



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

**Ανάλυση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε
μη διασυνδεδεμένα Ελληνικά νησιά με χρήση
μετεωρολογικών δεδομένων τυπικού
ανεμολογικού έτους**

Διπλωματική εργασία

Αλέξανδρος Αντ. Κόντζηλας

Επιβλέπων: Αρθούρος Ζερβός, Καθηγητής

Αθήνα

Ιούνιος 2017

*‘Πάντα ανοιχτά, πάντα άγρυπνα
τα μάτια της ψυχής μου’*

Διονύσιος Σολωμός

*Στην οικογένειά μου,
στους καθηγητές μου,
στους συμφοιτητές μου
και στους φίλους μου.*

**Ανάλυση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε
μη διασυνδεδεμένα Ελληνικά νησιά με χρήση
μετεωρολογικών δεδομένων τυπικού
ανεμολογικού έτους**

Διπλωματική εργασία

Αλέξανδρος Αντ. Κόντζηλας

Επιβλέπων: Αρθούρος Ζερβός, Καθηγητής

Αθήνα

Ιούνιος 2017

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστώ τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Αρθούρο Ζερβό, Καθηγητή ΕΜΠ, για την εμπιστοσύνη του και την ευκαιρία που μου έδωσε, με την ανάθεση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, να ασχοληθώ και να εμβαθύνω σε ένα τόσο ενδιαφέρον και πρακτικό θέμα, όπως αυτό της διεϊσδυσης της αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά της Ελλάδος.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Γεώργιο Κάραλη, μέλος του Εργαστηριακού – Διδακτικού Προσωπικού (ΕΔΠ) του ΕΜΠ, για την άψογη και εποικοδομητική συνεργασία που είχαμε καθ' όλη την διάρκεια εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής, την καθοδήγηση, την υποστήριξη και την ενθάρρυνση του στις διάφορες δυσκολίες που αντιμετωπίσα κατά την υλοποίηση της και για την υπομονή που έδειξε μέχρι το τέλος αυτής της προσπάθειας.

Επιπλέον, θέλω να ευχαριστήσω όλους τους καθηγητές και τις καθηγήτριες που είχα κατά την διάρκεια των σπουδών μου, και οι οποίοι συνέβαλλαν καθοριστικά στην μέχρι τώρα πορεία μου και στην διαμόρφωση ενός μέρους της σκέψης και του χαρακτήρα μου.

Ευχαριστώ επίσης και τους συμφοιτητές και τις συμφοιτήτριές μου, που αποτέλεσαν για μένα είτε παράδειγμα προς μίμηση, είτε στήριγμα στις δύσκολες στιγμές, και παραμένουν πάντα καλοί μου φίλοι.

Τέλος, ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στην οικογένειά μου που με στήριξε καθ' όλη τη διάρκεια της μέχρι τώρα πορείας μου, κατά την διάρκεια των σπουδών μου και που συνεχίζει να με στηρίζει σε κάθε επιλογή μου και σε κάθε μου βήμα.

Περίληψη

Η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και κυρίως της αιολικής και φωτοβολταϊκής (ΦΒ) ισχύος στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) της Ελλάδος περιορίζεται λόγω των τεχνικών περιορισμών που επιβάλλονται στα αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα των νησιών για λόγους ασφάλειας και αξιοπιστίας του δικτύου. Οι τεχνικοί περιορισμοί που οδηγούν σε περικοπές αιολικής ισχύος επιβάλλονται από τον διαχειριστή του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος των ΜΔΝ και σχετίζονται με τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και την μέγιστη στιγμιαία επιτρεπόμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην κάλυψη της ζήτησης.

Η αύξηση της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ, αν και επιβεβλημένη, έχει ως αποτέλεσμα αυξημένες περικοπές εν δυνάμει παραγόμενης αιολικής ισχύος από τον διαχειριστή του συστήματος και μείωση στο συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών, με συνέπεια την απώλεια ‘πράσινης’ ενέργειας για τα ΜΔΝ και εσόδων για τους ιδιώτες παραγωγούς αιολικής ενέργειας. Ως εκ τούτου, από κάποιο σημείο και μετά οι εν λόγω επενδύσεις κρίνονται οικονομικά μη βιώσιμες.

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) έχει προτείνει από το 2003 την εφαρμογή μιας μεθοδολογίας υπολογισμού των περικοπών και του ορίου διείσδυσης αιολικής ισχύος στα ΜΔΝ της Ελλάδος, που βασίζεται σε πιθανοτική ανάλυση λαμβάνοντας υπόψη όλα τα απαραίτητα δεδομένα που απαιτούνται για τον σκοπό αυτό. Τα δεδομένα αυτά είναι διαθέσιμα από τον διαχειριστή του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος των ΜΔΝ και αποτελούνται από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της ζήτησης του νησιού, τη σύνθεση και τη λειτουργία των τοπικών συμβατικών σταθμών παραγωγής, τους τεχνικούς περιορισμούς για την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος, καθώς και τα ανεμολογικά δεδομένα του νησιού, που προκύπτουν από το υψηλής ανάλυσης μεσοκλιματικό μοντέλο προσομοίωσης του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών για ένα τυπικό μετεωρολογικό έτος.

Η εφαρμογή της μεθοδολογίας έχει ως **σκοπό**: α) την εκτίμηση της αιολικής ενέργειας που μπορεί να απορροφήσει ετησίως ένα δεδομένο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα που αποτελείται από συμβατικούς, αιολικούς και ΦΒ σταθμούς συγκεκριμένης εγκατεστημένης ισχύος και β) τον προσδιορισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής και φωτοβολταϊκής ισχύος που επιτρέπεται να συνδεθεί στο σύστημα (μέγιστη «διείσδυση»), χωρίς να μειώνεται η ασφάλεια λειτουργίας του ή να προκαλούνται ανεπίτρεπτες διαταραχές κατά τη λειτουργία του.

Για το σκοπό αυτό η εν λόγω μεθοδολογία εφαρμόζεται στα 22 μεγαλύτερα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των μη διασυνδεδεμένων ελληνικών νησιών και παράλληλα πραγματοποιείται παραμετρική διερεύνηση και ανάλυση ευαισθησίας των σημαντικότερων παραμέτρων που επιδρούν στην απορρόφηση αιολικής ισχύος με σκοπό να φανεί ο τρόπος επίδρασης τους σε αυτή. Το ενδιαφέρον είναι στραμμένο κυρίως προς το μέγεθος της απορροφούμενης αιολικής ισχύος. Οι παράμετροι που εξετάζονται είναι οι ακόλουθες: α) η εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύς, β) η γεωγραφική διασπορά των αιολικών σταθμών, γ) η μέγιστη στιγμιαία επιτρεπόμενη διείσδυση των αιολικών, δ) τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, ε) η σύνθεση των συμβατικών σταθμών, και στ) η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Για κάθε παράμετρο που διερευνάται προσδιορίζεται το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ισχύος σε συνάρτηση με την αδιάστατη (ως προς τη μέση ετήσια ζήτηση του

νησιού) εγκατεστημένη αιολική ισχύ. Παράλληλα με την πιθανοτική ανάλυση εφαρμόζεται και η μέθοδος των χρονοσειρών από την οποία προκύπτουν τα ανάλογα αποτελέσματα υπό την μορφή χρονοδιαγραμμάτων για την καλύτερη επεξήγηση και πληρέστερη απεικόνιση των αποτελεσμάτων.

Από τα αποτελέσματα της παραμετρικής διερεύνησης γίνεται φανερός ο τρόπος επίδρασης των διαφόρων παραμέτρων και των τεχνικών περιορισμών στην απορροφούμενη αιολική ισχύ και η εξάρτηση αυτής από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά των ΜΔΝ, όπως είναι το προφίλ της ζήτησης, η σύνθεση και τα χαρακτηριστικά των τοπικών συμβατικών μονάδων, το αιολικό δυναμικό κλπ. Η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων ελέγχεται από την σύγκριση τους με τα διαθέσιμα πραγματικά δεδομένα της ενεργειακής συνεισφοράς των αιολικών και ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ.

Από την σύγκριση των αποτελεσμάτων της πιθανοτικής ανάλυσης με τα αντίστοιχα πραγματικά στοιχεία της υφιστάμενης αιολικής και ΦΒ διείσδυσης στα ΜΔΝ προκύπτουν αξιοσημείωτες διαφορές και υπερεκτίμηση της απορροφούμενης αιολικής ισχύος στα περισσότερα από αυτά. Οι διαφορές αυτές μπορούν εν μέρει να δικαιολογηθούν από την χρήση απλοποιητικών παραδοχών που γίνονται κατά την εφαρμογή της προτεινόμενης από την ΡΑΕ μεθοδολογίας, και δεν ισχύουν στην πράξη, και εν μέρει από τις διαφορετικές και απρόβλεπτες καταστάσεις και συνθήκες λειτουργίας μεταξύ του πραγματικού αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος και του αντίστοιχου θεωρητικού μοντέλου προσομοίωσης.

Τέλος, γίνεται μια περιγραφή και παρουσίαση των σημαντικότερων στοιχείων και συμπερασμάτων που αναφέρονται στις αποφάσεις της ΡΑΕ σχετικά με τα περιθώρια διείσδυσης των ΑΠΕ και τον τρόπο προσδιορισμού τους στα ΜΔΝ, και στην συνέχεια με βάση αυτές τις αποφάσεις επιχειρείται ο καθορισμός των περιθωρίων διείσδυσης αιολικής και ΦΒ ισχύος στα ΜΔΝ, μέσω της εφαρμογής της προτεινόμενης μεθοδολογίας. Έτσι, προκύπτουν τα εκτιμώμενα περιθώρια αιολικής και ΦΒ διείσδυσης στα ΜΔΝ, που εν γένει είναι αρκετά μικρότερα από τα αντίστοιχα προτεινόμενα από την ΡΑΕ περιθώρια με βάση την τελευταία σχετικής της απόφαση.

Λέξεις κλειδιά:

Αιολική ενέργεια, φωτοβολταϊκά, περικοπές, μεσοκλιματικό ατμοσφαιρικό μοντέλο, μη διασυνδεδεμένα νησιά, περιορισμοί αιολικής διείσδυσης, πιθανοτική ανάλυση ΡΑΕ, περιθώρια διείσδυσης ΑΠΕ.

Abstract

The penetration of Renewable Energy Sources (RES), and in particular the wind and photovoltaic (PV) power in non-interconnected Greek islands, is limited due to the technical constraints imposed on the autonomous electricity networks of the islands for reasons of network security and reliability. The technical constraints leading to wind power curtailments are imposed by the operator of the autonomous power system of the non-interconnected islands and are related to the technical minimums of conventional power plants and the maximum instantaneous wind penetration in electricity supply.

Although more wind capacity is necessary in non-interconnected Greek islands to substitute expensive fuel oil, higher wind curtailment and lower capacity factor of wind farm occur. This has as a result losses of green energy for non-interconnected islands and loss of income for private wind energy producers.

The Greek Regulatory Authority for Energy (RAE) has proposed since 2003 the application of a methodology for calculating the wind curtailment and wind penetration limit in non-interconnected Greek islands, based on a probabilistic approach taking into account all the necessary data required for this purpose. These data are available from the operator of the autonomous electrical system and consist of the specific characteristics of the island's load demand, the composition and operation of the local conventional power stations, the technical limits for the smooth and safe operation of the system, and the wind data of the island. In this connection wind data are introduced, using high resolution wind data resulted from meso-scale model applied by the National Observatory of Athens for a typical meteorological year.

The **purpose** of the methodology is to: (a) estimate the wind energy that can be absorbed annually by a given autonomous electrical system consisting of conventional plants, wind and PV installed capacity; and (b) determining the maximum wind and PV capacity which is permitted to be connected in the system (maximum penetration) without compromising its operational safety or causing unacceptable disturbances during operation.

For this purpose, this methodology is applied to the 22 largest autonomous power systems of the non-interconnected Greek islands and at the same time parametric exploration and sensitivity analysis of the most important parameters affecting the absorption of wind power is carried out in order to show the way of their influence on it. Interest is mainly focused on the size of the wind power absorbed. The parameters considered are as follows: a) the installed wind and PV power, b) the geographic dispersion of wind farms, c) the limit of maximum instantaneous permissible wind penetration, d) the technical minima of conventional units, e) the composition of conventional stations, and f) the load demand. For each parameter investigated, the percentage of wind power absorbed is determined in relation to the levelized wind installed capacity (levelized by the average annual demand of the island).

From the **results** of the parametric investigation it becomes clear how the various parameters and technical constraints affect to the absorbed wind power and its dependence on the specific characteristics of the non-interconnected Greek islands, such as the demand profile, the composition and characteristics of the local conventional units, the wind potential, etc. In addition, the maximum permissible

wind and PV penetration that can be installed in the non-interconnected Greek islands is determined on the basis of the penetration criteria set by RAE. The reliability of the results is verified by the actual data of the wind and PV energy contribution.

Keywords: Wind energy, photovoltaics, curtailment, mesoscale atmospheric model, non-interconnected power system, RES penetration.

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες	i
Περίληψη	iii
Abstract	v
Κατάλογος Πινάκων	ix
Κατάλογος Σχημάτων	x
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	1
Εισαγωγή - Αιολική Ενέργεια σε Αυτόνομα Ηλεκτρικά Συστήματα	1
1.1 Εισαγωγή	2
1.2 Διείσδυση αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα	4
1.2.1 Ένταξη αιολικής ενέργειας	5
1.2.2 Απαιτήσεις καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας	5
1.2.3 Απαιτήσεις παραγωγού αιολικής ενέργειας	5
1.2.4 Η αξία μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος	6
1.3 Η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας και η ενεργειακή της συνεισφορά	9
1.4 Οριοθέτηση, στόχοι και διάρθρωση της εργασίας	10
1.4.1 Οριοθέτηση της εργασίας	10
1.4.2 Στόχοι της εργασίας	12
1.4.3 Διάρθρωση της εργασίας	12
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	15
Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά της Ελλάδος - Υφιστάμενη Ενεργειακή Κατάσταση	15
2.1 Εισαγωγή	16
2.2 Μη διασυνδεδεμένα Ελληνικά νησιά	17
2.2.1 Κατηγοριοποίηση και στοιχεία ζήτησης των ΜΔΝ	18
2.2.2 Η έννοια του συντελεστή φορτίου	22
2.2.3 Η έννοια του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας	23
2.2.4 Στοιχεία συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ	24
2.2.5 Στοιχεία υφιστάμενης ανάπτυξης αιολικών και ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ	30
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	35
Μεθοδολογική Προσέγγιση	35
3.1 Μεθοδολογία	36
3.1.1 Βασικές αρχές μεθοδολογίας	36
3.1.2 Δεδομένα υπολογισμών	38
3.1.3 Περιγραφή μεθοδολογίας	38
3.1.4 Αξιολόγηση των αποτελεσμάτων	42
3.2 Δεδομένα εφαρμογής	42
3.2.1 Φορτίο ζήτησης	42
3.2.2 Συμβατικές μονάδες	44
3.2.3 Φωτοβολταϊκά	45

3.2.4	Ανεμολογικά δεδομένα – Μεσοκλιματικό μοντέλο	46
3.2.5	Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας	50
3.2.6	Καμπύλη διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας....	52
3.2.7	Όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης.....	53
3.3	Βασικές παραδοχές	53
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4		55
Εφαρμογή και Αποτελέσματα.....		55
4.1	Εισαγωγή.....	56
4.2	Αποτελέσματα μεθόδου πιθανοτικής ανάλυσης	56
4.2.1	Διερεύνηση αιτιών απόρριψης αιολικής ενέργειας από τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα	57
4.2.2	Απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύ	64
4.2.3	Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας αιολικού δυναμικού σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύ	67
4.2.4	Συνεισφορά αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύ	68
4.2.5	Επίδραση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών σταθμών στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια	70
4.2.6	Επίδραση του ορίου μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης (δ) των αιολικών στην απορροφούμενη αιολική ισχύ	71
4.2.7	Επίδραση των τεχνικών ελαχίστων (TE) των συμβατικών μονάδων στην απορροφούμενη αιολική ισχύ	73
4.2.8	Επίδραση της σύνθεσης του συμβατικού σταθμού παραγωγής (αριθμός, μέγεθος και TE συμβατικών μονάδων)	74
4.2.9	Επίδραση της ζήτησης στην απορροφούμενη αιολική ισχύ	78
4.3	Αποτελέσματα μεθόδου χρονοσειρών	80
4.3.1	Εφαρμογή: Κρήτη.....	81
4.3.2	Εφαρμογή: Αστυπάλαια.....	85
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5		91
Διείσδυση Αιολικής και ΦΒ Ενέργειας στα ΜΔΝ - Υφιστάμενη Κατάσταση και Περαιτέρω Περιθώρια.....		91
5.1	Εισαγωγή.....	92
5.2	Πραγματικά στοιχεία και εκτιμώμενα (με βάση την πιθανοτική ανάλυση) αποτελέσματα της υφιστάμενης διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ.....	92
5.3	Μεθοδολογία προσδιορισμού των περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ σε κορεσμένα δίκτυα με βάση τις σχετικές αποφάσεις της ΡΑΕ.....	98
5.4	Διερεύνηση περιθωρίων περαιτέρω διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ.....	106
Συμπεράσματα		117
Παράρτημα		123
Βιβλιογραφία		137

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 2. 1 Ομαδοποίηση των κατοικημένων ελληνικών νησιών σύμφωνα με το ηλεκτρικό τους σύστημα.....	17
Πίνακας 2. 2 Παρούσα κατάσταση ηλεκτρικού συστήματος των κατοικημένων ελληνικών νησιών.....	17
Πίνακας 2. 3 Στοιχεία ζήτησης και συμβατικών σταθμών παραγωγής στα εξεταζόμενα ΜΔΝ.....	25
Πίνακας 2. 4 Εγκατεστημένη Ισχύς (Ιαν. 2016) και Παραγόμενη Ενέργεια (12μηνo 2015) από ΑΠΕ στα ΜΔΝ.....	31
Πίνακας 3. 1 Στοιχεία προσαρμογής ΦΒ παραγωγής στα ΜΔΝ σύμφωνα με την εφαρμογή PVGIS.....	46
Πίνακας 3. 2 Χαρακτηριστικά αιολικού δυναμικού των 33 επιλεγμένων σημείων με βάση το τυπικό μετεωρολογικό έτος του μεσοκλιματικού ατμοσφαιρικού μοντέλου.....	49
Πίνακας 3. 3 Κλάσεις ανέμου για την επιλογή του κατάλληλου τύπου Α/Γ της εταιρίας Vestas.....	50
Πίνακας 3. 4 Επιλεγμένος τύπος Α/Γ της εταιρίας Vestas για κάθε νησί / τοποθεσία....	51
Πίνακας 3. 5 Όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης.....	53
Πίνακας 4. 1 Οριακές τιμές ¹ του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας σε σχέση με την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ.....	66
Πίνακας 4. 2 Οριακές τιμές του πραγματικού CF των αιολικών με παράμετρο την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ.....	68
Πίνακας 4. 3 Οριακές τιμές της ενεργειακής συνεισφοράς των αιολικών με παράμετρο την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ.....	70
Πίνακας 4. 4 Οριακές τιμές του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας με παράμετρο το όριο 'δ'.....	72
Πίνακας 4. 5 Οριακές τιμές του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας με παράμετρο τα TE.....	74
Πίνακας 4. 6 Οριακές τιμές του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας με παραμέτρους τα TE και τον αριθμό των όμοιων συμβατικών μονάδων.....	77
Πίνακας 4. 7 Οριακές τιμές του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για όμοιες συμβατικές μονάδες με παράμετρο το όριο 'δ'.....	78
Πίνακας 4. 8 Αποτελέσματα μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη και την Αστυπάλαια.....	89
Πίνακας 5. 1 Πραγματικά στοιχεία υφιστάμενης διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ (στοιχεία έτους 2015).....	93
Πίνακας 5. 2 Εκτιμώμενα αποτελέσματα (πιθανοτικής ανάλυσης) της υφιστάμενης διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ (με βάση τα στοιχεία διείσδυσης του έτους 2015).....	94
Πίνακας 5. 3 Αποτελέσματα διερεύνησης περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ – Σενάριο 1ο.....	110
Πίνακας 5. 4 Αποτελέσματα διερεύνησης περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ – Σενάριο 2ο.....	111
Πίνακας 5. 5 Επίδραση διείσδυσης ΦΒ ισχύος στην παραγόμενη αιολική ενέργεια....	112
Πίνακας 5. 6 Περιθώρια διείσδυσης ισχύος σταθμών ΑΠΕ στα ΜΔΝ.....	113

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1. 1 Η εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην Ευρώπη και παγκοσμίως [3, 4]	10
Σχήμα 1. 2 Η εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην Ελλάδα [5]	10
Σχήμα 2. 1 Αυτόνομα Ηλεκτρικά Νησιωτικά Συστήματα της Ελλάδος (ΜΔΝ)	18
Σχήμα 2. 2 Το μέγεθος των 32 ΜΔΝ με κριτήριο την αιχμή ζήτησης (μέση τιμή 11ετίας 2003-2013).....	19
Σχήμα 2. 3 Η ζήτηση των 32 ΜΔΝ αναλόγως του μεγέθους τους (μέση τιμή 11ετίας 2003-2013).....	19
Σχήμα 2. 4 Η διακύμανση της ετήσιας α) αιχμής και β) ζήτησης στα ΜΔΝ για την 11ετία 2003-2013.....	20
Σχήμα 2. 5 Εγκατεστημένη ισχύς και παραγόμενη ενέργεια ανά ενεργειακή πηγή στα ΜΔΝ για την δετία 2010-2016 (σε απόλυτο μέγεθος και σε ποσοστό).....	21
Σχήμα 2. 6 Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στα Ελληνικά ΜΔΝ	22
Σχήμα 2. 7 Κατηγοριοποίηση των εξεταζόμενων ΜΔΝ με βάση τον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας αιολικού δυναμικού, τον συντελεστή φορτίου και το μέγεθος της αιχμής τους.....	24
Σχήμα 2. 8 Σύνθεση, μέγεθος και σειρά ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής σε κάθε ένα από τα ΜΔΝ.....	26
Σχήμα 2. 9 Αριθμός ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ.....	28
Σχήμα 2. 10 Ανηγμένο στην αιχμή μέσο μέγεθος των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ.....	28
Σχήμα 2. 11 Μέση τιμή τεχνικών ελαχίστων των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ.....	29
Σχήμα 2. 12 Ανηγμένη στην αιχμή μέση τιμή ΤΕ των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ.....	29
Σχήμα 2. 13 Ανηγμένα στην αιχμή ζήτησης μέσο μέγεθος και μέση τιμή ΤΕ των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ.....	30
Σχήμα 2. 14 Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακή πηγή στα ΜΔΝ το έτος 2015.....	31
Σχήμα 2. 15 Εγκατεστημένη ισχύς Α/Π και ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ.....	32
Σχήμα 2. 16 Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α/Π και ΦΒ σταθμούς το 12μηνο 2015 στα ΜΔΝ.....	32
Σχήμα 2. 17 Εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύς στα ΜΔΝ ανηγμένη στο μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού.....	33
Σχήμα 2. 18 Ποσοστό ενεργειακής συνεισφοράς ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή των ΜΔΝ για το έτος 2015.....	33
Σχήμα 3. 1 Απλοποιημένο λογικό διάγραμμα αλγόριθμου προσδιορισμού αιολικής ενέργειας που απορροφάται από το αυτόνομο δίκτυο	41
Σχήμα 3. 2 Ετήσια διακύμανση του φορτίου (αδιάστατο ως προς την αιχμή).....	43
Σχήμα 3. 3 Ετήσια καμπύλη διάρκειας του φορτίου (ανηγμένο στην αιχμή).....	43
Σχήμα 3. 4 Ετήσια καμπύλη διάρκειας του φορτίου (ανηγμένο στην αιχμή) στα εξεταζόμενα ΜΔΝ.....	44
Σχήμα 3. 5 Σύνθεση, ανηγμένο μέγεθος και σειρά ένταξης των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ	45

Σχήμα 3. 6 Ετήσιες καμπύλες διάρκειας της παραγόμενης ΦΒ ισχύος ανά κατηγορία νησιών του Πίνακα 3.1	46
Σχήμα 3. 7 Ατλαντας υψηλής ανάλυσης αιολικού δυναμικού στα 50m ύψος με βάση το τυπικό ανεμολογικό έτος: α) Πυκνότητα αιολικού δυναμικού (W/m^2) και β) Παράμετρος Weibull C (m/s)	47
Σχήμα 3. 8 Επισκόπηση των αιτήσεων των αιολικών πάρκων στην ελληνική επικράτεια, με έμφαση στα νησιά του Αιγαίου [ΡΑΕ] και την επιλογή των 33 αντιπροσωπευτικών σημείων στα εξεταζόμενα ΜΑΝ.....	48
Σχήμα 3. 9 Ετήσια χρονοσειρά, κατανομή πιθανότητας και καμπύλη διάρκειας της ταχύτητας του ανέμου	48
Σχήμα 3. 10 Συντελεστής συσχέτισης μεταξύ των χρονοσειρών της ταχύτητας ανέμου ανάμεσα στα επιλεγμένα σημεία δεδομένων σε συνάρτηση με την μεταξύ τους απόσταση	50
Σχήμα 3. 11 Αδιάστατες καμπύλες ισχύος για τους επιλεγμένους τύπους Α/Γ της εταιρίας Vestas.....	51
Σχήμα 3. 12 Ετήσιες καμπύλες διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αδιάστατης αιολικής ισχύος στα ΜΑΝ.....	52
Σχήμα 4. 1 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ, $TE=0\%$ και $\delta=100\%$	59
Σχήμα 4. 2 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ, $TE=0\%$ και $\delta =$ πραγματικό.....	60
Σχήμα 4. 3 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ, $TE=$ πραγματικά και $\delta=100\%$	61
Σχήμα 4. 4 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ και πραγματικά TE και δ	62
Σχήμα 4. 5 Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (για 0% ΦΒ): α) λόγω των TE και β) λόγω του δ	63
Σχήμα 4. 6 Απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ και παράμετρο την αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ	65
Σχήμα 4. 7 Απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ για 40% ΦΒ ισχύ και παράμετρο το δ	66
Σχήμα 4. 8 Πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ και παράμετρο την αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ	68
Σχήμα 4. 9 Συνεισφορά αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ και παράμετρο την αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ	69
Σχήμα 4. 10 Επίδραση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών σταθμών στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια για την περίπτωση της Πάρου και της Κρήτης (για 0% ΦΒ).....	71
Σχήμα 4. 11 Επίδραση του ορίου μέγιστης επιτρεπόμενης διεύθυνσης των αιολικών (δ) στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια (για $\delta=30\%$, 40% και 50% σε όλα τα νησιά και 0% ΦΒ)	72
Σχήμα 4. 12 Επίδραση των τεχνικών ελαχίστων του συμβατικού συστήματος στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια (για $TE=60\%$, 40% και 20% σε όλα τα νησιά και 0% ΦΒ).....	74
Σχήμα 4. 13 Επίδραση της σύνθεσης και των αδιάστατων ως προς την αιχμή χαρακτηριστικών του συμβατικού συστήματος στην απορροφούμενη αιολική ισχύ (όμοιες συμβατικές μονάδες σε όλα τα νησιά, για 0% ΦΒ).....	76

Σχήμα 4. 14 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για ίδια αδιάστατα ως προς την αιχμή χαρακτηριστικά συμβατικού συστήματος (όμοιες μονάδες) και ίδιο όριο 'δ' σε όλα τα νησιά, για 0% ΦΒ.....	77
Σχήμα 4. 15 Ευαισθησία του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας στην μεταβολή της ζήτησης.....	79
Σχήμα 4. 16 Ημερήσια διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη την 1 ^η Ιανουαρίου για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου	82
Σχήμα 4. 17 Εβδομαδιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη την 1 ^η εβδομάδα του Ιανουαρίου για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου.....	83
Σχήμα 4. 18 Μηνιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη τον μήνα Ιανουάριο για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος 58,45% και 22,85% αντίστοιχα ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο	84
Σχήμα 4. 19 Ετήσια διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος 58,45% και 22,85% αντίστοιχα ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού.....	85
Σχήμα 4. 20 Ημερήσια διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλαια την 1 ^η Ιανουαρίου για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσο ετήσιου φορτίου	86
Σχήμα 4. 21 Εβδομαδιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλαια την 1 ^η εβδομάδα του Ιανουαρίου για αιολική και ΦΒ ισχύ στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου	87
Σχήμα 4. 22 Μηνιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλαια τον μήνα Ιανουάριο για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου	88
Σχήμα 4. 23 Ετήσια διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλαια για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού.....	89
Σχήμα 5. 1 Συνεισφορά πραγματικής και εκτιμώμενης (από πιθανοτική ανάλυση) α) αιολικής και β) ΦΒ ενέργειας στα ΜΔΝ	95
Σχήμα 5. 2 Απόκλιση μεταξύ της εκτιμώμενης (από την πιθανοτική ανάλυση) και της πραγματικής τιμής της ενεργειακής συνεισφοράς των αιολικών και των ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ.....	96
Σχήμα 5. 3 Θεωρητική, παραγόμενη και απορριπτόμενη αιολική ενέργεια ανηγμένη στην ετήσια ζήτηση	97
Σχήμα 5. 4 Εκτιμώμενο ποσοστό απορροφούμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ.....	97
Σχήμα 5. 5 Πραγματικός (με βάση τα στοιχεία του 2015, Πιν. 2.4), εκτιμώμενος (από πιθανοτική ανάλυση) και κρίσιμος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών σταθμών στα ΜΔΝ.....	107
Σχήμα 5. 6 Υφιστάμενη και μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ	108
Σχήμα 5. 7 Αδιάστατα (ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο των νησιών) περιθώρια διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών σύμφωνα με την απόφαση της ΡΑΕ 616/2016114	
Σχήμα 5. 8 Αδιάστατα (ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο των νησιών) περιθώρια διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών σύμφωνα με τα δύο εξεταζόμενα σενάρια διείσδυσης.....	115

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Εισαγωγή - Αιολική Ενέργεια σε Αυτόνομα Ηλεκτρικά Συστήματα

1.1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, προτεραιότητα και κορυφαίος στόχος της ενεργειακής πολιτικής της χώρας μας είναι η εξεύρεση, η εξασφάλιση και η διαχείριση ενεργειακών πόρων, με τρόπο ώστε να διασφαλίζεται η ασφαλής, ομαλή, αδιάλειπτη και αξιόπιστη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της, σε όλη της την επικράτεια, και με τους καλύτερους δυνατούς όρους για τους πολίτες.

Στο πλαίσιο αυτό, η προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και της εξοικονόμησης ενέργειας καθώς και η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτέλεσαν και συνεχίζουν να αποτελούν τα νέα δεδομένα, που έχουν προκαλέσει τις σημαντικότερες αλλαγές στο Ελληνικό ενεργειακό σύστημα κατά τις δύο τελευταίες δεκαετίες.

Στην Ελλάδα, ο εθνικός στόχος συμμετοχής (διείσδυσης) των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας ανέρχεται στο 20% το 2020 (ν. 3851/2010). Ο στόχος αυτός εξειδικεύεται σε συμμετοχή των ΑΠΕ σε ποσοστό τουλάχιστον 40% της ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, 20% σε θέρμανση και ψύξη και 10% στις μεταφορές. Το 1ο Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΦΕΚ 1630/Β/11- 10-2010) προσδιορίζει ότι για να επιτευχθούν τα παραπάνω ποσοστά πρέπει να αναπτυχθούν ΑΠΕ ισχύος περίπου 15 GW, εκ των οποίων τα 7,5 GW να προέρχονται από αιολικά (συμπεριλαμβανομένων 300 MW από υπεράκτια αιολικά) και 2,2 GW από φωτοβολταϊκά. [1]

Η επίτευξη του στόχου για διείσδυση της τάξης του 40% των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, προϋποθέτει εκτός των άλλων και την ενεργοποίηση του ιδιαίτερα υψηλού δυναμικού των νησιών σε άνεμο και ήλιο.

Με εξαίρεση κάποια νησιά που είναι διασυνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο όπως η Άνδρος, η Σκιάθος και τα περισσότερα από τα νησιά του Ιονίου, τα υπόλοιπα είναι μη διασυνδεδεμένα, με αποτέλεσμα να υπάρχουν περιορισμοί στην αιολική ισχύ που μπορεί να εγκατασταθεί σε αυτά. Οι περιορισμοί αυτοί έχουν σχέση τόσο με την δυνατότητα του υπάρχοντος τοπικού δικτύου ως προς την διανομή ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. κορεσμός δικτύου διανομής), όσο και με την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου ως προς την συνεχή κάλυψη της ζήτησης.

Τα νησιά σήμερα βασίζουν την ηλεκτροπαραγωγή τους σχεδόν αποκλειστικά στο πετρέλαιο και μάλιστα με υπερβάλλον κόστος που ξεπερνά τα 500 εκ. € ετησίως [1]. Το κόστος αυτό το επωμίζονται όλοι οι Έλληνες καταναλωτές ηλεκτρικού ρεύματος μέσω των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) που χρεώνονται στον λογαριασμό τους, προκειμένου οι κάτοικοι των νησιών να έχουν την ίδια τιμή ρεύματος με εκείνους της ηπειρωτικής Ελλάδας.

Το σύνολο των Μη Διασυνδεδεμένων στο ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο Νησιών (ΜΔΝ) αποτέλεσε εξαρχής ειδικό πεδίο ανάπτυξης έργων ΑΠΕ με ιδιαιτερότητες, τόσο στον πλούτο του ανανεώσιμου δυναμικού, όσο και στη λειτουργία των μικρών, αυτόνομων δικτύων.

Με την εξέλιξη της εγκατάστασης των ΑΠΕ στα νησιά αναδείχτηκαν τυπικά θέματα λειτουργίας και ευστάθειας των δικτύων, που αντιμετωπίζονται με την περικοπή

λειτουργίας των Αιολικών Πάρκων (Α/Π) από το διαχειριστή, με συνέπειες την μικρή διείσδυση των ΑΠΕ και σημαντικές απώλειες ενέργειας και εσόδων. Είναι αναμενόμενο, υπέρμετρες περικοπές στη λειτουργία των Α/Π να προκαλούν υπέρμετρη επιδείνωση των οικονομικών επιδόσεων των σχετικών επενδύσεων και να καθιστούν τις επενδύσεις οικονομικά μη βιώσιμες. [1]

Σε ένα τυπικό μη διασυνδεδεμένο νησί όπου το ανηγμένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας από τις τοπικές θερμικές μονάδες ξεπερνάει τα 200€/MWh (σύμφωνα με καταγεγραμμένα στοιχεία του 2013), με την αιολική ενέργεια να κοστίζει στο δημόσιο 93 €/MWh, είναι ξεκάθαρη η ζημιά των περικοπών ενέργειας ενός αιολικού πάρκου [1]:

- για το δημόσιο, που αναγκάζεται να εισάγει πετρέλαιο για να παράγει την ενέργεια αυτή
- για τον έλληνα καταναλωτή, μέσω των ΥΚΩ που επιβαρύνεται στον λογαριασμό ρεύματος
- για τους κάτοικους των μη διασυνδεδεμένων νησιών από την συνεχιζόμενη περιβαλλοντική επιβάρυνση από τις τοπικές θερμικές μονάδες
- για το επενδυτικό τοπίο των ΑΠΕ, όπου η αιολική ενέργεια παραμένει κύρια εθνική προτεραιότητα, με τους επενδυτές να καλούνται να επενδύσουν σε έργα η απόδοση των οποίων επηρεάζεται καίρια από μη ελεγχόμενους παράγοντες.

