πραγματοποιούν την πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Η εξέταση αυτού του ζητήματος εκφεύγει από τα όρια της παρούσας εργασίας.

Τέλος, αν ο συνολικός περιορισμός απορρόφησης αιολικής ισχύος υπερβαίνει την εγκατεστημένη (ή συμφωνημένη) ισχύ των Α/Π εκτός ΥΒΣ, τότε η περίσσεια διατίθεται στο Α/Π του ΥΒΣ για απ’ ευθείας έγχυση αιολικής παραγωγής στο δίκτυο (συμμετοχή στο set-point).

2.4 ΕΣΩΤΕΡΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΩΝ ΥΒΣ

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η λογική με βάση την οποία ο Διαχειριστής ΥΒΣ υποβάλλει **Προσφορά Ενέργειας** και **Δήλωση Φορτίου** πριν από την ημέρα κατανομής, καθώς και τους περιορισμούς οι οποίοι επιβάλλονται. Επιπλέον περιγράφεται η εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 24ωρου.

2.4.1 Προσφορά Ενέργειας και Δήλωση Φορτίου

Ο ΔΥΒΣ στο τέλος κάθε ημέρας, έχοντας υπόψη την ποσότητα των νερών στην άνω δεξαμενή και ενδεχομένως την προβλεπόμενη παραγωγή του Α/Π του για τις επόμενες ώρες, υποβάλλει προσφορά ενέργειας τουλάχιστον ίση με την εγγυημένη ενέργεια που ζητείται από τον ΔΜΔΝ. Η συνεκτίμηση της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής εισάγει σημαντικές αβεβαιότητες (σφάλμα πρόβλεψης του ανέμου, ταυτοχρονισμός της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής και της προγραμματιζόμενης παραγωγής του ΥΒΣ). Συνεπώς, στον αλγόριθμο προσομοίωσης που χρησιμοποιείται, υιοθετήθηκε συντηρητική λογική συνυπολογισμού της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής. Δήλωση φορτίου υποβάλλεται για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας που απαιτεί ο ΔΜΔΝ για το επόμενο 24ωρο, εφόσον η διαθέσιμη ενέργεια του ΥΒΣ δεν επαρκεί.

2.4.2 Λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του 24ώρου

Αφού ο ΔΥΒΣ υποβάλει την Προσφορά Ενέργειας και τη Δήλωση Φορτίου για το επόμενο 24ωρο, ο ΔΜΔΝ καταρτίζει το πρόγραμμα παραγωγής και άντλησης και ανακοινώνει στον ΔΥΒΣ την ανά ώρα προγραμματισμένη ισχύ παραγωγής των υδροστροβίλων και την προγραμματισμένη ισχύ άντλησης από το δίκτυο, όταν έχει υποβληθεί Δήλωση Φορτίου.

Ο ΔΥΒΣ, γνωρίζοντας την ισχύ κατανομής των μονάδων ανά ώρα, πραγματοποιεί ωριαίο προγραμματισμό ένταξης των υδροστροβίλων, με μόνο περιορισμό η συνολική ικανότητα των προς ένταξη υδροστροβίλων, $P_{Hn,i}$, να είναι μεγαλύτερη ή ίση της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής την αντίστοιχη ώρα, $P_{E,i}$. Τονίζεται ότι κατά τη φάση της λειτουργίας, η πραγματική ωριαία παραγωγή, $P_{H,i}$, των υδροστροβίλων μπορεί να είναι μικρότερη από την προγραμματισμένη, $P_{E,i}$, προκειμένου οι υδροστροβίλοι να παρέχουν στρεφόμενη εφεδρεία για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής των πάρκων εκτός ΥΒΣ, όπως ακριβώς συμβαίνει με τις συμβατικές μονάδες τις οποίες υποκαθιστούν. Τότε η υποφόρτιση των υδροστροβίλων μπορεί να φτάσει μέχρι το “συμβατικό” τεχνικό ελάχιστό τους, υπό την προϋπόθεση ότι έχει προηγηθεί η υποφόρτιση των συμβατικών μονάδων του συστήματος.

Η ισχύς $P_{H,i}$ που παράγει ο ΥΒΣ μπορεί μερικώς να προέρχεται από το Α/Π του ΥΒΣ, οπότε οι Α/Γ υποκαθιστούν ισχύ των υδροστροβίλων με υποφόρτιση των τελευταίων. Η λειτουργία αυτή αυξάνει την πολυπλοκότητα ελέγχου του όλου συστήματος και προϋποθέτει την ταχεία δυναμική απόκριση των υδροστροβίλων, ώστε να μπορούν να αντισταθμίσουν τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής ή την απώλειά της, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η ασφαλής λειτουργία του συστήματος. Παρ’ όλα αυτά, η δυνατότητα αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ για υδροαιολική συνεργασία προβλέπεται από την ισχύουσα νομοθεσία, επομένως εξετάζεται στην παρούσα μελέτη, καθώς μπορεί να είναι οικονομικά συμφέρουσα για τον υβριδικό παραγωγό, ανάλογα με τις εφαρμοζόμενες τιμολογήσεις. Το ζήτημα αυτό αναλύεται διεξοδικά στο Κεφάλαιο 6, όπου παρουσιάζονται και αξιολογούνται συγκριτικά οι δυνατές προτεραιότητες ως προς την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ.

2.4.3 Ισοζύγιο ισχύος του ΥΒΣ

Σε όλες τις χρονικές περιόδους του έτους και για οποιαδήποτε πιθανή κατάσταση λειτουργίας του ΥΒΣ, θα πρέπει να ικανοποιείται η εξίσωση (2.11), η οποία εκφράζει το ισοζύγιο ισχύος του σταθμού, ώστε η λειτουργία του να ανταποκρίνεται στον ημερήσιο προγραμματισμό που έχει προηγηθεί. Στο συγκεκριμένο ισοζύγιο δεν περιλαμβάνεται η ισχύς των αιολικών που εγχέεται απ’ ευθείας στο δίκτυο μέσω της συμμετοχής του Α/Π του ΥΒΣ στην κατανομή του set-point:

$$P_{HT,i} + P_{WH,i} - P_{p,i} = P_{H,i} \quad (2.11)$$

όπου $P_{HT,i}$: η ισχύς λειτουργίας των υδροστροβίλων του ΥΒΣ την ώρα i

$P_{WH,i}$: η ισχύς λειτουργίας του Α/Π του ΥΒΣ την ώρα i

$P_{p,i}$: η ισχύς των αντλιών του ΥΒΣ την ώρα i

$P_{H,i}$: η ολική ισχύς του ΥΒΣ την ώρα i (θετική όταν παράγει και αρνητική όταν απορροφά ενέργεια από το δίκτυο)

Η σχέση (2.11) εκφράζει την απαίτηση η ισχύς εξόδου των υδροστροβίλων, μαζί με την καθαρή αιολική παραγωγή, αφού αφαιρεθεί η τυχόν άντληση, να ισούται με την ισχύ κατανομής του ΥΒΣ μετά την ενδεχόμενη υποφόρτιση των στροβίλων για απορρόφηση αιολικής παραγωγής άλλων Α/Π εκτός ΥΒΣ. Σε κατάσταση άντλησης από το δίκτυο, η παραπάνω ισχύς $P_{H,i}$ είναι προφανώς αρνητική. Μη τήρηση του ισοζυγίου κατά τη φάση της λειτουργίας έχει ως αποτέλεσμα τη διαφοροποίηση του συνολικού φορτίου του συστήματος από το φορτίο για το οποίο έγινε ο προγραμματισμός λειτουργίας

του συστήματος από τον ΔΜΔΝ (π.χ. όταν η ισχύς άντλησης υπερβαίνει σημαντικά την παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ, χωρίς να έχει υποβληθεί δήλωση φορτίου). Αυτό μπορεί να έχει ως συνέπεια έλλειμμα ή πλεόνασμα παραγωγής στο σύστημα, καταστάσεις κατ' αρχήν μη αποδεκτές όταν οι σχετικές αποκλίσεις είναι σημαντικές.

Η τήρηση του παραπάνω ισοζυγίου ισχύος κάθε χρονική στιγμή επιβάλλει την εξασφάλιση ισορροπίας μεταξύ της αιολικής ισχύος και της ισχύος των αντλιών. Αν η διαθέσιμη αιολική παραγωγή μειωμένη κατά την απευθείας εγγεόμενη στο δίκτυο είναι μεγαλύτερη από την ισχύ των ενταγμένων αντλιών, τότε περιορίζεται η ισχύς εξόδου των ανεμογεννητριών μέσω κατάλληλης εντολής (set-point). Αν αντίθετα η διαθέσιμη αιολική παραγωγή μειωμένη κατά την απευθείας εγγεόμενη στο δίκτυο είναι μικρότερη από τα τεχνικά ελάχιστα των ενταγμένων αντλιών μεταβλητών στροφών, τότε τίθεται θέμα απένταξης αντλιών.

3. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΤΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Στο κεφάλαιο αυτό παρατίθενται τα δεδομένα εισόδου των προσομοιώσεων, που περιλαμβάνουν τα αναλυτικά στοιχεία των ηλεκτρικών συστημάτων της Κρήτης, της Λέσβου και της Σάμου καθώς και των εξεταζόμενων ΥΒΣ. Στο τέλος του κεφαλαίου περιγράφονται επίσης, οι αρχές μοντελοποίησης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων στις οποίες βασίζονται οι προσομοιώσεις.

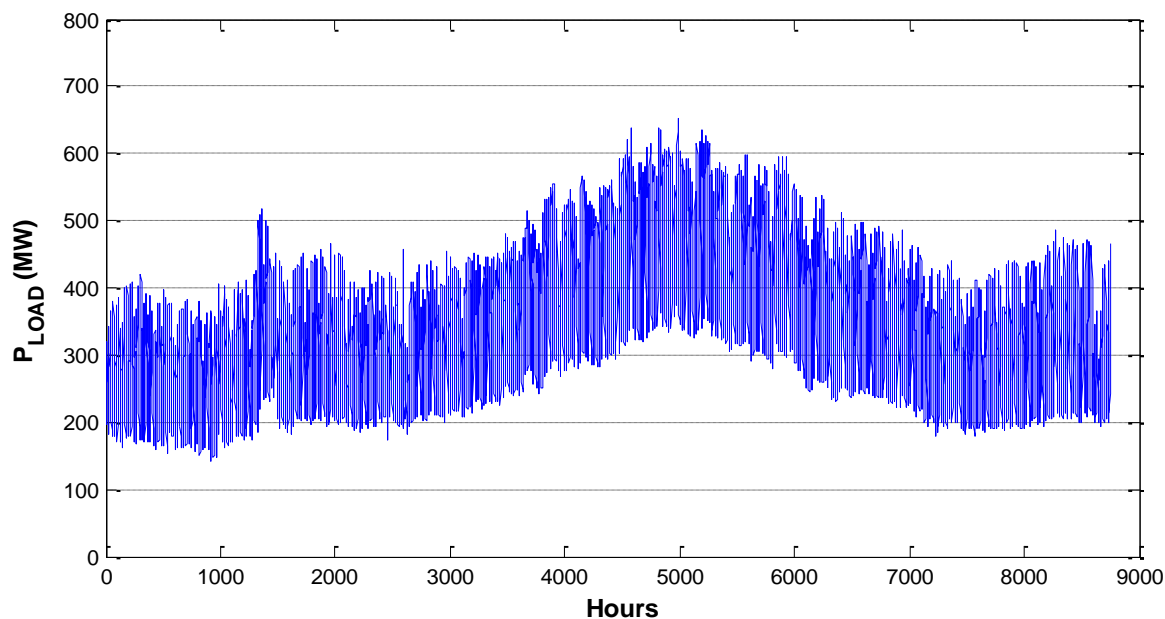
3.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

3.1.1 Γενικά

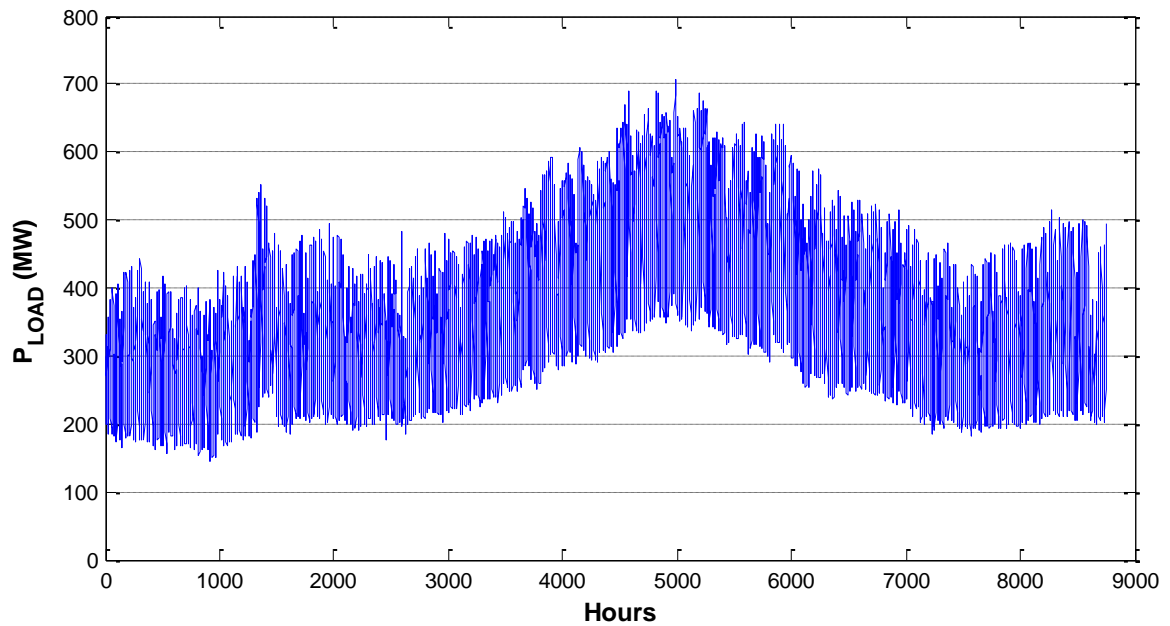
Ως έτη αναφοράς επελέγησαν τα έτη 2011 και 2015, κατά τα οποία εξετάζονται διάφορα σενάρια Φ/Β και αιολικής διείσδυσης. Το έτος 2011 η αιολική ισχύς ελήφθη ίση με την εγκατεστημένη ισχύ των 192 MW. Το έτος 2015 μελετάται η περίπτωση της αδειοδοτημένης αιολικής ισχύος 220 MW. Η Φ/Β ισχύς ελήφθη ίση με 100 MW, ώστε να προσεγγίζει το ισχύον περιθώριο σύμφωνα με την απόφαση υπ. αριθμ. 703/2008 της ΡΑΕ. Εξαιρέση αποτελεί το Κεφάλαιο 5, στο οποίο θεωρήθηκε αυξημένη Φ/Β διείσδυση ίση με 175 MW, προκειμένου να καταστούν σαφείς οι επιπτώσεις από την ένταξη της στις υποφορτίσεις των μονάδων. Για το έτος 2015 εξετάζεται επιπλέον η περίπτωση ένταξης και λειτουργίας Υβριδικών Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών, συνολικής ισχύος 75, 150, 225 και 300 MW.

3.1.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου

Στα Σχήματα 3.1 και 3.2 απεικονίζονται οι ετήσιες χρονοσειρές φορτίου που χρησιμοποιήθηκαν στην προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης για τα έτη αναφοράς 2011 και 2015 αντίστοιχα. Βασίζονται σε διαθέσιμες προηγούμενων ετών, προσαρμοσμένες για τις προβλεπόμενες τιμές αιχμής και ενέργειας το εκάστοτε έτος. Η αιχμή του φορτίου της Κρήτης αναμένεται για το 2011 να φτάσει τα 653 MW και για το 2015 τα 707 MW.



Σχήμα 3.1: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Κρήτης το έτος 2011.



Σχήμα 3.2: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Κρήτης το έτος 2015.

3.1.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

Η προβλεπόμενη σύνθεση και σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος της Κρήτης για τα έτη αναφοράς, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους φαίνονται στους Πίνακες 3.1 και 3.2.

Πίνακας 3.1: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Κρήτης κατά σειρά ένταξης για το έτος 2011

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ST No 1	46500	19000	1
ST No2	46500	19000	2
ST No3 & 4	25000	18000	3,4
ST No 5	25000	18000	5
ST No 6 & 7	15000	8000	6,7
CC	132300	25000 ⁴ /46000	8
ICE No 1	51120	25000	9
No 2	51120	35000	10
No 3	12280	3000	11
No 4	12280	3000	12
No 5	12280	6000	13
No 6	12280	3000	14
GT No 1	59368	10000	15
No 2	59368	10000	16
No 3	43300	5000	17
No 4	27950	5000	18
No 5	27950	5000	19
No 6	14720	3000	20
No7	30000	3000	21
No 8	16250	3000	22
No 9	16200	3000	23
No 10	24000	5000	24
No 11	16250	3000	25

ST: Steam turbine, GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine, CC: Combined Cycle

⁴ Ο συνδυασμένος κύκλος τους μήνες από τον Οκτώβριο έως και τον Απρίλιο λειτουργεί με τη μισή δυναμικότητά του 52 MW και με τεχνικό ελάχιστο 25 MW.

Πίνακας 3.2: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Κρήτης κατά σειρά ένταξης για το έτος 2015

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ST No 1	46500	19000	1
ST No2	46500	19000	2
ST No 3 & 4	25000	18000	3,4
ST No 5	25000	18000	5
ST No 6 & 7	15000	8000	6,7
CC	132300	25000/46000	8
ICE No 1	51120	25000	9
No 2	51120	35000	10
No 3	51120	25000	11
No 4	51120	25000	12
No 5	12280	3000	13
No 6	12280	3000	14
No 7	12280	6000	15
No 8	12280	3000	16
GT No 1	59368	10000	17
No 2	59368	10000	18
No 3	43300	5000	19
No 4	27950	5000	20
No 5	27950	5000	21
No 6	14720	3000	22
No 7	30000	3000	23
No 8	16250	3000	24
No 10	16200	3000	25
No 11	24000	5000	26
No 12	16250	3000	27

ST: Steam turbine, GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine, CC: Combined Cycle

Στην προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος συμπεριλήφθη πρόγραμμα εκ περιτροπής συντήρησης των συμβατικών μονάδων, όπως αυτό ορίζεται από τους χειριστές των σταθμών παραγωγής.

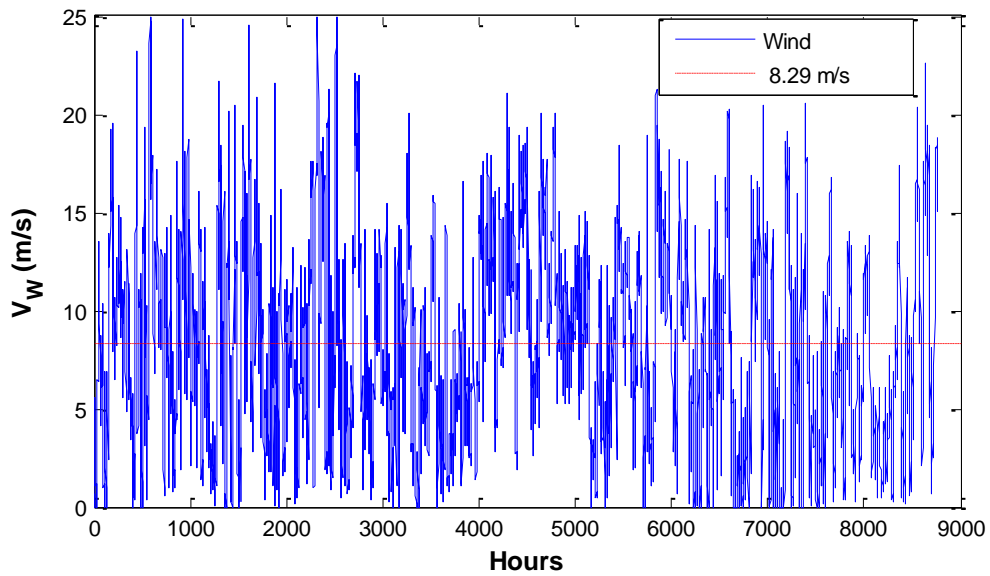
3.1.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ

3.1.4.1 Αιολικά πάρκα

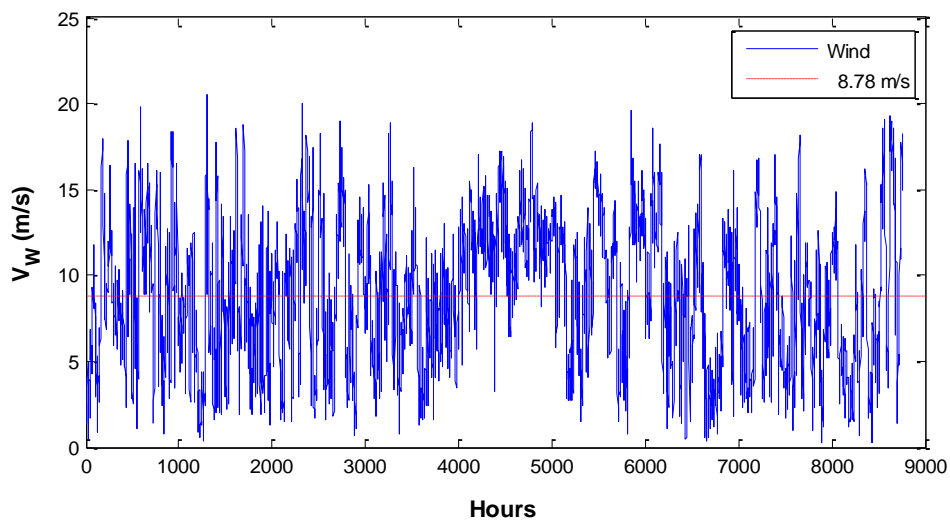
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων της Κρήτης χρησιμοποιήθηκαν τρεις ωριαίες και ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ανέμου από τις τοποθεσίες Ηράκλειο, Σητεία και Χανιά, προκειμένου να αναπαρασταθεί ορθότερα η γεωγραφική διασπορά των αιολικών σταθμών της Κρήτης. Σε κάθε περίπτωση, οι αιολικοί σταθμοί κατανέμονται στις τρεις τοποθεσίες κατ' αναλογία με την κατανομή των υφιστάμενων πάρκων του έτους 2010: Ν. Ηρακλείου: 41.4 MW, Ν. Λασιθίου: 98.7 MW, Ν. Χανίων: 26.45 MW. Θεωρείται ότι το σύνολο των Α/Π του νησιού λειτουργούν με καθεστώς ΣΑΩΛ.

Στα σχήματα 3.3 έως 3.6 φαίνονται οι τρεις διαθέσιμες χρονοσειρές ανέμου και η αντιπροσωπευτική καμπύλη ισχύος Α/Γ (Vestas V52). Οι χρονοσειρές ταχυτήτων ανέμου θεωρούνται ανηγμένες στο ύψος της πλήμνης των Α/Γ. Σε κάθε περίπτωση θεωρείται ότι τα αιολικά πάρκα μπορούν να

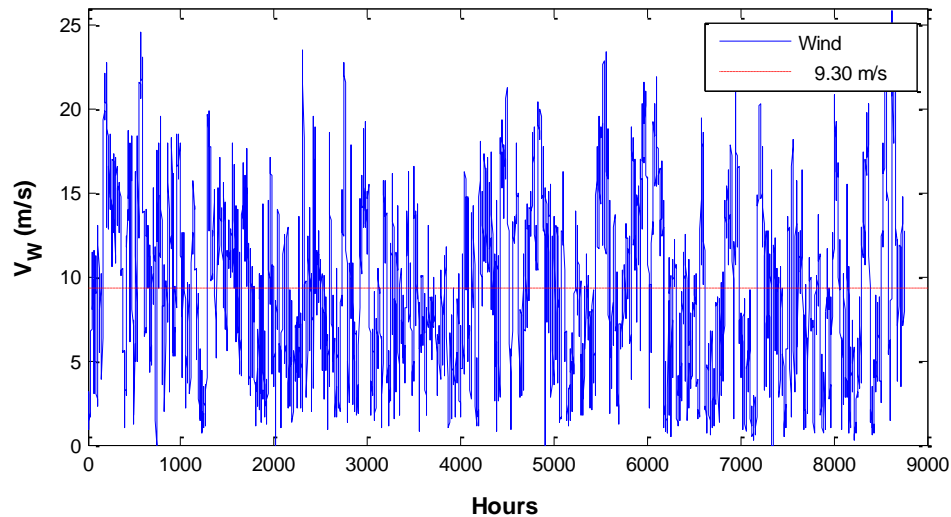
αποδώσουν μέγιστη ισχύ ίση με την ονομαστική τους, μείον τις απώλειες, που θεωρούνται της τάξης του 10% και αφαιρούνται από την ενεργειακή απόδοση των πάρκων.



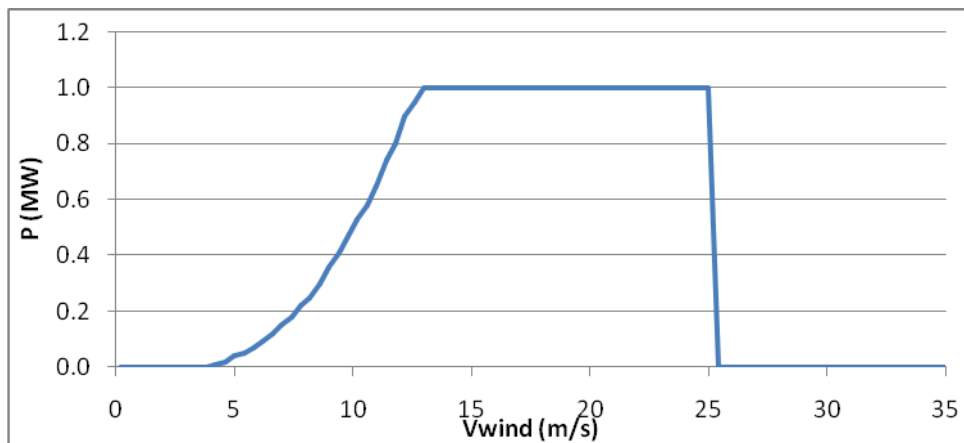
Σχήμα 3.3: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για το Ηράκλειο (μέση ετήσια ταχύτητα 8.29 m/s)



Σχήμα 3.4: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για το Λασιθί (μέση ετήσια τιμή 8.78 m/s)



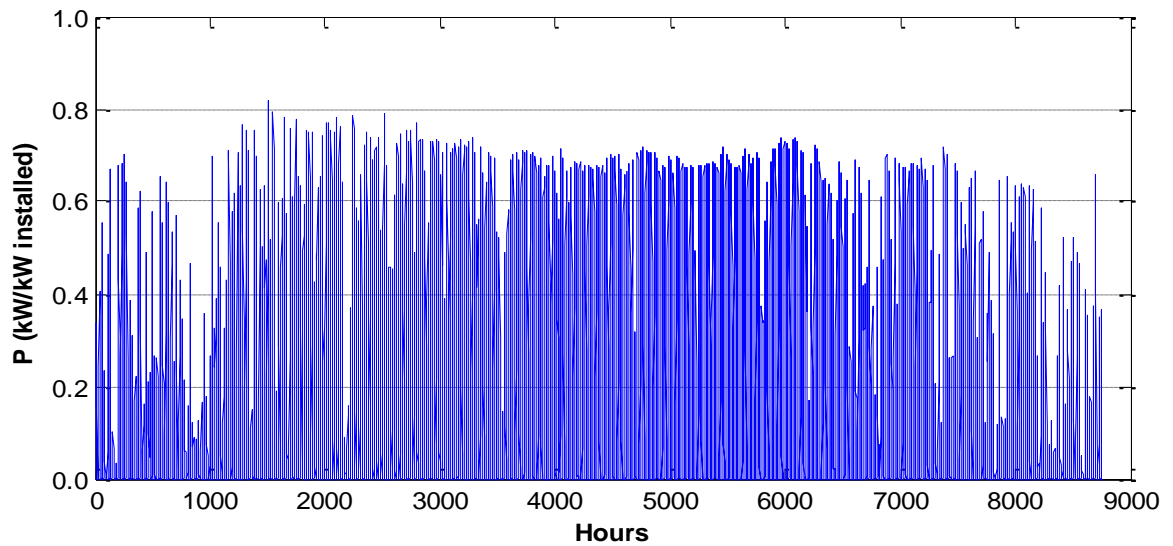
Σχήμα 3.5: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για τα Χανιά (μέση ετήσια τιμή 9.30 m/s)



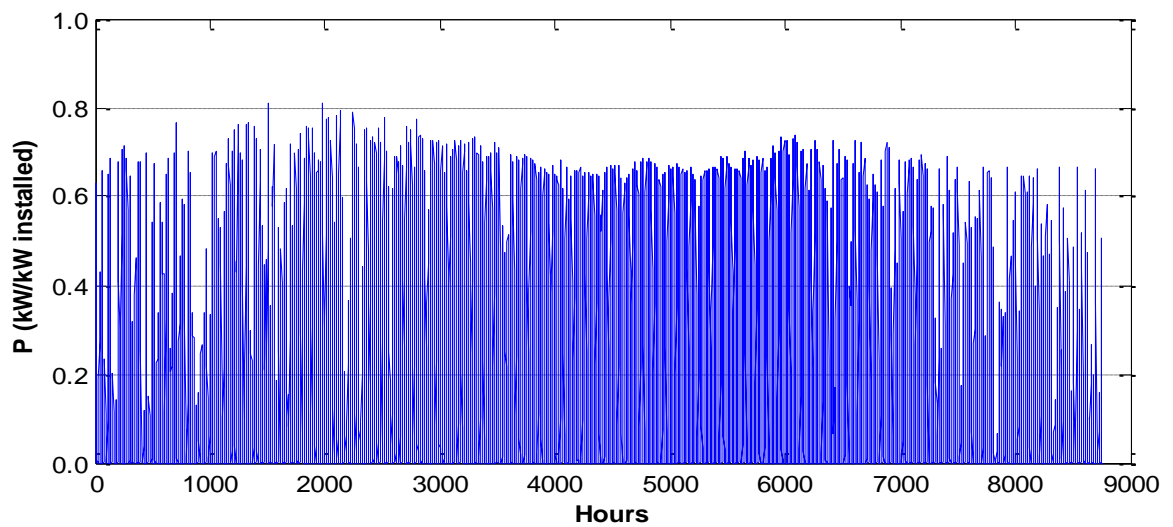
Σχήμα 3.6: Τυπική καμπύλη ισχύος Α/Γ, α.μ. επί της ονομαστικής της ισχύος (Vestas V52)

3.1.4.2 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί

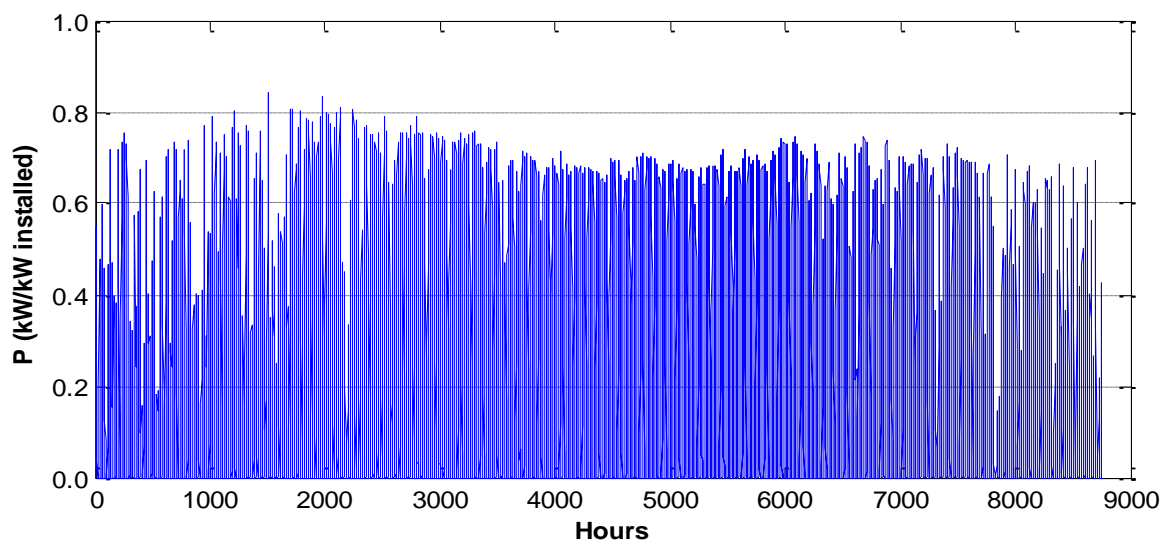
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών σταθμών της Κρήτης χρησιμοποιήθηκαν 3 ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας (από το μοντέλο ηλιακών δεδομένων SoDa [10]), για κάθε μία από τις τρεις γεωγραφικές περιοχές της Κρήτης που θεωρήθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο (Χανιά, Ηράκλειο και Λασιθί). Με βάση τις χρονοσειρές αυτές και χρησιμοποιώντας μοντέλο προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στον Τομέα Ηλεκτρικής ισχύος του ΕΜΠ [8] υπολογίζονται οι αντίστοιχες χρονοσειρές παραγόμενης ισχύος των Φ/Β που φαίνονται στα σχήματα 3.7-3.9. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β του νησιού θεωρείται ισοκατανομημένη στις τρεις γεωγραφικές περιοχές. Με τη θεώρηση αυτή προκύπτει μέση ετήσια ενεργειακή απόδοση των Φ/Β σταθμών του νησιού ίση με 1449.04 kWh ανά εγκατεστημένο kW.



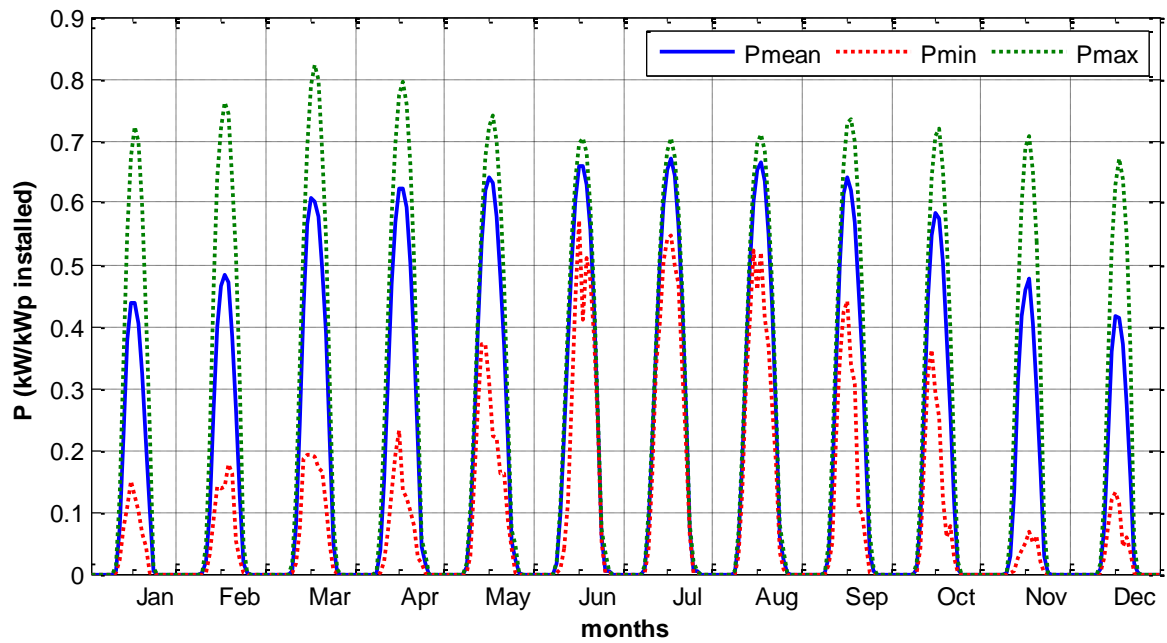
Σχήμα 3.7: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στα Χανιά.



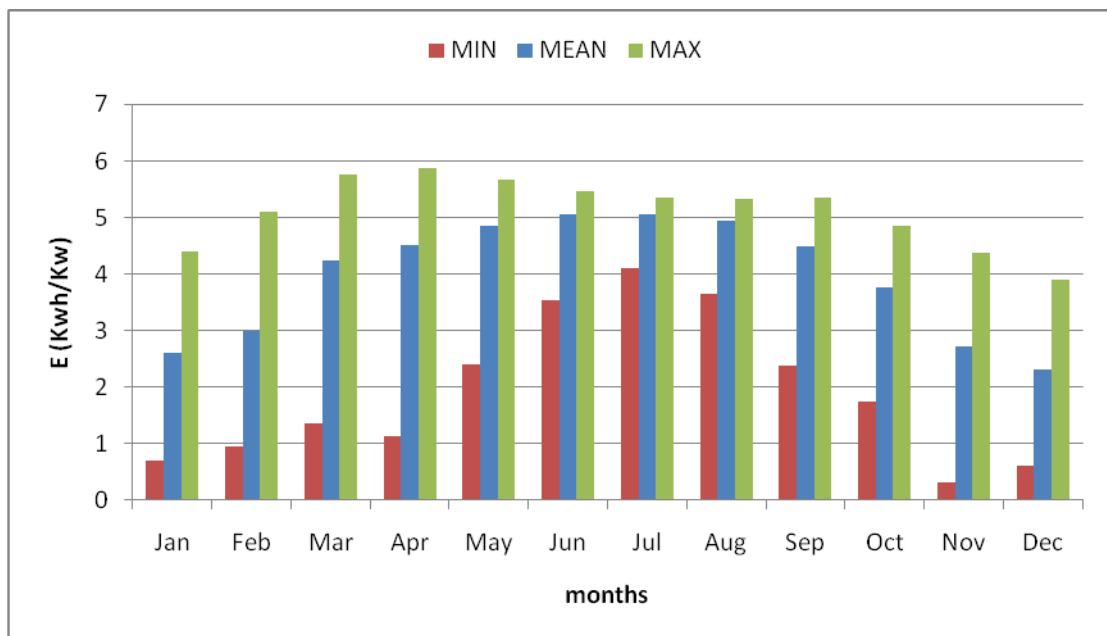
Σχήμα 3.8: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στο Ηράκλειο.



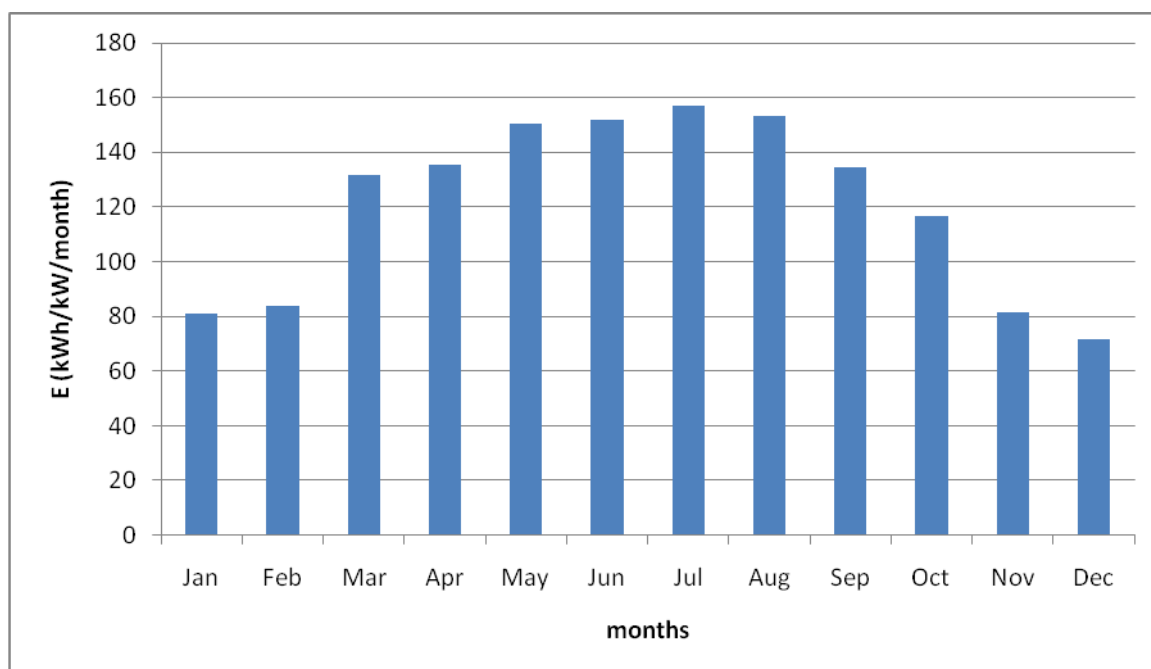
Σχήμα 3.9: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στη Σητεία.



Σχήμα 3.10: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες της ωριαίας Φ/Β παραγωγής των Σχημάτων 3.7-3.9, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.11: Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή για τις ωριαίες χρονοσειρές των Σχημάτων 3.7-3.9, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.12: Μηνιαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας για τις ωριαίες χρονοσειρές των Σχημάτων 3.7-3.9, για κάθε μήνα του έτους.

3.1.4.3 Υβριδικοί σταθμοί

Το έτος 2015, με σκοπό την σύγκριση των εναλλακτικών προτεραιοτήτων αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, εξετάστηκε η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης θεωρώντας την ένταξη υβριδικών σταθμών συνολικής ισχύος 75, 150, 225 και 300 MW, οι οποίοι προσομοιώνονται μέσω ενός ισοδύναμου σταθμού, με κύρια στοιχεία που παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3 και που προσεγγίζουν τη μέση αναλογία συνιστωσών για το σύνολο των αιτήσεων που έχουν μέχρι τώρα κατατεθεί. Οι εξεταζόμενοι ΥΒΣ διαθέτουν ανεξάρτητους αγωγούς παραγωγής και κατάθλιψης, καθώς και ανεξάρτητο αντλιοστάσιο, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης. Οι ΥΒΣ θεωρείται ότι διαθέτουν αντλίες μεταβλητών στροφών, προκειμένου να επιτυγχάνεται συνεχής ρύθμιση της ισχύος εισόδου τους. Το τεχνικό ελάχιστο των αντλιών θεωρείται ίσο με 60% της ονομαστικής τους ισχύος. Για τους υδροστροβίλους ελήφθη τιμή τεχνικού ελαχίστου ίση με 10% επί της ονομαστικής τους ισχύος και «συμβατικό» τεχνικό ελάχιστο με τιμή 35%. Ο θεωρούμενος βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου είναι της τάξης του 70%. Οι ετήσιες απώλειες ενέργειας των αιολικών πάρκων των ΥΒΣ ανέρχονται σε 10%.

Για τον υπολογισμό της ωριαίας αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, χρησιμοποιείται ο μέσος όρος των ωριαίων παραγωγών των αιολικών πάρκων όπως προκύπτουν από τις τρεις ταυτοχρονισμένες χρονοσειρές ανέμου της Παραγράφου 3.1.4.1. Η θεώρηση αυτή υιοθετήθηκε προκειμένου να μην ληφθούν υπόψη οι ανεμολογικές συνθήκες μιας συγκεκριμένης περιοχής, δεδομένου ότι το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ ενδέχεται να αποτελείται από επιμέρους αιολικά πάρκα μικρότερης ισχύος σε διαφορετικές τοποθεσίες.

Στο πλαίσιο της διερεύνησης του Κεφαλαίου 6, μεταβάλλονται χαρακτηριστικά του ΥΒΣ, όπως το «συμβατικό» τεχνικό ελάχιστο των στροβίλων, η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής ή η ταχύτητα ανέμου του αιολικού του πάρκου, προκειμένου να εξεταστούν οι επιπτώσεις στις προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής του παραγωγής.

Πίνακας 3.3: Σύνοψη των εξεταζόμενων ΥΒΣ στην Κρήτη

ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ	ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ	ΑΝΤΛΙΕΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΔΕΞΑΜΕΝΗ (20 ώρες)
75 MW	3x25=75 MW	4x25=100 MW	100 MW	1500 MWh
150 MW	6x25=150 MW	8x25=200 MW	200 MW	3000 MWh
225 MW	9x25=225 MW	12x25=300 MW	300 MW	4500 MWh
300 MW	12x25=300 MW	16x25=400 MW	400 MW	6000 MWh

3.1.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ και ΥΒΣ

Για τον υπολογισμό στοιχείων κόστους λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες τιμολογήσεις για τους σταθμούς ΑΠΕ και τους ΥΒΣ:

- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Α/Π του νησιού:** 99.45 €/MWh (Υπουργική απόφαση αρ. πρωτ. Δ6/Φ1/14.12.2009 και άρθρο 5, ν.3851/2010)
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τους Φ/Β του νησιού:** Ελήφθη μεσοσταθμικά ίση με 470 €/MWh για το έτος 2011 και 420 €/MWh για το έτος 2015.
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας υδροστροβίλων του υβριδικού σταθμού:** 236 €/MWh (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).
- **Τιμή απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας από τις αντλίες του υβριδικού σταθμού:** 186 €/MWh (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π του υβριδικού σταθμού:** 99.45 €/MWh ή 167.73 €/MWh στην περίπτωση υδροαιολικής συνεργασίας⁵.
- **Τιμή διαθεσιμότητας ισχύος του υβριδικού σταθμού:** 127 €/MW/έτος (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).

Η τιμολόγηση των υβριδικών σταθμών βασίζεται σε μελέτη που εκπονήθηκε για λογαριασμό της ΡΑΕ, [11].

⁵ Ειδικά για την αιολική ενέργεια που εγχέεται απ' ευθείας στο δίκτυο μέσω υδροαιολικής συνεργασίας, δηλαδή υποκαθιστώντας μέρος της προγραμματισμένης παραγωγής των υδροστροβίλων, οι πρόσφατα εκδοθείσες από τη ΡΑΕ Άδειες Παραγωγής υβριδικών σταθμών προβλέπουν ειδική τιμολόγηση. Συγκεκριμένα ορίζεται ότι η ενέργεια αυτή τιμολογείται κατά το ήμισυ στην τιμή διάθεσης της ενέργειας των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής (236 €/MWh) και κατά το υπόλοιπο ήμισυ στη συνήθη τιμή διάθεσης της αιολικής παραγωγής (99.45 €/MWh). Η θεώρηση αυτή οδηγεί σε μεσοσταθμική τιμολόγηση 167.73 €/MWh για την απ' ευθείας εγχέομενη στο δίκτυο αιολική παραγωγή μέσω συμμετοχής στην προγραμματισμένη παραγωγή των υδροστροβίλων, όπως αναλύεται στο Κεφάλαιο 6.

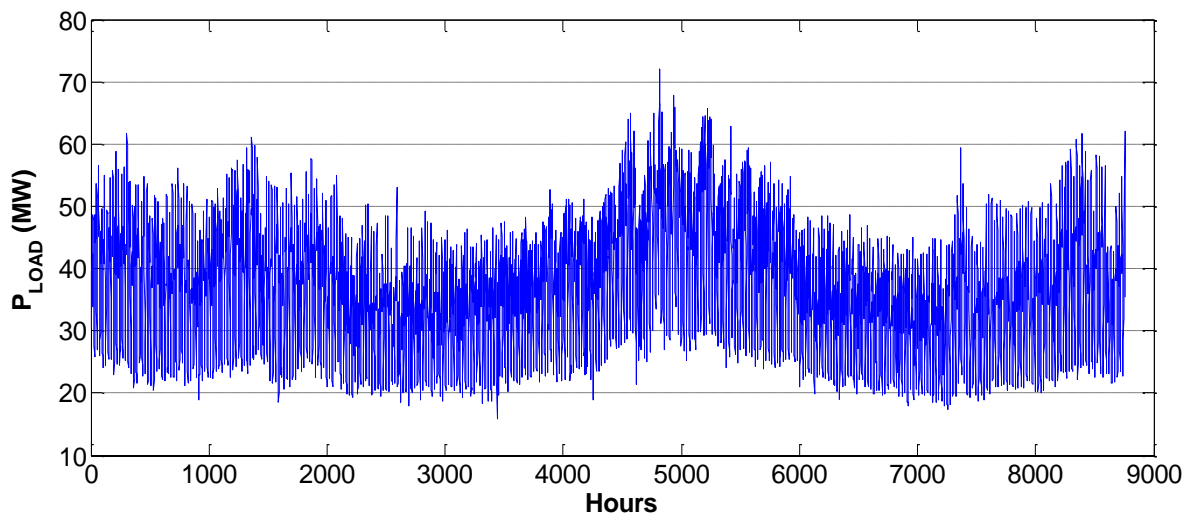
3.2 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΛΕΣΒΟΥ

3.2.1 Γενικά

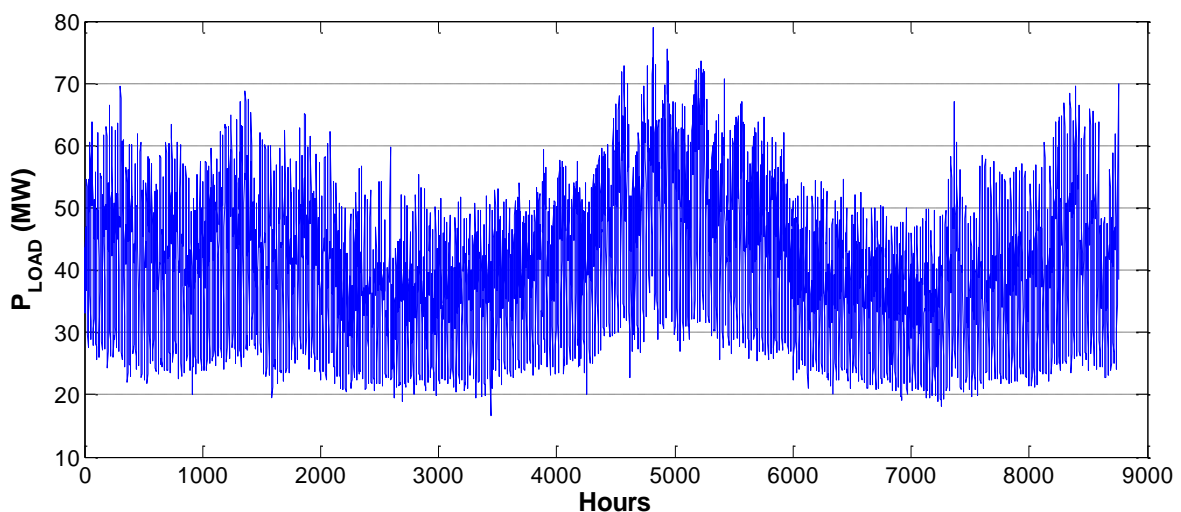
Ως έτη αναφοράς επελέγησαν τα έτη 2011 και 2015, κατά τα οποία εξετάζονται διάφορα σενάρια Φ/Β και αιολικής διείσδυσης. Η αιολική ισχύς ελήφθη ίση με 17 MW, για τα έτη 2011 και 2015. Η Φ/Β ισχύς ελήφθη ίση με 10.5 MW, ώστε να προσεγγίζει το ισχύον περιθώριο των 10.482 MW σύμφωνα με την απόφαση υπ. αριθμ. 703/2008 της ΡΑΕ. Εξαιρέση αποτελεί το Κεφάλαιο 5, στο οποίο θεωρήθηκε αυξημένη Φ/Β διείσδυση ίση με 17 MW, προκειμένου να καταστούν σαφείς οι επιπτώσεις από την ένταξή της στις υποφορτίσεις των μονάδων. Για το έτος 2015 εξετάζεται επιπλέον η περίπτωση ένταξης και λειτουργίας Υβριδικών Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών, συνολικής ισχύος 15 MW.

3.2.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου

Στα Σχήματα 3.1 και 3.2 απεικονίζονται οι ετήσιες χρονοσειρές φορτίου που χρησιμοποιήθηκαν στην προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος της Λέσβου για τα έτη αναφοράς 2011 και 2015 αντίστοιχα. Βασίζονται σε διαθέσιμες προηγούμενων ετών, προσαρμοσμένες για τις προβλεπόμενες τιμές αιχμής και ενέργειας το εκάστοτε έτος. Η αιχμή του φορτίου της Λέσβου αναμένεται για το 2011 να φτάσει τα 72 MW και για το 2015 τα 79 MW.



Σχήμα 3.13: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Λέσβου το έτος 2011.



Σχήμα 3.14: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Λέσβου το έτος 2015.

3.2.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

Η προβλεπόμενη σύνθεση και σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος της Λέσβου για τα έτη αναφοράς, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους φαίνονται στους Πίνακες 3.4 και 3.5.

Πίνακας 3.4: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Λέσβου κατά σειρά ένταξης για το έτος 2011

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ICE No 1	10000	5650	1
No 2	11000	5500	2
No 3	11000	5500	3
No 4	10000	5180	4
No 5	7500	5350	5
No 6	4500	2925	6
No 7	4500	2925	7
No 8	4500	2925	8
No 9	2700	2000	9
GT No 1	3104	1552	10
No 2	5100	2550	11
No 3	15500	7750	12

GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine

Πίνακας 3.5: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Λέσβου κατά σειρά ένταξης για το έτος 2015

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ICE No 1	15000	5070	1
No 2	15000	5070	2
No 3	15000	5070	3
No 4	15000	5070	4
No 5	11000	5500	5
No 6	11000	5500	6
No 7	10000	5180	7
GT	15500	7750	8

GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine

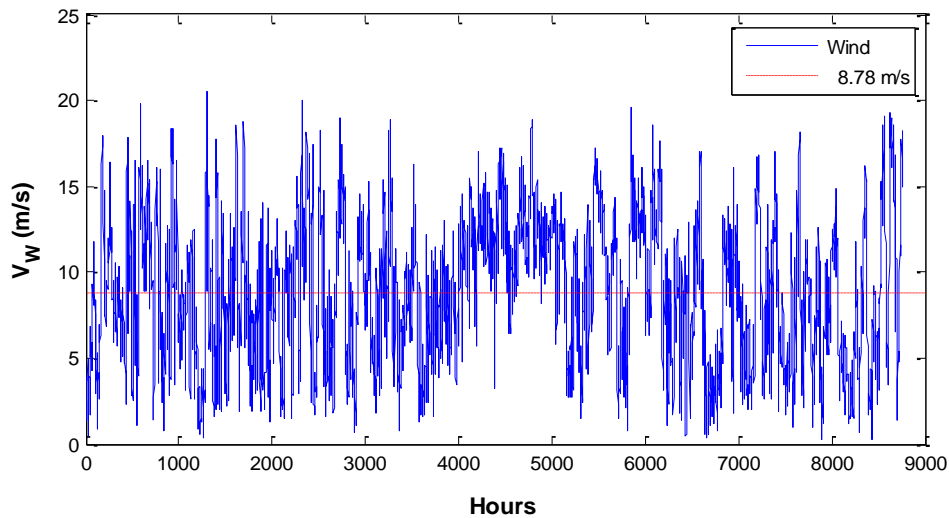
Στην προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος συμπεριλήφθη πρόγραμμα εκ περιτροπής συντήρησης των συμβατικών μονάδων, όπως αυτό ορίζεται από τους χειριστές των σταθμών παραγωγής.

3.2.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ

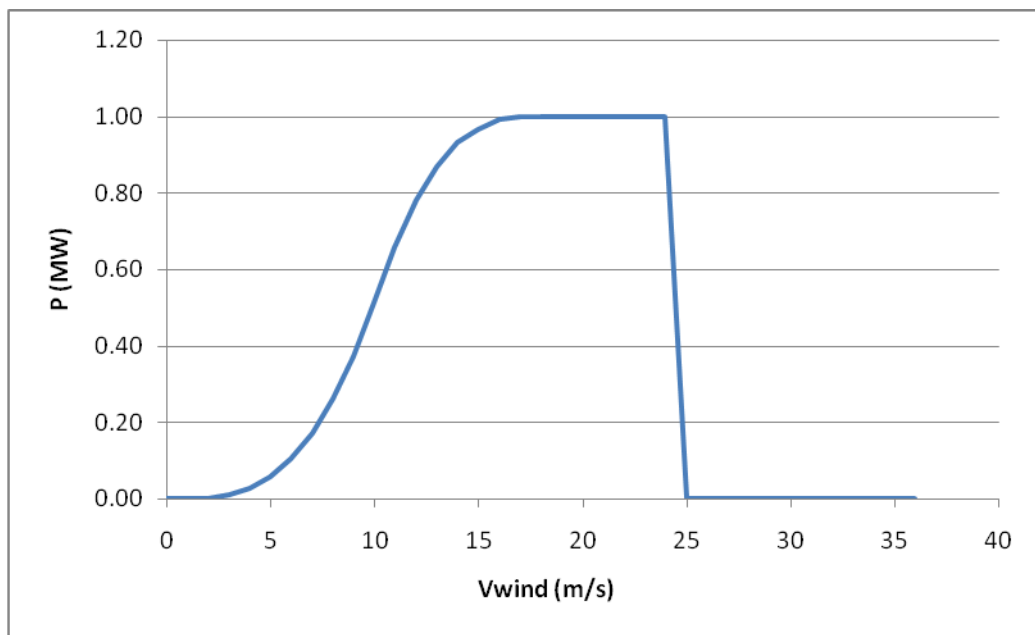
3.2.4.1 Αιολικά πάρκα

Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων της Λέσβου χρησιμοποιήθηκε χρονοσειρά ανέμου, με μέση τιμή 8.78 m/s. Στα σχήματα 3.15 και 3.16 φαίνονται η διαθέσιμη χρονοσειρά ανέμου και αντιπροσωπευτική καμπύλη ισχύος Α/Γ (ENERCON E-44 900 kW). Η χρονοσειρά ανέμου θεωρείται ανηγμένη στο ύψος της πλήμνης των Α/Γ. Σε κάθε περίπτωση θεωρείται ότι τα αιολικά πάρκα μπορούν να αποδώσουν μέγιστη ισχύ ίση με την ονομαστική τους,

μείον τις απώλειες, που θεωρούνται της τάξης του 10% και αφαιρούνται από την ενεργειακή απόδοση των πάρκων. Θεωρείται ακόμη ότι το σύνολο των Α/Π του νησιού λειτουργούν με καθεστώς ΣΑΩΛ.