Τα ανωτέρω αναδεικνύουν την επιτακτική ανάγκη αφενός του άμεσου εξορθολογισμού και ανασχεδιασμού των αρχών λειτουργίας των αυτόνομων δικτύων των μη διασυνδεδεμένων νησιών και αφετέρου της ρεαλιστικής αντιμετώπισης των σχετικών επενδύσεων ΑΠΕ διατηρώντας ένα σταθερό και ασφαλές επενδυτικό πλαίσιο, ώστε να ξαναγίνουν ελκυστικές, δηλαδή υλοποιήσιμες, οι εθνικά απαραίτητες σχετικές επενδύσεις. [1]

Η διασύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο είναι απαραίτητη προϋπόθεση για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την αντιμετώπιση του προβλήματος των περικοπών, την ταυτόχρονη μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής, την απεξάρτηση από το ακριβό και ρυπογόνο πετρέλαιο και τη μείωση της επιβάρυνσης των καταναλωτών μέσω του λογαριασμού των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας. [1]

Η αιολική και φωτοβολταϊκή ενέργεια είναι πλέον μια ώριμη τεχνολογία και άμεσα ανταγωνιστική προς τις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο γεγονός αυτό έχει συμβάλει η αλματώδης ανάπτυξη των αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο τα τελευταία χρόνια.

Η διείσδυση των ΑΠΕ, και ιδιαίτερα της αιολικής και φωτοβολταϊκής (ΦΒ) ενέργειας, που αποτελούν τις κυριότερες υφιστάμενες και ώριμες σήμερα τεχνολογίες ΑΠΕ, στο ηλεκτρικό δίκτυο του διασυνδεδεμένου και μη διασυνδεδεμένου συστήματος, και η αύξηση της ενεργειακής τους συνεισφοράς, μέσω της ανάπτυξης αποδοτικών αιολικών και ΦΒ σταθμών υψηλού συντελεστή χρησιμοποίησης, συμβάλει στην εγχώρια παραγωγή καθαρής και ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα την διεύρυνση του εγχώριου ενεργειακού μίγματος, την προστασία του περιβάλλοντος και την περαιτέρω απεξάρτηση της χώρας μας από τις εισαγωγές καυσίμων και ηλεκτρικής ενέργειας.

1.2 Διείσδυση αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιών βασίζεται στο πετρέλαιο. Πολλά από αυτά τα νησιά, έχουν να αντιμετωπίσουν υψηλά ποσοστά αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της ανάπτυξης του τουρισμού και υψηλή διακύμανση της ζήτησης μεταξύ του καλοκαιριού και του χειμώνα, μεταξύ ημέρας και νύχτας, και εντός της ημέρας. Επομένως, οι τοπικοί συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας των νησιών λειτουργούν με χαμηλούς συντελεστές φορτίου και τα συστήματα χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. [2]

Τα περισσότερα από τα ελληνικά νησιά διαθέτουν πλούσιο δυναμικό αιολικής ενέργειας και ως εκ τούτου υπάρχει μεγάλο ενδιαφέρον για επενδύσεις σε εφαρμογές αιολικής ενέργειας. Τα αιολικά πάρκα που λειτουργούν σε τέτοια αυτόνομα συστήματα μπορεί να υπόκεινται σε περικοπές της παραγόμενης αιολικής ισχύος, τις ώρες που το σύστημα δεν μπορεί να απορροφήσει αιολική ισχύ (π.χ. ώρες με χαμηλό φορτίο και υψηλές ταχύτητες ανέμου). Βεβαίως, οι περικοπές αιολικής ισχύος, σχετίζονται με τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού, το προφίλ της ζήτησης και το μέγεθος της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο νησί. Αντίστοιχα λοιπόν τίθενται όρια στην εγκατεστημένη αιολική ισχύ στο νησί.

Κατά τα πρώτα χρόνια ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, δημιουργήθηκε έντονο ενδιαφέρον για επενδύσεις στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και ιδιαίτερα στην Κρήτη, λόγω του πλούσιου αιολικού δυναμικού και της υψηλότερης, σε σχέση με το διασυνδεδεμένο σύστημα, τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας.

Ωστόσο, λόγω της έλλειψης διασύνδεσης με την κυρίως Ελλάδα, καθορίστηκε με την ΥΑ 8295/95, ως μέγιστο όριο εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (όριο διείσδυσης) για κάθε μη διασυνδεδεμένο νησί, το ποσοστό του 30% της μέγιστης μέσης ωριαίας ζήτησης ισχύος του προηγούμενου έτους. Η ίδια Υπουργική Απόφαση έδινε το δικαίωμα στον διαχειριστή του συστήματος να απορρίπτει ισχύ παραγόμενη από τα αιολικά πάρκα τις ώρες χαμηλής ζήτησης, εξασφαλίζοντας ωστόσο έναν ελάχιστο συγκεκριμένο αριθμό ωρών λειτουργίας για τα αιολικά πάρκα (6000 Συμβατικές Ανηγγόμενες Ώρες Λειτουργίας).

Μετά την κατάργηση της ΥΑ 8295/95, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) όρισε νέα διαδικασία/μεθοδολογία για τον προσδιορισμό της επιτρεπόμενης μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και την χορήγηση των αδειών παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ στα νησιά. Σύμφωνα λοιπόν με τους νέους κανόνες, το περιθώριο νέας ισχύος ΑΠΕ που μπορεί να εγκατασταθεί και το αντίστοιχο όριο απορρόφησης θα καθορίζονται ανά νησί και θα αναθεωρούνται ανά διετία. Σύμφωνα με αυτά θα προκηρύσσεται προθεσμία υποβολής αιτήσεων αδειών παραγωγής. Το περιθώριο της νέας ισχύος και το όριο απορρόφησης θα υπολογίζονται, έτσι ώστε να διασφαλίζουν έναν ελάχιστο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor) της τάξεως του 27,5%, λαμβάνοντας υπόψη την εξέλιξη των φορτίων, τους υπάρχοντες συμβατικούς σταθμούς και μονάδες ΑΠΕ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τα ανεμολογικά δεδομένα του νησιού. Αξίζει να σημειωθεί ότι η εν λόγω διαδικασία εφαρμόστηκε για πρώτη φορά την Άνοιξη του 2003.

1.2.1 Ένταξη αιολικής ενέργειας

Γενικά σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να είναι σε ισορροπία με την παραγωγή. Αυτό σημαίνει ότι αν υπάρχουν βιομηχανίες, νοικοκυριά, κλπ που καταναλώνουν ισχύ P_L και αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα που παράγουν ισχύ P_W και P_{PV} αντίστοιχα, η επιπλέον ζήτηση πρέπει να καλυφθεί από μια άλλη πηγή.

$$P_G = P_L + L - P_W - P_{PV} = D + L - P_W$$

όπου	P_G	η απαιτούμενη παραγόμενη ισχύς από άλλη πηγή
	P_L	η πραγματική (αρχική) ζήτηση ισχύος
	L	οι απώλειες λόγω μεταφοράς της ισχύος
	P_W	η παραγόμενη αιολική ισχύς
	P_{PV}	η παραγόμενη ΦΒ ισχύς
	D	η φαινόμενη ζήτηση ισχύος ($D = P_L - P_{PV}$)

Η εξίσωση αυτή πρέπει να επαληθεύεται κάθε στιγμή, ανεξαρτήτως αν εφαρμόζεται για μικρό χρονικό διάστημα (π.χ. λεπτά της ώρας) ή για μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα (π.χ. ένα έτος). Επομένως, κάθε μεταβολή της ζήτησης ισχύος ή μεταβολή της παραγόμενης αιολικής και ΦΒ ισχύος πρέπει να ισορροπείται από την αυξομείωση της παραγωγής άλλων ενεργειακών πηγών.

1.2.2 Απαιτήσεις καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας

Ο βασικός στόχος των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας είναι να προμηθεύουν τους καταναλωτές με την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια, κάθε στιγμή και με αποδεκτό κόστος. Από την πλευρά του καταναλωτή, τρεις βασικές απαιτήσεις πρέπει να ικανοποιηθούν [2]:

- AK1: Η τάση στο σημείο σύνδεσης πρέπει να παραμένει εντός αποδεκτών ορίων (π.χ. $230V \pm 10\%$) εξασφαλίζοντας αξιόπιστη λειτουργία.
- AK2: Η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να είναι διαθέσιμη κάθε στιγμή (π.χ. όταν ο καταναλωτής ανοίγει μια συσκευή).
- AK3: Η ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να διατίθεται σε λογικό κόστος. Επίσης, η παραγωγή της είναι επιθυμητό να αντιστοιχεί σε χαμηλό εξωτερικό κόστος με μικρές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

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

1.2.3 Απαιτήσεις παραγωγού αιολικής ενέργειας

Οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας έχουν αντίστοιχες απαιτήσεις για να είναι εφικτή η πώληση της ενέργειας [2]:

- ΑΠ1: Ομοίως με τον καταναλωτή, τα αιολικά πάρκα απαιτούν τιμή της τάσης στο σημείο σύνδεσης εντός αποδεκτών ορίων (π.χ. ονομαστική $\pm 10\%$), αν και τα όρια αυτά μπορεί να διαφοροποιούνται ανάλογα με τον σχεδιασμό του κάθε πάρκου.
- ΑΠ2: Οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας επιθυμούν να μπορούν να πουλήσουν την αιολική ενέργεια όποτε αυτή είναι διαθέσιμη, διαφορετικά η παραγωγή θα πηγαίνει χαμένη και θα χάνεται εισόδημα.
- ΑΠ3: Η τιμή διάθεσης της αιολικής ενέργειας να είναι ανταγωνιστική.

Αντίστοιχα, οι απαιτήσεις ένα και δύο σχετίζονται με την αξιοπιστία του συστήματος, ενώ η τρίτη απαίτηση έχει να κάνει με την τιμή διάθεσης της ενέργειας. Και εδώ υπάρχει μια λεπτή ισορροπία μεταξύ κόστους και αξιοπιστίας.

1.2.4 Η αξία μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος

Ο σκοπός μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος είναι να τροφοδοτεί το δίκτυο και κατ' επέκταση τους καταναλωτές οικονομικά, αξιόπιστα και με περιβαλλοντικά αποδεκτό τρόπο. Οι διαφορετικού τύπου και καυσίμου μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εκπληρώνουν αυτές τις απαιτήσεις με διαφορετικό τρόπο και σε διαφορετικό βαθμό.

1.2.4.1 Συμβολή στο λειτουργικό κόστος

Εκφράζει την ικανότητα μιας νέας μονάδας να συμβάλει στη μείωση του κόστους λειτουργίας του υπάρχοντος συστήματος.

Όσον αφορά στην αιολική ενέργεια, κάθε μια kWh που παράγεται από αιολική ενέργεια υποκαθιστά μια kWh που θα παραγόταν από μια άλλη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η πιο συνηθισμένη περίπτωση, είναι η αιολική ενέργεια να υποκαθιστά παραγωγή βασιζόμενη σε συμβατικά καύσιμα σε θερμικούς ηλεκτρικούς σταθμούς. Η συμβατική παραγωγή μπορεί να αντικατασταθεί άμεσα, δηλαδή η συμβατική παραγωγή μειώνεται όταν υπάρχει διαθέσιμη αιολική ενέργεια. Στο κομμάτι της παραγωγής από συμβατικές μονάδες-καύσιμα, η συνήθης τακτική υπαγορεύει αρχικά την ένταξη των μονάδων με χαμηλό κόστος και στη συνέχεια την ένταξη των μονάδων με υψηλότερο λειτουργικό κόστος. Η αρχή αυτή, σύμφωνα και με την απαίτηση ΑΚ2 για λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος με όσο το δυνατόν χαμηλότερο κόστος, υποδηλώνει ότι η αιολική ενέργεια υπό φυσιολογικές συνθήκες αντικαθιστά καύσιμο σε συμβατικές μονάδες υψηλού λειτουργικού κόστους που συνήθως καλύπτουν μεσαία φορτία και φορτία αιχμής.

1.2.4.2 Παροχή εγγυημένης ισχύος

Η εγγυημένη ισχύς αναφέρεται στην ικανότητα μιας νέας μονάδας να αυξήσει την αξιοπιστία του συστήματος. Σε υπάρχον σύστημα, υπάρχει μια συγκεκριμένη πιθανότητα να υπάρξει έλλειμμα ισχύος, η οποία ορίζεται ως πιθανότητα απώλειας φορτίου. Απώλεια φορτίου πρακτικά σημαίνει, ότι η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από τη δυνατότητα παραγωγής των διαθέσιμων μονάδων, οπότε κάποιοι καταναλωτές πρέπει να αποσυνδεθούν. Βεβαίως, ο σχεδιασμός των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι τέτοιος, ώστε αυτή η πιθανότητα να είναι πολύ χαμηλή. Όταν μια νέα μονάδα εγκαθίσταται στο υπάρχον σύστημα, μειώνεται η πιθανότητα να χρειαστεί να

αποσυνδεθούν κάποιοι καταναλωτές. Αυτό σημαίνει ότι η αξιοπιστία του συστήματος αυξήθηκε ως αποτέλεσμα της εγκατάστασης της νέας μονάδας. Ανάλογα με τη φύση της μονάδας (στοχαστικής, διακοπτόμενης ή μη λειτουργίας) και τον συντελεστή διαθεσιμότητάς της, διαφοροποιείται και η επίπτωση της μονάδας στην αξιοπιστία του συστήματος.

Έτσι, όσον αφορά στην αιολική ενέργεια, η έννοια της παροχής εγγυημένης ισχύος σχετίζεται με την ικανότητα της αιολικής ενέργειας να βελτιώσει την αξιοπιστία ενός ηλεκτρικού συστήματος. Βεβαίως, παραμένει ανοικτό το ερώτημα πως η αιολική ενέργεια μπορεί να θεωρηθεί ότι παρέχει εγγυημένη ισχύ, ενώ υπάρχουν καταστάσεις χωρίς άνεμο. Στην πραγματικότητα για κάθε ενεργειακή πηγή μπορεί να συμβεί να μην είναι διαθέσιμη τη στιγμή που θα τη χρειαστεί ο διαχειριστής του συστήματος. Η πράξη δείχνει ότι ο αριθμός των ωρών με ενεργειακό έλλειμμα μειώνεται, αλλά δεν μηδενίζεται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Για παράδειγμα κάποια ώρα που δεν υπάρχει άνεμος, το έλλειμμα θα παραμένει όσο κι αν αυξηθεί η εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Όμως υπάρχουν και ώρες αιχμής όπου φυσάει άνεμος, πράγμα που σημαίνει ότι η αιολική ενέργεια μειώνει το ενεργειακό έλλειμμα για εκείνες τις ώρες.

1.2.4.3 Συμβολή στη ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος

Η ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος, χαρακτηρίζει την ικανότητα μιας μονάδας να ακολουθεί τη ζήτηση ανταποκρινόμενη στις απαιτήσεις της παραγωγής κάθε στιγμή. Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο υπάρχει η απαίτηση κάθε στιγμή η ζήτηση και η παραγωγή να βρίσκονται σε ισορροπία, δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια δεν αποθηκεύεται σε μεγάλες ποσότητες και με οικονομικά αποδεκτό τρόπο. Καθώς η ζήτηση συνεχώς μεταβάλλεται, η παραγωγή πρέπει συνεχώς να προσαρμόζεται στη ζήτηση. Οι διαφόρων τύπων μονάδες διαφοροποιούνται ανάλογα με τη δυνατότητα τους να ρυθμίζουν την παραγωγή τους γρήγορα και οικονομικά. Επίσης, μια μονάδα μπορεί να έχει αρνητική συμβολή, εάν η ένταξη της στο σύστημα, αυξάνει τις απαιτήσεις ρύθμισης.

Το πρόβλημα της ισορροπίας μεταξύ της ζήτησης και της παραγωγής αντιμετωπίζεται με διαφορετικό τρόπο ανάλογα με το χρονικό διάστημα στο οποίο συμβαίνουν σημαντικές μεταβολές.

Πρωτογενής έλεγχος (1 sec – 1 min)

Ως πρωτογενής έλεγχος ορίζεται η ικανότητα ενός ηλεκτρικού συστήματος να διατηρεί ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης στη χρονική κλίμακα δευτερολέπτου μέχρι και ενός λεπτού. Η πλειοψηφία των γεννητριών σε ένα ηλεκτρικό σύστημα είναι σύγχρονες γεννήτριες. Σε αυτού του τύπου τις γεννήτριες υπάρχει συσχέτιση μεταξύ ταχύτητας περιστροφής του άξονα της γεννήτριας και της ηλεκτρικής συχνότητας. Συγκεκριμένα, όταν η ταχύτητα περιστροφής μειώνεται, το ίδιο συμβαίνει και στη συχνότητα. Αυτό σημαίνει ότι αν η ισχύς που παράγεται σε ένα σύστημα είναι λιγότερη από την απαιτούμενη, η συχνότητα μειώνεται μέχρι η απαιτούμενη επιπλέον ισχύς να ληφθεί από την κινητική ενέργεια λόγω περιστροφής της γεννήτριας. Όταν όμως η κινητική ενέργεια λόγω περιστροφής χρησιμοποιείται, η ταχύτητα περιστροφής μειώνεται, και αυτό προκαλεί περαιτέρω μείωση της συχνότητας του δικτύου. Στα περισσότερα ηλεκτρικά συστήματα, η συχνότητα

μετριέται, και αν μειωθεί, τότε δίνεται εντολή η παραγωγή να αυξηθεί μέχρι η συχνότητα να σταθεροποιηθεί και πάλι στην επιθυμητή τιμή.

Η αιολική ενέργεια συνήθως δεν συνεισφέρει στον πρωτογενή έλεγχο ενός συστήματος, δεδομένου ότι δεν μπαίνει κάποιο όριο στην παραγωγή της. Δηλαδή, συνήθως παρέχεται στο δίκτυο όλη η αιολική ισχύς που μπορεί να παραχθεί. Επομένως, αν υπάρξει ανάγκη για επιπλέον παραγωγή μια δεδομένη στιγμή, δεν υπάρχουν περιθώρια αύξησης της αιολικής παραγωγής. Επιπλέον, η αιολική ενέργεια λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου, εισάγει στο σύστημα περισσότερες διακυμάνσεις, στις οποίες πρέπει να αντεπεξέλθουν οι υπόλοιπες μονάδες.

Υπάρχουν δύο τύποι διακυμάνσεων που εισάγονται σε ένα σύστημα εξαιτίας της αιολικής ενέργειας:

Ο πρώτος τύπος, είναι όταν η ταχύτητα του ανέμου, μεταβάλλεται μεταξύ ταχύτητας έναρξης λειτουργίας ($V_{\text{cut-in}}$) και ονομαστικής ταχύτητας (V_R). Αυτού του τύπου οι μεταβολές, στην κλίμακα των δευτερολέπτων, και για διαφορετικά αιολικά πάρκα, μπορεί να θεωρηθούν ανεξάρτητες μεταβλητές, και επομένως δεν εισάγουν σοβαρό πρόβλημα στον διαχειριστή του δικτύου.

Ο δεύτερος τύπος μεταβολής που μπορεί να συμβεί, αναφέρεται στην περίπτωση που μια θύελλα προσεγγίζει μια περιοχή, και μπορεί να προκαλέσει ταυτόχρονη απώλεια αρκετών ανεμογεννητριών. Και σε αυτήν την περίπτωση, το πρόβλημα εντοπίζεται μονάχα σε μικρά συστήματα με περιορισμένο και συγκεντρωμένο αριθμό ανεμογεννητριών. Σε μεγαλύτερα, η πιθανότητα να συμβεί ταυτόχρονη απώλεια είναι τόσο μικρή, που δεν απαιτεί τη λήψη πρόσθετων μέτρων για πρωτογενή έλεγχο.

Δευτερογενής έλεγχος (1 min – 1 hr)

Ο δευτερογενής έλεγχος σχετίζεται με τις ρυθμίσεις που ακολουθούν τον πρωτογενή έλεγχο στη χρονική κλίμακα από ένα λεπτό μέχρι και μια ώρα. Εφαρμόζεται όταν η συχνότητα έχει διαταραχτεί και οι διαθέσιμες εφεδρείες έχουν χρησιμοποιηθεί. Περιλαμβάνει την αύξηση της παραγωγής σε ορισμένες μονάδες που χρησιμοποιούνται ως μονάδες εφεδρείας του δευτερογενή ελέγχου.

Η αιολική ενέργεια προφανώς δεν συνεισφέρει στον δευτερογενή έλεγχο, αλλά απαιτεί επιπλέον εφεδρείες, διότι εισάγει πρόσθετες μεταβολές στη χρονική κλίμακα μέχρι μιας ώρας. Μάλιστα η μεταβολή που μπορεί να συμβεί στην παραγόμενη αιολική ισχύ σε ένα σύστημα στην κλίμακα της μιας ώρας, είναι μεγαλύτερη από τη μεταβολή που μπορεί να συμβεί στην κλίμακα του πρωτογενή ελέγχου. Αυτό συμβαίνει διότι ο άνεμος μπορεί να μεταβληθεί πολύ περισσότερο εντός μιας ώρας παρά εντός ενός λεπτού, και επιπλέον οι μεταβολές αυτές της ταχύτητας σε διαφορετικές θέσεις παρουσιάζουν μεγαλύτερο βαθμό συσχέτισης, με αποτέλεσμα να εμφανίζεται μείωση της παραγωγής από πολλά πάρκα ταυτόχρονα.

Ημερήσιος και εβδομαδιαίος έλεγχος

Κατά τη διάρκεια μιας ημέρας, οι απαιτήσεις για έλεγχο της παραγωγής, πρωτίστως καθορίζονται από τις διακυμάνσεις της ζήτησης κατά τη διάρκεια της ημέρας και της νύχτας. Σε ορισμένες περιοχές, υψηλότερες ταχύτητες ανέμου εμφανίζονται κατά τη διάρκεια της ημέρας, παρά κατά τη διάρκεια της νύχτας. Στην περίπτωση αυτή, η

συνεισφορά της αιολικής ενέργειας είναι θετική. Στην αντίθετη περίπτωση η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στον ημερήσιο έλεγχο είναι αρνητική.

Σχετικά, και με τον ημερήσιο ή εβδομαδιαίο έλεγχο, είναι γεγονός ότι οι διακυμάνσεις της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, απαιτούν μεγαλύτερο έλεγχο και σημαντικές αυξομειώσεις στην παραγωγή των άλλων μονάδων.

Εποχιακός έλεγχος

Η έννοια του εποχιακού ελέγχου, χρησιμοποιείται κυρίως σε συστήματα όπου η ζήτηση παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις από εποχή σε εποχή. Εάν οι διακυμάνσεις του ανέμου, στη διάρκεια του έτους ακολουθούν τη μορφή της ζήτησης, τότε υπάρχει θετική συνεισφορά της αιολικής ενέργειας.

1.2.4.4 Συμβολή στις απώλειες μεταφοράς

Η μεταφορά της ηλεκτρικής ισχύος προκαλεί απώλειες λόγω μεταφοράς. Αν μια μονάδα εγκατασταθεί σε μεγάλη απόσταση ή η σύνδεση της γίνει μέσω γραμμής μεταφοράς χαμηλής τάσης, οι απώλειες κατά τη μεταφορά αυξάνονται. Από την άλλη μεριά, αν μια νέα μονάδα εγκατασταθεί κοντά σε καταναλωτές της ίδιας τάξης μεγέθους, οι απώλειες μεταφοράς του συστήματος μειώνονται. Αυτό σημαίνει ότι η νέα μονάδα έχει θετική συνεισφορά στην μείωση των απωλειών του συστήματος. Αρνητική συνεισφορά έχει μια μονάδα που η εγκατάσταση της συνεπάγεται αύξηση των απωλειών του συστήματος.

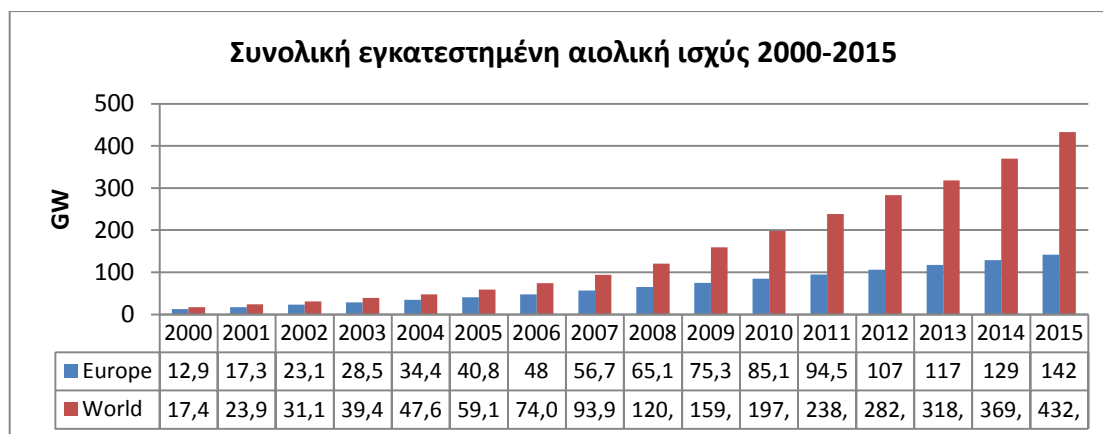
Συνήθως τα αιολικά πάρκα εγκαθίστανται σε απομακρυσμένες περιοχές. Εάν η κατανάλωση κοντά σε ένα αιολικό πάρκο είναι της ίδιας τάξης μεγέθους με το αιολικό πάρκο, τότε η συνεισφορά είναι θετική, σε αντίθετη περίπτωση είναι αρνητική.

1.3 Η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας και η ενεργειακή της συνεισφορά

Η πορεία ανάπτυξης της αγοράς της αιολικής ενέργειας τα τελευταία χρόνια υπήρξε συνεχής και εντυπωσιακή (Σχήμα 1.1). Μέχρι το τέλος του 2015 περίπου 433 GW ανεμογεννητριών είχαν εγκατασταθεί και λειτουργούσαν σε περισσότερες από 80 χώρες. Από αυτά, 142 GW ήταν εγκατεστημένα στην Ευρωπαϊκή Ένωση. [3, 4]

Η αιολική ενέργεια που ήταν εγκατεστημένη στην Ευρωπαϊκή Ένωση στο τέλος του 2015 θα μπορούσε να συνεισφέρει (σε ένα μέσο ανεμολογικό έτος) 315 TWh, δηλαδή το 11,4% περίπου της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά το ίδιο έτος. Αντίστοιχα η παγκόσμια συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο τέλος του 2015 εκτιμάται στο 3,7% περίπου. [3, 4, 10]

Η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, ουσιαστικά ξεκινάει το 1999 (Σχήμα 1.2). Με δειλά βήματα, και συγκριτικά μικρούς ρυθμούς ανάπτυξης σε σχέση με την Ευρώπη, η Ελλάδα έχει καταφέρει να φτάσει τα 2151 MW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (ΕΛΕΤΑΕΝ), τα οποία καλύπτουν το 5,6% των ετήσιων αναγκών της σε ηλεκτρική ενέργεια (στοιχεία τέλος 2015). [5]



Σχήμα 1. 1 Η εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην Ευρώπη και παγκοσμίως [3, 4]



Σχήμα 1. 2 Η εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην Ελλάδα [5]

Παρά το μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον, η ετήσια νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ελλάδα είναι κατά μέσο όρο γύρω στα 100 με 150 MW τα τελευταία χρόνια με εξαίρεση το 2011 που εγκαταστάθηκαν περισσότερα από 300 MW.

1.4 Οριοθέτηση, στόχοι και διάρθρωση της εργασίας

1.4.1 Οριοθέτηση της εργασίας

Η διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά καθορίζεται από τους τεχνικούς περιορισμούς των τοπικών δικτύων. Συνήθως, τα νησιά χαρακτηρίζονται από καλό αιολικό δυναμικό, αλλά όταν είναι μη διασυνδεδεμένα αντιμετωπίζουν το πρόβλημα της περικοπής αιολικής ισχύος από τον διαχειριστή του συστήματος. [2]

Το ζήτημα της αύξησης της διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρικά συστήματα εισάγεται με παρόμοιο τρόπο, είτε το σύστημα είναι ένα μεγάλο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα, είτε ένα μικρότερο μη διασυνδεδεμένο. Σε κάθε περίπτωση, η

πρόκληση με στόχο τη διατήρηση της ασφάλειας του συστήματος είναι η ισορροπία της ζήτησης με την παραγόμενη ισχύ. Δηλαδή, πώς μπορεί η μεταβαλλόμενη αιολική ισχύς μαζί με άλλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος να καλύπτει αδιάκοπα τη ζήτηση.

Ιδιαίτερα τα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα, συχνά χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας και πλούσιο αιολικό δυναμικό. Η αιολική ενέργεια εμφανίζεται ως μια ιδιαίτερα ανταγωνιστική τεχνολογία σε σύγκριση με τις συμβατικές, ιδιαίτερα σε περιοχές με πλούσιο αιολικό δυναμικό. Συνεπώς, στα μη διασυνδεδεμένα συστήματα συμπληρωματικά με το ζήτημα της ασφαλούς και αδιάκοπης κάλυψης της ζήτησης, εισάγεται η προοπτική της αιολικής ενέργειας στην συμβολή της μείωσης του κόστους της παραγόμενης ενέργειας του συστήματος.

Η συνήθης ενεργειακή υποδομή σε μη-διασυνδεδεμένα νησιά, οδηγεί στον περιορισμό της συνεισφοράς των αιολικών λόγω [2]:

- της ύπαρξης των τεχνικών ελαχίστων στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων
- της μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης.

Σύμφωνα με τον πρώτο περιορισμό, η ελάχιστη φόρτιση των συμβατικών μονάδων καθορίζεται από τα τεχνικά ελάχιστα. Επιπλέον, ο τρόπος διαχείρισης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων με σκοπό τη διασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας τους, απαιτεί την ύπαρξη συμβατικών μονάδων σε κατάσταση θερμής εφεδρείας, ικανών να καλύψουν τη ζήτηση σε περίπτωση απώλειας των αιολικών, χωρίς να απαιτηθεί η ένταξη άλλης συμβατικής μονάδας.

Ο δεύτερος περιορισμός, σχετίζεται με τη μέγιστη ταχύτητα ανάληψης φορτίου των συμβατικών μονάδων, που βρίσκονται σε θερμή εφεδρεία, και εξασφαλίζει ότι σε περίπτωση απώλειας των αιολικών, οι συμβατικές μονάδες είναι ικανές να αυξήσουν την παραγωγή τους για να καλύψουν τη ζήτηση σε ικανοποιητικό χρόνο, πριν το σύστημα οδηγηθεί σε ασταθή λειτουργία και black out.

Συνήθως, τα μη διασυνδεδεμένα νησιά καλύπτουν τις ηλεκτρικές τους ανάγκες από τοπικούς σταθμούς παραγωγής με υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας, ενώ παράλληλα οι ιδιώτες ανεξάρτητοι παραγωγοί αιολικής ενέργειας βρίσκονται αντιμέτωποι με το θέμα της περικοπής αιολικής ισχύος από τον διαχειριστή του συστήματος με συνέπεια την απώλεια εσόδων, ιδιαίτερα στην περίπτωση σημαντικής διείσδυσης αιολικής ισχύος. Μεγάλη ενσωμάτωση ανεμογεννητριών, σημαίνει μεγαλύτερη συνεισφορά αιολικής ενέργειας στην κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών, ακριβό καύσιμο (συνήθως diesel) που υποκαθίσταται, αλλά και μεγαλύτερες περικοπές αιολικής ενέργειας και απώλεια εσόδων για τον επενδυτή.

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η ανάλυση των παραμέτρων που επιδρούν στην απορροφούμενη ή απορριπτόμενη αιολική ισχύ στα ελληνικά μη διασυνδεδεμένα νησιά και η διερεύνηση και ο προσδιορισμός των ορίων διείσδυσης της αιολικής και ΦΒ ισχύος στα νησιά αυτά με εφαρμογή της μεθοδολογίας της PAE και χρήση δεδομένων τυπικού ανεμολογικού έτους.

1.4.2 Στόχοι της εργασίας

Οι στόχοι της εργασίας δίνονται επιγραμματικά παρακάτω:

- Ανάλυση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ελληνικά νησιά με χρήση της μεθοδολογίας της ΡΑΕ και ανεμολογικών δεδομένων τυπικού μετεωρολογικού έτους. Εφαρμογή σε όλα τα μη διασυνδεδεμένα Ελληνικά νησιά με αιχμή ζήτησης μεγαλύτερης του 1 MW (μικρού, μεσαίου και μεγάλου μεγέθους), σύγκριση αξιολόγηση και συμπεράσματα.
- Προσδιορισμός όλων των παραμέτρων που επιδρούν στις περικοπές αιολικής ενέργειας και ανάλυση ευαισθησίας των παραμέτρων αυτών.
- Διερεύνηση και προσδιορισμός των περιθωρίων διείσδυσης της αιολικής και ΦΒ ισχύος στα ελληνικά μη διασυνδεδεμένα νησιά.

1.4.3 Διάρθρωση της εργασίας

Η εργασία αποτελείται από έξι συνολικά κεφάλαια συμπεριλαμβανομένου και του παρόντος εισαγωγικού κεφαλαίου, ενώ έχει περιληφθεί και ένα παραρτήματα.

Στο **κεφάλαιο 2** παρουσιάζονται στοιχεία του ηλεκτρικού συστήματος των ελληνικών νησιών, γίνεται μια κατηγοριοποίηση των μη διασυνδεδεμένων νησιών με βάση το μέγεθος τους (μέση αιχμή ζήτησης) και για τα 22 μεγαλύτερα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα παρουσιάζονται αναλυτικά στοιχεία από την παρούσα ενεργειακή κατάσταση που επικρατεί σ' αυτά (στοιχεία παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, στοιχεία συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και στοιχεία παρούσας διείσδυσης και συνεισφοράς σταθμών ΑΠΕ).

Στο **κεφάλαιο 3** περιγράφεται η εφαρμοζόμενη μεθοδολογία και παρουσιάζονται οι βασικές αρχές, η μαθηματική διατύπωση και τα απαραίτητα δεδομένα της μεθοδολογίας για την προσομοίωση της λειτουργίας των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων και την ανάλυση των ορίων διείσδυσης της αιολικής ενέργειας σ' αυτά. Παρουσιάζονται αναλυτικά όλα τα δεδομένα που είναι απαραίτητα για την εφαρμογή της μεθοδολογίας της ΡΑΕ και αναφέρονται οι βασικές παραδοχές που έγιναν κατά την εφαρμογή της. Τα ανεμολογικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται αναφέρονται στο τυπικό μετεωρολογικό έτος για κάθε σημείο ενδιαφέροντος και έχουν προκύψει από το χρησιμοποιούμενο μεσοκλιματικό μοντέλο πρόγνωσης καιρού του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών.

Στο **κεφάλαιο 4** γίνεται εφαρμογή της μεθόδου πιθανοτικής ανάλυσης της ΡΑΕ, αναζητούνται οι αιτίες απόρριψης της αιολικής ενέργειας από τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, διερευνώνται όλες οι παράμετροι που επιδρούν στις περικοπές αιολικής ενέργειας (διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος, γεωγραφική διασπορά αιολικών σταθμών, τεχνικοί περιορισμοί και σύνθεση συμβατικών σταθμών παραγωγής), εφαρμόζεται ανάλυση ευαισθησίας των παραμέτρων αυτών και παρουσιάζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα. Επιπλέον, παράλληλα με την πιθανοτική ανάλυση, εφαρμόζεται και η μέθοδος των χρονοσειρών και παρουσιάζεται η χρονική διακύμανση όλων των μεγεθών που ενδιαφέρουν.

Στο **κεφάλαιο 5** παρουσιάζονται τα πραγματικά στοιχεία και τα αντίστοιχα εκτιμώμενα αποτελέσματα (της εφαρμοζόμενης μεθοδολογίας) από την υφιστάμενη διείσδυση των αιολικών και ΦΒ μονάδων στα ΜΔΝ. Παρουσιάζονται τα βασικά σημεία του σκεπτικού της ΡΑΕ, μέσα από τις αντίστοιχες αποφάσεις της, για τον προσδιορισμό των περιθωρίων διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ και με βάση το σκεπτικό αυτό γίνεται διερεύνηση και προσδιορισμός των αντίστοιχων περιθωρίων διείσδυσης στα εξεταζόμενα ΜΔΝ.

Στο τελευταίο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα βασικά **συμπεράσματα** που προέκυψαν από την παρούσα διπλωματική εργασία και γίνονται ορισμένες προτάσεις για μελλοντική διερεύνηση.