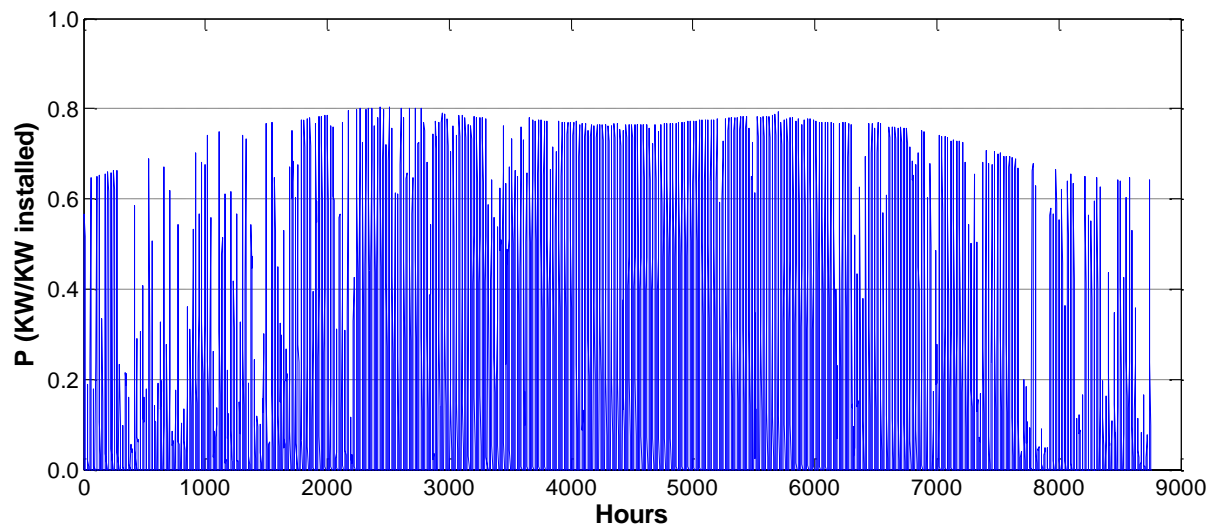
Σχήμα 3.15: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για τη Λέσβο (μέση ετήσια τιμή 8.78 m/s)



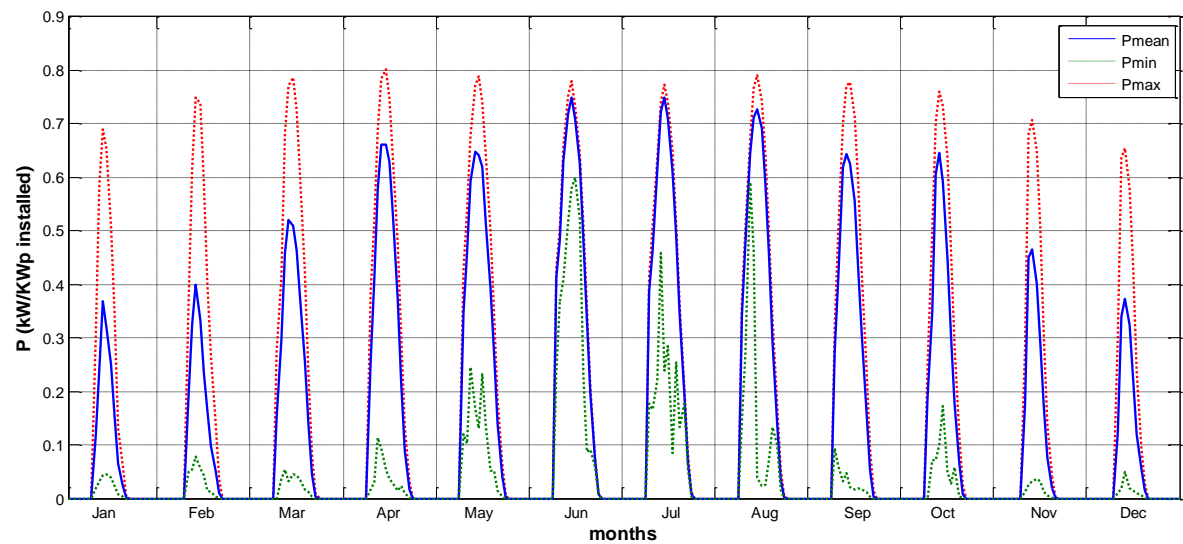
Σχήμα 3.16: Τυπική καμπύλη ισχύος Α/Γ, α.μ. επί της ονομαστικής της ισχύος (Enercon E44-900 kW)

3.2.4.2 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί

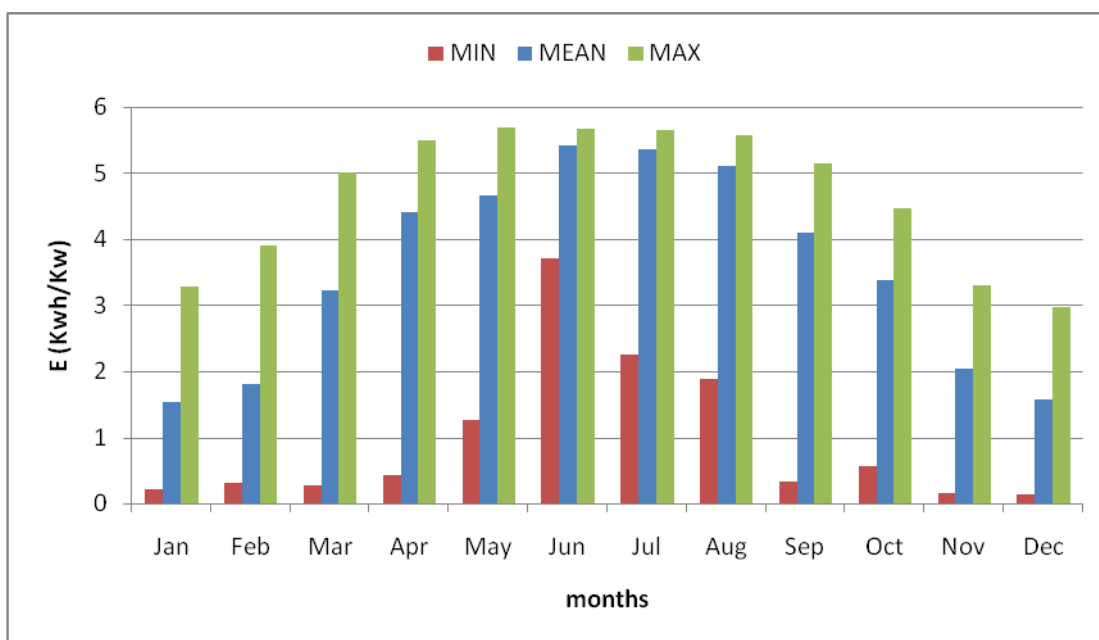
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών σταθμών της Λέσβου χρησιμοποιήθηκε χρονοσειρά ηλιακής ακτινοβολίας (από το μοντέλο ηλιακών δεδομένων SoDa [10]). Με βάση τη χρονοσειρά αυτή και χρησιμοποιώντας μοντέλο προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στον Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος του ΕΜΠ [8] υπολογίζεται η χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος των Φ/Β που φαίνεται στο Σχήμα 3.17. Με τη θεώρηση αυτή προκύπτει μέση ετήσια ενεργειακή απόδοση των Φ/Β σταθμών του νησιού ίση με 1300 kWh ανά εγκατεστημένο kW.



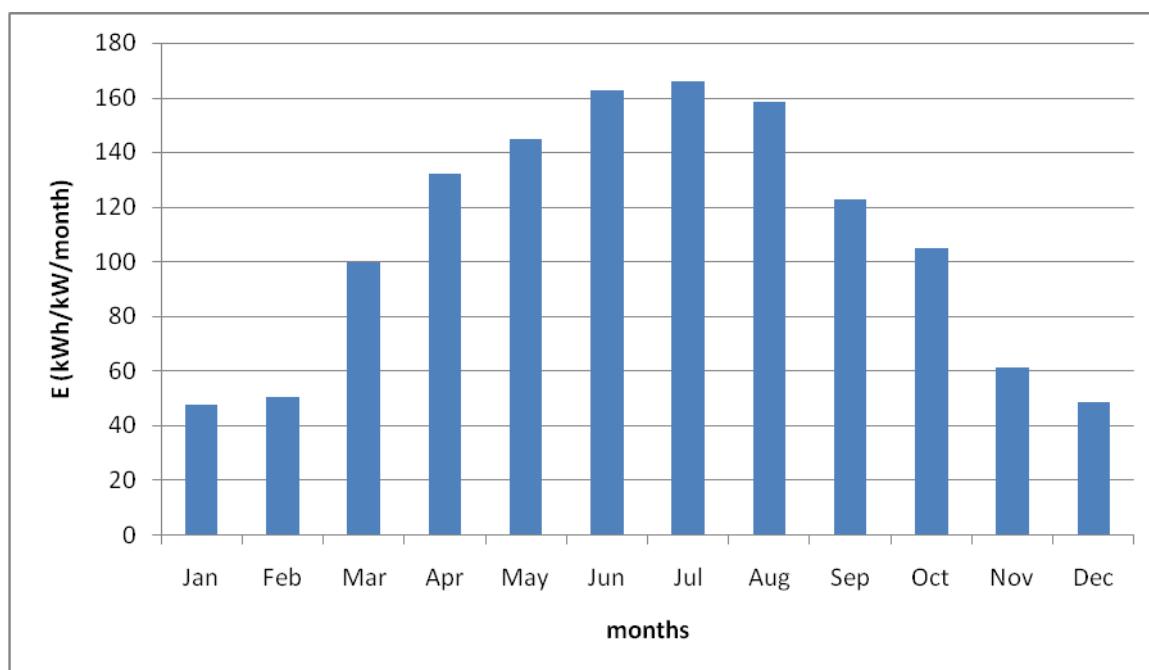
Σχήμα 3.17: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β.



Σχήμα 3.18: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες της ωριαίας Φ/Β παραγωγής του Σχήματος 3.17, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.19: Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή της ωριαίας χρονοσειράς του Σχήματος 3.17, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.20: Μηνιαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας της ωριαίας χρονοσειράς του Σχήματος 3.17, για κάθε μήνα του έτους.

3.2.4.3 Υβριδικοί σταθμοί

Το έτος 2015 εξετάστηκε η λειτουργία του συστήματος της Λέσβου θεωρώντας την ένταξη υβριδικού σταθμού εγγυημένης ισχύος 15 MW, ο οποίος διαθέτει τα κύρια στοιχεία που παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.6. Ο εξεταζόμενος ΥΒΣ διαθέτει ανεξάρτητους αγωγούς προσαγωγής και κατάθλιψης, καθώς και ανεξάρτητο αντλιοστάσιο, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης. Ο ΥΒΣ θεωρείται ότι διαθέτει αντλίες μεταβλητών στροφών, προκειμένου να

επιτυγχάνεται συνεχής ρύθμιση της ισχύος εισόδου τους. Το τεχνικό τους ελάχιστο θεωρείται ίσο με 60% επί της ονομαστικής τους ισχύος. Για τους υδροστροβίλους ελήφθη τιμή τεχνικού ελαχίστου ίση με 10% επί της ονομαστικής τους ισχύος και «συμβατικό» τεχνικό ελάχιστο με τιμή 35%. Ο θεωρούμενος βαθμός απόδοσης των υδροστροβίλων και των αντλιών είναι 85% και 82% αντίστοιχα (περιλαμβανομένων των απωλειών στους αγωγούς προσαγωγής και κατάθλιψης). Οι ετήσιες απώλειες ενέργειας των αιολικών πάρκων των ΥΒΣ ανέρχονται σε 10%.

Πίνακας 3.6: Σύθεση του εξεταζόμενου ΥΒΣ στη Λέσβο

ΙΣΧΥΣ ΥΒΣ	ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ	ΑΝΤΑΙΕΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΔΕΞΑΜΕΝΗ (30 ώρες)
15 MW	3x5=15 MW	10x1.5=15 MW	18 MW	450 MWh

3.2.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ και ΥΒΣ

Για τον υπολογισμό στοιχείων κόστους λειτουργίας του συστήματος της Λέσβου χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες τιμολογήσεις για τους σταθμούς ΑΠΕ και τους ΥΒΣ:

- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Α/Π του νησιού:** 99.45 €/MWh (Υπουργική απόφαση αρ. πρωτ. Δ6/Φ1/14.12.2009 και άρθρο 5, ν.3851/2010)
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τους Φ/Β του νησιού:** Ελήφθη μεσοσταθμικά ίση με 470 €/MWh για το έτος 2011 και 420 €/MWh για το έτος 2015.
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας υδροστροβίλων του υβριδικού σταθμού:** 125 €/MWh (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).
- **Τιμή απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας από τις αντλίες του υβριδικού σταθμού:** 100 €/MWh (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π του υβριδικού σταθμού:** 99.45 €/MWh ή 112.23 €/MWh στην περίπτωση υδροαιολικής συνεργασίας⁶.
- **Τιμή διαθεσιμότητας ισχύος του υβριδικού σταθμού:** 165 €/MW/έτος (Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 1333/2010).

Η τιμολόγηση των υβριδικών σταθμών βασίζεται σε μελέτη που εκπονήθηκε για λογαριασμό της ΡΑΕ, [11].

⁶ Ειδικά για την αιολική ενέργεια που εγχέεται απ' ευθείας στο δίκτυο μέσω υδροαιολικής συνεργασίας, δηλαδή υποκαθιστώντας μέρος της προγραμματισμένης παραγωγής των υδροστροβίλων, οι πρόσφατα εκδοθείσες από τη ΡΑΕ Άδειες Παραγωγής υβριδικών σταθμών προβλέπουν ειδική τιμολόγηση. Συγκεκριμένα ορίζεται ότι η ενέργεια αυτή τιμολογείται κατά το ήμισυ στην τιμή διάθεσης της ενέργειας των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής (125 €/MWh) και κατά το υπόλοιπο ήμισυ στη συνήθη τιμή διάθεσης της αιολικής παραγωγής (99.45 €/MWh). Η θεώρηση αυτή οδηγεί σε μεσοσταθμική τιμολόγηση 112.23 €/MWh για την απ' ευθείας εγχέομενη στο δίκτυο αιολική παραγωγή μέσω συμμετοχής στην προγραμματισμένη παραγωγή των υδροστροβίλων, όπως αναλύεται στο Κεφάλαιο 6.

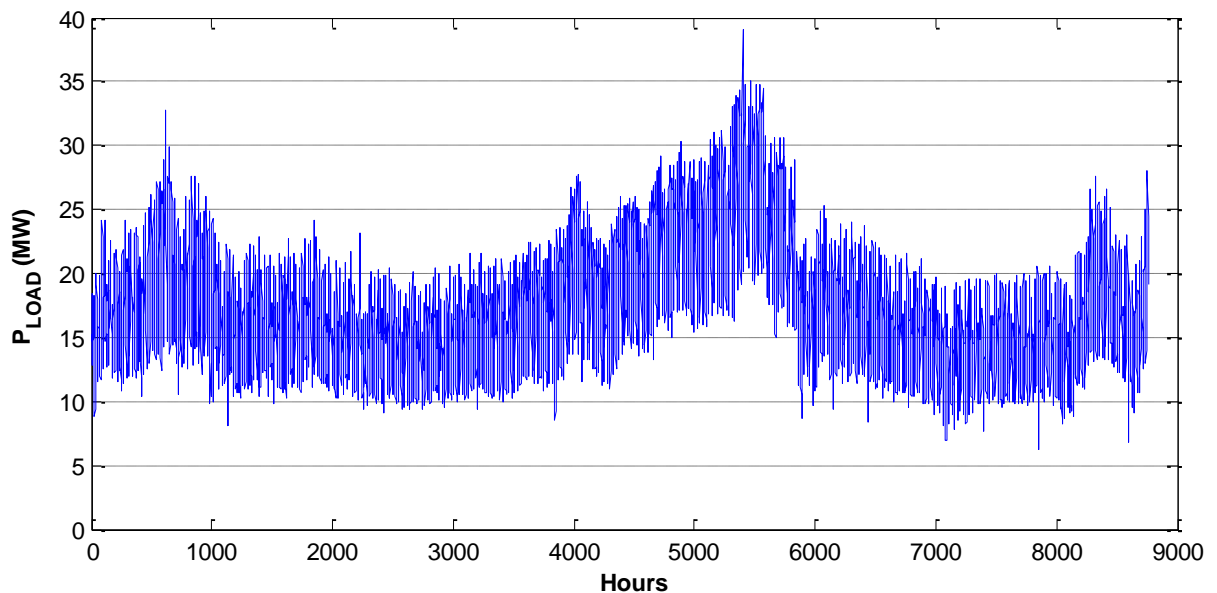
3.3 ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΣΑΜΟΥ

3.3.1 Γενικά

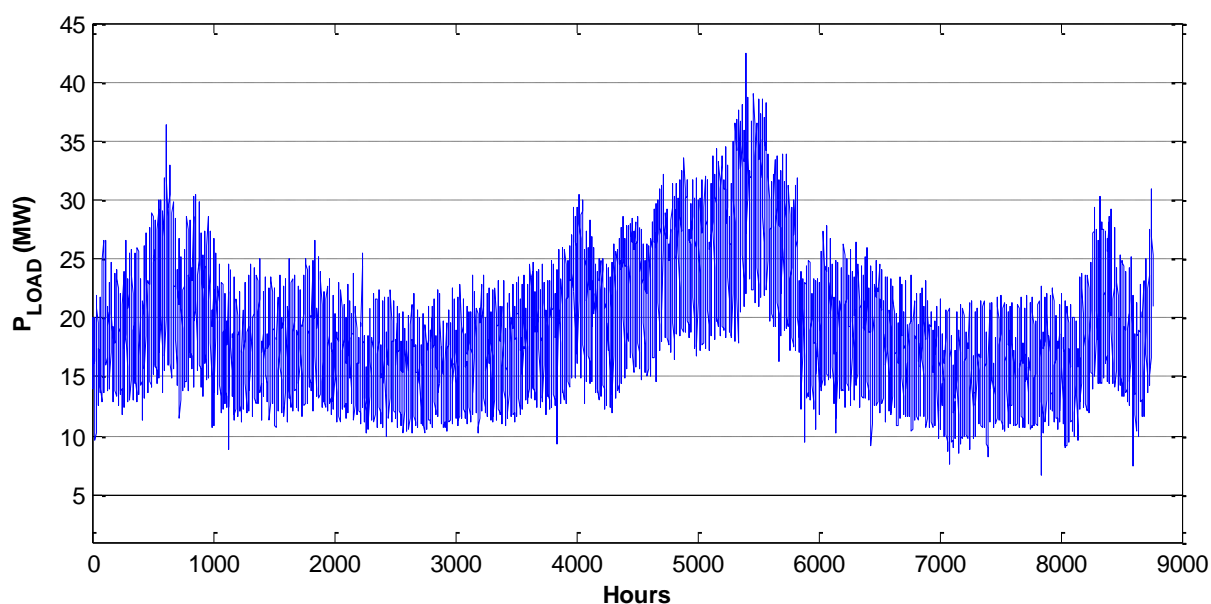
Η προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος της Σάμου πραγματοποιήθηκε με έτος αναφοράς το 2011. Για το έτος 2011 εξετάστηκαν οι περιπτώσεις της εγκατεστημένης και αδειοδοτημένης αιολικής ισχύος του νησιού, 6.775 και 8.975 MW, αντίστοιχα. Η εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς θεωρήθηκε ίση με 7 MW στο πλαίσιο της διερεύνησης του Κεφαλαίου 5. Η τιμή αυτή είναι υψηλή συγκριτικά με το ισχύον περιθώριο Φ/Β ισχύος των 5.2 MW σύμφωνα με απόφαση της ΡΑΕ. Η επιλογή αυτή έγινε προκειμένου να καταστούν σαφείς οι επιπτώσεις από την ένταξη της στις υποφορτίσεις των μονάδων.

3.3.2 Χαρακτηριστικά του φορτίου

Στα ακόλουθα σχήματα παρουσιάζονται οι χρονοσειρές φορτίου που χρησιμοποιήθηκαν κατά την προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος για τα έτη αναφοράς 2011 και 2015. Βασίζονται σε χρονοσειρές προηγούμενων ετών κλιμακωμένες για τις προβλεπόμενες τιμές αιχμής και ενέργειας σε κάθε έτος. Η αιχμή της Σάμου αναμένεται κατά τα εξεταζόμενα έτη να φτάσει τα 39 και 42.4 MW αντίστοιχα.



Σχήμα 3.21: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Σάμου το έτος 2011.



Σχήμα 3.22: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου της Σάμου το έτος 2015.

3.3.3 Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων

Η προβλεπόμενη σύνθεση και σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος της Σάμου για τα έτη 2011 και 2015, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους φαίνονται στους Πίνακες 3.7 και 3.8.

Πίνακας 3.7: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Σάμου για το έτος 2011

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ICE No 1	11280	6140	1
ICE No 2	6000	3150	2
ICE No 3	6000	3150	3
3 x ICE No 4	3 x 8250	3 x 4130	4-6
6 X GT	6 x 1280	6 x 600	7-12

GT: Gas Turbine, ICE: Internal combustion engine

Πίνακας 3.8: Ονομαστική ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Σάμου για το έτος 2015

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ICE No 1	11280	6140	1
ICE No 2	6000	3150	2
ICE No 3	6000	3150	3
4 x ICE No4	4 x 8250	4 x 4130	4-7

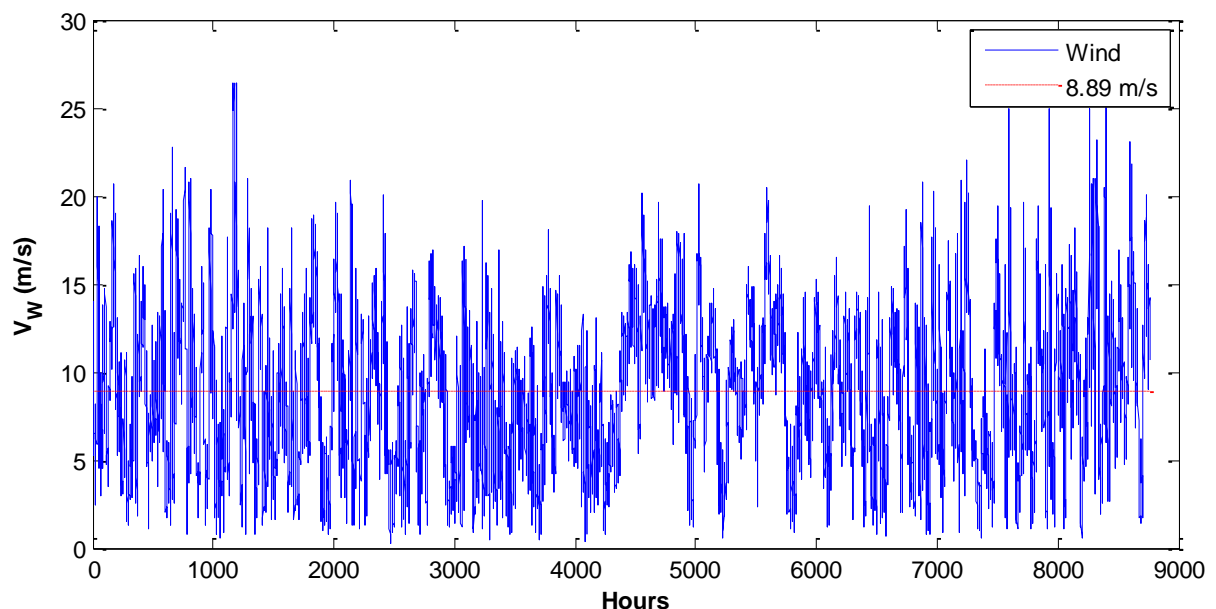
ICE: Internal combustion engine

Κατά την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος της Σάμου ενσωματώθηκε πρόγραμμα εκ περιτροπής συντήρησης των συμβατικών μονάδων.

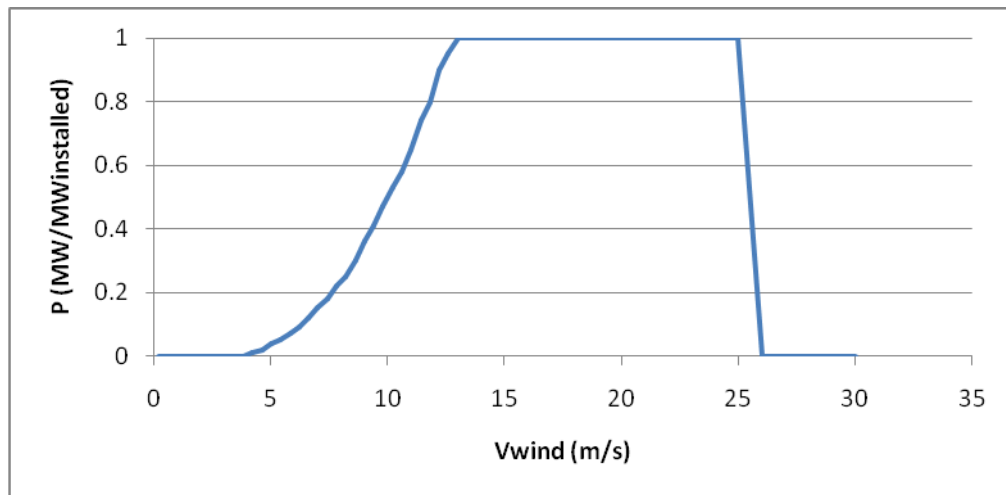
3.3.4 Χαρακτηριστικά σταθμών ΑΠΕ

3.3.4.1 Αιολικά Πάρκα

Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων της Σάμου χρησιμοποιήθηκε μία χρονοσειρά ανέμου ως αντιπροσωπευτική για το νησί. Στα σχήματα 3.23 και 3.24 φαίνονται η χρονοσειρά ανέμου και η αντιπροσωπευτική καμπύλη ισχύος Α/Γ (Vestas V52) που χρησιμοποιήθηκαν. Η χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου θεωρείται ανηγμένη στο ύψος της πλήμνης των Α/Γ. Σε κάθε περίπτωση θεωρείται ότι τα αιολικά πάρκα μπορούν να αποδώσουν μέγιστη ισχύ ίση με την ονομαστική τους, μειωμένη κατά τις απώλειες, που θεωρούνται της τάξης του 10%.



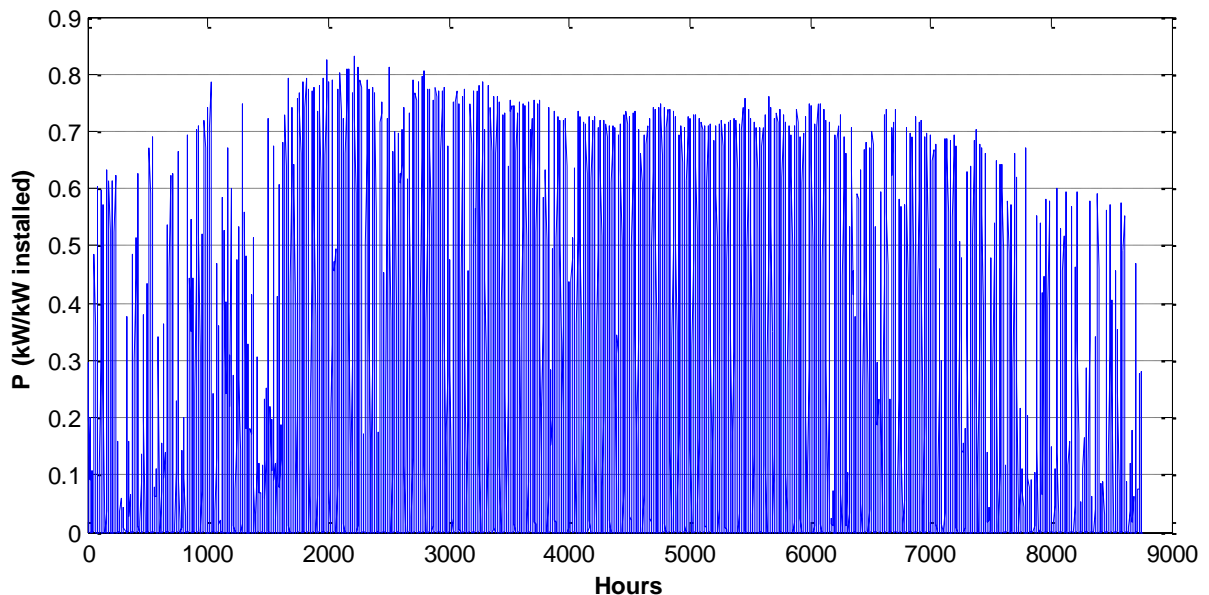
Σχήμα 3.23: Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για τη Σάμο (μέση ετήσια τιμή 8.89 m/s)



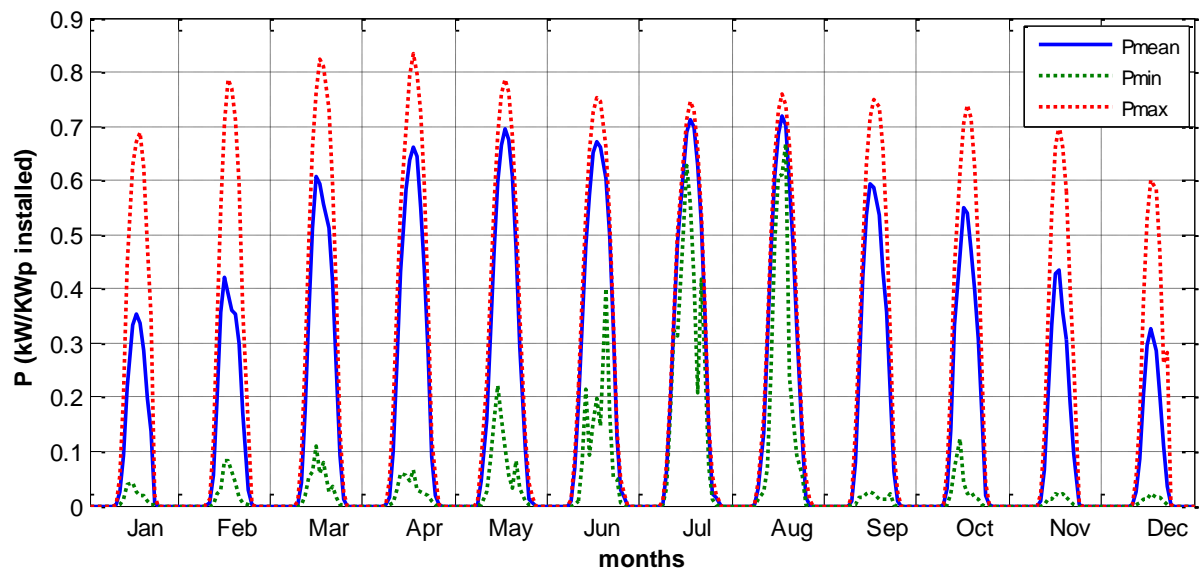
Σχήμα 3.24: Τυπική καμπύλη ισχύος Α/Γ, α.μ. επί της ονομαστικής της ισχύος (Vestas V52)

3.3.4.2 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί

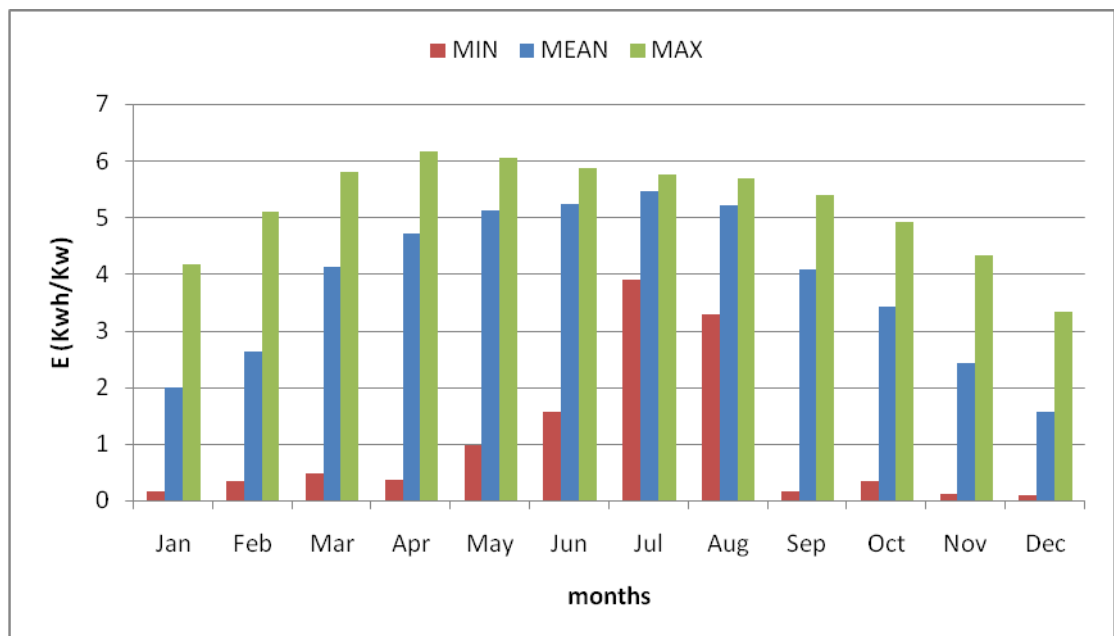
Για τον υπολογισμό της ανά ώρα παραγόμενης ενέργειας των φωτοβολταϊκών σταθμών της Σάμου χρησιμοποιήθηκε χρονοσειρά ηλιακής ακτινοβολίας (από το μοντέλο ηλιακών δεδομένων SoDa[10]). Με βάση τη χρονοσειρά αυτή και χρησιμοποιώντας μοντέλο προσομοίωσης που έχει αναπτυχθεί στον Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος του ΕΜΠ [8] υπολογίζεται η χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος των Φ/Β που φαίνεται στο Σχήμα 3.25. Με τη θεώρηση αυτή προκύπτει μέση ετήσια ενεργειακή απόδοση των Φ/Β σταθμών του νησιού ίση με 1400 kWh ανά εγκατεστημένο kW.



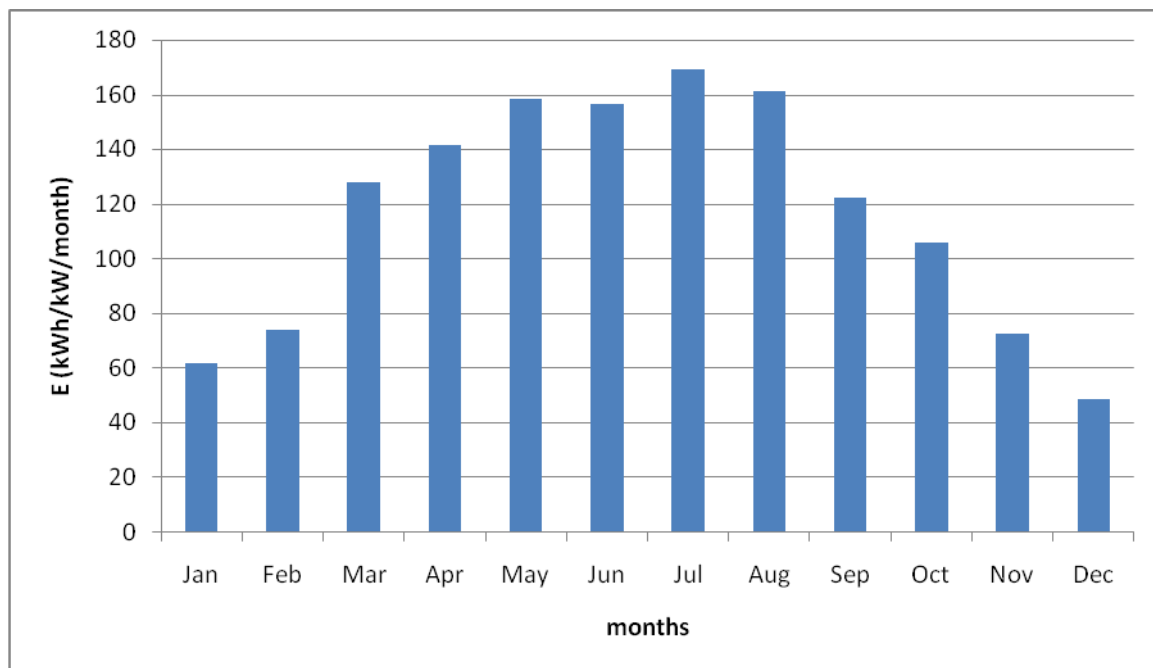
Σχήμα 3.25: Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β στη Σάμο.



Σχήμα 3.26: Μέγιστες, ελάχιστες και μέσες ημερήσιες καμπύλες ωριαίας Φ/Β παραγωγής της χρονοσειράς του Σχήματος 3.25, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.27: Μέγιστη, ελάχιστη και μέση ημερήσια Φ/Β παραγωγή της ωριαίας χρονοσειράς του Σχήματος 3.25, για κάθε μήνα του έτους.



Σχήμα 3.28: Μηνιαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας της ωριαίας χρονοσειράς του Σχήματος 3.25, για κάθε μήνα του έτους.

3.3.5 Τιμολογήσεις σταθμών ΑΠΕ

Για τον υπολογισμό στοιχείων κόστους λειτουργίας του συστήματος της Σάμου χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες τιμολογήσεις για τους σταθμούς ΑΠΕ:

- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Α/Π του νησιού:** 99.45 €/MWh (Υπουργική απόφαση αρ. πρωτ. Δ6/Φ1/14.12.2009 και άρθρο 5, ν.3851/2010)
- **Τιμή παραγόμενης ενέργειας από τους Φ/Β του νησιού:** Ελήφθη μεσοσταθμικά ίση με 470 €/MWh για το έτος 2011 και 420 €/MWh για το έτος 2015.

4. ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ – ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ

4.1 Αντικείμενο της διερεύνησης

Η διερεύνηση του ενδεδειγμένου τρόπου υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού και της πολιτικής στρεφόμενης εφεδρείας κρίνεται αναγκαία για την ορθή λειτουργία του κάθε νησιωτικού συστήματος. Η τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία υπολογίζεται κατά τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων λαμβάνοντας υπόψη κατά περίπτωση την αναμενόμενη παραγωγή ΑΠΕ, και, σε συνδυασμό με τον τρόπο υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού, επιδρά άμεσα στη δυνατότητα απορρόφησης της αιολικής παραγωγής από το σύστημα.

Τα Κεφάλαια 4 και 5 έχουν ως κοινό αντικείμενο μελέτης τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων και την τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία των συστημάτων, λαμβάνοντας υπόψη την αναμενόμενη παραγωγή ΑΠΕ. Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζονται οι επιπτώσεις της πολιτικής στρεφόμενης εφεδρείας και του τρόπου υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού τόσο στην λειτουργία των συμβατικών μονάδων όσο και στην αιολική παραγωγή. Στο Κεφάλαιο 5 αναλύονται διεξοδικά οι διάφορες πολιτικές διαχείρισης της αναμενόμενης φωτοβολταϊκής παραγωγής σε σχέση με την κατάρτιση του προγράμματος ένταξης των συμβατικών μονάδων.

Προκειμένου να καθοριστεί η δυνατότητα απορρόφησης της αιολικής παραγωγής από το σύστημα, εκτός από τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, τίθεται επίσης δυναμικό όριο διείσδυσης μέσω της εφαρμογής συντελεστή διείσδυσης c_D είτε επί του εκάστοτε ωριαίου φορτίου, είτε επί της ικανότητας των εν λειτουργία μονάδων. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2, ο συντελεστής διείσδυσης είναι γενικά ορθότερο να εφαρμόζεται επί της ικανότητας των συμβατικών μονάδων και όχι επί του φορτίου, όπως συνήθως εφαρμόζεται στην πράξη. Στην παρούσα διερεύνηση, ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού, όταν εφαρμόζεται επί του φορτίου λαμβάνεται ίσος με 35%, ενώ όταν εφαρμόζεται επί της ικανότητας των μονάδων θεωρείται ίσος με 30%, προκειμένου οι δύο περιπτώσεις να είναι συγκρίσιμες (αφού, λόγω της τηρούμενης εφεδρείας, η ικανότητα των εν λειτουργία μονάδων υπερβαίνει το φορτίο). Με τον τρόπο αυτόν προκύπτουν επίσης ετήσιες ΣΑΩΛ που προσεγγίζουν περισσότερο τις συμβατικές.

Παρουσία ΥΒΣ, εκτός από τις συμβατικές μονάδες, αναλαμβάνουν και οι υδροστρόβιλοι την παροχή της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος. Ως εκ τούτου, στην περίπτωση υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού επί της ικανότητας των μονάδων, μπορεί να συνεκτιμηθεί το δυναμικό όριο διείσδυσης των ενταγμένων στροβίλων. Παρ' όλα αυτά, δεν έχει διερευνηθεί επαρκώς αν οι υδροστρόβιλοι των ΥΒΣ διαθέτουν ικανή ταχύτητα απόκρισης ώστε να υποκαταστήσουν με ασφάλεια τις συμβατικές μονάδες που πραγματοποιούν την πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Η εξέταση του ζητήματος αυτού εκφεύγει από τα όρια της παρούσας μελέτης, γι' αυτό και η διερεύνηση πραγματοποιήθηκε θεωρώντας λειτουργία των εξεταζόμενων συστημάτων χωρίς ΥΒΣ.

Εξετάζονται ακόμα ποσοτικές διαφοροποιήσεις της βασικής πολιτικής στρεφόμενης εφεδρείας σε ό,τι αφορά το ποσοστό κάλυψης της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής. Συγκεκριμένα, τηρείται τόσο πλήρης (100%), όσο και μερική (50%, 80% και 90%) εφεδρεία για την αιολική παραγωγή. Στην πρώτη περίπτωση (100% εφεδρεία), η ικανότητα των προς ένταξη μονάδων βασίζεται στην προβλεπόμενη ζήτηση φορτίου, ασχέτως της αναμενόμενης παραγωγής των αιολικών πάρκων. Στην περίπτωση μερικής εφεδρείας, η ικανότητα των προς ένταξη μονάδων βασίζεται στην προβλεπόμενη ζήτηση φορτίου, μειωμένη κατά το αντίστοιχο ποσοστό της αιολικής παραγωγής, π.χ. κατά 20% όταν τηρείται εφεδρεία 80% για την αιολική παραγωγή. Απουσία ειδικού μοντέλου πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, ακολουθείται τέλεια πρόβλεψη (η εφεδρεία υπολογίζεται επί της πραγματικά

αναμενόμενης αιολικής παραγωγής). Η αντιμετώπιση της Φ/Β παραγωγής κατά τον προγραμματισμό του συστήματος παραγωγής εξετάζεται αναλυτικότερα στο Κεφάλαιο 5.

Επίσης αναλύεται η θεώρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας⁷, καθώς και ως ποσοστού επί του φορτίου. Στην πρώτη περίπτωση τηρείται εφεδρεία ίση με την αναμενόμενη παραγωγή της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας, όπως αυτή υπολογίζεται από την οικονομική κατανομή του φορτίου, αγνοώντας την αιολική παραγωγή. Στη δεύτερη περίπτωση τηρείται εφεδρεία ίση με ποσοστό 10% ή 20% επί του φορτίου του συστήματος, κατά περίπτωση.

Για τη σύγκριση των εναλλακτικών πολιτικών για τα νησιωτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους, προσομοιώθηκε η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης το έτος 2011 με εγκατεστημένη αιολική ισχύ 192.2 MW. Ανάλογη διερεύνηση διεξήχθη και για τα μικρότερα νησιωτικά συστήματα, όπου θεωρήθηκε αντιπροσωπευτικά το σύστημα της Σάμου για το έτος 2011, με αιολική ισχύ 6.775 MW.

Στις ακόλουθες παραγράφους παρουσιάζονται αποτελέσματα προσομοιώσεων τα οποία ποσοτικοποιούν τις επιπτώσεις του τρόπου υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού και της επιλογής της στρεφόμενης εφεδρείας, για τα συστήματα που επιλέχθηκαν.

4.2 Διερεύνηση για τα νησιωτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους – Σύστημα Κρήτης

4.2.1 Θεώρηση μηδενικής Φ/Β διείσδυσης

Στα σχήματα που ακολουθούν απεικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας ορισμένων βασικών παραμέτρων λειτουργίας του συστήματος, για τις εξής περιπτώσεις:

- Δυναμικός περιορισμός 35% επί του φορτίου και τήρηση εφεδρείας ίσης με το 10% του φορτίου.
- Δυναμικός περιορισμός 35% επί του φορτίου και τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.
- Δυναμικός περιορισμός 30% επί της ικανότητας των ενταγμένων μονάδων και τήρηση εφεδρείας ίσης με το 10% του φορτίου.
- Δυναμικός περιορισμός 30% επί της ικανότητας των ενταγμένων μονάδων και τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.

Σε όλες τις περιπτώσεις τηρείται πλήρης (100%) στρεφόμενη εφεδρεία για την αναμενόμενη αιολική παραγωγή.

Στο Σχήμα 4.1 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας του ολικού περιθωρίου διείσδυσης των αιολικών στο σύστημα της Κρήτης, το οποίο διαμορφώνεται από τον αυστηρότερο εκ των δύο περιορισμών για την αιολική παραγωγή. Στα Σχήματα 4.2 και 4.3 παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας της στρεφόμενης εφεδρείας των εν λειτουργία μονάδων και της αιολικής παραγωγής, αντίστοιχα. Είναι εμφανές ότι η τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας (κόκκινη και μαύρη γραμμή) οδηγεί σε λειτουργία με σαφώς αυξημένα επίπεδα εφεδρείας, σε σχέση με την πολιτική εφεδρείας 10% επί του φορτίου, ενώ η θεώρηση του c_D δεν έχει πρακτική επίπτωση στην εφεδρεία του συστήματος. Επιπλέον, στα Σχήματα 4.4 και 4.5 παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και λόγω του δυναμικού περιορισμού αντίστοιχα. Παρατηρείται ότι στις περιπτώσεις τήρησης αυξημένης εφεδρείας ισχυροποιείται ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου, εφόσον υπερισχύει για περισσότερες ώρες του έτους και προκαλεί αυξημένες απορρίψεις αιολικής παραγωγής. Αντίθετα, ο δυναμικός περιορισμός ευθύνεται για

⁷ Συγκεκριμένα τηρείται εφεδρεία ίση με τη μεγαλύτερη εκ των μονάδων φόρτιση, χωρίς να σημαίνει απαραίτητα ότι αυτή είναι και η μεγαλύτερη μονάδα του συμβατικού σταθμού παραγωγής του νησιού.

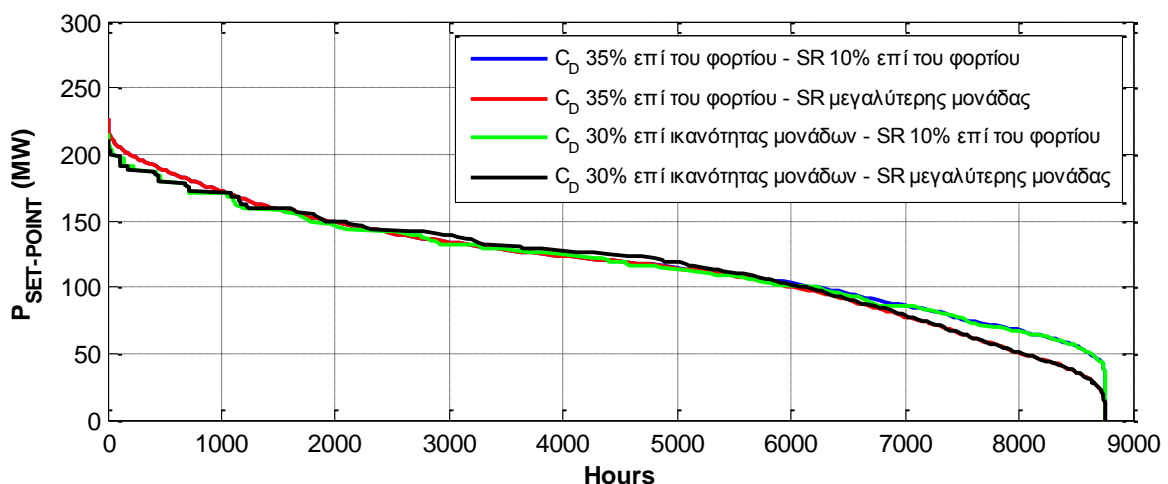
μικρότερο ποσοστό απορριπτόμενης ισχύος, κυρίως όταν υπολογίζεται επί της ικανότητας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων.

Στα Σχήματα 4.6 και 4.7 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας της παραγωγής των αιολικών ως ποσοστό επί της ισχύος του φορτίου και ως ποσοστό επί της ικανότητας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, αντίστοιχα. Η απόσταση των καμπυλών που φαίνονται στο Σχήμα 4.7 οφείλεται κυρίως στο ότι η ικανότητα των εκάστοτε ενταγμένων συμβατικών μονάδων είναι αισθητά υψηλότερη όταν ακολουθείται πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.

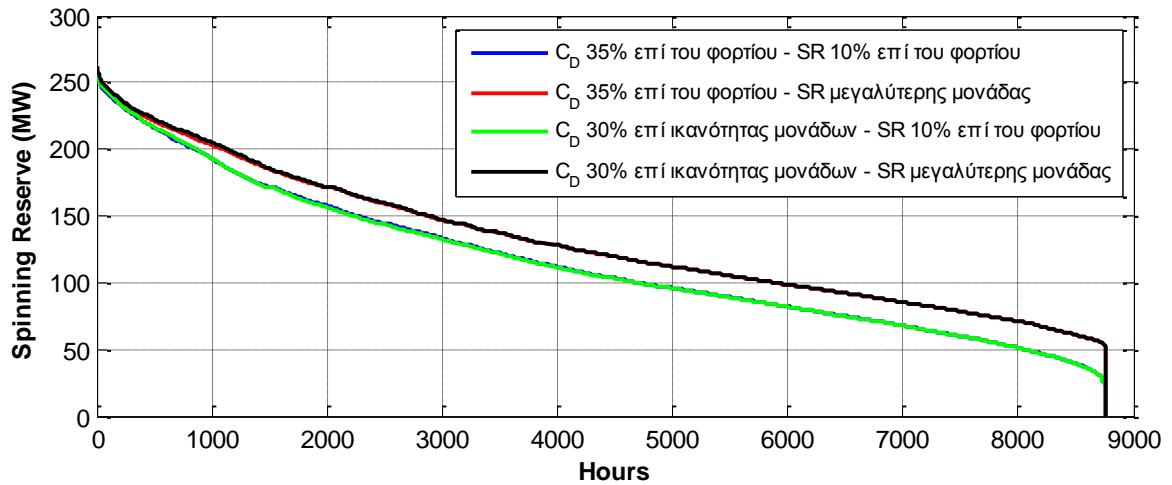
Στα Σχήματα 4.8 και 4.9 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας της παραγωγής των αιολικών και της φόρτισης της μεγαλύτερης μονάδας, αντίστοιχα, ως ποσοστό επί της στρεφόμενης εφεδρείας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων.

Από τα Σχήματα 4.6, 4.7 και 4.8 προκύπτει ότι η επιλογή πολιτικής εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας οδηγεί σε χαμηλότερα επίπεδα στιγμιαίας διείσδυσης της αιολικής παραγωγής (εκφρασμένης ως ποσοστό είτε επί του φορτίου, είτε επί της ικανότητας των εν λειτουργία μονάδων, είτε επί της στρεφόμενης εφεδρείας), με αποτέλεσμα να οδηγεί σε πιο ασφαλή λειτουργία του συστήματος ως προς το ενδεχόμενο απώλειας αιολικής παραγωγής, σε σύγκριση με την πολιτική εφεδρείας ίσης με 10% επί του φορτίου. Ακόμη, η συγκεκριμένη πολιτική εφεδρείας προσφέρει ασφαλέστερη λειτουργία του συστήματος ως προς το ενδεχόμενο απώλειας της μεγαλύτερης θερμικής μονάδας, σε σχέση με την πολιτική εφεδρείας ίσης με 10% επί του φορτίου, η οποία δεν επαρκεί να καλύψει ενδεχόμενη απώλεια της μεγαλύτερης θερμικής μονάδας για ποσοστό ίσο με 12.6% του χρόνου λειτουργίας, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.9.

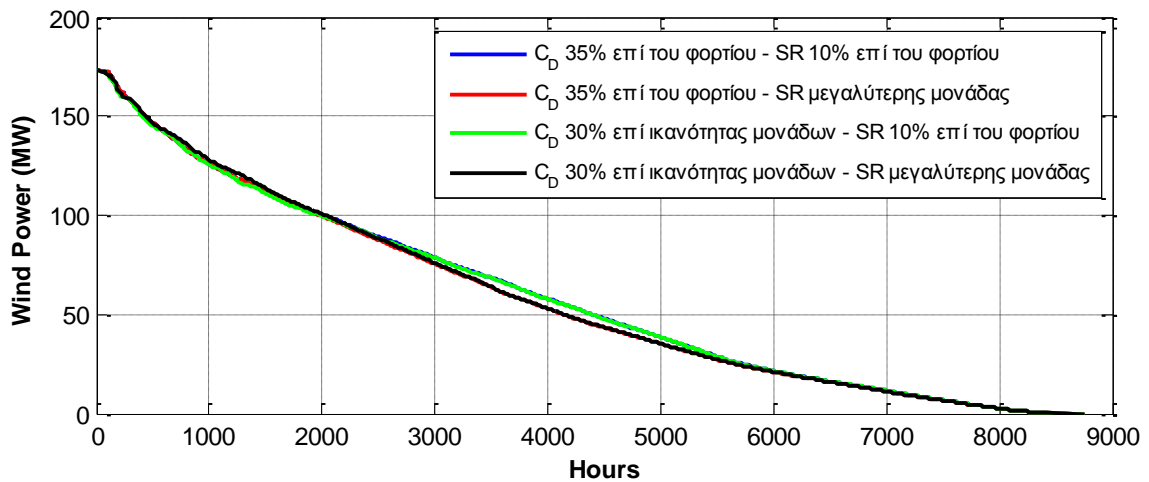
Στο Σχήμα 4.10 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των εκάστοτε εν λειτουργία συμβατικών μονάδων. Η λειτουργία σε χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης, που παρατηρείται στις περιπτώσεις τήρησης πολιτικής εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, οφείλεται στην ένταξη μεγαλύτερου αριθμού θερμικών μονάδων κατά τη φάση του προγραμματισμού. Υποφορτίσεις των μονάδων κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο δεν σημειώνονται.



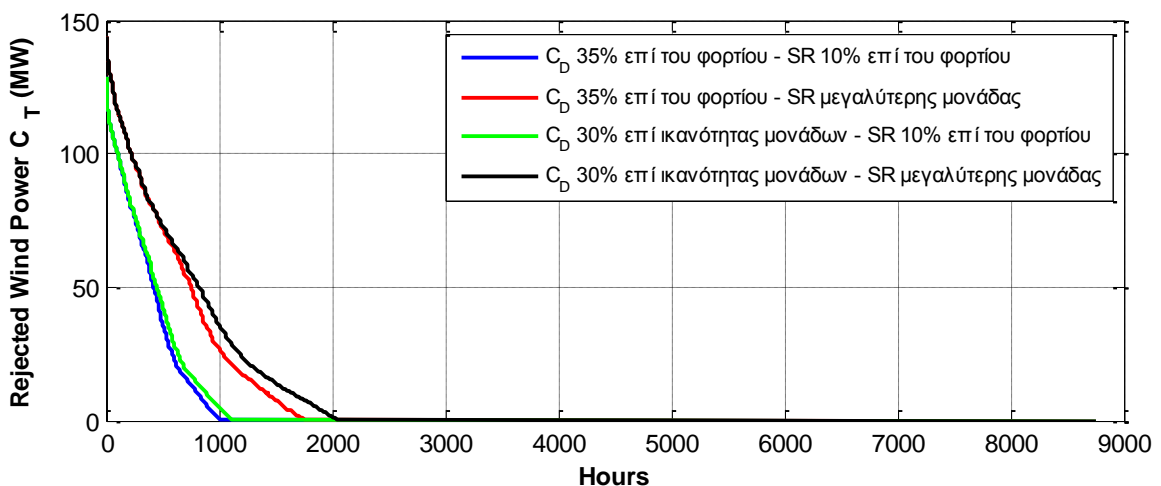
Σχήμα 4.1. Καμπύλη διάρκειας του ολικού περιθωρίου διείσδυσης των αιολικών για το σύστημα της Κρήτης.



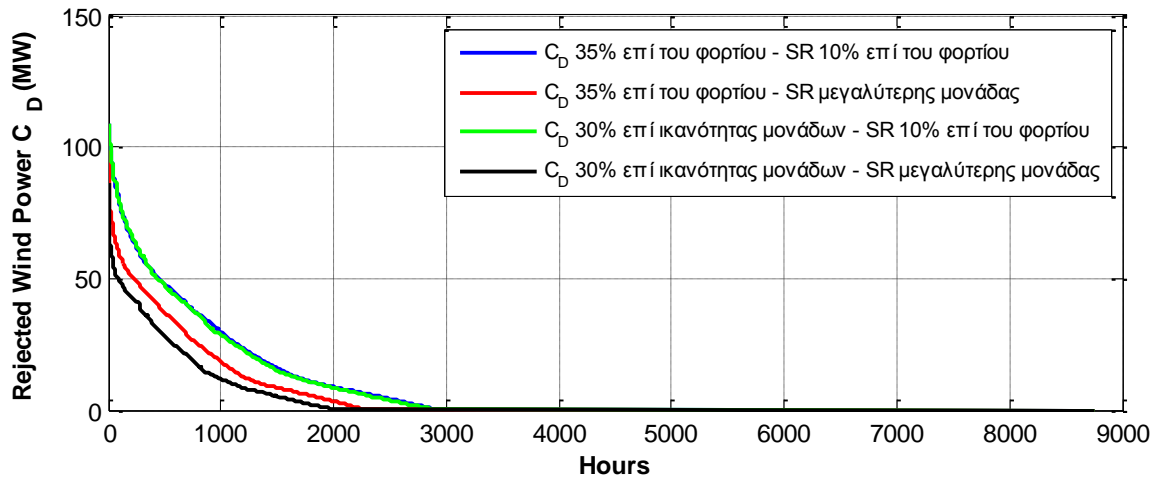
Σχήμα 4.2. Καμπύλη διάρκειας της στρεφόμενης εφεδρείας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Κρήτης.



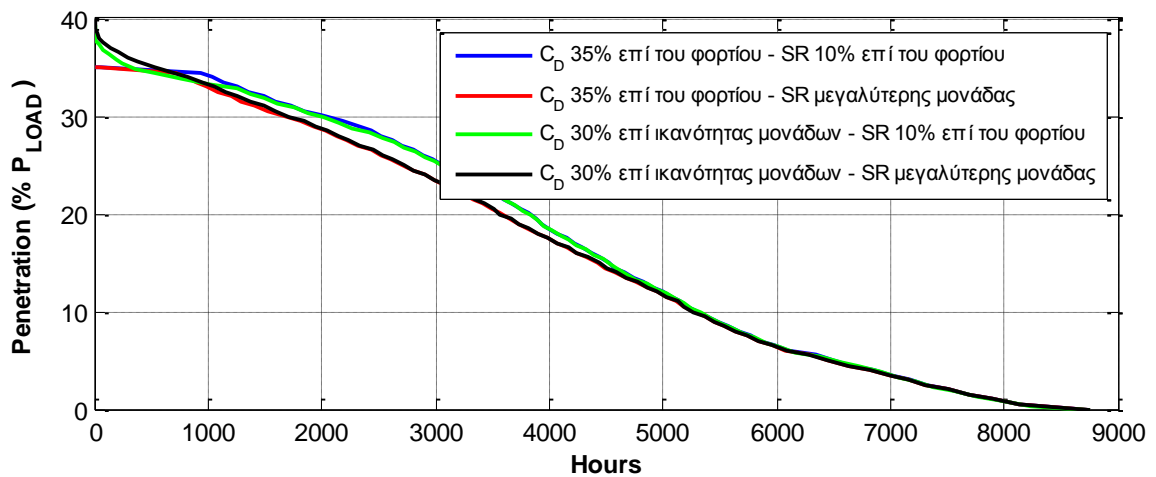
Σχήμα 4.3. Καμπύλη διάρκειας της αιολικής παραγωγής για το σύστημα της Κρήτης.



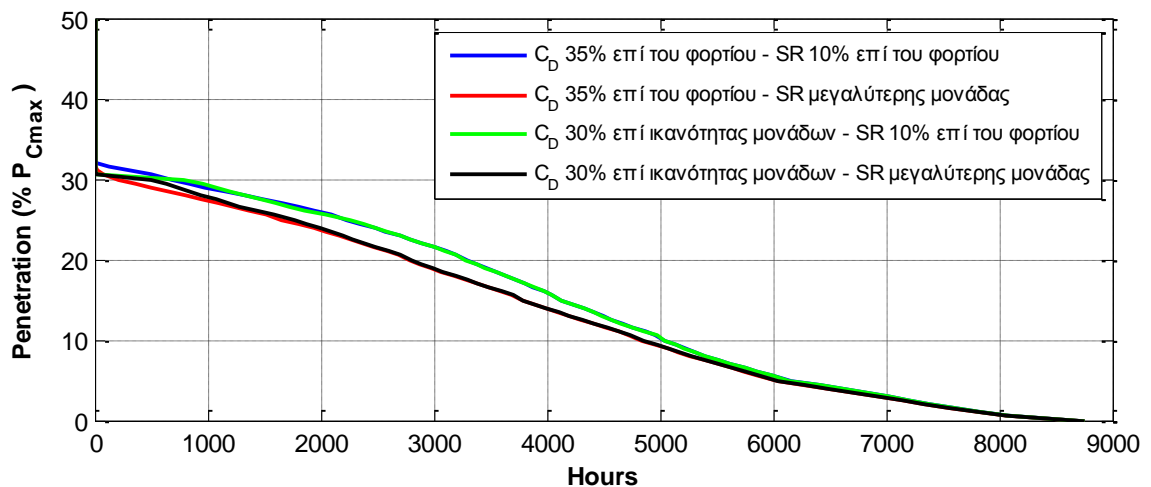
Σχήμα 4.4. Καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου για το σύστημα της Κρήτης.



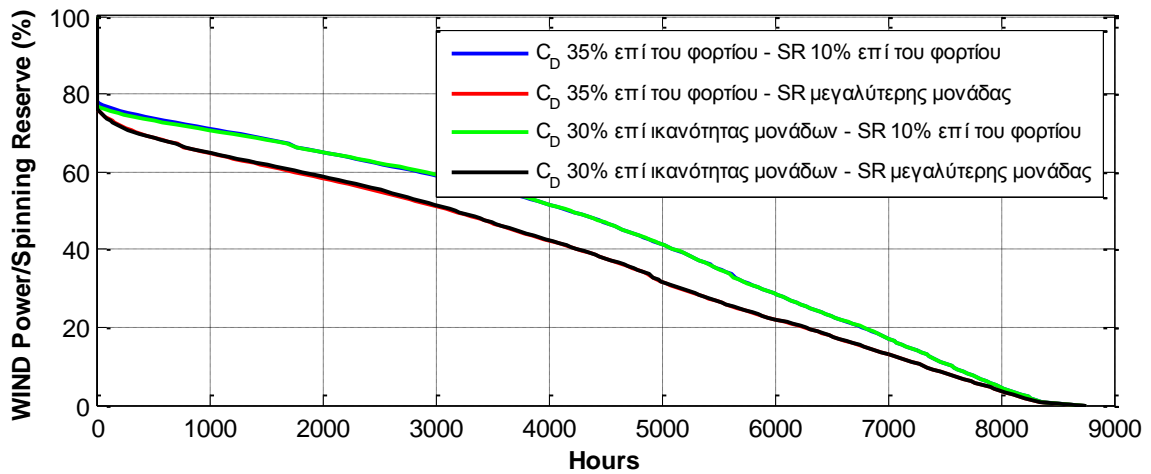
Σχήμα 4.5. Καμπύλη διάρκειας της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος λόγω του δυναμικού περιορισμού για το σύστημα της Κρήτης.



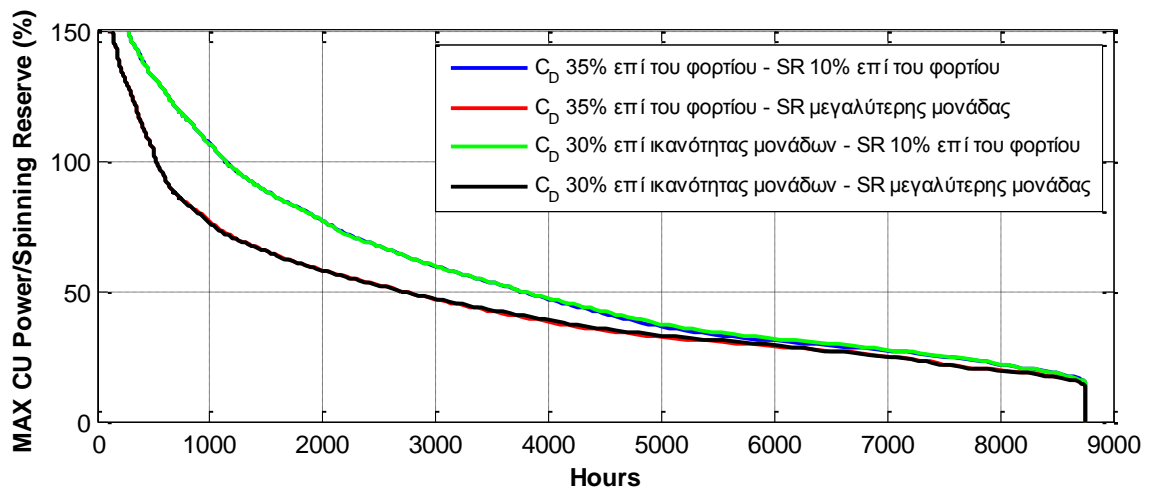
Σχήμα 4.6. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου) για το σύστημα της Κρήτης.



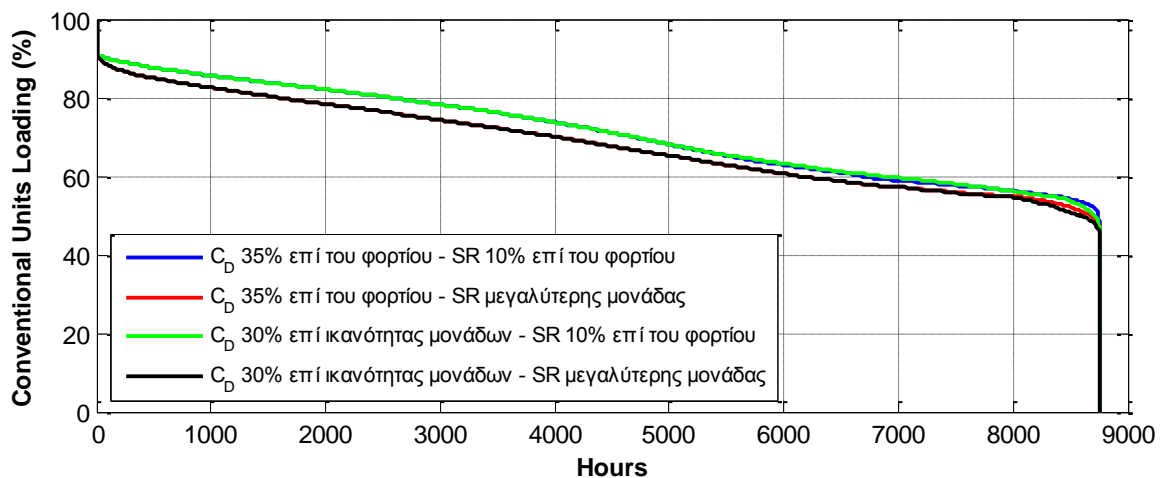
Σχήμα 4.7. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων) για το σύστημα της Κρήτης.



Σχήμα 4.8. Καμπύλη διάρκειας της αιολικής ισχύος, εκφρασμένης ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Κρήτης.

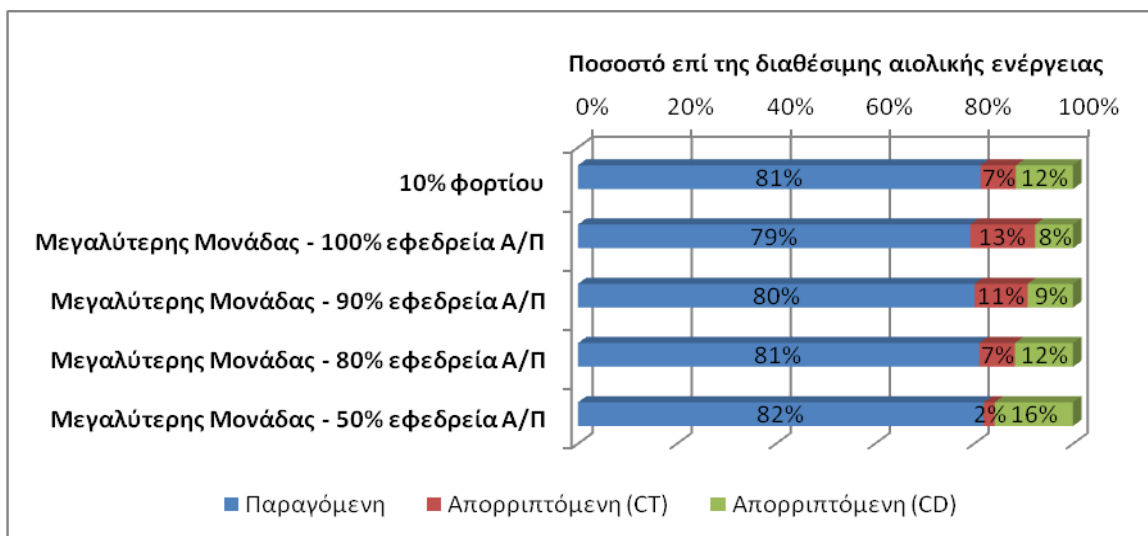


Σχήμα 4.9. Καμπύλη διάρκειας της ισχύος φόρτισης της μεγαλύτερης μονάδας, εκφρασμένης ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Κρήτης.

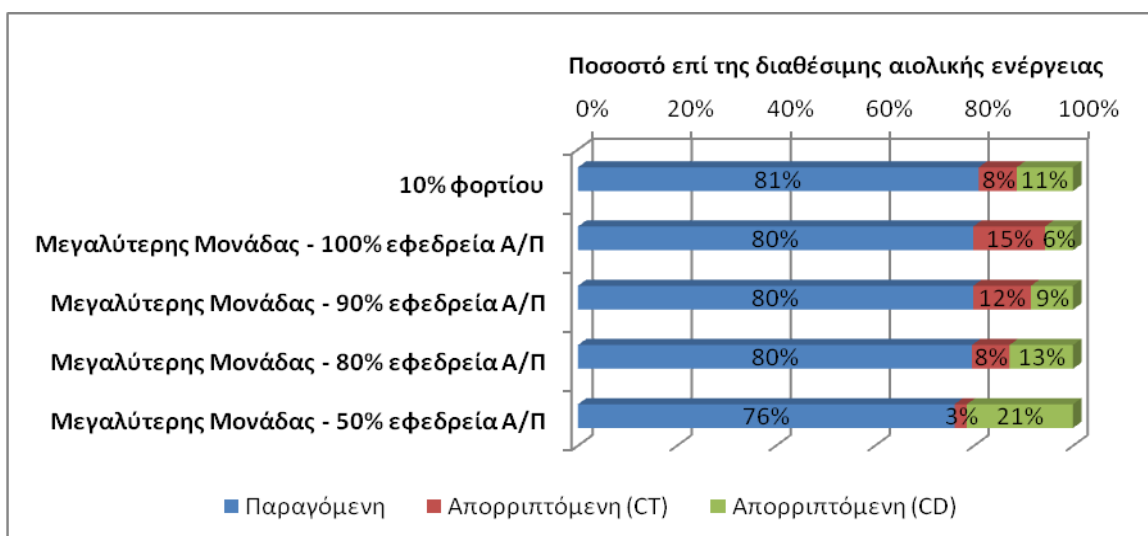


Σχήμα 4.10. Καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Κρήτης.

Στο Σχήμα 4.11 εικονίζεται γραφικά η παραγόμενη αιολική ενέργεια και οι επιμέρους απορρίψεις που οφείλονται στους δύο περιορισμούς, εκφρασμένες ως ποσοστά (%) επί της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας η οποία είναι σταθερή για τις εναλλακτικές πολιτικές εφεδρείας και για διαφορετικά ποσοστά αξιοπιστίας αιολικής παραγωγής, στην περίπτωση υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού 35% επί του φορτίου. Στο Σχήμα 4.12 παριστάνονται τα ίδια μεγέθη, για την περίπτωση υπολογισμού του 30% επί της ικανότητας των εν λειτουργία μονάδων. Βασική διαπίστωση είναι ότι η εφαρμογή του δυναμικού περιορισμού επί του φορτίου οδηγεί γενικά σε υψηλότερες αιολικές διεισδύσεις, όταν ακολουθείται πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας και μερικής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή. Η διαφοροποίηση των ενεργειακών αποτελεσμάτων των αιολικών πάρκων ανάλογα με τον τρόπο υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού είναι εντονότερη στις περιπτώσεις τήρησης χαμηλής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή.



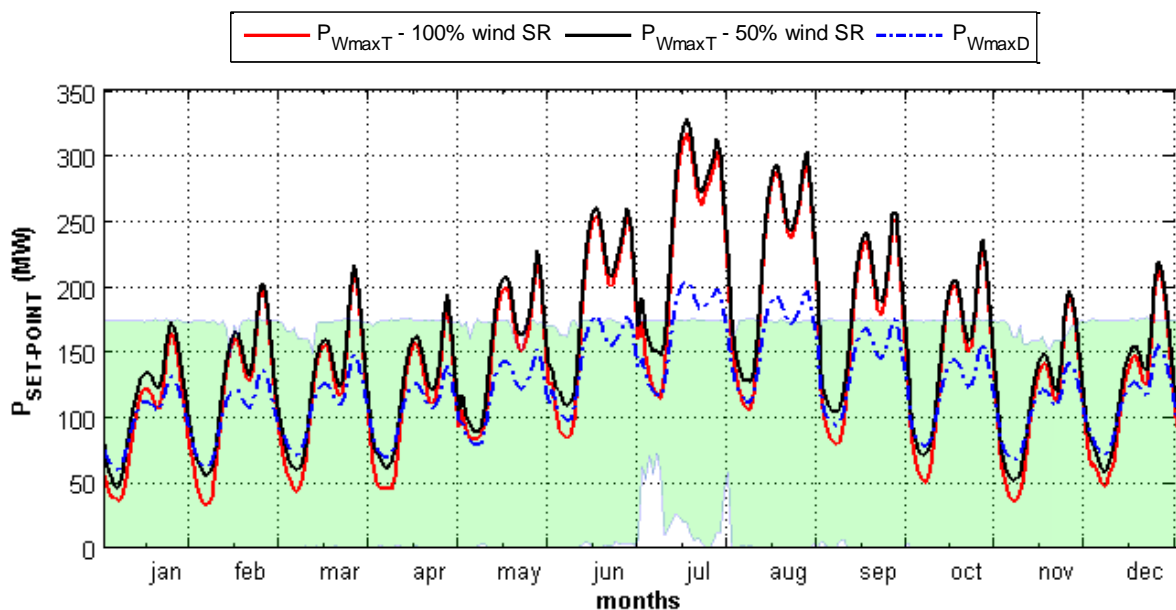
Σχήμα 4.11. **Κρήτη 2011 – c_D 35% επί του φορτίου:** Γραφική απεικόνιση της ετήσιας παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και του δυναμικού περιορισμού), ως ποσοστό (%) επί της συνολικά διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, για τις διάφορες πολιτικές στρεφόμενης εφεδρείας.



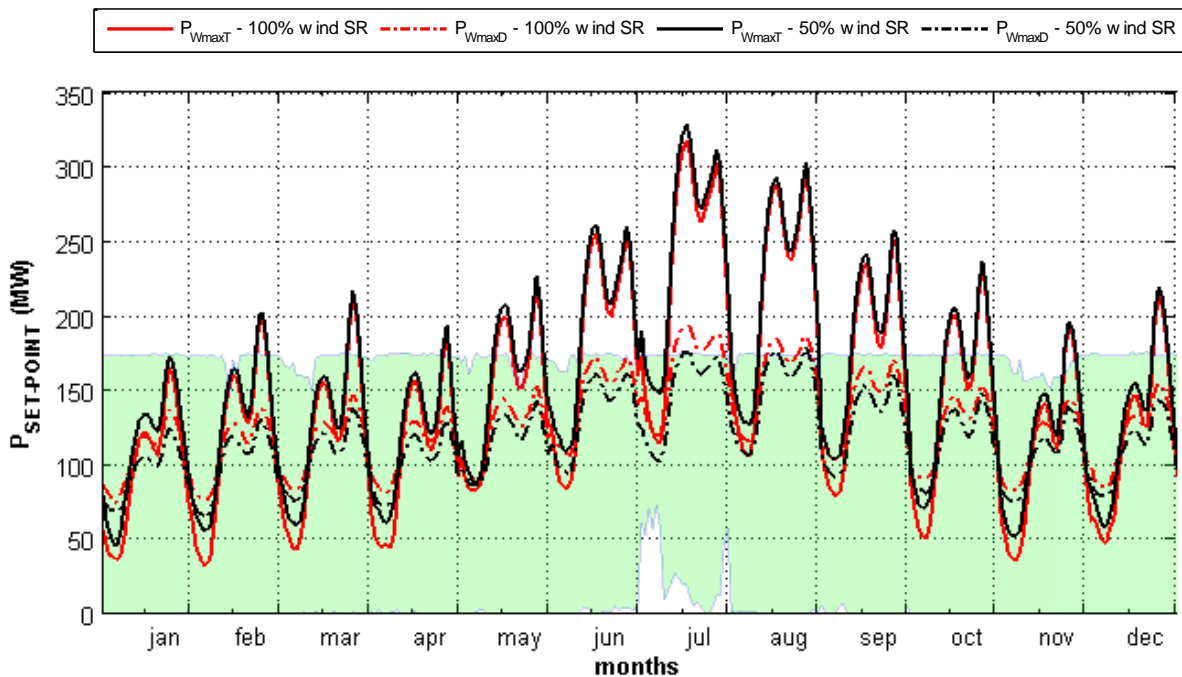
Σχήμα 4.12. **Κρήτη 2011 – c_D 35% επί της ικανότητας των μονάδων:** Γραφική απεικόνιση της ετήσιας παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και του δυναμικού περιορισμού), ως ποσοστό (%) επί της συνολικά διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, για τις διάφορες πολιτικές στρεφόμενης εφεδρείας.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει πώς διαμορφώνεται το περιθώριο απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το σύστημα από τους δύο περιορισμούς διείσδυσης, καθώς μειώνεται η τηρούμενη εφεδρεία για την αιολική παραγωγή στην περίπτωση τήρησης εφεδρείας ίσης με τη φόρτιση της μεγαλύτερης μονάδας. Παρατηρώντας το Σχήμα 4.13, φαίνεται ότι ο δυναμικός περιορισμός γενικά επικρατεί κατά τις πρωινές και απογευματινές ώρες, ενώ ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου ευθύνεται για την πλειονότητα των απορρίψεων των νυχτερινών ωρών λειτουργίας. Όταν ο δυναμικός περιορισμός εφαρμόζεται επί του φορτίου και άρα είναι ποσοτικά σταθερός, η μείωση της στρεφόμενης εφεδρείας για την αιολική παραγωγή (από 100% σε 50% στο σχήμα), χαλαρώνει τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου και οδηγεί σε υψηλότερες αιολικές διείσδυσεις. Αντίθετα, όταν ο συντελεστής c_D εφαρμόζεται επί της ικανότητας των μονάδων, ο δυναμικός περιορισμός επιδεινώνεται σταδιακά καθώς μειώνεται η τηρούμενη εφεδρεία για την αιολική παραγωγή, εφόσον εντάσσονται λιγότερες θερμικές μονάδες, με αποτέλεσμα να οδηγεί σε αυξημένες απορρίψεις (Σχήμα 4.14). Ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου από την άλλη πλευρά γίνεται αρκετά ευνοϊκότερος σε καταστάσεις χαμηλής αιολικής εφεδρείας.

Στον Πίνακα 4.1 παρουσιάζονται τα ενεργειακά αποτελέσματα για τα Α/Π του συστήματος της Κρήτης για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Παρατηρείται ότι, όταν τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας και μειώνεται η εφεδρεία για την αιολική παραγωγή από 100% σε 80%, μεταβάλλεται η αναλογία των απορρίψεων που αντιστοιχούν στους δύο περιορισμούς, όμως η συνολικά απορριπτόμενη ενέργεια παραμένει σχεδόν σταθερή. Μειώνοντας περαιτέρω την αιολική εφεδρεία έως το 50% της αιολικής παραγωγής, αυξάνονται αισθητά οι περικοπές αιολικής ισχύος λόγω του δυναμικού περιορισμού, προκαλώντας μείωση του συντελεστή χρησιμοποίησης περίπου κατά 1%.

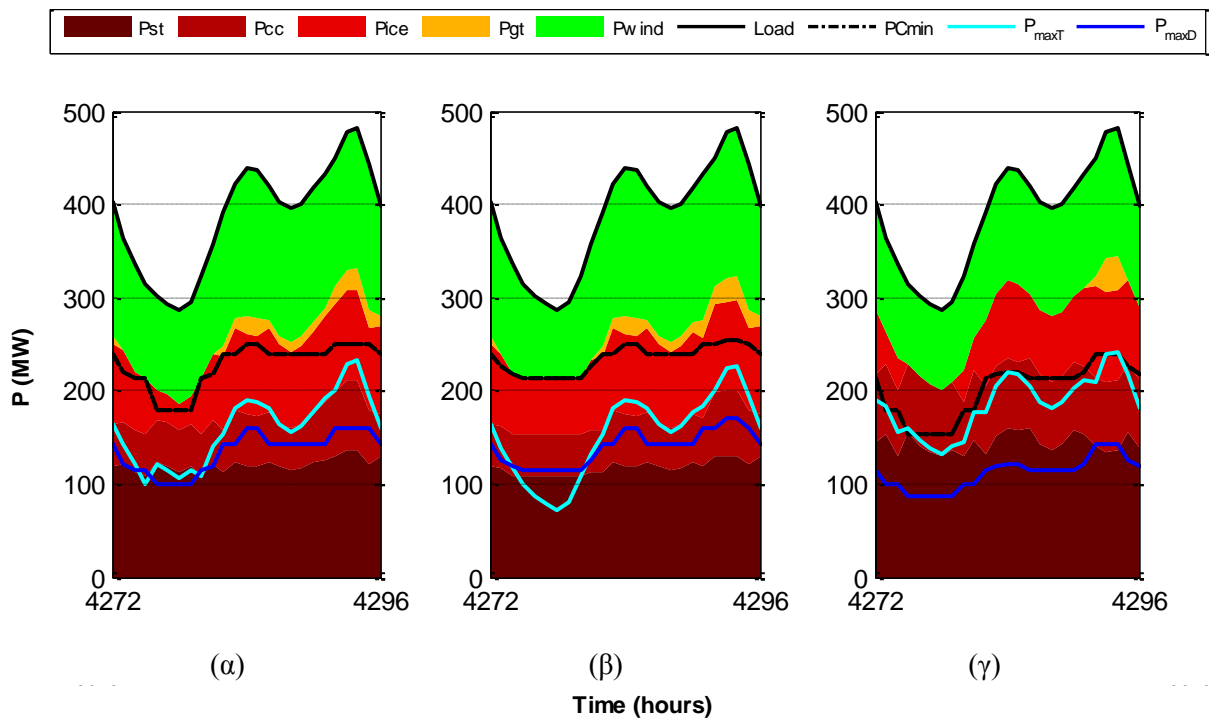


Σχήμα 4.13. C_D 35% επί του φορτίου – SR μεγαλύτερης μονάδας. Μέσες ωριαίες καμπύλες της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το σύστημα λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, για τήρηση εφεδρείας ίσης με ποσοστό 100% και 50% της αιολικής παραγωγής, για κάθε μήνα του έτους 2011. Με μπλε διακεκομμένη γραμμή σημειώνεται η δυνατότητα απορρόφησης λόγω του δυναμικού περιορισμού. Η πράσινη επιφάνεια παριστάνει τη ζώνη μεταβολής της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας.



Σχήμα 4.14. C_D 30% επί της ικανότητας των μονάδων – SR μεγαλύτερης μονάδας. Μέσες ωριαίες καμπύλες της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το σύστημα, λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και λόγω του δυναμικού περιορισμού, για τήρηση εφεδρείας ίσης με ποσοστό 100% και 50% της αιολικής παραγωγής, για κάθε μήνα του έτους 2011. Η πράσινη επιφάνεια παριστάνει τη ζώνη μεταβολής της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας.

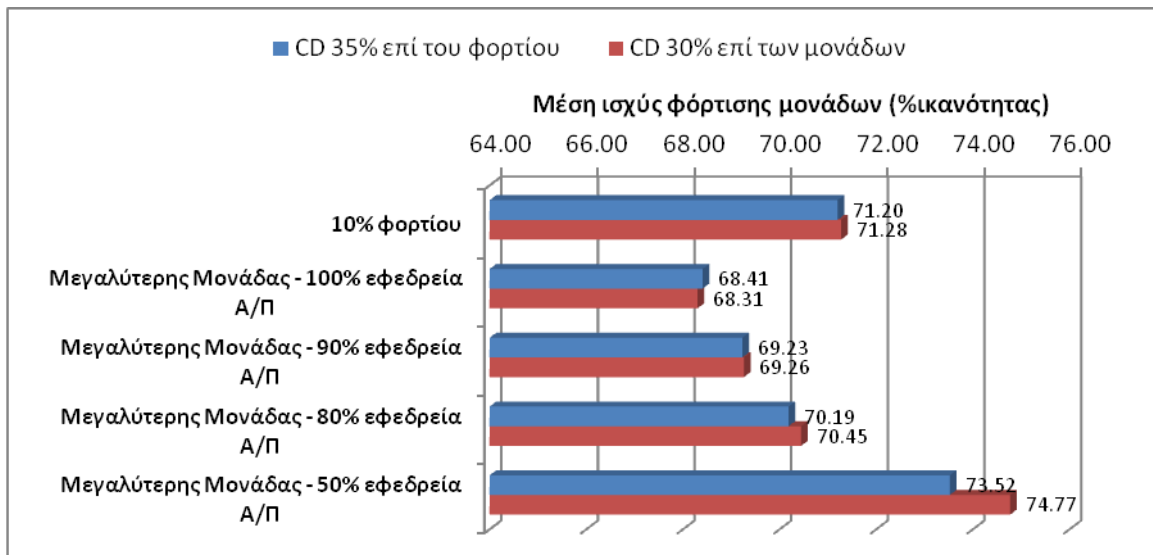
Συγκρίνοντας μεταξύ τους τα εξεταζόμενα σενάρια, προκύπτει ότι όσο υψηλότερη η συνολική εφεδρεία του συστήματος, τόσο περισσότερο σημαντικός καθίσταται ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου. Αυτό δείχνεται ενδεικτικά στα διαγράμματα του Σχήματος 4.15, που αφορούν στη λειτουργία του συστήματος της Κρήτης για ένα τυπικό 24ωρο και απεικονίζουν την κάλυψη του φορτίου από τις διάφορες μονάδες παραγωγής (θερμικές σε αποχρώσεις του κόκκινου και αιολικές με πράσινο χρώμα). Στα διαγράμματα σημειώνεται με διακεκομμένη μαύρη γραμμή το τεχνικό ελάχιστο των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων. Ακόμη σημειώνεται το περιθώριο απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου (γαλάζια γραμμή) καθώς και λόγω του δυναμικού περιορισμού (μπλε γραμμή). Παρατηρείται ότι σε καταστάσεις λειτουργίας του συστήματος με υψηλή στρεφόμενη εφεδρεία (Σχήμα 4.15(β)), ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου αποκόπτει τμήμα της αιολικής παραγωγής κατά τις νυχτερινές κυρίως ώρες. Η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής λόγω του τεχνικού περιορισμού μεγιστοποιείται στην κατάσταση τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας και χαμηλής αιολικής εφεδρείας (Σχήμα 4.15(γ)). Όμως, όταν συνδυάζεται η κατάσταση αυτή με υπολογισμό του δυναμικού περιορισμού επί της ικανότητας των μονάδων, ισχυροποιείται ο δυναμικός περιορισμός περιορίζοντας την αιολική παραγωγή καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας. Τέλος, αρκετά ευνοϊκή για την αιολική παραγωγή εμφανίζεται η πολιτική τήρησης εφεδρείας 10% επί του φορτίου (Σχήμα 4.15(α)).



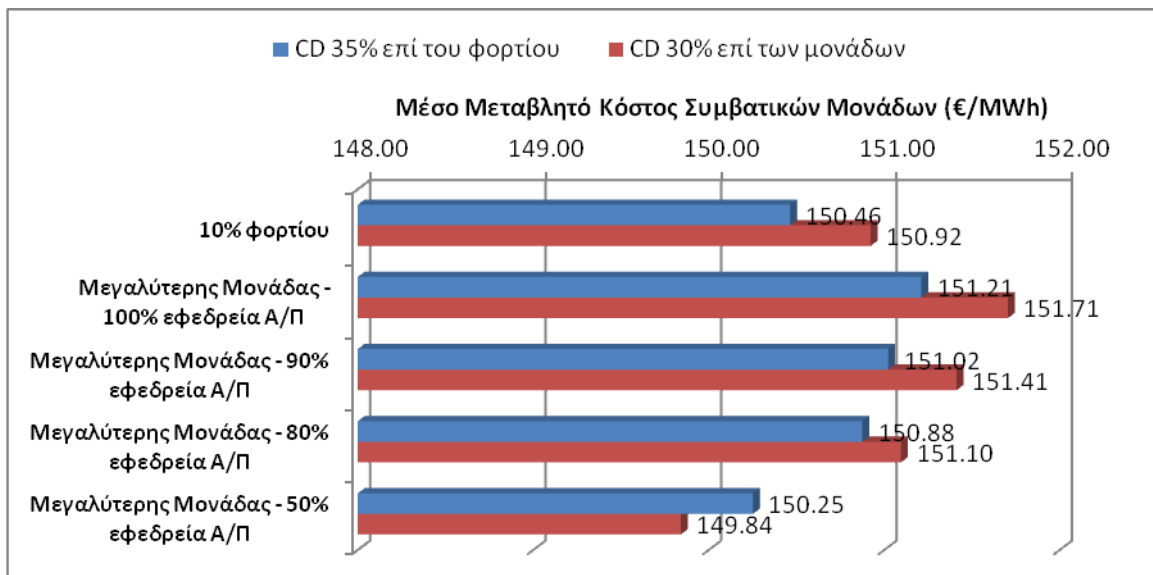
Σχήμα 4.15. **CD 30% επί της ικανότητας των μονάδων** – Μεταβολή της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης το έτος 2011 για τρεις διαφορετικές πολιτικές εφεδρείας: (α) 10% επί του φορτίου και για τη συνολική παραγωγή Α/Π, (β) μεγαλύτερης μονάδας και για τη συνολική παραγωγή Α/Π και (γ) μεγαλύτερης μονάδας και για το 50% της παραγωγής Α/Π.

Στον Πίνακα 4.2 παρουσιάζονται οι επιπτώσεις της πολιτικής εφεδρείας και του τρόπου εφαρμογής του δυναμικού περιορισμού στα επιμέρους κόστη παραγωγής των συμβατικών μονάδων, των σταθμών ΑΠΕ, καθώς και στο προκύπτον συνολικό λειτουργικό κόστος του νησιωτικού συστήματος. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει το μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων και τις αποζημιώσεις των σταθμών ΑΠΕ. Όπως είναι λογικό, λιγότερο οικονομική λειτουργία είναι αυτή όπου τηρείται η μεγαλύτερη στρεφόμενη εφεδρεία (πλήρης εφεδρεία αιολικής παραγωγής και εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας), καθώς οι θερμικές μονάδες λειτουργούν σε χαμηλότερη ισχύ και άρα λιγότερο οικονομικά. Η παρατήρηση αυτή διαπιστώνεται στα Σχήματα 4.16 και 4.17, όπου εικονίζεται η μεταβολή της μέσης φόρτισης και του μέσου μεταβλητού κόστους των συμβατικών σταθμών, αντίστοιχα, για τα διάφορα σενάρια που εξετάστηκαν. Τα δύο αυτά μεγέθη είναι αντιστρόφως ανάλογα.

Η τήρηση μερικής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή οδηγεί σε διαφοροποίηση του κόστους των θερμικών μονάδων, άρα και του συνολικού κόστους του συστήματος. Στην περίπτωση θεώρησης του c_D επί του φορτίου, το γεγονός αυτό οφείλεται στην υποκατάσταση της παραγόμενης ενέργειας των συμβατικών μονάδων από την αυξανόμενη αιολική διείσδυση, με συνέπεια τη μείωση του μέσου μεταβλητού κόστους των μονάδων, καθώς και του όλου συστήματος. Στην περίπτωση θεώρησης του c_D επί της ικανότητας των μονάδων, η παρατηρούμενη μείωση του μεταβλητού κόστους αποδίδεται στα υψηλότερα επίπεδα φόρτισης των θερμικών μονάδων που συνεπάγεται η μείωση της τηρούμενης εφεδρείας για την αιολική παραγωγή.



Σχήμα 4.16. **Κρήτη 2011** – Μέση ισχύς φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της ονομαστικής τους ισχύος, για τις διάφορες πολιτικές εφεδρείας και τους δύο τρόπους υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού.



Σχήμα 4.17. **Κρήτη 2011** – Μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος, για τις διάφορες πολιτικές εφεδρείας και τους δύο τρόπους υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού.

Τέλος, στον Πίνακα 4.3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των μέγιστων στιγμιαίων διεισδύσεων αιολικής ισχύος (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 5%, 1% και 0.2%), ως ποσοστό (%) επί της στιγμιαίας ζήτησης ή της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία μονάδων, καθώς και ως ποσοστό (%) επί της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Συγκεκριμένα, εμφανίζονται οι εξής ποσοτικοί δείκτες:

$$\left. \frac{P_{WIND}}{P_{C \max}} \right|_{5\%}, \left. \frac{P_{WIND}}{P_{C \max}} \right|_{1\%}, \left. \frac{P_{WIND}}{P_{C \max}} \right|_{0.2\%} \quad \text{μέγιστη στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος κατά τη}$$

λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 5%, 1% και 0.2%), ως ποσοστό (%) της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των ενταγμένων συμβατικών μονάδων

$\left. \frac{P_{WIND}}{P_L} \right|_{5\%}$, $\left. \frac{P_{WIND}}{P_L} \right|_{1\%}$, $\left. \frac{P_{WIND}}{P_L} \right|_{0.2\%}$ μέγιστη στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 5%, 1% και 0.2%), ως ποσοστό (%) της στιγμιαίας ζήτησης

$\left. \frac{P_{WIND}}{SR} \right|_{5\%}$, $\left. \frac{P_{WIND}}{SR} \right|_{1\%}$, $\left. \frac{P_{WIND}}{SR} \right|_{0.2\%}$ μέγιστη στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 5%, 1% και 0.2%), ως ποσοστό (%) της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων

Από τα αποτελέσματα του πίνακα συνάγεται ότι οι υψηλότερες τιμές μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής παραγωγής, εκφρασμένες επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των συμβατικών μονάδων, εμφανίζονται στην περίπτωση τήρησης μερικής εφεδρείας ίσης με 50% για την αιολική παραγωγή και εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας. Αντίθετα, οι ελάχιστες τιμές των ποσοστών αυτών παρατηρούνται όταν το σύστημα λειτουργεί με αυξημένη εφεδρεία, δηλαδή στην περίπτωση τήρησης πλήρους εφεδρείας για τα αιολικά και εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας. Τέλος, σε όλες τις περιπτώσεις, οι μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις αγγίζουν τα κατά περίπτωση τιθέμενα όρια (30% για τη διείσδυση επί της μέγιστης ικανότητας των ενταγμένων μονάδων και 35% για τη διείσδυση επί της ισχύος του φορτίου).

Οι υψηλές σημειούμενες τιμές στιγμιαίων διεισδύσεων της συνολικής αιολικής παραγωγής εγκυμονούν κινδύνους για τη λειτουργία του συστήματος, σε περιπτώσεις απότομης απώλειας μέρους ή και του συνόλου της παραγωγής τους. Η εν λόγω απότομη απώλεια δύναται να προέλθει από πολύ υψηλές ταχύτητες ανέμου που υπερβαίνουν την ταχύτητα αποσύνδεσης των ανεμογεννητριών, αλλά περισσότερο πιθανές να συμβούν είναι οι περιπτώσεις αποσύνδεσης των Α/Γ λόγω σφαλμάτων στο δίκτυο, όταν αυτές δεν διαθέτουν δυνατότητα αδιάλειπτης λειτουργίας σε χαμηλή τάση (Low Voltage Ride Through- LVRT). Το γεωγραφικά εκτεταμένο δίκτυο ΥΤ και η γεωγραφική και ηλεκτρική διασπορά των αιολικών σταθμών, καθιστούν μάλλον απίθανη την ολική απώλεια της αιολικής παραγωγής λόγω σφαλμάτων στο δίκτυο. Παρά ταύτα, κρίνεται απαραίτητο για την ασφαλή λειτουργία των δικτύων οι νέοι αιολικοί σταθμοί να διαθέτουν δυνατότητα LVRT και γενικότερα συμβατότητα με τις απαιτήσεις που θέτουν οι σύγχρονοι Κώδικες Συστήματος (αυξημένα όρια τάσης και συχνότητας κανονικής λειτουργίας, υποστήριξη της τάσης σε συνθήκες βύθισης, απόκριση συχνότητας κλπ.), ώστε να περιοριστούν κατά το δυνατόν τα προβλήματα δυναμικής ευστάθειας των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων.

Πίνακας 4.1: Ενεργειακά αποτελέσματα για τα Α/Π του συστήματος Κρήτης (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	Παραγόμενη Ενέργεια	Απορριπτόμενη Ενέργεια	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω δυναμικού περιορισμού	Ποσοστό του έτους που υπερσχύει ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου	Ενέργεια που δύναται να απορροφήσει το σύστημα	ΣΑΩΛ	CF Α/Π
		%	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	h/y	%
35% επί του φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	518.57	119.27	45.73	73.54	18.05	1060.83	5519.42	30.80
	μεγαλύτερης μονάδας	100	505.48	132.37	83.41	48.95	32.01	1028.89	5353.22	30.02
		90	510.88	126.96	68.48	58.48	29.03	1036.43	5392.47	30.34
		80	516.94	120.90	46.08	74.82	25.24	1044.32	5433.50	30.70
		50	522.65	115.19	14.34	100.85	17.77	1054.68	5487.42	31.04
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	516.32	121.52	49.06	72.46	20.33	1047.79	5451.58	30.67
	μεγαλύτερης μονάδας	100	509.21	128.64	92.66	35.98	38.97	1035.79	5389.14	30.24
		90	509.30	128.54	74.29	54.25	34.69	1032.13	5370.09	30.25
		80	507.62	130.22	48.46	81.76	29.51	1025.86	5337.48	30.15
		50	485.10	152.75	15.96	136.79	20.67	989.56	5148.61	28.81

Πίνακας 4.2: Οικονομικά αποτελέσματα του συστήματος Κρήτης (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	Κόστος ΑΣΠ					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
			Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
			Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€	Μ€		
35% επί του φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	347.33	27.15	10.23	384.70	150.46	51.57	0.00	436.27	141.86
	μεγαλύτερης μονάδας	100	350.99	27.32	10.28	388.59	151.21	50.27	0.00	438.86	142.70
		90	349.79	27.24	10.26	387.29	151.02	50.81	0.00	438.09	142.45
		80	348.60	27.16	10.23	386.00	150.88	51.41	0.00	437.41	142.23
		50	346.35	26.98	10.21	383.54	150.25	51.98	0.00	435.52	141.62
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	348.85	27.13	10.24	386.21	150.92	51.35	0.00	437.56	142.28
	μεγαλύτερης μονάδας	100	351.79	27.24	10.26	389.29	151.71	50.64	0.00	439.93	143.05
		90	351.05	27.21	10.26	388.53	151.41	50.65	0.00	439.18	142.81
		80	350.50	27.20	10.27	387.97	151.10	50.48	0.00	438.45	142.57
		50	350.51	27.25	10.36	388.12	149.84	48.24	0.00	436.36	141.89

Πίνακας 4.3: Μέγιστη διείσδυση Α/Π κατά τη λειτουργία (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 5%, 1% και 0.2%), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία μονάδων, ως ποσοστό (%) επί της ισχύος του φορτίου και ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Κρήτης (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΔΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	$\frac{P_{WIND}}{P_{C\max}} \Big _{5\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{C\max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{C\max}} \Big _{0.2\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{5\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{0.2\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{5\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{0.2\%}$
			%	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
35% επί του φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	30.7	31.6	31.8	35.0	35.0	35.0	74.0	76.7	77.5
	μεγαλύτερης μονάδας	100	29.2	30.4	31.1	35.0	35.0	35.0	69.2	74.0	75.8
		90	30.5	31.7	32.3	35.0	35.0	35.0	75.0	79.8	82.2
		80	31.9	33.0	33.3	35.0	35.0	35.0	82.2	86.8	89.3
		50	36.6	38.4	39.5	35.0	35.0	35.0	119.8	134.1	146.2
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	30.0	30.0	30.0	34.6	36.8	37.8	73.4	75.8	76.5
	μεγαλύτερης μονάδας	100	30.0	30.0	30.0	35.3	37.4	38.6	69.0	73.8	75.8
		90	30.0	30.0	30.0	34.5	36.8	37.9	74.5	79.1	81.7
		80	30.0	30.0	30.0	33.8	35.4	37.0	81.3	85.9	88.7
		50	30.0	30.0	30.0	31.2	34.0	35.5	125.1	148.1	170.8

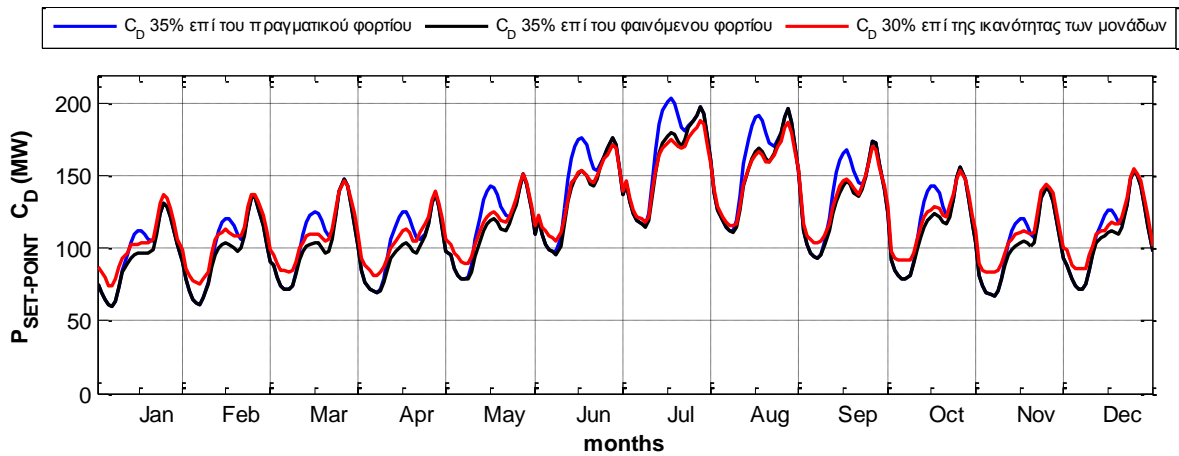
4.2.2 Επίπτωση από τη Φ/Β διείσδυση

Στη συνέχεια, εξετάστηκε ο υπολογισμός του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης ως ποσοστό 35% επί του «φαινόμενου» φορτίου του συστήματος, δηλαδή του πραγματικού φορτίου ζήτησης μειωμένου κατά την Φ/Β παραγωγή της συγκεκριμένης ώρας. Για το λόγο αυτό προσομοιώθηκε το σύστημα της Κρήτης, θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ Α/Π 192.2 MW, και Φ/Β ισχύ 100 MW. Θεωρήθηκε ακόμη ότι ο προγραμματισμός ένταξης των συμβατικών μονάδων πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη τη φαινόμενη ζήτηση, η οποία προκύπτει αφαιρώντας από την πραγματική ωριαία ζήτηση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή για την αντίστοιχη ώρα με ενσωματωμένο σφάλμα πρόβλεψης ϵ . Επιπλέον, υιοθετήθηκε ο δυναμικός επαναπροσδιορισμός του περιθωρίου διείσδυσης των αιολικών κατά την προσομοίωση της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος. Οι παραπάνω πολιτικές αναλύονται διεξοδικά στο Κεφάλαιο 5.

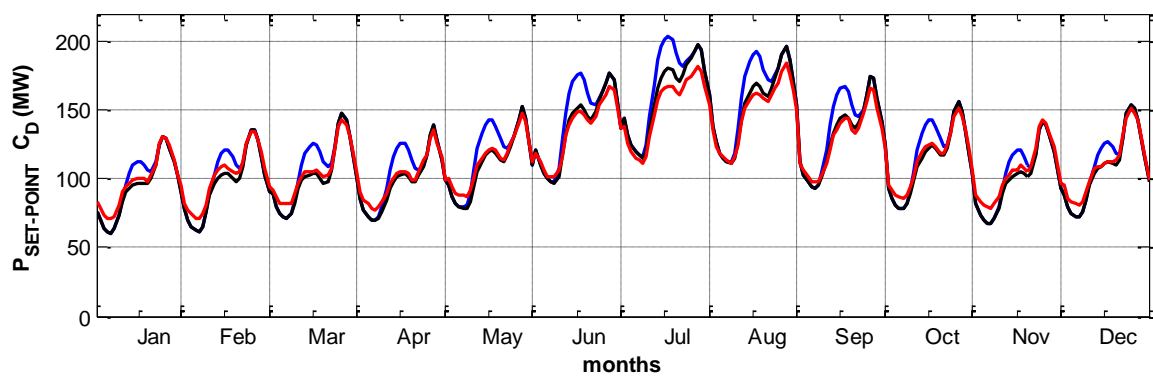
Στους Πίνακες 4.4 έως 4.7 παρουσιάζονται τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα από την προσομοίωση του συστήματος της Κρήτης, λαμβάνοντας υπόψη και τη Φ/Β διείσδυση.

Αρχικά, σε σύγκριση με την κατάσταση μηδενικής Φ/Β διείσδυσης (Πίνακες 4.1 έως 4.3), διαπιστώνονται αυξημένες απορρίψεις λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, ο οποίος υπολογίζεται με βάση το φαινόμενο φορτίο. Επιπλέον, η διείσδυση Φ/Β ισχύος στο σύστημα καθιστά τον υπολογισμό του συντελεστή c_D επί του πραγματικού φορτίου ιδιαίτερα ευνοϊκό ως προς την αιολική διείσδυση, σε σχέση με τους δύο άλλους τρόπους υπολογισμού, οι οποίοι προκαλούν μείωση του περιθωρίου απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα λόγω του δυναμικού περιορισμού κατά τις ώρες ηλιοφάνειας. Αυτό συμβαίνει είτε επειδή ο c_D εφαρμόζεται επί του πραγματικού φορτίου μειωμένου κατά τη Φ/Β παραγωγή κάθε ώρας (c_D 35% επί του φαινόμενου φορτίου), είτε λόγω της ένταξης μικρότερου αριθμού μονάδων αφού λαμβάνεται υπόψη η μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή (c_D 30% επί της ικανότητας των εν λειτουργία μονάδων). Σε αντίθεση με τους δύο τρόπους υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού επί του φορτίου, όταν αυτός υπολογίζεται επί της ικανότητας των μονάδων, οι ενεργειακοί δείκτες των αιολικών πάρκων επηρεάζονται επιπλέον και από την πολιτική εφεδρείας που ακολουθείται. Έτσι, σε καταστάσεις λειτουργίας του συστήματος με χαμηλή στρεφόμενη εφεδρεία, ο υπολογισμός του c_D επί των μονάδων εμφανίζεται δυσμενέστερος για τα αιολικά πάρκα, σε σχέση με τον υπολογισμό του επί του φαινόμενου φορτίου. Το αντίθετο συμβαίνει στις περιπτώσεις τήρησης υψηλής στρεφόμενης εφεδρείας. Οι παραπάνω διαπιστώσεις αποδίδονται γραφικά στο Σχήμα 4.18, όπου παρουσιάζεται η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής λόγω δυναμικού περιορισμού, για τους τρεις τρόπους υπολογισμού του c_D , τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας και διάφορους βαθμούς αξιοπιστίας για την αιολική παραγωγή (0%, 20% και 50%).

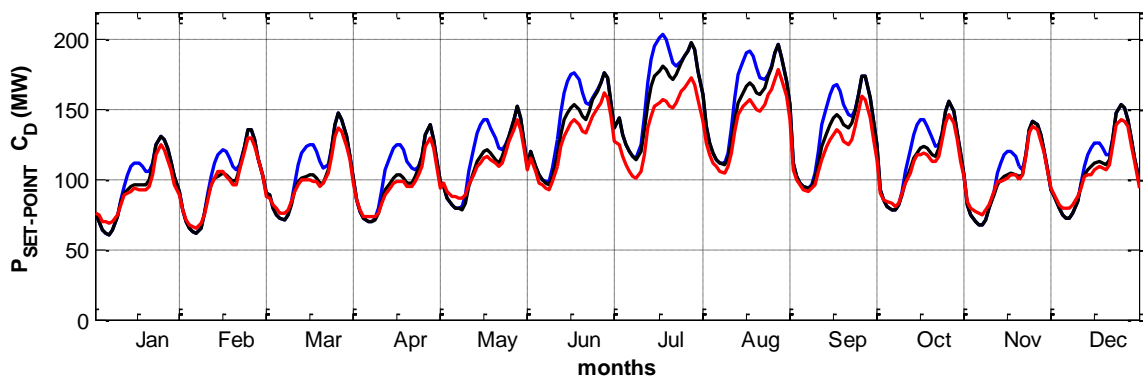
Εξετάζοντας τις μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ επί της στιγμιαίας ζήτησης (τιμή με πιθανότητα υπέρβασης 1%), τα υψηλότερα ποσοστά σημειώνονται για υπολογισμό του c_D επί του πραγματικού φορτίου και σε καταστάσεις τήρησης χαμηλής στρεφόμενης εφεδρείας, υπερβαίνοντας ελάχιστα το 50% επί της ζήτησης του φορτίου.



(α)



(β)



(γ)

Σχήμα 4.18. Στρεφόμενη εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας και (α) για το σύνολο της αιολικής παραγωγής, (β) για το 80% της παραγωγής των Α/Π και (γ) το 50% της παραγωγής των Α/Π. Μέσες ωριαίες καμπύλες της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το σύστημα λόγω του δυναμικού περιορισμού, για κάθε μήνα του έτους 2011, για τους τρεις τρόπους υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού.

Πίνακας 4.4: Ενεργειακά αποτελέσματα για τα Α/Π του συστήματος Κρήτης (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	Παραγόμενη Ενέργεια	Απορριπτόμενη Ενέργεια	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω δυναμικού περιορισμού	Ποσοστό του έτους που υπερیشχει ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου	Ενέργεια που δύναται να απορροφήσει το σύστημα	ΣΑΩΛ	CF Α/Π
		%	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	h/y	%
35% επί του πραγματικού φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	503.67	133.97	82.98	50.99	39.93	1017.09	5292	29.92
	μεγαλύτερης μονάδας	100	495.27	142.37	110.58	31.79	48.45	999.03	5198	29.42
		80	511.39	126.25	66.08	60.17	40.33	1020.54	5310	30.37
		50	520.88	116.76	21.34	95.42	29.25	1037.74	5399	30.94
35% επί του φαινόμενου φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	499.04	138.60	75.58	63.02	31.97	991.14	5157	29.64
	μεγαλύτερης μονάδας	100	489.50	148.14	100.92	47.21	39.85	968.87	5041	29.07
		80	503.06	134.58	53.79	80.80	31.32	986.65	5133	29.88
		50	509.68	127.95	16.39	111.56	22.13	999.15	5198	30.27
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	501.51	136.13	84.09	52.04	39.94	1003.64	5222	29.79
	μεγαλύτερης μονάδας	100	492.63	145.01	110.68	34.33	47.10	976.63	5081	29.26
		80	493.28	144.36	56.48	87.88	35.73	971.44	5054	29.30
		50	470.67	166.97	18.15	148.82	24.97	938.31	4882	27.95

Πίνακας 4.5: Οικονομικά αποτελέσματα του συστήματος Κρήτης (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΔΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	Κόστος ΑΣΠ					Κόστος ΑΠΕ		Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
			Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος O&M	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος	Κόστος Α/Π	Κόστος Φ/Β		
			%	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh	Μ€		
35% επί του πραγματικού φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	324.14	25.76	9.66	359.56	148.90	50.98	69.50	480.04	156.10
	μεγαλύτερης μονάδας	100	328.41	25.98	9.73	364.12	149.71	49.25	69.50	482.87	157.02
		80	325.47	25.80	9.66	360.93	149.39	50.86	69.50	481.28	156.50
		50	322.88	25.59	9.63	358.09	148.80	51.80	69.50	479.39	155.88
35% επί του φαινόμενου φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	324.90	25.83	9.69	360.43	148.78	50.21	69.50	480.13	156.12
	μεγαλύτερης μονάδας	100	328.97	26.04	9.75	364.76	149.62	48.68	69.50	482.93	157.04
		80	326.28	25.87	9.70	361.85	149.26	50.03	69.50	481.38	156.53
		50	324.01	25.69	9.67	359.37	148.64	50.69	69.50	479.55	155.94
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	325.91	25.82	9.70	361.43	149.01	49.91	69.50	480.84	156.35
	μεγαλύτερης μονάδας	100	329.29	25.97	9.74	365.00	149.91	48.99	69.50	483.49	157.22
		80	327.86	25.92	9.74	363.51	149.34	49.06	69.50	482.06	156.75
		50	328.04	25.97	9.83	363.83	148.09	46.81	69.50	480.14	156.13

Πίνακας 4.6: Μέγιστη διείσδυση ισχύος Α/Π και ΑΠΕ κατά τη λειτουργία (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 1%), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία μονάδων, ως ποσοστό (%) επί της ισχύος του φορτίου και ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Κρήτης (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	$\frac{P_{WIND}}{P_{C \max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_{C \max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{RES}}{SR} \Big _{1\%}$
		(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
35% επί του πραγματικού φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	34.6	35.0	77.9	51.4	48.6	157.9
	μεγαλύτερης μονάδας	100	32.5	35.0	73.8	46.4	47.2	113.4
		80	36.2	35.0	87.5	53.6	49.5	128.1
		50	43.1	35.0	135.2	63.6	51.7	174.4
35% επί του φαινόμενου φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	31.7	35.0	77.3	48.6	46.2	158.0
	μεγαλύτερης μονάδας	100	30.4	35.0	73.5	44.7	45.3	113.5
		80	33.1	35.0	86.9	50.0	46.2	130.1
		50	38.6	35.0	138.0	57.7	46.8	185.9
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	30.0	36.0	76.4	48.2	45.9	158.6
	μεγαλύτερης μονάδας	100	30.0	36.6	73.0	45.2	45.9	113.5
		80	30.0	34.9	85.8	48.7	45.6	131.5
		50	30.0	33.9	154.9	52.5	43.2	215.4

4.3 Διερεύνηση για τα νησιωτικά συστήματα μικρού και μέσου μεγέθους – Σύστημα Σάμου

Ανάλογη διερεύνηση ως προς τον ενδεδειγμένο τρόπο υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης και την πολιτική στρεφόμενη εφεδρείας διεξήχθη και για τα μικρότερα νησιωτικά συστήματα, από τα οποία θεωρήθηκε ως αντιπροσωπευτικό το σύστημα της Σάμου. Οι προσομοιώσεις πραγματοποιήθηκαν για το έτος 2011, και θεώρηση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος ίσης με 6.775 MW.