Τέλος, στο **Παράρτημα** παρουσιάζονται αναλυτικά στοιχεία για την ετήσια αιχμή και ζήτηση σε όλα τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα (οι ωριαίες τιμές ζήτησης για κάθε νησί ήταν αδύνατο να συμπεριληφθούν), αναλυτικά στοιχεία για τους αυτόνομους τοπικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, πληροφορίες για τις διασυνδέσεις μεταξύ των νησιών, τιμές ορισμένων παραμέτρων για κάθε νησί και χαρακτηριστικά επιλογής ανεμογεννητριών από τεχνικά φυλλάδια της εταιρίας Vestas.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

**Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά της
Ελλάδος - Υφιστάμενη
Ενεργειακή Κατάσταση**

2.1 Εισαγωγή

Στην Ελλάδα υπάρχουν περίπου 3 χιλιάδες νησιά, νησίδες και βραχονησίδες. Από το σύνολο αυτών των νησιών μόνον τα 108 κατοικούνται. Από αυτά, μόνον τα 79 έχουν πληθυσμό πάνω από 100 κατοίκους και μόλις 51 πάνω από 1.000 κατοίκους. Τα περισσότερα ελληνικά νησιά βρίσκονται στο Αιγαίο πέλαγος, λιγότερα στο Ιόνιο και ελάχιστα στο Λιβυκό. [6, 7]



Το μέγεθος των ελληνικών νησιών ποικίλει από πολύ μικρές βραχονησίδες έως πολύ μεγάλα νησιά, όπως είναι η Κρήτη και η Εύβοια, που είναι το πέμπτο και έκτο αντίστοιχα σε μέγεθος νησί της μεσογείου. Τα ελληνικά νησιά καλύπτουν μια έκταση γύρω στο 20% της ελληνικής επικράτειας, και σε αυτά ζει σήμερα περίπου το 16% του μόνιμου ελληνικού πληθυσμού.

Η ηλεκτροδότηση στα περισσότερα από τα ελληνικά νησιά (54%) γίνεται με την βοήθεια τοπικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ή μέσω διασύνδεσης με άλλο γειτονικό νησί. Αρκετά από τα νησιά που βρίσκονται κοντά στην ηπειρωτική Ελλάδα είναι διασυνδεδεμένα με αυτήν (28%). Τέλος, υπάρχουν και κάποια μικρότερα νησιά, νησίδες ή βραχονησίδες, με ελάχιστο πληθυσμό, χωρίς τοπικό σταθμό ηλεκτροπαραγωγής ή διασύνδεση με άλλο γειτονικό νησί (19%). [2, 6, 7]

Στον Πίνακα 2.1 παρουσιάζεται μια συνοπτική εικόνα του πλήθους των κατοικημένων ελληνικών νησιών ανάλογα με την παρούσα ενεργειακή κατάσταση που επικρατεί σ' αυτά. Στον Πίνακα 2.2 παρουσιάζονται πληροφορίες σχετικά με την

τρέχουσα κατάσταση του ενεργειακού συστήματος όλων των κατοικημένων ελληνικών νησιών ανά νησιωτικό σύμπλεγμα. Η Κρήτη και τα περισσότερα νησιά των Κυκλάδων, τα Δωδεκάνησα, το Ανατολικό Αιγαίο και κάποια νησιά του Βορείου Αιγαίου δεν είναι διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική χώρα. Από την άλλη πλευρά, η Εύβοια, τα περισσότερα νησιά του Ιονίου, κάποια νησιά του Βορείου Αιγαίου, των Βόρειων Σποράδων και των Κυκλάδων και τα περισσότερα νησιά του Αργοσαρωνικού είναι διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική Ελλάδα. [2, 6, 7]

Πίνακας 2.1 Ομαδοποίηση των κατοικημένων ελληνικών νησιών σύμφωνα με το ηλεκτρικό τους σύστημα

Παρούσα ενεργειακή κατάσταση στα 108 κατοικημένα νησιά	Αριθμός νησιών	Ποσοστό
Διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική Ελλάδα	30	28%
Μη διασυνδεδεμένα αλλά με αυτόνομους τοπικούς σταθμούς ισχύος	32	31%
Διασυνδεδεμένα με άλλο νησί μέσω τοπικού δικτύου	25	23%
Χωρίς διασύνδεση ή τοπικό σταθμό ισχύος	20	19%

Πίνακας 2.2 Παρούσα κατάσταση ηλεκτρικού συστήματος των κατοικημένων ελληνικών νησιών

Σύμπλεγμα	Νησί	Παρούσα κατάσταση ηλεκτρικού συστήματος
Κρήτη	Κρήτη	Μη διασυνδεδεμένο, με τοπικούς σταθμούς
Εύβοια	Εύβοια	Διασυνδεδεμένο με την ηπειρωτική Ελλάδα
Κυκλάδες	Αμοργός, Ανάφη, Δονούσα, Κύθνος, Μήλος-Κίμωλος, Μύκονος-Δήλος, Σύρος, Σέριφος, Σίφνος, Θήρα (Σαντορίνη)-Θηρασιά, Πάρος-Νάξος-Αντίπαρος-Κουφονησία-Σχοινούσα-Ηρακλεία-Ιος-Σίκινος-Φολέγανδρος (22)	Μη διασυνδεδεμένα, με τοπικό σταθμό
	Μακρόνησος, Πολύαιγος, Κάτω Αντικέρι (3)	Μη διασυνδεδεμένα, χωρίς τοπικό σταθμό
	Ανδρος-Τήνος, Τζια (Κέα) (3)	Διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική Ελλάδα
Δωδεκάνησα	Αγαθονήσι, Αστυπάλαια, Κάρπαθος-Κάσος, Ρόδος-Χάλκη, Κως-Κάλυμνος-Ψέριμος-Γυαλί-Νίσυρος-Τήλος-Τέλενδος-Λέρος-Λειψοί, Πάτμος, Μεγίστη (Καστελλόριζο), Σύμη, Αρκοί-Μαράθι (20)	Μη διασυνδεδεμένα, με τοπικό σταθμό
	Πλάτη, Φαρμακονήσι, Καλόλιμνος, Σαρία (4)	Μη διασυνδεδεμένα, χωρίς τοπικό σταθμό
Ιόνια νησιά	Αντικύθηρα, Ερείκουσα, Οθωνοί (3)	Μη διασυνδεδεμένα, με τοπικό σταθμό
	Σκορπιός, Στροφάδες, Σαπιέντζα (3)	Μη διασυνδεδεμένα, χωρίς τοπικό σταθμό
	Ζάκυνθος, Ιθάκη, Κέρκυρα, Κεφαλονιά, Λευκάδα, Παξοί, Κύθηρα, Αντίπαξοι, Κάλαμος, Καστός, Μαθράκι, Μεγανήσι, Ελαφώνησος (13)	Διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική Ελλάδα
Βόρειες Σποράδες	Σκύρος	Μη διασυνδεδεμένο, με τοπικό σταθμό
	Κυρά Παναγιά, Περιστερά, Πιπέρι, Αλατάς (4)	Μη διασυνδεδεμένα, χωρίς τοπικό σταθμό
	Αλόνησος, Σκόπελος, Σκιάθος, Παλαιό Τρικέρι (4)	Διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική Ελλάδα
Νησιά Βορείου Αιγαίου	Άγιος Ευστράτιος, Λέσβος (Μυτιλήνη), Λήμνος (3)	Μη διασυνδεδεμένα, με τοπικό σταθμό
	Κοϊνυρα	Μη διασυνδεδεμένο, χωρίς τοπικό σταθμό
Νησιά Ανατολικού Αιγαίου	Αμμουλιανή (Άγιο Όρος), Θάσος, Σαμοθράκη (3)	Διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική Ελλάδα
	Χίος-Ψαρά-Οινούσες, Σάμος-Φούρνοι-Θύμιανα, Ικαρία (7)	Μη διασυνδεδεμένα, με τοπικό σταθμό
Νησιά Αργοσαρωνικού	Άγιος Μηνάς, Αντίψαρα, Σαμοπούλα (3)	Μη διασυνδεδεμένα, χωρίς τοπικό σταθμό
	Δοκός	Μη διασυνδεδεμένο, χωρίς τοπικό σταθμό
Λιβυκό Πέλαγος	Αγκίστρι, Αίγινα, Ύδρα, Πόρος, Σαλαμίνα, Σπέτσες (6)	Διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική Ελλάδα
	Γαύδος Χρυσή	Μη διασυνδεδεμένο, με τοπικό σταθμό Μη διασυνδεδεμένο, χωρίς τοπικό σταθμό

2.2 Μη διασυνδεδεμένα Ελληνικά νησιά

Τα περισσότερα νησιά σήμερα στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο) ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και τεχνολογικών δυσκολιών, που υφίσταντο μέχρι πρότινος, αλλά και λόγω οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου. [8]

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από τριάντα δύο (32) αυτόνομα συστήματα που απεικονίζονται στο Σχήμα 2.1. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών, βλ. Παράρτημα Α), και η Λειτουργία και Διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων).



Σχήμα 2. 1 Αυτόνομα Ηλεκτρικά Νησιωτικά Συστήματα της Ελλάδος (ΜΔΝ)

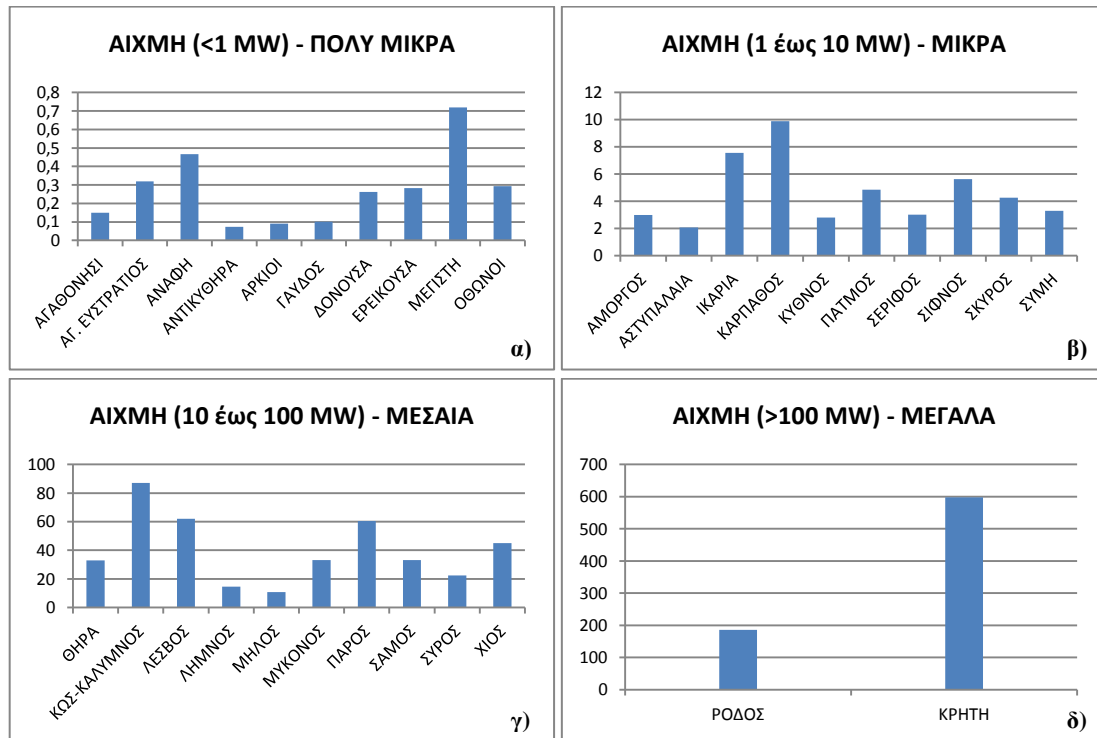
2.2.1 Κατηγοριοποίηση και στοιχεία ζήτησης των ΜΔΝ

Το μέγεθος (αιχμή ζήτησης) σε kW των τριάντα δύο (32) αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει [2, 8]:

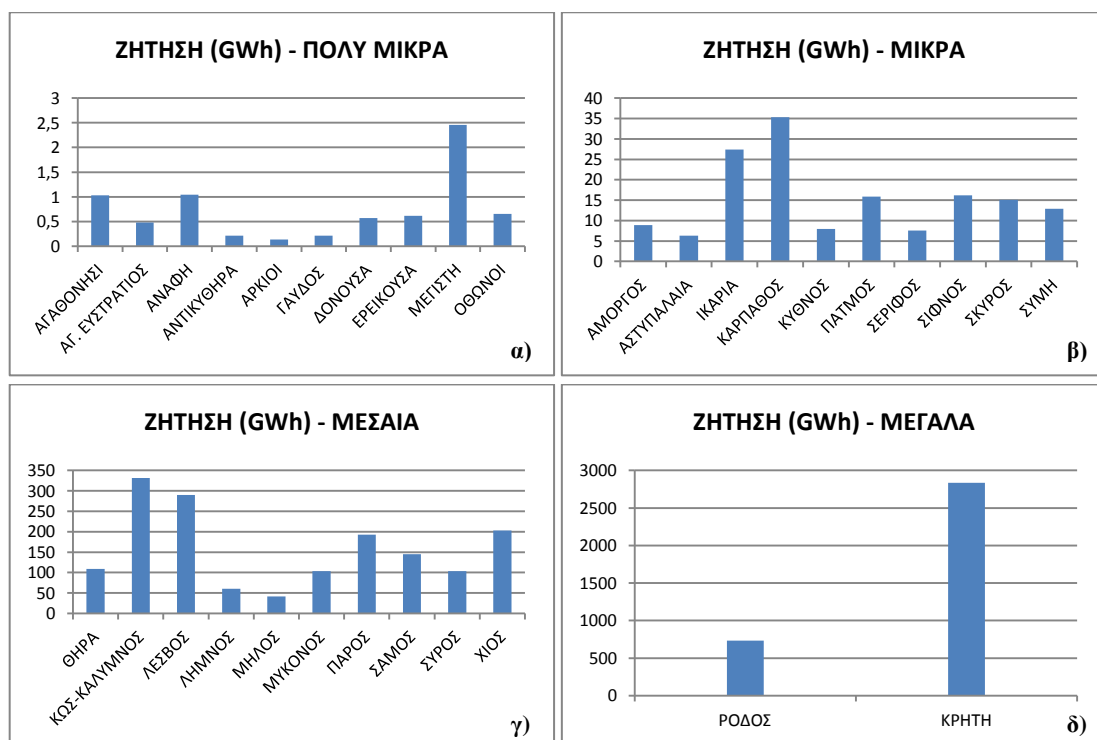
- Δέκα (10) «πολύ μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 1 MW.
- Δέκα (10) «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 1 έως 10 MW.
- Δέκα (10) «μέσου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 έως 100 MW.
- Δύο (2) «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW, δηλαδή η Κρήτη και η Ρόδος.

Αντίστοιχα η ζήτηση (κατανάλωση σε MWh) ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αρκιοί, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη).

Στο Σχήμα 2.2 και στο Σχήμα 2.3 παρουσιάζεται η κατανομή ανά νησί της αιχμής και της ζήτησης αντίστοιχα για κάθε μία από τις παραπάνω ομάδες μεγέθους των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων (μέση τιμή 11ετίας 2003-2013). [ΔΕΗ, 8, 9]

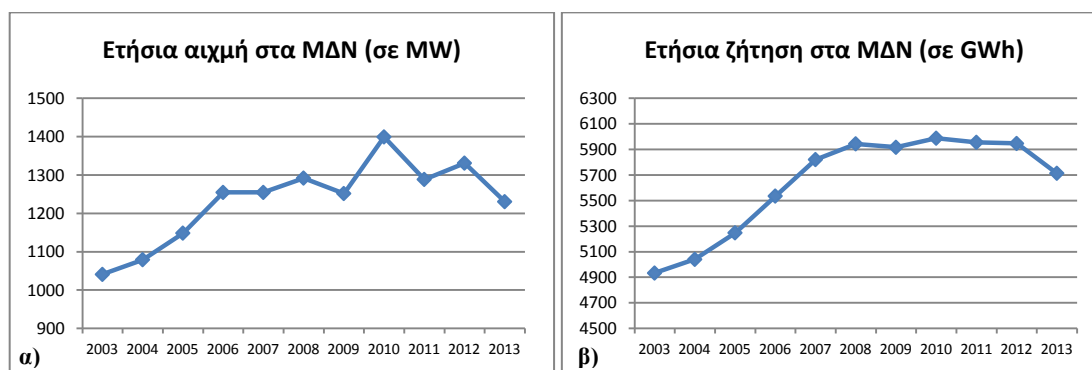


Σχήμα 2. 2 Το μέγεθος των 32 ΜΔΝ με κριτήριο την αιχμή ζήτησης (μέση τιμή 11ετίας 2003-2013)



Σχήμα 2. 3 Η ζήτηση των 32 ΜΔΝ αναλόγως του μεγέθους τους (μέση τιμή 11ετίας 2003-2013)

Στο Πίνακα Α.1 και στο Πίνακα Α.2 του Παραρτήματος Α φαίνεται το μέγεθος της αιχμής και της ζήτησης αντίστοιχα για κάθε ένα από τα 32 ΜΔΝ για το χρονικό διάστημα 2003 – 2013 (11 έτη, στοιχεία ΔΕΗ και ΡΑΕ). Επιπλέον στο Σχήμα 2.4 παρουσιάζεται η ετήσια μεταβολή του αθροίσματος κατ' έτος της αιχμής και της ζήτησης αντίστοιχα στα 32 ΜΔΝ κατά το ίδιο χρονικό διάστημα. Όπως φαίνεται τόσο η αιχμή, όσο και η ζήτηση αθροιστικά σε όλα τα ΜΔΝ παρουσίαζαν υψηλό ρυθμό αύξησης μέχρι και το 2010 ενώ από εκεί και μετά παρέμειναν σταθερές ή και μειώθηκαν (λόγω της οικονομικής κρίσης της χώρας μας).



Σχήμα 2. 4 Η διακόμανσης της ετήσιας α) αιχμής και β) ζήτησης στα ΜΔΝ για την 11ετία 2003-2013

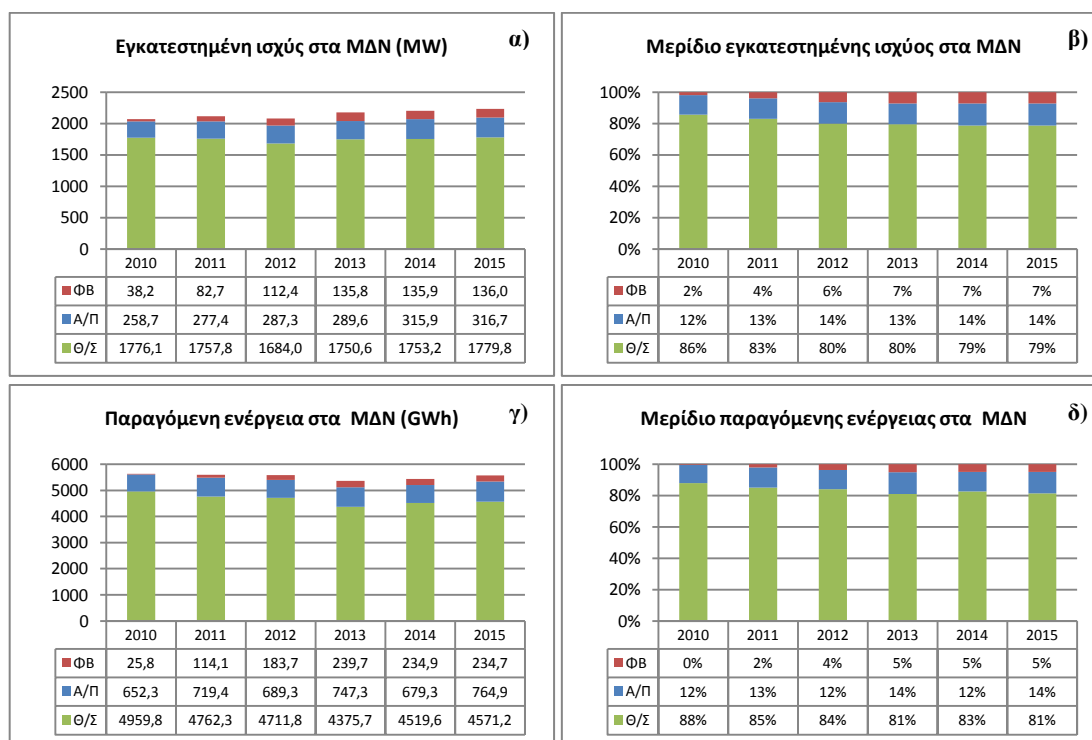
Σύμφωνα με το Σχήμα 2.4, το 2013 στο σύνολο των ΜΔΝ καταναλώθηκαν 5714 MWh, ενώ η συνολική αιχμή ζήτησης για το ίδιο έτος ήταν 1230 MW. Η μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρείται το 2010, ενώ τα τελευταία 6 χρόνια η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται λόγω της οικονομικής κρίσης. Η συνολική εγκατεστημένη συμβατική ισχύς στα ΜΔΝ το 2015 ήταν 1780 MW (Σχήμα 2.5).

Στο Σχήμα 2.5 φαίνεται (α) το απόλυτο μέγεθος και (β) το αντίστοιχο μερίδιο, της εγκατεστημένης ΦΒ, αιολικής και θερμικής (συμβατικής) ισχύος καθώς και η αντίστοιχη παραγωγή (ή κατανάλωση) ενέργειας (γ και δ), ανά ενεργειακή πηγή, σε όλα τα ελληνικά ΜΔΝ, για την εξαετία 2010-2015. [9]

Κατά την δετία 2010-2015 η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στα ΜΔΝ αυξήθηκε κατά 22,4%, από 258,7 MW το 2010 σε 316,7 MW το 2015. Αντίστοιχα, το ποσοστό της αιολικής ισχύος στην συνολικά εγκατεστημένη ισχύ στα ΜΔΝ αυξήθηκε από το 12% στο 14%. Τα αντίστοιχα μεγέθη για τα ΦΒ, αν και μικρότερα από αυτά των αιολικών σε απόλυτο μέγεθος, σχεδόν κατά το ήμισυ, εντούτοις παρουσιάζουν μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης. Έτσι, το απόλυτο μέγεθος της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος αυξήθηκε εντυπωσιακά κατά 256%, από τα 38,2 MW το 2010 στα 136 MW το 2015, ενώ το αντίστοιχο ποσοστό των ΦΒ στην συνολική εγκατεστημένη ισχύ των ΜΔΝ αυξήθηκε από το 2% στο 7%. Από την άλλη πλευρά, η εγκατεστημένη θερμική ισχύς αν και παρουσίασε αρχικά μια μείωση μέχρι το 2012, από εκεί και μετά αυξήθηκε και πάλι για να φτάσει τελικά σχεδόν στα 1780 MW το 2015, κάτι παραπάνω από το 2010. Το ποσοστό όμως της συμβατικής ισχύος επί της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος μειώθηκε από το 86% στο 79%, με την αντίστοιχη αύξηση στο ποσοστό των ΑΠΕ.

Αντίστοιχα με τα παραπάνω είναι και τα μεγέθη για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακή πηγή στα ΜΔΝ. Τόσο για τα αιολικά, αλλά κυρίως για τα ΦΒ σημειώθηκε αύξηση στην παραγόμενη από αυτά ενέργεια καθώς και στο ποσοστό της συνεισφοράς τους, στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή των ΜΔΝ κατά την

τελευταία εξαετία. Από την άλλη πλευρά, η παραγόμενη συμβατική ενέργεια σημείωσε μείωση. Αξίζει να σημειωθεί ότι η αιολική ενέργεια, λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου, που χαρακτηρίζει και την παραγωγή της, δεν ακολουθεί ανάλογη αύξηση με την εγκατεστημένη αιολική ισχύ. Έτσι, το 2010, το 11,5% (652,3 GWh) της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ (5638 GWh) καλύφθηκε από την παραγόμενη αιολική ενέργεια, το 0,5% (25,8 GWh) από ΦΒ και το υπόλοιπο 88% (4960 GWh) περίπου από συμβατική θερμική ενέργεια. Το 2015 στο ενεργειακό μίγμα έχουν αυξηθεί δυναμικά τη συμμετοχή τους τα ΦΒ, με ενεργειακή συνεισφορά 5% (235 GWh), ενώ η αιολική ενέργεια συνείσφερε κατά 14% (765 GWh) και η θερμική ενέργεια κάλυψε το 81% (4571 GWh) της συνολικής ζήτησης (5609 GWh).

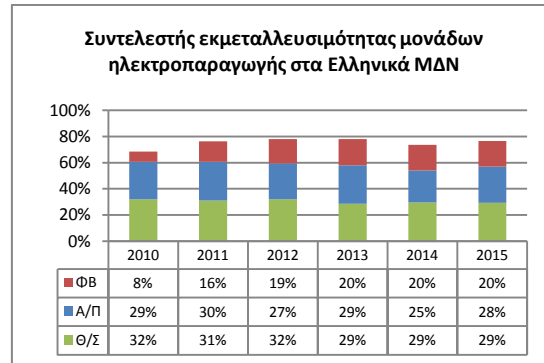


Σχήμα 2.5 Εγκατεστημένη ισχύς και παραγόμενη ενέργεια ανά ενεργειακή πηγή στα ΜΔΝ για την δεκαετία 2010-2016 (σε απόλυτο μέγεθος και σε ποσοστό)

Στο Σχήμα 2.6 φαίνεται ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των τριών ηλεκτροπαραγωγικών πηγών στα ΜΔΝ, δηλαδή των ΦΒ, των αιολικών και των θερμικών σταθμών. Η αύξηση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας στα ΦΒ είναι εντυπωσιακή, που από 8% το 2010 αυξήθηκε στο 20% την τελευταία τετραετία. Από την άλλη πλευρά, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών κυμαίνεται σταθερά μεταξύ του 25% και του 30%. Σημειώνεται ότι, σύμφωνα με την ΡΑΕ, ο ελάχιστος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών πρέπει να είναι 27,5% για να έχει νόημα και να κρίνεται οικονομικά βιώσιμη η σχετική επένδυση. Αξιοσημείωτο είναι ότι ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των θερμικών σταθμών κυμαίνεται σε πολύ χαμηλές τιμές, γύρω από το 30%, γεγονός που σχετίζεται μεταξύ άλλων και με την μεγάλη εποχιακή διακύμανση που παρουσιάζει η ζήτηση στα ΜΔΝ.

Η συνολική εγκατεστημένη θερμική ισχύς έχει σχεδιαστεί για λόγους ασφάλειας να ξεπερνά το 120% της αιχμής ζήτησης, που παρουσιάζεται συνήθως μόνο για λίγες μέρες κατά την θερινή περίοδο, ενώ την υπόλοιπη περίοδο του χρόνου η ζήτηση είναι πολύ χαμηλότερη, με αποτέλεσμα οι περισσότερες θερμικές μονάδες να μην

λειτουργούν κατά το μεγαλύτερο διάστημα του χρόνου. Πολλές δε από τις θερμικές μονάδες, ιδίως στα μικρότερα νησιά, έχουν ρόλο εφεδρικό, σε περίπτωση βλάβης ή συντήρησης κάποιων άλλων θερμικών μονάδων. Οι παραπάνω λόγοι δικαιολογούν τις αρκετά χαμηλές τιμές που παίρνει ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των τοπικών θερμικών σταθμών.



Σχήμα 2. 6 Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στα Ελληνικά ΜΔΝ

Σημείωση: Τα πολύ μικρά αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με αιχμή ζήτησης μικρότερη του 1ΜW δεν θα εξετασθούν στην συνέχεια λόγω της περιορισμένης δυνατότητας σε διείσδυση αιολικής και ΦΒ ενέργειας σε αυτά.. Το μέγεθος των Α/Γ σήμερα είναι της τάξης των 2 MW και πάνω. Άρα η εγκατάσταση έστω και μιας Α/Γ τέτοιου μεγέθους σε ένα πολύ μικρό αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα θα είχε ως αποτέλεσμα να περικόπτονται μεγάλα ποσά αιολικής ενέργειας και συνεπώς μια τέτοια επένδυση δεν θα ήταν βιώσιμη οικονομικά. Απόδειξη για αυτό αποτελεί το γεγονός ότι μέχρι και σήμερα στα 10 πολύ μικρά ΜΔΝ δεν υπάρχουν εγκατεστημένες Α/Γ αλλά ούτε και ΦΒ σταθμοί.

2.2.2 Η έννοια του συντελεστή φορτίου

Ως συντελεστής φορτίου (*Load Factor, LF*) ενός ΜΔΝ ορίζεται ο λόγος της πραγματικά παραγόμενης ετήσιας ηλεκτρικής ενέργειας (σε MWh) για την κάλυψη της ζήτησης (*Demand, D*), δια την μέγιστη θεωρητικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για την κάλυψη της αιχμής (*Peak*) εάν αυτή εμφανιζόταν επί 8760 ώρες:

$$LF = \frac{D}{Peak \cdot 8760} = \frac{\bar{P}_L}{Peak}$$

Ως μέσο ετήσιο φορτίο ζήτησης (\bar{P}_L , σε MW) ενός ΜΔΝ ορίζεται ο λόγος της συνολικής ζήτησης του ΜΔΝ σε ένα έτος (σε MWh) δια τις 8760 ώρες του έτους:

$$\bar{P}_L = \frac{D}{8760}$$

Ο συντελεστής φορτίου δείχνει πόσο «γεμάτη» είναι η ετήσια καμπύλη διάρκειας της ζήτησης σε σχέση με την αιχμή, και πόσο χρησιμοποιούνται ετησίως οι απαιτούμενες συμβατικές μονάδες.

Ο συντελεστής φορτίου στα 22 εξεταζόμενα αυτόνομα ελληνικά νησιά (Πίνακας 2.1, Σχήμα 2.7) κυμαίνεται μεταξύ 31% και 58%. Είναι επιθυμητό για ένα νησί να έχει υψηλό συντελεστή φορτίου, διότι αυτό διευκολύνει τον ενεργειακό σχεδιασμό του νησιού. Υψηλή τιμή του συντελεστή φορτίου, μπορεί να οφείλεται στην ύπαρξη

μόνιμου πληθυσμού, ή συνδυαστικά με ευρεία τουριστική περίοδο του νησιού. Χαμηλές τιμές μπορεί να συμβαίνουν σε μεσαία νησιά με έντονη τουριστική περίοδο, αλλά και σε πολύ μικρά νησιά λόγω μικρού τοπικού πληθυσμού τον υπόλοιπο -εκτός θερινής περιόδου- χρόνο. Ο συντελεστής φορτίου είναι ένα δείκτης ιδιαίτερα χρήσιμος για να γίνουν συγκρίσεις και γενικεύσεις συμπερασμάτων μεταξύ παρόμοιων νησιών.

2.2.3 Η έννοια του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας

Ως συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ή χρησιμοποίησης (*Capacity Factor, CF*) ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής (και όχι μόνο) ενέργειας ορίζεται ο λόγος της πραγματικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε κάποιο χρονικό διάστημα Δt , π.χ. ένα έτος (8760 hr), δια την μέγιστη θεωρητικά ενέργεια που θα μπορούσε να παραχθεί από το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής εάν αυτό δούλευε με την ονομαστική του ισχύ επί το αντίστοιχο χρονικό διάστημα:

$$CF = \frac{E}{E_{max}} = \frac{E}{P_R \cdot \Delta t} = \frac{\bar{P}}{P_R}$$

όπου: \bar{P} η μέση παραγόμενη ισχύς στο χρονικό διάστημα Δt και

P_R η ονομαστική ισχύς του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.

Για να γίνει κατανοητή η έννοια του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας είναι χρήσιμος ο ακόλουθος ορισμός του, που δεν είναι παρά μια παραλλαγή του ανωτέρω:

$$CF = \frac{E}{E_{max}} = \frac{P_R \cdot \Delta t_R}{P_R \cdot \Delta t} = \frac{h_R}{8760}$$

όπου: h_R οι ώρες ονομαστικής λειτουργίας του συστήματος.

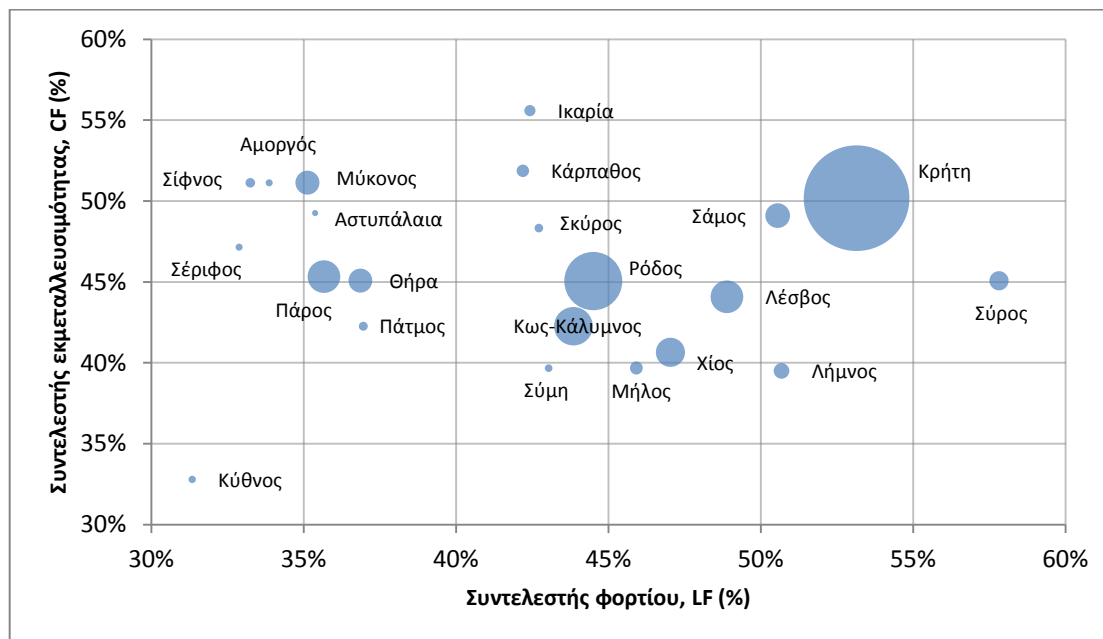
Η τελευταία σχέση προκύπτει με την λογική πως η πραγματικά παραγόμενη ενέργεια θα μπορούσε να παραχθεί από το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αν αυτό λειτουργούσε με την ονομαστική του ισχύ επί ένα χρονικό διάστημα Δt_R τέτοιο ώστε $P_R \cdot \Delta t_R = E$.

Από την τελευταία σχέση, είναι φανερό ότι, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος δείχνει το ποσοστό του χρόνου που το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής παράγει ισχύ ίση με την ονομαστική ισχύ λειτουργίας του. Δηλαδή, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας δείχνει, όπως δηλώνει και η ονομασία του, το ποσοστό εκμετάλλευσης της ονομαστικής ικανότητας ενός συστήματος (π.χ. ενός αιολικού πάρκου) για την παραγωγή ισχύος.

Είναι επιθυμητό για ένα νησί να έχει υψηλό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα υψηλό βαθμό αξιοποίησης της ονομαστικής ισχύος των αιολικών πάρκων και συνεπώς ελκυστική και οικονομικά αποδοτική επένδυση. Τα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά έχουν ετήσιο θεωρητικά διαθέσιμο (πριν τις περικοπές) συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας αιολικού δυναμικού μεταξύ των τιμών 32,8% και 55,6% (οι τιμές του θεωρητικού CF προκύπτουν με βάση την δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια, ο υπολογισμός της οποίας γίνεται λαμβάνοντας υπόψη το αιολικό δυναμικό και την καμπύλη ισχύος των Α/Γ του εκάστοτε νησιού, όπως θα αναφερθεί λεπτομερώς στο Κεφάλαιο 3).

Στο Σχήμα 2.7 επιχειρείται μια ταξινόμηση των εξεταζόμενων ΜΔΝ με βάση τον ετήσιο θεωρητικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας αιολικού δυναμικού, τον ετήσιο συντελεστή φορτίου και το μέγεθος της αιχμής τους. Με βάση αυτό το σχήμα είναι φανερό ότι δεν μπορεί να γίνει μια σαφή ταξινόμηση των νησιών με βάση το μέγεθος της αιχμής τους, διότι τόσο το ετήσιο προφίλ του ανέμου, που σχετίζεται με τον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, όσο και το ετήσιο προφίλ της ζήτησης, που σχετίζεται με τον συντελεστή φορτίου, διαφέρουν σημαντικά από νησί σε νησί ακόμη και για νησιά της ίδιας τάξης μεγέθους.