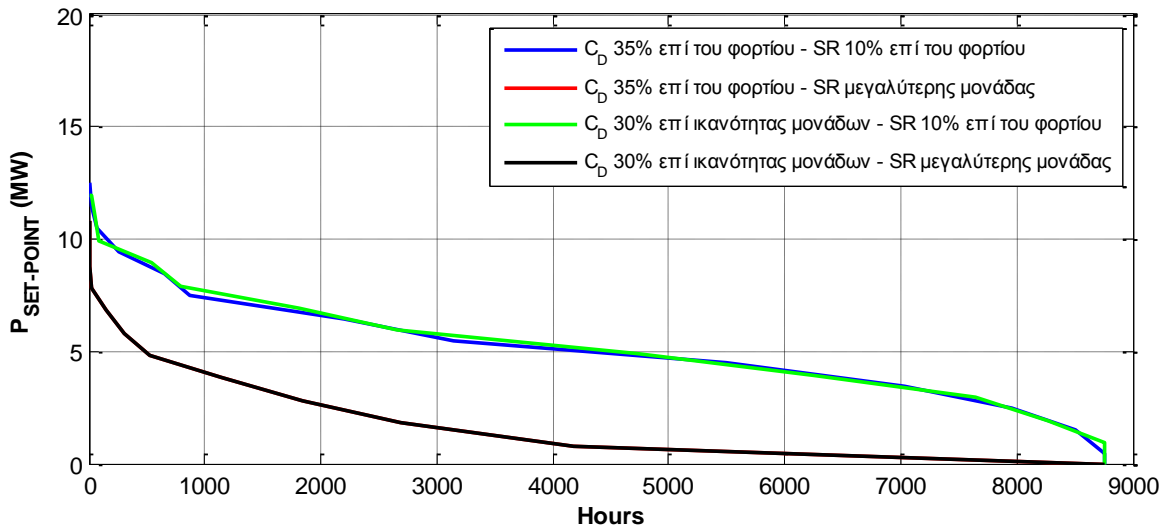
Στα Σχήματα 4.19 έως 4.28 εικονίζονται οι καμπύλες διάρκειας όπως προέκυψαν από την προσομοίωση του συστήματος της Σάμου, για τους δύο τρόπους υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης, καθώς και για δύο διαφορετικές πολιτικές εφεδρείας (τήρηση εφεδρείας ίσης με ποσοστό 10% επί του φορτίου και τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας και πλήρους εφεδρείας για την αιολική παραγωγή).

Βασική διαπίστωση των διαγραμμάτων είναι η τήρηση πολύ υψηλής στρεφόμενης εφεδρείας, όταν εφαρμόζεται η πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας (Σχήμα 4.20). Ακόμη, σε όλα τα σχήματα, παρατηρείται ότι ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού δεν διαφοροποιεί ουσιαστικά τα αποτελέσματα. Επιπλέον, η απόσταση μεταξύ των καμπυλών στο Σχήμα 4.19 καταδεικνύει το αισθητά χαμηλότερο περιθώριο απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα, όταν τηρείται εφεδρεία ίση με τη φόρτιση της μεγαλύτερης μονάδας. Το γεγονός αυτό ερμηνεύεται από την ισχυροποίηση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, λόγω της ένταξης περισσότερων συμβατικών μονάδων. Έτσι, αυξάνονται αισθητά οι απορρίψεις αιολικής ισχύος που οφείλονται στον εν λόγω περιορισμό, όπως διαπιστώνεται από το Σχήμα 4.22, ενώ οι απορρίψεις λόγω του δυναμικού περιορισμού είναι μηδενικές για τη συγκεκριμένη πολιτική εφεδρείας (Σχήμα 4.23).

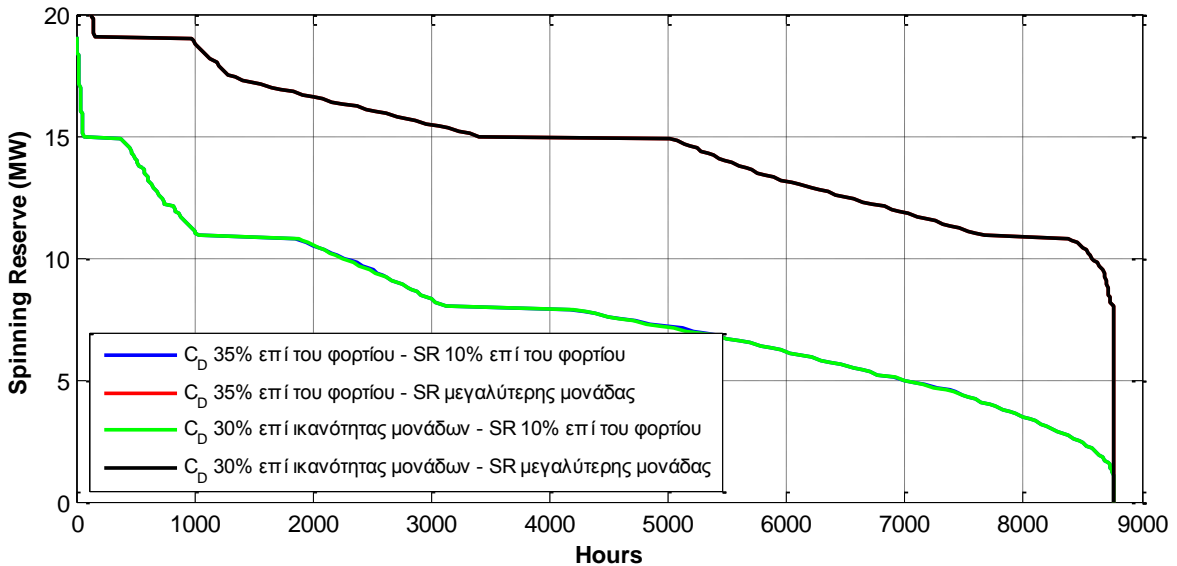
Από τα Σχήματα 4.24 έως 4.26 εξάγεται ότι η τήρηση πολιτικής εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας συνεπάγεται την ασφαλή λειτουργία του συστήματος ως προς την απότομη απώλεια αιολικής παραγωγής, εφόσον η διείσδυση αιολικής παραγωγής συγκρατείται σε εξαιρετικά χαμηλά επίπεδα. Είναι αξιοσημείωτο ότι η τηρούμενη εφεδρεία επαρκεί καθ' όλη τη διάρκεια του έτους ακόμα και για διπλάσια αιολική διείσδυση (Σχήμα 4.26). Αντίθετα, όταν η τήρηση εφεδρείας 10% επί του φορτίου διατηρεί την διείσδυση αιολικής παραγωγής σε ασφαλή επίπεδα, χωρίς να την περιορίζει σημαντικά. Από το Σχήμα 4.26 συνάγεται ότι η στιγμιαία αιολική διείσδυση δεν υπερβαίνει το 80% της συνολικής στρεφόμενης εφεδρείας.

Η πολιτική τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας πλεονεκτεί έναντι της τήρησης εφεδρείας 10% επί του φορτίου, ως προς την επάρκεια κάλυψης της ζήτησης σε ενδεχόμενη απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας, όπως αποδίδεται στο Σχήμα 4.27. Μάλιστα, διαπιστώνεται ότι με την υιοθέτηση της πρώτης πολιτικής, η τηρούμενη εφεδρεία του συστήματος είναι υψηλότερη από την στρεφόμενη εφεδρεία που υπολογίζεται κατά τη φάση του προγραμματισμού, καθότι υπερβαίνει τη φόρτιση της μεγαλύτερης εν λειτουργία μονάδας. Αυτό αποδίδεται στο ότι η ισχύς της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας του σταθμού της Σάμου είναι δυσανάλογα υψηλή συγκρινόμενη με το φορτίο του νησιού (65% του μέσου φορτίου και 29% επί της αιχμής του φορτίου), με αποτέλεσμα η τήρηση εφεδρείας ίσης με την αναμενόμενη φόρτισή της να προκαλεί την ένταξη μιας επιπλέον μικρότερης μονάδας. Από την άλλη πλευρά, η τήρηση εφεδρείας 10% επί του φορτίου δεν αρκεί για την κάλυψη της ζήτησης σε περίπτωση απώλειας της μεγαλύτερης συμβατικής μονάδας για σημαντικό ποσοστό του χρόνου λειτουργίας (περίπου 46%). Ωστόσο, το γεγονός αυτό είναι σε κάποιον βαθμό αναμενόμενο και αναπόφευκτο για τα μικρότερα νησιωτικά συστήματα, δεδομένης της ιδιαίτερα υψηλής ισχύος της μεγαλύτερης μονάδας σε σύγκριση με το φορτίο του συστήματος.

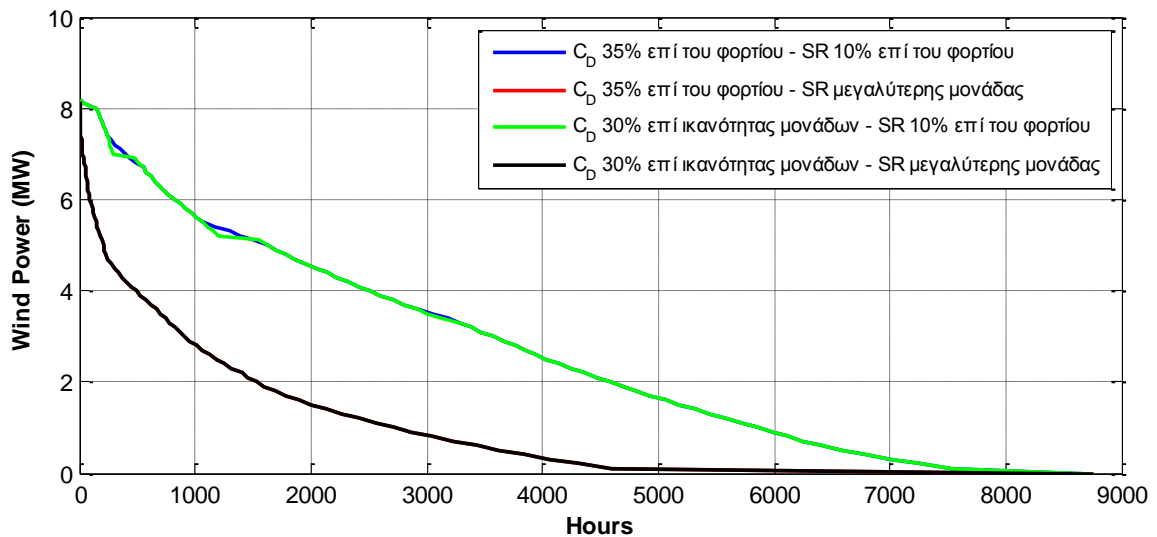
Στο Σχήμα 4.28, από την απόσταση των καμπυλών είναι εμφανές ότι η πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας οδηγεί σε αισθητά χαμηλότερη φόρτιση των συμβατικών μονάδων του συστήματος. Μάλιστα, η μέγιστη φόρτιση αγγίζει μόλις το 70% της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος του συμβατικού σταθμού. Επιπρόσθετα, εμφανίζονται υποφορτίσεις κάτω από την ισχύ τεχνικών ελαχίστων τους για σημαντικό ποσοστό του χρόνου λειτουργίας, και με αξιόλογο βάθος.



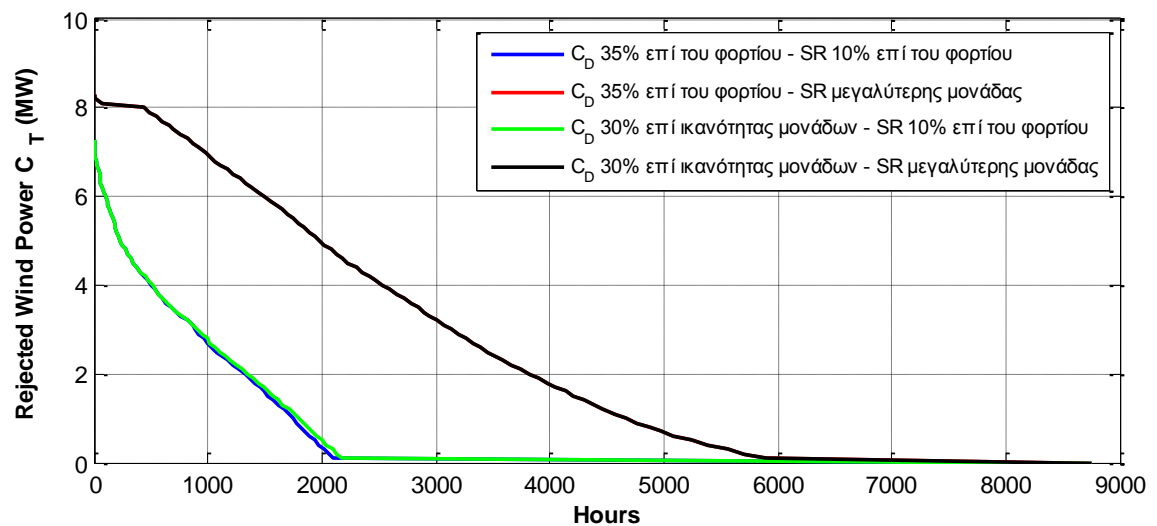
Σχήμα 4.19. Καμπύλη διάρκειας του ολικού περιθωρίου διείσδυσης των αιολικών για το σύστημα της Σάμου.



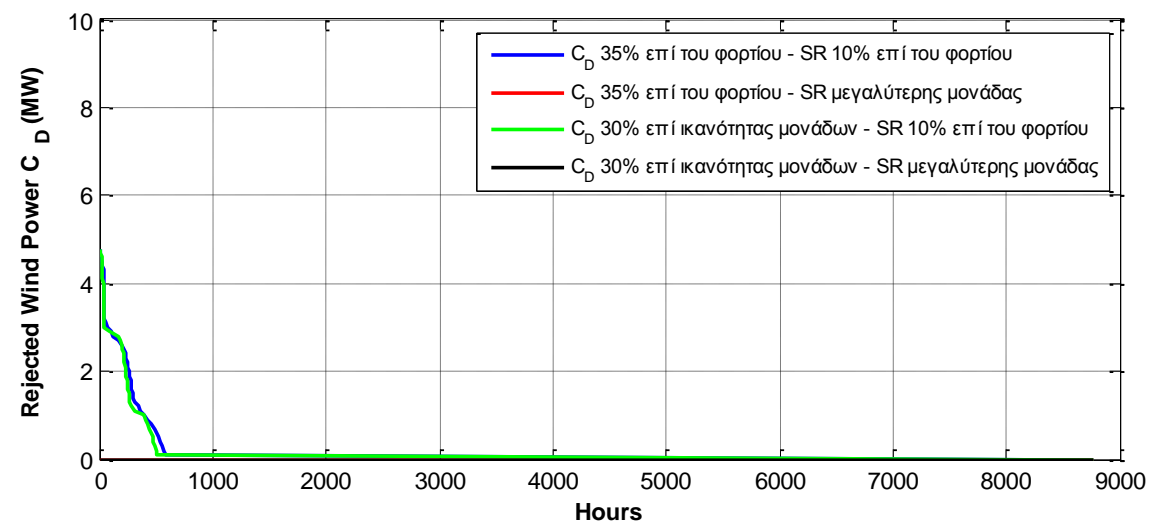
Σχήμα 4.20. Καμπύλη διάρκειας της στρεφόμενης εφεδρείας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Σάμου.



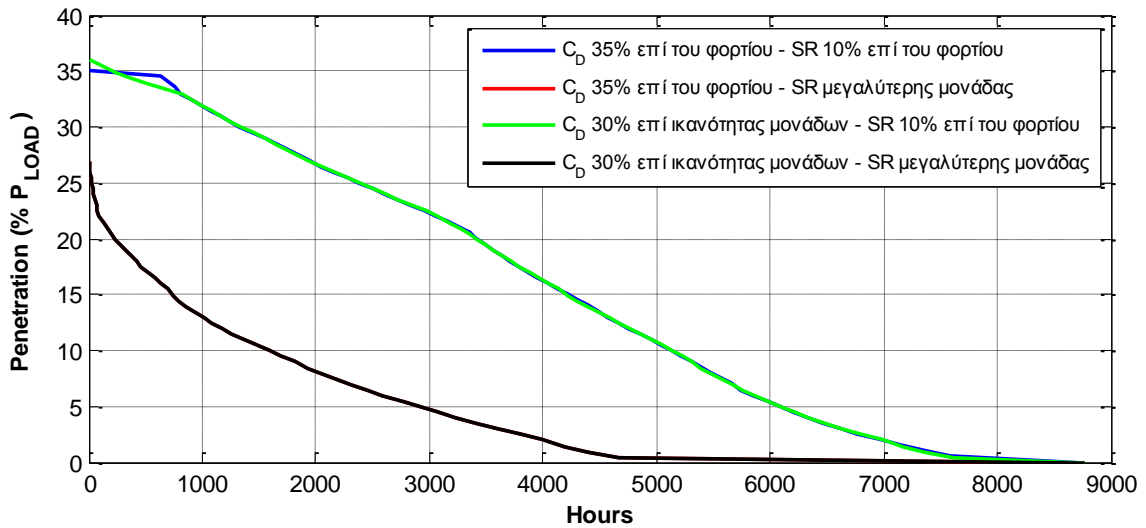
Σχήμα 4.21. Καμπύλη διάρκειας της αιολικής παραγωγής για το σύστημα της Σάμου.



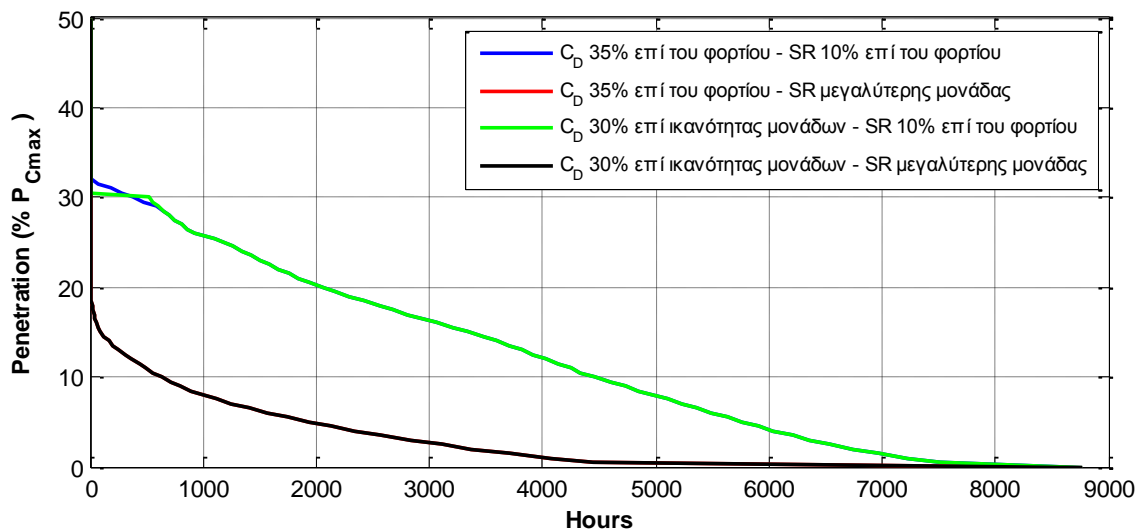
Σχήμα 4.22. Καμπύλη διάρκειας της συνολικής απορριπτόμενης αιολικής ισχύος λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου για το σύστημα της Σάμου.



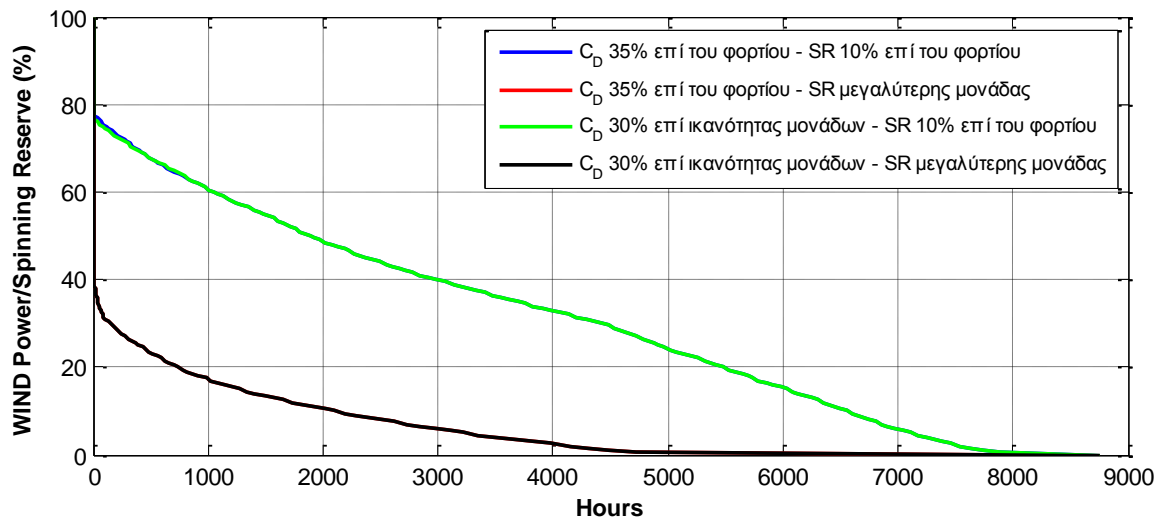
Σχήμα 4.23. Καμπύλη διάρκειας της συνολικής απορριπτόμενης αιολικής ισχύος λόγω του δυναμικού περιορισμού για το σύστημα της Σάμου.



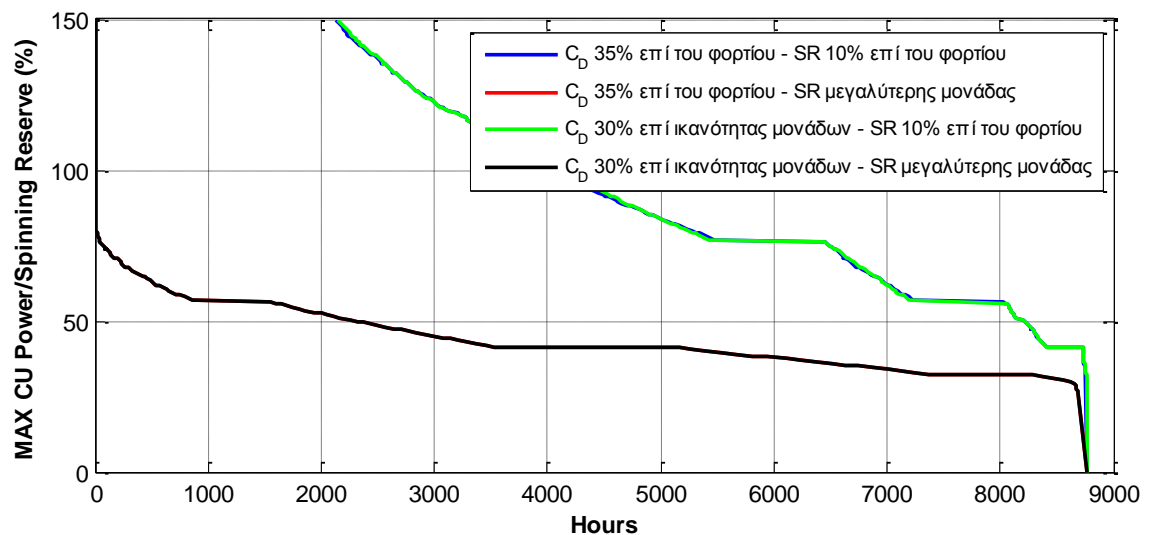
Σχήμα 4.24. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της ισχύος του φορτίου) για το σύστημα της Σάμου.



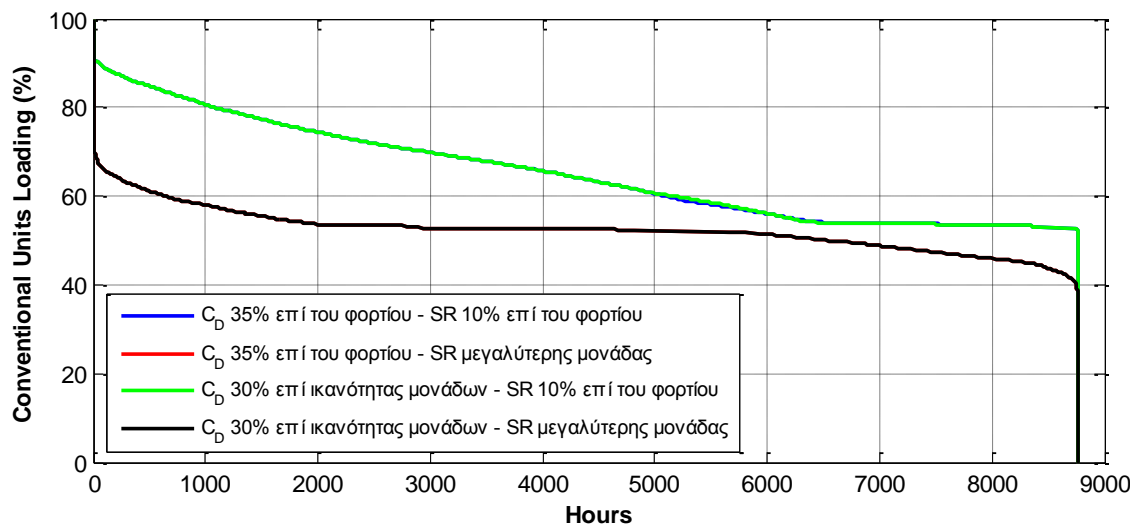
Σχήμα 4.25. Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος κατά τη λειτουργία (% επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων) για το σύστημα της Σάμου.



Σχήμα 4.26. Καμπύλη διάρκειας της αιολικής ισχύος, εκφρασμένης ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Σάμου.



Σχήμα 4.27. Καμπύλη διάρκειας της ισχύος φόρτισης της μεγαλύτερης μονάδας, εκφρασμένης ως ποσοστό (%) επί της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Σάμου.



Σχήμα 4.28. Καμπύλη διάρκειας του μέσου ποσοστού φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Σάμου.

Κοινή συνισταμένη των παραπάνω σχημάτων είναι η εμφάνιση υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων για σημαντικό ποσοστό του χρόνου λειτουργίας, καθώς και οι αυξημένες περικοπές αιολικής ισχύος, όταν ακολουθείται η πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.

Στους ακόλουθους πίνακες παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του συστήματος της Σάμου, για τις διάφορες πολιτικές εφεδρείας και τους δύο τρόπους υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού. Στον Πίνακα 4.7 εμφανίζονται τα ενεργειακά αποτελέσματα για τα αιολικά πάρκα του συστήματος, και στον Πίνακα 4.8 ποσοτικοποιούνται οι επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων. Ακόμη, στον Πίνακα 4.9 παρουσιάζονται τα ποσοστά κάλυψης της ετήσιας ζήτησης από τις συμβατικές και αιολικές πηγές, καθώς και τα επιμέρους κόστη παραγωγής των συμβατικών μονάδων, το κόστος αποζημίωσης των αιολικών σταθμών και το προκύπτον συνολικό λειτουργικό κόστος του νησιωτικού συστήματος. Τέλος, στον Πίνακα 4.10 παρατίθενται οι μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις αιολικής ισχύος (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 5%, 1% και 0.2%), ως ποσοστό (%) επί της στιγμιαίας ζήτησης ή της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία μονάδων, καθώς και ως ποσοστό (%) επί της στρεφόμενης εφεδρείας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Τα σύμβολα που χρησιμοποιούνται στον τελευταίο πίνακα επεξηγούνται στην παράγραφο 4.2.1.

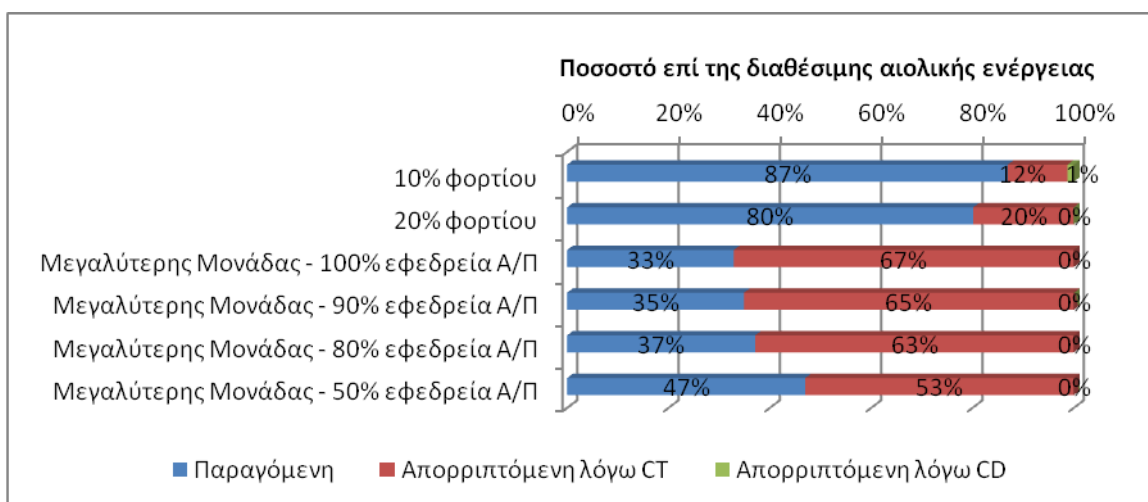
Εξετάζοντας τους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών πάρκων, συνάγεται ότι πλήττεται σε μεγάλο βαθμό η βιωσιμότητα των αιολικών πάρκων του συστήματος με την πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας. Συγκεκριμένα, για τον συντελεστή χρησιμοποίησης και τις ΣΑΩΛ σημειώνονται οι εξαιρετικά χαμηλές τιμές 12.53% και 1850, αντίστοιχα, όταν τηρείται πλήρης εφεδρεία για την αιολική παραγωγή. Επισημαίνεται ότι οι ΣΑΩΛ απέχουν αισθητά από τη συμβολαιοποιημένη τιμή τους. Η μείωση της αιολικής εφεδρείας βελτιώνει σημαντικά τα αποτελέσματα (αύξηση έως και κατά 5.4% για τον συντελεστή χρησιμοποίησης και 32% για τις ΣΑΩΛ), χωρίς ωστόσο να εξαλείφει το πρόβλημα της βιωσιμότητας. Στα Σχήματα 4.29 και 4.30 παρουσιάζεται γραφικά η αναλογία των απορρίψεων αιολικής ενέργειας για τους δύο περιορισμούς διείσδυσης, καθώς και η αιολική παραγωγή, εκφρασμένες ως ποσοστά επί της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, για τους δύο τρόπους υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού. Παρατηρείται η ισχυροποίηση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου που οδηγεί σε αυξημένες απορρίψεις, όταν τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, σε σχέση με την τήρηση εφεδρείας ίσης με ένα ποσοστό επί της ισχύος του φορτίου. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην ένταξη επιπλέον συμβατικών μονάδων προκειμένου να εξασφαλιστεί η αυξημένη

εφεδρεία του συστήματος. Ακόμη, διαπιστώνεται ότι ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου επικρατεί καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, συνεπώς, ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού δεν διαφοροποιεί καθόλου τα αποτελέσματα. Ακόμη και στην περίπτωση τήρησης εφεδρείας ίσης με ποσοστό 20% επί του φορτίου, υπερισχύει ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου για το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου λειτουργίας (95%), με αποτέλεσμα να δυσχεραίνει τον συντελεστή χρησιμοποίησης κατά 2.6%, σε σχέση με την τήρηση εφεδρείας 10% επί του φορτίου. Στην περίπτωση τήρησης εφεδρείας ίσης με ποσοστό 10% επί του φορτίου, φαίνεται η μικρή επίδραση του τρόπου υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού, εφόσον επικρατεί για ένα μικρό ποσοστό του έτους (περίπου 30%). Όταν υπολογίζεται επί της ισχύος του φορτίου, ευνοείται η αιολική διείσδυση, εφόσον ο συντελεστής χρησιμοποίησης εμφανίζεται υψηλότερος κατά 0.37% (33.11% όταν υπολογίζεται επί του φορτίου, έναντι 32.74% όταν υπολογίζεται επί της ικανότητας των μονάδων).

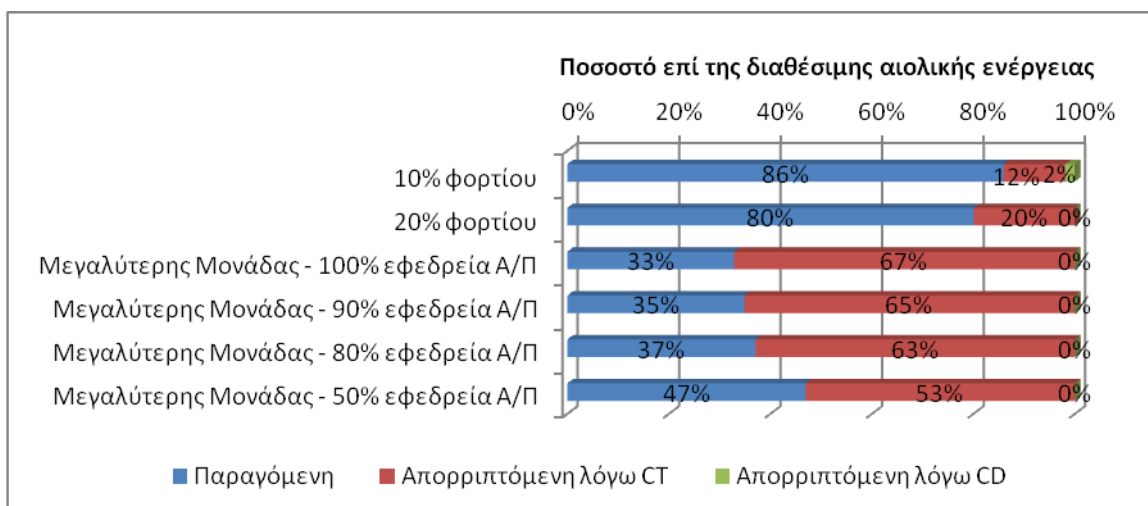
Ένα θέμα που χρήζει ιδιαίτερης προσοχής όταν ακολουθείται πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας είναι οι επιπτώσεις στη φόρτιση των συμβατικών μονάδων. Στον Πίνακα 4.8 παρατηρούνται υποφορτίσεις των μονάδων μεγάλου βάθους για αξιόλογο ποσοστό του χρόνου λειτουργίας (30-38%) με τη συγκεκριμένη πολιτική εφεδρείας, οδηγώντας σε μια κατάσταση λειτουργίας των μονάδων οπωσδήποτε μη αποδεκτή. Εύλογα διαπιστώνεται ότι το μέσο ποσοστό φόρτισης των θερμικών μονάδων ταυτίζεται σχεδόν με την ισχύ τεχνικών ελαχίστων τους. Αντίθετα, η πολιτική τήρησης εφεδρείας ίσης με 10% ή 20% επί του φορτίου διασφαλίζει τη λειτουργία των θερμικών μονάδων σε ισχύς υψηλότερες του τεχνικού ελαχίστου τους. Ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού δεν διαφοροποιεί τα αποτελέσματα των υποφορτίσεων, δεδομένου ότι δεν επηρεάζει τον προγραμματισμό ένταξης των μονάδων, επιφέρει όμως ελάχιστη μείωση της μέσης φόρτισης των μονάδων, λόγω αύξησης της αιολικής διείσδυσης, όταν τηρείται εφεδρεία ίση με 10% επί του φορτίου.

Από τα ποσοστά συμμετοχής των μονάδων παραγωγής (συμβατικές μονάδες και Α/Π) στην κάλυψη της ζήτησης, παρατηρείται ότι η μειωμένη αιολική διείσδυση στην περίπτωση τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας συνεπάγεται αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από συμβατικό καύσιμο. Το γεγονός αυτό οδηγεί σε αύξηση του κόστους των θερμικών μονάδων και του συστήματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.31. Επιπρόσθετα, η λιγότερο οικονομική λειτουργία αντιστοιχεί σε πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, αφού εντάσσονται πρόσθετες θερμικές μονάδες (μικρότερης ικανότητας και αυξημένης ειδικής κατανάλωσης) οι οποίες λειτουργούν σε χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης. Η παρατήρηση αυτή διαπιστώνεται στο Σχήμα 4.32, όπου εικονίζεται το μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων για τις διάφορες πολιτικές εφεδρείας. Αντίστοιχη μεταβολή παρουσιάζει και το μέσο μεταβλητό κόστος λειτουργίας του νησιωτικού συστήματος.

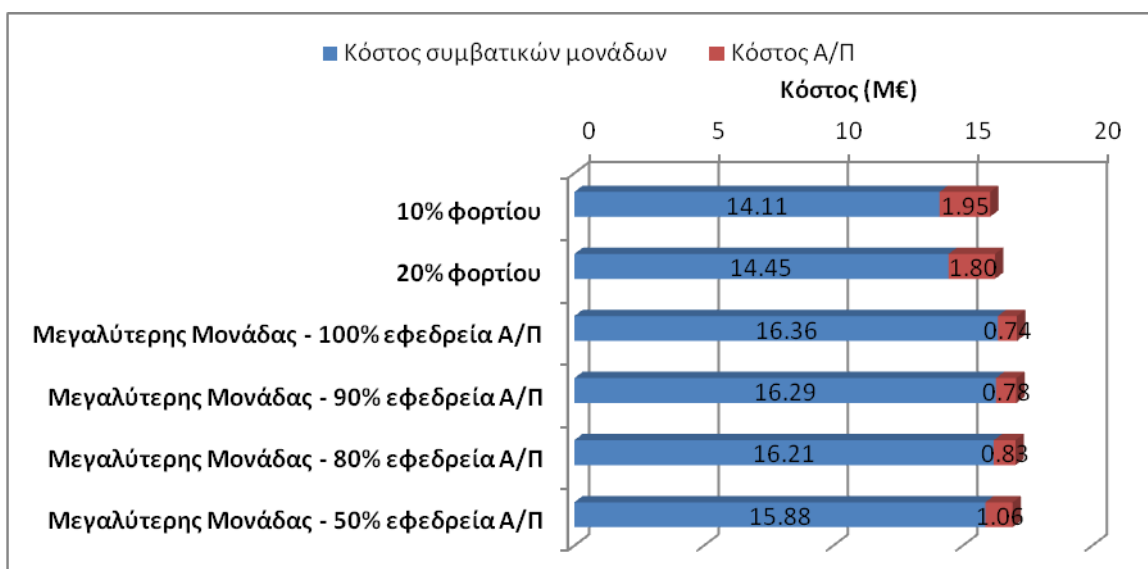
Αναφορικά με τις μέγιστες στιγμιαίες διεισδύσεις αιολικής ισχύος, είναι εμφανές ότι με την πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, η αιολική διείσδυση συγκρατείται σε πολύ χαμηλά επίπεδα, εφόσον δεν υπερβαίνει το 33% της στρεφόμενης εφεδρείας, καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Οι υψηλότερες τιμές μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής παραγωγής παρατηρούνται στις περιπτώσεις τήρησης χαμηλής εφεδρείας (10% επί του φορτίου), χωρίς όμως να διακυβεύεται η ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος. Συγκεκριμένα, διαπιστώνεται ότι η στιγμιαία αιολική διείσδυση δεν υπερβαίνει το 77% της τηρούμενης εφεδρείας, ακόμα και για πολύ μικρό ποσοστό του χρόνου λειτουργίας.



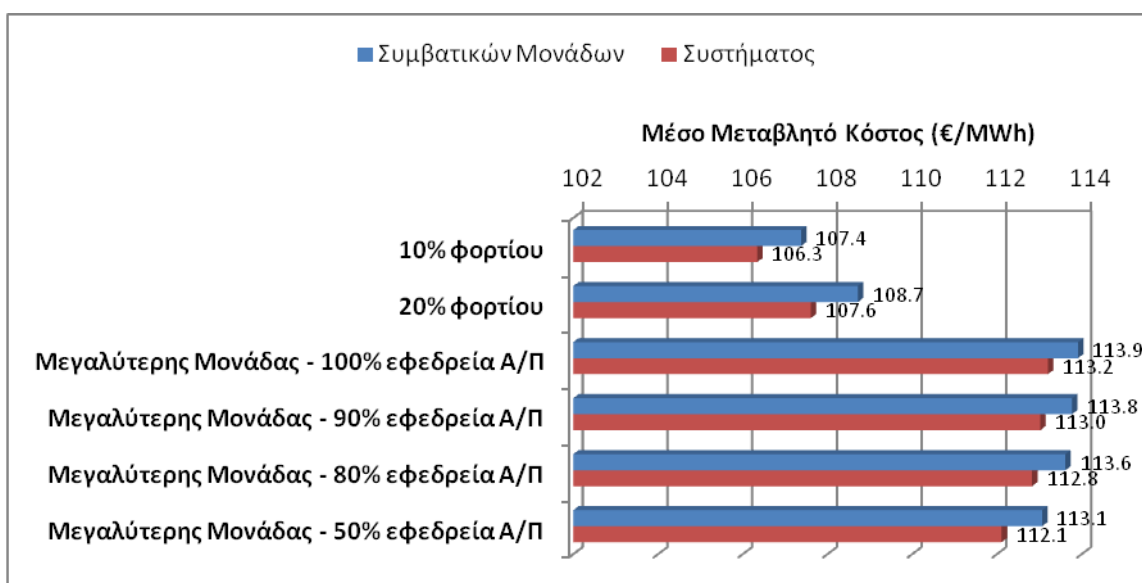
Σχήμα 4.29. **Σάμος 2011 – c_D 35% επί του φορτίου**: Γραφική απεικόνιση της ετήσιας παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και του δυναμικού περιορισμού), ως ποσοστό (%) επί της συνολικά διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, για τις διάφορες πολιτικές στρεφόμενης εφεδρείας.



Σχήμα 4.30. **Σάμος 2011 – c_D 30% επί της ικανότητας των μονάδων**: Γραφική απεικόνιση της ετήσιας παραγόμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και του δυναμικού περιορισμού), ως ποσοστό (%) επί της συνολικά διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, για τις διάφορες πολιτικές στρεφόμενης εφεδρείας.



Σχήμα 4.31. **Σάμος 2011** – Κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων και αποζημίωση των αιολικών σταθμών, για τις διάφορες πολιτικές εφεδρείας. Το άθροισμά τους ισούται με το συνολικό κόστος παραγωγής ενέργειας του συστήματος.



Σχήμα 4.32. **Σάμος 2011** – Μέσο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων και του συστήματος, για τις διάφορες πολιτικές εφεδρείας.

Πίνακας 4.7: Ενεργειακά αποτελέσματα για τα Α/Π του συστήματος της Σάμου (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	Παραγόμενη Ενέργεια	Απορριπτόμενη Ενέργεια	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου	Απορριπτόμενη Ενέργεια λόγω δυναμικού περιορισμού	Ποσοστό του έτους που υπερσχύει ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου	Ενέργεια που δύναται να απορροφήσει το σύστημα	ΣΑΩΛ	CF Α/Π
		%	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	h/y	%
35% επί του φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	19.65	2.94	2.66	0.28	69.60	44.99	6640.80	33.11
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	18.11	4.49	4.47	0.01	95.66	38.15	5631.02	30.51
	μεγαλύτερης μονάδας	100	7.43	15.16	15.16	0.00	100.00	12.54	1850.75	12.53
		90	7.89	14.70	14.70	0.00	100.00	13.10	1934.08	13.29
		80	8.39	14.21	14.21	0.00	100.00	13.75	2029.60	14.13
		50	10.61	11.98	11.98	0.00	100.00	16.60	2450.22	17.88
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	19.43	3.16	2.74	0.42	62.23	42.36	6252.19	32.74
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	18.11	4.48	4.48	0.00	99.37	38.20	5638.76	30.51
	μεγαλύτερης μονάδας	100	7.43	15.16	15.16	0.00	100.00	12.54	1850.75	12.53
		90	7.89	14.70	14.70	0.00	100.00	13.10	1934.08	13.29
		80	8.39	14.21	14.21	0.00	100.00	13.75	2029.60	14.13
		50	10.61	11.98	11.98	0.00	99.81	16.59	2449.15	17.88

Πίνακας 4.8: Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Σάμου (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (%)	Μέση ισχύς φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος υποφόρτισης (% χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης (% συνολικής παραγόμενης ενέργειας)	Μέση ισχύς φόρτισης (% ικανότητας)
35% επί του φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	-	0.00	0.00	66.89
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	-	0.00	0.00	62.50
	μεγαλύτερης μονάδας	100	91.30	38.05	31.26	52.57
		90	91.43	36.81	30.25	52.70
		80	91.56	35.61	29.29	52.85
		50	91.79	30.04	25.00	53.42
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	-	0.00	0.00	66.98
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	-	0.00	0.00	62.50
	μεγαλύτερης μονάδας	100	91.30	38.05	31.26	52.57
		90	91.43	36.81	30.25	52.70
		80	91.56	35.61	29.29	52.85
		50	91.79	30.04	25.00	53.42

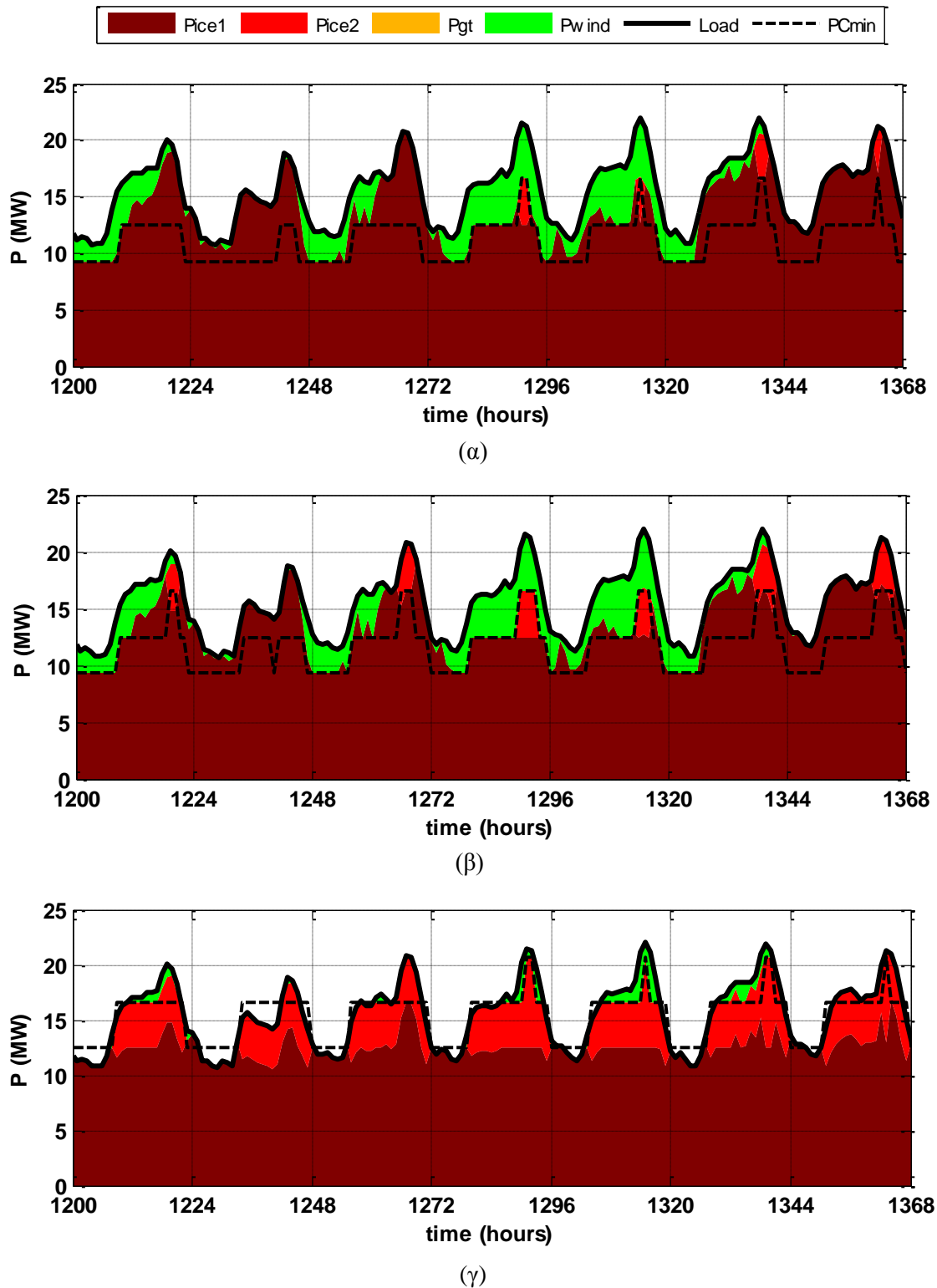
Πίνακας 4.9: Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα του συστήματος της Σάμου (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης		Κόστος ΑΣΠ					Κόστος Α/Π	Κόστος Συστήματος	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος
			Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα	Κόστος καυσίμου	Κόστος CO ₂	Κόστος Ο&Μ	ΣΥΝΟΛΟ	Μέσο Μεταβλητό Κόστος			
			%	%	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	€/MWh			
35% επί του φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	86.99	13.01	12.45	1.14	0.53	14.11	107.38	1.95	16.06	106.3472
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	88.01	11.99	12.76	1.17	0.53	14.45	108.72	1.80	16.25	107.6077
	μεγαλύτερης μονάδας	100	95.08	4.92	14.46	1.32	0.57	16.36	113.92	0.74	17.10	113.2061
		90	94.78	5.22	14.40	1.32	0.57	16.29	113.78	0.78	17.07	113.0284
		80	94.45	5.55	14.33	1.31	0.57	16.21	113.62	0.83	17.04	112.833
		50	92.97	7.03	14.03	1.28	0.56	15.88	113.07	1.06	16.93	112.1142
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	87.14	12.86	12.46	1.14	0.53	14.13	107.36	1.93	16.06	106.3432
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	88.01	11.99	12.76	1.17	0.53	14.45	108.72	1.80	16.25	107.6077
	μεγαλύτερης μονάδας	100	95.08	4.92	14.46	1.32	0.57	16.36	113.92	0.74	17.10	113.2061
		90	94.78	5.22	14.40	1.32	0.57	16.29	113.78	0.78	17.07	113.0284
		80	94.45	5.55	14.33	1.31	0.57	16.21	113.62	0.83	17.04	112.833
		50	92.97	7.03	14.03	1.28	0.56	15.88	113.07	1.06	16.93	112.1142

Πίνακας 4.10: Μέγιστη διείσδυση Α/Π κατά τη λειτουργία (τιμές με πιθανότητα υπέρβασης 5%, 1% και 0.2%), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία μονάδων, ως ποσοστό (%) επί της ισχύος του φορτίου και ως ποσοστό (%) της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των συμβατικών μονάδων για το σύστημα της Σάμου (έτος 2011).

ΔΥΝΑΜΙΚΟΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΤΗΡΟΥΜΕΝΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	$\frac{P_{WIND}}{P_{C \max}} \Big _{5\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{C \max}} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_{C \max}} \Big _{0.2\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{5\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{P_L} \Big _{0.2\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{5\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{1\%}$	$\frac{P_{WIND}}{SR} \Big _{0.2\%}$
		%	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
35% επί του φορτίου	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	26.3	31.0	31.7	32.5	35.0	35.0	65.5	74.0	77.0
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	22.9	26.7	29.0	29.7	33.0	35.0	51.9	59.6	62.7
	μεγαλύτερης μονάδας	100	10.6	14.2	15.3	16.6	21.2	22.3	22.8	30.3	33.5
		90	11.2	15.0	15.7	17.3	21.8	23.0	24.4	32.2	34.6
		80	11.8	15.4	17.2	18.2	22.5	24.7	25.6	33.9	37.1
		50	15.3	19.3	22.1	21.8	26.5	29.2	33.2	44.9	47.4
30% επί της ικανότητας των μονάδων	ποσοστό 10% επί του φορτίου	100	26.3	30.0	35.1	32.3	35.7	39.1	65.3	74.2	77.2
	ποσοστό 20% επί του φορτίου	100	22.9	26.7	29.0	29.7	33.0	35.0	51.9	59.6	62.8
	μεγαλύτερης μονάδας	100	10.6	14.2	15.3	16.6	21.2	22.3	22.8	30.3	33.5
		90	11.2	15.0	15.7	17.3	21.8	23.0	24.4	32.2	34.6
		80	11.8	15.4	17.2	18.2	22.5	24.7	25.6	33.9	37.1
		50	15.3	19.3	22.1	21.8	26.5	29.2	33.2	44.9	47.4

Στο διάγραμμα του Σχήματος 4.33 αποδίδεται η κάλυψη του φορτίου του συστήματος από τις διάφορες μονάδες παραγωγής (θερμικές στις αποχρώσεις του κόκκινου και αιολικές με πράσινο χρώμα), για μια εβδομάδα χαμηλού φορτίου του έτους 2011, και για τρεις διαφορετικές πολιτικές εφεδρείας. Στα διαγράμματα σημειώνεται με μαύρη διακεκομμένη γραμμή το τεχνικό ελάχιστο των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων (PCmin). Παρατηρείται ότι η αύξηση του ποσοστού της τηρούμενης εφεδρείας από 10% σε 20% συνεπάγεται την ένταξη μιας επιπλέον συμβατικής μονάδας τις ώρες αιχμής της καμπύλης φορτίου, όπως φαίνεται από τη μαύρη διακεκομμένη γραμμή των τεχνικών ελαχίστων, την 1η και 2η ημέρα του σχήματος. Έτσι, η λειτουργία του συστήματος είναι λιγότερο οικονομική, καθότι οι μονάδες αιχμής (Pice2) έχουν υψηλότερη ειδική κατανάλωση από τις μονάδες βάσης (Pice1) του συστήματος της Σάμου. Επιπλέον, από το Σχήμα 4.33(γ) είναι εμφανής η αισθητή μείωση της συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην κάλυψη του φορτίου, που οφείλεται στην επίδραση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου λόγω της αυξημένης ενταγμένης συμβατικής ισχύος όταν τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας. Τέλος, αναδεικνύεται το πρόβλημα των υποφορτίσεων όταν ακολουθείται η τελευταία πολιτική εφεδρείας, οι οποίες εμφανίζονται κυρίως στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου, αλλά και τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας (όπως συμβαίνει την 2η ημέρα στο Σχήμα 4.33(γ)).



Σχήμα 4.33. Σάμος 2011 – Κάλυψη του φορτίου κατά τη διάρκεια μιας εβδομάδας χαμηλού φορτίου. (α) τήρηση εφεδρείας 10% επί του φορτίου, (β) τήρηση εφεδρείας 20% επί του φορτίου, (γ) τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας. Σε όλες τις περιπτώσεις τηρείται εφεδρεία για τη συνολική αιολική παραγωγή.

4.4 Συμπεράσματα

Η πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας και ο τρόπος εφαρμογής του δυναμικού περιορισμού έχουν σημαντική επίπτωση στη λειτουργία των συστημάτων και στην προκύπτουσα διείσδυση ΑΠΕ. Οι επιπτώσεις αυτές αναλύθηκαν χρησιμοποιώντας ως παράδειγμα το σύστημα της Κρήτης, ως αντιπροσωπευτικό για τα μεγάλα νησιωτικά συστήματα, και της Σάμου, ως τυπικό μικρότερο σύστημα. Οποσδήποτε, οι πολιτικές που τελικά υιοθετούνται στις διερευνήσεις των επόμενων κεφαλαίων υπαγορεύονται και από την πρακτική που ακολουθείται στην πραγματικότητα από τον Διαχειριστή ΜΔΝ.

Σε ό,τι αφορά τα μεγάλα νησιωτικά συστήματα, η τήρηση εφεδρείας 10% επί της ζήτησης του φορτίου οδηγεί σε συνολικά αυξημένες διεισδύσεις αιολικής παραγωγής. Επιπλέον, εφόσον συνδυάζεται με πλήρη εφεδρεία αιολικής παραγωγής, επαρκεί για την κάλυψη πιθανής απώλειας του συνόλου της αιολικής ισχύος (Σχήμα 4.8). Ωστόσο, από το Σχήμα 4.9 διαπιστώνεται ότι για ένα σημαντικό ποσοστό του χρόνου λειτουργίας (12.6%) η συγκεκριμένη πολιτική εφεδρείας δεν επαρκεί να καλύψει ενδεχόμενη απώλεια της μεγαλύτερης θερμικής μονάδας.

Η τήρηση πολιτικής εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας οδηγεί σε λειτουργία με αυξημένη στρεφόμενη εφεδρεία και κατ' αρχήν συνεπάγεται χαμηλότερες διεισδύσεις αιολικής παραγωγής. Όταν ο δυναμικός περιορισμός υπολογίζεται επί του φορτίου, η επίπτωση αυτή αναιρείται όταν ταυτόχρονα τηρείται μερική εφεδρεία για την αναμενόμενη αιολική παραγωγή (δηλαδή με τη θεώρηση ποσοστού της αιολικής παραγωγής ως αξιόπιστης). Όσο μειώνεται η εφεδρεία της αιολικής παραγωγής, τόσο αυξάνεται ο συντελεστής χρησιμοποίησης και οι ΣΑΩΛ των αιολικών πάρκων. Διαπιστώνεται μάλιστα ότι ο περιορισμός της αιολικής εφεδρείας κατά ένα μικρό σχετικά ποσοστό, της τάξης του 20% (δηλαδή τήρηση εφεδρείας για το 80% της αιολικής παραγωγής), αντισταθμίζει σε μεγάλο βαθμό τις όποιες αρνητικές επιπτώσεις από την υψηλή εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, χωρίς να θίγεται ουσιαστικά η ασφάλεια λειτουργίας των μεγάλων νησιωτικών συστημάτων, με σημαντικό πλήθος και διασπορά των σταθμών ΑΠΕ. Αντίθετα, στην περίπτωση υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού επί της ικανότητας των μονάδων, η μείωση της τηρούμενης εφεδρείας για την αναμενόμενη αιολική παραγωγή δυσχεραίνει περαιτέρω την απορρόφηση αιολικής παραγωγής από το σύστημα. Επομένως, στην περίπτωση αυτή, είναι προτιμητέα η τήρηση πλήρους εφεδρείας για την αιολική παραγωγή σε συνδυασμό με την πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.

Αντίθετα, στην περίπτωση των μικρών νησιωτικών συστημάτων, η εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας οδηγεί σε περιορισμό της αιολικής παραγωγής σε τέτοιο βαθμό, ώστε πλήττεται η βιωσιμότητα των αιολικών σταθμών σε κάποιες περιπτώσεις. Οι αυξημένες περικοπές αιολικής ισχύος δεν αντισταθμίζονται από την τήρηση μερικής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή, η οποία είναι ούτως ή άλλως λιγότερο δικαιολογημένη στα μικρής έκτασης συστήματα, όπου η ολική απώλεια της αιολικής παραγωγής λόγω σφάλματος στο δίκτυο είναι περισσότερο πιθανή. Σημαντική διαπίστωση αποτελεί επίσης η συχνή εμφάνιση υποφορτίσεων μεγάλου βάθους στις ενταγμένες συμβατικές μονάδες όταν τηρείται εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας, ιδίως στα νησιωτικά συστήματα όπου χρησιμοποιούνται μονάδες βάσης μεγάλης ισχύος σε σχέση με το φορτίο, όπως στο σύστημα της Σάμου. Κατά συνέπεια, στα μικρά συστήματα προκρίνεται ως βασική πολιτική εφεδρείας η τήρηση εφεδρείας ίσης με ποσοστό της τάξης του 10% ή 20% επί του φορτίου και η πλήρης εφεδρεία για την αναμενόμενη αιολική παραγωγή. Στην παρούσα διερεύνηση επιλέγεται η τήρηση εφεδρείας 10% επί

του φορτίου, δεδομένου ότι βελτιώνονται οι ενεργειακοί δείκτες των αιολικών πάρκων, χωρίς να θίγεται η ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος⁸.

Σημειώνεται ότι, κατά τη φάση της λειτουργίας, η φόρτιση των μονάδων είναι τέτοια ώστε η συνολική στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος να παρέχεται κατά προτεραιότητα από τις λιγότερο οικονομικές μονάδες, χωρίς βέβαια να παραβιάζεται το τεχνικό τους ελάχιστο.

Σε ό,τι αφορά τον τρόπο υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού, η εφαρμογή του συντελεστή διείσδυσης c_D επί της ικανότητας των μονάδων (η οποία υπερβαίνει πάντοτε την ισχύ του φορτίου) γενικά οδηγεί σε υψηλότερες αιολικές διείσδυσεις. Στην παρούσα ανάλυση, όμως, όπου θεωρήθηκε αυξημένη τιμή c_D κατά 5% όταν ο περιορισμός εφαρμόζεται επί του φορτίου, προκύπτει αυξημένη διείσδυση αιολικών στη δεύτερη περίπτωση, για την πλειονότητα των εξεταζόμενων συστημάτων. Επιπλέον διαπιστώθηκε ότι η τήρηση χαμηλής αιολικής εφεδρείας χαλαρώνει μεν τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, αλλά μπορεί να μην οδηγεί σε αύξηση της αιολικής διείσδυσης όταν ο δυναμικός περιορισμός εφαρμόζεται επί της ικανότητας των μονάδων και κυριαρχεί του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου (περίπτωση Κρήτης). Παρουσία φωτοβολταϊκής διείσδυσης, ο συντελεστής c_D μπορεί να εφαρμοστεί και επί του φαινόμενου φορτίου, προκαλώντας περικοπές αιολικής ισχύος σε σχέση με την εφαρμογή του επί του πραγματικού φορτίου. Για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις, ο υπολογισμός του δυναμικού περιορισμού επί της ικανότητας των μονάδων επηρεάζεται σημαντικά από την Φ/Β παραγωγή, συνεπώς δυσχεραίνει σε μεγάλο βαθμό την αιολική διείσδυση. Σε συστήματα όπου η πλειονότητα των απορρίψεων αιολικής ενέργειας οφείλεται στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου (όπως το σύστημα της Σάμου), ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού διαφοροποιεί ελάχιστα τα αποτελέσματα.

Στην πράξη, ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης εφαρμόζεται επί του φορτίου στην πλειονότητα των νησιωτικών συστημάτων και, δεδομένου ότι οδηγεί σε υψηλές αιολικές διείσδυσεις χωρίς να διακυβεύεται η ασφάλεια λειτουργίας των συστημάτων, υιοθετείται ως σενάριο βάσης στην παρούσα ανάλυση. Κύριο μειονέκτημα αυτού του τρόπου υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού αποτελεί το ότι δεν συναρτάται με τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής και συνεπώς δεν είναι κατ' αρχήν ο πλέον ορθός. Π.χ. είναι σαφές ότι η τήρηση μερικής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή ουσιαστικά οδηγεί στην υποκατάσταση συμβατικών μονάδων από αιολικούς σταθμούς, οι οποίοι με τα σημερινά δεδομένα δεν παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες ρύθμισης. Συνεπώς η ικανότητα υποδοχής διαλείπουσας ισχύος του όλου συστήματος δεν μπορεί παρά να είναι μειωμένη, γεγονός που δεν ποσοτικοποιείται εφαρμόζοντας τον συντελεστή διείσδυσης επί του φορτίου. Η εφαρμογή του συντελεστή διείσδυσης επί της ικανότητας των μονάδων θα επέτρεπε την επιλογή διαφοροποιημένων τιμών c_D για τις επιμέρους μονάδες, ώστε να αντιμετωπιστεί ορθότερα η εισαγωγή στα συστήματα νησιών μονάδων χαμηλότερης δυναμικής εφεδρείας, όπως μπορεί να είναι οι υδροστρόβιλοι των υβριδικών σταθμών ή υψηλότερων δυνατοτήτων, όπως π.χ. τα συστήματα μπαταριών με μετατροπείς ισχύος, όπως και μελλοντικοί σταθμοί ΑΠΕ με απόκριση συχνότητας.

⁸ Παρουσία Φ/Β διείσδυσης, τηρείται έμμεση εφεδρεία για τη Φ/Β παραγωγή, διότι για τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων λαμβάνεται υπόψη η μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, με ενσωματωμένο σφάλμα πρόβλεψης αρνητικής μέσης τιμής, όπως αναλύεται διεξοδικά στο Κεφάλαιο 5.

5. ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΕΝΤΑΞΗΣ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΒΑΣΕΙ ΤΗΣ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

5.1 Γενικά

Λόγω του μικρού μεγέθους και της διασποράς των Φ/Β σταθμών, αντιμετωπίζονται πρακτικά ως ενσωματωμένοι στο φορτίο του νησιού. Βάσει των σημερινών δεδομένων, δεν καταγράφονται ανεξάρτητα το πραγματικό φορτίο ζήτησης των καταναλωτών και της ισχύος εξόδου των Φ/Β σταθμών. Επομένως, οι χειριστές των ΑΣΠ⁹ των νησιών διαθέτουν δεδομένα μόνο για το καθαρό φορτίο του συμβατικού σταθμού παραγωγής, το οποίο συνιστά το «φαινόμενο» φορτίο του νησιού. Εύλογα γίνεται αντιληπτό ότι το πρόγραμμα ένταξης των θερμικών μονάδων καταρτίζεται από τους χειριστές με κύριο εργαλείο την εμπειρική γνώση του καθαρού φορτίου του σταθμού, ιδιαίτερα στα νησιωτικά συστήματα μικρού μεγέθους.

Το γεγονός αυτό λαμβάνεται υπόψη στις προσομοιώσεις μέσω μιας μεθοδολογίας εκτίμησης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, η οποία θα πρέπει να αφαιρείται από το φορτίο ζήτησης των καταναλωτών, ώστε να καταρτισθεί το πρόγραμμα ένταξης των ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής και ακολούθως να υπολογιστούν οι περιορισμοί διείσδυσης των αιολικών σταθμών, όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 2. Στο παρόν κεφάλαιο περιγράφεται η διερεύνηση που πραγματοποιήθηκε για τους εναλλακτικούς τρόπους θεώρησης της Φ/Β παραγωγής κατά τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων, προκειμένου να επιλεγεί ο πλέον ενδεδειγμένος για το κάθε νησιωτικό σύστημα.

Προκειμένου να συγκριθούν οι εναλλακτικές πολιτικές, χρησιμοποιούνται τα συστήματα της Κρήτης και της Λέσβου για το έτος 2011, ως αντιπροσωπευτικά για τα μεγάλα νησιωτικά συστήματα. Για το σύστημα της Κρήτης θεωρήθηκε αιολική ισχύς ίση με 192.2 MW και εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 175 MW. Η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος της Λέσβου πραγματοποιήθηκε για αιολική ισχύ ίση με την αδειοδοτημένη των 17 MW και Φ/Β ισχύ ίση με 17 MW (ποσοστό 47% επί του μέσου φορτίου του νησιού και 24% επί της ετήσιας αιχμής). Ακόμη, προσομοιώθηκε η λειτουργία του συστήματος της Σάμου για το έτος 2011 με αιολική και Φ/Β ισχύ 8.975 MW και 7 MW αντίστοιχα, προκειμένου να συγκριθούν οι διάφορες πολιτικές πρόβλεψης της Φ/Β παραγωγής για τα νησιωτικά συστήματα μικρού και μέσου μεγέθους. Οι σχετικά μεγάλες τιμές Φ/Β ισχύος ελήφθησαν προκειμένου να καταστούν σαφείς οι επιπτώσεις από την ένταξή τους. Σημειώνεται ότι οι βασικές παρατηρήσεις και τα συμπεράσματα που διατυπώνονται έχουν άμεση εφαρμογή και στα υπόλοιπα νησιωτικά συστήματα.

5.2 Εκτίμηση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής και πολιτικές ένταξης των μονάδων για τα νησιωτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους

5.2.1 Εκτίμηση βάσει της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής με σφάλμα πρόβλεψης

Το προβλεπόμενο φορτίο του σταθμού για την ώρα k , \hat{P}_{DPS}^k , δίνεται από τη σχέση

$$\hat{P}_{DPS}^k = P_L^k - \hat{P}_{PV}^k$$

όπου P_L^k είναι το πραγματικό φορτίο του συστήματος την ώρα k και

⁹ Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (ΑΣΠ)

\hat{P}_{PV}^k μια πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής για την ώρα αυτή, βάσει της σχέσης

$$\hat{P}_{PV}^k = (1 + \varepsilon) \bar{P}_{PV}^k \quad (5.1)$$

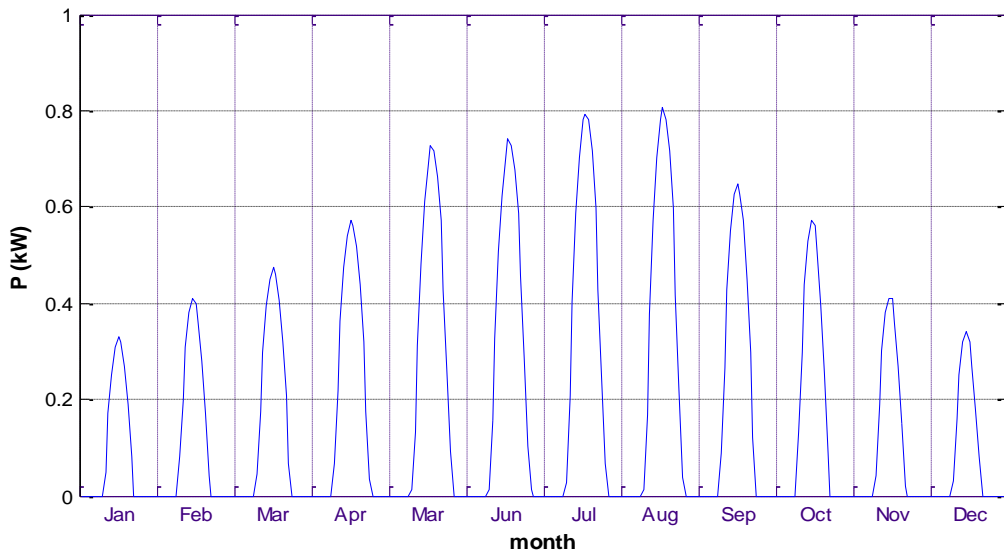
όπου \bar{P}_{PV}^k είναι μια εκτίμηση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής την ώρα k και

ε είναι το σφάλμα της πρόβλεψης

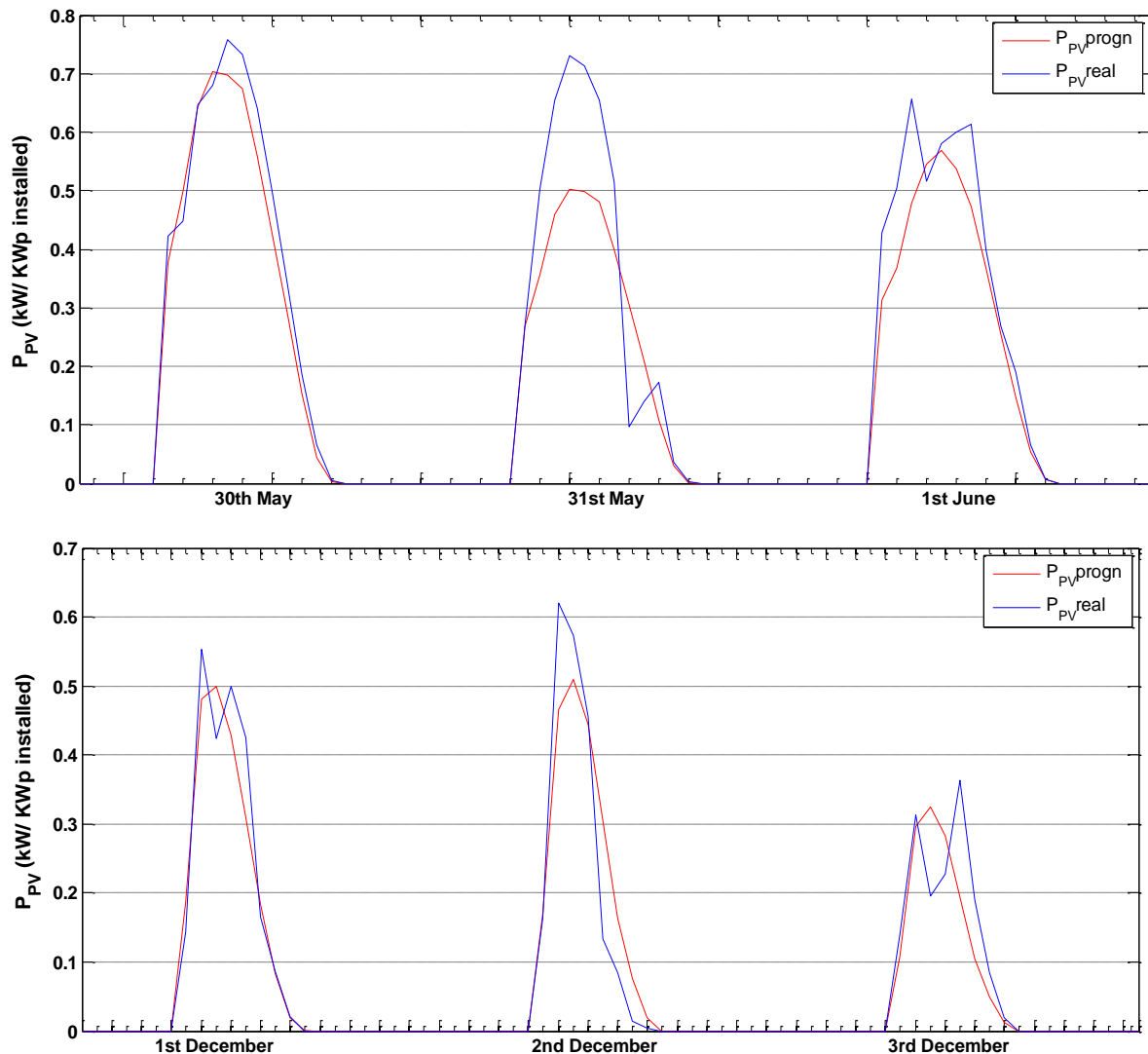
Η εκτίμηση \bar{P}_{PV}^k λαμβάνεται από μηνιαίες μέσες ημερήσιες καμπύλες, όπως αυτές του Σχήματος 5.1, οι οποίες κλιμακώνονται κατάλληλα, ώστε η ημερήσια ενεργειακή παραγωγή που προκύπτει να ισούται με την πραγματικά αναμενόμενη, βάσει της χρονοσειράς προσομοίωσης. Προκειμένου να ενσωματωθεί στο υπολογιστικό μοντέλο η πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής βάσει της εμπειρίας των χειριστών, γίνεται η υπόθεση ότι είναι εφικτή η εκτίμηση της ημερήσιας ενεργειακής απόδοσης των Φ/Β σταθμών, με κάποιο σφάλμα, αλλά όχι και των ωριαίων διακυμάνσεών της. Το σφάλμα ε λαμβάνεται ως τυχαία μεταβλητή, με κανονική κατανομή μέσης τιμής -10% και απόκλισης 5% (σφάλμα γενικά μεταξύ -25% και +5%), και αφορά το εξεταζόμενο 24ωρο (δηλαδή την εκτίμηση της ημερήσιας ενεργειακής απόδοσης) και όχι τη συγκεκριμένη ώρα k .

Στα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει η συγκεκριμένη θεώρηση συγκαταλέγεται καταρχήν το γεγονός ότι η πρόβλεψη του φορτίου του ΑΣΠ ακολουθεί το πραγματικό φορτίο του νησιού. Επιπλέον, συνεκτιμώνται οι πραγματικές συνθήκες ηλιοφάνειας του εξεταζόμενου 24ωρου, βάσει των οποίων κλιμακώνονται κατάλληλα οι ωριαίες τιμές \bar{P}_{PV}^k της εκτίμησης της Φ/Β παραγωγής με στόχο την επίτευξη της ημερήσιας ενεργειακής παραγωγής. Ακόμη, μέσω της τυχαίας μεταβλητής ε εισάγεται σφάλμα εκτίμησης των γενικών επιπέδων της ημερήσιας Φ/Β παραγωγής. Η απόκλιση της κατανομής των σφαλμάτων σε αρνητικές τιμές ενσωματώνει την αναμενόμενη συντηρητικότητα των προβλέψεων των χειριστών, οι οποίες θα βρίσκονται γενικά προς την ασφαλή πλευρά (υπερεκτιμώντας το αναμενόμενο φορτίο του ΑΣΠ και άρα οδηγώντας σε τήρηση ελαφρώς αυξημένης στρεφόμενης εφεδρείας, η οποία προσαυξάνεται σε μικρό βαθμό για τη Φ/Β παραγωγή). Τέλος, εφόσον στην πρόβλεψη χρησιμοποιούνται εξομαλυμένες τιμές μέσης ωριαίας Φ/Β παραγωγής, από το Σχήμα 5.1, εξακολουθούν να αναπαράγονται τα αναπόφευκτα σφάλματα εξαιτίας των τυχαίων διακυμάνσεων της πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας, η οποία περιγράφεται από τη χρονοσειρά προσομοίωσης.

Η επίδοση του συγκεκριμένου τρόπου πρόβλεψης για ενδεικτικά 24ωρα εικονίζεται στο Σχήμα 5.2.



Σχήμα 5.1. Μέσες ημερήσιες καμπύλες απόδοσης των Φ/Β ανά μήνα του έτους (ωριαία ισχύς ανά εγκατεστημένο kWp).



Σχήμα 5.2. Πραγματική (μπλε καμπύλη) και προβλεπόμενη (κόκκινη καμπύλη) μεταβολή της Φ/Β παραγωγής για τρία ενδεικτικά 24ωρα, χρησιμοποιώντας εκτίμηση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής με ενσωματωμένο σφάλμα πρόβλεψης κανονικής κατανομής.

Η παραπάνω πρόβλεψη του φορτίου του ΑΣΠ μπορεί να πραγματοποιείται σε 24ωρη βάση, για τον καθορισμό του τρόπου ένταξης των συμβατικών μονάδων και τον υπολογισμό των περιορισμών ισχύος των αιολικών πάρκων του νησιού για το επόμενο 24ωρο.

Εφαρμόζοντας τη συγκεκριμένη θεώρηση Φ/Β πρόβλεψης προκύπτουν τα ενεργειακά και λειτουργικά αποτελέσματα για τα νησιωτικά συστήματα της Κρήτης και της Λέσβου, που δίνονται στους Πίνακες 5.1 και 5.2, αντίστοιχα. Βασική διαπίστωση αποτελεί η εμφάνιση υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων κάτω από την ισχύ τεχνικού ελαχίστου τους για αξιόλογα διαστήματα. Συγκεκριμένα, ο χρόνος και η ενέργεια υποφόρτισης των θερμικών μονάδων της Κρήτης αγγίζει το 6.67% και 4.23%, επί του συνολικού χρόνου λειτουργίας και επί της συνολικής παραγόμενης ενέργειας των συμβατικών μονάδων, αντίστοιχα. Για το σύστημα της Λέσβου, τα ίδια ποσοστά εμφανίζονται αισθητά υψηλότερα, αγγίζοντας το 15.4% και 10.9%, αντίστοιχα.

Η εμφάνιση υποφορτίσεων των μονάδων οφείλεται κατά κύριο λόγο στις περιπτώσεις υποεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής, και συνεπώς στην υπερεκτίμηση του καθαρού φορτίου του ΑΣΠ, με άμεση συνέπεια την ένταξη μεγαλύτερου αριθμού συμβατικών μονάδων. Επιπλέον, δεδομένου ότι η Φ/Β παραγωγή αντανακλά στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, στις περιπτώσεις υποεκτίμησης αυτής, ενδέχεται να έχει δοθεί εσφαλμένα υψηλή δυνατότητα διείσδυσης στα αιολικά πάρκα κατά τη φάση του προγραμματισμού, επομένως οι ήδη ενταγμένες συμβατικές μονάδες εξαναγκάζονται σε υποφόρτιση κάτω από την ισχύ τεχνικού ελαχίστου τους.

5.2.2 Εκτίμηση βάσει της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής χωρίς σφάλμα πρόβλεψης

Με στόχο την ελαχιστοποίηση των υποφορτίσεων των μονάδων στα επίπεδα προ της διείσδυσης Φ/Β, έγινε κατ' αρχήν απαλοιφή του σφάλματος πρόβλεψης ε , λαμβάνοντας απευθείας ως χρονοσειρά πρόβλεψης τις εξομαλυμένες τιμές μέσης ωριαίας Φ/Β παραγωγής, οι οποίες κλιμακώνονται ώστε να είναι ακριβείς ως προς την ημερήσια ενέργεια, αλλά έχουν ενσωματωμένα σφάλματα εξαιτίας των τυχαίων διακυμάνσεων της πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας. Με αυτόν τον τρόπο ουσιαστικά αντιμετωπίζονται οι περιπτώσεις προσθήκης θετικού σφάλματος στην πρόβλεψη του φορτίου, οι οποίες δυσχεραίνουν το πρόβλημα των υποφορτίσεων.

Αυτή η θεώρηση βελτιώνει τον χρόνο και την ενέργεια υποφόρτισης κυρίως για το σύστημα της Κρήτης (3^η γραμμή Πινάκων 5.1 και 5.2). Ωστόσο, δεν επιτυγχάνεται η επαναφορά τους στα επίπεδα προ της διείσδυσης Φ/Β, καθώς το σφάλμα λόγω των τυχαίων διακυμάνσεων της ηλιακής ακτινοβολίας είναι αρκετά μεγάλο (μεγαλύτερο του υπερτιθέμενου σφάλματος ε της προηγούμενης παραγράφου). Ταυτόχρονα, η απαλοιφή του σφάλματος αρνητικής μέσης τιμής συνεπάγεται σχετικά αυξημένες τιμές Φ/Β πρόβλεψης, οι οποίες επιδεινώνουν τις περικοπές αιολικής παραγωγής λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, επιφέροντας μικρή μείωση στις ΣΑΩΛ και στον συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών (μείωση κατά 0.3% και για τα δύο εξεταζόμενα συστήματα).

5.2.3 Εκτίμηση βάσει της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής και επαναπροσδιορισμός των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο

Για την καλύτερη προσαρμογή της αιολικής παραγωγής, αλλά και της φόρτισης των συμβατικών μονάδων, στην πραγματική Φ/Β παραγωγή, υιοθετήθηκε ο δυναμικός επαναπροσδιορισμός του περιθωρίου διείσδυσης των αιολικών κατά την προσομοίωση της πραγματικής λειτουργίας (real-time)¹⁰. Κατ' αυτόν τον τρόπο, αντιμετωπίζονται οι περιπτώσεις υποεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής στις οποίες υπολογίζεται εσφαλμένα υψηλό περιθώριο απορρόφησης της αιολικής παραγωγής, κατά

¹⁰ Η συγκεκριμένη πολιτική δυναμικού επαναπροσδιορισμού του περιθωρίου διείσδυσης της αιολικής παραγωγής είναι ρεαλιστική και άμεσα υλοποιήσιμη σε νησιωτικά συστήματα όπου υπάρχουν Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας.

τη φάση του προγραμματισμού. Με τον επαναπροσδιορισμό των περιορισμών διείσδυσης, λαμβάνονται οι πραγματικές τιμές της Φ/Β παραγωγής στους περιορισμούς διείσδυσης της αιολικής παραγωγής, αποφεύγοντας την υποφόρτιση των συμβατικών μονάδων, μέσω περικοπών της πλεονάζουσας αιολικής παραγωγής. Βέβαια, σε περιπτώσεις υπερεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής, ο δυναμικός επαναπροσδιορισμός των ορίων διείσδυσης αιολικής ισχύος μπορεί να οδηγήσει και σε αύξηση της αιολικής παραγωγής, λόγω χαλάρωσης του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Συνάγεται λοιπόν ότι η συνολική επίπτωση στους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών σταθμών εξαρτάται από τη μεταβλητότητα των τιμών της χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής σε σχέση με τη μέση τιμή.

Με την εφαρμογή δυναμικά καθοριζόμενου περιορισμού διείσδυσης στους αιολικούς σταθμούς της Κρήτης, διαπιστώνεται ότι ο χρόνος και η ενέργεια υποφόρτισης των μονάδων πρακτικά μηδενίζονται. Σε ό,τι αφορά το σύστημα της Λέσβου, παρατηρείται δραστική βελτίωση των καταστάσεων υποφόρτισης των μονάδων με την συγκεκριμένη πολιτική, εφόσον μειώνεται σημαντικά η συχνότητα εμφάνισης υποφορτίσεων (μείωση του χρόνου υποφόρτισης από 14.19% σε 2.30% του χρόνου λειτουργίας), αλλά και το βάθος τους, όπως παρατηρείται από τη στήλη της μέσης ισχύος φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης, εκφρασμένης ως ποσοστό επί του τεχνικού ελαχίστου τους. Ωστόσο, το πρόβλημα των υποφορτίσεων εξακολουθεί να υφίσταται για το συγκεκριμένο νησιωτικό σύστημα.

Αναφορικά με τους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών πάρκων, για το σύστημα της Κρήτης η διαφοροποίηση είναι αμελητέα σε σχέση με την προηγούμενη πολιτική, ενώ για το σύστημα της Λέσβου, οι ΣΑΩΛ και κυρίως ο συντελεστής χρησιμοποίησης εμφανίζουν αισθητή μείωση, όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα προσομοίωσης του Πίνακα 5.2 (4^η γραμμή).

5.2.4 Εκτίμηση βάσει της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής

Λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα των εναλλακτικών πολιτικών ένταξης για το σύστημα της Λέσβου, συνάγεται ότι ο δυναμικός επαναπροσδιορισμός των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π δεν οδηγεί σε εξάλειψη των υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων σε όλα τα νησιωτικά συστήματα. Συγκεκριμένα, σε περιπτώσεις σημαντικής υποεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής πραγματοποιείται ένταξη μιας επιπλέον συμβατικής μονάδας (εξαιτίας και της πολιτικής στρεφόμενης εφεδρείας που ακολουθείται), με αποτέλεσμα κατά την πραγματική λειτουργία να προκαλείται υποφόρτιση των ενταγμένων μονάδων. Στην περίπτωση της Λέσβου, η επίπτωση των περιπτώσεων υποεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής στις υποφορτίσεις των μονάδων εμφανίζεται εντονότερη σε σχέση με το σύστημα της Κρήτης, λόγω των υψηλής ισχύος τεχνικών ελαχίστων των θερμικών μονάδων της Λέσβου. Ακόμη, η ονομαστική ισχύς των μονάδων βάσης του ΑΣΠ της Λέσβου είναι σχετικά υψηλή συγκρινόμενη με το φορτίο του νησιού. Συνεπώς, όταν στις περιόδους χαμηλού φορτίου, η υπερεκτίμηση του καθαρού φορτίου του ΑΣΠ επιφέρει την ένταξη μιας επιπλέον μονάδας αυξημένης ικανότητας με υψηλά τεχνικά ελάχιστα, εύλογα σημειώνονται υποφορτίσεις των ήδη ενταγμένων μονάδων.

Προκειμένου να αντιμετωπιστούν τα προβλήματα που επιφέρει η υποεκτίμηση της Φ/Β παραγωγής, υιοθετήθηκε εναλλακτική πολιτική πρόβλεψης, θέτοντας ως προβλεπόμενη Φ/Β παραγωγή τη μέγιστη αναμενόμενη τη δεδομένη ώρα της ημέρας (του συγκεκριμένου μήνα), όπως προκύπτει από τις χρονοσειρές της Φ/Β παραγωγής. Κατ' αυτόν τον τρόπο, το φορτίο που χρησιμοποιείται για τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων είναι μειωμένο κατά τη μέγιστη αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, απαλείφοντας το ενδεχόμενο υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων εξαιτίας της Φ/Β διείσδυσης (Πίνακας 5.2, γραμμή 5^η). Βέβαια, εξακολουθούν να υφίστανται κάποιες ώρες υποφόρτισης, που οφείλονται στην ένταξη πρόσθετης μονάδας προκειμένου να εξασφαλιστεί επαρκής στρεφόμενη εφεδρεία, όπως αυτή ορίζεται για το κάθε νησί. Οι υποφορτίσεις αυτές είναι ουσιαστικά αμελητέες, υφίστανται και απουσία Φ/Β διείσδυσης και δεν μπορούν να εξαιρεθούν, παρά μόνο αν χαλαρώσει η πολιτική στρεφόμενης εφεδρείας.

Ένα θέμα που χρήζει ιδιαίτερης προσοχής με την εφαρμογή της συγκεκριμένης θεώρησης είναι η εμφάνιση απορρίψεων φορτίου, σε περιπτώσεις διακύμανσης της Φ/Β παραγωγής σε πολύ χαμηλές τιμές και ανεπάρκειας της στρεφόμενης εφεδρείας, όπως οριακά συμβαίνει στην περίπτωση της Λέσβου στον Πίνακα 5.2 (5^η γραμμή). Παρ' όλα αυτά, από τις προσομοιώσεις διαπιστώνεται ότι το ενδεχόμενο αυτό είναι ήσσονος σημασίας, δεδομένης της πολιτικής υψηλής στρεφόμενης εφεδρείας που ακολουθείται.

Συνοψίζοντας, είναι σαφές ότι η πολιτική της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής είναι αποτελεσματικότερη για τη διαχείριση των υποφορτίσεων του συστήματος της Λέσβου (οι οποίες περιορίζονται στα επίπεδα για μηδενική διείσδυση Φ/Β στο σύστημα), και κατ' επέκταση και άλλων μεγάλων νησιωτικών συστημάτων με πολιτική τήρησης υψηλής στρεφόμενης εφεδρείας. Παρ' όλα αυτά, εξακολουθούν να υφίστανται δυσμενείς επιπτώσεις στην αποδοτικότητα των αιολικών πάρκων (ΣΑΩΛ, συντελεστής χρησιμοποίησης, απορριπτόμενη αιολική ενέργεια, στην 5^η γραμμή του Πίνακα 5.2).

Για την πληρότητα της διερεύνησης, εφαρμόστηκε η εναλλακτική πολιτική ένταξης των μονάδων βάσει της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής και στο σύστημα της Κρήτης (Πίνακας 5.1, 5^η γραμμή), αν και το πρόβλημα των υποφορτίσεων αντιμετωπίζεται ήδη με την πολιτική που περιγράφεται στην προηγούμενη παράγραφο. Η βασική διαπίστωση που προκύπτει είναι ότι η συγκεκριμένη θεώρηση οδηγεί συχνά σε αδυναμία κάλυψης της ζήτησης, όπως φαίνεται από τα σχετικά υψηλά ποσοστά απορριπτόμενου φορτίου του πίνακα.

5.2.5 Εκτίμηση βάσει της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής και επαναπροσδιορισμός των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο

Η πολιτική ένταξης των μονάδων, που περιγράφεται στην προηγούμενη παράγραφο, επαρκεί για την απαλοιφή των υποφορτίσεων των θερμικών μονάδων, όμως αποδεικνύεται δυσμενής για την αποδοτικότητα των αιολικών σταθμών του συστήματος της Λέσβου. Επομένως, συμπληρωματικά με τη συγκεκριμένη θεώρηση, κρίνεται σκόπιμη η εφαρμογή της αναπροσαρμογής των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών σε πραγματικό χρόνο με βάση τα πραγματικά επίπεδα Φ/Β παραγωγής (όπως περιγράφηκε στην Παράγραφο 5.2.3). Πράγματι, με τον τρόπο αυτό, επιτυγχάνεται ταυτόχρονη εξάλειψη των υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων και σημαντική βελτίωση της απόδοσης των αιολικών σταθμών, όπως είναι εμφανές από την τελευταία γραμμή του Πίνακα 5.2.

Συμπερασματικά, κρίνεται αναγκαία η μελέτη του κάθε νησιωτικού συστήματος ξεχωριστά προκειμένου να καθοριστεί η πολιτική πρόβλεψης της Φ/Β παραγωγής, η οποία θα ληφθεί υπόψη για την ένταξη των απαιτούμενων συμβατικών μονάδων. Αποτελεσματική πολιτική για τη διαχείριση των υποφορτίσεων των μονάδων και τη διασφάλιση της αποδοτικότητας των αιολικών πάρκων είναι ο επαναπροσδιορισμός των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών σε πραγματικό χρόνο, με βάση την πραγματική Φ/Β παραγωγή, δηλαδή το πραγματικό φαινόμενο φορτίο των συμβατικών μονάδων. Η μέθοδος αυτή είναι απλή στην υλοποίησή της, καθώς δεν απαιτεί ειδικούς αλγορίθμους πρόβλεψης της Φ/Β παραγωγής, αλλά προϋποθέτει την ύπαρξη Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας ή ανάλογων αυτοματοποιημένων συστημάτων υπολογισμού και διαβίβασης των εντολών περιορισμού (set-points) στα Α/Π σε πραγματικό χρόνο.

Αναφορικά με την πολιτική πρόβλεψης της Φ/Β παραγωγής, διαπιστώνεται ότι η θεώρηση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής χωρίς σφάλμα πρόβλεψης, όταν συνδυάζεται με αναπροσαρμογή του set-point σε πραγματικό χρόνο, βελτιώνει σημαντικά τις υποφορτίσεις των μονάδων. Στα περισσότερα νησιωτικά συστήματα, όπως της Κρήτης, επαρκεί για την ολοκληρωτική αντιμετώπιση των υποφορτίσεων που οφείλονται στη Φ/Β διείσδυση, διασφαλίζοντας τη λειτουργία του συστήματος. Αντίθετα, σε ορισμένα νησιωτικά συστήματα, όπως της Λέσβου, κατά τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων απαιτείται πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής, η οποία αντιστοιχεί στην ανά

ώρα μέγιστη αναμενόμενη τιμή της. Η υιοθέτηση της συγκεκριμένης πολιτικής για το σύστημα της Λέσβου οφείλεται εν μέρει στα επιμέρους χαρακτηριστικά των μονάδων του ΑΣΠ. Όπως προαναφέρθηκε, η ένταξη των μονάδων σύμφωνα με τη μέγιστη Φ/Β παραγωγή, προϋποθέτει την τήρηση υψηλής στρεφόμενης εφεδρείας, ικανής να αντισταθμίσει καταστάσεις σημαντικής υπερεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής.

Επομένως, κρίνεται αναγκαία η μελέτη του κάθε νησιωτικού συστήματος ξεχωριστά προκειμένου να καθοριστεί η πολιτική πρόβλεψης της Φ/Β παραγωγής, η οποία θα ληφθεί υπόψη για την ένταξη των απαιτούμενων συμβατικών μονάδων. Αυτό συμβαίνει διότι η επιλογή της κατάλληλης πολιτικής συνδέεται με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων του κάθε νησιωτικού συστήματος. Ακόμη, σημαντική επίδραση στην επιλογή της πολιτικής ένταξης παρουσιάζει η χρονοσειρά της πραγματικής Φ/Β παραγωγής, και συγκεκριμένα η διασπορά των τιμών της, σε σχέση με τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Πίνακας 5.1: Αποτελέσματα εναλλακτικών θεωρήσεων για την πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής στο σύστημα της Κρήτης.
Έτος 2011 - Α/Π 192.2 MW - Φ/Β 175 MW

ΘΕΩΡΗΣΗ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΤΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ				ΦΟΡΤΙΟ		ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ			
	Παραγόμενη Ενέργεια	Μέση Ισχύς φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος Υποφόρτισης (% του χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης (% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας συμβατικών μονάδων)	Απορριπτόμενο Φορτίο	Απορριπτόμενο Φορτίο (% της συνολικής ενέργειας ζήτησης)	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ
	GWh				GWh		GWh	%	GWh	h
ΧΩΡΙΣ Φ/Β	2558.54	-	0.00	0.00	0.00	0.00000	516.78	31.53	120.21	5433
ΜΕΣΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕ ΣΦΑΛΜΑ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ (μέσης τιμής -10%)	2318.46	95.30	6.67	4.23	0.00	0.00000	503.27	29.89	134.37	5158
ΜΕΣΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΧΩΡΙΣ ΣΦΑΛΜΑ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ	2322.00	97.21	3.54	2.25	0.00	0.00000	499.73	29.68	137.90	5093
ΜΕΣΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕ ΕΠΑΝΑΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ Α/Π ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΧΡΟΝΟ	2322.30	94.78	0.01	0.01	0.00	0.00000	499.43	29.66	138.21	5088
ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ	2333.38	94.78	0.01	0.01	0.56	0.01818	487.79	28.97	149.85	4883
ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕ ΕΠΑΝΑΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Α/Π ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΧΡΟΝΟ	2316.42	94.78	0.01	0.01	0.34	0.01093	504.97	29.99	132.66	5182

Πίνακας 5.2: Αποτελέσματα εναλλακτικών θεωρήσεων για την πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής στο σύστημα της Λέσβου.
Έτος 2011 - Α/Π 17 MW - Φ/Β 17 MW

ΘΕΩΡΗΣΗ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΤΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ				ΦΟΡΤΙΟ		ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ			
	Παραγόμενη Ενέργεια	Μέση Ισχύς φόρτισης στα διαστήματα υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος Υποφόρτισης (% του χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης (% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας συμβατικών μονάδων)	Απορριπτόμενο Φορτίο	Απορριπτόμενο Φορτίο (% της συνολικής ενέργειας ζήτησης)	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ
	GWh				GWh		GWh	%	GWh	h
ΧΩΡΙΣ Φ/Β	269.22	92.94	0.06	0.04	0.0000	0.0000	45.93	30.84	10.17	4878.56
ΜΕΣΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕ ΣΦΑΛΜΑ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ (μέσης τιμής -10%)	249.76	87.23	15.40	10.90	0.0000	0.0000	43.29	29.07	12.81	4409.51
ΜΕΣΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΧΩΡΙΣ ΣΦΑΛΜΑ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ	250.26	88.06	14.19	9.93	0.0000	0.0000	42.79	28.73	13.31	4352.86
ΜΕΣΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕ ΕΠΑΝΑΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ Α/Π ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΧΡΟΝΟ	251.66	94.43	2.30	1.62	0.0000	0.0000	41.39	27.80	14.71	4355.47
ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ	251.72	95.66	0.27	0.17	0.0012	0.0004	41.33	27.75	14.77	4177.05
ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕ ΕΠΑΝΑΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Α/Π ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΧΡΟΝΟ	249.79	95.66	0.27	0.17	0.0012	0.0004	43.27	29.05	12.84	4551.54

5.3 Εκτίμηση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής και πολιτικές ένταξης των μονάδων για τα νησιωτικά συστήματα μικρού και μέσου μεγέθους

Όμοια διερεύνηση ως προς την πολιτική διαχείρισης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής με στόχο την κατάρτιση του προγράμματος ένταξης των ελεγχόμενων μονάδων διεξήχθη και για τα μικρότερα νησιωτικά συστήματα, στα οποία τηρείται ποσοστό εφεδρείας 10% επί του φορτίου, καθώς και πλήρης (100%) εφεδρεία για την αιολική παραγωγή, όπως αναλύεται στο Κεφάλαιο 4.

Προκειμένου να συγκριθούν οι εναλλακτικές πολιτικές, χρησιμοποιείται ως παράδειγμα το σύστημα της Σάμου για το έτος 2011, με αιολική ισχύ ίση με την αδειοδοτημένη των 8.975 MW και Φ/Β ισχύ ίση με 7 MW (ποσοστό 40% επί του μέσου φορτίου του νησιού και 18% επί της ετήσιας αιχμής). Η σχετικά μεγάλη τιμή Φ/Β ισχύος ελήφθη προκειμένου να καταστούν σαφείς οι επιπτώσεις από την ένταξή της. Οι βασικές παρατηρήσεις και τα συμπεράσματα που διατυπώνονται έχουν άμεση εφαρμογή και στα υπόλοιπα νησιωτικά συστήματα μικρού και μέσου μεγέθους.

Λόγω της τήρησης σχετικά χαμηλής στρεφόμενης εφεδρείας, για τα μικρά νησιωτικά συστήματα, εξετάζεται η κατάρτιση του προγράμματος ένταξης των μονάδων με βάση τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, σύμφωνα με τη σχέση (5.1). Με τον συγκεκριμένο τρόπο ένταξης, δεν σημειώνονται υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων και ταυτόχρονα δεν παρατηρείται σημαντική επίδραση στους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών πάρκων, όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.3.

Αναφορικά με τη θεώρηση του σφάλματος πρόβλεψης ε , πραγματοποιείται διερεύνηση για τις ακόλουθες περιπτώσεις:

- σφάλμα με κανονική κατανομή, μέσης τιμής 0% και τυπικής απόκλισης 5% (σφάλμα γενικά μεταξύ -15% και +15%)
- σφάλμα με κανονική κατανομή, μέσης τιμής -10% και τυπικής απόκλισης 5% (σφάλμα γενικά μεταξύ -25% και +5%)
- σφάλμα με ομοιόμορφη κατανομή στο διάστημα [-40%,+10%] (μέσης τιμής -15%)

Το σφάλμα ε λαμβάνεται κάθε φορά ως τυχαία μεταβλητή, σύμφωνα με τις παραπάνω κατανομές, και αφορά το εξεταζόμενο 24ωρο (δηλαδή την εκτίμηση της ημερήσιας ενεργειακής απόδοσης) και όχι τη συγκεκριμένη ώρα k . Δεν θεωρήθηκε σφάλμα θετικής μέσης τιμής ώστε αφενός να προσομοιωθεί η συντηρητικότητα των χειριστών του ΑΣΠ, με προβλέψεις που θα βρίσκονται γενικά στην ασφαλή πλευρά, υπερεκτιμώντας ελαφρώς το αναμενόμενο φορτίο του ΑΣΠ, και αφετέρου να μην μειωθεί περαιτέρω η εφεδρεία του συστήματος στα μικρά νησιά, όπου τηρείται εφεδρεία 10% επί του φορτίου και όχι εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας.

Από τον Πίνακα 5.3 προκύπτει ότι η θεώρηση του σφάλματος πρόβλεψης δεν διαφοροποιεί ουσιαστικά τα αποτελέσματα. Προκρίνεται όμως η θεώρηση σφάλματος αρνητικής μέσης τιμής -10%, το οποίο ενσωματώνει έναν συντελεστή ασφαλείας στην πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής και ισοδυναμεί με έμμεση τήρηση χαμηλής εφεδρείας για την αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή.

Με σκοπό τον προσδιορισμό της επίπτωσης της πολιτικής ένταξης των συμβατικών μονάδων σύμφωνα με τη μέγιστη αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή στη λειτουργία των μικρότερων νησιωτικών συστημάτων, επαναλήφθηκαν οι προσομοιώσεις του συστήματος της Σάμου για την περίπτωση αυτή. Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.3, η συγκεκριμένη πολιτική ένταξης των μονάδων προκαλεί σημαντική αύξηση του απορριπτόμενου φορτίου, σε περιπτώσεις μεγάλης υπερεκτίμησης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, ουσιαστικά εξαιτίας της ανεπαρκούς τηρούμενης εφεδρείας.

Συνεπώς, προκρίθηκε αρχικά η τήρηση εφεδρείας για ένα ποσοστό της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, γεγονός που μειώνει σημαντικά τις απορρίψεις φορτίου. Στα πλαίσια της παραμετρικής διερεύνησης, η πρόσθετη εφεδρεία ελήφθη ίση με 0%, 25%, 50%, 75% και 100% επί της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής. Για τον περιορισμό των καταστάσεων απόρριψης φορτίου στα επίπεδα της μηδενικής Φ/Β διείσδυσης, προκύπτει ανάγκη τήρησης εφεδρείας για ποσοστό τουλάχιστον ίσο με το 25% της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής.

Ωστόσο, η αύξηση της τηρούμενης εφεδρείας έχει ως αποτέλεσμα την συχνότερη εμφάνιση υποφορτίσεων στις συμβατικές μονάδες και επιφέρει μικρή μείωση των ενεργειακών δεικτών των αιολικών πάρκων (ΣΑΩΛ, παραγόμενη αιολική ενέργεια, συντελεστής χρησιμοποίησης), που οφείλεται στην επιδείνωση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, λόγω ένταξης πρόσθετων συμβατικών μονάδων.

Σε όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις εφαρμόστηκε αναπροσαρμογή των περιορισμών διείσδυσης των Α/Π σε πραγματικό χρόνο, με στόχο τη βελτιστοποίηση των ενεργειακών μεγεθών των Α/Π και την ταυτόχρονη αποφυγή καταστάσεων υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων, όπως εξηγείται στις Παραγράφους 5.2.3 και 5.2.5¹¹.

Συνοψίζοντας, η πολιτική ένταξης των μονάδων βάσει της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής συνεπάγεται ικανοποιητικά ενεργειακά αποτελέσματα των αιολικών πάρκων, διασφαλίζοντας ταυτόχρονα την κάλυψη της ζήτησης χωρίς απορρίψεις φορτίου. Η ενσωμάτωση σφάλματος αρνητικής μέσης τιμής -10% στην πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής πλεονεκτεί των άλλων πολιτικών ως προς την τήρηση χαμηλής εφεδρείας σε περίπτωση απότομης απώλειας κάποιου ποσοστού της Φ/Β παραγωγής¹², χωρίς να δυσχεραίνει τους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών πάρκων ή τις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων, και επιπλέον λειτουργεί συμπληρωματικά με την πολιτική εφεδρείας των μικρών νησιωτικών συστημάτων.

¹¹ Ενδεικτικά αναφέρεται ότι χωρίς τον επαναπροσδιορισμό των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών πάρκων εμφανίζονται υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων για 13.15% του χρόνου λειτουργίας τους (στην περίπτωση θεώρησης της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγή με σφάλμα μέσης τιμής -10%).

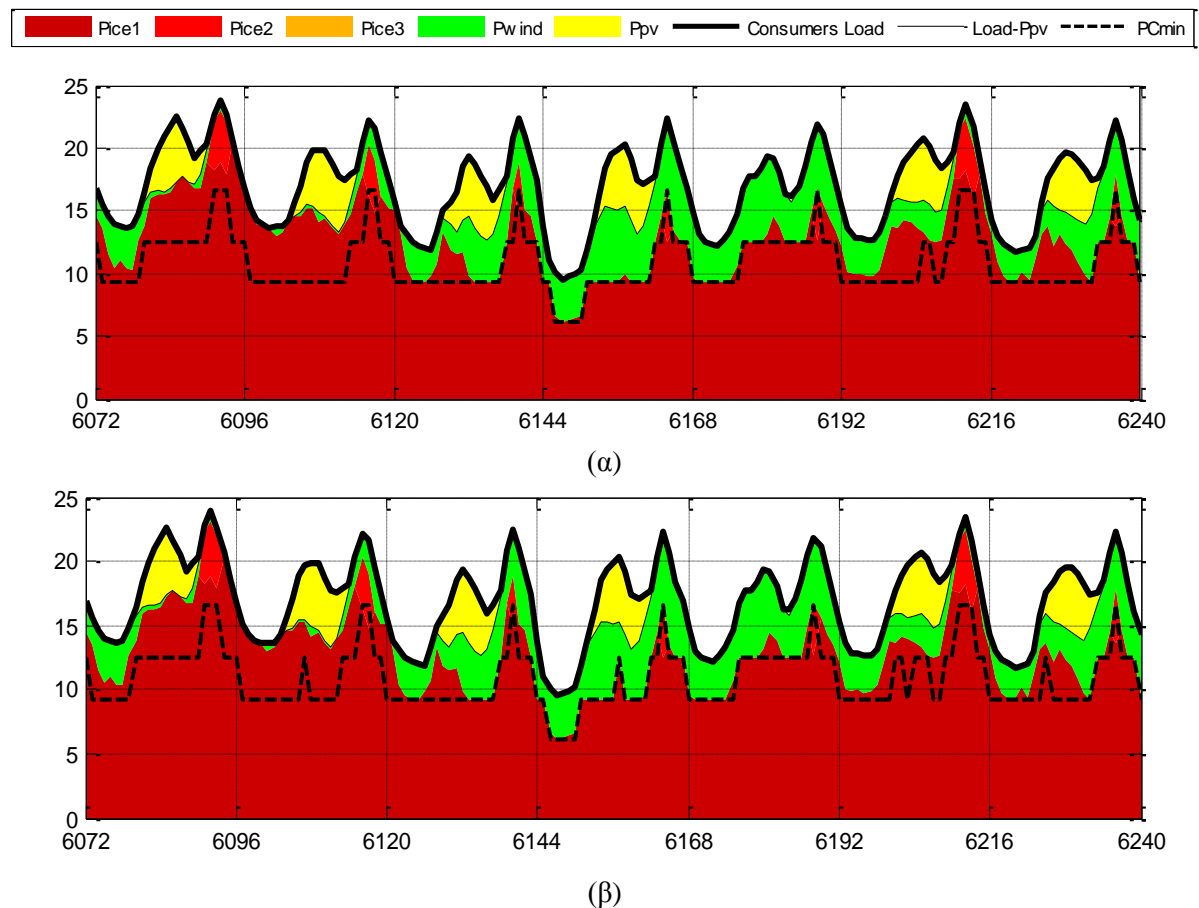
¹² το οποίο είναι επίφοβο όταν εξετάζονται συστήματα με μικρή γεωγραφική και ηλεκτρική διασπορά των σταθμών παραγωγής, στην περίπτωση σφάλματος στη γραμμή μέσης τάσης του δικτύου

Πίνακας 5.3: Αποτελέσματα εναλλακτικών θεωρήσεων για την πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής στο σύστημα της Σάμου.
Έτος 2011, Α/Π 8.975 MW, Φ/Β 7 MW.

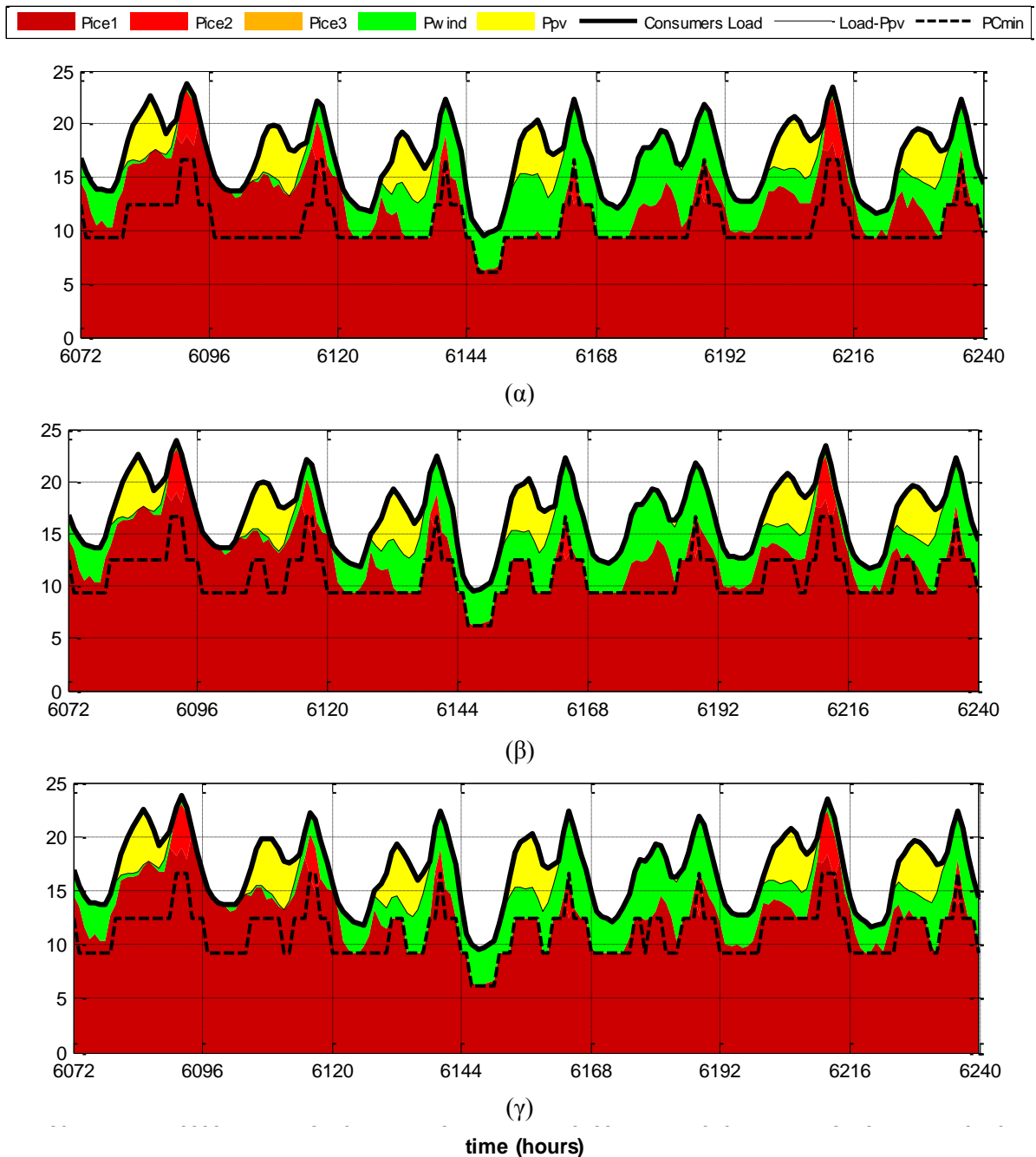
ΘΕΩΡΗΣΗ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΤΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ				ΦΟΡΤΙΟ		ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ			
	Παραγόμενη Ενέργεια	Μέση Ισχύς Υποφόρτισης (% του τεχνικού ελαχίστου)	Χρόνος Υποφόρτισης (% του χρόνου λειτουργίας)	Ενέργεια Υποφόρτισης (% της συνολικά παραγόμενης)	Απορριπτόμενο Φορτίο	Απορριπτόμενο Φορτίο (% της συνολικής ενέργειας ζήτησης)	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ
	GWh				GWh		GWh	%	GWh	h
ΧΩΡΙΣ Φ/Β	128.01	-	0.00	0.00	0.00	0.00000	23.04	29.30	6.89	5013
A) Μέση Προβλεπόμενη Φ/Β παραγωγή:										
i) χωρίς σφάλμα πρόβλεψης	119.13	96.89	0.01	0.00	0.0000	0.0000	22.11	28.13	7.81	4658
ii) με σφάλμα κανονικής κατανομής με μέση τιμή 0%	119.13	96.89	0.01	0.00	0.0000	0.0000	22.12	28.13	7.81	4658
iii) με σφάλμα κανονικής κατανομής με μέση τιμή -10%	119.34	97.46	0.03	0.02	0.0000	0.0000	21.91	27.87	8.02	4594
iv) με σφάλμα ομοιόμορφης κατανομής με μέση τιμή -15%	119.38	98.07	0.05	0.03	0.0000	0.0000	21.87	27.82	8.06	4571
B) Μέγιστη Προβλεπόμενη Φ/Β παραγωγή με εφεδρεία ίση με:										
i) 0% της μέγιστης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής	118.71	96.89	0.01	0.01	0.0572	0.0379	22.48	28.60	7.45	4790
ii) 25% της μέγιστης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής	119.17	98.72	0.03	0.02	0.0070	0.0047	22.07	28.07	7.86	4646
iii) 50% της μέγιστης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής	119.72	95.82	0.31	0.20	0.0000	0.0000	21.53	27.38	8.40	4486
iv) 75% της μέγιστης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής	120.39	95.52	0.66	0.49	0.0000	0.0000	20.86	26.53	9.07	4310
v) 100% της μέγιστης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής	121.21	94.55	2.28	1.85	0.0000	0.0000	20.04	25.49	9.89	4111

Στο Σχήμα 5.3 εικονίζεται η κάλυψη του φορτίου της Σάμου από τις μονάδες παραγωγής (συμβατικές, Α/Π, Φ/Β) για μια εβδομάδα υψηλού φορτίου του έτους 2011. Οι μονάδες εντάσσονται λαμβάνοντας υπόψη τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή χωρίς σφάλμα πρόβλεψης (Σχήμα 5.3.(α)) και με σφάλμα μέσης τιμής -10% (Σχήμα 5.3.(β)). Στη δεύτερη περίπτωση, είναι εμφανές ότι η αύξηση της τηρούμενης εφεδρείας για τη Φ/Β παραγωγή προκαλεί ένταξη περισσότερων συμβατικών μονάδων (μετατόπιση προς τα πάνω της διακεκομμένης γραμμής που συμβολίζει την συνολική ισχύ τεχνικού ελαχίστου των ενταγμένων συμβατικών μονάδων) και προκαλώντας μικρή μείωση σε κάποιες περιπτώσεις της απορροφούμενης αιολικής παραγωγής, όπως χαρακτηριστικά φαίνεται την τέταρτη ημέρα του διαγράμματος, στη μεσημβρινή αιχμή της καμπύλης φορτίου.

Στο Σχήμα 5.4 παριστάνεται ένα στιγμιότυπο από τη λειτουργία του συστήματος της Σάμου για την ίδια εβδομάδα του έτους 2011, εφαρμόζοντας την πολιτική ένταξης των μονάδων βάσει της μέγιστης αναμενόμενης, τηρώντας πρόσθετη εφεδρεία για τη Φ/Β παραγωγή ίση με 0, 25% και 50%, αντίστοιχα για το κάθε διάγραμμα. Καθώς αυξάνεται η τηρούμενη εφεδρεία, είναι εντονότερες οι επιπτώσεις στις περικοπές της αιολικής ισχύος, λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου.