Η Κρήτη, το μεγαλύτερο σε μέγεθος μη διασυνδεδεμένο νησί, έχει αρκετά υψηλές τιμές CF και LF και είναι μια από τις καλύτερες περιπτώσεις μεταξύ των εξεταζόμενων νησιών με βάση αυτούς του συντελεστές. Η Σύρος, αν και σχετικά μικρή σε μέγεθος, παρουσιάζει την μεγαλύτερη συγκριτικά τιμή συντελεστή φορτίου, λόγω της σχετικά μικρής διακύμανσης που παρουσιάζει η ζήτηση του φορτίου στο νησί κατά την διάρκεια του έτους. Η Ικαρία παρουσιάζει τον υψηλότερο θεωρητικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας χάριν στο πολύ καλό αιολικό δυναμικό του νησιού. Αξιόλογο αιολικό δυναμικό έχουν και η Κάρπαθος, Μύκονος, Αμοργός και Σίφνος. Εντούτοις, τα τρία τελευταία νησιά παρουσιάζουν από τους χαμηλότερους συντελεστές φορτίου. Η Μύκονος και η Θήρα, νησιά παρόμοιου μεσαίου μεγέθους, παρουσιάζουν αρκετά χαμηλό συντελεστή φορτίου, λόγω της πολύ υψηλής ζήτησης κατά τους θερινούς μήνες σε σχέση με την υπόλοιπη διάρκεια του έτους. Η Κύθνος, ένα από τα μικρότερα σε μέγεθος εξεταζόμενα νησιά, είναι συγκριτικά η χειρότερη περίπτωση, αφού παρουσιάζει τις χαμηλότερες τιμές CF και LF.



Σχήμα 2.7 Κατηγοριοποίηση των εξεταζόμενων ΜΔΝ με βάση τον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας αιολικού δυναμικού, τον συντελεστή φορτίου και το μέγεθος της αιχμής τους

2.2.4 Στοιχεία συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ

Στον πίνακα 2.3, παρουσιάζονται λεπτομέρειες σχετικά με την τοπική ζήτηση (αιχμή ζήτησης, μέσο ετήσιο φορτίο και συντελεστής φορτίου) και τη δομή του συμβατικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (αριθμός μονάδων, συνολική συμβατική ικανότητα, μικρότερη και μεγαλύτερη συμβατική μονάδα, εύρος τεχνικών ελαχίστων των

συμβατικών μονάδων και τύπος καυσίμου) σε κάθε ένα από τα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά. [ΔΕΗ, 2006]

Από την αδιαστατοποίηση του μεγέθους των συμβατικών μονάδων με την αιχμή ζήτησης σε κάθε ΜΔΝ προκύπτει το Σχήμα 2.8, στο οποίο φαίνεται η σύνθεση, το ανηγμένο στην αιχμή μέγεθός και η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων, αλλά και η συνολική ικανότητα του συμβατικού συστήματος ανηγμένη στην αιχμή ζήτησης.

Πίνακας 2.3 Στοιχεία ζήτησης και συμβατικών σταθμών παραγωγής στα εξεταζόμενα ΜΔΝ

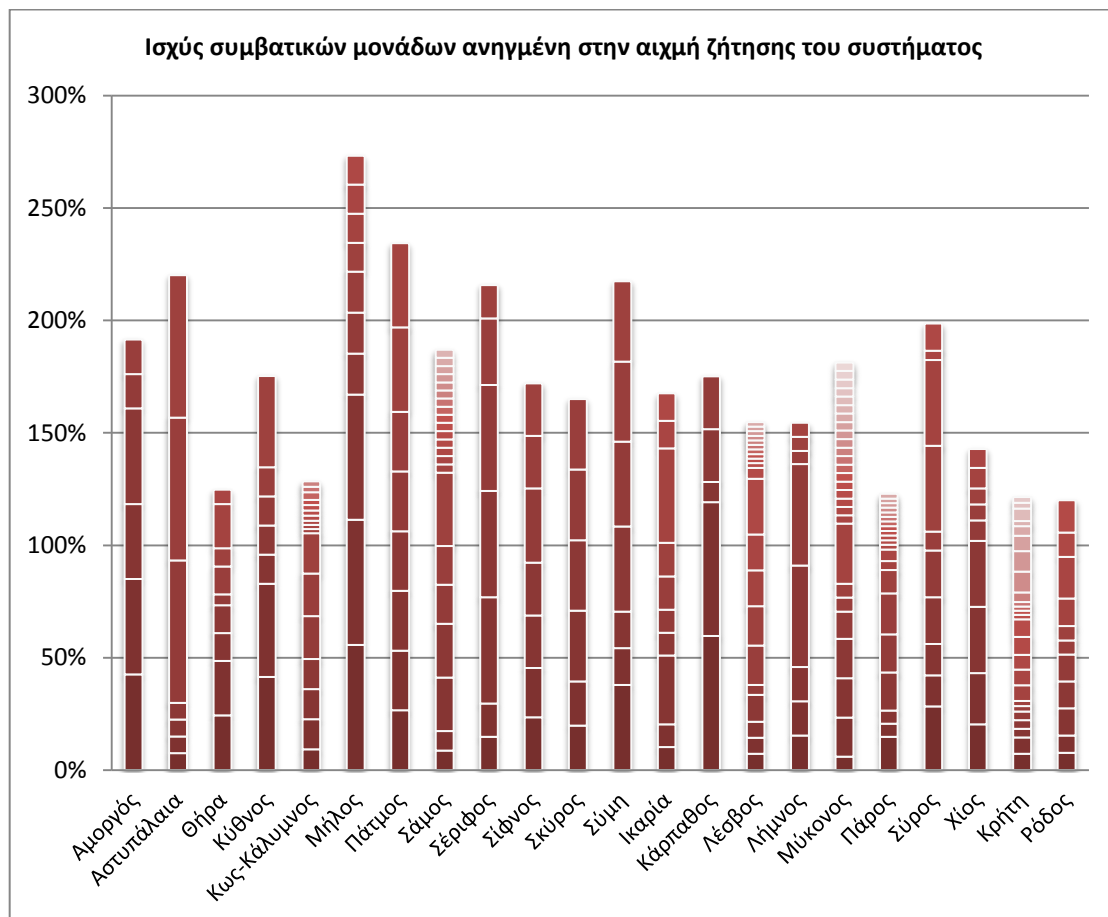
Νησί	Αιχμή (MW)	Μέσο φορτίο (MW)	LF (%)	Αριθ. μονάδων	Συμβατική ικανότητα (MW)	Μικρότερη μονάδα (MW)	Μεγαλύτερη μονάδα (MW)	Τεχνικά ελάχιστα (εύρος)	Τεχνικά ελάχιστα (μ. τ.)	Καύσιμο
Αμοργός	3,0	1,0	33,9%	6	5,745	0,460	1,275	47%-64%	52%	E.K.
Αστυπάλαια	2,0	0,7	35,4%	7	4,425	0,150	1,275	47%-69%	50%	E.K.
Θήρα	33,1	12,2	36,9%	9	41,278	1,600	8,032	50%-63%	53%	E.K. & B.K
Κύθνος	3,1	1,0	31,3%	7	5,400	0,400	1,275	47%-66%	53%	E.K
Κως-Κάλυμνος	86,7	38,0	43,9%	17	111,350	1,600	16,500	50%-75%	52%	E.K. & B.K
Μήλος	9,9	4,5	45,9%	10	27,000	1,275	5,500	47%-72%	53%	E.K. & B.K
Πάτμος	4,8	1,8	37,0%	8	11,250	1,275	1,800	47%-62%	52%	E.K.
Σάμος	34,6	17,5	50,6%	22	64,680	1,250	11,280	47%-65%	52%	E.K. & B.K
Σέριφος	2,7	0,9	32,9%	7	5,825	0,400	1,275	47%-66%	53%	E.K.
Σίφνος	5,5	1,8	33,2%	7	9,375	1,200	1,800	47%-61%	50%	E.K.
Σκόρος	4,1	1,7	42,7%	6	6,700	0,800	1,275	47%-50%	48%	E.K.
Σύμη	3,4	1,5	43,0%	7	7,325	0,550	1,275	47%-53%	49%	E.K.
Ικαρία	7,4	3,1	42,4%	10	12,364	0,750	3,104	50%-67%	58%	E.K.
Κάρπαθος	8,9	3,8	42,2%	5	15,654	0,800	5,327	50%-52%	51%	E.K.
Λέσβος	62,7	30,7	48,9%	21	97,054	1,275	15,500	40%-74%	53%	E.K. & B.K
Λήμνος	14,4	7,3	50,7%	8	22,250	0,850	6,500	50%-71%	54%	E.K. & B.K
Μύκονος	33,7	11,8	35,1%	27	61,090	1,250	9,000	40%-64%	49%	E.K.
Πάρος	61,2	21,8	35,7%	21	75,170	1,250	11,200	47%-62%	51%	E.K. & B.K
Σύρος	21,6	12,5	57,8%	10	42,900	0,900	8,250	40%-67%	51%	E.K. & B.K
Χίος	49,3	23,2	47,0%	9	70,432	3,500	14,476	40%-70%	51%	B.K.
Κρήτη	644,9	342,7	53,1%	27	823,016	12,280	59,368	8%-72%	32%	E.K. & B.K
Ρόδος	195,0	86,8	44,5%	11	234,060	12,280	36,000	13%-67%	33%	E.K. & B.K

Από την παρατήρηση του Σχήματος 2.8 προκύπτουν πολύ χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με την ευελιξία του συμβατικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε ένα από τα ΜΔΝ. Σύμφωνα με το Σχήμα 2.8, οι τοπικοί συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, της Ρόδου, της Πάρου, της Λέσβου και της Μυκόνου είναι πιο ευέλικτοι για να ρυθμίσουν τον αριθμό των συμβατικών μονάδων που εντάσσονται για την κάλυψη συγκεκριμένου φορτίου ζήτησης κατά τη διάρκεια του έτους. Από την άλλη πλευρά, τα τοπικά συστήματα της Αστυπάλαιας, της Αμοργού, της Μήλου, της Σέριφου και της Καρπάθου αποτελούνται από σχετικά μεγαλύτερες συμβατικές μονάδες με αποτέλεσμα να εντάσσουν πάντα περισσότερη συμβατική ισχύ, παρέχοντας λιγότερη ευελιξία και υψηλότερα τεχνικά ελάχιστα. Προφανώς η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής ισχύος είναι μια σημαντική και σύνθετη παράμετρος, η οποία σχετίζεται με το κόστος τους, τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους, την αξιοπιστία τους και τις αποφάσεις του διαχειριστή του συστήματος.

Τα περισσότερα από τα τοπικά αυτόνομα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής αποτελούνται από τυπικά ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο (diesel) και τεχνικά ελάχιστα στην περιοχή από 40% έως 70%. Ωστόσο, σε ορισμένες περιπτώσεις μεγαλύτερων νησιών, όπως η Κρήτη και η Ρόδος, μαζί με τις τυπικές μονάδες ντίζελ, χρησιμοποιούνται επίσης αμοστρόβιλοι με καύσιμο βαρύ μαζούτ και ευέλικτοι αεριοστρόβιλοι με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο και τεχνικά ελάχιστα 50-70% και 10-20% αντίστοιχα.

Στο Σχήμα 2.8 φαίνεται ότι η συνολική ικανότητα συμβατικής παραγωγής καλύπτει το 120% με 150% της αιχμής στα περισσότερα από τα μεγάλα αυτόνομα συστήματα (Κρήτη, Ρόδος, Κως-Κάλυμνος, Πάρος, Θήρα και Χίος) που αποτελούνται από μικρές σε μέγεθος, σε σχέση με την αιχμή τους, συμβατικές μονάδες παραγωγής. Σε μικρότερα αυτόνομα συστήματα το ανηγμένο στην αιχμή μέγεθος των συμβατικών μονάδων είναι σε πολλές περιπτώσεις σχετικά μεγαλύτερο και η συνολική συμβατική ικανότητα ξεπερνά το 150% της αιχμής στα περισσότερα ΜΔΝ και σε ορισμένες περιπτώσεις ακόμη και το 200% της αιχμής (Μήλος, Πάτος, Αστυπάλαια, Σέριφος, Σύμη).

Οι διαφορές αυτές σχετίζονται με την αξιοπιστία των συμβατικών μονάδων, τον συντελεστή φορτίου κάθε νησιού, την ηλικία των μονάδων και την ικανότητα του τοπικού τεχνικού προσωπικού συντήρησης να ασχοληθεί με τις βλάβες. Σε ορισμένες περιπτώσεις, υπάρχουν τοπικές αντιδράσεις ενάντια στην εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής συμβατικής ενέργειας (όπως π.χ. στην Λέσβο). Σε άλλες περιπτώσεις, υπάρχει μια δυσκολία να επεκταθεί ο υπάρχων συμβατικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. στην Θήρα), παρόλο που υπάρχει έλλειψη ισχύος και αύξηση της ζήτησης λόγω της ανάπτυξης του τουρισμού.



Σχήμα 2. 8 Σύνθεση, μέγεθος και σειρά ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής σε κάθε ένα από τα ΜΔΝ

Η ευελιξία του συμβατικού συστήματος παραγωγής ως προς την παρακολούθηση και κάλυψη της ζήτησης έχει σχέση τόσο με τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων που απαρτίζουν το συμβατικό σύστημα, όσο και με το ανηγμένο μέγεθος και την σειρά ένταξης τους. Στην πράξη ο διαχειριστής του συστήματος ανάλογα με

τις συμβατικές μονάδες που έχει στην διάθεσή του αποφασίζει την σειρά ένταξής τους με βάση το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί από το συμβατικό σύστημα κάθε στιγμή, λαμβάνοντας υπόψη το μέγεθος και τα τεχνικά τους ελάχιστα.

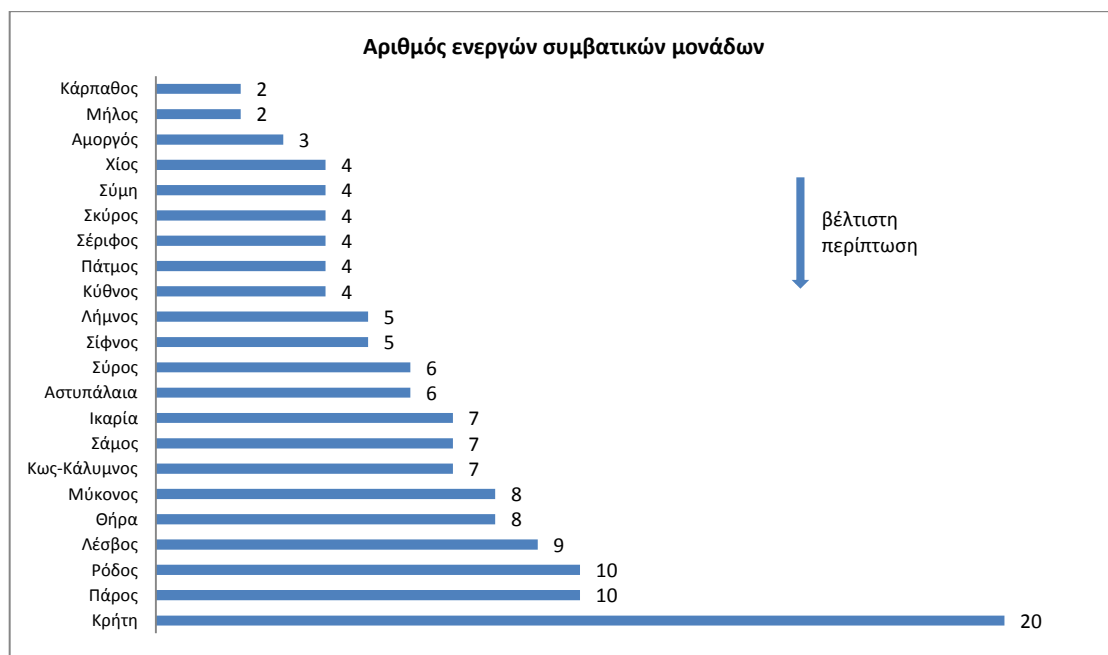
Για παράδειγμα στην Αμοργό όταν προκύψει ανάγκη κάλυψης φορτίου ίσου περίπου με το 50% της αιχμής, είναι προτιμότερο για τον διαχειριστή μετά την μεγάλη συμβατική μονάδα που εκκινεί πρώτη καλύπτοντας το 43% της αιχμής να θέσει αμέσως μετά μία από τις δύο μικρότερες διαθέσιμες μονάδες που καλύπτουν το 15% της αιχμής. Οπότε η συνολική ικανότητα των δύο αυτών μονάδων θα φτάνει το 58% της αιχμής. Τα ΤΕ των δύο αυτών μονάδων καλύπτουν το 29% της αιχμής. Οπότε το υπόλοιπο 21% που απαιτείται για την κάλυψη του υποτιθέμενου φορτίου δύναται να απορροφηθεί από τυχόν διαθέσιμη αιολική ενέργεια. Εάν αντί της μικρής μονάδας, τεθεί ως δεύτερη η δεύτερη μεγάλη μονάδα, με μέγεθος ίσο με το 43% της αιχμής, τότε η συνολική ικανότητα των δύο ενεργών μονάδων θα φτάνει στο 86% της αιχμής, την στιγμή που πρέπει να καλυφθεί μόνο το 50% αυτής. Επιπλέον λόγω του περιορισμού των ΤΕ των συμβατικών μονάδων, και οι δύο αυτές μονάδες μαζί δεν μπορούν να δουλέψουν σε φορτίο χαμηλότερο από το 40% της αιχμής. Έτσι σε περίπτωση που υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια από ΑΠΕ, π.χ. από αιολικά, τότε από αυτή θα δύναται να απορροφηθεί μόνο ένα ποσοστό της τάξης του 10% επί της αιχμής, προκειμένου να καλυφθεί η τρέχουσα ζήτηση, που υποτίθεται ίση με το 50% της αιχμής. Το τυχόν περίσσιο ποσό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας θα πρέπει να απορριφθεί από τον διαχειριστή του συστήματος, ένεκα του περιορισμού των ΤΕ των συμβατικών μονάδων που έχει άμεση σχέση και με τη σειρά ένταξής τους.

Από το παραπάνω παράδειγμα γίνεται αντιληπτό πως η επιλογή της σειράς ένταξης των συμβατικών μονάδων είναι ένα αρκετά δύσκολο πρόβλημα για τον διαχειριστή του συστήματος ο οποίος θα πρέπει να αξιολογήσει διάφορα κριτήρια προκειμένου να αποφασίσει ποια είναι κάθε φορά η καταλληλότερη σειρά ένταξης. Μερικά από τα σημαντικότερα κριτήρια είναι: η διαθεσιμότητα των συμβατικών μονάδων, η αναμενόμενη διακύμανση της μηνιαίας, εβδομαδιαίας ή ημερήσιας ζήτησης ανάλογα με την εποχή, η διαθέσιμη ή εκτιμώμενη παραγόμενη αιολική και ΦΒ ενέργεια και η διακύμανσή τους, κ.α.

Σημείωση: Στην ανάλυση που γίνεται στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής εργασίας γίνεται η θεώρηση ότι η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων είναι δεδομένη από τον διαχειριστή του συστήματος και δεν δύναται να αλλάξει κατά την διάρκεια του έτους. Η προβλεπόμενη σύνθεση και η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων που λαμβάνεται υπόψη κατά την προσομοίωση είναι αυτή που φαίνεται στο Σχήμα 2.8 αλλά και στον Πίνακα Α.3 του Παραρτήματος Α. Με βάση αυτή την θεώρηση όσες μονάδες εντάσσονται κατά σειρά μετά το 100% της αιχμής δεν παίρνουν μέρος στην παραγωγή συμβατικής ενέργειας και συνεπώς θεωρούνται ως μη ενεργές καθώς δεν λαμβάνονται υπόψη από το υπολογιστικό εργαλείο. Συνεπώς οι μονάδες που λαμβάνουν μέρος στην παραγωγή συμβατικής ενέργειας είναι όσες μονάδες βρίσκονται πρώτες στην δεδομένη σειρά ένταξης και αρκούν για να καλύψουν στο 100% την αιχμή ζήτησης.

Στα ακόλουθα σχήματα παρουσιάζονται στοιχεία μόνο για τις «ενεργές» συμβατικές μονάδες, δηλαδή για όσες μονάδες συμμετέχουν στην παραγωγή συμβατικής ενέργειας, που όπως αναφέρθηκε παραπάνω, είναι οι μονάδες αυτές που βρίσκονται πρώτες στην δεδομένη σειρά ένταξης και έχουν την δυνατότητα να καλύψουν στο 100% την αιχμή ζήτησης.

Στο Σχήμα 2.9 και στο Σχήμα 2.10 φαίνεται αντίστοιχα ο αριθμός των ενεργών συμβατικών μονάδων και το ανηγμένο στην αιχμή μέσο μέγεθος τους σε κάθε ΜΑΝ. Από την προσεκτική παρατήρηση των δύο αυτών σχημάτων φαίνεται ότι στην πλειοψηφία των περιπτώσεων το μέγεθος των νησιών είναι ανάλογο με τον αριθμό των συμβατικών μονάδων και αντιστρόφως ανάλογο του μέσου μεγέθους αυτών. Η παρατήρηση αυτή ισχύει στα περισσότερα νησιά με εξαίρεση την Χίο, όπου έχουμε σχετικά λίγες ενεργές συμβατικές μονάδες μεγάλου μεγέθους σε σχέση με το μέγεθος του νησιού, αλλά και την Μύκονο και Θήρα, όπου έχουμε πολλές ενεργές συμβατικές μονάδες σχετικά μικρού μεγέθους σε σχέση με το μέγεθος των δύο αυτό νησιών.

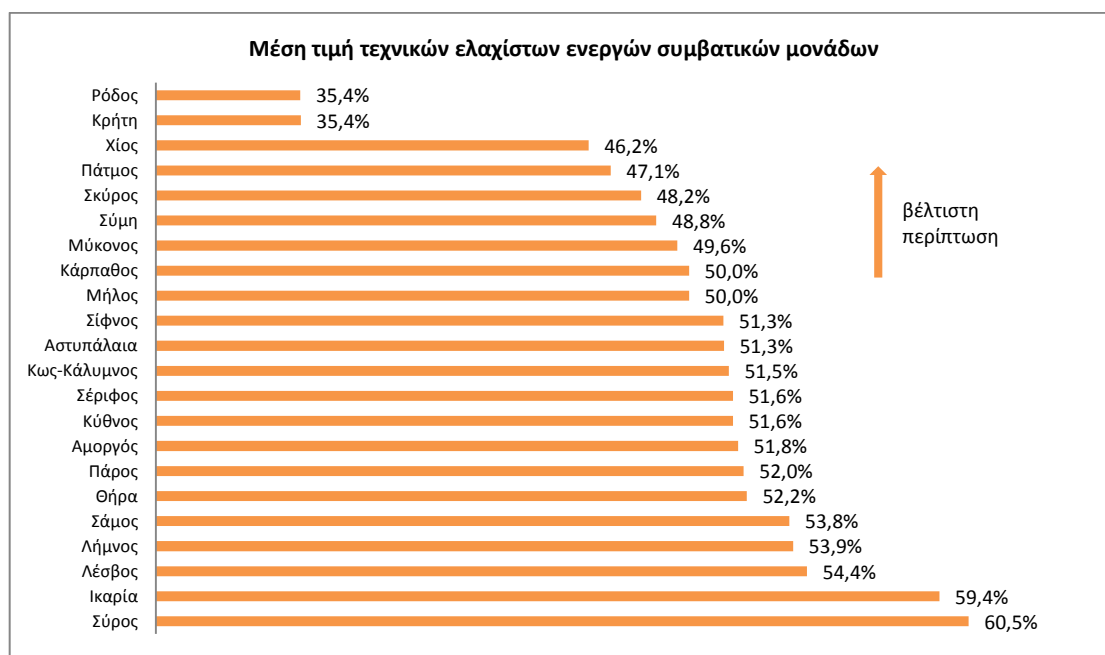


Σχήμα 2. 9 Αριθμός ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΑΝ

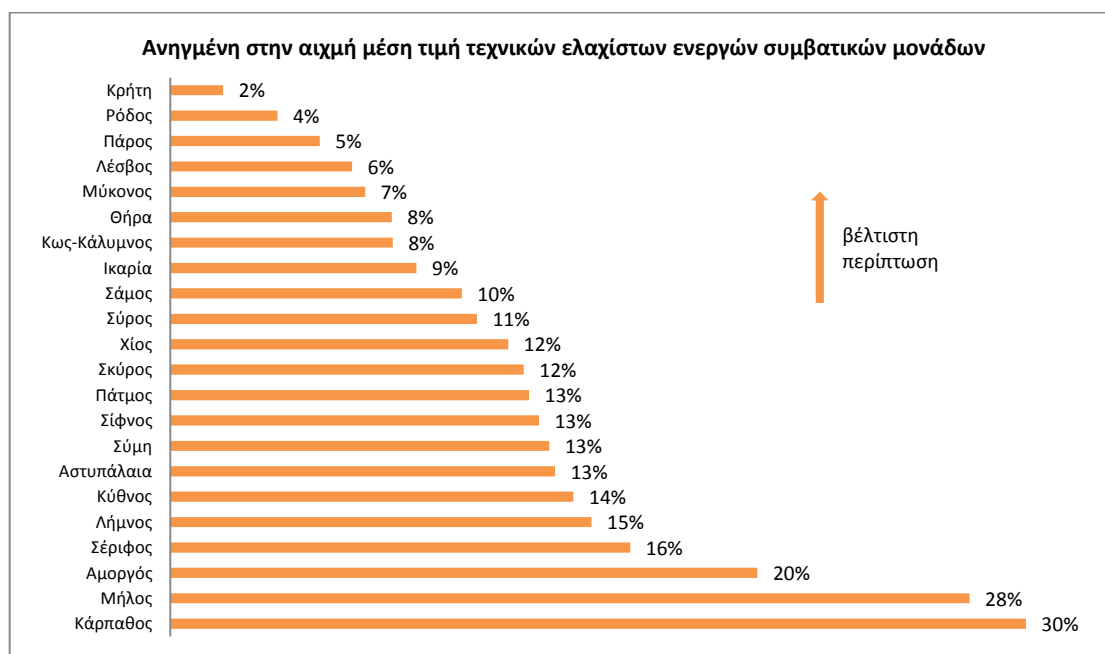


Σχήμα 2. 10 Ανηγμένο στην αιχμή μέσο μέγεθος των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΑΝ

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, πολλές στον αριθμό συμβατικές μονάδες σχετικά μικρού μεγέθους ως προς την αιχμή του νησιού δίνουν στον διαχειριστή του αυτόνομου συστήματος το πλεονέκτημα της καλύτερης παρακολούθησης και κάλυψης των διακυμάνσεων της ζήτησης με τρόπο ώστε να εξασφαλίζεται παράλληλα μεγαλύτερη απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ. Συνεπώς μέσω των Σχημάτων 2.9 και 2.10 μπορεί να γίνει σύγκριση μεταξύ των ΜΔΝ ως προς τα χαρακτηριστικά και την δυνατότητα του συμβατικού τους συστήματος στην παρακολούθηση της ζήτησης αλλά και την ικανότητα του τοπικού δικτύου στην απορρόφηση αιολικής ενέργειας. Το βέλος στα εν λόγω σχήματα δείχνει προς την πλευρά της ευνοϊκότερης περίπτωσης ως προς την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας.

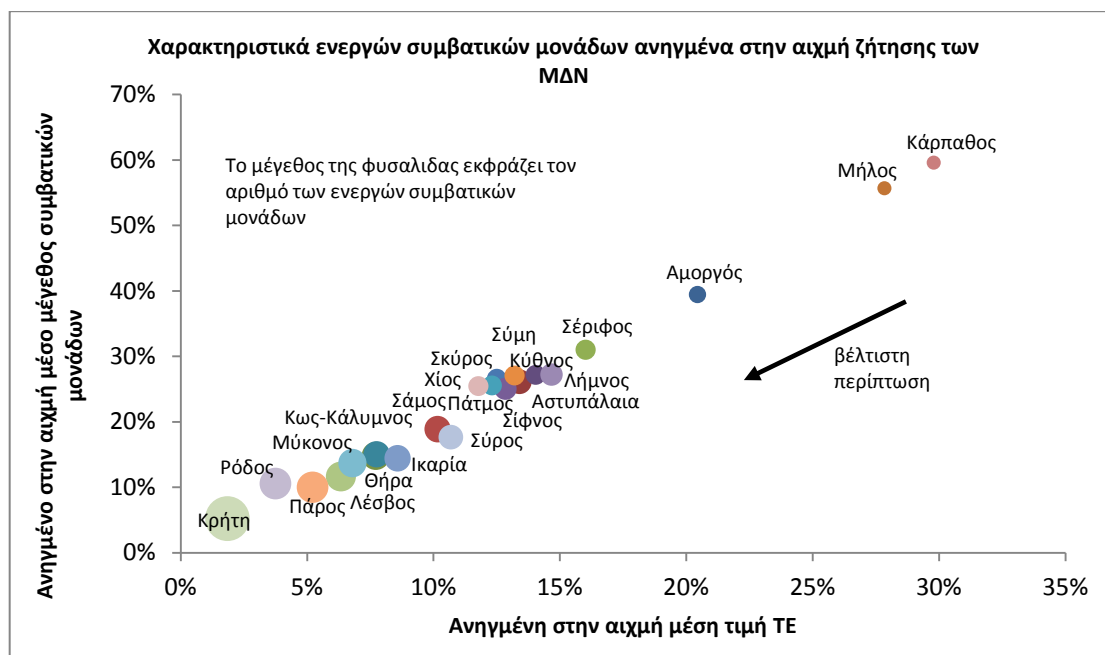


Σχήμα 2. 11 Μέση τιμή τεχνικών ελαχίστων των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ



Σχήμα 2. 12 Ανηγγεμένη στην αιχμή μέση τιμή ΤΕ των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ

Στο Σχήμα 2.11 και στο Σχήμα 2.12 φαίνεται αντίστοιχα η μέση τιμή των ΤΕ και η ανηγμένη στην αιχμή μέση τιμή των ΤΕ των ενεργών συμβατικών μονάδων. Τα εν λόγω σχήματα παρέχουν μια σύγκριση μεταξύ των ΜΔΝ για το μέσο μέγεθος των ΤΕ των ενεργών συμβατικών μονάδων αλλά και το αδιάστατο μέσο μέγεθος των ΤΕ ως προς την αιχμή ζήτησης. Είναι χρήσιμα για την σύγκριση μεταξύ των ΜΔΝ ως προς την ικανότητα του δικτύου στην απορρόφηση αιολικής ενέργειας, η οποία μειώνεται σημαντικά με την αύξηση των ΤΕ των συμβατικών μονάδων. Το βέλος στα εν λόγω σχήματα δείχνει προς την πλευρά της ευνοϊκότερης περίπτωσης ως προς την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας.



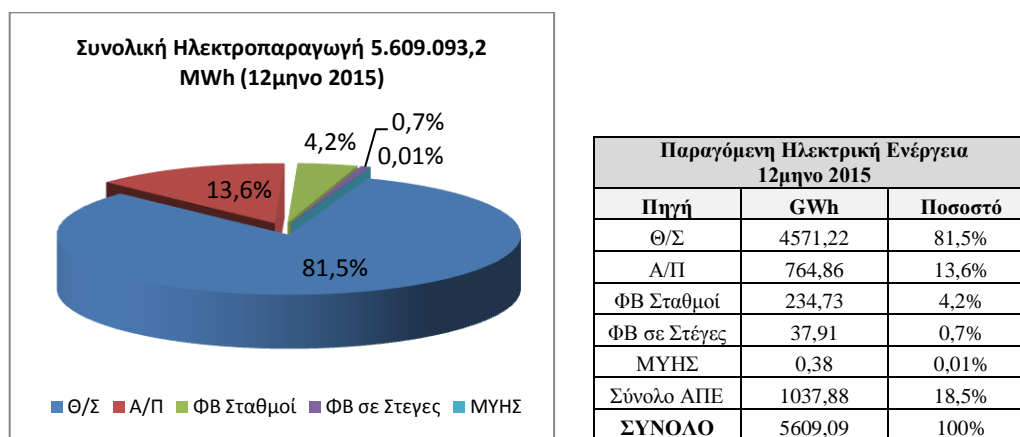
Σχήμα 2. 13 Ανηγμένα στην αιχμή ζήτησης μέσο μέγεθος και μέση τιμή ΤΕ των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ

Τέλος, στο Σχήμα 2.13 φαίνονται τα κύρια χαρακτηριστικά των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΔΝ. Τα χαρακτηριστικά αυτά δεν είναι άλλα από το μέσο μέγεθος των ενεργών συμβατικών μονάδων και την μέση τιμή των τεχνικών ελαχίστων τους. Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η απορρόφηση της αιολικής ενέργειας από το αυτόνομο δίκτυο ευνοείται στα ΜΔΝ που διαθέτουν πολλές συμβατικές μονάδες, σχετικά μικρού μεγέθους ως προς την αιχμή τους και με χαμηλά τεχνικά ελάχιστα. Το βέλος στο Σχήμα 2.10 δείχνει προς την πλευρά της ευνοϊκότερης περίπτωσης ως προς την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το αυτόνομο νησιωτικό δίκτυο.

2.2.5 Στοιχεία υφιστάμενης ανάπτυξης αιολικών και ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ

Οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ στα ελληνικά ΜΔΝ διακρίνονται σε Α/Π, ΦΒ σταθμούς, ΦΒ Ειδικού Προγράμματος (σε στέγες) και ένα ΜΥΗΣ στην Κρήτη. Τον Ιανουάριο του 2016 στα ελληνικά ΜΔΝ ήταν εγκατεστημένα 98 Α/Π συνολικής ισχύος 322,69 MW, 1758 ΦΒ σταθμοί συνολικής ισχύος 135,98 MW, 1 ΜΥΗΣ ισχύος 0,3 MW και ΦΒ σε στέγες συνολικής ισχύος 23,48 MW (εν λειτουργία). [9]

Το δωδεκάμηνο του 2015 η συνολικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Θερμικούς Σταθμούς (Θ/Σ) και ΑΠΕ στο σύνολο των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιών ανήλθε σε περίπου 5.609 GWh, εκ των οποίων το 81,5% παράχθηκε από Θ/Σ και το υπόλοιπο 18,5% από ΑΠΕ (Σχήμα 2.14). Από το ποσοστό των ΑΠΕ, το 73,7% προήλθε από Α/Π, το 22,6% από ΦΒ σταθμούς και το 3,7% από ΦΒ του Ειδικού Προγράμματος (ΦΒ σε στέγες, ισχύος ≤ 10 kW). Στο Σχήμα 2.14 παρουσιάζεται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακή πηγή, για το 12μηνο του έτους 2015, στο σύνολο των μη διασυνδεδεμένων νησιών. [9]



Σχήμα 2.14 Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά ενεργειακή πηγή στα ΜΑΝ το έτος 2015

Ειδικότερα, η εγκατεστημένη ισχύς Α/Π και ΦΒ Σταθμών ανά νησί καθώς και η αντίστοιχη παραγωγή ενέργειας για το έτος 2015 φαίνονται στον Πίνακα 2.4 [9]. Στον ίδιο πίνακα παρουσιάζεται και ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού και ΦΒ δυναμικού αντίστοιχα. Συμπληρωματικά, στο Σχήμα 2.15 φαίνεται πως μοιράζονται ποσοστιαία οι εγκαταστάσεις Α/Π και ΦΒ σταθμών ανά ΜΑΝ και στο Σχήμα 2.16 φαίνεται η αντίστοιχη παραγωγή ενέργειας.