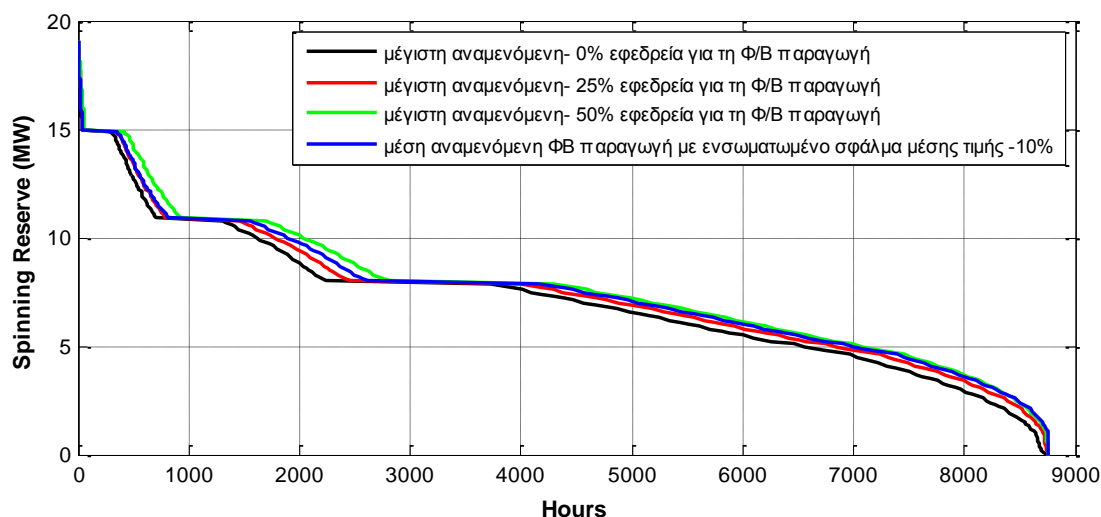


Σχήμα 5.3. Κάλυψη του φορτίου της Σάμου κατά τη διάρκεια μιας εβδομάδας υψηλού φορτίου. Ένταξη των συμβατικών μονάδων συνεκτιμώντας τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή (α) χωρίς σφάλμα, (β) με σφάλμα μέσης τιμής -10%.



Σχήμα 5.4. Κάλυψη του φορτίου της Σάμου κατά τη διάρκεια μιας εβδομάδας υψηλού φορτίου. Ένταξη των συμβατικών μονάδων συνεκτιμώντας τη μέγιστη αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, με διαφορετικές θεωρήσεις εφεδρείας για τη Φ/Β παραγωγή (ποσοστά 0%, 25% και 50% της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής).

Από το ακόλουθο σχήμα προκύπτει ότι η ένταξη μονάδων λαμβάνοντας υπόψη τη μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή με ενσωματωμένο σφάλμα πρόβλεψης μέσης τιμής -10% ισοδυναμεί ως προς την τηρούμενη εφεδρεία με ένταξη θεωρώντας τη μέγιστη προβλεπόμενη Φ/Β παραγωγή και ποσοστό εφεδρείας 25-50% της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής. Παρ' όλα αυτά, η χρήση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής οδηγεί σε ελαφρώς βελτιωμένη ένταξη συμβατικών μονάδων και λειτουργία του συστήματος συνολικά, εξαλείφοντας πρακτικά τις καταστάσεις απόρριψης φορτίου και υποφόρτισης των μονάδων.



Σχήμα 5.5. Καμπύλη διάρκειας της στρεφόμενης εφεδρείας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων του συστήματος της Σάμου για διαφορετικές θεωρήσεις ένταξης των συμβατικών μονάδων και εφεδρείας για τη Φ/Β παραγωγή.

5.4 Συμπεράσματα

Η πολιτική πρόβλεψης της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, σε συνδυασμό με την πολιτική της τηρούμενης στρεφόμενης εφεδρείας, είναι ιδιαίτερα σημαντικές για τη λειτουργία των συστημάτων, εφόσον βάσει αυτών καταρτίζεται το πρόγραμμα ένταξης των συμβατικών μονάδων.

Στην πλειονότητα των νησιωτικών συστημάτων, ανεξαρτήτως του μεγέθους τους, η συνεκτίμηση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής για την ένταξη των μονάδων, όταν συνδυάζεται με αναπροσαρμογή του περιθωρίου απορρόφησης της αιολικής παραγωγής σε πραγματικό χρόνο, παρουσιάζει ικανοποιητικά ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα και επαρκεί για την δραστική αντιμετώπιση των υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων λόγω της υψηλής Φ/Β διείσδυσης. Σε ό,τι αφορά τα νησιωτικά συστήματα με μικρή γεωγραφική και ηλεκτρική διασπορά των Φ/Β σταθμών, προκρίνεται επιπλέον η ενσωμάτωση σφάλματος αρνητικής μέσης τιμής -10% στην πρόβλεψη της Φ/Β παραγωγής. Κατ' αυτόν τον τρόπο τηρείται έμμεσα πρόσθετη χαμηλή εφεδρεία για την Φ/Β παραγωγή, αντισταθμίζοντας την πολιτική τήρησης σχετικά χαμηλής εφεδρείας ίσης με 10% επί του φορτίου, όπως περιγράφεται στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Στις περιπτώσεις νησιωτικών συστημάτων όπου η ένταξη των μονάδων σύμφωνα με την μέση αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, συμπληρωματικά με τον επαναπροσδιορισμό των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών πάρκων, δεν αρκούν για την επαναφορά των υποφορτίσεων των μονάδων στα επίπεδα προ της διείσδυσης Φ/Β, υιοθετείται, κατ' εξαίρεση, εναλλακτική πολιτική ένταξης των συμβατικών μονάδων βάσει της μέγιστης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής. Απαραίτητη προϋπόθεση είναι η τήρηση στρεφόμενης εφεδρείας επαρκούς για την αντιμετώπιση καταστάσεων σημαντικής υπερεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής (ισοδύναμα υποεκτίμησης του καθαρού φορτίου του ΑΣΠ). Γι' αυτό και μπορεί να εφαρμοστεί σε συστήματα μεγάλου μεγέθους με πολιτική τήρησης εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας και υψηλής εφεδρείας για την αιολική παραγωγή, όπως το σύστημα της Λέσβου. Επιπρόσθετα, η εφαρμογή της συγκεκριμένης πολιτικής απαιτεί την δυναμική αναπροσαρμογή των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών, με στόχο των περιορισμό των επιπτώσεων στην απόδοση των αιολικών πάρκων, λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου.

Τέλος, αναφορικά με τη μέθοδο αναπροσαρμογής των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών βάσει της πραγματικής Φ/Β παραγωγής, τονίζεται ότι είναι απλή στην υλοποίησή της, καθότι προϋποθέτει μόνο την ύπαρξη Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας ή ανάλογων αυτοματοποιημένων συστημάτων υπολογισμού και διαβίβασης των εντολών περιορισμού (set-points) στα Α/Π σε πραγματικό χρόνο.

6. ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΕΣ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ

Ο τρόπος αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής ενός ΥΒΣ επιδρά τόσο στην εσωτερική λειτουργία του και στα οικονομικά του αποτελέσματα, όσο και στο υπόλοιπο νησιωτικό σύστημα. Στην παρούσα ενότητα εξετάζονται οι εναλλακτικές προτεραιότητες ως προς την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, με στόχο την ανάδειξη εκείνων, οι οποίες προκύπτουν ως πλέον συμφέρουσες για τον υβριδικό παραγωγό (και άρα θα υιοθετηθούν από αυτόν), προκαλώντας ταυτόχρονα μικρή επίδραση στις υπόλοιπες παραμέτρους του νησιωτικού συστήματος.

Όσον αφορά στην αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, ο Διαχειριστής του ΥΒΣ έχει τις εξής επιλογές:

- **ΑΝΤΛΗΣΗ** - Η διαθέσιμη αιολική παραγωγή αξιοποιείται για άντληση και αποδίδεται μειωμένη κατά το ποσοστό των απωλειών του κύκλου άντλησης – παραγωγής (βαθμός απόδοσης περίπου 70%) μέσω των υδροστροβίλων, στην τιμή της παραγόμενης ενέργειας των τελευταίων. Η ισοδύναμη τιμή παραγόμενης ενέργειας από τα Α/Π είναι τότε ίση με το γινόμενο του βαθμού απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής επί την τιμή της παραγόμενης ενέργειας των υδροστροβίλων.
- **SETPOINT** - Η διαθέσιμη αιολική παραγωγή διατίθεται απ' ευθείας στο δίκτυο όταν υπάρχει περίσσεια set-point (δηλαδή τις ώρες που η ικανότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από το δίκτυο υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών εκτός ΥΒΣ) και αποζημιώνεται στην τιμή της παραγόμενης ενέργειας από Α/Π, ήτοι ίση με 99.45 €/MWh.
- **ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ** - Η διαθέσιμη αιολική παραγωγή διατίθεται απ' ευθείας στο δίκτυο όταν οι υδροστροβίλοι είναι σε κατάσταση προγραμματισμένης λειτουργίας, μέσω υποφόρτισης των υδροστροβίλων, χωρίς να παραβιάζεται το τεχνικό ελάχιστο των τελευταίων. Το 50% της αιολικής ενέργειας τιμολογείται τότε στην υψηλή τιμή των υδροστροβίλων και το υπόλοιπο 50% στην τιμή της παραγόμενης ενέργειας από Α/Π.

Εύλογα συνάγεται το συμπέρασμα ότι η επιλογή της πιο συμφέρουσας προτεραιότητας αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής διαμορφώνεται από την τιμολόγηση των ενεργειών των διάφορων συνιστωσών του ΥΒΣ, η οποία είναι διαφορετική για κάθε νησιωτικό σύστημα. Συνεπώς, κρίνεται σκόπιμη η εξέταση κάθε νησιωτικού συστήματος χωριστά, μέσω ετήσιας προσομοίωσης της λειτουργίας του. Στην παρούσα ενότητα, εξετάζονται τα νησιωτικά συστήματα της Κρήτης και της Λέσβου, θεωρώντας ΥΒΣ αντιπροσωπευτικού μεγέθους για το έτος 2015. Πραγματοποιήθηκε διερεύνηση για τέσσερις εναλλακτικές προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ (ανάλογα με τη σειρά ιεράρχησης των τριών βασικών δυνατοτήτων διάθεσης της αιολικής παραγωγής που προαναφέρθηκαν), της οποίας τα αποτελέσματα παρουσιάζονται ακολούθως για το κάθε νησί.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει ακόμη η επίδραση της μεταβολής βασικών παραμέτρων του ΥΒΣ στην εσωτερική του λειτουργία, και συνεπώς στην ανάδειξη της επικερδέστερης προτεραιότητας αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του. Τέτοιοι παράμετροι είναι το μέγεθος του ΥΒΣ, η χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα, το συμβατικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων, καθώς και η ταχύτητα ανέμου στην περιοχή του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ. Προς τούτο, για το σύστημα της Κρήτης, η διερεύνηση για τις τέσσερις εναλλακτικές προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ πραγματοποιήθηκε συναρτήσει της μεταβολής των παραπάνω παραμέτρων. Για το σύστημα της Λέσβου ως παράμετρος θεωρήθηκε η χωρητικότητα της δεξαμενής.

Η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης πραγματοποιήθηκε για το έτος 2015, θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 100 MW, η οποία προσεγγίζει το υφιστάμενο περιθώριο βάσει της απόφασης της ΡΑΕ, και αιολική ισχύ ίση με την αδειοδοτημένη των 220 MW. Εξετάστηκε η ένταξη και λειτουργία υβριδικού σταθμού συνολικής ισχύος 75 MW. Στην παραμετρική διερεύνηση του μεγέθους του ΥΒΣ, θεωρήθηκε λειτουργία ΥΒΣ συνολικής ισχύος έως 300 MW. Η λειτουργία του συστήματος της Λέσβου προσομοιώθηκε για το έτος 2015, θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β 10.5 MW και αιολική διείσδυση 17 MW. Η συνολική ισχύς του εξεταζόμενου ΥΒΣ ελήφθη ίση με 15 MW.

Στον Πίνακα 6.1 παρουσιάζονται οι τιμολογήσεις ηλεκτρικής ενέργειας για ΥΒΣ στα νησιά της Κρήτης και της Λέσβου, οι οποίες καθορίστηκαν με την υπ' αριθμ. 1333/2010 απόφαση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ).

Όσον αφορά στην τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π του ΥΒΣ, αυτή διαφοροποιείται ανάλογα με τον τρόπο αξιοποίησής της, όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.1: Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας ΥΒΣ.

ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ (ΣΕ €/MWh)	ΚΡΗΤΗ	ΛΕΣΒΟΣ
Παραγόμενη ενέργεια από τους υδροστροβίλους (ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής)	236.00	125.00
Απορροφούμενη από το Δίκτυο ενέργεια	186.00	100.00

Πίνακας 6.2: Τιμολόγηση παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π του ΥΒΣ.

ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€/MWh)	ΚΡΗΤΗ	ΛΕΣΒΟΣ
ΑΝΤΛΗΣΗ	165.20	87.50
SETPOINT	99.45	99.45
ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ ¹³	167.73	112.23

(*) Ο βαθμός απόδοσης του κύκλου άντλησης – παραγωγής θεωρήθηκε ίσος με 70%

¹³ Ισοδύναμη τιμή, με βάση την τιμολόγηση κατά 50% στην τιμή της ενέργειας των υδροστροβίλων και κατά 50% στη συνήθη τιμή των αιολικών

6.1 Προσομοίωση συστήματος Κρήτης

6.1.1 Συμβατικό τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλων

Η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης πραγματοποιήθηκε θεωρώντας την ένταξη ενός ΥΒΣ ισχύος υδροστροβίλων 75 MW, αντλιών 100 MW και αιολικού πάρκου 100 MW. Ο υπόψη ΥΒΣ διαθέτει δεξαμενή μεγέθους επαρκούς για 20ωρη λειτουργία των υδροστροβίλων σε ονομαστική ισχύ και διπλό αγωγό προσαγωγής (δυνατότητα για ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση). Τα επιμέρους τεχνικά χαρακτηριστικά του αναλύονται στην παράγραφο 3.1.4.3. Το συμβατικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων θεωρήθηκε αρχικά ίσο με 50%. Στους Πίνακες 6.3 έως 6.5 (2^η έως 5^η γραμμή) παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων. Στον Πίνακα 6.3 παρουσιάζονται οι παραγόμενες ενέργειες των συμβατικών μονάδων, των λοιπών Α/Π, του Α/Π του ΥΒΣ και των υδροστροβίλων, καθώς και η απορροφούμενη ενέργεια άντλησης, ανάλογα με τις προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής. Στον Πίνακα 6.4 παρουσιάζονται τα ενεργειακά αποτελέσματα, ως ποσοστά του φορτίου ζήτησης, και τα οικονομικά αποτελέσματα του ΥΒΣ και του συστήματος του νησιού στο σύνολό του. Τέλος, στον Πίνακα 6.5 εμφανίζονται οι επιπτώσεις στη φόρτιση των συμβατικών και υδροστροβιλικών μονάδων του συστήματος, για τις διάφορες προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ.

Από τον Πίνακα 6.3 είναι εμφανές ότι η ένταξη ΥΒΣ οδηγεί σε μείωση της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από τις συμβατικές μονάδες του συστήματος της Κρήτης. Επιπλέον, η ένταξη του ΥΒΣ δεν επιφέρει σημαντική μείωση (μικρότερη του 0.2%) στον συντελεστή χρησιμοποίησης των λοιπών αιολικών πάρκων, ενώ επίσης αμελητέα είναι η διαφοροποίησή του ανάλογα με τον τρόπο αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής. Αντίθετα, ο συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π του ΥΒΣ είναι μεγαλύτερος όταν η αιολική παραγωγή αξιοποιείται πρωτίστως για άντληση (ΣΕΝΑΡΙΑ Β, Γ, Δ), σε αντίθεση με την περίπτωση όπου δίνεται προτεραιότητα στη συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή με αντίστοιχη υποφόρτιση των υδροστροβίλων (ΣΕΝΑΡΙΟ Α). Η πρακτική του ΣΕΝΑΡΙΟΥ Α οδηγεί σε αυξημένες απορρίψεις αιολικής παραγωγής, οι οποίες οφείλονται στο μεγαλύτερο μέρος τους στο γεγονός ότι η δεξαμενή παραμένει γεμάτη λόγω της υποφόρτισης των υδροστροβίλων και έτσι δεν υπάρχει περιθώριο για περαιτέρω άντληση.

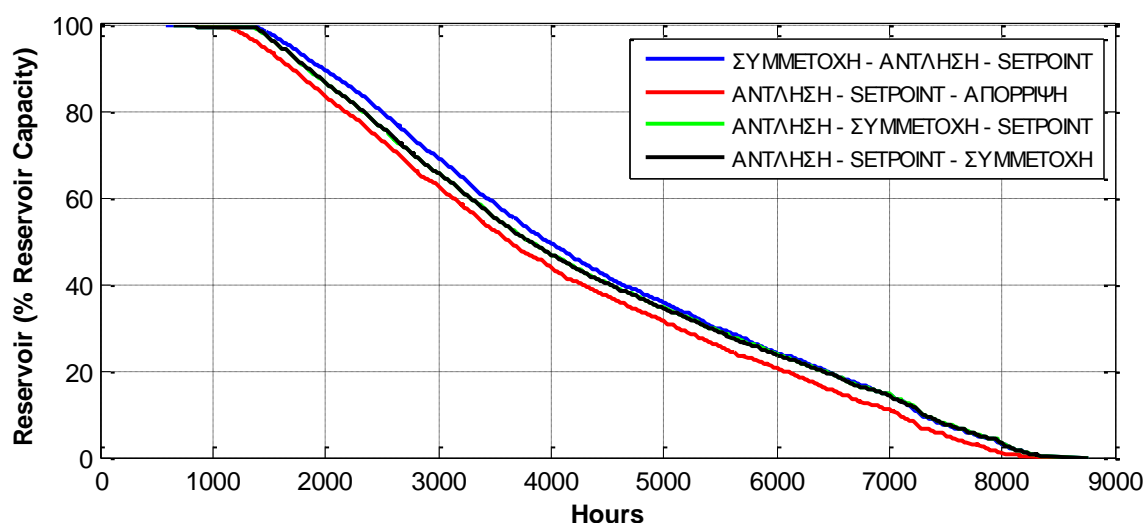
Η περιορισμένη αξιοποίηση της υπόλοιπης αιολικής παραγωγής (ΣΕΝΑΡΙΑ Γ & Δ), αφού προηγηθεί η αξιοποίησή της για άντληση, μέσω συμμετοχής της στην εγγυημένη παροχή των υδροστροβίλων (δυνατότητα υποφόρτισης από το 50% έως το 10% της ικανότητάς τους), φαίνεται πως οδηγεί σε ελαφρώς αυξημένη διείδυση ΥΒΣ (0.17%) σε σχέση με την περίπτωση της μη αξιοποίησης της λοιπής αιολικής παραγωγής (ΣΕΝΑΡΙΟ Β), όπως φαίνεται και στα ποσοστά κάλυψης του φορτίου του Πίνακα 6.4. Δεδομένου ότι το σύστημα της Κρήτης είναι μάλλον κορεσμένο, η απευθείας έγχυση της αιολικής παραγωγής μέσω αξιοποίησης της περίσσειας set-point είναι περιορισμένη, με αποτέλεσμα να διαφοροποιούνται ελάχιστα μεταξύ τους τα ΣΕΝΑΡΙΑ Γ & Δ. Όσον αφορά στην παραγόμενη ενέργεια των υδροστροβίλων, αυτή μεγιστοποιείται όταν η αιολική παραγωγή αντλείται και κατά το υπόλοιπο απορρίπτεται (ΣΕΝΑΡΙΟ Β) αντί να χρησιμοποιείται για εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΑ Γ & Δ).

Εξετάζοντας τις επιπτώσεις στη φόρτιση των συμβατικών και υδροστροβιλικών μονάδων (Πίνακας 6.5), είναι εμφανές ότι η κατά προτεραιότητα αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Α) προκαλεί αισθητά συχνότερες (σχεδόν για διπλάσιο χρόνο) υποφορτίσεις των υδροστροβίλων κάτω από το συμβατικό τεχνικό τους ελάχιστο και με σημαντικά μεγαλύτερο βάθος, για τις ανάγκες της υδροαιολικής συνεργασίας.

Συνοψίζοντας, η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΠΙΟ Α) οδηγεί σε:

- υποφόρτιση των υδροστροβίλων,
- υψηλή στάθμη δεξαμενής,
- απόρριψη μεγάλου μέρους της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ,
- μειωμένη άντληση άρα και μειωμένη παραγωγή των υδροστροβίλων.

Στο Σχήμα 6.1 παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας της στάθμης της δεξαμενής ως ποσοστό της μέγιστης χωρητικότητάς της, για τις τέσσερις εναλλακτικές προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ.



Σχήμα 6.1. Καμπύλη διάρκειας στάθμης δεξαμενής ΥΒΣ (% της μέγιστης χωρητικότητας).

Στον Πίνακα 6.4 παρουσιάζονται τα έσοδα του ΥΒΣ από την πώληση της υδραυλικής και αιολικής ενέργειας για τις διάφορες περιπτώσεις αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής. Από τον Πίνακα προκύπτει ότι τα αυξημένα έσοδα από την πώληση αιολικής ενέργειας όταν αυτή συμμετέχει στην παροχή εγγυημένης ενέργειας (14.37 Μ€ στο ΣΕΝΑΠΙΟ Α έναντι 4.83 & 4.75 Μ€ όταν δίνεται προτεραιότητα στην άντληση στα ΣΕΝΑΠΙΑ Γ & Δ) δεν αντισταθμίζουν τη μεγάλη απώλεια εσόδων (27.14 Μ€ στο ΣΕΝΑΠΙΟ Α έναντι 38.46 & 38.27 Μ€ όταν δίνεται προτεραιότητα στην άντληση στα ΣΕΝΑΠΙΑ Γ & Δ) από τη μειωμένη παραγωγή των υδροστροβίλων. Συνεπώς, η κατά προτεραιότητα αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για άντληση (ΣΕΝΑΠΙΑ Β, Γ & Δ) οδηγεί σε αυξημένα έσοδα σε σχέση με την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για παροχή εγγυημένης ενέργειας (ΣΕΝΑΠΙΟ Α).

Επιπρόσθετα, αξίζει να σημειωθεί ότι, πέρα από την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για άντληση, η απόρριψη της λοιπής αιολικής παραγωγής (ΣΕΝΑΠΙΟ Β) εμφανίζεται επικερδέστερη κατά 1.7%, σε σχέση με την αξιοποίησή της με ταυτόχρονη υποφόρτιση των υδροστροβίλων (ΣΕΝΑΠΙΑ Γ & Δ). Αυτό αποδίδεται στο ότι η απόρριψη της λοιπής αιολικής παραγωγής (ΣΕΝΑΠΙΟ Β) επιτρέπει τη φόρτιση των υδροστροβίλων σε υψηλότερα επίπεδα σε σχέση με τη συμμετοχή της στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΠΙΑ Γ & Δ), και συνεπώς αξιοποιείται αποτελεσματικότερα η δεξαμενή, εφόσον δημιουργείται επιπλέον περιθώριο για άντληση. Έτσι, η μεγιστοποίηση της παραγωγής των υδροστροβίλων, σε συνδυασμό με την υψηλή τιμολόγηση της ενέργειάς τους, καθιστά πιο συμφέρουσα πολιτική την ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΕΤΡΟΙΝΤ-ΑΠΟΡΡΙΨΗ.

Ωστόσο, η μη αξιοποίηση της λοιπής αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Β) δυσχεραίνει τα ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα, εφόσον σημειώνονται χαμηλότερα ποσοστά συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης, και δεν συνιστά βέλτιστη λύση. Από την άλλη πλευρά, η ετήσια παραγωγή του ΥΒΣ μεγιστοποιείται όταν στη σειρά προτεραιότητας προτάσσεται η συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Α). Η πολιτική αυτή, όμως, δεν είναι αρκετά επικερδής, άρα δεν θα προτιμηθεί από τον παραγωγό του ΥΒΣ. Τα ΣΕΝΑΡΙΑ Γ και Δ συνιστούν τη μέση οδό, δεδομένου ότι συνδυάζουν αρκετά υψηλά έσοδα για τον παραγωγό ΥΒΣ και ικανοποιητικά ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα. Συγκρίνοντας τις δύο τελευταίες πολιτικές, προτιμότερη είναι η ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT, γιατί, όταν η συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή αποτελεί την τελευταία επιλογή στη σειράς προτεραιότητας, ενδέχεται να οδηγήσει τον ΥΒΣ σε αδυναμία κάλυψης της προσφοράς του, όταν στις προσφορές ενέργειας συνεκτιμάται σε μεγάλο βαθμό η αναμενόμενη αιολική παραγωγή του ΥΒΣ, και η δεξαμενή είναι μικρού μεγέθους.

Στη συνέχεια, εξετάστηκε η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης θεωρώντας συμβατικό τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλων ίσο με 35%, δεδομένου ότι οι μονάδες μέσου φορτίου της Κρήτης που συνήθως υποκαθιστά ο ΥΒΣ έχουν κατά μέσο όρο τεχνικό ελάχιστο ίσο με 35%. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.3 – 6.5 (6^η έως 9^η γραμμή). Σε αυτή την περίπτωση η δυνατότητα υποφόρτισης των υδροστροβίλων προκειμένου να απορροφηθεί η αιολική παραγωγή των λοιπών αιολικών πάρκων είναι αυξημένη. Αντίθετα, το περιθώριο υποφόρτισης των υδροστροβίλων του ΥΒΣ που διατίθεται για το δικό του Α/Π, όταν είναι επιθυμητή η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην παροχή εγγυημένης ενέργειας, είναι μειωμένο (35% έως 10%).

Στον Πίνακα 6.3 παρατηρείται ότι η λειτουργία του ΥΒΣ επιφέρει μικρή αύξηση (κατά 0.3%) στον συντελεστή χρησιμοποίησης των λοιπών αιολικών πάρκων, καθώς η ένταξη του ΥΒΣ με μικρότερο τεχνικό ελάχιστο μειώνει τις απορρίψεις αιολικής παραγωγής λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Αντίστοιχες είναι και οι επιπτώσεις του τεχνικού ελαχίστου του στροβίλου στον συντελεστή χρησιμοποίησης του αιολικού του πάρκου (μεταβολές από -0.54% έως +0.13%). Η μείωση κατά 0.54% οφείλεται στη μεγαλύτερη υποφόρτιση των υδροστροβίλων λόγω της παραγωγής των άλλων αιολικών, οδηγώντας έτσι σε μειωμένη άντληση και κατά συνέπεια παραγωγή υδροστροβίλων (ΣΕΝΑΡΙΟ Β). Στα ΣΕΝΑΡΙΑ Α, Γ και Δ, μειώνεται η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή, λόγω χαμηλότερου περιθωρίου υποφόρτισης των στροβίλων, και κατά συνέπεια διατίθεται μεγαλύτερο μέρος αυτής για άντληση. Όταν στη σειρά προτεραιότητας προτάσσεται η συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή, η ελλιπής αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για το σκοπό αυτό αντισταθμίζεται από την αύξηση της αιολικής παραγωγής που διατίθεται για άντληση, με αποτέλεσμα την αύξηση του συντελεστή χρησιμοποίησης του ΥΒΣ λόγω μικρότερων απορρίψεων αιολικής παραγωγής (ΣΕΝΑΡΙΟ Α). Αντίθετα, στα ΣΕΝΑΡΙΑ Γ & Δ, η μείωση της συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην προγραμματισμένη παραγωγή του ΥΒΣ ισοδυναμεί με αύξηση των απορρίψεων και επομένως δυσχεραίνει ελάχιστα τον συντελεστή χρησιμοποίησης του Α/Π του ΥΒΣ.

Παρατηρώντας τα οικονομικά αποτελέσματα του Πίνακα 6.4, προκύπτουν μειωμένα έσοδα έως και 0.77 Μ€ όταν η αιολική παραγωγή αξιοποιείται πρωτίστως για άντληση (ΣΕΝΑΡΙΟ Β) σε σχέση με την περίπτωση του υψηλότερου συντελεστή τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλων (50%). Αντίθετα, η αύξηση της υδραυλικής ενέργειας με τη μειωμένη συμμετοχή των αιολικών στην παροχή εγγυημένης ενέργειας επιφέρει μια μικρή αύξηση στα έσοδα του ΥΒΣ (ΣΕΝΑΡΙΟ Α). Σε κάθε περίπτωση, όμως, τα έσοδα του ΥΒΣ είναι υψηλότερα όταν η αιολική παραγωγή χρησιμοποιείται πρωτίστως για άντληση (ΣΕΝΑΡΙΑ Β, Γ & Δ). Τέλος, πιο επικερδής για τον παραγωγό ΥΒΣ είναι η απόρριψη της λοιπής αιολικής παραγωγής, μετά την αξιοποίησή της για άντληση (ΣΕΝΑΡΙΟ Β), σε σχέση με την αξιοποίησή της για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή. Όμως, όπως προαναφέρθηκε, προκρίνεται η πολιτική ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT εφόσον παρουσιάζει καλύτερα ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα.

Καταλήγοντας, προκύπτει ότι η ένταξη ΥΒΣ με χαμηλό τεχνικό ελάχιστο είναι σαφώς προτιμητέα για το σύστημα, δεδομένου ότι δεν επηρεάζει τη λειτουργία του, ενώ παράλληλα δεν επιδρά στη βιωσιμότητα του ΥΒΣ. Για το λόγο αυτό, η θεώρηση αυτή υιοθετήθηκε στις διερευνήσεις των επόμενων παραγράφων.

Πίνακας 6.3: Παραγόμενη ενέργεια από συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές.

ΣΥΜΒΑΤΙΚΟ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής							
		Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμεν η ενέργεια	Απορριπτό- μενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Capacity Factor	Παραγό- μενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για συνεργασία με υδρο- στροβίλους	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για άντληση	Παραγόμενη αιολική ενέργεια σε SetPoint	Απορριπτόμεν η αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρόβ ιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)
		GWh	GWh	GWh	h	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		2523.31	556.06	173.06	4799	28.85	144.90	0.00	0.00	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00
CTH = 50%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	2324.86	553.93	175.19	4764	28.74	144.90	85.66	164.91	0.00	82.60	28.60	115.00	164.98	0.08
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2339.00	553.89	175.23	4767	28.74	144.90	0.00	267.58	0.00	65.58	30.55	186.57	267.67	0.09
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	2333.96	553.73	175.39	4764	28.73	144.90	28.78	233.75	0.00	70.64	29.97	162.97	233.82	0.08
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2333.68	553.72	175.40	4764	28.73	144.90	28.31	232.56	1.59	70.70	29.96	162.16	232.65	0.09
CTH = 35%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	2327.00	559.28	169.84	4822	29.02	144.90	58.35	193.33	0.00	81.48	28.73	134.81	193.41	0.08
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2336.98	559.18	169.94	4820	29.01	144.90	0.00	262.90	0.00	70.27	30.01	183.30	262.99	0.09
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	2332.27	559.24	169.88	4819	29.02	144.90	21.11	239.26	0.00	72.79	29.72	166.83	239.34	0.08
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2332.06	559.23	169.88	4819	29.02	144.90	20.72	238.03	1.46	72.95	29.70	165.98	238.12	0.09

(*) ως ποσοστό της συνολικής ενέργειας άντλησης

Πίνακας 6.4: Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης.

ΣΥΜΒΑΤΙΚΟ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΙΩΝ	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			Έσοδα ΥΒΣ							Κόστος Συστήματος χωρίς CC	Κόστος Συστήματος με CC	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος με CC
		Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστροβίλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω συνεργασία με υδρο- στροβίλους	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω αξιοποίησης του setpoint	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα	Αποζημίωση διαθεσιμότη- τας ισχύος (CC)	Συνολικά έσοδα με CC			
		%	%	%	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		78.26	21.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	480.54	480.54	149.04
CTH = 50%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.10	21.67	6.22	27.14	14.37	0.00	- 0.01	41.49	9.53	51.02	495.79	505.32	156.72
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	72.54	21.67	5.78	44.03	0.00	0.00	- 0.02	44.01	9.53	53.54	500.00	509.52	158.02
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.39	21.67	5.94	38.46	4.83	0.00	- 0.01	43.28	9.53	52.80	498.58	508.11	157.58
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	72.38	21.67	5.95	38.27	4.75	0.16	- 0.02	43.16	9.53	52.68	498.47	507.99	157.55
CTH = 35%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.17	21.84	5.99	31.81	9.79	0.00	- 0.01	41.59	9.53	51.11	496.66	506.19	156.99
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	72.48	21.84	5.68	43.26	0.00	0.00	- 0.02	43.24	9.53	52.77	499.52	509.05	157.88
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.33	21.84	5.83	39.37	3.54	0.00	- 0.01	42.90	9.53	52.42	498.57	508.09	157.58
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	72.33	21.84	5.83	39.17	3.48	0.15	- 0.02	42.77	9.53	52.30	498.45	507.97	157.54

Πίνακας 6.5: Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών και υδροστρόβιλικών μονάδων.

ΣΥΜΒΑΤΙΚΟ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΔΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές μονάδες	Υδροστρόβιλοι			
		Μέση ισχύς φόρτισης ως ποσοστό της ικανότητας	Μέση ισχύς φόρτισης στροβίλων ως ποσοστό της ικανότητάς τους	Μέση ισχύς υποφόρτισης στροβίλων ως ποσοστό του συμβατικού τεχνικού τους ελαχίστου	Ώρες υποφόρτισης στροβίλων κάτω από το συμβατικό τεχνικό τους ελάχιστο ως ποσοστό των ωρών λειτουργίας	Ώρες λειτουργίας στροβίλων
		%	%	%	%	h
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		69.33	-	-	-	-
CTH = 50%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT	69.01	34.63	35.50	67.46	5015
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	69.08	60.19	57.03	39.96	4747
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – SETPOINT	69.05	51.37	39.90	49.19	4871
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	69.04	51.16	39.42	49.43	4870
CTH = 35%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT	68.99	41.20	43.58	49.42	4955
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	69.03	58.88	54.12	27.44	4755
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – SETPOINT	69.01	52.33	45.18	38.63	4874
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	68.99	52.16	45.20	39.25	4869

6.1.2 Επιδότηση τιμής αιολικής παραγωγής ΥΒΣ

Στη συνέχεια εξετάστηκε η περίπτωση πιθανής επιδότησης της τιμής της παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π του ΥΒΣ κατά 20%, όπως προβλέπεται στο άρθρο 5 παρ. 2γ του ν.3851/2010 [6] για σταθμούς ΑΠΕ (πλην φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών) εφόσον οι επενδύσεις υλοποιούνται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη διαμόρφωση των τιμολογήσεων ως εξής:

ΑΝΤΛΗΣΗ - Τιμή παραγόμενης ενέργειας από Α/Π = $0.7 \cdot 236 = 165.2$ €/MWh

SETPOINT - Τιμή παραγόμενης ενέργειας από Α/Π = $99.45 \cdot 1.2 = 119.3$ €/MWh

ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – Ισοδύναμη τιμή παραγόμενης ενέργειας από Α/Π = $0.5 \cdot 236 + 0.5 \cdot 1.2 \cdot 99.45 = 177.7$ €/MWh

Για τη νέα τιμολόγηση προκύπτει ότι η συμφέρουσα προτεραιότητα αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής είναι και πάλι ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ - ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT, με μεγαλύτερη διαφορά τώρα. Επαναλαμβάνοντας τις ετήσιες προσομοιώσεις της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για τα διάφορα σενάρια προτεραιοτήτων, προκύπτουν τα αποτελέσματα του ακόλουθου Πίνακα.

Πίνακας 6.6: Οικονομικά αποτελέσματα με επιδοτούμενη τιμή παραγόμενης αιολικής ενέργειας.

ΣΥΜΒΑΤΙΚΟ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Έσοδα ΥΒΣ				
		Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστρόβιλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π στη συμμετοχή	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π απευθείας	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα (χωρίς CC)
		Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€
C _Π =35%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT	31.81	10.37	0.00	-0.01	42.17
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	43.26	0.00	0.00	-0.02	43.24
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – SETPOINT	39.37	3.75	0.00	-0.01	43.11
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	39.17	3.68	0.17	-0.02	43.01
C _Π =50%	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT	27.14	15.22	0.00	-0.01	42.34
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	44.03	0.00	0.00	-0.02	44.01
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – SETPOINT	38.46	5.11	0.00	-0.01	43.56
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	38.27	5.03	0.19	-0.02	43.47

Από τον Πίνακα 6.6 προκύπτει ότι, παρά την αυξημένη τιμή της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για άντληση εξακολουθεί να αποτελεί την πιο συμφέρουσα προτεραιότητα για τον ΥΒΣ (ΣΕΝΑΡΙΑ Β, Γ & Δ). Το γεγονός αυτό οφείλεται καθαρά στις αυξημένες απορρίψεις αιολικής παραγωγής λόγω γεμάτης δεξαμενής, όταν επιλέγεται η συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή ως πρώτη προτεραιότητα (ΣΕΝΑΡΙΟ Α).

6.1.3 Εναλλακτική θεώρηση χρονοσειράς ανέμου για το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ

Σημαντική επίδραση στα ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη του ΥΒΣ έχει η θεωρηθείσα χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου για το αιολικό του πάρκο, η οποία συναρτάται με την τοποθεσία του. Στις διερευνήσεις της ενότητας 6.1 (πλην της παρούσης παραγράφου), για τον υπολογισμό της ωριαίας αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, χρησιμοποιείται ο μέσος όρος των ωριαίων παραγωγών των αιολικών πάρκων, όπως προαναφέρθηκε στην παράγραφο 3.1.4.3.

Στην παράγραφο αυτή, με στόχο τον προσδιορισμό της επίδρασης της ταχύτητας ανέμου στον τρόπο αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, χρησιμοποιήθηκαν εναλλακτικά τρεις χρονοσειρές ανέμου για το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ, με μέσες ετήσιες τιμές 7.78 m/s, 8.78 m/s και 9.78 m/s, αντίστοιχα. Συγκεκριμένα, με κατάλληλη κλιμάκωση της χρονοσειράς ανέμου από την περιοχή του Λασιθίου με μέση ετήσια τιμή 8.78 m/s (η οποία εικονίζεται στο Σχήμα 3.4), προέκυψαν οι δύο άλλες χρονοσειρές ανέμου.

Στους Πίνακες 6.7 και 6.8 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης με ένταξη ΥΒΣ 75 MW, για τις διάφορες χρονοσειρές ανέμου του Α/Π του ΥΒΣ και τις προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του.

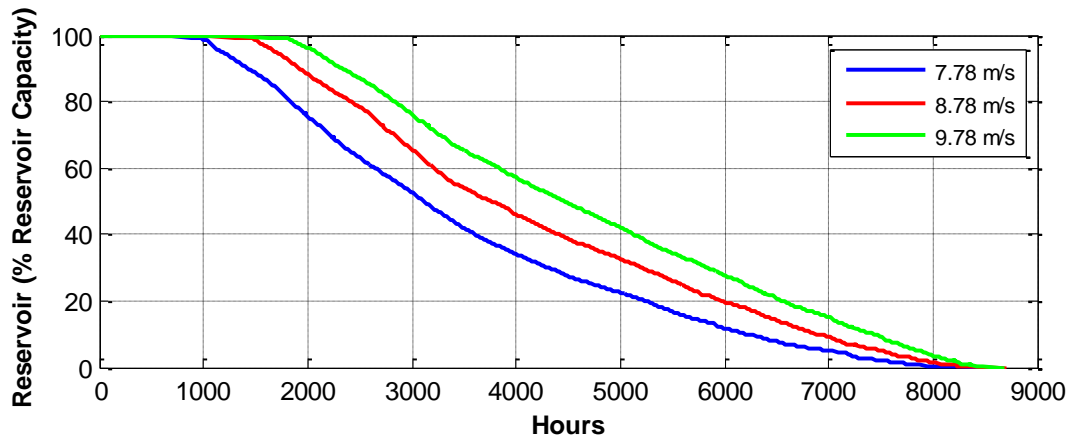
Εξετάζοντας τις επιπτώσεις στα αιολικά πάρκα του συστήματος, διαπιστώνεται ότι η διαφοροποίηση του συντελεστή χρησιμοποίησης και των ΣΑΩΛ ανάλογα με τη θεώρηση χρονοσειράς ανέμου για το Α/Π του ΥΒΣ, είναι αμελητέα. Δεδομένου ότι η παραγόμενη ενέργεια από τους αιολικούς σταθμούς παραμένει σχεδόν αμετάβλητη, η παραγωγή των συμβατικών μονάδων του συστήματος μεταβάλλεται αντίθετα από τη μεταβολή της συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης.

Όπως είναι αναμενόμενο, η αύξηση της μέσης ετήσιας τιμής της χρονοσειράς ανέμου κατά 1 m/s βελτιώνει τον συντελεστή χρησιμοποίησης του Α/Π του ΥΒΣ κατά 4.5% έως 6%, για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις. Συνέπειες της αυξημένης διαθέσιμης αιολικής ενέργειας αποτελούν η αύξηση της άντλησης και της συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή. Ωστόσο, η απορριπτόμενη αιολική ενέργεια, εκφρασμένη ως ποσοστό επί της δυνάμενης να παραχθεί, σημειώνει μικρή αύξηση, καθώς αυξάνεται η ταχύτητα ανέμου του αιολικού πάρκου. Οι επιπλέον απορρίψεις οφείλονται αφενός στην περιορισμένη αντλητική ικανότητα (η διαθέσιμη αιολική παραγωγή υπερβαίνει συχνότερα τη μέγιστη ικανότητα του αντλητικού συστήματος)¹⁴, και αφετέρου στην υψηλότερη στάθμη της δεξαμενής που αγγίζει συχνότερα τη μέγιστη χωρητικότητά της, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.2. Η αυξημένη στάθμη δεξαμενής επιτρέπει την κατάθεση υψηλότερων προσφορών ενέργειας και συνακόλουθα την αύξηση της προγραμματισμένης παραγωγής των υδροστροβίλων. Οι παραπάνω διαπιστώσεις δικαιολογούν την αύξηση της συμμετοχής του ΥΒΣ έως και κατά 2.1% στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης, όπως φαίνεται από τα ποσοστά κάλυψης της ζήτησης του Πίνακα 6.8.

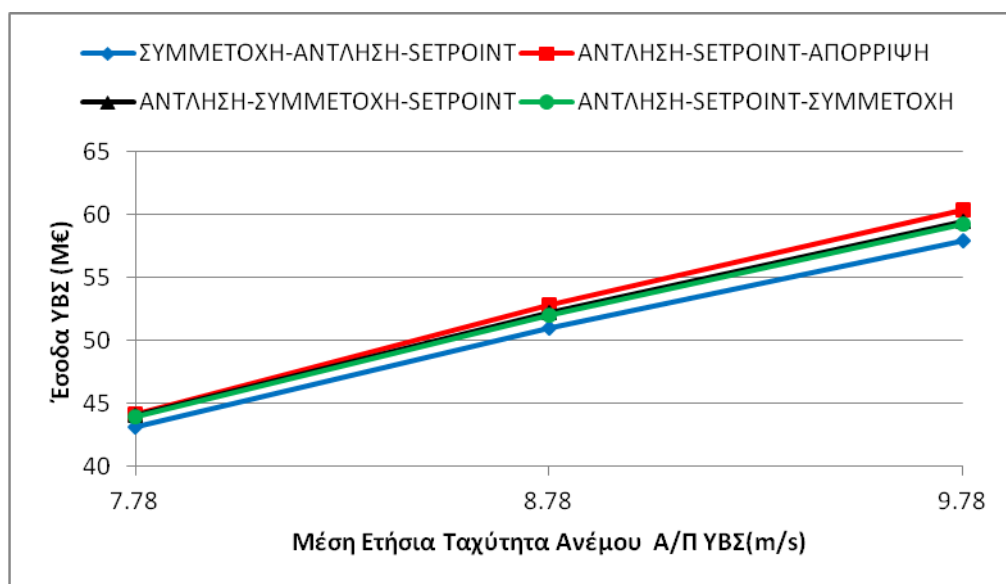
Από τα οικονομικά αποτελέσματα του Πίνακα 6.8, παρατηρείται ότι τα έσοδα μεταβάλλονται γραμμικά με την μέση τιμή της θεωρηθείσας χρονοσειράς ανέμου του Α/Π του ΥΒΣ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.3. Επομένως, προκύπτει πιο συμφέρουσα πολιτική η ΑΝΤΛΗΣΗ-SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ (ΣΕΝΑΡΙΟ Β), αν και τα βέλτιστα ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα λαμβάνονται με την πολιτική ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ-SETPOINT (ΣΕΝΑΡΙΟ Α), ανεξαρτήτως της θεώρησης χρονοσειράς ανέμου. Προκρίνεται τελικά η ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT

¹⁴ Σημειώνεται μείωση των απορρίψεων αιολικής ισχύος που οφείλονται σε αδυναμία αξιοποίησης της διαθέσιμης αιολικής ισχύος λόγω του τεχνικού ελαχίστου της πρώτης αντλίας, δεδομένου ότι η δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύς κυμαίνεται σε υψηλότερα επίπεδα. Υπερισχύει όμως η αύξηση των απορρίψεων λόγω υπέρβασης της μέγιστης αντλητικής ικανότητας.

(ΣΕΝΑΡΙΟ Γ) ως μέση οδός, η οποία συνδυάζει ικανοποιητικά έσοδα για τον παραγωγό ΥΒΣ και αυξημένη συμμετοχή του στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης.



Σχήμα 6.2. Καμπύλη διάρκειας στάθμης δεξαμενής ΥΒΣ (% της μέγιστης χωρητικότητας), για τρεις διαφορετικές χρονοσειρές ανέμου για το Α/Π του ΥΒΣ. Για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής των ΥΒΣ τηρείται η σειρά ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT.



Σχήμα 6.3. Μεταβολή των εσόδων του ΥΒΣ (συμπεριλαμβανομένης της αποζημίωσης ισχύος – CC), συναρτήσει της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου του αιολικού του πάρκου, για τις διάφορες προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής του παραγωγής.

Πίνακας 6.7: Παραγόμενη ενέργεια από συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές.

Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου ΥΒΣ (m/s)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής							
		Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Capacity Factor	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για συνεργασία με υδρο-στροβίλους	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για άντληση	Παραγόμενη αιολική ενέργεια σε SetPoint	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστροβίλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)
		GWh	GWh	GWh	h	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%
7.78	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	2366.27	558.56	170.56	4813	28.98	144.90	41.75	161.84	0.00	58.83	23.24	112.83	161.88	0.05
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2374.15	558.32	170.80	4811	28.97	144.90	0.00	210.76	0.00	51.67	24.06	146.94	210.80	0.05
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	2370.07	558.38	170.74	4813	28.97	144.90	15.46	194.36	0.00	52.60	23.95	135.51	194.41	0.05
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2369.79	558.39	170.73	4813	28.97	144.90	15.10	193.25	1.41	52.67	23.94	134.73	193.30	0.05
8.78	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	2329.03	558.88	170.24	4815	29.00	144.90	53.66	197.71	0.00	83.23	28.70	137.84	197.76	0.05
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2337.40	558.53	170.59	4814	28.98	144.90	0.00	263.20	0.00	71.40	30.05	183.48	263.25	0.05
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	2333.31	558.82	170.30	4814	29.00	144.90	21.86	237.28	0.00	75.46	29.58	165.42	237.32	0.05
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2333.11	558.82	170.30	4814	29.00	144.90	21.33	235.78	1.78	75.72	29.55	164.38	235.82	0.05
9.78	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	2296.69	559.06	170.05	4825	29.01	144.90	64.04	228.95	0.00	102.08	33.45	159.60	228.98	0.03
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2304.63	559.04	170.08	4821	29.01	144.90	0.00	309.49	0.00	85.58	35.33	215.75	309.54	0.05
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	2301.15	559.10	170.02	4822	29.01	144.90	26.49	276.36	0.00	92.22	34.57	192.65	276.39	0.03
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2300.90	559.11	170.01	4822	29.01	144.90	26.05	274.53	1.96	92.53	34.54	191.39	274.58	0.05

(*) ως ποσοστό της συνολικής ενέργειας άντλησης

Πίνακας 6.8: Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης.

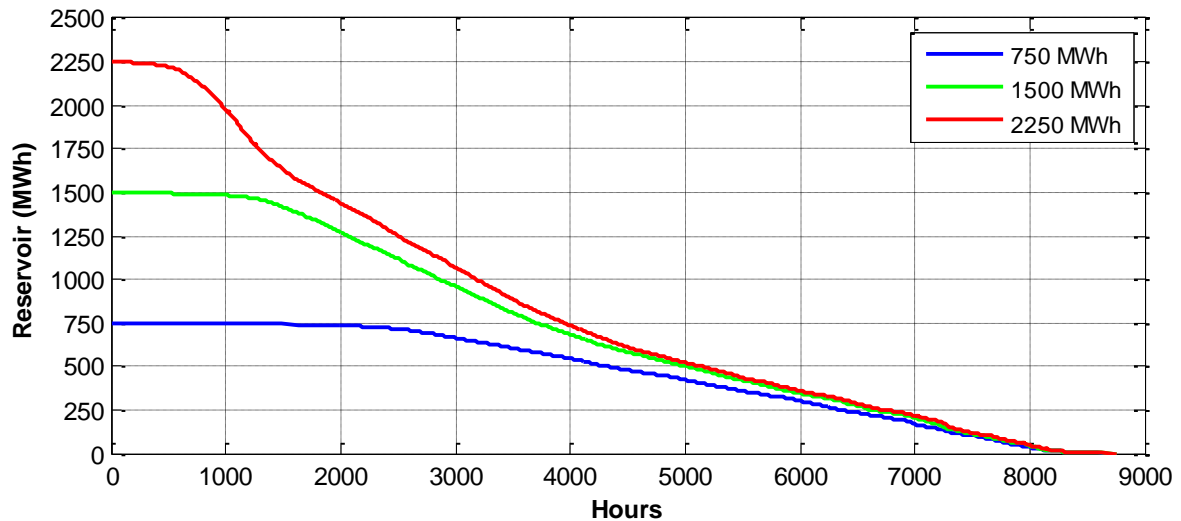
Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου ΥΒΣ (m/s)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			Έσοδα ΥΒΣ							Κόστος Συστήματος χωρίς CC	Κόστος Συστήματος με CC	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος με CC
		Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστροβίλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω συνεργασία με υδρο-στροβίλους	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω αξιοποίησης του setpoint	Έξοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα χωρίς CC	Αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος (CC)	Συνολικά έσοδα με CC			
7.78	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- ΣΕΤΡΟΙΝΤ	73.39	21.82	4.79	26.63	7.00	0.00	-0.01	33.62	9.53	43.15	493.34	502.87	155.96
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	73.63	21.81	4.56	34.68	0.00	0.00	-0.01	34.67	9.53	44.19	495.30	504.82	156.57
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΣΕΤΡΟΙΝΤ	73.51	21.81	4.68	31.98	2.59	0.00	-0.01	34.56	9.53	44.09	494.70	504.22	156.38
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	73.50	21.81	4.69	31.80	2.53	0.14	-0.01	34.46	9.53	43.99	494.59	504.12	156.35
8.78	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.23	21.83	5.94	32.53	9.00	0.00	-0.01	41.52	9.53	51.05	496.76	506.29	157.02
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	72.49	21.82	5.69	43.30	0.00	0.00	-0.01	43.29	9.53	52.82	499.51	509.03	157.87
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.37	21.83	5.81	39.04	3.67	0.00	-0.01	42.70	9.53	52.22	498.42	507.95	157.54
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	72.36	21.83	5.81	38.79	3.58	0.18	-0.01	42.54	9.53	52.06	498.25	507.78	157.48
9.78	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- ΣΕΤΡΟΙΝΤ	71.23	21.83	6.94	37.67	10.74	0.00	-0.01	48.40	9.53	57.93	499.80	509.32	157.96
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	71.48	21.83	6.69	50.92	0.00	0.00	-0.01	50.91	9.53	60.43	503.26	512.78	159.04
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΣΕΤΡΟΙΝΤ	71.37	21.83	6.80	45.47	4.44	0.00	-0.01	49.90	9.53	59.43	501.80	511.32	158.58
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	71.36	21.83	6.80	45.17	4.37	0.20	-0.01	49.72	9.53	59.25	501.59	511.11	158.52

6.1.4 Χωρητικότητα της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ

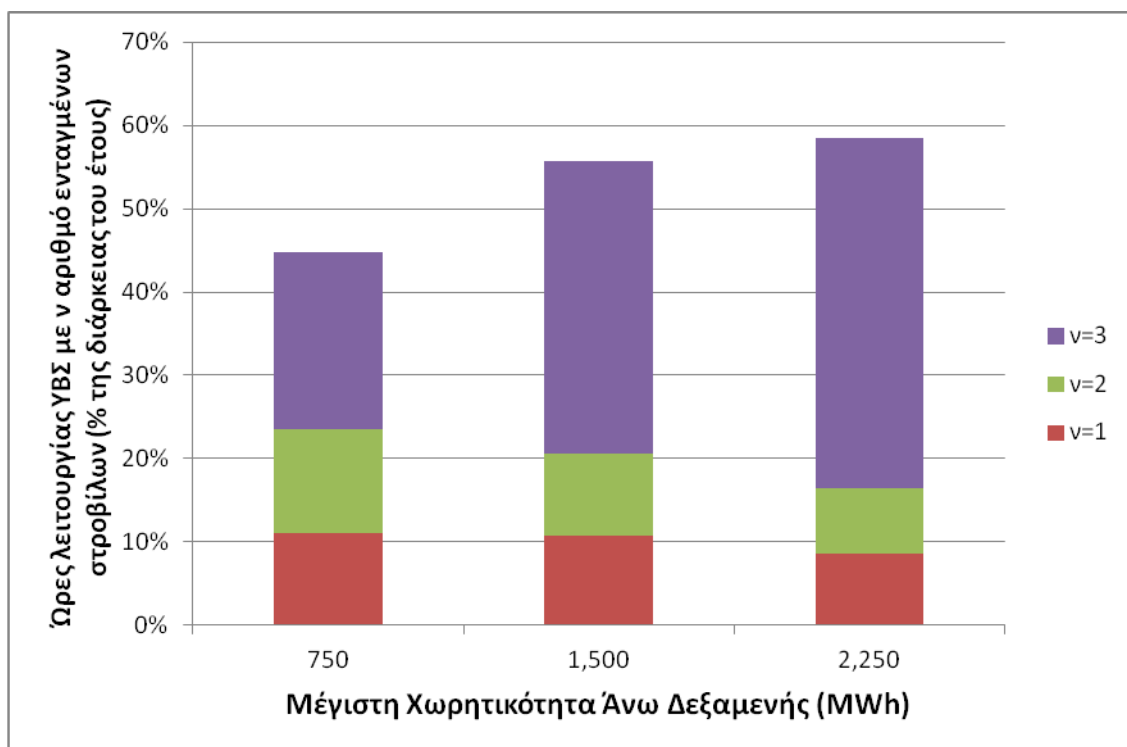
Η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής είναι μια παράμετρος του υβριδικού σταθμού που επηρεάζει σημαντικά την εσωτερική του λειτουργία, καθώς και τα ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη του συστήματος. Στην παράγραφο αυτή εξετάστηκε η λειτουργία ΥΒΣ ισχύος 75 MW στο σύστημα της Κρήτης, τα κυριότερα χαρακτηριστικά του οποίου περιγράφονται στην παράγραφο 3.1.4.3. Θεωρήθηκε συμβατικό τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλων $c_{TH} = 35\%$. Για τον εν λόγω ΥΒΣ, εξετάστηκαν τρεις δεξαμενές χωρητικότητας 750, 1,500 και 2,250 MWh, δηλαδή μεγέθους επαρκούς για λειτουργία των υδροστροβίλων σε ονομαστική ισχύ για χρονικό διάστημα ίσο με 10, 20 και 30 ώρες αντίστοιχα. Στους Πίνακες 6.9 – 6.11 παρουσιάζονται τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα, καθώς και οι επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών μονάδων και των υδροστροβίλων από τη λειτουργία του ΥΒΣ στο νησιωτικό σύστημα, για τα τρία διαφορετικά μεγέθη δεξαμενής.

Παρατηρώντας τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.9, αρχικά διαπιστώνεται η αμελητέα επίπτωση του μεγέθους της δεξαμενής του ΥΒΣ στον συντελεστή χρησιμοποίησης και στις ΣΑΩΛ, εφόσον η αύξηση που επιδέχονται είναι μικρότερη του 0.15% και 0.5% αντίστοιχα, και κυρίως σημειώνεται για αύξηση της χωρητικότητας της δεξαμενής από τις 750 στις 1,500 MWh. Η μεταβολή αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στο ότι οι υδροστροβίλοι υποκαθιστούν μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές μονάδες με υψηλά τεχνικά ελάχιστα, καθώς αυξάνεται το μέγεθος της δεξαμενής, λόγω της κατάθεσης μεγαλύτερων προσφορών ενέργειας. Το γεγονός αυτό καθιστά πιο ελαστικό τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, ο οποίος υπερισχύει λιγότερες ώρες κατά τη διάρκεια του έτους, με αποτέλεσμα τη μικρή μείωση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. Για περαιτέρω αύξηση της χωρητικότητας της δεξαμενής από τις 1,500 στις 2,250 MWh, οι ενεργειακοί δείκτες των αιολικών πάρκων παραμένουν σχεδόν σταθεροί, γιατί η υποκατάσταση παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές πηγές πραγματοποιείται σε μικρότερο βαθμό και δεν αυξάνεται σημαντικά ο αριθμός των ενταγμένων υδροστροβίλων. Μάλιστα, αυξάνονται οι ώρες νυχτερινής λειτουργίας των στροβίλων που οδηγούν σε ελαφρώς υψηλότερες απορρίψεις αιολικής ενέργειας λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου τις νυχτερινές ώρες.