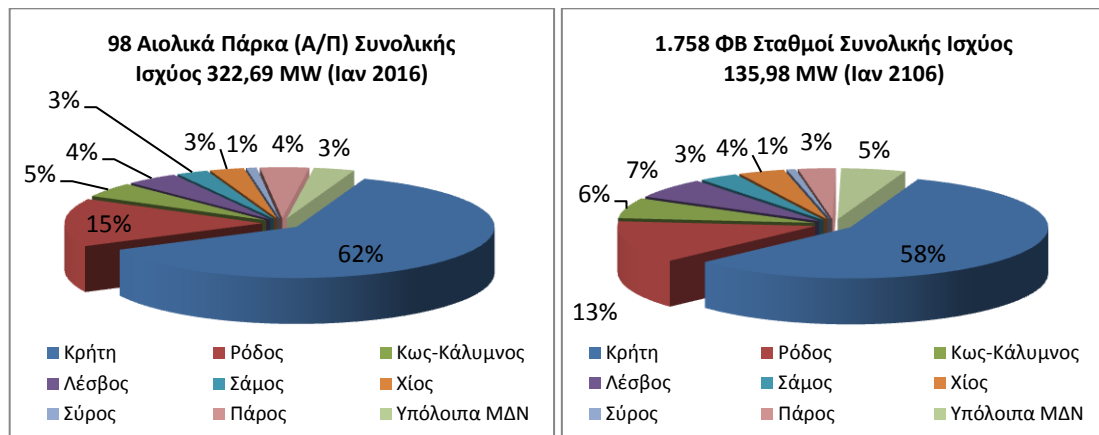
Πίνακας 2.4 Εγκατεστημένη Ισχύς (Ιαν. 2016) και Παραγόμενη Ενέργεια (12μηνο 2015) από ΑΠΕ στα ΜΑΝ

Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΑΝ	Α/Π			ΦΒ ¹			Σύνολο ΑΠΕ	
	MW	MWh	CF	MW	MWh	CF	MW	MWh
Κρήτη	200,31	501674,3	28,6%	78,29	137713,4	20,1%	278,90 ²	639387,7
Ρόδος	49,15	97348,92	22,6%	18,16	31664,93	19,9%	67,31	129013,9
Κως-Κάλυμνος	15,2	31989,72	24,0%	8,78	15331,84	19,9%	23,98	47321,56
Λέσβος	13,95	32933,64	27,0%	8,84	14879,81	19,2%	22,79	47813,45
Σάμος	8,38	21124,49	28,8%	4,37	7195,44	18,8%	12,75	28319,93
Χίος	9,08	17254,33	21,7%	5,17	8468,46	18,7%	14,25	25722,79
Σύρος	2,84	4806,87	19,3%	0,99	1651,94	19,0%	3,83	6458,81
Πάρος	12,96	35023,84	30,8%	4,21	6829,53	18,5%	17,17	41853,37
Αμοργός	0	0		0,29	456,64	18,0%	0,29	456,64
Αστυπάλαια	0	0		0,32	540,28	19,3%	0,32	540,28
Θήρα	0	0		0,25	431,76	19,7%	0,25	431,76
Ικαρία	0,99	2334,05	26,9%	0,4	673,82	19,2%	1,39	3007,87
Κάρπαθος	1,23	2697,89	25,0%	1,16	1968,5	19,4%	2,39	4666,39
Κύθνος	0,67	0	0,0%	0,24	403,4	19,2%	0,91	403,4
Λήμνος	2,88	3862,68	15,3%	1,89	3002,36	18,1%	4,77	6865,04
Μήλος	2,65	7897,68	34,0%	0,62	1006,86	18,5%	3,27	8904,54
Μύκονος	1,2	3929,91	37,4%	1,04	1065,87	11,7%	2,24	4995,78
Πάτμος	1,2	1977,48	18,8%	0,15	248,87	18,9%	1,35	2226,35
Σέριφος	0	0		0,1	134,35	15,3%	0,10	134,35
Σίφνος	0	0		0,2	344,65	19,7%	0,20	344,65
Σκύρος	0	0		0,32	444,67	15,9%	0,32	444,67
Σύμη	0	0		0,19	278,8	16,2%	0,19	278,8
ΣΥΝΟΛΟ	322,69	764855,8	27,1%	135,98	234736,2	19,7%	458,97	999592,0

¹ Στα ΦΒ δεν συμπεριλαμβάνονται η εγκατεστημένη ισχύς και η ενέργεια των ΦΒ Ειδικού Προγράμματος (ΦΒ σε Στέγες)

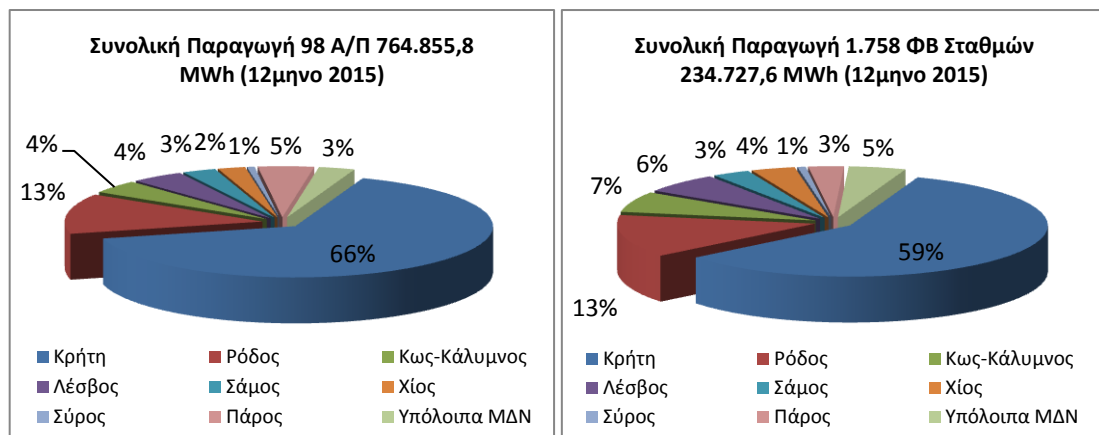
² Περιλαμβάνεται ένας ΜΥΗΣ 0,3 MW

Το 62% των εγκατεστημένων Α/Π βρίσκεται στην Κρήτη και το 15% στην Ρόδο. Το ποσοστό των ΦΒ σταθμών που είναι εγκατεστημένα στα δύο αυτά νησιά είναι 58% και 13% αντίστοιχα (Σχήμα 2.15). [9]



Σχήμα 2. 15 Εγκατεστημένη ισχύς Α/Π και ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ

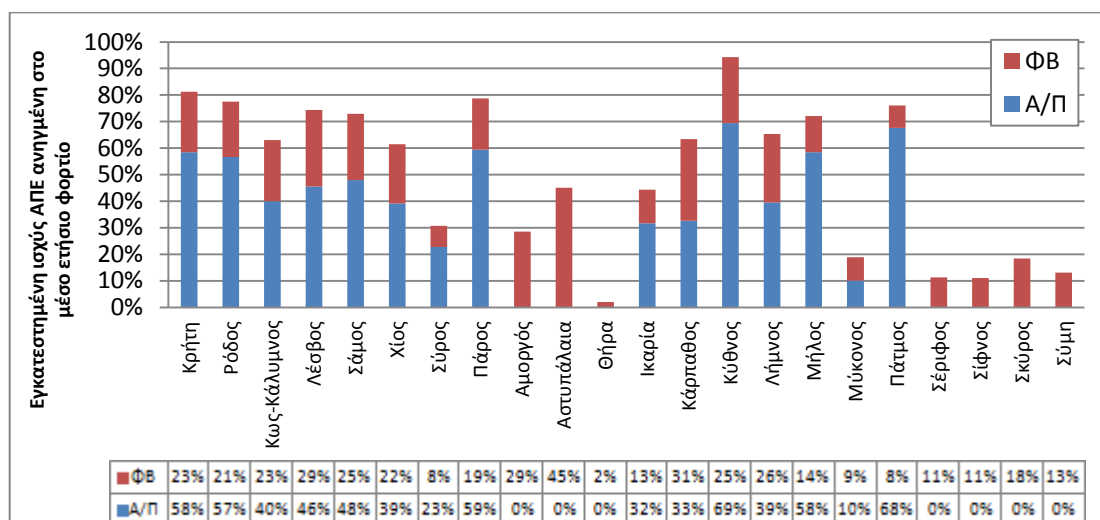
Το 2015, η συνολικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α/Π στα μη διασυνδεδεμένα νησιά ήταν 764.855,8 MWh, τα 2/3 εκ των οποίων παράχθηκαν στην Κρήτη. Η αντίστοιχη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΒ στα ΜΔΝ κατά το ίδιο έτος ανήλθε σε 234.736,2 MWh, το 59% από τις οποίες παράχθηκε στην Κρήτη. Στην πρώτη οκτάδα των ΜΔΝ, από πλευράς παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Π και ΦΒ σταθμούς, βρίσκονται τα νησιά: Κρήτη, Ρόδος, Κως-Κάλυμνος, Λέσβος, Σάμος, Χίος, Σύρος και Πάρος (Σχήμα 2.16). Στα υπόλοιπα 14 ΜΔΝ, με διαθέσιμες εγκαταστάσεις Α/Π και ΦΒ σταθμών, παράχθηκε κατά το 2015 μόλις το 3% της παραγόμενης αιολικής ενέργειας και το 5% αντίστοιχα της φωτοβολταϊκής. [9]



Σχήμα 2. 16 Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Α/Π και ΦΒ σταθμούς το 12μηνο 2015 στα ΜΔΝ

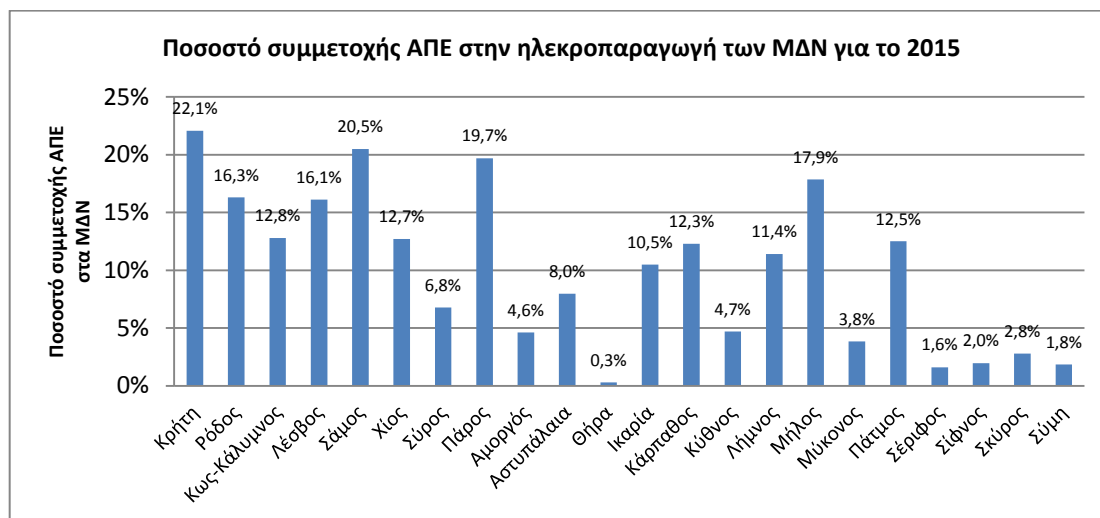
Στο Σχήμα 2.17 παρουσιάζεται η παρούσα εικόνα της εγκατεστημένης αιολικής και φωτοβολταϊκής ισχύος στα ελληνικά μη διασυνδεδεμένα νησιά, ανηγμένη στο μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού. Η περισσότερη αδιάστατη ικανότητα ισχύος είναι εγκατεστημένη στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα της Κύθνου, της Κρήτης, της Ρόδου και της Πάρου. Το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα περισσότερα μη διασυνδεδεμένα νησιά ανήκει σε Α/Π, με εξαίρεση επτά νησιά που διαθέτουν μόνο ΦΒ σταθμούς (Αστυπάλαια, Αμοργός, Σέριφος, Σίφνος, Σκύρος, Σύμη και Θήρα). Η Θήρα αποτελεί ιδιαίτερη περίπτωση νησιού με πολύ χαμηλή διαθεσιμότητα έκτασης για εγκαταστάσεις ΑΠΕ.

Η αδιάστατη ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς στα ΜΔΝ κυμαίνεται μεταξύ του 8% και 45%, ενώ η αντίστοιχη αιολική ισχύς κυμαίνεται μεταξύ του 0% και 69%.



Σχήμα 2. 17 Εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύς στα ΜΔΝ ανηγμένη στο μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού

Σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ [9], η ετήσια συνολική συμμετοχή των ΑΠΕ (Α/Π, ΦΒ σταθμοί και ΦΒ ειδικού προγράμματος, ΜΥΗΣ Κρήτης) στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΔΝ κατά το έτος 2015 ήταν περίπου 18%. Τα μεγαλύτερα ποσοστά συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή εμφανίστηκαν στην Κρήτη, την Σάμο, την Πάρο και την Μήλο, ενώ τα μικρότερα στην Σίφνο, την Σύμη, την Σέριφο και την Θήρα (Σχήμα 2.18).



Σχήμα 2. 18 Ποσοστό ενεργειακής συνεισφοράς ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή των ΜΔΝ για το έτος 2015

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Μεθοδολογική Προσέγγιση

3.1 Μεθοδολογία

Από την άνοιξη του 2003, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) έχει προτείνει μια μεθοδολογία υπολογισμού του ορίου διείσδυσης αιολικής ενέργειας σε αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα με χρήση πιθανοτικής ανάλυσης και με βάση την εφαρμογή της, προκηρύσσει τα νέα περιθώρια αιολικής ισχύος προς εγκατάσταση σε αυτόνομα ελληνικά νησιά. [2, 11]

Η προτεινόμενη μεθοδολογία της ΡΑΕ, αφορά στην εκτίμηση της ετήσιας αιολικής ενέργειας που μπορεί να απορροφηθεί από ένα αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Η μεθοδολογία αναφέρεται στη “μόνιμη κατάσταση λειτουργίας” του συστήματος, η οποία είναι καθοριστική για το όριο διείσδυσης. Λαμβάνει υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της ζήτησης του νησιού, τη σύνθεση και τη λειτουργία των τοπικών συμβατικών σταθμών παραγωγής, τους τεχνικούς περιορισμούς για την ομαλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος, καθώς και τα ανεμολογικά δεδομένα του νησιού.

Η μεθοδολογία αυτή έχει ως κύριους στόχους:

- Την εκτίμηση της αιολικής ενέργειας που μπορεί να απορροφήσει ετησίως ένα δεδομένο αυτόνομο σύστημα που αποτελείται από συμβατικούς και αιολικούς σταθμούς συγκεκριμένης εγκατεστημένης ισχύος.
- Τον προσδιορισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής ισχύος που επιτρέπεται να συνδεθεί στο σύστημα (μέγιστη «διείσδυση»), χωρίς να μειώνεται η ασφάλεια λειτουργίας του ή να προκαλούνται ανεπίτρεπτες διαταραχές κατά τη λειτουργία του.

Η ανωτέρω μεθοδολογία της ΡΑΕ τροποποιήθηκε και προσαρμόστηκε κατάλληλα στον σκοπό της παρούσας διπλωματικής, μεταξύ άλλων, κυρίως με την προσθήκη φωτοβολταϊκών και αιολικών δεδομένων. Στην συνέχεια περιγράφονται αναλυτικότερα οι βασικές αρχές, τα δεδομένα και η μαθηματική διατύπωση της εφαρμοζόμενης μεθοδολογίας.

3.1.1 Βασικές αρχές μεθοδολογίας

Η μεθοδολογία αναφέρεται σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία ηλεκτροδοτούνται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι περιλαμβάνουν μονάδες ελεγχόμενου ρυθμού παραγωγής (συνήθως πετρελαϊκές μονάδες ντίτζελ ή μαζούτ).

Προϋπόθεση όμως για την εφαρμογή της μεθοδολογίας είναι η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής να διέπεται από κεντρικό προγραμματισμό, από τον οποίο θα προκύπτει η σειρά ένταξής τους στο σύστημα καθώς και οι όροι και οι προϋποθέσεις λειτουργίας τους, τις οποίες καθορίζει ο διαχειριστής του δικτύου.

Οι βασικές αρχές και παραδοχές που ακολουθούνται είναι οι εξής:

- Βασική αρχή της μεθοδολογίας είναι η εξασφάλιση της ορθής λειτουργίας του συστήματος και η παροχή ικανοποιητικής ποιότητας ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, με επιδίωξη τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ανανεώσιμης ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού, όπως ορίζει ο Ν.2773/99 και η Κοινοτική Οδηγία 2001/77.
- Η μεθοδολογία περιορίζεται στην εξέταση του θέματος μόνο από τεχνικής πλευράς και δεν λαμβάνει υπόψη την οικονομικότητα της λειτουργίας του συστήματος.
- Λαμβάνονται υπόψη τα χαρακτηριστικά του σταθμού συμβατικής παραγωγής καθώς και τα χαρακτηριστικά του φορτίου μέσω της ετήσιας καμπύλης διάρκειας.
- Θεωρείται ότι η συνολικά παραγόμενη αιολική ισχύς μπορεί να ελέγχεται, έτσι ώστε να μπορεί να μειωθεί αν αυτό απαιτηθεί από το σύστημα. Χρησιμοποιείται ενιαία καμπύλη ισχύος για όλα τα αιολικά πάρκα του νησιού.
- Οι ανεμολογικές συνθήκες ενός νησιού λαμβάνονται υπόψη μέσω της ετήσιας χρονοσειράς ή της αντίστοιχης καμπύλης διάρκειας της έντασης του ανέμου.
- Θεωρείται ότι η παραγόμενη ΦΒ ισχύς που είναι μικρότερη ή ίση της ζήτησης απορροφάται από το αυτόνομο δίκτυο με προτεραιότητα έναντι της αιολικής (και συμβατικής) ισχύος. Χρησιμοποιείται ενιαία ωριαία ανηγμένη χρονοσειρά ΦΒ παραγωγής (Wh/kWp) για όλους τους ΦΒ σταθμούς του νησιού.
- Λαμβάνονται υπόψη τα χαρακτηριστικά των ΦΒ σταθμών μέσω της ετήσιας χρονοσειράς ή της αντίστοιχης καμπύλης διάρκειας της παραγόμενης ΦΒ ισχύος.
- Ακολουθείται η βασική αρχή ότι οι συμβατικές μονάδες δεν θα πρέπει να φορτίζονται κάτω από τα τεχνικά ελάχιστα όρια φορτίσεώς τους. Τα τεχνικά ελάχιστα της πλειοψηφίας των πετρελαϊκών μονάδων που λειτουργούν σήμερα στα νησιά με μαζούτ είναι μεταξύ 40 και 50% της ονομαστικής ισχύος. Για μονάδες ελαφρού πετρελαίου τα όρια είναι συνήθως χαμηλότερα.
- Για να εξασφαλίζεται πλήρως η κάλυψη του φορτίου σε περίπτωση μερικής ή και ολικής απώλειας της αιολικής παραγωγής προβλέπεται, κατά τον καθορισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης διείσδυσης, ότι ανά πάσα στιγμή θα βρίσκονται ενταγμένες οι ελάχιστες απαιτούμενες πετρελαϊκές μονάδες συμβατικής παραγωγής των σταθμών, οι οποίες μπορούν να καλύψουν πλήρως το φορτίο και χωρίς την αιολική ισχύ (εφεδρεία 100%).
- Επιπλέον, τίθεται όριο για τη στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος (δ), δεδομένου ότι οι διακυμάνσεις της παραγόμενης ισχύος από τους αιολικούς σταθμούς μπορεί να έχουν δυσμενείς επιπτώσεις στη διατήρηση της συχνότητας εντός των επιτρεπομένων ορίων ή ακόμα και στην ευστάθεια του συστήματος. Το όριο αυτό μπορεί να κυμανθεί ανά νησί, ανάλογα με τις ιδιαιτερότητες των συνθηκών λειτουργίας του συστήματος, τόσο από πλευράς συμβατικών μονάδων (π.χ. ικανότητα ρύθμισης), όσο και από πλευράς αιολικών σταθμών (αριθμός, μέγεθος και είδος των ανεμογεννητριών, διασπορά των ανεμογεννητριών στο νησί κλπ). Το όριο στιγμιαίας διείσδυσης δεν μπορεί να υπερβεί το 30-50% του φορτίου με τη σημερινή τεχνολογία ανεμογεννητριών και τα συνήθη μέσα ρύθμισης των πετρελαϊκών μονάδων, χωρίς την εγκατάσταση άλλων μέσων αντιστάθμισης της μεταβαλλόμενης αιολικής παραγωγής.

- Η μεθοδολογία καθορίζει τη δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το σύστημα σε ετήσια βάση. Η ενέργεια αυτή κατανέμεται σε όλους τους αιολικούς σταθμούς κατά προσέγγιση αναλογικά με την ονομαστική τους ισχύ.
- Η εκτίμηση της αιολικής ενέργειας που μπορεί να απορροφηθεί γίνεται με πιθανοτική ανάλυση, όπου οι πιθανοτικές μεταβλητές είναι η ταχύτητα ανέμου (ή αντίστοιχα η εν δυνάμει παραγόμενη αιολική ισχύς) και η ζήτηση του φορτίου, οι οποίες θεωρούνται στατιστικά ανεξάρτητες μεταξύ τους.

3.1.2 Δεδομένα υπολογισμών

Τα δεδομένα που απαιτούνται για την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι τα εξής:

- Η ετήσια ωριαία χρονοσειρά ή η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας του φορτίου του συστήματος.
- Τα χαρακτηριστικά του σταθμού ή των σταθμών συμβατικής παραγωγής:
 - Η σύνθεση του σταθμού παραγωγής και η σειρά ένταξης των μονάδων του.
 - Η μέγιστη ικανότητα παραγωγής κάθε μονάδας και το αντίστοιχο τεχνικό της ελάχιστο.
- Τα χαρακτηριστικά του ανέμου στις θέσεις των αιολικών πάρκων, όπως περιγράφονται από την ωριαία ετήσια χρονοσειρά ή την αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας της ταχύτητας του ανέμου. Είναι αναμενόμενο τα χαρακτηριστικά του ανέμου στις διάφορες θέσεις σε ένα νησί -ιδιαίτερα αν αυτό είναι μικρού ή μέσου μεγέθους- να είναι παρόμοια, οπότε μπορεί να ληφθεί με πολύ καλή προσέγγιση μία μόνο χρονοσειρά ή καμπύλη διάρκειας για όλο το νησί.
- Η ετήσια ωριαία χρονοσειρά ή η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας της παραγόμενης φωτοβολταϊκής ισχύος.

3.1.3 Περιγραφή μεθοδολογίας

Για την εκτίμηση της ετησίως παραγόμενης αιολικής ενέργειας ακολουθείται η εξής διαδικασία (Σχήμα 3.1):

- Προσδιορίζεται η διακριτή κατανομή πιθανότητας (ή η καμπύλη διάρκειας) της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ισχύος από το αυτόνομο σύστημα ως εξής:
 - 1) Η λειτουργία του συστήματος χωρίζεται σε έναν αριθμό N καταστάσεων λειτουργίας (π.χ. $N=100$). Για κάθε κατάσταση λειτουργίας i η ισχύς του εναπομείναντος φορτίου (μετά την αφαίρεση της αναμενόμενης παραγόμενης ΦΒ ισχύος από το αρχικό φορτίο ζήτησης) θα είναι $P_{(L-PV)i}$ και η διάρκειά της θα είναι h_i ώρες ετησίως, σύμφωνα με τις καμπύλες διάρκειας φορτίου και παραγόμενης ΦΒ ισχύος που διατίθενται για το αυτόνομο σύστημα, ενώ η αντίστοιχη πιθανότητα να συμβεί θα είναι $f(P_{(L-PV)i})=h_i/8760$.
 - 2) Για κάθε λειτουργική κατάσταση i :

- a) Εκτιμώνται οι ελάχιστες απαιτούμενες μονάδες συμβατικής (ή ελεγχόμενης) παραγωγής που θα πρέπει να είναι ενταγμένες στον σταθμό (ή στους σταθμούς), σύμφωνα με τη σειρά ένταξής τους, ώστε να καλυφθεί το φορτίο 100%. Οι συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που εντάσσονται θα πρέπει να έχουν μέγιστη ονομαστική ισχύ ($P_{(Tmax)i}$) μεγαλύτερη ή ίση του υπολειπόμενου φορτίου:

$$P_{(Tmax)i} \geq P_{(L-PV)i}$$

- b) Λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων υπολογίζεται η ισχύς του φορτίου που θα πρέπει να καλυφθεί από τις μονάδες συμβατικής παραγωγής.
- c) Η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος προκύπτει δεδομένων των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων ($P_{(Tmin)i}$) και της μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης συμμετοχής αιολικών ($\delta \cdot P_{(L-PV)i}$). Συνεπώς, η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από τη διαφορά της ισχύος του φορτίου και της ισχύος που πρέπει υποχρεωτικά να αναλάβουν οι ενταγμένες συμβατικές μονάδες, αλλά ούτε και από τη μέγιστη επιτρεπόμενη στιγμιαία διείσδυση των αιολικών.

$$P_{(Ability)i} = \min\{P_{(L-PV)i} - P_{(Tmin)i}, \delta \cdot P_{(L-PV)i}\}$$

- 3) Επαναλαμβάνονται οι υπολογισμοί για όλες τις N καταστάσεις φόρτισης του συστήματος. Προκύπτει έτσι η πιθανοτική κατανομή (και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας) της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ισχύος. Επισημαίνεται ότι η καμπύλη διάρκειας αυτή δείχνει τη δυνατότητα απορρόφησης και όχι την πραγματικά απορροφούμενη αιολική ενέργεια, δεδομένου ότι έχει υπολογιστεί με βάση μόνο τα χαρακτηριστικά του φορτίου και των συμβατικών μονάδων παραγωγής, όχι όμως και τα χαρακτηριστικά του ανέμου.
- Προσδιορίζεται η διακριτή πιθανοτική κατανομή της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος από τα Α/Π του αυτόνομου συστήματος ως εξής:
 - 1) Κατασκευάζεται η διακριτή πιθανοτική κατανομή της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος από το σύνολο των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών του νησιού (θεωρώντας 100% διαθεσιμότητα), με βάση την ετήσια καμπύλη διάρκειας του ανέμου και την τυπική καμπύλη ισχύος των ανεμογεννητριών του νησιού. Έτσι προσδιορίζονται M (π.χ. $M=70$) καταστάσεις συνθηκών δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος P_{Wj} με πιθανότητα $g(P_{Wj})$, ($j=1 \dots M$), να συμβεί εντός του έτους κάθε μια από αυτές.
 - 2) Επαναλαμβάνονται οι υπολογισμοί του βήματος 1 για όλες τις M καταστάσεις συνθηκών ανέμου. Προκύπτει έτσι η πιθανοτική κατανομή (και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας) της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας.
 - Γίνεται συνέλιξη των διακριτών πιθανοτικών κατανομών της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ισχύος και της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος:

- 1) Οι συνολικές λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος είναι $M \times N$ και η πιθανότητα κάθε μιας να συμβεί είναι $\Pi_{ij}(P_{(L-PV)i}, P_{Wj}) = f(P_{(L-PV)i}) \times g(P_{Wj})$, η οποία αντιστοιχεί σε $8760 \times \Pi_{ij}(P_{(L-PV)i}, P_{Wj})$ ώρες ετησίως.
- 2) Για κάθε λειτουργική κατάσταση (i,j) είναι γνωστή η δυνατότητα απορρόφησης και η δυνάμενη να παραχθεί ενέργεια. Επίσης είναι γνωστό το φορτίο. Υπολογίζεται έτσι η πραγματικά παραγόμενη αιολική ισχύς (η οποία απορροφάται από το σύστημα, $P_{(WA)i,j}$), η τυχόν απορριπτόμενη αιολική ισχύς ($P_{(WC)i,j}$) και τέλος η παραγόμενη από τις συμβατικές μονάδες ισχύς ($P_{(CU)i,j}$).

$$P_{(Wind_Absorbed)i,j} = \begin{cases} P_{Wj}, & \text{αν } P_{Wj} < P_{(Ability)i} \\ P_{(Ability)i}, & \text{αν } P_{Wj} \geq P_{(Ability)i} \end{cases}$$

$$P_{(Wind_Curtailment)i,j} = P_{Wj} - P_{(Wind_Absorbed)i,j} \Rightarrow$$

$$P_{(Wind_Curtailment)i,j} = \begin{cases} 0, & \text{αν } P_{Wj} < P_{(Ability)i} \\ P_{Wj} - P_{(Ability)i}, & \text{αν } P_{Wj} \geq P_{(Ability)i} \end{cases}$$

$$P_{(Conventional_Units)i,j} = P_{(L-PV)i} - P_{(Wind_Absorbed)i,j}$$

- 3) Επαναλαμβάνεται το προηγούμενο βήμα για όλες τις $N \times M$ καταστάσεις.
- 4) Υπολογίζεται η ετησίως παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικά πάρκα και τις συμβατικές μονάδες, καθώς επίσης και η απορριπτόμενη - ή μη απορροφούμενη - αιολική ενέργεια.

$$E_{(WA)} = 8760 \cdot \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{(WA)i,j}$$

$$E_{(WC)} = 8760 \cdot \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{(WC)i,j}$$

$$E_{(CU)} = 8760 \cdot \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{(C)i,j}$$

Η ετήσια απορρόφηση αιολικής ενέργειας ταυτίζεται με την παραγόμενη αιολική ενέργεια. Τέλος, υπολογίζεται ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού (CF_{real}) και η ετήσια συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στην κάλυψη της ζήτησης (AWC).

$$CF_{real} = \frac{E_{(WA)}}{8760 \cdot P_R}$$

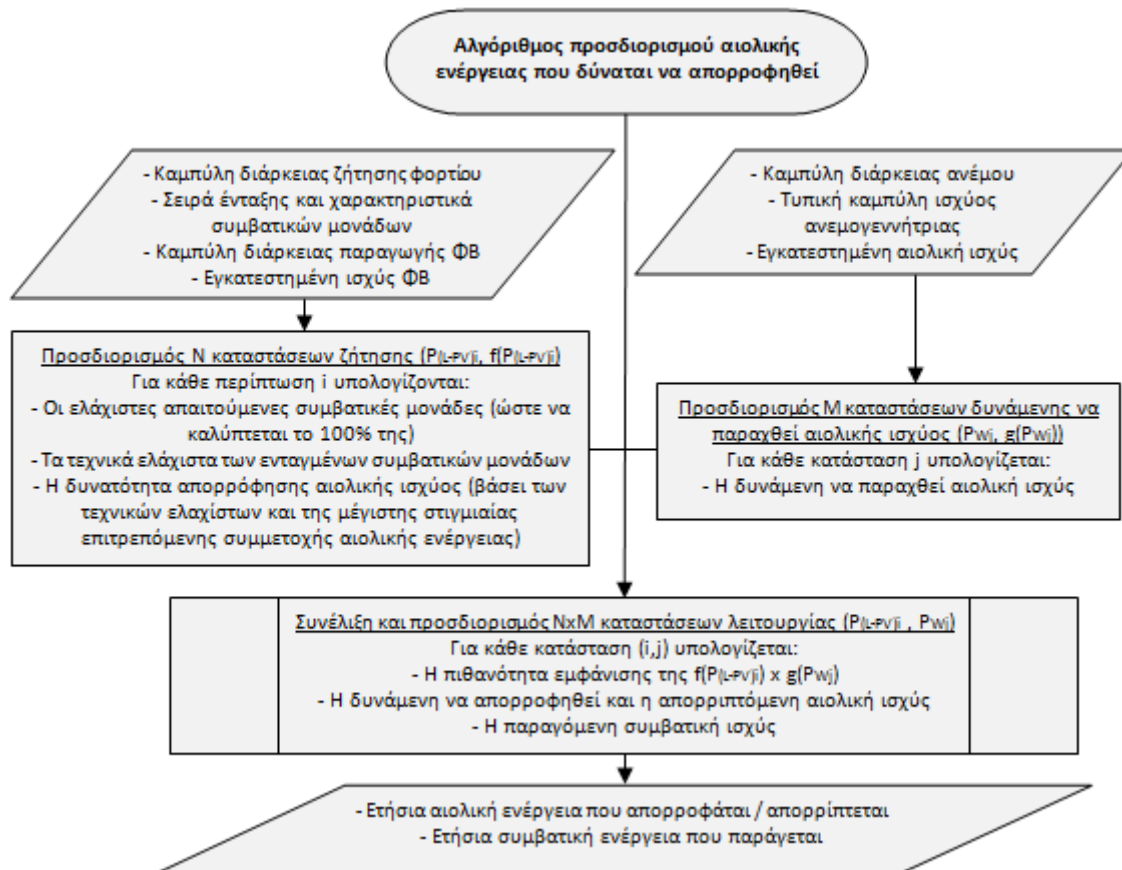
$$AWC = \frac{E_{(WA)}}{E_{(L-PV)}}$$

Το ποσοστό της απορροφούμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος είναι:

$$P_{abs}(\%) = P_{(WA)}/P_W, \quad P_{rej}(\%) = P_{(WC)}/P_W$$

Η παραπάνω διαδικασία είναι ενταγμένη και εφαρμόζεται μέσα σε ένα υπολογιστικό εργαλείο που ονομάζεται GAWT, το οποίο προβλέπει την απορρόφηση αιολικής ενέργειας στα ελληνικά νησιά με βάση τα δεδομένα του τυπικού ανεμολογικού έτους. Αναπτύχθηκε και εφαρμόστηκε παραμετρικά για διάφορα σενάρια αιολικής και

φωτοβολταϊκής διείσδυσης στα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα ελληνικά νησιά. Τα απαραίτητα δεδομένα για την εφαρμογή ήταν οι ετήσιες χρονοσειρές της ζήτησης φορτίου, τα χαρακτηριστικά των συμβατικών σταθμών και οι χρονοσειρές της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής.



Σχήμα 3. 1 Απλοποιημένο λογικό διάγραμμα αλγόριθμου προσδιορισμού αιολικής ενέργειας που απορροφάται από το αυτόνομο δίκτυο

Ο θεωρητικός αυτός υπολογισμός προσδιορίζει τις δυνατότητες απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το αυτόνομο σύστημα. Δεν λαμβάνονται υπόψη πιθανές αποκλίσεις του πραγματικού συστήματος, όπως βλάβες ή συντηρήσεις των συμβατικών μονάδων που αλλοιώνουν τη σειρά ένταξης, διαφοροποίηση των συνθηκών ανέμου ή/και του φορτίου, αδυναμία απορρόφησης συστήματος λόγω βλάβης δικτύου, μη διαθεσιμότητα ορισμένων ανεμογεννητριών ή ΦΒ, επιδράσεις ομόρρου, μεταβολή του μέγιστου στιγμιαίου ορίου αιολικής διείσδυσης (δ) κατά την διάρκεια του έτους (π.χ. ωριαία, ημερήσια, κλπ), διαφοροποίηση συνθηκών ηλιοφάνειας που επηρεάζουν το προφίλ της παραγόμενης ΦΒ ισχύος, κλπ.

Η θεώρηση των μεταβλητών της ζήτησης και του ανέμου ως ασυσχέτιστων μεταξύ τους, έχει θεμελιωθεί με βάση σχετικές μετρήσεις και λαμβάνεται ως δεδομένη σε όλες τις ανάλογες μελέτες. Στην πράξη, δεν αποκλείεται η συσχέτιση των δύο μεταβλητών που θα μπορούσε να προκύψει από την περιοδικότητα που παρουσιάζουν οι άνεμοι σε ορισμένες περιοχές, όπως συμβαίνει με τα μελέτσια στα νησιά του Αιγαίου που ταυτίζονται με την περίοδο υψηλής ζήτησης. Η αγνόησή της όμως δίνει αποτελέσματα προς την ασφαλή πλευρά, ως προς την απορρόφηση αιολικής ενέργειας, αφού στην ουσία αγνοεί ευνοϊκές καταστάσεις για τους αιολικούς σταθμούς, όπου η υψηλή παραγωγή αιολικής ισχύος γίνεται τις ώρες μέσου και

υψηλού φορτίου (9-10 πμ με 6-7 μμ) οπότε το σύστημα είναι πιο δεκτικό στη διείσδυση αιολικής ισχύος. Αντίθετα, η συσχέτιση φορτίου και ανέμου που παρουσιάζεται κατά την ένταξη κλιματιστικών τους καλοκαιρινούς μήνες και οδηγεί σε αύξηση του φορτίου σε ώρες άπνοιας, δίνει αποτελέσματα με υπερεκτίμηση της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας.

3.1.4 Αξιολόγηση των αποτελεσμάτων

Η εφαρμογή της ανωτέρω μεθοδολογίας για διάφορες τιμές της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος δίνει την εικόνα της δυνατότητας ενός συστήματος να απορροφήσει αιολική ενέργεια. Επιπλέον με παραμετρική διερεύνηση ως προς τις βασικές παραμέτρους και παραδοχές (εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς, όριο μέγιστης στιγμιαίας συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης, τεχνικά ελάχιστα συμβατικών μονάδων κλπ) δίδεται η δυνατότητα πλήρους διερεύνησης του θέματος. Στη συνέχεια γίνεται εφαρμογή της συγκεκριμένης μεθοδολογίας σε 22 μη διασυνδεδεμένα ελληνικά νησιά, εισάγοντας αντίστοιχα την αιολική και φωτοβολταϊκή εγκατεστημένη ισχύ αδιάστατες ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού.

3.2 Δεδομένα εφαρμογής

Όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω, τα απαραίτητα δεδομένα για την εφαρμογή της μεθοδολογίας προσδιορισμού της ετήσιας αιολικής ενέργειας που δύναται να απορροφηθεί από ένα αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα είναι τα εξής:

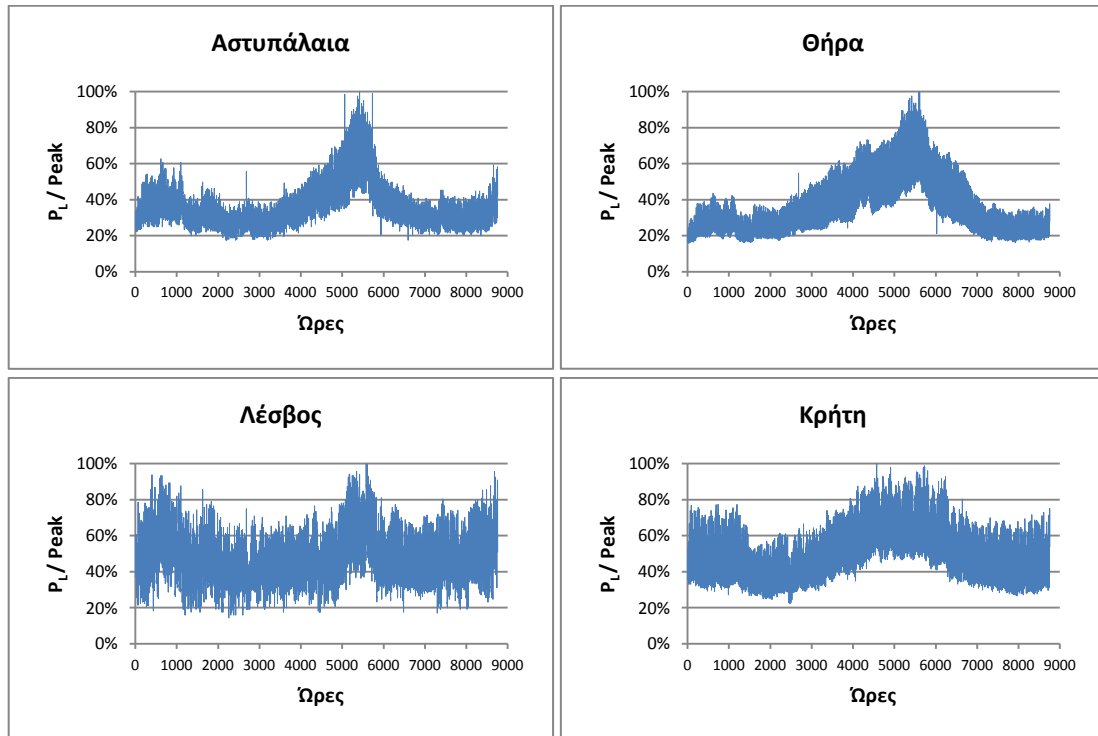
- Η ετήσια ωριαία χρονοσειρά ή η καμπύλη διάρκειας του φορτίου ζήτησης.
- Η σειρά ένταξης και τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων.
- Η ετήσια ωριαία χρονοσειρά ή η καμπύλη διάρκειας της παραγόμενης ΦΒ ενέργειας από τους ΦΒ σταθμούς του νησιού.
- Τα ανεμολογικά δεδομένα του νησιού (όπως αυτά περιγράφονται από την ετήσια ωριαία χρονοσειρά ή την καμπύλη διάρκειας της έντασης του ανέμου στις διάφορες θέσεις ενδιαφέροντος).
- Η τυπική καμπύλη ισχύος των ανεμογεννητριών του νησιού (ίδια για όλο το νησί)
- Η ετήσια ωριαία χρονοσειρά ή η καμπύλη διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας (προκύπτει από τον συνδυασμό των ανεμολογικών δεδομένων με την τυπική καμπύλη ισχύος της Α/Γ).
- Το όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης (δ).

3.2.1 Φορτίο ζήτησης

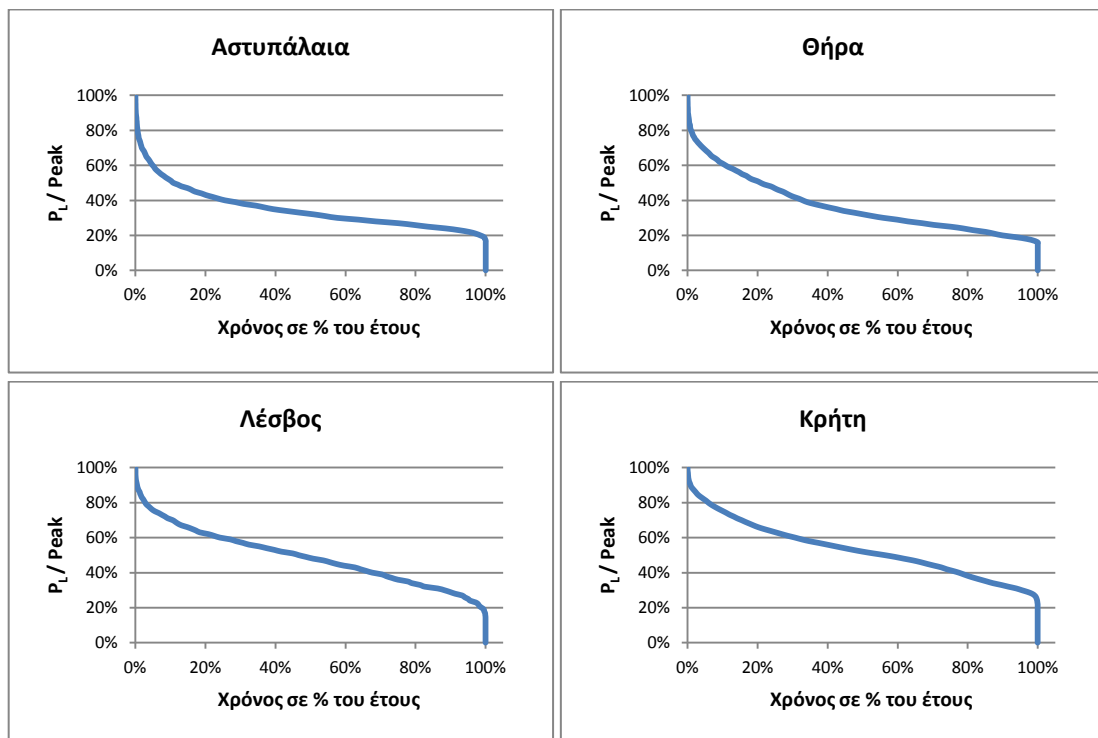
Τα δεδομένα της ζήτησης, που χρησιμοποιήθηκαν για τα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά, προέρχονται από την ΔΕΗ Α.Ε. και αφορούν το έτος 2006.

Στο Σχήμα 3.2 παρουσιάζονται κάποιες χαρακτηριστικές περιπτώσεις ετήσιων χρονοσειρών του φορτίου ζήτησης. Στα μικρά αλλά και σε ορισμένα μέσου μεγέθους νησιά, που έχουν λίγους μόνιμους κατοίκους σε σχέση τον πληθυσμό που φιλοξενούν κατά την τουριστική περίοδο, δεν παρουσιάζεται μεγάλη διακύμανση του φορτίου σε ημερήσια, εβδομαδιαία ή ακόμη και μηνιαία κλίμακα, αλλά κυρίως ανάμεσα στην θερινή περίοδο και την υπόλοιπη διάρκεια του έτους (π.χ. Αστυπάλαια, Θήρα κ.α.).

Στα νησιά αυτά ο συντελεστής φορτίου είναι σχετικά μικρός. Αντίθετα, σε μεγάλα ή και μέσου μεγέθους νησιά, με μικρή μεταβολή στον πληθυσμό κατά την διάρκεια του έτους, παρουσιάζεται μικρότερη διακύμανση του φορτίου ζήτησης σε ετήσια βάση, αλλά μεγαλύτερη σε ημερήσια (π.χ. Λέσβος, Κρήτη, κ.α.). Στα νησιά αυτά ο συντελεστής φορτίου είναι σχετικά υψηλότερος. Στις περισσότερες των περιπτώσεων η αιχμή του φορτίου ζήτησης παρουσιάζεται κατά την διάρκεια της θερινής περιόδου.



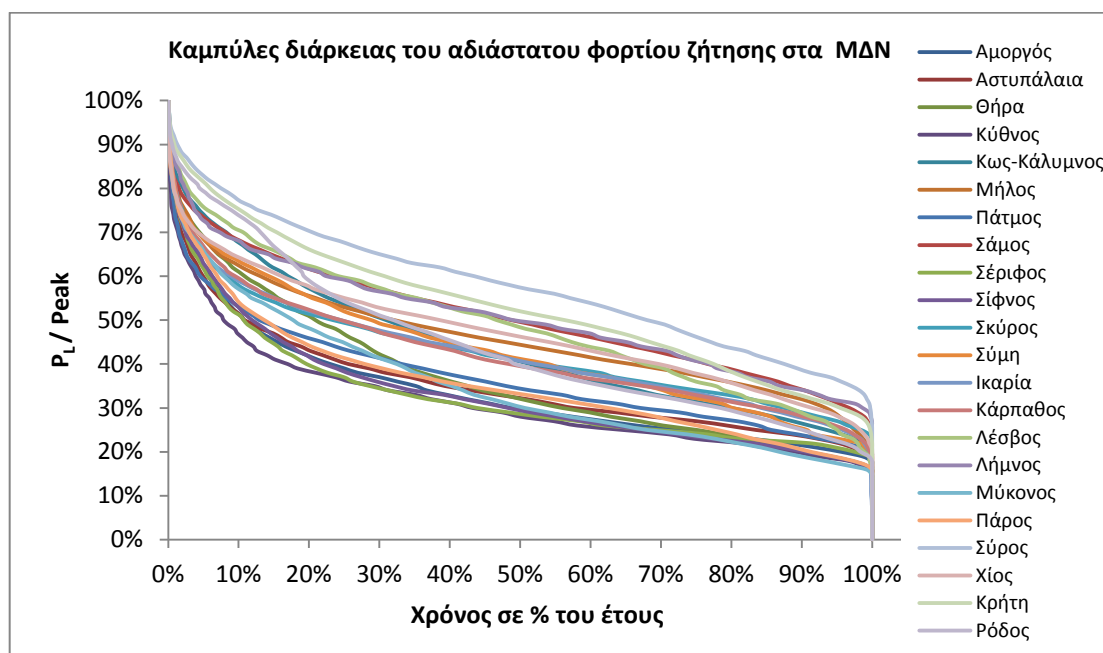
Σχήμα 3. 2 Ετήσια διακύμανση του φορτίου (αδιάστατο ως προς την αιχμή)



Σχήμα 3. 3 Ετήσια καμπύλη διάρκειας του φορτίου (ανηγμένο στην αιχμή)

Από την χρονοσειρά της ζήτησης προκύπτει η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας του φορτίου που παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.3 για τέσσερις χαρακτηριστικές περιπτώσεις νησιών, αλλά και στο Σχήμα 3.4 για όλα τα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Η καμπύλη διάρκειας του φορτίου είναι ανηγμένη στην αιχμή ζήτησης του αντίστοιχου νησιού και παριστάνει την τιμή του (αδιάστατου ως προς την αιχμή) φορτίου συναρτήσει του χρονικού διαστήματος επί τοις εκατό (% του χρόνου) για το οποίο το φορτίο έχει τιμή μεγαλύτερη ή ίση από αυτή της καμπύλης. Σε $t=0\%$ αντιστοιχεί η αιχμή της ζήτησης και σε $t=100\%$ αντιστοιχεί η ελάχιστη τιμή του φορτίου (δεδομένου ότι καθ' όλη τη διάρκεια του έτους η ζήτηση είναι μεγαλύτερη ή ίση της ελάχιστης).

Η πιο ευνοϊκή περίπτωση για τον διαχειριστή του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος είναι όταν η καμπύλη διάρκειας του φορτίου παρουσιάζει όσο το δυνατόν πιο μικρές μεταβολές στην κλίση της. Οι απότομες αλλαγές στην κλίση της καμπύλης διάρκειας μπορεί να οφείλονται είτε στις έντονες εποχιακές διακυμάνσεις που εμφανίζει η ζήτηση, είτε στην ιδιαίτερα υψηλή αιχμή της ζήτησης του νησιού, σε σχέση με την υπόλοιπη ζήτηση, δηλαδή στον χαμηλό συντελεστή φορτίου.



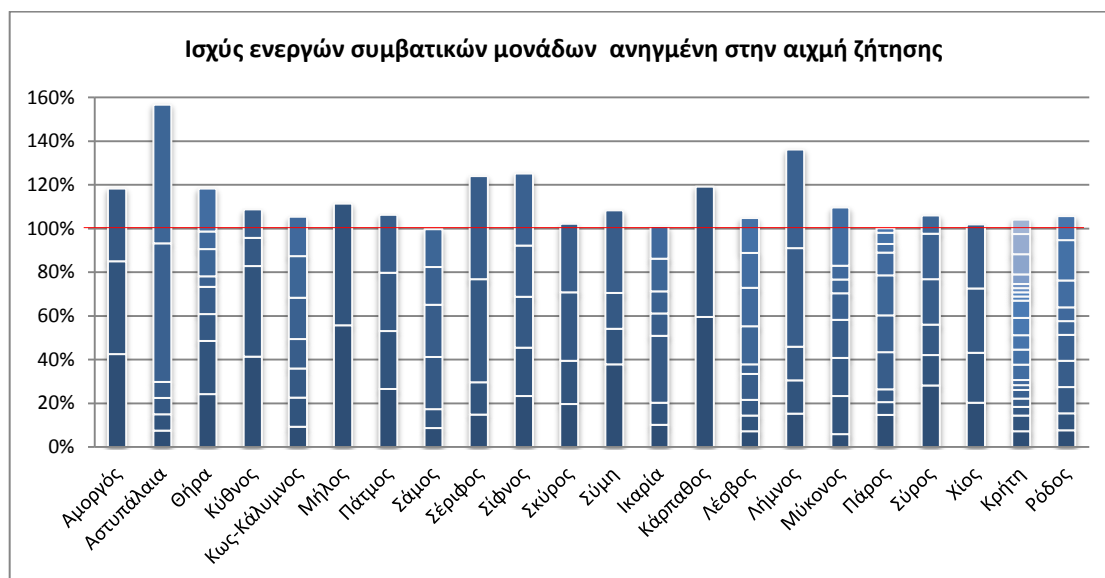
Σχήμα 3.4 Ετήσια καμπύλη διάρκειας του φορτίου (ανηγμένο στην αιχμή) στα εξεταζόμενα ΜΑΝ

3.2.2 Συμβατικές μονάδες

Τα πλήρη στοιχεία των συμβατικών μονάδων, που λειτουργούν στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και χρησιμοποιούνται στην παρούσα εφαρμογή, προέρχονται από την ΔΕΗ Α.Ε. και δίνονται αναλυτικά στο Πίνακα Α.3 του Παραρτήματος Α.

Στο Σχήμα 3.5 παρουσιάζεται ο αριθμός, η σειρά ένταξης και το ανηγμένο στην αιχμή ζήτησης μέγεθος των ενεργών συμβατικών μονάδων. Ενεργές συμβατικές μονάδες είναι όσες είναι αναγκαίες προκειμένου να καλυφθεί η αιχμή ζήτησης στο 100% σύμφωνα με την δεδομένη σειρά ένταξης τους. Επιμέρους στοιχεία για τις συμβατικές μονάδες παρουσιάζονται και στη ενότητα 2.2.4 του 2^{ου} κεφαλαίου.

Με την παραδοχή ότι η σύνθεση και η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων είναι η δεδομένη και δεν δύναται να μεταβληθεί, η ευελιξία του συμβατικού συστήματος εξαρτάται από τον αριθμό, το μέγεθος και τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων καθώς επίσης και από την δεδομένη σειρά ένταξής τους (Σχήμα 3.5). Τα νησιά με το περισσότερο ευέλικτο συμβατικό σύστημα είναι η Κρήτη, η Ρόδος, η Πάρος, η Λέσβος και η Μύκονος, ενώ το λιγότερο ευέλικτο συμβατικό σύστημα έχουν η Κάρπαθος, η Μήλος, η Αμοργός, η Σέριφος και η Αστυπάλαια.



Σχήμα 3.5 Σύνθεση, ανηγμένο μέγεθος και σειρά ένταξης των ενεργών συμβατικών μονάδων στα ΜΑΝ

3.2.3 Φωτοβολταϊκά

Η ετήσια καμπύλη διάρκειας της παραγόμενης φωτοβολταϊκής ισχύος προέρχεται από πραγματική χρονοσειρά ωριαίων μετρήσεων του ΚΑΠΕ, αφορά την παραγόμενη ωριαία ΦΒ ισχύ (αδιάστατη ως προς την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ) ενός ΦΒ σταθμού στη περιοχή του Λαυρίου Αττικής και προσαρμόζεται κατάλληλα σε κάθε θέση ενδιαφέροντος με βάση τα στοιχεία του Πίνακα 3.1. Τα στοιχεία του Πίνακα 3.1 προέρχονται από πληροφορίες που προκύπτουν από την εφαρμογή του έγκυρου Συστήματος Φωτοβολταϊκών και Γεωγραφικών Πληροφοριών PVGIS [12] για κάθε θέση ενδιαφέροντος (υπό τις παραδοχές: ΦΒ κρυσταλλικού πυριτίου, εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ 1kWp, απόδοση 14%, εγκατάσταση εδάφους για την βέλτιστη γωνία κλίσης και αζιμούθιου).

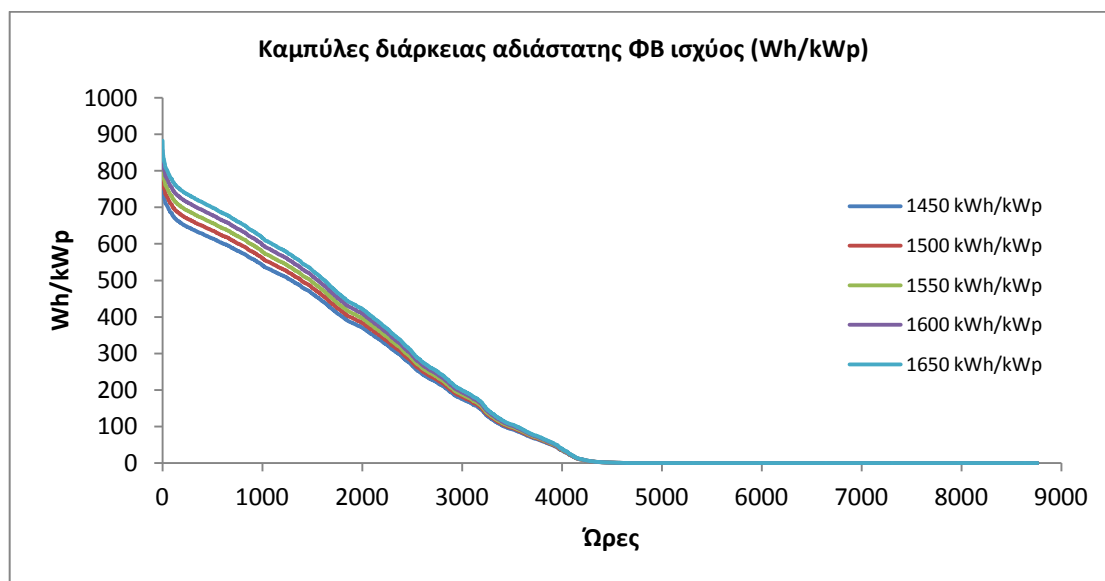
Η αναγωγή των μετρήσεων που παρέχονται από το ΚΑΠΕ γίνεται ως εξής: η χρονοσειρά ωριαίων μετρήσεων (σε Wh/kWp) πολλαπλασιάζεται με τον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των ΦΒ, που προκύπτει διαιρώντας την ανηγμένη ετήσια παραγωγή των ΦΒ (σε kWh/kWp) του Πίνακα 3.1 δια τις 8760 ώρες του έτους, παρέχει την προσαρμοσμένη σε κάθε νησί ετήσια χρονοσειρά ΦΒ παραγωγής (σε Wh/kWp) και την αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας που φαίνεται στο Σχήμα 3.6.

Οι ακριβείς τιμές που χρησιμοποιήθηκαν για την ανηγμένη ετήσια ΦΒ παραγωγή σε κάθε νησί καθώς και οι αντίστοιχοι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας που προκύπτουν δίνονται στον Πίνακα Α.5 του Παραρτήματος Α.

Πίνακας 3.1 Στοιχεία προσαρμογής ΦΒ παραγωγής στα ΜΑΝ σύμφωνα με την εφαρμογή PVGIS

Νησί	Ετήσια ολική ηλιακή ακτινοβολία (kWh/m ²)	Ετήσια ΦΒ παραγωγή (kWh/kWp)
Λήμνος	1950-2000	1450-1500
Σκύρος	2000-2050	1500-1550
Ικαρία, Λέσβος, Χίος	2050-2100	1550-1600
Αστυπάλαια, Κρήτη, Κως-Κάλυμνος, Σάμος, Σέριφος, Σίφνος, Σύρος, Μήλος, Μύκονος, Πάρος, Πάτμος	2100-2150	1600-1650
Αμοργός, Θήρα, Κάρπαθος, Κύθνος, Σύμη, Ρόδος	2150-2200	1650-1700

Στο Σχήμα 3.6 δίνονται οι ετήσιες καμπύλες διάρκειας της παραγόμενης ΦΒ ισχύος για τις πέντε κατηγορίες του Πίνακα 3.1. Σύμφωνα με το Σχήμα 3.6, τα ΦΒ παράγουν ενέργεια λιγότερο από 4500 ώρες ετησίως. Η παραγόμενη από τα ΦΒ ενέργεια θεωρείται ότι απορροφάται από το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα στο σύνολό της.



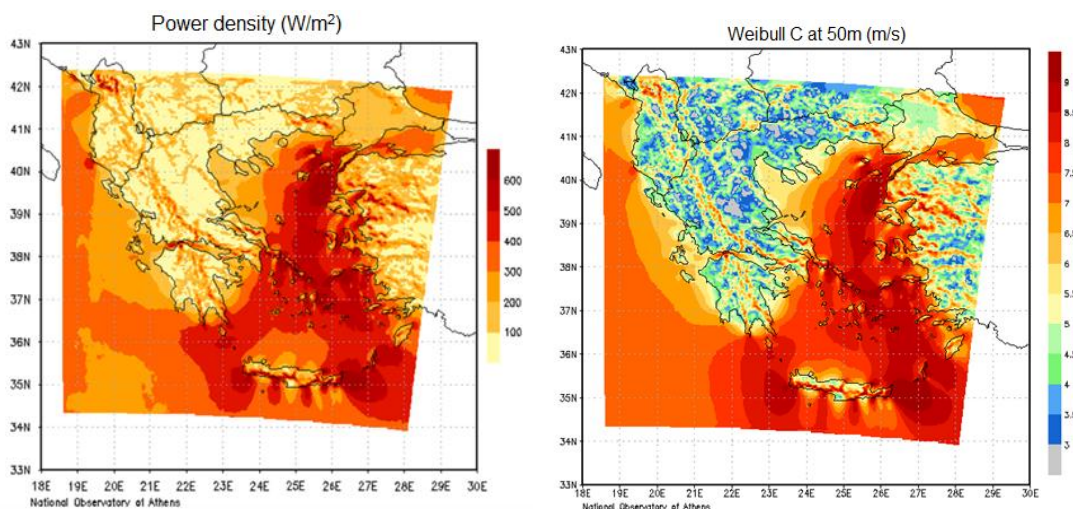
Σχήμα 3.6 Ετήσιες καμπύλες διάρκειας της παραγόμενης ΦΒ ισχύος ανά κατηγορία νησιών του Πίνακα 3.1

3.2.4 Ανεμολογικά δεδομένα – Μεσοκλιματικό μοντέλο

Για τον σκοπό της παρούσας μελέτης απαιτούνται ταυτόχρονες χρονοσειρές της έντασης του ανέμου πάνω από κάθε πιθανή περιοχή για την ανάπτυξη αιολικού πάρκου. Ακόμα και αν είναι διαθέσιμος ένας μεγάλος όγκος από ανεμολογικές μετρήσεις, είναι πρακτικά δύσκολο να αντιπροσωπεύουν ταυτόχρονες σειρές δεδομένων και να καλύπτουν κάθε πιθανή περιοχή ενδιαφέροντος. Η εγκατάσταση δικτυωτού ιστού για το σκοπό αυτό θα οδηγούσε σε απαγορευτικούς τεχνικούς και οικονομικούς περιορισμούς. Επιπλέον, τα υπάρχοντα δίκτυα παρακολούθησης του ανέμου είναι σχετικά μεγάλα και μπορούν να παρέχουν μεγάλη χωρική κάλυψη, αλλά όχι απαραίτητα υψηλής ανάλυσης. Από την άλλη πλευρά, η χρήση των χαρτών αιολικού δυναμικού δεν αποτελεί λύση, δεδομένου ότι παρέχουν μόνο μια εκτίμηση της χωρικής κατανομής της μέσης ταχύτητας του ανέμου, χωρίς οποιαδήποτε πληροφορία σχετικά με χρονική διακύμανση της. Κατά συνέπεια, η εφαρμογή ενός μοντέλου Αριθμητικής Πρόγνωσης Καιρού (NWP) μπορεί να παρέχει αποτελεσματικά τις απαιτούμενες πληροφορίες.

Στο πλαίσιο αυτό, χρησιμοποιούνται υψηλής ανάλυσης (2 km) αναλυτικές ωριαίες χρονοσειρές ανεμολογικών δεδομένων για ένα τυπικό μετεωρολογικό έτος. Τα

δεδομένα αυτά έχουν παραχθεί από τη συστηματική εφαρμογή ενός αριθμητικού μοντέλου πρόγνωσης καιρού. Αναλυτική παρουσίαση και περιγραφή της προσέγγισης παρέχεται στο [13]. Στο Σχήμα 3.7 παρουσιάζεται ο σχετικός αιολικός χάρτης, υψηλής ανάλυσης της Ελλάδας, που προκύπτει από την εφαρμογή του εν λόγω αριθμητικού μοντέλου. Ο αιολικός άτλαντας, υψηλής ανάλυσης για όλη την Ελλάδα [13], βασίστηκε σε ένα τυπικό ανεμολογικό έτος με 12 μήνες και προσομοιώσεις μοντέλου καιρού για τετραγωνικό πλέγμα μεγέθους $2 \times 2 \text{ km}^2$. Το αριθμητικό μοντέλο πρόγνωσης του καιρού που χρησιμοποιείται είναι MM5, τρέχει λειτουργικά στο Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών από το 2002 [14] και έχει ελεγχθεί [15, 16] για την ικανότητα πρόβλεψης του πάνω από την περιοχή ενδιαφέροντος.



Σχήμα 3.7 Άτλαντας υψηλής ανάλυσης αιολικού δυναμικού στα 50m ύψος με βάση το τυπικό ανεμολογικό έτος: α) Πυκνότητα αιολικού δυναμικού (W/m^2) και β) Παράμετρος Weibull C (m/s)

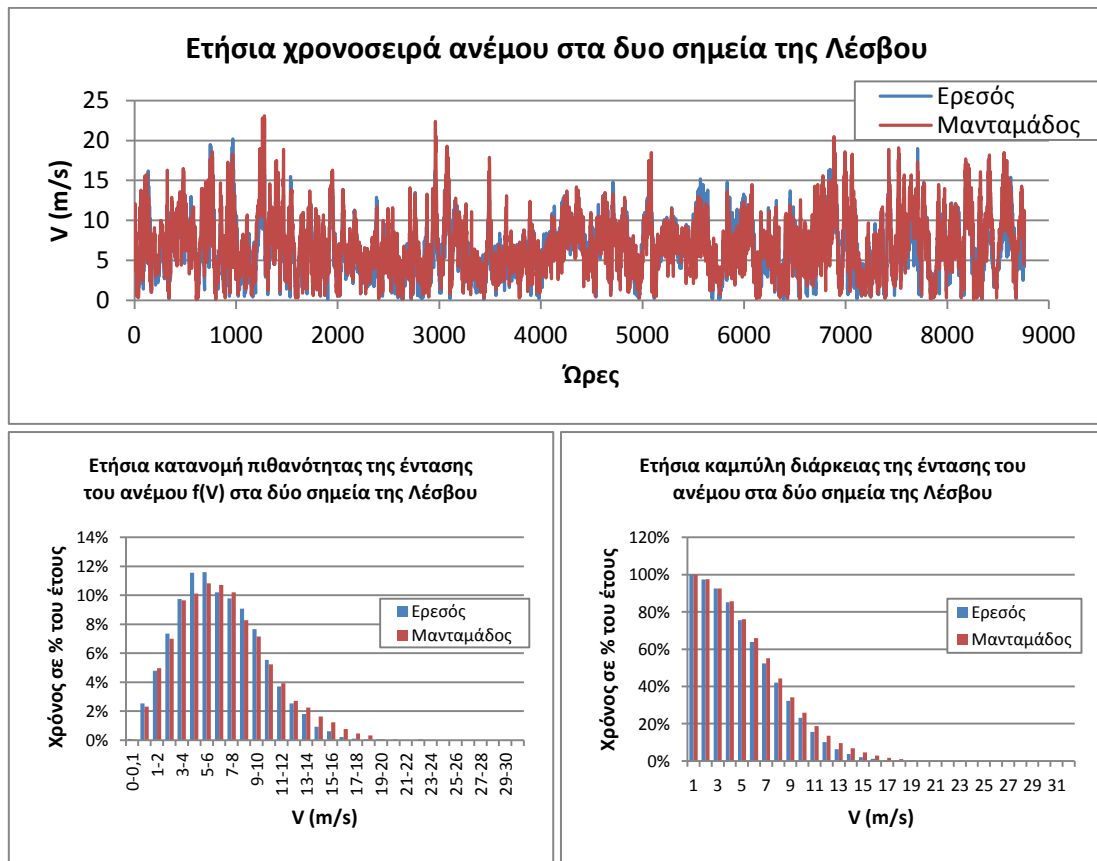
Η επιλογή 33 αντιπροσωπευτικών σημείων στο Αιγαίο Αρχιπέλαγος έγινε με βάση την τοποθεσία των αιολικών πάρκων, όπως εκφράζεται από το ενδιαφέρον των επενδυτών και απεικονίζεται στο γεωγραφικό σύστημα πληροφοριών της ΡΑΕ στο οποίο εμφανίζονται οι αιτήσεις των αιολικών πάρκων στην ελληνική επικράτεια (Σχήμα 3.8). [17]

Ο συγκεκριμένος αριθμός των επιλεγμένων σημείων εξαρτάται από το μέγεθος του κάθε νησιού και τη χωρική διασπορά των αιολικών πάρκων. Ως εκ τούτου, ένα σημείο χρησιμοποιείται σε μικρά νησιά, δύο ή τρία σημεία σε μεσαίου μεγέθους νησιά (π.χ. Λέσβος) ή σε ομάδες νησιών με τοπική διασύνδεση (π.χ. Πάρος-Νάξος) και εννέα σημεία στη Κρήτη. Οι πληροφορίες σχετικά με τα 33 σημεία δεδομένων παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.2. [13]

Στο Σχήμα 3.9 παρουσιάζονται ενδεικτικά η ετήσια χρονοσειρά, η ετήσια κατανομή πυκνότητας πιθανότητας και η ετήσια καμπύλη διάρκειας της ταχύτητας του ανέμου για τα δύο επιλεγμένα σημεία της Λέσβου. Από το σχήμα αυτό γίνεται φανερός ο ισχυρός ταυτοχρονισμός (συσχέτιση) που υφίσταται στην ένταση του ανέμου μεταξύ των δύο επιλεγμένων θέσεων.