Αναφορικά με την εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ, από τον Πίνακα 6.9 είναι εμφανής η αύξηση της αξιοποιούμενης αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ για άντληση έως και κατά 72%, καθώς αυξάνεται η χωρητικότητα της δεξαμενής, ανεξαρτήτως προτεραιότητας για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ. Το γεγονός αυτό αποδίδεται στη μείωση των απορρίψεων λόγω πλήρους δεξαμενής, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.4. Ανάλογη αύξηση επιδέχονται ο συντελεστής χρησιμοποίησης του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ, καθώς και η παραγόμενη ενέργεια από υδροστροβίλους. Επιπλέον, η υψηλότερη στάθμη των υδάτων της δεξαμενής στο τέλος της ημέρας επιτρέπει στον παραγωγό ΥΒΣ την κατάθεση μεγαλύτερων προσφορών ενέργειας, με συνέπεια την ένταξη και λειτουργία μεγαλύτερου αριθμού στροβίλων και για περισσότερες ώρες κατά τη διάρκεια της ημέρας, όπως διαπιστώνεται και στο Σχήμα 6.5. Το γεγονός αυτό ευνοεί την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή, όταν αποτελεί την πρώτη προτεραιότητα (ΣΕΝΑΠΙΟ Α), διότι αυξάνεται το περιθώριο υποφόρτισης των υδροστροβίλων. Αντίθετα, όταν δίνεται προτεραιότητα στην άντληση, η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη είναι ελαφρώς περιορισμένη με τη θεώρηση δεξαμενής αυξημένης χωρητικότητας, λόγω της αυξημένης δυνατότητας για άντληση.



Σχήμα 6.4. Καμπύλη διάρκειας της αποθηκευμένης ενέργειας της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ, για τρεις τιμές μέγιστης χωρητικότητας. Θεώρηση προτεραιότητας ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ.



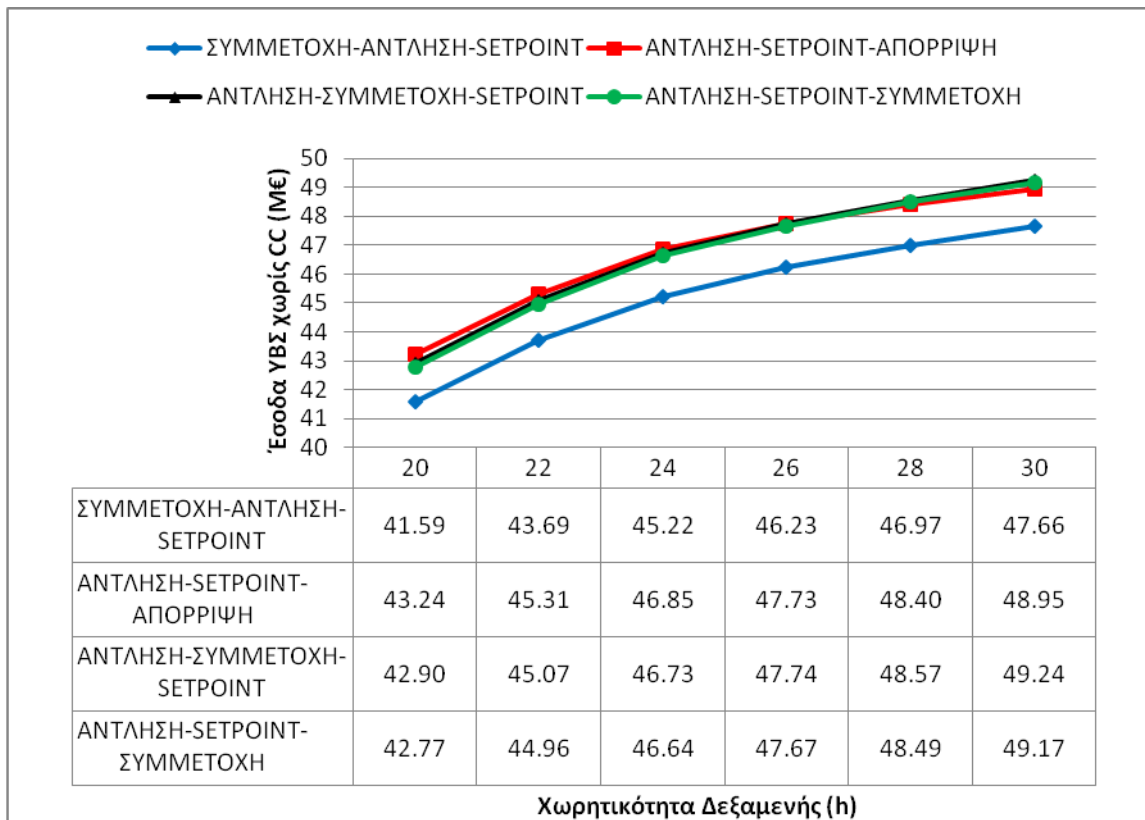
Σχήμα 6.5. Ώρες λειτουργίας του ΥΒΣ με πλήθος ενταγμένων στροβίλων $v=1,2,3$, εκφρασμένες ως ποσοστό (%) επί της διάρκειας του έτους, για δεξαμενές διαφορετικής χωρητικότητας. Θεώρηση προτεραιότητας ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ.

Από τον Πίνακα 6.10 φαίνεται ότι το ποσοστό συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ζήτησης αυξάνεται κατά 1.62% έως 1.77% για αύξηση του μεγέθους της δεξαμενής από 750 σε 1,500 MWh, και κατά 2.37% έως 2.65% για επιπρόσθετη αύξηση στις 2,250 MWh, αποκόποντας αντίστοιχο ποσοστό από την παραγόμενη συμβατική ενέργεια, αφού η παραγόμενη ενέργεια των σταθμών ΑΠΕ εκτός ΥΒΣ επηρεάζεται ελάχιστα.

Εξετάζοντας τις επιπτώσεις στη φόρτιση των συμβατικών μονάδων και των υδροστροβίλων από την αύξηση της χωρητικότητας της δεξαμενής, παρατηρείται αρχικά ότι η αύξηση της παραγόμενης ενέργειας του ΥΒΣ ωθεί τη φόρτιση των συμβατικών μονάδων σε ελαφρώς χαμηλότερα επίπεδα. Επιπλέον, οι ώρες υποφόρτισης των στροβίλων κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα αυξάνονται ελάχιστα για αύξηση του μεγέθους της δεξαμενής από 750 σε 1,500 MWh, λόγω της ανάγκης για παροχή στρεφόμενης εφεδρείας στα αιολικά πάρκα εκτός ΥΒΣ (εφόσον αυξάνονται οι ώρες λειτουργίας του ΥΒΣ), καθώς και λόγω της αύξησης των ωρών υδροαιολικής συνεργασίας. Η περαιτέρω αύξηση του μεγέθους της δεξαμενής, προκαλεί μείωση των ωρών υποφόρτισης στις περισσότερες περιπτώσεις, καθότι εντάσσονται περισσότεροι στρόβιλοι και κατανέμεται με μεγαλύτερη ακρίβεια η απαιτούμενη εφεδρεία του συστήματος. Σε κάθε περίπτωση, η μέση φόρτιση των στροβίλων σταδιακά αυξάνεται για δεξαμενή μεγαλύτερης χωρητικότητας, εφόσον αυξάνεται η παραγωγή των στροβίλων και μειώνεται το βάθος των εμφανιζόμενων υποφορτίσεων.

Συγκρίνοντας τα έσοδα του ΥΒΣ για τις διάφορες περιπτώσεις αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής, καθώς μεταβάλλεται η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής, εύκολα παρατηρείται ότι τα υψηλότερα έσοδα από την πώληση της αιολικής παραγωγής που συμμετέχει στην εγγυημένη παροχή (από 6.75 Μ€ σε 9.79 Μ€ και 11.38 Μ€, για αυξανόμενο μέγεθος δεξαμενής) δεν αντισταθμίζουν και πάλι την απώλεια εσόδων από την υποφόρτιση των υδροστροβίλων, όταν ακολουθείται η πρακτική του ΣΕΝΑΠΙΟΥ Α. Επομένως, πιο συμφέρουσα για τον παραγωγό ΥΒΣ είναι η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για άντληση σε σχέση με την συμμετοχή της στην προγραμματισμένη παραγωγή, δεδομένης της διαφοράς στην τιμολόγηση της ενέργειας των υδροστροβίλων και της αιολικής παραγωγής, σε συνδυασμό με τις αυξημένες απορρίψεις αιολικής ισχύος λόγω υψηλής στάθμης δεξαμενής που συνεπάγεται η πολιτική του ΣΕΝΑΠΙΟΥ Α.

Επιπρόσθετα, συνάγεται ότι, για δεξαμενή μεγάλου μεγέθους, πιο επικερδής είναι η αξιοποίηση της λοιπής αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή, μετά την αξιοποίησή της για άντληση (ΣΕΝΑΠΙΟ Γ), σε σχέση με την απόρριψη αυτής (ΣΕΝΑΠΙΟ Β), εφόσον δίνεται η δυνατότητα κατάθεσης μεγαλύτερων προσφορών ενέργειας (δεδομένης της διατήρησης της στάθμης σε υψηλότερα επίπεδα) και περιορίζονται σημαντικά οι απορρίψεις αιολικής ενέργειας λόγω πλήρους δεξαμενής. Αξίζει να σημειωθεί ότι το παραπάνω συμπέρασμα προκύπτει για δεξαμενές μεγέθους επαρκούς για λειτουργία των στροβίλων σε ονομαστική ισχύ από 26 ώρες και άνω (δηλαδή χωρητικότητας άνω των 1,875 MWh στην περίπτωση ΥΒΣ ισχύος 75 MW), όπως φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα.



Σχήμα 6.6. Μεταβολή των εσόδων του ΥΒΣ (χωρίς την αποζημίωση ισχύος – CC) καθώς αυξάνεται η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής από 20 σε 30 ώρες ανεξάρτητης λειτουργίας των υδροτροβίλων.

Πίνακας 6.9: Παραγόμενη ενέργεια από συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές.

ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΔΕΞΑΜΕΝΗΣ (MWh)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής							
		Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Capacity Factor	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για συνεργασία με υδρο-στροβίλους	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για άντληση	Παραγόμενη αιολική ενέργεια σε SetPoint	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστροβίλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)
		GWh	GWh	GWh	h	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		2523.31	556.06	173.06	4799	28.85	144.90	0.00	0.00	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00	0.00
750	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	2386.48	556.79	172.33	4796	28.89	144.90	40.22	137.58	0.00	155.37	20.30	95.95	137.65	0.08
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2391.64	556.81	172.31	4796	28.89	144.90	0.00	187.87	0.00	145.30	21.45	131.01	187.96	0.09
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	2388.41	556.83	172.29	4797	28.89	144.90	19.44	164.58	0.00	149.15	21.01	114.77	164.65	0.08
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2387.93	556.83	172.29	4797	28.89	144.90	18.70	162.54	2.63	149.29	20.99	113.36	162.63	0.09
1,500	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	2327.00	559.28	169.84	4822	29.02	144.90	58.35	193.33	0.00	81.48	28.73	134.81	193.41	0.08
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2336.98	559.18	169.94	4820	29.01	144.90	0.00	262.90	0.00	70.27	30.01	183.30	262.99	0.09
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	2332.27	559.24	169.88	4819	29.02	144.90	21.11	239.26	0.00	72.79	29.72	166.83	239.34	0.08
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2332.06	559.23	169.88	4819	29.02	144.90	20.72	238.03	1.46	72.95	29.70	165.98	238.12	0.09
2,250	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	2299.86	557.93	171.19	4824	28.95	144.90	67.83	219.99	0.00	45.35	32.86	153.82	220.07	0.08
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	2314.11	557.87	171.24	4821	28.95	144.90	0.00	296.81	0.00	36.36	33.88	207.47	296.90	0.09
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	2308.45	557.93	171.19	4822	28.95	144.90	15.03	283.28	0.00	34.86	34.05	198.04	283.35	0.08
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	2308.24	557.93	171.19	4822	28.95	144.90	14.69	282.54	1.06	34.88	34.05	197.54	282.63	0.09

(*) ως ποσοστό της συνολικής ενέργειας άντλησης

Πίνακας 6.10: Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης.

ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΔΕΞΑΜΕΝΗΣ (MWh)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			Έσοδα ΥΒΣ							Κόστος Συστήματος χωρίς CC	Κόστος Συστήματος με CC	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος με CC
		Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστροβίλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω συνεργασία με υδροστροβίλους	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω αξιοποίησης του setpoint	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα	Αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος (CC)	Συνολικά έσοδα με CC			
		%	%	%	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		78.26	21.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	480.54	480.54	149.04
750	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	74.02	21.76	4.22	22.64	6.75	0.00	-0.01	29.40	9.53	38.93	490.80	500.32	155.17
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	74.18	21.76	4.06	30.92	0.00	0.00	-0.02	30.94	9.53	40.46	493.02	502.54	155.86
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	74.08	21.76	4.16	27.09	3.26	0.00	-0.01	30.36	9.53	39.89	491.99	501.51	155.54
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	74.06	21.76	4.17	26.75	3.14	0.26	-0.02	30.17	9.53	39.69	491.74	501.27	155.46
1,500	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	72.17	21.84	5.99	31.81	9.79	0.00	-0.01	41.62	9.53	51.14	496.66	506.19	156.99
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	72.48	21.84	5.68	43.26	0.00	0.00	-0.02	43.28	9.53	52.80	499.52	509.05	157.88
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	72.33	21.84	5.83	39.37	3.54	0.00	-0.01	42.93	9.53	52.45	498.57	508.09	157.58
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	72.33	21.84	5.83	39.17	3.48	0.15	-0.02	42.81	9.53	52.33	498.45	507.97	157.54
2,250	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	71.33	21.80	6.87	36.30	11.38	0.00	-0.01	47.69	9.53	57.22	499.58	509.11	157.90
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	71.77	21.80	6.43	48.96	0.00	0.00	-0.02	48.98	9.53	58.50	502.55	512.08	158.81
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	71.60	21.80	6.61	46.74	2.52	0.00	-0.01	49.27	9.53	58.80	502.13	511.65	158.68
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	71.59	21.80	6.61	46.62	2.46	0.10	-0.02	49.20	9.53	58.73	502.06	511.58	158.66

Πίνακας 6.11: Επιπτώσεις στις υποφορτίσεις των συμβατικών και υδροστροβιλικών μονάδων.

ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΔΕΞΑΜΕΝΗΣ (MWh)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΛΕΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές μονάδες	Υδροστρόβιλοι			
		Μέση ισχύς φόρτισης ως ποσοστό της ικανότητάς τους	Μέση ισχύς φόρτισης στροβίλων ως ποσοστό της ικανότητάς τους	Μέση ισχύς υποφόρτισης στροβίλων ως ποσοστό του τεχνικού τους ελαχίστου (CTH 35%)	Ώρες υποφόρτισης στροβίλων κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο (CTH 35%) ως ποσοστό των ωρών λειτουργίας τους	Ώρες λειτουργίας στροβίλων
		%	%	%	%	h
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		69.33	-	-	-	-
750	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	69.14	39.69	43.31	49.12	3939
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	69.16	56.09	47.33	31.38	3827
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	69.16	47.99	42.67	43.89	3917
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	69.15	47.60	42.95	45.24	3910
1,500	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	68.99	41.20	43.58	49.42	4955
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	69.03	58.88	54.12	27.44	4755
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	69.01	52.33	45.18	38.63	4874
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	68.99	52.16	45.20	39.25	4869
2,250	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	68.74	43.27	45.87	47.19	5228
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	68.83	61.77	56.86	20.76	4981
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	68.80	57.48	50.71	27.55	5108
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	68.79	57.40	50.73	27.90	5104

6.1.5 Λειτουργία ΥΒΣ υψηλότερης συνολικής ισχύος

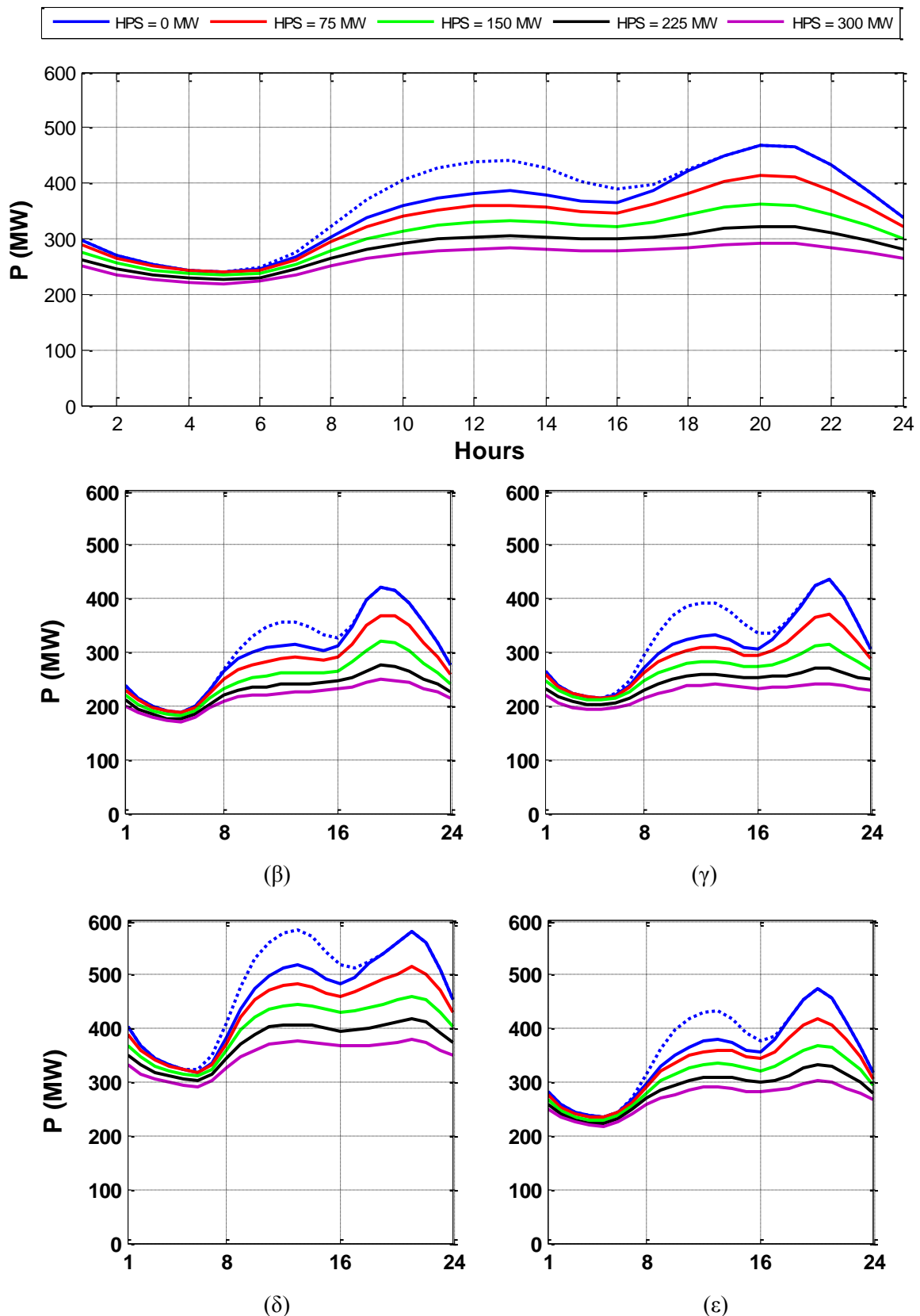
Στην παράγραφο αυτή, εξετάζονται οι επιπτώσεις στα ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη του συστήματος καθώς και στην εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ, καθώς αυξάνεται η συνολική ισχύς των εξεταζόμενων ΥΒΣ. Για το σκοπό αυτό, προσομοιώθηκε η ένταξη και λειτουργία τεσσάρων ΥΒΣ ισχύος 75, 150, 225 και 300 MW στο σύστημα της Κρήτης το έτος 2015, για τις διάφορες προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του. Τα κύρια στοιχεία των εξεταζόμενων σταθμών παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των στροβίλων και των αντλιών που θεωρήθηκαν περιγράφονται στο κεφάλαιο 3.1.4.3. Το συμβατικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων ελήφθη ίσο με 35%. Οι σταθμοί μεγαλύτερου μεγέθους εξετάζονται για την πληρότητα της διερεύνησης και προκειμένου να καταστούν σαφείς οι επιπτώσεις από την ένταξή τους στη λειτουργία του συστήματος, χωρίς να σημαίνει απαραίτητα ότι η εγκατάσταση και λειτουργία τους στο νησιωτικό σύστημα στο προσεχές μέλλον είναι τεχνικά αποδεκτή.

6.1.5.1 Επίπτωση στην καμπύλη φορτίου

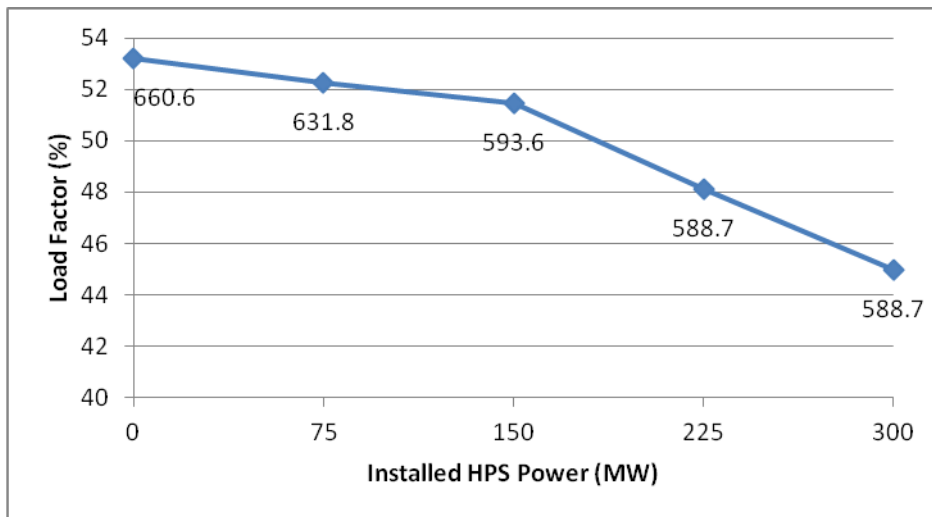
Ο προγραμματισμός της ωριαίας παραγωγής του ΥΒΣ πραγματοποιείται από τον διαχειριστή του συστήματος έτσι ώστε να προσαρμόζεται στις αιχμές της ημερήσιας καμπύλης της ζήτησης, με σκοπό την υποκατάσταση ενέργειας από αντίστοιχες θερμικές μονάδες αιχμής. Συνεπώς, η ένταξη ΥΒΣ μεγαλύτερου μεγέθους οδηγεί σε επιπλέον περιορισμό του προς κάλυψη φορτίου από τις λοιπές μονάδες παραγωγής, συμπερίζοντας κυρίως τη βραδινή αιχμή, δεδομένου ότι τμήμα της μεσημεριανής αιχμής αποκόπτεται από την παραγωγή των Φ/Β. Αυτό φαίνεται χαρακτηριστικά στο διάγραμμα του Σχήματος 6.7, όπου εικονίζεται η μέση ημερήσια καμπύλη του «φαινόμενου» φορτίου (δηλαδή της πραγματικής ωριαίας ζήτησης μειωμένης κατά τη Φ/Β παραγωγή της αντίστοιχης ώρας), μειωμένου κατά τη μέση ωριαία παραγωγή του ΥΒΣ, αυξανόμενου του μεγέθους του, για ολόκληρο το έτος 2015 και ανά εποχή¹⁵. Λόγω της δυνατότητας κατάθεσης μεγαλύτερων προσφορών ενέργειας από τους ΥΒΣ μεγαλύτερου μεγέθους, επεκτείνεται η λειτουργία τους σε περισσότερες ώρες κατά τη διάρκεια της ημέρας, όπως φαίνεται στο ίδιο σχήμα. Ακόμη, αν και περιορίζεται η ετήσια αιχμή φορτίου λόγω της συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ζήτησης, ο συντελεστής φορτίου για τις συμβατικούς και αιολικούς σταθμούς μειώνεται, όπως παρατηρείται στο Σχήμα 6.8.

Στα διαγράμματα του Σχήματος 6.9 αποδίδεται η κάλυψη του φορτίου του συστήματος από τις διάφορες μονάδες παραγωγής (θερμικές στις αποχρώσεις του κόκκινου, αιολικές με πράσινο χρώμα και η παραγωγή του ΥΒΣ με μπλε χρώμα), λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ωριαίες τιμές ισχύος, για κάθε μήνα του έτους 2015, χωρίς ΥΒΣ καθώς και με τη θεώρηση ένταξης ΥΒΣ ισχύος 150 και 300 MW αντίστοιχα. Στα διαγράμματα σημειώνονται με μαύρες διακεκομμένες γραμμές το τεχνικό ελάχιστο των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων (PCmin), καθώς και το συνολικό τεχνικό ελάχιστο συμπεριλαμβανομένων και των εν λειτουργία υδροστροβίλων (PCmin+PHmin). Από το σχήμα είναι εμφανής η ένταξη μικρότερου αριθμού θερμικών μονάδων αιχμής (ντζελογεννητριών και αεριοστροβίλων), καθώς και ο περιορισμός της παραγωγής τους, κατά τις ώρες λειτουργίας του ΥΒΣ, καθώς αυξάνεται το μέγεθος του εξεταζόμενου υβριδικού σταθμού.

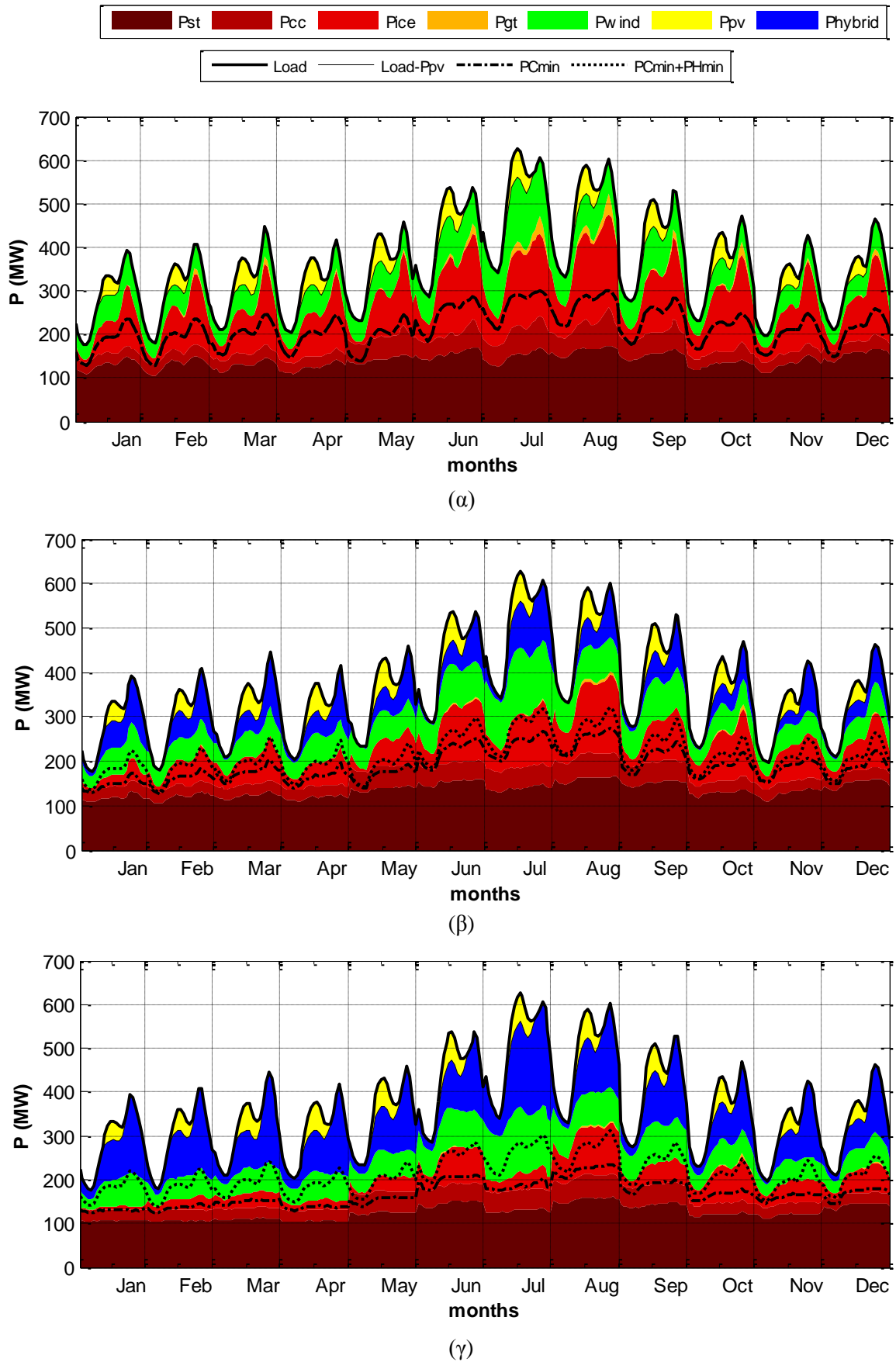
¹⁵ Ουσιαστικά, ισοδυναμεί με τη μέση ημερήσια καμπύλη του εναπομείναντος προς κάλυψη φορτίου από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και τους αιολικούς σταθμούς.



Σχήμα 6.7. Μεταβολή της μέσης ημερήσιας καμπύλης φορτίου με ενσωματωμένη τη Φ/Β παραγωγή και την παραγωγή του ΥΒΣ, για αυξανόμενο μέγεθος ΥΒΣ 0 – 300 MW (Κρήτη – έτος 2015), και Φ/Β ισχύ 100 MW. (α) Συνολικό έτος, Μήνες (β) χειμώνα, (γ) άνοιξης, (δ) καλοκαιριού και (ε) φθινοπώρου. Με διακεκομμένη γραμμή σημειώνεται η μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου για μηδενική Φ/Β διείσδυση και λειτουργία του συστήματος χωρίς ΥΒΣ.



Σχήμα 6.8. Μεταβολή του συντελεστή φορτίου του συστήματος της Κρήτης με ενσωματωμένη την παραγωγή των Φ/Β και του ΥΒΣ, για αυξανόμενο μέγεθος ΥΒΣ (έτος 2015). Σε κάθε σημείο σημειώνεται η προκύπτουσα ετήσια αιχμή του εναπομείναντος φορτίου προς κάλυψη για τις συμβατικούς και αιολικούς σταθμούς (σε MW) για την εκάστοτε ισχύ ΥΒΣ.



Σχήμα 6.9. Αθροιστικό διάγραμμα κάλυψης της ζήτησης από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, τους αιολικούς σταθμούς και τον υβριδικό σταθμό, λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ωριαίες τιμές ζήτησης και παραγωγής, για κάθε μήνα του έτους 2015. (α) χωρίς ΥΒΣ, (β) με ΥΒΣ 150 MW και (γ) με ΥΒΣ 300 MW.

6.1.5.2 Επίπτωση στην αποδοτικότητα των αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ

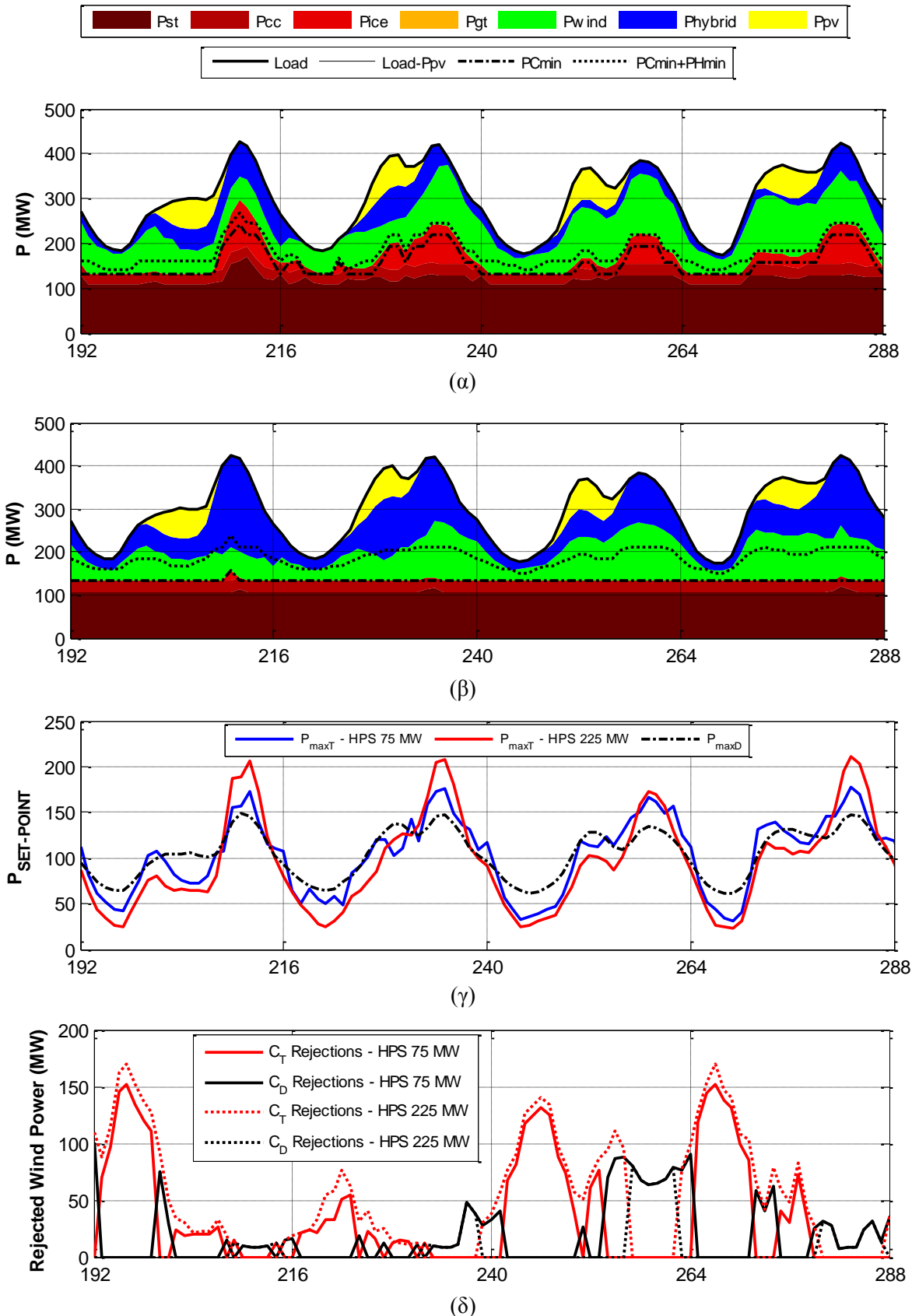
Η επίπτωση από την ένταξη ΥΒΣ μεγαλύτερου μεγέθους στην απόδοση των αιολικών πάρκων σχετίζεται με τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, και συγκεκριμένα με τη διαφορά των τεχνικών ελαχίστων των υδροστροβίλων (C_{TH} 35%) και των υποκαθιστάμενων από αυτούς συμβατικών μονάδων. Δεδομένου ότι αποφεύγεται η ένταξη θερμικών μονάδων αιχμής με τεχνικά ελάχιστα υψηλότερα από αυτά των υδροστροβίλων (περίπου 50%) αυξανόμενου του μεγέθους του ΥΒΣ, τις ώρες αιχμής αυξάνεται η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την μικρή αύξηση των ωρών επικράτησης και των απορρίψεων που αποδίδονται στον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης (ο οποίος παραμένει σταθερός αφού υπολογίζεται επί της ισχύος του φορτίου) κατά τις περιόδους υψηλής ζήτησης της ημερήσιας καμπύλης φορτίου, χωρίς να μεταβάλλεται όμως ουσιαστικά η συνολική απορριπτόμενη αιολική ενέργεια.

Στα Σχήματα 6.10(α) και 6.10(β) παρουσιάζεται η ημερήσια λειτουργία του συστήματος της Κρήτης για μία περίοδο χαμηλού φορτίου του Ιανουαρίου του έτους 2015, με ΥΒΣ 75 και 225 MW, αντίστοιχα. Στα Σχήματα 6.10(γ) και 6.10(δ) εικονίζονται το περιθώριο απορρόφησης και οι απορρίψεις αιολικής ισχύος λόγω των δύο περιορισμών, για την ίδια περίοδο, θεωρώντας λειτουργία ΥΒΣ 75 και 225 MW. Παρατηρείται ότι, λόγω της κατάθεσης μεγαλύτερων προσφορών ενέργειας, ο ΥΒΣ μεγάλου μεγέθους δύναται να καλύπτει σε τέτοιο βαθμό τις αιχμές της καμπύλης φορτίου ώστε να επεκταθεί η λειτουργία του στις νυχτερινές ώρες. Έτσι, στις περιόδους χαμηλού φορτίου (κυρίως των χειμερινών μηνών) όπως αυτή του Σχήματος 6.10, και δη τις νυχτερινές ώρες, όπου το φορτίο καλύπτεται επαρκώς από τους ατμοστροβίλους (μονάδες που λειτουργούν καθ' όλη τη διάρκεια του έτους) και την αιολική παραγωγή, η νυχτερινή λειτουργία των υδροστροβίλων επιφέρει μικρή αύξηση της συνολικής ισχύος τεχνικών ελαχίστων και αναπόφευκτες περικοπές αιολικής παραγωγής, παρόλο που τόσο οι υδροστροβίλοι όσο και οι συμβατικές μονάδες υποφορτίζονται μέχρι τα τεχνικά τους ελάχιστα. Σε περιπτώσεις αυξημένης έγχυσης Φ/Β παραγωγής, ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου επιδεινώνεται για μεγαλύτερο μέγεθος ΥΒΣ, οδηγώντας σε πρόσθετες απορρίψεις αιολικής ισχύος τις ώρες ηλιοφάνειας, όπως φαίνεται στην τρίτη ημέρα του Σχήματος 6.10¹⁶. Από το Σχήμα 6.10(γ) παρατηρείται η αύξηση του περιθωρίου λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου κατά τη βραδινή αιχμή, αλλά και η μείωσή του τις νυχτερινές ώρες και τις ώρες ηλιοφάνειας, καθώς αυξάνεται το μέγεθος του ΥΒΣ. Από το Σχήμα 6.10(δ) διαπιστώνεται ότι μεταβάλλονται οι ώρες επικράτησης του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου, με αποτέλεσμα να αλληλοαναιρούνται κάποιες επιμέρους απορρίψεις λόγω των δύο περιορισμών. Ωστόσο, η συνολική απορριπτόμενη αιολική ενέργεια προκύπτει υψηλότερη για ΥΒΣ μεγαλύτερου μεγέθους, γεγονός που αποδίδεται κυρίως στην αυξημένη νυχτερινή λειτουργία των υδροστροβίλων και την επίδραση του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Τονίζεται ότι τέτοιες καταστάσεις παρατηρούνται μεμονωμένες ημέρες του έτους, σε περιόδους χαμηλού φορτίου.

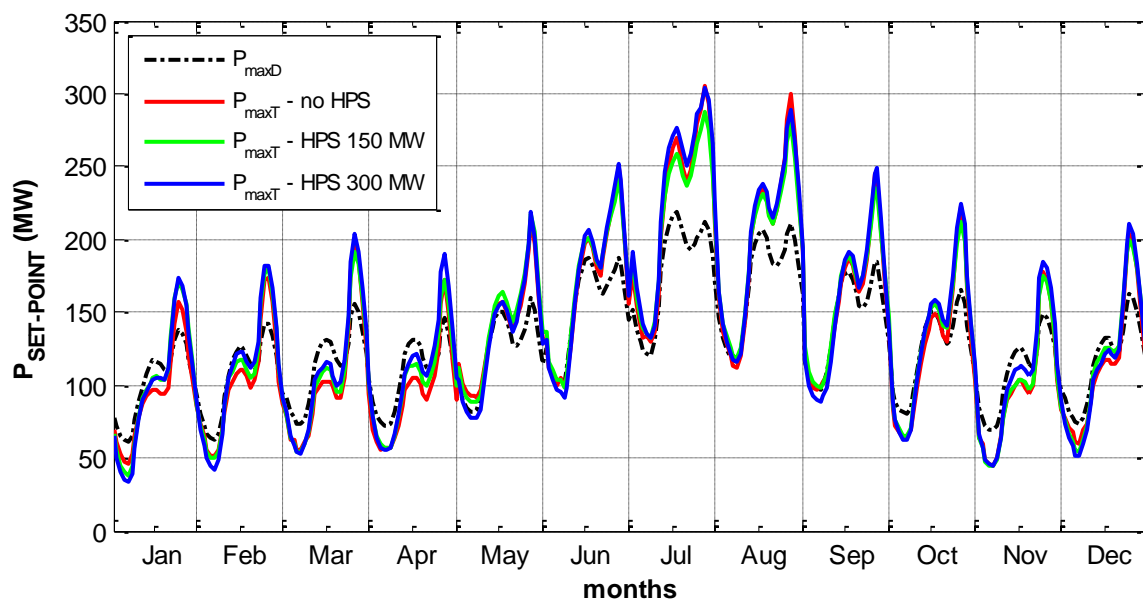
Η συνολική επίδραση του μεγέθους του ΥΒΣ στους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών πάρκων είναι μικρή. Εξετάζοντας τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.13 που αφορούν στους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών σταθμών εκτός ΥΒΣ, διαπιστώνεται ότι ο συντελεστής χρησιμοποίησης παρουσιάζει σταθερή μείωση κατά 0.1% έως 0.2% καθώς αυξάνεται το μέγεθος του ΥΒΣ, ανεξαρτήτως προτεραιότητας αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ. Η μεταβολή των ΣΑΩΛ συναρτήσσει του μεγέθους του ΥΒΣ είναι το ίδιο αμελητέα (μικρότερη του 0.5%), αν και όχι μονότονη. Στο Σχήμα 6.11 απεικονίζονται οι μέσες ωριαίες καμπύλες της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα λόγω των δύο περιορισμών διείσδυσης, με ένταξη ΥΒΣ 150 και 300 MW. Η μικρή

¹⁶ Τέτοιες καταστάσεις είναι μεμονωμένες. Συνήθως, τις μεσημβρινές ώρες, αποφεύγεται η ένταξη αιχμιακών μονάδων λόγω των στροβίλων, επομένως περιορίζονται οι απορρίψεις λόγω περιορισμού τεχνικού ελαχίστου.

μεταβολή του συνολικού περιθωρίου απορρόφησης αιολικής παραγωγής παρατηρείται τις νυχτερινές και μεσημβρινές ώρες της ημέρας, στις οποίες επικρατεί κυρίως ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου.



Σχήμα 6.10. Λειτουργία του συστήματος της Κρήτης θεωρώντας λειτουργία ΥΒΣ ισχύος (α) 75 και (β) 225 MW για τέσσερις ημέρες χαμηλού φορτίου του έτους 2015. (γ) Δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα και (δ) απορρίψεις αιολικής ισχύος, όπως διαμορφώνονται από τους δύο περιορισμούς διείσδυσης.



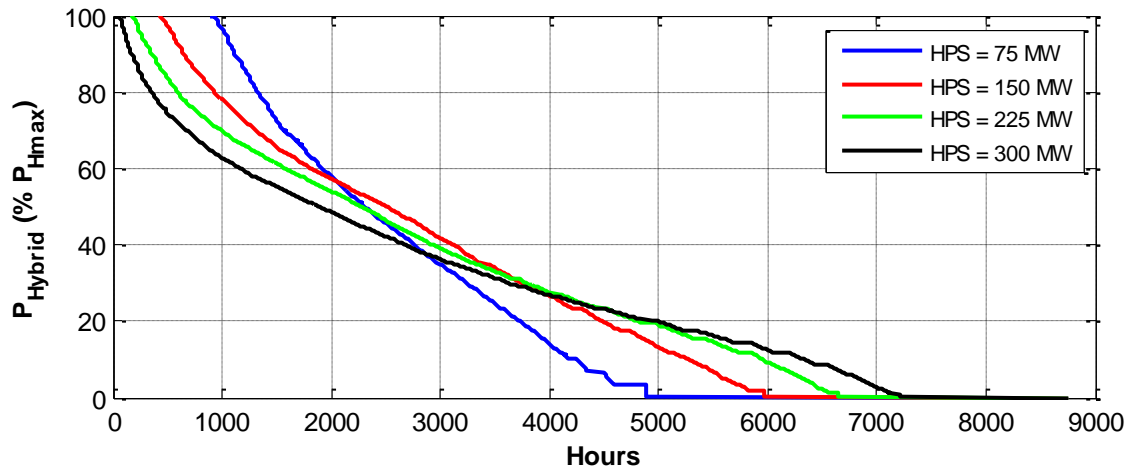
Σχήμα 6.11. Κρήτη – Έτος 2015 – Α/Π 192 MW – Φ/Β 100 MW. Μέσες ωριαίες καμπύλες της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα, λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου και λόγω του δυναμικού περιορισμού, χωρίς ΥΒΣ, καθώς και με λειτουργία ΥΒΣ ισχύος 150 και 300 MW αντίστοιχα, για κάθε μήνα του έτους 2015.

6.1.5.3 Επίπτωση στην εσωτερική λειτουργία και στα έσοδα του ΥΒΣ

Στην περίπτωση ΥΒΣ μεγαλύτερου μεγέθους, διαπιστώνεται μικρότερη αξιοποίηση της μέγιστης δυναμικότητάς του κατά τη διάρκεια του έτους, αλλά αύξηση των συνολικών ωρών λειτουργίας του, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.14. Καθώς αυξάνεται το μέγεθος του ΥΒΣ από 75 σε 150 MW, σημειώνεται αύξηση της αξιοποιούμενης αιολικής παραγωγής για άντληση, ως ποσοστό επί της συνολικά δυνάμενης να παραχθεί, με συνακόλουθη αύξηση του συντελεστή χρησιμοποίησης του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ κατά 2.3% έως 2.75%, για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στη μείωση των απορρίψεων αιολικής παραγωγής λόγω γεμάτης δεξαμενής καθώς και λόγω περιορισμένης ικανότητας του αντλητικού σταθμού, δηλαδή η διαθέσιμη αιολική παραγωγή είναι αισθητά αυξημένη με αποτέλεσμα να υπερβαίνει για περισσότερες ώρες του έτους την ελάχιστη ισχύ άντλησης, που ισούται με την ισχύ τεχνικού ελαχίστου των αντλιών (Σχήμα 6.15). Τα υψηλότερα επίπεδα άντλησης επιφέρουν αύξηση της παραγωγής των υδροστροβίλων, επιπρόσθετα από την αναμενόμενη αύξηση λόγω της μεταβολής του μεγέθους του ΥΒΣ. Η εικόνα αντιστρέφεται με την ένταξη μεγάλων ΥΒΣ, και ιδιαίτερα για ΥΒΣ ισχύος 300 MW, όπου η ανάγκη παροχής στρεφόμενης εφεδρείας στο σύστημα ωθεί τους υδροστροβίλους σε ελαφρώς χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης, με συνέπεια τη μείωση της παραγωγής τους και του συντελεστή χρησιμοποίησης του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ, καθώς και την δυσχερέστερη αξιοποίηση των υδάτων της άνω δεξαμενής (Σχήμα 6.16).

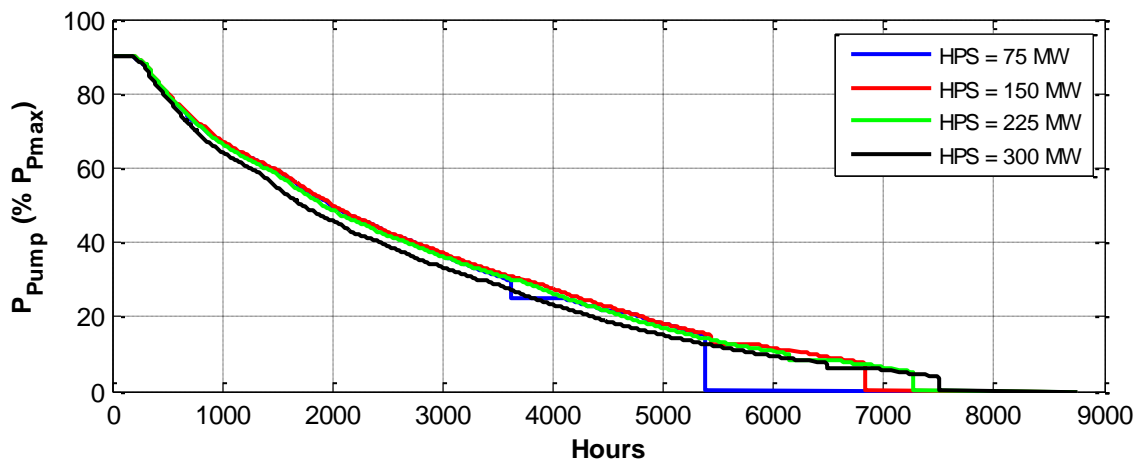
Από τον Πίνακα 6.14, συνάγεται ότι οι βασικές διαπιστώσεις ως προς τις εναλλακτικές προτεραιότητες για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής ισχύουν, ανεξαρτήτως του μεγέθους του ΥΒΣ. Συγκεκριμένα, προκύπτει πιο συμφέρουσα η κατά προτεραιότητα αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για άντληση (ΣΕΝΑΡΙΑ Β, Γ & Δ), σε σχέση με την αξιοποίησή της για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Α). Επιπλέον, υψηλότερα έσοδα για τον ΥΒΣ προκύπτουν όταν η περίσσεια της αιολικής παραγωγής, μετά την αξιοποίησή της για άντληση, απορρίπτεται (ΣΕΝΑΡΙΟ Β), αντί να συμμετέχει στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΑ Γ & Δ). Μάλιστα, καθώς αυξάνεται το μέγεθος του ΥΒΣ, η πολιτική ΑΝΤΛΗΣΗ-SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ καθίσταται με μεγαλύτερη διαφορά πιο συμφέρουσα από τις υπόλοιπες (Σχήμα 6.17), λόγω της ιδιαίτερα αυξημένης παραγωγής

των στροβίλων του ΣΕΝΑΡΙΟΥ Β, σε συνδυασμό με την υψηλότερη τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από αυτούς. Ωστόσο, τα υψηλότερα ποσοστά συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης που σημειώνονται όταν περιλαμβάνεται στις προτεραιότητες η δυνατότητα της συμμετοχής στην εγγυημένη παροχή, καθιστούν προτιμητέα πολιτική την ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT.



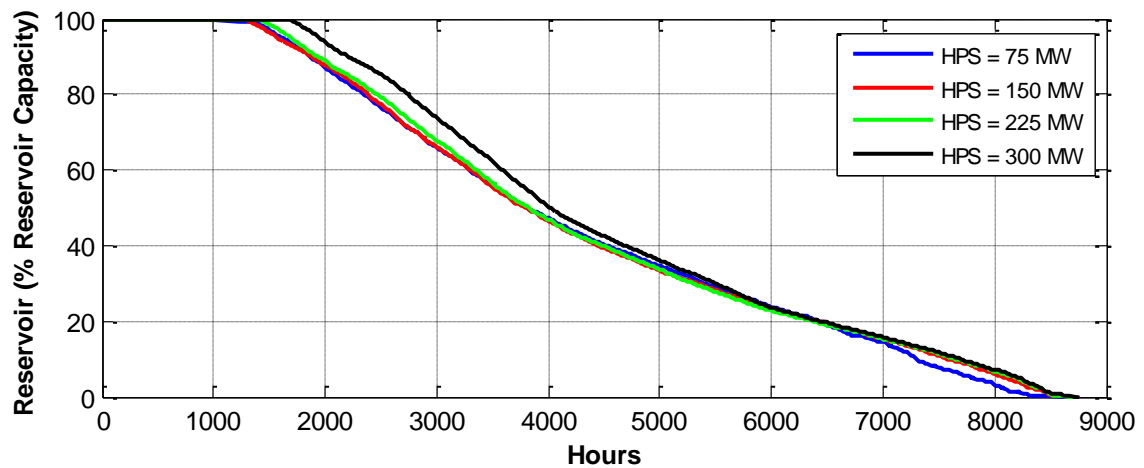
Σχήμα 6.12. Κρήτη 2015 – Α/Π 220 MW – Φ/Β 100 MW – ΥΒΣ 75, 150, 225 & 300 MW.

Καμπύλη διάρκειας της ισχύος εξόδου των μονάδων του ΥΒΣ (άθροισμα παραγωγής υδροστροβίλων και παραγωγής αιολικών του ΥΒΣ για συμμετοχή στην προγραμματισμένη ισχύ), εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ. Για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής των ΥΒΣ τηρείται η σειρά ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT.

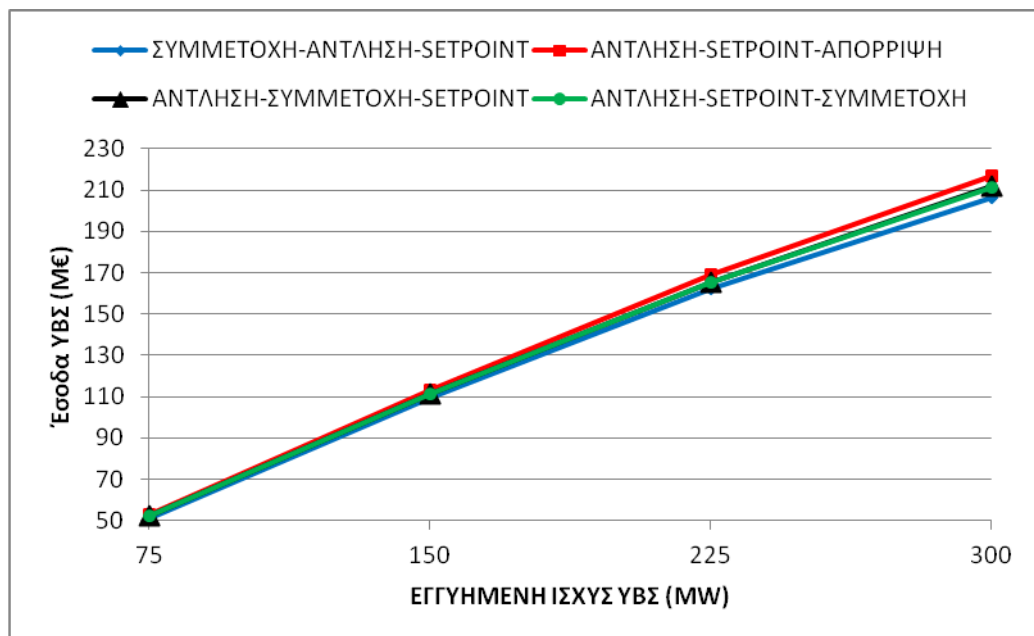


Σχήμα 6.13. Κρήτη 2015 – Α/Π 220 MW – Φ/Β 100 MW – ΥΒΣ 75, 150, 225 & 300 MW.

Καμπύλη διάρκειας ισχύος εξόδου των αντλιών, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της συνολικής ικανότητας του αντλητικού συστήματος. Για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής των ΥΒΣ τηρείται η σειρά ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT.



Σχήμα 6.14. Κρήτη 2015 – Α/Π 220 MW – Φ/Β 100 MW – ΥΒΣ 75, 150, 225 & 300 MW. Καμπύλη διάρκειας της στάθμης της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ, εκφρασμένη ως ποσοστό (%) επί της μέγιστης χωρητικότητας αυτής. Για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής των ΥΒΣ τηρείται η σειρά ΑΝΤΛΗΣΗ-ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ-SETPOINT.



Σχήμα 6.15. Μεταβολή των εσόδων του ΥΒΣ (συμπεριλαμβανομένης της αποζημίωσης διαθεσιμότητας ισχύος – CC) για τις διάφορες προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του, καθώς αυξάνεται το μέγεθος του ΥΒΣ.

Πίνακας 6.13: Κρήτη – Α/Π 220 MW – Φ/Β 100 MW – ΥΒΣ 0-300 MW - Παραγόμενες ενέργειες από συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές.

ΜΕΓΕΘΟΣ ΥΒΣ (MW)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές μονάδες		Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής							
		Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Απορριπτόμενη ενέργεια	Απορριπτόμενη ενέργεια λόγω τεχνικού ελαχίστου (%συνολικής απορριπτόμενης)	ΣΑΩΛ	Capacity Factor	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για συνεργασία με υδρο-στρόβιλους (%διαθέσιμης)	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για άντληση (%διαθέσιμης)	Παραγόμενη αιολική ενέργεια σε SetPoint (%διαθέσιμης)	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια (%διαθέσιμης)	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδρο-στρόβιλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)
		GWh	GWh	GWh	%	h	%	GWh	%	%	%	%	%	GWh	GWh	%
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		2523.31	556.06	173.06	50.71	4799	28.85	144.90	0.00	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00	0.00
75	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	2327.00	559.28	169.84	43.66	4822	29.02	144.90	17.52	58.03	0.00	24.46	28.73	134.81	193.41	0.08
	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	2336.98	559.18	169.94	44.29	4820	29.01	144.90	0.00	78.91	0.00	21.09	30.01	183.30	262.99	0.09
	ΣΕΝΑΡΙΟ Γ	2332.27	559.24	169.88	44.23	4819	29.02	144.90	6.34	71.81	0.00	21.85	29.72	166.83	239.34	0.08
	ΣΕΝΑΡΙΟ Δ	2332.06	559.23	169.88	44.23	4819	29.02	144.90	6.22	71.45	0.44	21.90	29.70	165.98	238.12	0.09
150	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	2100.58	557.05	172.07	46.65	4833	28.90	144.90	20.68	61.17	0.00	18.15	31.13	284.52	408.21	0.62
	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	2122.89	556.62	172.50	46.56	4825	28.88	144.90	0.00	86.14	0.00	13.86	32.76	400.63	574.72	0.77
	ΣΕΝΑΡΙΟ Γ	2118.88	556.74	172.38	46.71	4826	28.89	144.90	6.44	77.72	0.00	15.83	32.01	361.43	518.50	0.62
	ΣΕΝΑΡΙΟ Δ	2118.76	556.74	172.38	46.68	4826	28.89	144.90	6.42	77.47	0.22	15.89	31.99	360.37	516.99	0.76
225	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	1900.14	552.63	176.49	57.85	4828	28.68	144.90	21.11	59.67	0.00	19.22	30.72	416.01	596.86	0.46
	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	1930.51	553.24	175.88	56.29	4830	28.71	144.90	0.00	85.51	0.00	14.49	32.52	596.14	855.19	0.53
	ΣΕΝΑΡΙΟ Γ	1927.57	553.14	175.98	56.41	4828	28.70	144.90	6.44	76.71	0.00	16.85	31.62	534.81	767.20	0.47
	ΣΕΝΑΡΙΟ Δ	1927.38	553.14	175.98	56.41	4828	28.70	144.90	6.44	76.50	0.16	16.90	31.61	533.40	765.18	0.53
300	ΣΕΝΑΡΙΟ Α	1736.14	551.15	177.97	63.08	4839	28.60	144.90	20.34	56.11	0.00	23.55	29.07	521.46	748.14	0.43
	ΣΕΝΑΡΙΟ Β	1770.19	551.11	178.01	62.70	4827	28.60	144.90	0.00	81.63	0.00	18.37	31.05	758.55	1088.31	0.48
	ΣΕΝΑΡΙΟ Γ	1767.44	551.19	177.92	62.59	4828	28.60	144.90	6.63	72.40	0.00	20.97	30.06	672.86	965.36	0.46
	ΣΕΝΑΡΙΟ Δ	1767.38	551.19	177.92	62.59	4829	28.60	144.90	6.63	72.24	0.12	21.01	30.04	671.32	963.14	0.47

Πίνακας 6.14: Κρήτη – Α/Π 220 MW – Φ/Β 100 MW – ΥΒΣ 0-300 MW - Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα.