Σχήμα 3. 8 Επισκόπηση των αιτήσεων των αιολικών πάρκων στην ελληνική επικράτεια, με έμφαση στα νησιά του Αιγαίου [ΡΑΕ] και την επιλογή των 33 αντιπροσωπευτικών σημείων στα εξεταζόμενα ΜΑΝ



Σχήμα 3. 9 Ετήσια χρονοσειρά, κατανομή πιθανότητας και καμπύλη διάρκειας της ταχύτητας του ανέμου

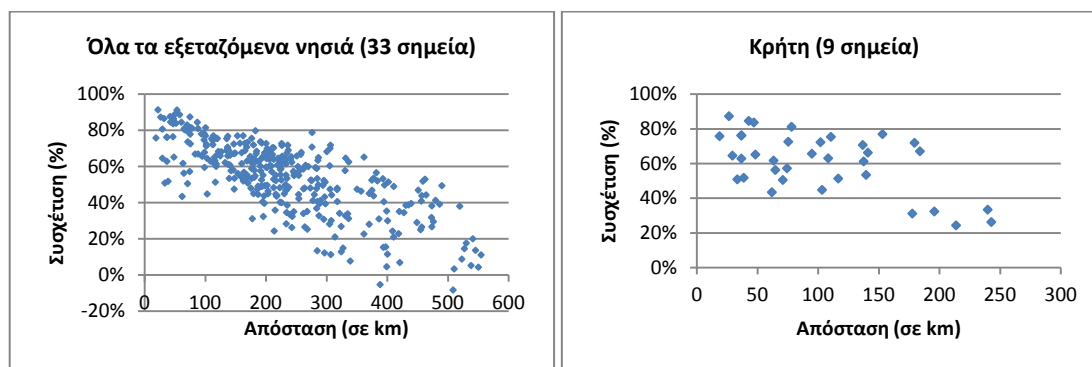
Πίνακας 3. 2 Χαρακτηριστικά αιολικού δυναμικού των 33 επιλεγμένων σημείων με βάση το τυπικό μετεωρολογικό έτος του μεσοκλιματικού ατμοσφαιρικού μοντέλου

Σημείο	Όνομα (τοποθεσία)	Γεωγραφικές συντεταγμένες		Παράμετροι Weibull		Αιολικό δυναμικό W/m ²	Μέση ταχύτητα ανέμου m/s	Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας αιολικού δυναμικού CF (%)
		Πλάτος	Μήκος	K	C (m/s)			
1	Λήμνος	39,9833	25,0426	1,9	7,2	313	6,4	40%
2	Λέσβος (Ερεσός)	39,1831	25,9470	1,9	7,5	353	6,6	43%
3	Χίος	38,4465	26,1259	1,9	8,0	431	6,4	41%
4	Ικαρία	37,5586	26,0962	1,4	9,6	879	8,5	56%
5	Λέσβος (Μανταμάδος)	39,3311	26,2282	1,9	7,8	406	6,9	45%
6	Σάμος	37,7239	26,8649	1,7	8,7	614	7,7	49%
7	Πάρος	37,0087	25,1784	1,8	7,9	436	6,9	45%
8	Ίος	36,6638	25,3754	2,0	7,7	366	6,3	40%
9	Νάξος	37,1169	25,5135	2,2	8,3	428	7,3	51%
10	Αμοργός	36,7969	25,8732	2,0	8,5	495	7,2	51%
11	Αστυπάλαια	36,5593	26,3540	2,1	7,8	369	7,1	49%
12	Ρόδος	35,9756	27,8395	2,1	7,6	337	6,7	45%
13	Κως-Κάλυμνος	36,7151	26,9718	2,2	8,0	380	6,6	42%
14	Κάρπαθος	35,7177	27,1902	2,1	9,3	603	7,6	52%
15	Μήλος	36,6776	24,5251	2,1	7,2	283	6,3	40%
16	Σέριφος	37,1580	24,5203	1,8	7,8	436	7,0	47%
17	Κύθνος	37,3470	24,4438	1,9	7,3	320	5,8	33%
18	Κρήτη (Κίσσαμος)	35,4548	23,5865	1,8	7,6	391	6,7	43%
19	Κρήτη (Σφακιά)	35,2575	24,2250	1,6	8,9	694	8,0	49%
20	Κρήτη (Ψηλορείτης)	35,2495	24,6970	1,8	8,4	517	7,4	50%
21	Κρήτη (Ελούντα)	35,3120	25,7395	1,8	8,3	508	7,2	51%
22	Κρήτη (Τοπλού)	35,2387	26,2504	2,1	8,0	389	6,9	48%
23	Κρήτη (Ζίρος)	35,0777	26,1875	1,9	9,8	762	8,6	57%
24	Κρήτη (Μοχλός)	35,0803	25,8956	1,7	10,3	933	9,0	57%
25	Κρήτη (Ηράκλειο)	35,1169	25,0675	1,9	7,6	382	6,7	44%
26	Κρήτη (Μάλια)	35,0896	25,4918	1,9	9,2	662	8,0	52%
27	Σκύρος	38,7975	24,6659	1,9	8,0	425	7,1	48%
28	Σύρος	37,4680	24,9202	1,9	7,7	372	6,9	45%
29	Μύκονος	37,4794	25,3409	2,1	8,7	495	7,2	51%
30	Θήρα	36,4266	25,3289	2,3	7,5	305	6,9	45%
31	Πάτμος	37,3762	26,5652	2,1	7,8	363	6,6	42%
32	Σίφνος	36,9612	24,7346	1,9	8,2	462	7,2	51%
33	Σύμη	36,6235	27,8368	1,6	7,1	375	6,3	40%

Στο Σχήμα 3.10 παρουσιάζεται η συσχέτιση μεταξύ των χρησιμοποιούμενων αναλυτικών χρονοσειρών του ανέμου για τα 33 επιλεγμένα σημεία σε σχέση με την μεταξύ τους απόσταση. Από το σχήμα αυτό είναι εμφανής η αναγκαιότητα για περισσότερα σημεία σε μεγαλύτερα νησιά, ώστε να αντιπροσωπεύονται πληρέστερα τα χαρακτηριστικά του ανέμου, ενώ από την άλλη πλευρά δικαιολογείται γιατί σε μικρότερα νησιά αρκεί ένα και μόνο σημείο. Στη Λέσβο, ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ των δύο επιλεγμένων σημείων σε απόσταση 29 χιλιομέτρων είναι 81%. Στα εννέα σημεία της Κρήτης ο συντελεστής συσχέτισης είναι θετικός, παρά τη μεγάλη έκταση του νησιού. Ωστόσο, η σύνθετη τοπογραφία του εδάφους, τα ψηλά βουνά στο κέντρο του νησιού και οι ποικίλες επιπτώσεις του Αιγαίου και του Λιβυκού πελάγους, έχουν ως αποτέλεσμα ένα σχετικά μέτριο συντελεστή συσχέτισης (40% - 80%) μεταξύ ορισμένων σημείων που βρίσκονται σε μικρή απόσταση (<100 km). Στην περίπτωση της Πάρου-Νάξου, τα τρία επιλεγμένα σημεία στην Πάρο, τη Νάξο και την Ίο, σε απόσταση 32, 42 και 52 χιλιομέτρων, παρουσιάζουν υψηλό συντελεστή συσχέτισης 87%, 88% και 84% αντίστοιχα.

Με βάση τα παραπάνω δικαιολογείται η επιλογή του αριθμού των αντιπροσωπευτικών σημείων για κάθε νησί ώστε να περιγράψουν με ακρίβεια τα χαρακτηριστικά του ανέμου σε όλο το νησί. Πράγματι, τα χαρακτηριστικά του ανέμου στις διάφορες θέσεις σε ένα νησί μικρού ή μέσου μεγέθους είναι παρόμοια, οπότε μπορεί να ληφθεί με πολύ καλή προσέγγιση μία μόνο χρονοσειρά του ανέμου για όλο το νησί. Από την άλλη πλευρά, σε μεγαλύτερα νησιά ή συμπλέγματα

νησιωτικών δικτύων, απαιτούνται χρονοσειρές ανέμου σε δύο ή και περισσότερες θέσεις για την πλήρη αντιπροσώπευση ολόκληρου του νησιού.



Σχήμα 3. 10 Συντελεστής συσχέτισης μεταξύ των χρονοσειρών της ταχύτητας ανέμου ανάμεσα στα επιλεγμένα σημεία δεδομένων σε συνάρτηση με την μεταξύ τους απόσταση

3.2.5 Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας

Η επιλογή του κατάλληλου τύπου ανεμογεννήτριας για κάθε νησί γίνεται με βάση τα στοιχεία του Πίνακα 3.3. Στον πίνακα αυτό προτείνεται με ανάλογο χρωματισμό (μπλε ή γκρι) ο κατάλληλος τύπος Α/Γ (ονομαστικής ισχύος 2 και 3 MW) ανάλογα με την κλάση ανέμου, με βάση την μέση ταχύτητα της τοποθεσίας εγκατάστασης. Τα στοιχεία του Πίνακα 3.3 προέρχονται από τεχνικά φυλλάδια της εταιρίας Vestas (βλ και Παράρτημα, Πίνακα Α.6). [18]

Πίνακας 3. 3 Κλάσεις ανέμου για την επιλογή του κατάλληλου τύπου Α/Γ της εταιρίας Vestas

Τύπος Α/Γ	IEC III (6.0 – 7.5 m/s)	IEC II (7.5 – 8.5 m/s)	IEC I (8.5 – 10.0 m/s)
Α/Γ 2 MW			
V90-1.8/2.0 MW IEC IIΑ/IEC IIIΑ			
V100-1.8/2.0 MW IEC IIIΑ/IEC S			
V100-2.0 MW IEC IIΒ		×	×
V110-2.0 MW IEC IIIΑ	×		
Α/Γ 3 MW			
V105-3.45 MW IEC IA			
V112-3.45 MW IEC IA			
V117-3.45 MW IEC IB/IEC IIΑ			
V126-3.45 MW IEC IIΑ			
V126-3.45 MW IEC IIΒ			
V136-3.45 MW IEC IIIΑ			

■ Για κανονικές συνθήκες IEC ■ Εξαρτάται από την τοποθεσία

Επιπλέον, για την επιλογή του κατάλληλου τύπου Α/Γ εφαρμόζεται μια μεθοδολογία κατά την οποία λαμβάνονται υπόψη τα εξής κριτήρια:

- Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού (CF).
- Η δυνάμενη να παραχθεί ετήσια αιολική ενέργεια (σε MWh/έτος και σε MWh/έτος/m² δρομέα).
- Το κόστος παραγόμενης ενέργειας (Levelized Cost of Energy, σε €/MWh).
- Το συνολικό κόστος επένδυσης (για μια Α/Γ).

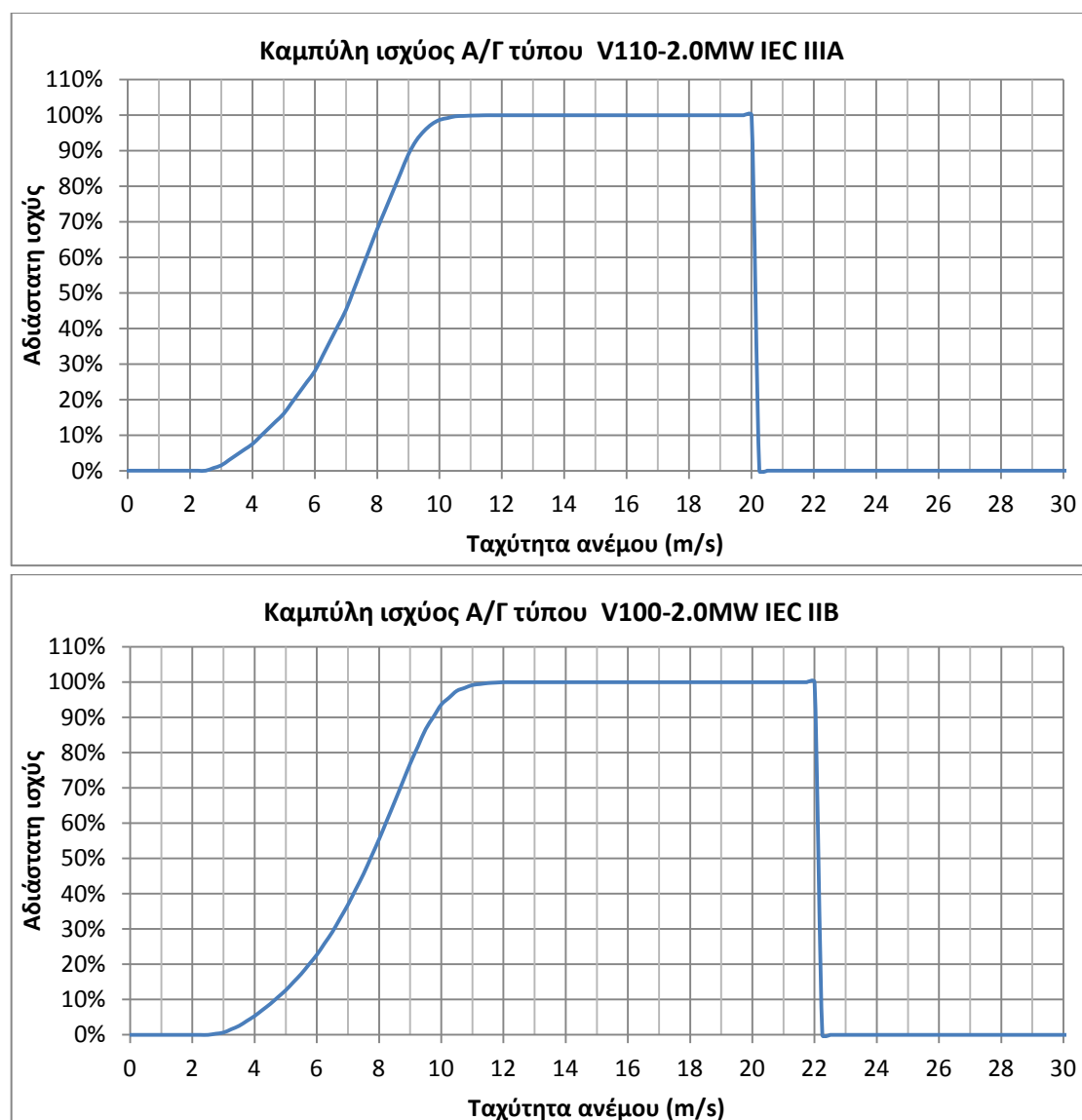
Τα παραπάνω κριτήρια σταθμίζονται και αξιολογούνται κατάλληλα για κάθε πιθανό τύπο Α/Γ του Πίνακα 3.3 και στη συνέχεια επιλέγεται ο καταλληλότερος τύπος Α/Γ

για κάθε περιοχή εγκατάστασης. Ο επιλεγμένος τύπος Α/Γ ανά νησί/θέση φαίνεται στον Πίνακα 3.4.

Πίνακας 3.4 Επιλεγμένος τύπος Α/Γ της εταιρίας Vestas για κάθε νησί / τοποθεσία

Νησί / Τοποθεσία	Τύπος Α/Γ
Αμοργός, Αστυπάλαια, Θήρα, Κύθνος, Κως-Κάλυμνος, Μήλος, Πάτμος, Σέριφος, Σίφνος, Σκύρος, Σύμη, Λήμνος, Μύκονος, Σύρος, Χίος, Ρόδος, Πάρος, Ίος, Νάξος, Λέσβος(Ερεσός), Λέσβος (Μανταμάδος), Κίσαμος, Ψηλορείτης, Ελούντα, Τοπλού, Ηράκλειο	V110-2.0MW IEC IIIA
Σάμος, Ικαρία, Κάρπαθος, Σφακιά, Ζίρος, Μάλια, Μοχλός	V100-2.0MW IEC IIB

Οι ανεμογεννήτριες που επιλέγονται είναι ονομαστικής ισχύος 2 MW, τύπου V100-2.0 MW IEC IIB, για τοποθεσίες με μέση ταχύτητα ανέμου από 7,5 έως 10,0 m/s, και τύπου V110-2.0 MW IEC IIIA, για τοποθεσίες με μέση ταχύτητα ανέμου μεταξύ 6,0 και 7,5 m/s. Οι αντίστοιχες καμπύλες ισχύος (αδιάστατες ως προς την ονομαστική ισχύ) των επιλεγμένων Α/Γ δίνονται στο Σχήμα 3.11 (βλ και Πίνακα Α.6 και Σχήμα Α.1 του Παραρτήματος).

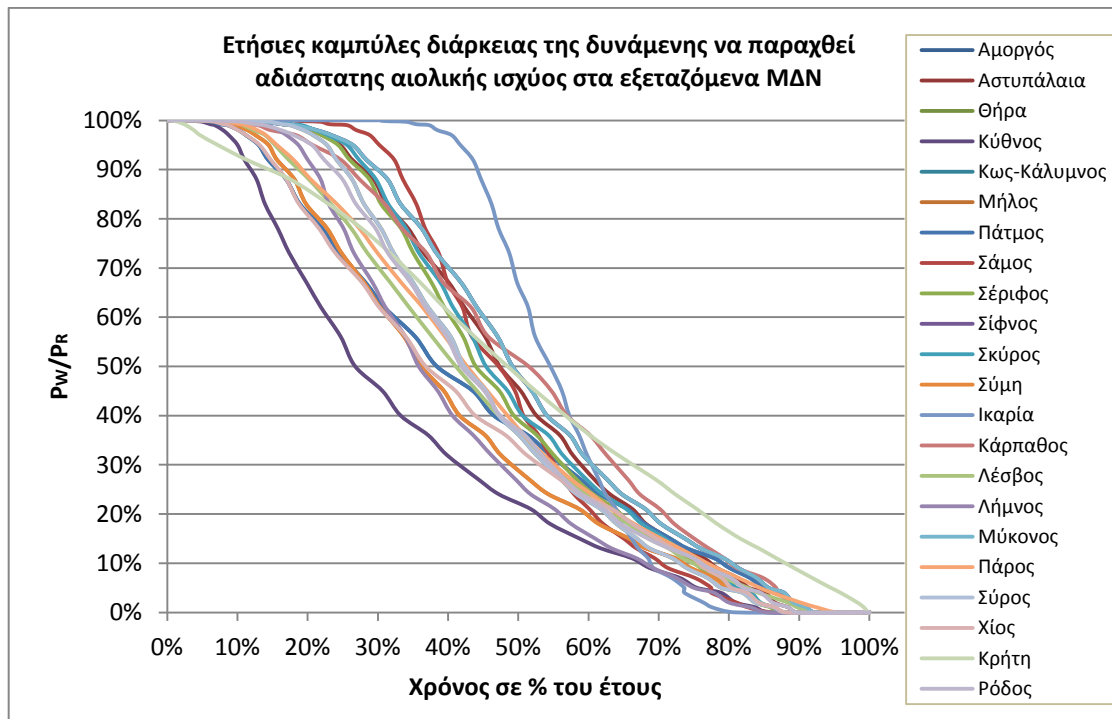


Σχήμα 3.11 Αδιάστατες καμπύλες ισχύος για τους επιλεγμένους τύπους Α/Γ της εταιρίας Vestas

3.2.6 Καμπύλη διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας

Από τον συνδυασμό της ετήσιας χρονοσειράς έντασης ανέμου και τις επιλεγμένης καμπύλης ισχύος των Α/Γ για κάθε θέση μελέτης προκύπτει η αντίστοιχη χρονοσειρά της δυνάμενης να παραχθεί ετήσιας αιολικής ενέργειας. Στο Σχήμα 3.12 παρουσιάζονται οι αδιάστατες, ως προς την εγκατεστημένη αιολική ισχύ, καμπύλες διάρκειας της συνολικής δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας στα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Η επίδραση της γεωγραφικής διασποράς στην δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια είναι εμφανής από την εξομάλυνση που παρουσιάζει η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας που εμφανίζεται στις περιπτώσεις τις Κρήτης (9 σημεία), της Πάρου-Νάξου (3 σημεία) και της Λέσβου (2 σημεία). Η καμπύλη διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας επηρεάζεται έντονα από την χωρική κατανομή των αιολικών πάρκων. Η καμπύλη διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας από μία και μόνο ανεμογεννήτρια συνήθως εμφανίζει εκτεταμένα χρονικά διαστήματα με μηδενική ή ονομαστική παραγωγή. Ωστόσο, καθώς αυξάνεται η γεωγραφική διασπορά και εγκαθίστανται περισσότερα αιολικά πάρκα, οι χρονικές περίοδοι με συνολική μηδενική ή ονομαστική παραγωγή μειώνονται. Μεταξύ των καμπύλων που παρουσιάζονται, η πιο βολική για το διαχειριστή του αυτόνομου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι η καμπύλη διάρκειας στην Κρήτη που αντιπροσωπεύει την μικρότερη πιθανότητα μηδενικής ή ονομαστικής παραγωγής της αιολικής ενέργειας. Πράγματι, η ταξινόμηση των καμπυλών διάρκειας δείχνει ότι οι καλύτερες περιπτώσεις είναι η Κρήτη, η Πάρος, η Λέσβος, η Κάρπαθος και η Χίος. Από την άλλη πλευρά, τα νησιά με μεγάλη πιθανότητα μηδενικής ή ονομαστικής παραγωγής αιολικής ισχύος είναι η Ικαρία, η Σάμος, η Μύκονος, η Σίφνος και η Σκύρος.



Σχήμα 3. 12 Ετήσιες καμπύλες διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αδιάστατης αιολικής ισχύος στα ΜΔΝ

3.2.7 Όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης

Στην πράξη, το όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη του φορτίου (δ) είναι δυναμικό. Δηλαδή, μεταβάλλεται στιγμιαία (ωριαία) από τον διαχειριστή του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη ένα πλήθος παραγόντων, όπως [2, 22, 23]:

- Τα χαρακτηριστικά του τοπικού συμβατικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής (αριθμός, μέγεθος, τύπος και τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων που βρίσκονται σε θερμή εφεδρεία, π.χ. ευελιξία και ικανότητα ρύθμισης, μέγιστη ταχύτητα ανάληψης φορτίου κλπ).
- Το μέγεθος του νησιού ή του νησιωτικού συμπλέγματος (περισσότερα νησιά με μεταξύ τους διασύνδεση) και τα χαρακτηριστικά των αιολικών σταθμών του (αριθμός, μέγεθος και είδος ανεμογεννητριών, γεωγραφική διασπορά ανεμογεννητριών στο νησί κλπ).
- Τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν, τα χαρακτηριστικά και την διακύμανση του φορτίου ανά περίοδο (π.χ. ημέρα ή νύχτα), τις τυχόν μεγάλες και απότομες αυξομειώσεις στην ένταση του ανέμου (ριπές ανέμου) κλπ.

Παρόλα αυτά, για τις ανάγκες αυτής της μελέτης, που εξετάζει την μόνιμη κατάσταση λειτουργίας και αγνοεί τη δυναμική ανάλυση του συστήματος, θεωρείται ότι το όριο μέγιστης επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη του φορτίου έχει τιμή σταθερή ανά νησί για όλη την διάρκεια του έτους (τιμή βάσης). Οι τιμές του ορίου δ για τα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά φαίνονται στον Πίνακα 3.5.

Οι τιμές αυτές επιλέχθηκαν λαμβάνοντας υπόψη το μέγεθος των νησιών/νησιωτικών συμπλεγμάτων και την γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων στα εξεταζόμενα νησιά καθώς και τα χαρακτηριστικά των τοπικών συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στον Πίνακα 3.5 δίνονται δύο τιμές για το όριο δ , μια «τυπική», που αποτελεί και την βασική τιμή εφαρμογής, και μία πιο «αισιόδοξη» που είναι προσαυξημένη κατά +10% επί της βασικής και εξετάζεται εναλλακτικά αυτής ως παράμετρος.

Πίνακας 3. 5 Όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης

Νησί	δ τυπικό	δ αισιόδοξο
Αμοργός, Αστυπάλαια, Θήρα, Κύθνος, Πάτμος, Σέριφος, Σίφνος, Σύμη	30%	40%
Μήλος, Σκύρος, Κάρπαθος, Μύκονος,	35%	45%
Σάμος, Ικαρία, Λέσβος, Λήμνος, Πάρος, Σύρος, Χίος	40%	50%
Κως-Κάλυμνος, Ρόδος	45%	55%
Κρήτη	50%	60%

3.3 Βασικές παραδοχές

Κατά την εφαρμογή της μεθόδου της PAE γίνονται ορισμένες παραδοχές που έχουν ως σκοπό την απλοποίηση της εφαρμοζόμενης διαδικασίας. Οι περισσότερες από αυτές περιγράφονται αναλυτικά στην παράγραφο 3.2. Ωστόσο, κρίνεται σκόπιμο στο

σημείο αυτό να αναφερθούν συγκεντρωμένα και επιγραμματικά οι βασικότερες εκ των παραδοχών αυτών:

- Χρήση δεδομένων ζήτησης των μη διασυνδεδεμένων νησιών του έτους 2006.
- Θεώρηση αμετάβλητης σειράς ένταξης των συμβατικών μονάδων.
- Χρήση αντιπροσωπευτικών χρονοσειρών έντασης ανέμου σε κάθε νησί.
- Χρήση ενιαίας καμπύλης ισχύος των αιολικών και ΦΒ σταθμών σε κάθε νησί.
- Θεώρηση μη ελεγχόμενης ΦΒ παραγωγής. Η παραγόμενη ΦΒ ενέργεια απορροφάται με προτεραιότητα έναντι της αιολικής και συμβατικής ενέργειας από το δίκτυο.
- Εφεδρεία συμβατικών μονάδων στην αιολική και ΦΒ παραγωγή ίση με το 100% του φορτίου. Δεν τηρείται επιπλέον στρεφόμενη εφεδρεία.
- Όριο μέγιστης στιγμιαίας αιολικής διείσδυσης σταθερό και αμετάβλητο για κάθε νησί κατά την διάρκεια του έτους.
- Θεώρηση πλήρους διαθεσιμότητας αιολικών, ΦΒ και συμβατικών σταθμών κατά την διάρκεια του έτους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Εφαρμογή και Αποτελέσματα

4.1 Εισαγωγή

Η μεθοδολογία υπολογισμού του ορίου διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα μπορεί να εφαρμοστεί με την μέθοδο της πιθανοτικής ανάλυσης της ΡΑΕ αλλά και με την μέθοδο των χρονοσειρών. Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την εφαρμογή των δύο αυτών μεθόδων.

4.2 Αποτελέσματα μεθόδου πιθανοτικής ανάλυσης

Η εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού του ορίου διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ελληνικά νησιά πραγματοποιείται για εγκατεστημένη αιολική ισχύ σ' αυτά που παίρνει τιμές από 10% έως 200% του μέσου ετήσιου φορτίου του εκάστοτε νησιού. Στόχος της εφαρμογής είναι να προσδιοριστεί η επίδραση των διαφόρων παραμέτρων στην περικοπή αιολικής ενέργειας ενός αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος. Σε αυτό το πλαίσιο, το αιολικό και το ηλιακό δυναμικό καθώς επίσης και η ζήτηση του φορτίου θεωρούνται γνωστά (δεδομένα εισόδου).

Οι παράμετροι που εξετάζονται είναι i) η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς, ii) η διασπορά των αιολικών σταθμών στο νησί, iii) το όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών (δ), iv) τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων (TE) και v) η σύνθεση του συμβατικού σταθμού (αριθμός, μέγεθος και σειρά ένταξης συμβατικών μονάδων).

Η επίδραση της ΦΒ διείσδυσης στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας διερευνάται για διάφορες τιμές εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος.

Η επίδραση της διασποράς των αιολικών σταθμών διερευνάται μέσω της εξέτασης διαφορετικών σεναρίων παραγόμενης αιολικής ενέργειας από μια ή περισσότερες χρονοσειρές.

Το όριο της μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης καθορίζεται από τον διαχειριστή του συστήματος. Εντούτοις, εξετάζονται εναλλακτικά σενάρια για διαφορετικές τιμές του ορίου δ' από αυτές του βασικού σεναρίου (βλ. Πίνακα 3.4, τυπικές τιμές ορίου δ), όπως για παράδειγμα κοινή τιμή του ορίου δ σε όλα τα νησιά.

Τα χαρακτηριστικά του τοπικού αυτόνομου συμβατικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής δίνονται από τον διαχειριστή του συστήματος (ΔΕΗ). Ωστόσο, εξετάζονται σενάρια για χαμηλότερα τεχνικά ελάχιστα και διαφορετική σύνθεση συμβατικών μονάδων για να προσδιοριστεί η επίδραση τους στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας.

Θεωρείται σκόπιμο, πριν την παρουσίαση των αποτελεσμάτων των επιμέρους εξεταζόμενων περιπτώσεων, να γίνει μια διερεύνηση των αιτιών απόρριψης της αιολικής ενέργειας από τον διαχειριστή του συστήματος στα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Η απόρριψη της αιολικής ενέργειας από τον διαχειριστή του συστήματος οφείλεται στους τεχνικούς περιορισμούς που επιβάλλονται (τεχνικά

ελάχιστα συμβατικών μονάδων και όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών) για λόγους ασφάλειας και καλής λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων του δικτύου, όμως επιβαρύνεται επιπλέον όταν υφίσταται και ασυμφωνία μεταξύ της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας και της ζήτησης του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος.

4.2.1 Διερεύνηση αιτιών απόρριψης αιολικής ενέργειας από τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα

Η απορροφούμενη (ή παραγόμενη) κάθε στιγμή αιολική ισχύς από το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα υπολογίζεται από την σχέση:

$$P_{\text{absorbed}} = \min\{D - TE, \delta \cdot D, P_w\}$$

όπου: $D = P_L - P_{PV}$ η φαινόμενη ζήτηση,

P_L η πραγματική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές,

P_{PV} η παραγόμενη ΦΒ ενέργεια από τους ΦΒ σταθμούς του νησιού,

TE τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων που συμμετέχουν στην κάλυψη της ζήτησης,

δ το μέγιστο στιγμιαία επιτρεπόμενο όριο συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης,

P_w η δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύς.

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για τις εξής εξεταζόμενες περιπτώσεις:

Θεωρητική περίπτωση I: Περικοπές αιολικής ενέργειας οφειλόμενες στην ασυμφωνία μεταξύ της φαινόμενης ζήτησης και της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος ($P_w > D$). Για $TE=0\%$ και $\delta=100\%$ έχουμε:

$$P_{\text{absorbed}} = \min\{D, P_w\}$$

Θεωρητική περίπτωση II: Περικοπές αιολικής ενέργειας οφειλόμενες στο όριο μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης (δ). Άρα, για $TE=0\%$ και δ σύμφωνα με τα στοιχεία του Πίνακα 3.4 του Κεφαλαίου 3, έχουμε:

$$P_{\text{absorbed}} = \min\{\delta \cdot D, P_w\}$$

Θεωρητική περίπτωση III: Περικοπές αιολικής ενέργειας οφειλόμενες στα TE του συμβατικού συστήματος. Άρα, για TE σύμφωνα με τα στοιχεία του Πίνακα Α.3 του Παραρτήματος Α και $\delta=100\%$, έχουμε:

$$P_{\text{absorbed}} = \min\{D - TE, P_w\}$$

Πραγματική περίπτωση: Περικοπές αιολικής ενέργειας οφειλόμενες στο όριο μέγιστης επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών (δ) (Πίνακας 3.4) και στα TE των συμβατικών μονάδων (Πίνακας Α.3):

$$P_{\text{absorbed}} = \min\{D - TE, \delta \cdot D, P_w\}$$

Σε κάθε μία από τις παραπάνω περιπτώσεις, η απορριπτόμενη αιολική ενέργεια υπολογίζεται αν από την δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια αφαιρεθεί η αντίστοιχη απορροφούμενη αιολική ισχύς:

$$P_{\text{rejected}} = P_w - P_{\text{absorbed}} = P_w - \min\{D - TE, \delta \cdot D, P_w\}$$

Η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση, στα πλαίσια αυτής της διερεύνησης, είναι ίση με μηδέν (0% ΦΒ). Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των παραπάνω εξεταζόμενων περιπτώσεων.

Το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας που παρουσιάζεται στα παρακάτω αποτελέσματα προκύπτει από το πηλίκο της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας προς την δυνάμενη να παραχθεί (P_{abs}/P_w).

Θεωρητική περίπτωση I (Σχήμα 4.1)

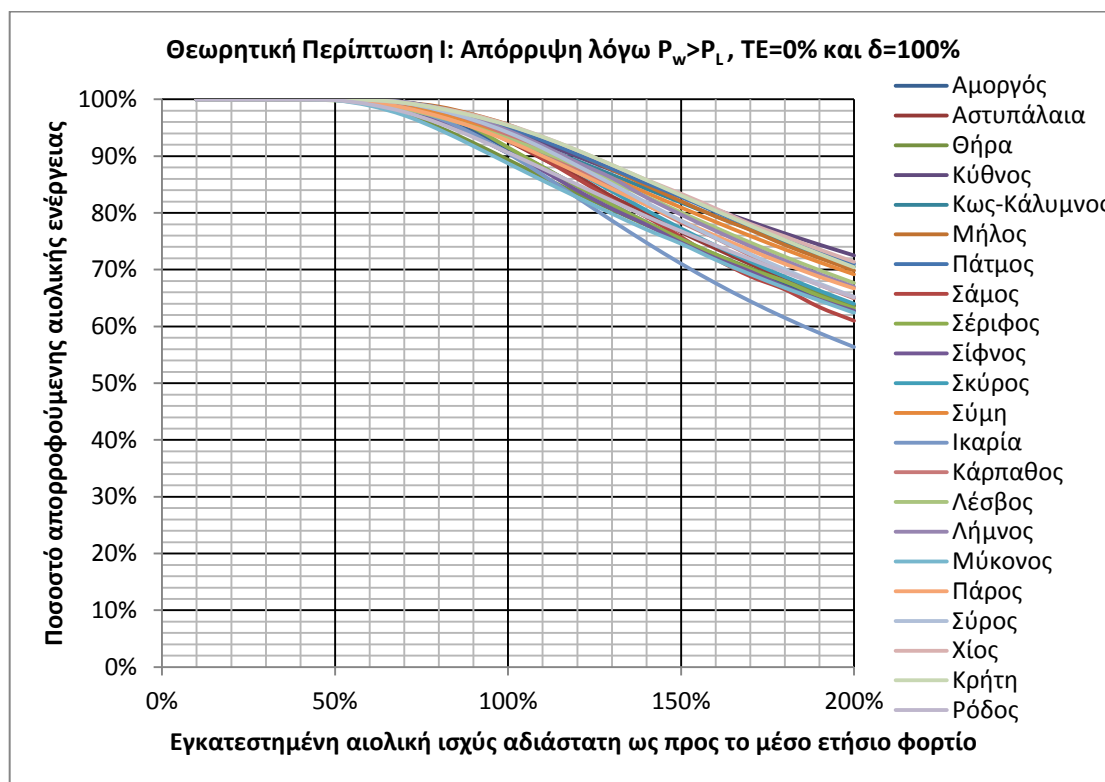
Για αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ έως και 50% του μέσου ετήσιου φορτίου δεν απορρίπτεται καθόλου αιολική ενέργεια σε κανένα από τα εξεταζόμενα νησιά. Για τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος μεγαλύτερες του 50% του μέσου ετήσιου φορτίου υπάρχουν κάποιες ώρες ετησίως όπου η εν δυνάμει παραγόμενη αιολική ενέργεια ξεπερνά τη ζήτηση ($P_{wi} > D_i$) και συνεπώς ο διαχειριστής του συστήματος προβαίνει αναγκαστικά σε απόρριψη της περίσσειας αιολικής ενέργειας από τα αιολικά πάρκα (στην πράξη ελέγχεται η παραγόμενη αιολική ισχύς ώστε να μην ξεπερνά την ικανότητα απορρόφησης του συστήματος). Η απορριπτόμενη αιολική ενέργεια αυξάνεται καθώς αυξάνεται και η εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Παρόλα αυτά, το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας παραμένει ιδιαίτερα υψηλό, και όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.1, για εγκατεστημένη αιολική ισχύ ίση προς 100% του μέσου ετήσιου φορτίου είναι μεγαλύτερο του 90% για τα περισσότερα νησιά, ενώ για εγκατεστημένη αιολική ισχύ ίση προς 200% του μέσου ετήσιου φορτίου είναι μεγαλύτερο του 60% για τα περισσότερα νησιά.

Η μείωση του ποσοστού της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος οφείλεται στην απόρριψη αιολικής ισχύος λόγω ασυμφωνίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης. Δηλαδή, για μεγάλα ποσοστά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, η δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια αυξάνεται και συνεπώς αυξάνονται και οι ώρες εντός του έτους που η εν δυνάμει παραγόμενη αιολική ενέργεια υπερκαλύπτει την ζήτηση, και η οποία τελικά απορρίπτεται.

Καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς οι καμπύλες του ποσοστού απορρόφησης απομακρύνονται λίγο μεταξύ τους γεγονός που οφείλεται στο διαφορετικό προφίλ ζήτησης και παραγόμενης αιολικής ενέργειας από νησί σε νησί.

Η παραπάνω περίπτωση είναι αδύνατον να συμβεί στην πράξη διότι πάντα θα υπάρχουν οι δυο τεχνικοί περιορισμοί, δηλαδή τα TE και το όριο 'δ', οι οποίοι θα είναι υπεύθυνοι (είτε ο ένας είτε ο άλλος) για την όποια απόρριψη αιολικής ενέργειας υφίσταται, αφού σε κάθε περίπτωση, με την ενεργοποίησή τους, το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί από την αιολική παραγωγή είναι σημαντικά μικρότερο της ζήτησης. Παρόλα αυτά, όπως θα φανεί και στην συνέχεια, νησιά που παρουσιάζουν μεγαλύτερο ποσοστό απορριπτόμενης ενέργειας από κάποια άλλα, εξαιτίας της ασυμφωνίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης, είναι πολύ πιθανό να εμφανίζουν

μεγαλύτερο ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας ακόμη και αν έχουν λίγο καλύτερες τιμές τεχνικών περιορισμών (TE και δ) από άλλα νησιά.