ΜΕΓΕΘΟΣ ΥΒΣ (MW)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			Έσοδα ΥΒΣ							Κόστος Συστήματος χωρίς CC	Κόστος Συστήματος με CC	Μέσο μεταβλητό κόστος συστήματος με CC
		Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστροβίλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω συνεργασία με υδρο- στροβίλους	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω αξιοποίησης του setpoint	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα	Αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος (CC)	Συνολικά έσοδα με CC			
		%	%	%	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		78.26	21.74	0.00	-	-	-	-	-	-	-	480.54	480.54	149.04
75	(Α) ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.17	21.84	5.99	31.81	9.79	0.00	- 0.01	41.59	9.53	51.11	496.66	506.19	156.99
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	72.48	21.84	5.68	43.26	0.00	0.00	- 0.02	43.24	9.53	52.77	499.52	509.05	157.88
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	72.33	21.84	5.83	39.37	3.54	0.00	- 0.01	42.90	9.53	52.42	498.57	508.09	157.58
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ	72.33	21.84	5.83	39.17	3.48	0.15	- 0.02	42.77	9.53	52.30	498.45	507.97	157.54
150	(Α) ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	65.15	21.77	13.08	67.15	23.12	0.00	- 0.12	90.15	19.05	109.20	519.05	538.10	166.86
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	65.84	21.75	12.40	94.55	0.00	0.00	- 0.14	94.41	19.05	113.46	525.77	544.82	168.94
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	65.72	21.76	12.52	85.30	7.20	0.00	- 0.12	92.38	19.05	111.43	523.25	542.30	168.16
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ	65.71	21.76	12.53	85.05	7.17	0.15	- 0.14	92.23	19.05	111.28	523.06	542.11	168.09
225	(Α) ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	58.93	21.63	19.43	98.18	35.40	0.00	- 0.09	133.49	28.575	162.06	539.64	568.22	176.21
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	59.87	21.65	18.47	140.69	0.00	0.00	- 0.10	140.59	28.575	169.17	550.29	578.87	179.51
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	59.78	21.65	18.57	126.21	10.79	0.00	- 0.09	136.92	28.575	165.49	546.23	574.81	178.25
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ	59.78	21.65	18.57	125.88	10.79	0.16	- 0.10	136.74	28.575	165.31	546.00	574.58	178.17
300	(Α) ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	53.85	21.59	24.57	123.06	45.46	0.00	- 0.08	168.45	38.10	206.55	556.33	594.43	184.34
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	54.90	21.58	23.51	179.02	0.00	0.00	- 0.09	178.93	38.1	217.03	570.55	608.65	188.74
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ	54.82	21.59	23.59	158.80	14.81	0.00	- 0.08	173.52	38.1	211.62	564.82	602.92	186.97
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΕΤΡΟΙΝΤ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ	54.81	21.59	23.60	158.43	14.81	0.16	- 0.09	173.32	38.1	211.42	564.59	602.69	186.90

6.2 Προσομοίωση συστήματος Λέσβου

6.2.1 Αρχικό σενάριο

Η λειτουργία του νησιωτικού συστήματος της Λέσβου μελετήθηκε για το έτος 2015, θεωρώντας την ένταξη ενός ΥΒΣ, με ισχύ υδροστροβίλων 15 MW, αντλητικού συστήματος 15 MW και αιολικού πάρκου 18 MW. Ο ΥΒΣ διαθέτει δεξαμενή μεγέθους επαρκούς για 30ωρη λειτουργία υδροστροβίλων υπό ονομαστική ισχύ και διπλό αγωγό προσαγωγής (δυνατότητα για ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση). Τα χαρακτηριστικά του εξεταζόμενου ΥΒΣ προσεγγίζουν την αναλογία των συνιστωσών ενός ήδη αδειοδοτημένου ΥΒΣ στη Λέσβο. Στους ακόλουθους πίνακες παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση 17 MW και Φ/Β ισχύ 10.5 MW. Το συμβατικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων του ΥΒΣ τέθηκε ίσο με 35%. Στον Πίνακα 6.15 παρουσιάζονται οι παραγόμενες ενέργειες των συμβατικών μονάδων, των μονάδων ΑΠΕ, του Α/Π του ΥΒΣ και των υδροστροβίλων, καθώς και η απορροφούμενη ενέργεια άντλησης, ανάλογα με τις προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής. Στον Πίνακα 6.16 παρουσιάζονται τα ενεργειακά αποτελέσματα ως ποσοστά του φορτίου ζήτησης και τα οικονομικά αποτελέσματα του ΥΒΣ και του συστήματος του νησιού στο σύνολό του.

Στον Πίνακα 6.15, διαπιστώνεται η μείωση της παραγόμενης ενέργειας από τις συμβατικές πηγές που επιτυγχάνεται με την ένταξη του ΥΒΣ. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης των λοιπών αιολικών πάρκων παραμένει υψηλός (ένδειξη ότι το σύστημα της Λέσβου απέχει από τον κορεσμό), και πρακτικά ανεπηρέαστος από την ένταξη του ΥΒΣ, δεδομένου ότι η υφιστάμενη μείωση είναι μικρότερη του 0.04%. Ακόμη, η διαφοροποίησή του μεταξύ των εξεταζόμενων σεναρίων είναι μηδενική.

Σε ό,τι αφορά τον συντελεστή χρησιμοποίησης του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ, εμφανίζεται μειωμένος κατά 0.4% όταν στη σειρά προτεραιότητας δεν προβλέπεται αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Β), με αποτέλεσμα την απόρριψη της περίσσειας της αιολικής παραγωγής, μετά την αξιοποίησή της για άντληση. Εν αντιθέσει με την περίπτωση της Κρήτης, όταν η αιολική παραγωγή αξιοποιείται πρωτίστως για συμμετοχή στην προγραμματισμένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Α), δεν σημειώνονται επιπλέον απορρίψεις αιολικής ισχύος και μειωμένο περιθώριο άντλησης, λόγω γεμάτης δεξαμενής, σε σχέση με τις πολιτικές των υπολοίπων σεναρίων. Το γεγονός αυτό ερμηνεύεται από την αισθητά μεγαλύτερη χωρητικότητα της δεξαμενής του εξεταζόμενου ΥΒΣ της Λέσβου, η οποία δεν αξιοποιείται πλήρως όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.18. Ακόμη, σχετίζεται και με τη μειωμένη ικανότητα του αντλητικού συστήματος, σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ του Α/Π του, που δυσχεραίνει την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για άντληση στο ΣΕΝΑΡΙΟ Β. Συνεπώς, ο συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π του ΥΒΣ διαφοροποιείται ανάλογα με το εάν προβλέπεται ή όχι η δυνατότητα συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή, και όχι από τη θέση της στη σειρά προτεραιότητας. Τέλος, η απευθείας έγχυση της αιολικής παραγωγής μέσω αξιοποίησης της περίσσειας set-point είναι περιορισμένη, επομένως δεν επηρεάζει σημαντικά τα αποτελέσματα (ΣΕΝΑΡΙΑ Γ & Δ).

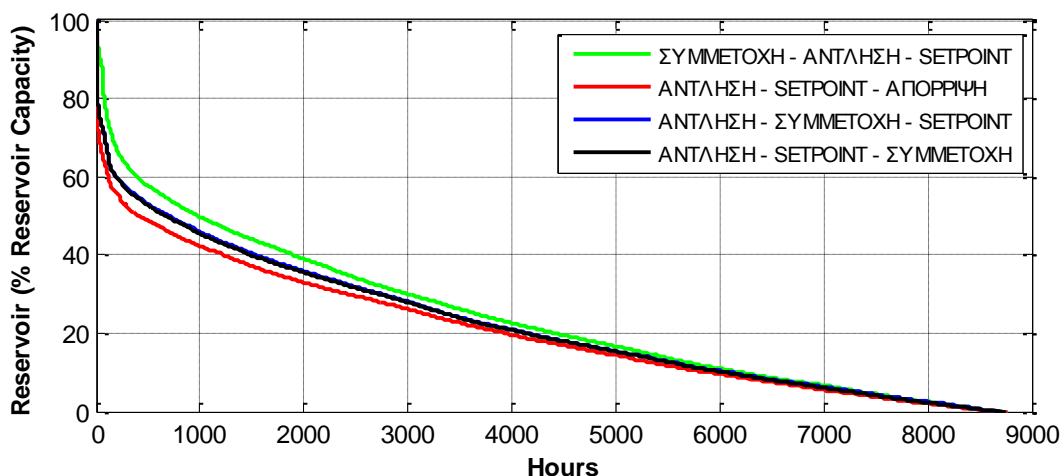
Η υψηλότερη στάθμη της δεξαμενής, που οφείλεται στην υποφόρτιση των υδροστροβίλων, όταν ακολουθείται η πρακτική του ΣΕΝΑΡΙΟΥ Α, επιτρέπει την κατάθεση μεγαλύτερων προσφορών ενέργειας με αποτέλεσμα την ένταξη μεγαλύτερου αριθμού στροβίλων. Η μειωμένη παραγωγή των υδροστροβίλων, λόγω της υδροαιολικής συνεργασίας, αντισταθμίζεται από την ιδιαίτερα αυξημένη αιολική παραγωγή για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή. Εύλογα παρατηρείται λοιπόν υψηλότερο ποσοστό συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης (Πίνακας 6.16), το οποίο υπερβαίνει με διαφορά άνω του 1% τα αντίστοιχα ποσοστά των άλλων σεναρίων.

Στον Πίνακα 6.16 παρουσιάζονται αναλυτικά τα έσοδα του ΥΒΣ από την πώληση της παραγόμενης υδραυλικής και αιολικής ενέργειας. Βασική διαπίστωση του Πίνακα είναι ότι τα έσοδα από την πώληση της συμμετέχουσας αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή του ΣΕΝΑΡΙΟΥ Α

υπερκαλύπτουν την απώλεια εσόδων από τη μειωμένη παραγωγή των υδροστροβίλων. Επομένως, η κατά προτεραιότητα συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Α) οδηγεί σε αυξημένα έσοδα συγκριτικά με την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για άντληση (ΣΕΝΑΡΙΑ Β, Γ & Δ).

Ενδιαφέρον παρουσιάζει η διαφοροποίηση των συστημάτων της Λέσβου και της Κρήτης ως προς την προκύπτουσα πολιτική αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ που μεγιστοποιεί τα έσοδά του. Την κυριότερη αιτία συνιστά η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας των επιμέρους συνιστωσών του ΥΒΣ, και συγκεκριμένα η διαφορά μεταξύ της τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων (99.45 €/MWh) και των υδροστροβίλων, θεωρώντας ίδιο βαθμό απόδοσης του κύκλου άντλησης – παραγωγής. Στην περίπτωση της Κρήτης, η αποζημίωση της παραγόμενης ενέργειας των υδροστροβίλων είναι σημαντικά υψηλότερη από την περίπτωση της Λέσβου (236 €/MWh για την Κρήτη, έναντι 125 €/MWh για τη Λέσβο), γι' αυτό και προκρίνεται η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για άντληση. Αντίθετα, στην περίπτωση της Λέσβου, συμφέρει τον παραγωγό του ΥΒΣ η απευθείας έγχυση της αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή, σε σχέση με την αξιοποίησή της για άντληση και την απόδοσή της μέσω των υδροστροβίλων, αφού έχει μειωθεί κατά τις απώλειες του κύκλου άντλησης – παραγωγής.

Δευτερεύουσα αιτία της διαφοροποίησης της κατάταξης των εναλλακτικών προτεραιοτήτων βάσει των εσόδων του ΥΒΣ, μεταξύ των δύο νησιωτικών συστημάτων, είναι η χωρητικότητα της δεξαμενής των εξεταζόμενων ΥΒΣ, καθώς και η διαστασιολόγηση των επιμέρους συνιστωσών του σταθμού, όπως η ισχύς του αντλητικού συστήματος και το αιολικό πάρκο του. Στην περίπτωση της Λέσβου, θεωρήθηκε δεξαμενή ιδιαίτερα υψηλής χωρητικότητας (ανεξάρτητη λειτουργία 30 ωρών), με αποτέλεσμα να εξαλείφονται οι απορρίψεις αιολικής ισχύος λόγω γεμάτης δεξαμενής και να μην ζημιώνεται η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για άντληση, όταν ακολουθείται η πρακτική του ΣΕΝΑΡΙΟΥ Α. Εντούτοις, στο βασικό σενάριο που υιοθετήθηκε για την περίπτωση της Κρήτης (παράγραφος 6.1.1), η θεώρηση δεξαμενής μικρότερης χωρητικότητας (ανεξάρτητη λειτουργία 20 ωρών), καθιστά πιο συμφέρουσα τη μέγιστη αξιοποίηση του αντλησιοταμειυτικού συστήματος (ΣΕΝΑΡΙΑ Β, Γ & Δ), προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι απορρίψεις λόγω γεμάτης δεξαμενής (που είναι ιδιαίτερα υψηλές στο ΣΕΝΑΡΙΟ Α).



Σχήμα 6.16. Καμπύλη διάρκειας στάθμης δεξαμενής ΥΒΣ (% μέγιστης χωρητικότητας).

Πίνακας 6.15: Παραγόμενη ενέργεια από συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές για τη Λέσβο.

ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής							
	Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμενη ενέργεια	Capacity Factor	Απορριπτόμενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για συνεργασία με υδροστροβίλους	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για άντληση	Παραγόμενη αιολική ενέργεια σε SetPoint	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστροβίλων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)
	GWh	GWh	%	GWh	h	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ	280.00	52.35	35.15	3.75	7086.74	13.65	0.00	0.00	0.00	0.00	NaN	0.00	0.00
(Α) ΕΓΓΥΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT	235.95	52.29	35.12	3.81	7077.41	13.65	11.72	47.10	0.12	0.46	37.38	32.28	47.11
(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΑΠΟΡΡΙΨΗ	239.95	52.30	35.12	3.80	7079.76	13.65	0.00	58.05	0.36	0.99	37.05	39.75	58.07
(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – SETPOINT	239.41	52.30	35.12	3.80	7079.23	13.65	0.85	58.05	0.06	0.44	37.40	39.74	58.07
(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΕΓΓΥΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	239.40	52.31	35.13	3.79	7080.11	13.65	0.44	58.05	0.47	0.45	37.39	39.75	58.07

(*) ως ποσοστό της συνολικής ενέργειας άντλησης

Πίνακας 6.16: Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα λειτουργίας του συστήματος της Λέσβου.

ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΒΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			Έσοδα ΥΒΣ							Κόστος Συστήματος χωρίς CC	Κόστος Συστήματος με CC	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος με CC
	Συμβατικ ές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστροβίλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω συνεργασία με υδρο- στροβίλους	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω αξιοποίησης του setpoint	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα (χωρίς CC)	Αποζημίωσ η διαθεσιμότη τας ισχύος (CC)	Συνολικά έσοδα με CC			
	%	%	%	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ	80.93	19.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.52	45.52	131.57
(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT	68.19	19.06	12.75	4.03	1.31	0.01	0.00	5.36	2.48	7.84	45.50	47.98	138.66
(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT– ΑΠΟΡΡΙΨΗ	69.35	19.06	11.59	4.97	0.00	0.04	0.00	5.00	2.48	7.48	45.63	48.11	139.04
(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – SETPOINT	69.19	19.06	11.75	4.97	0.10	0.01	0.00	5.07	2.48	7.54	45.63	48.11	139.03
(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	69.19	19.06	11.74	4.97	0.05	0.05	0.00	5.06	2.48	7.54	45.63	48.10	139.02

6.2.2 Επιδότηση τιμής αιολικής παραγωγής ΥΒΣ

Όπως και στην περίπτωση της Κρήτης, εξετάστηκε η περίπτωση πιθανής επιδότησης της τιμής της παραγόμενης ενέργειας από το Α/Π του ΥΒΣ κατά 20%, στην περίπτωση της απευθείας έγχυσης στο δίκτυο. Οι τιμολογήσεις διαμορφώνονται ως εξής:

ΑΝΤΛΗΣΗ - Τιμή παραγόμενης ενέργειας από Α/Π = $0.7 \cdot 125 = 87.5$ €/MWh.

SETPOINT - Τιμή παραγόμενης ενέργειας από Α/Π = $99.45 \cdot 1.2 = 119.3$ €/MWh

ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – Ισοδύναμη τιμή ενέργειας Α/Π = $0.5 \cdot 125 + 0.5 \cdot 1.2 \cdot 99.45 = 122.2$ €/MWh

Πίνακας 6.17: Οικονομικά αποτελέσματα με επιδοτούμενη τιμή παραγόμενης αιολικής ενέργειας.

ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Έσοδα ΥΒΣ				
	Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστροβίλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π στη συμμετοχή	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π απευθείας	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα (χωρίς CC)
	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€
(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT	4.03	1.43	0.01	0.00	5.48
(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΑΠΟΡΡΙΨΗ	4.97	0.00	0.04	0.00	5.01
(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ – SETPOINT	4.97	0.10	0.01	0.00	5.08
(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	4.97	0.05	0.06	0.00	5.08

Εύλογα προκύπτει η ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ - ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT πιο συμφέρουσα προτεραιότητα αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής, μάλιστα με μεγαλύτερη διαφορά αυτή τη φορά, λόγω της ευνοϊκότερης τιμολόγησης της αιολικής παραγωγής που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο, τόσο για την παροχή εγγυημένης ισχύος όσο και για τη συμμετοχή στην περίσσεια του setpoint.

6.2.3 Χωρητικότητα της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ

Προκειμένου να εξεταστούν οι επιπτώσεις από τη μεταβολή της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής του ΥΒΣ στην εσωτερική λειτουργία και στα έσοδά του, προσομοιώθηκε η λειτουργία του συστήματος της Λέσβου με λειτουργία ΥΒΣ με τα χαρακτηριστικά που περιγράφονται στην παράγραφο 6.2.1 και με δεξαμενή μεγέθους επαρκούς για 10ωρη και 20ωρη λειτουργία των υδροστροβίλων στην ονομαστική τους ισχύ (χωρητικότητας 150 και 300 MWh αντίστοιχα). Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.18 και 6.19. Παρατίθενται και τα αποτελέσματα της παραγράφου 6.2.1, για δεξαμενή χωρητικότητας 450 MWh.

Βασική διαπίστωση του Πίνακα 6.18 είναι ότι η μείωση της χωρητικότητας της δεξαμενής από 450 στις 300 MWh δεν επηρεάζει σημαντικά την εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ. Η περαιτέρω μείωση της χωρητικότητας έως τις 150 MWh επιφέρει αύξηση των απορρίψεων αιολικής παραγωγής λόγω γεμάτης δεξαμενής, με αποτέλεσμα να μειώνεται αισθητά η παραγόμενη αιολική ενέργεια που

αξιοποιείται για άντληση. Στις περιπτώσεις των ΣΕΝΑΡΙΩΝ Γ & Δ, διαπιστώνεται μικρή αύξηση της συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή, εξαιτίας των περιορισμών άντλησης για λόγους πληρότητας της δεξαμενής. Μικρότερη επίδραση στη λειτουργία της άντλησης παρουσιάζεται στο ΣΕΝΑΡΙΟ Β, εφόσον προκρίνεται η λειτουργία των στροβίλων και αξιοποιείται αποτελεσματικότερα η δεξαμενή. Τέλος, στην περίπτωση όπου δίνεται προτεραιότητα στη συνεργασία αιολικού πάρκου και υδροστροβίλων για την εγγυημένη παροχή (ΣΕΝΑΡΙΟ Α), η συμμετέχουσα αιολική παραγωγή στην προγραμματισμένη παροχή εμφανίζεται μειωμένη, εφόσον μειώνεται η συνολική παραγωγή του ΥΒΣ.

Σε ό,τι αφορά τα έσοδα του ΥΒΣ, από τον Πίνακα 6.19 είναι εμφανές ότι συγκλίνουν μεταξύ τους οι διάφορες προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ, καθώς μειώνεται το μέγεθος της δεξαμενής. Όταν ελαχιστοποιείται η χωρητικότητα της δεξαμενής, παρουσιάζουν αμελητέα διαφοροποίηση μεταξύ τους τα έσοδα που προκύπτουν από τις διάφορες πολιτικές προτεραιοτήτων. Η επίδραση της τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας των υδροστροβίλων στη διαμόρφωση των συνολικών εσόδων του ΥΒΣ είναι καθοριστική, γι' αυτό και προκύπτει και πάλι πιο επικερδής η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή. Όμως, παρατηρείται ότι η πολιτική αυτή συνεπάγεται πρακτικά ίδια κέρδη με την πολιτική του ΣΕΝΑΡΙΟΥ Β (στο οποίο δεν περιλαμβάνεται η δυνατότητα συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην προγραμματισμένη παροχή), με την οποία αξιοποιείται κατά το βέλτιστο τρόπο η δεξαμενή μικρού μεγέθους.

Πίνακας 6.18: Παραγόμενη ενέργεια από συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές για το σύστημα της Λέσβου.

ΧΩΡΗΤΙΚ ΟΤΗΤΑ ΔΕΞΑΜΕ ΝΗΣ (MWh)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΛΕΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Συμβατικές Μονάδες	Αιολικά Πάρκα				Φ/Β	Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής							
		Παραγόμενη ενέργεια	Παραγόμεν η ενέργεια	Απορριπτό- μενη ενέργεια	ΣΑΩΛ	Capacity Factor	Παραγόμε- νη ενέργεια	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για συνεργασία με υδρο- στροβίλους	Παραγόμενη αιολική ενέργεια για άντληση	Παραγόμενη αιολική ενέργεια σε SetPoint	Απορριπτόμεν η αιολική ενέργεια	Capacity Factor Α/Π	Ενέργεια υδροστρόβι λων	Συνολική ενέργεια αντλιών	Άντληση από το δίκτυο ^(*)
		GWh	GWh	GWh	h	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	%
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		280.00	52.35	3.75	7086.74	35.15	13.65	0.00	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00	280.00
150	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ- ΑΝΤΛΗΣΗ- ΣΕΤΡΟΙΝΤ	244.24	52.31	3.79	7076.87	35.13	13.65	9.67	38.10	0.21	11.42	30.43	25.93	38.11	0.01
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ- ΑΠΟΡΡΙΨΗ	245.37	52.31	3.79	7079.71	35.13	13.65	0.00	50.30	0.45	8.65	32.19	34.24	50.32	0.02
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΣΕΤΡΟΙΝΤ	245.46	52.31	3.79	7079.43	35.13	13.65	2.21	47.24	0.23	9.72	31.51	32.15	47.25	0.01
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ- ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	245.21	52.31	3.79	7080.38	35.13	13.65	1.76	47.31	0.87	9.46	31.67	32.21	47.33	0.02
300	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ- ΑΝΤΛΗΣΗ- ΣΕΤΡΟΙΝΤ	236.60	52.28	3.82	7079.07	35.11	13.65	11.55	46.60	0.12	1.13	36.95	31.81	46.61	0.01
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ- ΑΠΟΡΡΙΨΗ	240.16	52.30	3.80	7079.40	35.12	13.65	0.00	57.93	0.36	1.10	36.97	39.54	57.95	0.02
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΣΕΤΡΟΙΝΤ	239.70	52.30	3.80	7078.80	35.12	13.65	1.03	57.54	0.07	0.77	37.18	39.26	57.55	0.01
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ- ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	239.69	52.31	3.79	7079.08	35.13	13.65	0.62	57.54	0.47	0.77	37.18	39.27	57.56	0.02
450	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ- ΑΝΤΛΗΣΗ- ΣΕΤΡΟΙΝΤ	234.94	52.30	3.81	7077.41	35.12	13.65	12.00	48.19	0.10	0.42	37.41	33.02	48.20	0.01
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ- ΑΠΟΡΡΙΨΗ	239.01	52.30	3.80	7079.76	35.12	13.65	0.00	59.49	0.33	0.90	37.11	40.73	59.50	0.01
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΣΕΤΡΟΙΝΤ	238.50	52.30	3.80	7079.23	35.12	13.65	0.80	59.49	0.05	0.38	37.44	40.71	59.50	0.01
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΣΕΤΡΟΙΝΤ- ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	238.50	52.29	3.79	7080.11	35.13	13.65	0.42	59.49	0.43	0.38	37.44	40.72	59.50	0.01

(*) ως ποσοστό της συνολικής ενέργειας άντλησης

Πίνακας 6.19: Ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα λειτουργίας του συστήματος της Λέσβου.

ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΔΕΞΑΜΕΝΗΣ (MWh)	ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΥΒΣ	Ποσοστά κάλυψης ζήτησης			Έσοδα ΥΒΣ							Κόστος Συστήματος χωρίς CC	Κόστος Συστήματος με CC	Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συστήματος με CC
		Συμβατικές Μονάδες	ΑΠΕ	ΥΒΣ	Έσοδα από την πώληση ενέργειας των υδροστροβίλων	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω συνεργασία με υδροστροβίλους	Έσοδα από την πώληση ενέργειας του Α/Π μέσω αξιοποίησης του setpoint	Έσοδα για άντληση από το δίκτυο	Συνολικά έσοδα	Αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος (CC)	Συνολικά έσοδα με CC			
		%	%	%	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€	Μ€			
ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ		80.93	19.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.52	45.52	131.57
750	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	70.59	19.06	10.35	3.24	1.09	0.02	0.00	4.35	2.48	6.82	45.50	47.98	138.67
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	70.92	19.06	10.02	4.28	0.00	0.04	0.00	4.32	2.48	6.80	45.62	48.09	138.99
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	70.94	19.06	9.99	4.02	0.25	0.02	0.00	4.29	2.48	6.76	45.59	48.07	138.92
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	70.87	19.06	10.06	4.03	0.20	0.09	0.00	4.31	2.48	6.78	45.59	48.06	138.90
1500	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	68.38	19.05	12.56	3.98	1.30	0.01	0.00	5.28	2.48	7.76	45.50	47.98	138.66
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	69.41	19.06	11.53	4.94	0.00	0.04	0.00	4.98	2.48	7.45	45.63	48.11	139.04
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	69.28	19.06	11.66	4.91	0.12	0.01	0.00	5.03	2.48	7.50	45.63	48.10	139.02
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	69.28	19.06	11.66	4.91	0.07	0.05	0.00	5.02	2.48	7.50	45.62	48.10	139.01
2250	(Α) ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-ΑΝΤΛΗΣΗ- SETPOINT	68.19	19.06	12.75	4.03	1.31	0.01	0.00	5.36	2.48	7.84	45.50	47.98	138.66
	(Β) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΑΠΟΡΡΙΨΗ	69.35	19.06	11.59	4.97	0.00	0.04	0.00	5.00	2.48	7.48	45.63	48.11	139.04
	(Γ) ΑΝΤΛΗΣΗ -ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ-SETPOINT	69.19	19.06	11.75	4.97	0.10	0.01	0.00	5.07	2.48	7.54	45.63	48.11	139.03
	(Δ) ΑΝΤΛΗΣΗ -SETPOINT-ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ	69.19	19.06	11.74	4.97	0.05	0.05	0.00	5.06	2.48	7.54	45.63	48.10	139.02

6.3 Συμπεράσματα

Οι προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ έχουν σημαντική επίπτωση στην εσωτερική του λειτουργία και στα έσοδά του, αλλά και στη λειτουργία του νησιωτικού συστήματος. Η επιλογή της κατάλληλης προτεραιότητας για την αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ συνδέεται σε μεγάλο βαθμό με την τιμολόγηση των ενεργειών των επιμέρους συνιστωσών του, η οποία διαφέρει για κάθε νησί. Επομένως, κρίνεται σκόπιμη η ανάλυση του κάθε συστήματος ξεχωριστά προκειμένου να επιλεγεί η προτεραιότητα που θα συνδυάζει υψηλά έσοδα για τον παραγωγό του ΥΒΣ, και ικανοποιητικά αποτελέσματα για το σύστημα.

Με βάση την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε για τα συστήματα της Κρήτης και της Λέσβου, εξάγονται τα ακόλουθα συμπεράσματα σχετικά με τις εναλλακτικές προτεραιότητες:

- **ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT:** Οδηγεί σε υποφόρτιση των υδροστροβίλων λόγω της συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή. Συνεπώς, η στάθμη της δεξαμενής κυμαίνεται σε υψηλότερα επίπεδα, και μειώνεται η αξιοποιούμενη αιολική παραγωγή για άντληση λόγω πλήρους δεξαμενής. Πλεονέκτημα της συγκεκριμένης πολιτικής είναι τα υψηλά ποσοστά συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης. Ενδέχεται να είναι η πιο συμφέρουσα (σύστημα Λέσβου) ή η λιγότερο επικερδής προτεραιότητα (σύστημα Κρήτης) για τον παραγωγό του ΥΒΣ, ανάλογα με την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας των υδροστροβίλων.
- **ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΑΠΟΡΡΙΨΗ:** Συνιστά τη βέλτιστη πολιτική ως προς την αξιοποίηση των υδάτων της δεξαμενής, και γι' αυτό το λόγο ενδείκνυται για ΥΒΣ με δεξαμενή περιορισμένης χωρητικότητας. Η απόρριψη της περίσσειας της αιολικής ισχύος, μετά την αξιοποίησή της για άντληση, αντί της αξιοποίησής της σε συνεργασία με τους υδροστροβίλους, συνεπάγεται μειωμένη συνεισφορά του ΥΒΣ στην κάλυψη της ζήτησης, σε σχέση με τις άλλες πολιτικές. Η αυξημένη παραγωγή των υδροστροβίλων δύναται να οδηγήσει σε υψηλά έσοδα για τον παραγωγό του ΥΒΣ, σε νησιωτικά συστήματα με υψηλή τιμολόγηση της ενέργειας των στροβίλων (όπως της Κρήτης). Αντίθετα, η χαμηλή τιμολόγηση της ενέργειας των στροβίλων (σύστημα Λέσβου) καθιστά τη συγκεκριμένη πολιτική ως τη λιγότερο επικερδή για τον παραγωγό.
- **ΑΝΤΛΗΣΗ – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ – SETPOINT:** Συνδυάζει αρκετά υψηλά έσοδα για τον ΥΒΣ με ικανοποιητικά ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα (με κριτήριο τη συμμετοχή του ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης). Γι' αυτό και στην περίπτωση της Κρήτης προκρίνεται η συγκεκριμένη πολιτική.
- **ΑΝΤΛΗΣΗ – SETPOINT – ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ:** Διαφοροποιείται ελάχιστα από την προηγούμενη πολιτική, καθότι η απευθείας έγχυση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ για αξιοποίηση της περίσσειας set-point είναι περιορισμένη και για τα δύο νησιωτικά συστήματα που εξετάστηκαν. Ωστόσο, υστερεί σε σχέση με την προηγούμενη πολιτική, γιατί, όταν στις προσφορές ενέργειας συνεκτιμάται σε μεγάλο βαθμό η αναμενόμενη αιολική παραγωγή του ΥΒΣ και η δεξαμενή είναι μικρής χωρητικότητας, ενδέχεται να οδηγήσει τον ΥΒΣ σε αδυναμία κάλυψης της προσφοράς του (επειδή η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην εγγυημένη παροχή βρίσκεται στο τέλος της σειράς προτεραιότητας).

Σημειώνεται ότι οι παραπάνω προτεραιότητες επιδρούν στην εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ, όμως η διαφοροποίησή τους ως προς τη λειτουργία των λοιπών Α/Π και των συμβατικών μονάδων είναι αμελητέα. Ουσιαστική διαφοροποίηση παρουσιάζουν ως προς την υποκατάσταση μέρους της

παραγόμενης ενέργειας από τις θερμικές μονάδες, όπως παρατηρείται από τα ποσοστά κάλυψης της ζήτησης από τον ΥΒΣ.

Μεταβάλλοντας παραμετρικά κάποια από τα κύρια χαρακτηριστικά του ΥΒΣ για τις διάφορες προτεραιότητες αξιοποίησης της αιολικής του παραγωγής, παρατηρήθηκε ότι η κατάταξη των προτεραιοτήτων με κριτήριο τα έσοδα που αποφέρουν στον παραγωγό επηρεάζεται κυρίως από τη χωρητικότητα της άνω δεξαμενής του. Καθώς αυξάνεται το μέγεθος της δεξαμενής, καθίσταται πιο συμφέρουσα η κατά προτεραιότητα αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή, εφόσον μειώνονται οι απορρίψεις λόγω πληρότητας της δεξαμενής. Αντίθετα, όταν στη σειρά προτεραιότητας δεν προβλέπεται αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής σε συνεργασία με τους υδροστροβίλους, τα έσοδα του ΥΒΣ μειώνονται, αυξανόμενης της χωρητικότητας της δεξαμενής. Παρόμοια θα μπορούσε να επηρεάσει την επιλογή της καταλληλότερης προτεραιότητας η αναλογία των επιμέρους συνιστωσών του ΥΒΣ, όπως του αντλητικού συστήματος και η συνολική ισχύς των αιολικών του πάρκων, σε σχέση με την ισχύ των υδροστροβίλων.

Όπως είναι αναμενόμενο, η ταχύτητα ανέμου στην περιοχή του Α/Π του ΥΒΣ, η θεώρηση του συμβατικού τεχνικού ελαχίστου των στροβίλων και το μέγεθος του ΥΒΣ είναι παράμετροι που επηρεάζουν την εσωτερική του λειτουργία, αλλά δεν διαφοροποιούν τα συμπεράσματα σχετικά με την επιλογή της καταλληλότερης προτεραιότητας για την αξιοποίηση της αιολικής του παραγωγής.

Βασικό συμπέρασμα είναι ότι η πιο επικερδής πολιτική αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ προκύπτει ουσιαστικά από την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας των υδροστροβίλων. Είναι χαρακτηριστική η περίπτωση της Λέσβου, όπου προκύπτει πιο συμφέρουσα η κατά προτεραιότητα αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή, ακόμα για ΥΒΣ με δεξαμενή μικρής χωρητικότητας, όπου η άντληση περιορίζεται λόγω γεμάτης δεξαμενής. Κυριότερη αιτία είναι η χαμηλή τιμολόγηση της ενέργειας των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του ΥΒΣ, η οποία ορίζεται ως το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος παραγωγής που εκτιμάται ότι έχουν οι συμβατικές μονάδες του ΑΣΠ του νησιού, βάσει της απόφασης υπ. αριθμ. 1333/2010 της ΡΑΕ.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει η επίπτωση από τη μεταβολή των διάφορων παραμέτρων του ΥΒΣ στη λειτουργία του συστήματος. Αρχικά, η αύξηση της χωρητικότητας της δεξαμενής, του μεγέθους του ΥΒΣ ή της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου του Α/Π του ισοδυναμεί με υποκατάσταση της παραγόμενης ενέργειας από τις θερμικές μονάδες αιχμής από τους υδροστροβίλους, εφόσον ο ΥΒΣ καταθέτει μεγαλύτερες ημερήσιες προσφορές ενέργειας. Η διαπίστωση αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική όταν εξετάζεται ΥΒΣ μεγαλύτερης συνολικής ισχύος, εφόσον παρέχεται υψηλότερη στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα. Επιπλέον, η θεώρηση χαμηλότερου «συμβατικού» τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλων ($c_{TH} = 35\%$ αντί του 50%) επιφέρει μικρή βελτίωση των ενεργειακών δεικτών των Α/Π, διότι αυξάνεται η δυνατότητα υποφόρτισης των στροβίλων για την απορρόφηση αιολικής ισχύος λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Είναι λοιπόν προτιμητέα για το σύστημα και ταυτόχρονα δεν επηρεάζει τη βιωσιμότητα του ΥΒΣ. Οποσδήποτε, το συμβατικό τεχνικό ελάχιστο αντιστοιχεί στα τεχνικά χαρακτηριστικά των υποκαθιστάμενων θερμικών μονάδων, συνεπώς πιθανώς διαφέρει για κάθε νησιωτικό σύστημα.

7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 Γενικά

Στην παρούσα εργασία εξετάστηκαν οι πολιτικές διαχείρισης της λειτουργίας ενός μη διασυνδεδεμένου νησιωτικού συστήματος, με αιολική και φωτοβολταϊκή διείσδυση, θεωρώντας κατά περίπτωση την ένταξη και λειτουργία υβριδικού αιολικού – αντλησιοταμιευτικού σταθμού. Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε βάσει ωριαίων προσομοιώσεων της λειτουργίας τριών νησιωτικών συστημάτων διαφορετικού μεγέθους με έτη αναφοράς το 2011 και 2015. Επιλέχθηκαν ως αντιπροσωπευτικά τα συστήματα της Κρήτης, της Λέσβου και της Σάμου, λαμβάνοντας υπόψη τα υφιστάμενα συστήματα συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής των νησιών (καθώς και την προβλεπόμενη ανάπτυξή τους), την εγκατεστημένη και αδειοδοτημένη ισχύ των αιολικών σταθμών, το περιθώριο υποδοχής Φ/Β βάσει της απόφασης υπ. αριθμ. 703/2008 της ΡΑΕ, καθώς και την ένταξη υβριδικών σταθμών.

Τα κυριότερα ζητήματα που εξετάστηκαν ομαδοποιούνται στις ακόλουθες κατηγορίες:

- **Προγραμματισμός ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής**

Η επιλογή των προς ένταξη μονάδων πραγματοποιείται βάσει του προβλεπόμενου φορτίου ζήτησης, το οποίο θα κληθούν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες, διατηρώντας επαρκές περιθώριο στρεφόμενης εφεδρείας. Η ανάδειξη της κατάλληλης πολιτικής εφεδρείας που ακολουθείται κατά τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων (προηγούμενη της ημέρας κατανομής) είναι ιδιαίτερα σημαντική και στόχο έχει την επίτευξη της μέγιστης δυνατής διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ, χωρίς να θίγεται η ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Σε ό,τι αφορά τα μεγάλα νησιωτικά συστήματα, η τήρηση εφεδρείας 10% επί της ζήτησης του φορτίου, οδηγεί σε αυξημένες αιολικές διεισδύσεις, και, εφόσον συνδυάζεται με πλήρη εφεδρεία αιολικής παραγωγής, επαρκεί για την κάλυψη πιθανής απώλειας του συνόλου της αιολικής ισχύος, αλλά όχι της πλήρους ισχύος ΑΠΕ. Επίσης, δεν επαρκεί να καλύψει ενδεχόμενη απώλεια της μεγαλύτερης θερμικής μονάδας του συστήματος για σημαντικό ποσοστό του χρόνου λειτουργίας. Επομένως, πρόκειται για πολιτική τήρησης χαμηλής στρεφόμενης εφεδρείας και δεν προτιμάται για τα νησιωτικά συστήματα μεγάλου μεγέθους.

Αντίθετα, η πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας (όπως υπολογίζεται από την οικονομική κατανομή του φορτίου, αγνοώντας την αιολική παραγωγή) συνεπάγεται τήρηση υψηλής στρεφόμενης εφεδρείας και δυσχεραίνει την απορρόφηση αιολικής παραγωγής από το σύστημα. Ωστόσο, όταν ο δυναμικός περιορισμός υπολογίζεται ως ποσοστό επί του φορτίου, αναιρούνται οι αρνητικές επιπτώσεις της συγκεκριμένης πολιτικής στους αιολικούς σταθμούς εφόσον συνδυάζεται με τήρηση μερικής εφεδρείας για την αναμενόμενη αιολική παραγωγή (θεώρηση αξιοπιστίας για ένα ποσοστό της αιολικής παραγωγής). Παρατηρείται ότι ο περιορισμός της αιολικής εφεδρείας κατά ένα μικρό ποσοστό, της τάξης του 20%, αντισταθμίζει σε μεγάλο βαθμό τις αρνητικές συνέπειες από την τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, χωρίς να θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια λειτουργίας των συστημάτων με μεγάλο πλήθος και υψηλή γεωγραφική και «ηλεκτρική» διασπορά επί του δικτύου των σταθμών ΑΠΕ. Στην περίπτωση υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού επί της ικανότητας των μονάδων, η θεώρηση ενός βαθμού αξιοπιστίας για την αναμενόμενη αιολική παραγωγή οδηγεί σε περαιτέρω αύξηση των απορρίψεων αιολικής ισχύος. Επομένως προκρίνεται η τήρηση πλήρους εφεδρείας για την αιολική παραγωγή σε συνδυασμό με την πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας.

Αναφορικά με τη Φ/Β παραγωγή, δεν απαιτείται η τήρηση πρόσθετης εφεδρείας, αφενός λόγω της υψηλής συνολικής στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος, και αφετέρου λόγω της ουσιαστικής ενσωμάτωσης της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο του νησιού. Για τον προσδιορισμό της «φαινόμενης»

ζήτησης, βάσει της οποίας πραγματοποιείται ο προγραμματισμός ένταξης των μονάδων για το επόμενο 24ωρο, προτιμάται η αφαίρεση της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, χωρίς σφάλμα πρόβλεψης, από την πραγματική ωριαία ζήτηση. Η συγκεκριμένη θεώρηση, όταν συνδυάζεται με επαναπροσδιορισμό των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών πάρκων σε πραγματικό χρόνο, οδηγεί σε ικανοποιητικά ενεργειακά αποτελέσματα για το σύστημα και τα Α/Π. Ταυτόχρονα, αποτελεί ουσιαστική λύση για την αντιμετώπιση των υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα που εμφανίζονται σε καταστάσεις υψηλής Φ/Β διείσδυσης. Στις περιπτώσεις νησιωτικών συστημάτων όπου η συνεκτίμηση της μέσης προβλεπόμενης Φ/Β παραγωγής στην πολιτική ένταξης των μονάδων δεν επαρκεί για την επαναφορά των υποφορτίσεων σε επίπεδα προ της διείσδυσης Φ/Β, μπορεί να υιοθετηθεί κατ' εξαίρεση εναλλακτική πολιτική ένταξης των μονάδων βάσει της μέγιστης ανά ώρα αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής για τον συγκεκριμένο μήνα. Κρίνεται αναγκαία η τήρηση υψηλής στρεφόμενης εφεδρείας, ικανής να αντισταθμίσει καταστάσεις σημαντικής υπερεκτίμησης της Φ/Β παραγωγής (ισοδύναμα υποεκτίμησης του καθαρού φορτίου του ΑΣΠ). Γι' αυτό και μπορεί να εφαρμοστεί σε συστήματα μεγάλου μεγέθους στα οποία ακολουθείται πολιτική εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας, και με υψηλή διασπορά σταθμών ΑΠΕ. Επίσης, απαιτείται η εφαρμογή δυναμικής αναπροσαρμογής του περιθωρίου απορρόφησης αιολικής παραγωγής, προκειμένου να μετριαστούν οι αρνητικές επιπτώσεις στους ενεργειακούς δείκτες των αιολικών λόγω του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου.

Στην περίπτωση των νησιωτικών συστημάτων μικρού και μέσου μεγέθους, η εφεδρεία μεγαλύτερης μονάδας αποκόπτει σημαντικό τμήμα της αιολικής ενέργειας σε τέτοιο βαθμό ώστε πλήττεται η βιωσιμότητά τους. Οι αρνητικές επιπτώσεις στην απόδοση των αιολικών δεν περιορίζεται από τη θεώρηση αξιοπιστίας για ένα ποσοστό της αιολικής παραγωγής, η οποία εξάλλου δεν είναι δικαιολογημένη στα συστήματα με μικρή διασπορά των αιολικών σταθμών στο δίκτυο. Επιπλέον, η τήρηση εφεδρείας μεγαλύτερης μονάδας συνεπάγεται εμφάνιση υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων μεγάλου βάθους για αξιόλογο ποσοστό του χρόνου λειτουργίας τους στα μικρά νησιωτικά συστήματα, όπου οι μονάδες βάσης είναι δυσανάλογα υψηλής ισχύος συγκριτικά με το φορτίο του νησιού. Ως εκ τούτου, ως βασική πολιτική προκρίνεται η τήρηση εφεδρείας ίσης με ποσοστό της τάξης του 10% επί της ζήτησης, και πλήρους εφεδρείας για την προβλεπόμενη αιολική παραγωγή. Για τη Φ/Β παραγωγή, ενδείκνυται η έμμεση τήρηση χαμηλής εφεδρείας μέσω της ενσωμάτωσης σφάλματος αρνητικής μέσης τιμής -10% επί της μέσης αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, προκειμένου να αντισταθμιστεί η σχετικά χαμηλή τηρούμενη εφεδρεία του συστήματος. Η συγκεκριμένη πολιτική πρόβλεψης της Φ/Β παραγωγής κατά τη φάση του προγραμματισμού, όταν συνοδεύεται από αναπροσαρμογή των περιορισμών διείσδυσης των αιολικών πάρκων σε πραγματικό χρόνο, συντελεί στην εξάλειψη των εμφανιζόμενων υποφορτίσεων των συμβατικών μονάδων εξαιτίας της παρουσίας Φ/Β διείσδυσης.

- **Υπολογισμός δυναμικού περιορισμού διείσδυσης των αιολικών σταθμών**

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, ο συντελεστής διείσδυσης c_D είναι ορθότερο να εφαρμόζεται επί της ικανότητας των ενταγμένων μονάδων και όχι επί της ζήτησης του φορτίου, όπως συμβαίνει σήμερα στην πλειονότητα των νησιωτικών συστημάτων. Η τελευταία πολιτική υστερεί στο ότι το αποδεκτό όριο της «στιγμιαίας» διείσδυσης αιολικής ισχύος δεν συνδέεται με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων παραγωγής και των ρυθμιστών τους. Παρ' όλα αυτά, εξετάστηκε στην παρούσα εργασία και τελικά υιοθετήθηκε ως σενάριο βάσης για τις υπόλοιπες διερευνήσεις, εφόσον προσεγγίζει περισσότερο την πρακτική που ακολουθείται στην πραγματικότητα από το Διαχειριστή. Προς τούτο, θεωρήθηκε αυξημένη τιμή c_D κατά 5%, ώστε να είναι συγκρίσιμοι οι δύο εναλλακτικοί τρόποι υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού.

Παρατηρήθηκε ότι ο υπολογισμός του δυναμικού περιορισμού επί του φορτίου βελτιώνει την αποδοτικότητα των αιολικών σταθμών σε σχέση με τον υπολογισμό του επί της ικανότητας των

μονάδων, όταν η τηρείται σχετικά χαμηλή εφεδρεία. Σε καταστάσεις τήρησης χαμηλής στρεφόμενης εφεδρείας, χαλαρώνει ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου αλλά η ένταξη λιγότερων μονάδων δυσχεραίνει την απορρόφηση αιολικής ισχύος λόγω του δυναμικού περιορισμού, όταν αυτός υπολογίζεται επί της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος των εν λειτουργία μονάδων. Παρουσία Φ/Β διείσδυσης, η εφαρμογή του δυναμικού περιορισμού επί του φαινόμενου φορτίου περιορίζει ελαφρώς την αιολική παραγωγή, σε σχέση με την εφαρμογή του επί του πραγματικού φορτίου.

Οπωσδήποτε, σε συστήματα όπου ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου ευθύνεται για την πλειονότητα των απορρίψεων αιολικής ισχύος, ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού διαφοροποιεί ελάχιστα τα ετήσια αποτελέσματα.

- **Αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του υβριδικού αιολικού – αντλησιοταμιευτικού σταθμού παραγωγής**

Ο παραγωγός του ΥΒΣ έχει τρεις επιλογές για την αξιοποίηση της αιολικής του παραγωγής: άντληση για πλήρωση του άνω ταμιευτήρα, απευθείας έγχυση στο δίκτυο σε περίπτωση τυχούσας περίσσειας set-point των λοιπών Α/Π και απευθείας έγχυση στο δίκτυο για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή σε συνεργασία με τους υδροστροβίλους. Η κατάταξη των εναλλακτικών τρόπων αξιοποίησης της αιολικής του παραγωγής επιδρούν κυρίως στην εσωτερική του λειτουργία και στα έσοδά του, αλλά και στη λειτουργία του συστήματος.

Αρχικά, διαπιστώθηκε ότι η κατά προτεραιότητα αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής για συμμετοχή στην προγραμματισμένη παροχή του ΥΒΣ οδηγεί σε αύξηση της υποκαθιστάμενης συμβατικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό, αλλά σε ελλιπή αξιοποίηση της δεξαμενής και υποφόρτιση των στροβίλων. Τα έσοδα που αποφέρει η συγκεκριμένη πολιτική στον παραγωγό του ΥΒΣ εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την τιμολόγηση της ενέργειας των υδροστροβίλων, η οποία διαφέρει για κάθε νησιωτικό σύστημα. Αντίθετα, η μη αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής μέσω συμμετοχής στην εγγυημένη παροχή συμβάλλει στη βέλτιστη χρησιμοποίηση του ταμιευτήρα, και δύναται να μεγιστοποιήσει τα έσοδα για τον παραγωγό στην περίπτωση υψηλής τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας των στροβίλων. Όμως, δεν προτιμάται διότι οδηγεί σε χαμηλά ποσοστά συμμετοχής του ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης. Στην περίπτωση αυτή, μπορεί να επιλεγθεί ως μέση οδός η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής πρωτίστως για άντληση και έπειτα για συμμετοχή στην προγραμματισμένη παροχή, εφόσον προκύπτει αυξημένη συνεισφορά του ΥΒΣ στην κάλυψη της ζήτησης και ικανοποιητικά έσοδα για τον παραγωγό. Η απευθείας έγχυση αιολικής παραγωγής μέσω της περίσσειας set-point είναι γενικά χαμηλή και δεν διαφοροποιεί ουσιαστικά τα αποτελέσματα.

Η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής, η ταχύτητα ανέμου στην τοποθεσία του Α/Π του ΥΒΣ, το συμβατικό τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων και βέβαια η συνολική ισχύς του ΥΒΣ είναι παράμετροι που επηρεάζουν την εσωτερική λειτουργία του. Στις περισσότερες περιπτώσεις, η μεταβολή των παραπάνω παραμέτρων δεν αλλοιώνει τις βασικές διαπιστώσεις ως προς την επιλογή της κατάλληλης προτεραιότητας αξιοποίησης της αιολικής του παραγωγής. Αυτό συμβαίνει διότι πλέον καθοριστικό ρόλο στην ανάδειξη της βέλτιστης προτεραιότητας έχει η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας των στροβίλων. Ωστόσο, η μεταβολή των παραμέτρων που προαναφέρθηκαν επηρεάζει τη λειτουργία του συστήματος, και συγκεκριμένα την υποκατάσταση των συμβατικών μονάδων από υδροστροβίλους, την ημερήσια καμπύλη του εναπομείναντος φορτίου μετά την ένταξη του ΥΒΣ, τη δυνατότητα υποφόρτισης των στροβίλων για την παροχή εφεδρείας στο σύστημα, το κόστος λειτουργίας του συστήματος κλπ.

7.2 Περαιτέρω διερεύνηση

Η παρούσα διερεύνηση και αξιολόγηση των εναλλακτικών πολιτικών εφεδρείας βασίζεται σε προσομοιώσεις της ετήσιας λειτουργίας των νησιωτικών συστημάτων, με εξετάζοντας κυρίως ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη. Για την ολοκλήρωση της διερεύνησης απαιτούνται προσομοιώσεις δυναμικής συμπεριφοράς των συστημάτων, ώστε να εξεταστούν ζητήματα ελέγχου και ευστάθειας. Έτσι, θα προσδιοριστεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η απαιτούμενη εφεδρεία που θα πρέπει να τηρείται ανά σύστημα, ώστε να αντιμετωπιστούν οι περιπτώσεις απότομης απώλειας της παραγωγής ΑΠΕ λόγω σφαλμάτων επί του δικτύου, σε καταστάσεις υψηλής διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ.

Επιπλέον, σε περίπτωση διασύνδεσης κάποιου νησιωτικού συστήματος με το διασυνδεδεμένο δίκτυο, θα πρέπει να διαφοροποιηθεί η διερεύνηση αναφορικά με τον τρόπο υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού και της πολιτικής εφεδρείας. Η διασύνδεση κάποιων νησιών του Αιγαίου με το ηπειρωτικό δίκτυο είναι υλοποιήσιμο σενάριο στο άμεσο μέλλον, καθώς έχει πολλαπλά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη, και καθίσταται όλο και περισσότερο τεχνικά και οικονομικά εφικτή. Ενδεικτικά αναφέρεται το σενάριο της διασύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο μέσω υποβρύχιων καλωδίων, που θα επιτρέψει την απορρόφηση μεγαλύτερης ισχύος ΑΠΕ στο νησιωτικό σύστημα.

Σε ό,τι αφορά τους υδροστροβίλους, παραμένει ακόμα ανοικτό το ζήτημα της διαθέσιμης δυναμικής εφεδρείας τους. Παρ' ό,τι οι υδροστροβιλικές μονάδες αντιμετωπίζονται ως μονάδες ταχείας απόκρισης στις αναλύσεις μεγάλων ηλεκτρικών δικτύων, δεν έχει διερευνηθεί επαρκώς εάν διαθέτουν την αυξημένη ταχύτητα απόκρισης που απαιτείται στα μικρά νησιωτικά συστήματα, ώστε να υποκαθίστανται με ασφάλεια οι συμβατικές μονάδες που αναλαμβάνουν την πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Σχετικό είναι και το ζήτημα της υδροαιολικής συνεργασίας για την παροχή της εγγυημένης ισχύος του υβριδικού σταθμού. Παρόλο που προβλέπεται από τις ισχύουσες διατάξεις η αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής του ΥΒΣ για συμμετοχή στην εγγυημένη παροχή με ταυτόχρονη υποφόρτιση των στροβίλων, δεν έχει εξακριβωθεί αν οι στροβίλοι διαθέτουν την αναγκαία ταχύτητα απόκρισης για να αντισταθμίσουν τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής.

Στην περίπτωση της διασύνδεσης ενός νησιωτικού συστήματος, η παρούσα τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας των υδροστροβίλων δεν θα εκφράζει πλέον το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του νησιού, επομένως θα πρέπει να επανεξεταστεί μετά τη λήξη των υφιστάμενων συμβάσεων. Επιπλέον, τίθεται το θέμα της χρησιμότητας των εγκατεστημένων υβριδικών σταθμών μετά την υλοποίηση του έργου της διασύνδεσης. Σε νησιωτικά συστήματα που δεν εξετάζεται προς το παρόν κάποιο σενάριο διασύνδεσης, και στα οποία δεν έχει οριστεί ακόμη η τιμολόγηση για μελλοντικούς υβριδικούς σταθμούς, θα μπορούσε η αμοιβή των παραγωγών ΥΒΣ να βασιστεί στο αποφευγόμενο κόστος διασύνδεσης του νησιού, αντί για το αποφευγόμενο κόστος των συμβατικών μονάδων σύμφωνα με τη σημερινή λογική. Τέλος, θα μπορούσε να εξεταστεί το ενδεχόμενο πρόσθετης αμοιβής των ΥΒΣ για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας.

8. ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1] ΕΜΠ-ΕΠΙΣΕΥ «Διερεύνηση των περιθωρίων διείσδυσης φωτοβολταϊκών και αιολικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά σε ορίζοντα πενταετίας» Τελική Έκθεση Έργου της ΔΕΗ. ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, Ιούλιος 2011.
- [2] ΕΜΠ-ΕΠΙΣΕΥ «Διερεύνηση των δυνατοτήτων διείσδυσης φωτοβολταϊκών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και των επιπτώσεων στη λειτουργία των εγκατεστημένων αιολικών σταθμών» Τελική Έκθεση Έργου της ΡΑΕ. ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, Φεβρουάριος 2007.
- [3] Νόμος 3468/2006: «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», ΦΕΚ 129 τ.Α, 27.6.2006.
- [4] «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση ΑΠΕ και μέσω Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης», ΥΑ Αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707, ΦΕΚ 438 τ.Β, 3.4.2007.
- [5] Κείμενο Δημόσιας Διαβούλευσης της ΡΑΕ: «Βασικές Αρχές Λειτουργίας, Διαχείρισης & Τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», Αύγουστος 2008.
- [6] Νόμος 3851/2010 «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα Αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής», ΦΕΚ 85 τ.Α, 4.6.2010.
- [7] Σχέδιο του «Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών» που τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση τον Αύγουστο 2010.
- [8] Ε. Καραμάνου, «Διερεύνηση Δυνατοτήτων Διείσδυσης Φωτοβολταϊκής Παραγωγής σε Αυτόνομα Νησιωτικά Συστήματα με Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύ». Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ 2006.
- [9] «Διερεύνηση Τεχνικών και Οικονομικών Ζητημάτων Ένταξης Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», Τελική Έκθεση Ερευνητικού Έργου της ΡΑΕ, ΕΜΠ, Μάρτιος 2008.
- [10] SoDA: Solar Radiation Data www.soda.is.com/eng/services/services_radiation_pay_eng.php
- [11] «Παραμετρική διερεύνηση της Τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», Τελική Έκθεση Ερευνητικού Έργου της ΡΑΕ, ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, Οκτώβριος 2010.
- [12] S. Papaefthimiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, “A Wind-Hydro-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the Autonomous Island System of Icaria”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 1, No. 3, Oct. 2010, pp. 163 - 172.
- [13] S. Papaefthimiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, “Operating policies for wind pumped storage hybrid power stations in island grids”, IET Renewable Power Generation, 2009, vol. 3, Iss 3, pp293-307
- [14] Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας:
<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=vBWJVY3FdTk%3D&tabid=37>
- [15] Μιχάλης Π. Παπαδόπουλος 1997, «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
- [16] Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου 2008, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εκδόσεις Ε.Μ.Π

[17] Κ. Βουρνάς και Γ. Κονταξής 2001, «Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.