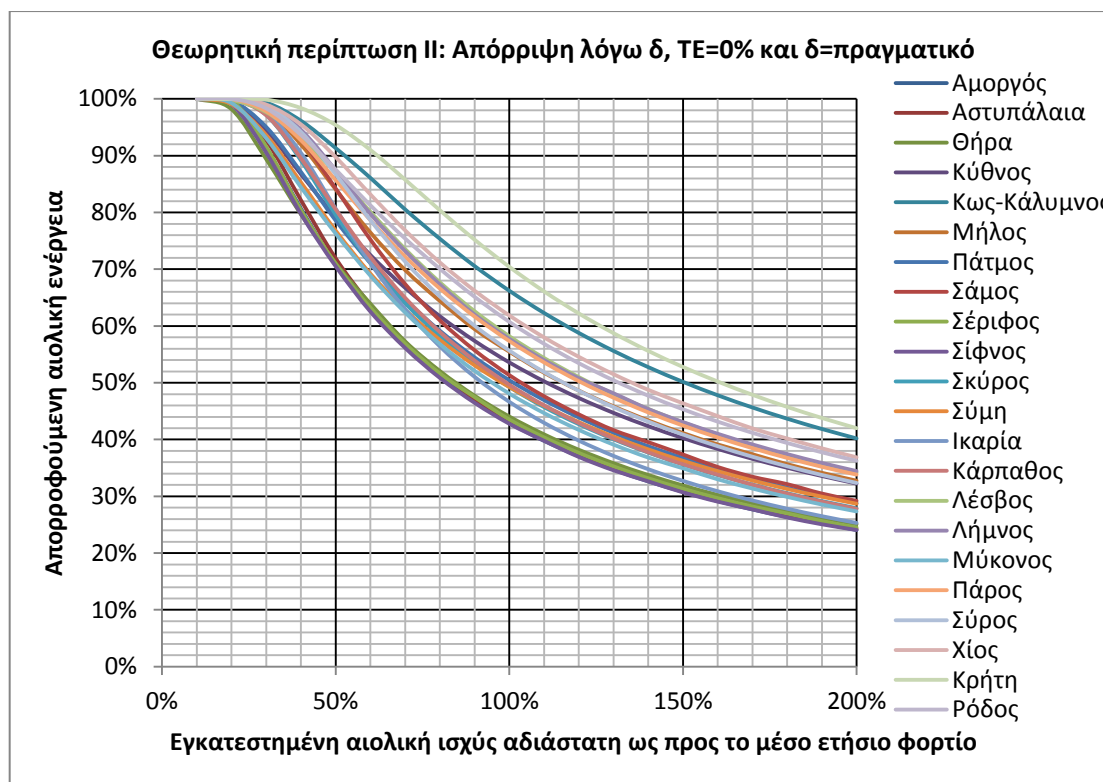


Σχήμα 4.1 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ, TE=0% και δ=100% (θεωρητική περίπτωση I)

Θεωρητική περίπτωση II (Σχήμα 4.2)

Εάν ενεργοποιηθεί το μέγιστο στιγμιαία επιτρεπόμενο όριο συμμετοχής των αιολικών στην ζήτηση (δ), τότε η απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε κάθε νησί θα μειωθεί σημαντικά εξαιτίας των περικοπών που επιβάλλει το όριο 'δ'. Το όριο 'δ' κυμαίνεται, ανάλογα με το νησί (Πίνακας 3.5, Κεφάλαιο 3), από 30% έως 50% (τυπικές τιμές του 'δ'). Έτσι, όπως φαίνεται και από το Σχήμα 4.2, για εγκατεστημένη αιολική ισχύ μεγαλύτερη του 10% του μέσου ετήσιου φορτίου υφίστανται κάποιες μικρές περικοπές που αυξάνονται σημαντικά καθώς αυξάνεται και η εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Για παράδειγμα στο 50% της ανηγμένης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 70% και 95% για όλα τα νησιά πλην της Κρήτης που είναι 95%. Για αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ ίση με 100%, το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 42% και 62% για όλα τα νησιά πλην των Κω-Καλύμνου (66%) και Κρήτης (70%), ενώ τέλος, για 200% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 24% και 42% για όλα τα νησιά.

Με την ενεργοποίηση του ορίου 'δ' οι καμπύλες του ποσοστού απορρόφησης απομακρύνονται περαιτέρω μεταξύ τους (σε σχέση με την περίπτωση I) γεγονός που δείχνει την διαφορετική επίδραση του ορίου 'δ' στην απόρριψη αιολικής ενέργειας, λόγω της διαφορετικής τιμής του, αλλά και εξαιτίας των διαφορετικών προφίλ ζήτησης και παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε κάθε ένα από τα νησιά.

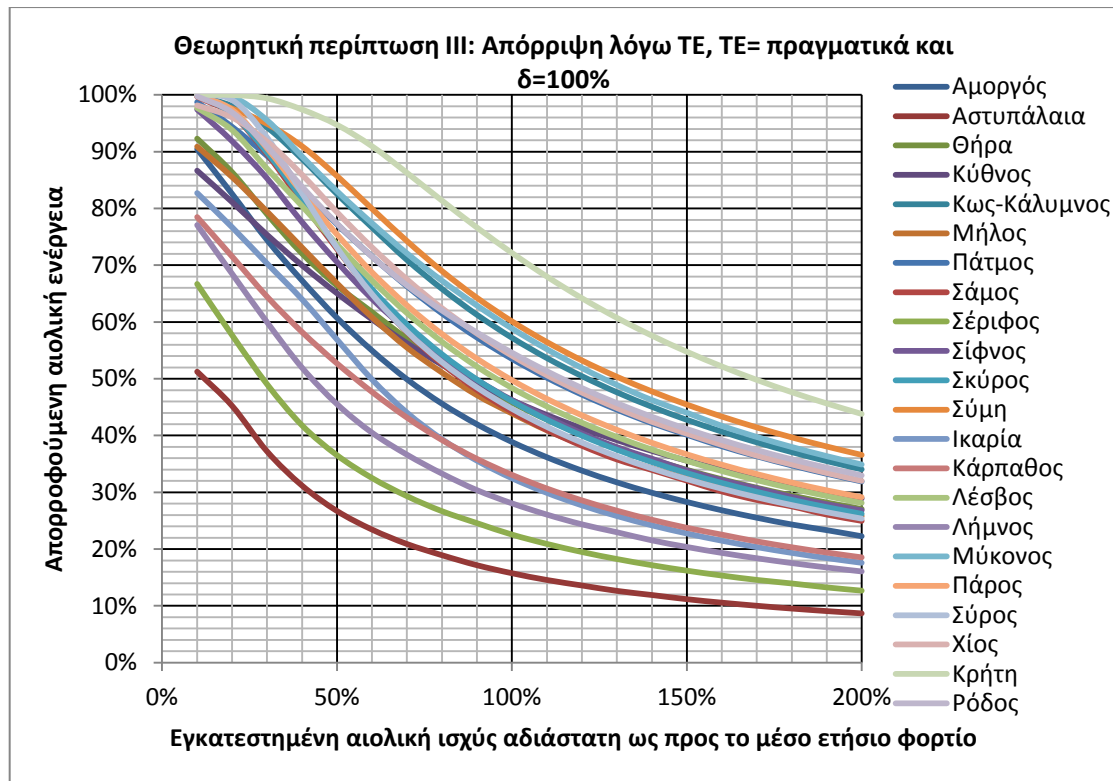


Σχήμα 4. 2 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ, TE=0% και δ = πραγματικό (θεωρητική περίπτωση II)

Τα 8 πρώτα νησιά με το μεγαλύτερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι: η Κρήτη, η Κως-Κάλυμνος, η Χίος, η Ρόδος, η Λέσβος, η Λήμνος, η Πάρος και η Σύρος. Και τα 8 αυτά νησιά έχουν όριο $\delta \geq 40\%$. Υπενθυμίζεται ότι το 'δ' κυμαίνεται από 30% έως 50%. Από την άλλη πλευρά, τα 7 τελευταία νησιά με το μικρότερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι: η Μύκονος, η Ικαρία, η Θήρα, η Σέριφος, η Αστυπάλαια, η Αμοργός και η Σίφνος. Εκτός από την Ικαρία και τη Μύκονο τα υπόλοιπα 5 νησιά έχουν όριο $\delta=30\%$. Η Ικαρία και η Μύκονος, αν και έχουν όριο 40% και 35% αντίστοιχα, εντούτοις παρουσιάζουν σημαντικές περικοπές αιολικής ενέργειας, λόγω του κακού ταιριάσματος των προφίλ της ζήτησης και της εν δυνάμει παραγόμενης αιολικής ενέργειας (βλ. και θεωρητ. περίπτωση I, Σχήμα 4.1).

Θεωρητική περίπτωση III (Σχήμα 4.3)

Στην περίπτωση ενεργοποίησης μόνο του περιορισμού των TE του συμβατικού συστήματος οι περικοπές αιολικής ενέργειας, που οφείλονται αποκλειστικά και μόνο στα TE (αλλά έχουν επίσης σχέση και με το ταιρίασμα του προφίλ ζήτησης και παραγωγής), είναι, για τα περισσότερα νησιά, αρκετά μεγαλύτερες από ότι στην προηγούμενη περίπτωση (με ενεργό μόνο του όριο 'δ'). Το γεγονός αυτό δείχνει ότι, στα περισσότερα νησιά, τα TE των συμβατικών μονάδων είναι εκείνα που καθορίζουν τελικά, σε μεγαλύτερο βαθμό, την απορροφούμενη αιολική ενέργεια από το σύστημα. Βεβαίως, υπάρχουν και λίγα νησιά όπου το όριο 'δ' έχει σημαντικότερη επίδραση στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια από τα TE. Τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων (TE) αφορούν τα πραγματικά TE, όπως αυτά δίνονται από τον διαχειριστή του συστήματος (Πίνακας Α.3, Παράρτημα Α), και έχουν μέση τιμή ανά νησί μεταξύ 32% και 58% ή 35,4% έως 60,5% για τις ενεργές συμβατικές μονάδες (βλ. Πίνακα 2.3 και Σχήμα 2.11 αντίστοιχα, Κεφάλαιο 2).



Σχήμα 4.3 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ, ΤΕ= πραγματικά και $\delta=100\%$ (θεωρητική περίπτωση III)

Τα ΤΕ ευθύνονται για σημαντικό ποσοστό περικοπών αιολικής ενέργειας και κυρίως για περικοπές σε πολύ μικρά ποσοστά αδιάστατης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Έτσι για εγκατεστημένη αιολική ισχύ ίση με 10% του μέσου ετήσιου φορτίου, το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 50% και 100%. Για αδιάστατη αιολική ισχύ 100%, το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 16% και 72%, ενώ για αδιάστατη αιολική ισχύ 200%, το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 9% και 44%.

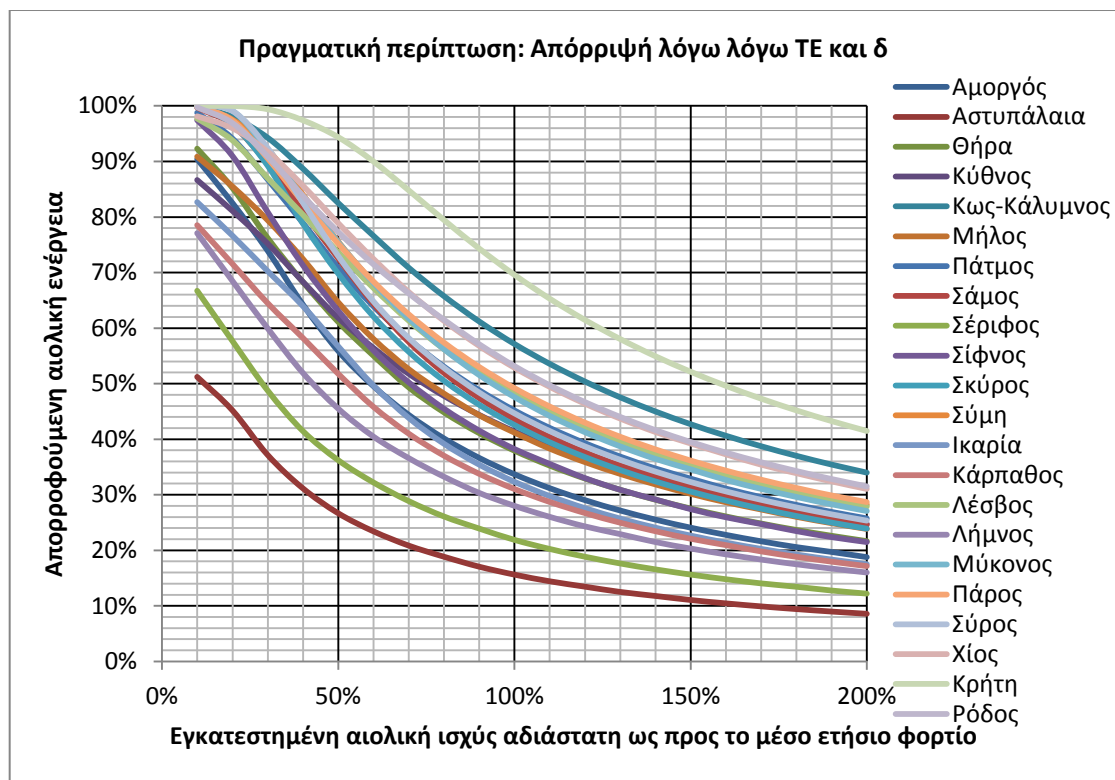
Με την ενεργοποίηση των ΤΕ οι καμπύλες του ποσοστού απορρόφησης απομακρύνονται πολύ μεταξύ τους, γεγονός που έχει σχέση με την τιμή των ΤΕ των μονάδων, που είναι διαφορετική μεταξύ των νησιών, αλλά επιπλέον σημαντικό ρόλο έχει και η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων σε συνδυασμό με το μέγεθος και τα ΤΕ της κάθε μονάδας ξεχωριστά.

Τα 8 πρώτα νησιά από πλευράς ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι: η Κρήτη, η Σύμη, η Μύκονος, η Κως-Κάλυμνος, η Χίος, η Ρόδος, η Πάτμος και η Πάρος, ενώ τα 6 τελευταία είναι: η Αμοργός, η Ικαρία, η Κάρπαθος, η Λήμνος, η Σέριφος και η Αστυπάλαια.

Από την σύγκριση των περιπτώσεων II και III παρατηρούμε ότι την σημαντικότερη επίδραση στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια των περισσότερων νησιών την έχει ο περιορισμός των ΤΕ. Ειδικά για εγκατεστημένη αιολική ισχύ μικρότερη του 50% του μέσου ετήσιου φορτίου, η απόρριψη αιολικής ενέργειας σε όλα τα νησιά οφείλεται αποκλειστικά και μόνο στα ΤΕ των συμβατικών μονάδων. Ενώ για μεγαλύτερα ποσοστά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, υπάρχουν ορισμένα νησιά, όπως η Κρήτη και η Σύμη, που παρουσιάζουν περικοπές λόγω του ορίου 'δ' και όχι εξαιτίας των ΤΕ.

Πραγματική περίπτωση (Σχήμα 4.4)

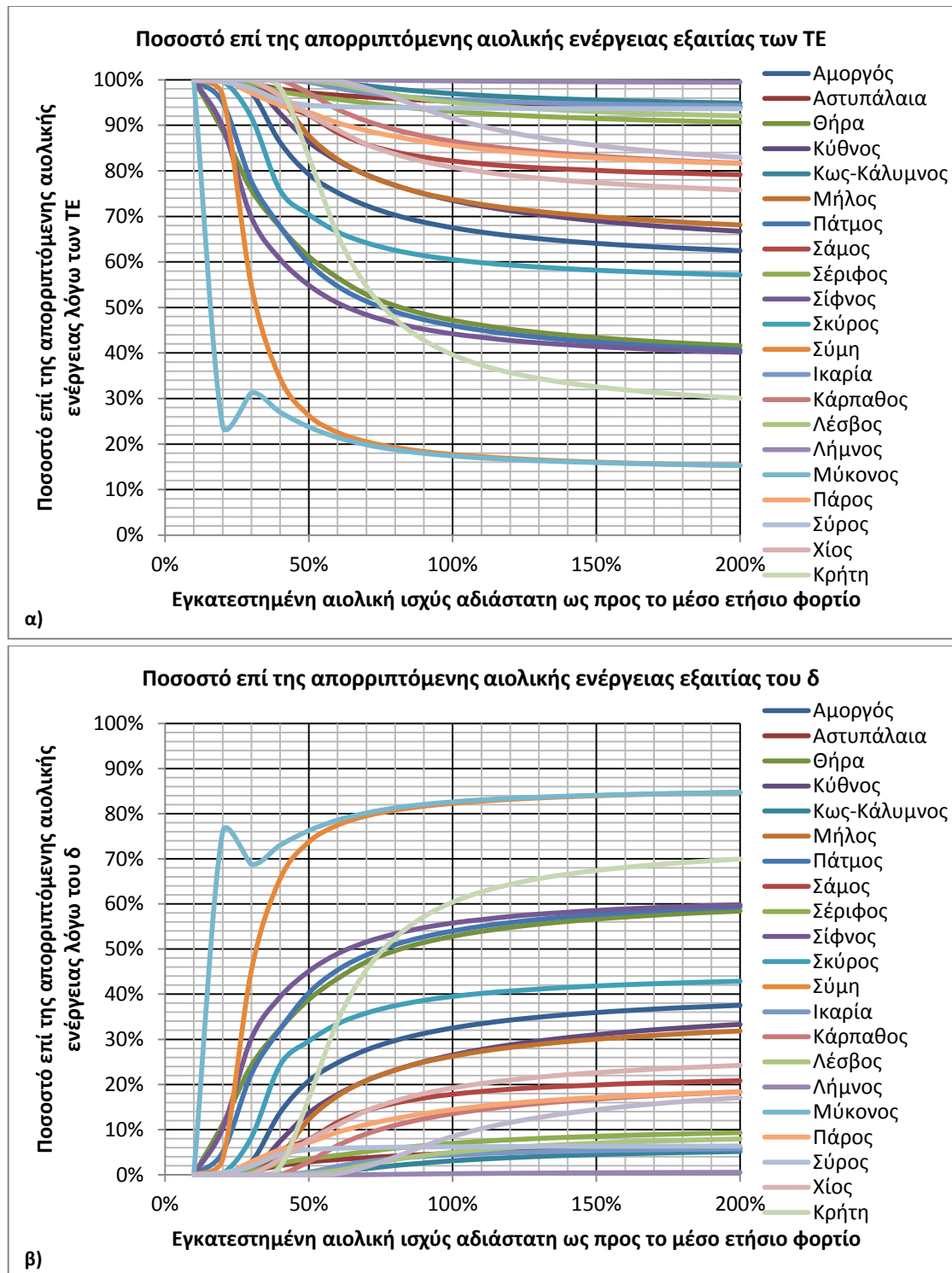
Στην πραγματικότητα, που είναι ενεργοποιημένοι και οι δύο τεχνικοί περιορισμοί του συστήματος ως προς την απορρόφηση αιολικής ενέργειας, παρατηρούνται σημαντικές περικοπές αιολικής ενέργειας, τόσο για μικρά ποσοστά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (περικοπές κυρίως λόγω των ΤΕ), όσο και για μεγαλύτερα, όπου η απόρριψη αιολικής ενέργειας είναι ιδιαίτερα αυξημένη (Σχήμα 4.4). Οι περικοπές αυτές οφείλονται και στους δύο τεχνικούς περιορισμούς, άλλοτε περισσότερο στον ένα και άλλοτε περισσότερο στον άλλο. Αυτό φαίνεται άλλωστε και από τα παρακάτω διαγράμματα που δείχνουν το ποσοστό επί των συνολικών περικοπών λόγω του ορίου 'δ' και λόγω των ΤΕ (για 0% ΦΒ).



Σχήμα 4.4 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για 0% ΦΒ ισχύ και πραγματικά ΤΕ και δ (πραγματική περίπτωση)

Ποσοστό συμμετοχής των τεχνικών περιορισμών στις συνολικές περικοπές αιολικής ενέργειας (Σχήμα 4.5)

Όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.5, με το ποσοστό επί των περικοπών λόγω του ορίου 'δ' και των ΤΕ, υπάρχουν αρκετές περιπτώσεις νησιών όπου το μεγαλύτερο μέρος των περικοπών οφείλεται στα ΤΕ. Τα 11 πρώτα νησιά που εμφανίζουν τις μεγαλύτερες περικοπές λόγω των ΤΕ είναι: η Λήμνος, η Κως-Κάλυμνος, η Ικαρία, η Αστυπάλαια, η Σύρος, η Λέσβος, η Σέριφος, η Ρόδος, η Κάρπαθος, η Πάρος και η Σάμος. Τα υπόλοιπα 11 νησιά που εμφανίζουν τις μικρότερες περικοπές λόγω των ΤΕ είναι: η Χίος, η Μήλος, η Κύθνος, η Αμοργός, η Σκύρος, η Θήρα, η Πάτμος, η Σίφνος, η Κρήτη, η Σύμη και η Μύκονος. Η παραπάνω σειρά των νησιών αντιστρέφεται προκειμένου για τις περικοπές που οφείλονται στο όριο 'δ'. Δηλαδή τα νησιά με τις μεγαλύτερες περικοπές λόγω του ορίου δ είναι: η Μύκονος, η Σύμη, η Κρήτη, η Σίφνος, η Πάτμος, η Θήρα, η Σκύρος, η Αμοργός, η Κύθνος, κ.ο.κ.



Σχήμα 4.5 Ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας (για 0% ΦΒ): α) λόγω των ΤΕ και β) λόγω του δ

Από τα διαγράμματα του Σχήματος 4.5, φαίνεται ότι για εγκατεστημένη αιολική ισχύ μικρότερη του 50% του μέσου ετήσιου φορτίου, το μεγαλύτερο μέρος των περικοπών, στην πλειονότητα των νησιών, οφείλεται στα ΤΕ των συμβατικών μονάδων, εκτός από τη Σύμη και τη Μύκονο που εμφανίζουν σημαντικό ποσοστό περικοπών λόγω και του ορίου 'δ'. Για αιολική ισχύ ίση με το 10% του μέσου ετήσιου φορτίου οι περικοπές σε όλα τα νησιά οφείλονται αποκλειστικά και μόνο στα ΤΕ των συμβατικών μονάδων.

Τέλος, παρατηρείται ότι, καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς, αυξάνεται και το ποσοστό των περικοπών που έχει σχέση με το όριο 'δ'. Ειδικά για την περίπτωση της Κρήτης, η αύξηση της επίδρασης του ορίου 'δ' στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος είναι χαρακτηριστική. Η Κρήτη για ποσοστό εγκατεστημένης αιολικής ισχύος μικρότερο του 40% παρουσιάζει περικοπές αιολικής ενέργειας που οφείλονται αποκλειστικά στα ΤΕ των συμβατικών μονάδων, ενώ για ποσοστά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος άνω του 40% του μέσου ετήσιου φορτίου, το όριο 'δ' επιδρά σημαντικά στην απορριπτόμενη αιολική ισχύ.

4.2.2 Απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύ

Στην εξεταζόμενη περίπτωση, παράμετρο διερεύνησης αποτελεί η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ, ανηγμένη στο μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού, και παίρνει τιμές 0%, 40%, 80% και 120% (Σχήμα 4.6). Οι υπόλοιπες παράμετροι (ΤΕ, δ) έχουν διαφορετικές τιμές μεταξύ των νησιών. Το όριο μέγιστης επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών (δ) κυμαίνεται, ανάλογα με το νησί (Πίνακας 3.5, Κεφάλαιο 3), από 30% έως 50%. Τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων (ΤΕ) αφορούν τα πραγματικά ΤΕ, όπως αυτά δίνονται από τον διαχειριστή του συστήματος (Πίνακας Α.3, Παράρτημα Α), και έχουν μέση τιμή ανά νησί μεταξύ 35,4% και 60,5% για τις ενεργές συμβατικές μονάδες (βλ. Σχήμα 2.11, Κεφάλαιο 2). Η ζήτηση (P_L) και η εν δυνάμει παραγόμενη αιολική ενέργεια (P_w) περιγράφονται από τις αντίστοιχες ετήσιες χρονοσειρές καθώς και τις αντίστοιχες ετήσιες καμπύλες πυκνότητας πιθανότητας και διάρκειας.

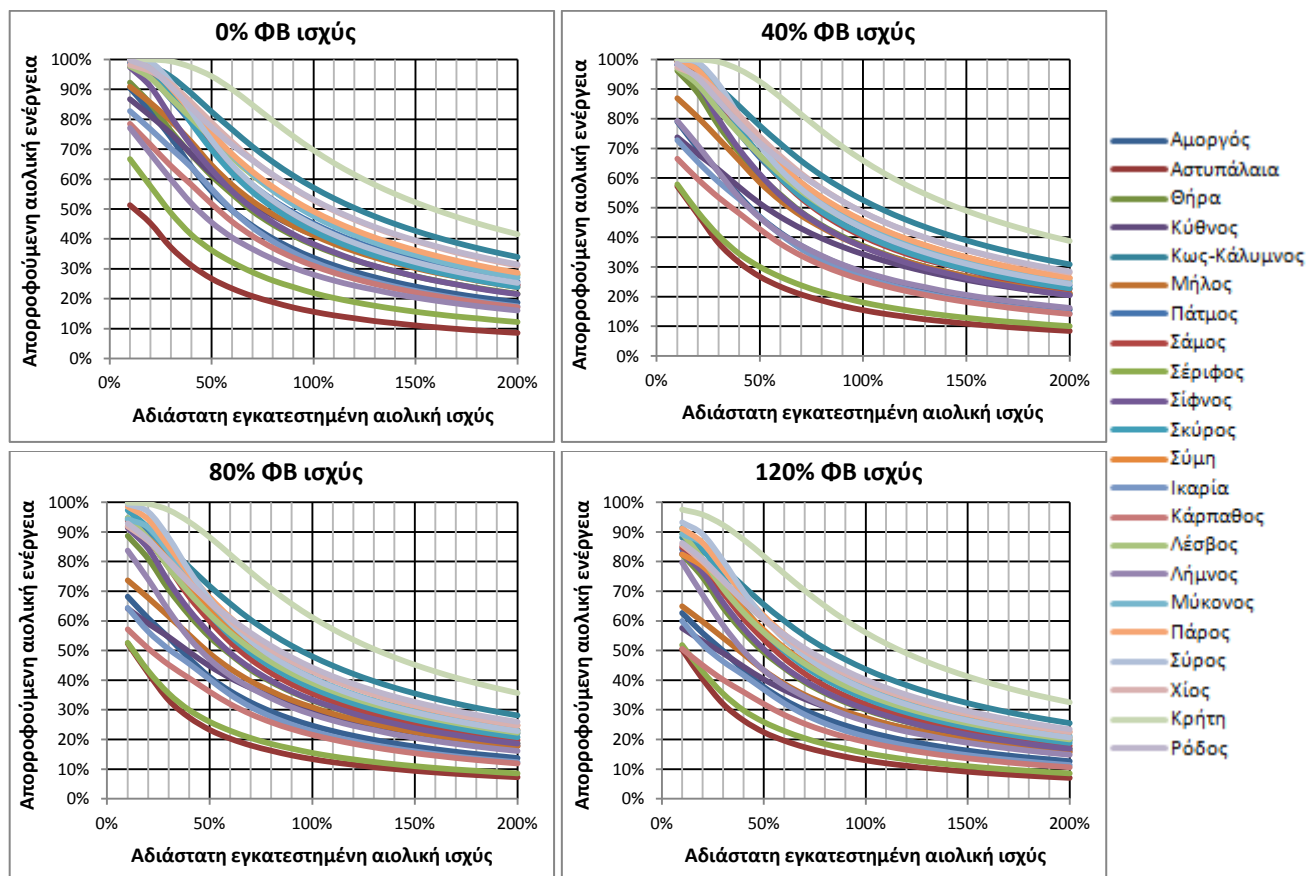
Για μηδενική εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ (0% ΦΒ), τα 8 πρώτα νησιά από πλευράς ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι: η Κρήτη, η Κως-Κάλυμνος, η Σύμη, η Μύκονος, η Ρόδος, η Χίος, η Πάτμος και η Πάρος, ενώ τα 6 τελευταία είναι: η Αμοργός, η Ικαρία, η Κάρπαθος, η Λήμνος, η Σέριφος και η Αστυπάλαια.

Τα μεγαλύτερα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα όπως είναι η Κρήτη, η Κως-Κάλυμνος, η Ρόδος, η Χίος και η Πάρος-Νάξος παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, ενώ αντίθετα, το μικρότερο ποσοστό απορρόφησης αιολικής ενέργειας το έχουν μικρότερα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα όπως η Αστυπάλαια, η Σέριφος, η Λήμνος, η Κάρπαθος, η Ικαρία, η Αμοργός κ.α. Εξαιρέση αποτελούν η Σύμη, η Μύκονος και η Πάτμος, που, αν και ανήκουν στη κατηγορία των μικρών και μεσαίων αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων, εντούτοις παρουσιάζουν αξιόλογο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας. Αυτό δικαιολογείται εν μέρει από τα χαμηλά ΤΕ αλλά και την ευελιξία (σειρά ένταξης, μέγεθος) του συμβατικού συστήματος των συγκεκριμένων νησιών.

Με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (αδιάστατης ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού) παρατηρείται μείωση του ποσοστού της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας. Ο ρυθμός μείωσης της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι λίγο μεγαλύτερος για τα νησιά με μεγαλύτερο ποσοστό απορρόφησης σε σχέση με τα νησιά με μικρότερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας.

Για 10% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυμαίνεται από 50% περίπου (στην Αστυπάλαια) έως και 100%

(στην Κρήτη, Ρόδο κα.). Δηλαδή σε ορισμένα από τα μικρά αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα (Peak<10 MW), όπως η Αστυπάλεια, η Σέριφος, η Κάρπαθος, η Ικαρία, η Κύθνος και η Αμοργός, αλλά και σε κάποια εκ των μεσαίων (10 MW<Peak<100 MW), όπως η Λήμνος, η Μήλος και η Θήρα, παρατηρούνται σημαντικές περικοπές αιολικής ενέργειας ακόμη και για μικρό ποσοστό εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, της τάξης του 10%. Οι περικοπές αυτές οφείλονται κυρίως στα υψηλά ΤΕ των συμβατικών μονάδων, αλλά και στην σύνθεση του συμβατικού συστήματος παραγωγής, δηλαδή το μέγεθος (ανηγμένο ως προς την αιχμή ζήτησης) και τη σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων. Έτσι, οι περικοπές που εμφανίζονται για μικρή εγκατεστημένη ισχύ αιολικών, οφείλονται κυρίως στα υψηλά ΤΕ των συμβατικών μονάδων παραγωγής.



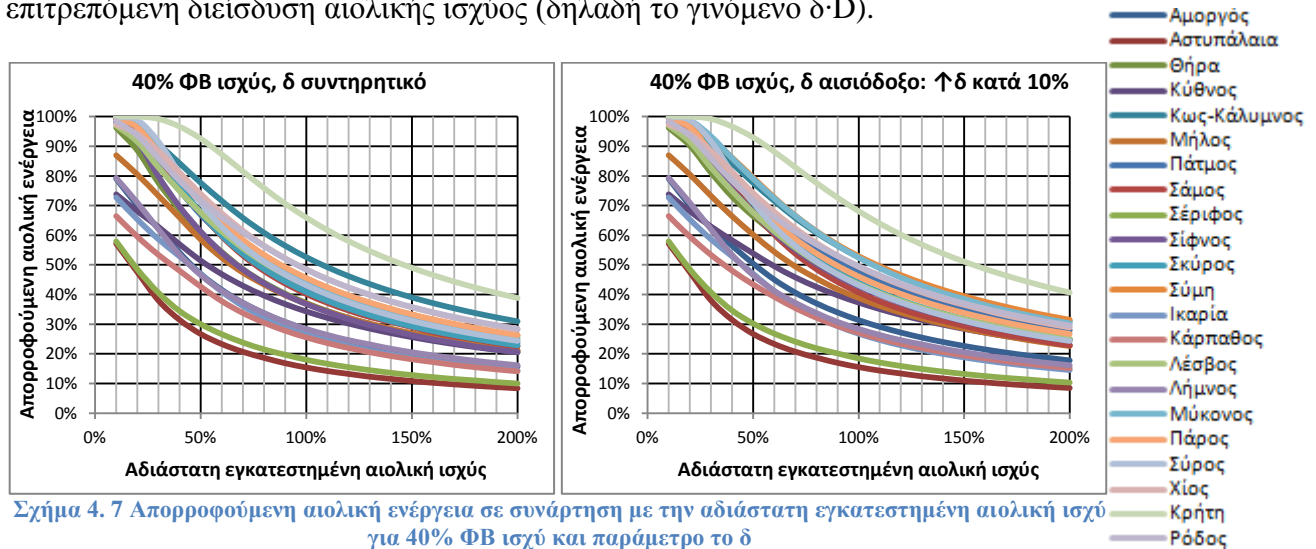
Σχήμα 4. 6 Απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ και παράμετρο την αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ

Για μεγαλύτερα ποσοστά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, υπεισέρχεται επιπρόσθετα με τα ΤΕ και ο τεχνικός περιορισμός του ορίου μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείδυσης (δ), όπου ανάλογα με το νησί συνεισφέρει λιγότερο ή περισσότερο στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια.

Βεβαίως, σημαντικές επίσης παράμετροι που επηρεάζουν το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι το προφίλ της ζήτησης και το προφίλ της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος, τα οποία διαφέρουν από νησί σε νησί. Ο συνδυασμός (το ταίριασμα) τους είναι σε κάποια νησιά ευνοϊκότερος (υπάρχει καλύτερη συμφωνία μεταξύ της εν δυνάμει αιολικής παραγωγής και της ζήτησης) σε σχέση με κάποια άλλα νησιά, με αποτέλεσμα την περαιτέρω διαφοροποίηση στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας.

Για 50% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η απορροφούμενη αιολική ενέργεια κυμαίνεται από 27% έως 94%. Για 100% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η απορροφούμενη αιολική ενέργεια κυμαίνεται από 16% έως 70% ενώ, για 200% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η απορροφούμενη αιολική ενέργεια κυμαίνεται από 9% έως 41%.

Με την ένταξη των ΦΒ στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα και την αύξηση της αδιάστατης, ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού, εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος παρατηρείται, όπως ήταν αναμενόμενο, μια μείωση στο ποσοστό απορρόφησης της αιολικής ενέργειας σε όλα τα νησιά (βλ. Σχήμα 4.6 και Πίνακα 4.1). Η μείωση αυτή αυξάνεται όσο αυξάνεται η συμμετοχή των ΦΒ στο ενεργειακό μίγμα παραγωγής. Αυτό συμβαίνει διότι όλη η παραγόμενη ΦΒ ενέργεια απορροφάται από το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα και συνεπώς η εναπομένουσα ζήτηση είναι μικρότερη της αρχικής, με αποτέλεσμα η ικανότητα απορρόφησης του συστήματος να μειώνεται, δεδομένου ότι ένα ποσοστό της υπολειπόμενης ζήτησης καλύπτεται υποχρεωτικά από τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, ενώ παράλληλα μειώνεται και η επιτρεπόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος (δηλαδή το γινόμενο $\delta \cdot D$).



Σχήμα 4.7 Απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ για 40% ΦΒ ισχύ και παράμετρο δ

Για αύξηση του ορίου μέγιστης επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών (δ), π.χ. κατά +10% (βλ. Πίνακα 3.5: δ αισιόδοξο, Κεφάλαιο 3), παρατηρείται γενικά μια αύξηση και στο ποσοστό απορρόφησης αιολικής ενέργειας των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων (βλ. Σχήμα 4.7 και Πίνακα 4.1). Σε ορισμένες όμως περιπτώσεις νησιών ή/και συμμετοχής των ΦΒ, η αύξηση στην μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική διείσδυση (δ) δεν επιφέρει (σχεδόν) καμία μεταβολή στο ποσοστό απορρόφησης του συστήματος, και αυτό διότι στις περιπτώσεις αυτές (χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Αστυπάλαια) η ικανότητα του συστήματος για απορρόφηση αιολικής ισχύος καθορίζεται κατά κύριο λόγο από την ζήτηση και τα ΤΕ των συμβατικών μονάδων, σε συνδυασμό με την εν δυνάμει παραγόμενη αιολική ισχύ, και όχι από το όριο μέγιστης διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης.

Πίνακας 4.1 Οριακές τιμές¹ του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας σε σχέση με την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ

Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για:	αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς				όριο δ για 40%ΦΒ ισχύ	
	0%	40%	80%	120%	τυπικό	αισιόδοξο
50% εγκατεστημένη αιολική ισχύ	27-94%	27-93%	23-88%	22-82%	27-93%	27-93%
100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	16-70%	15-66%	13-61%	13-56%	15-66%	16-68%

¹ Οι οριακές τιμές αναφέρονται στην ανώτερη και κατώτερη καμπύλη των αντίστοιχων σχετικών διαγραμμάτων.

4.2.3 Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας αιολικού δυναμικού σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύ

Η εξεταζόμενη περίπτωση έχει ως παράμετρος την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ και δεδομένα εισόδου τα ίδια ακριβώς με αυτά της περίπτωσης της παραγράφου 4.2.2 πιο πάνω, με την εστίαση όμως αυτή την φορά να είναι στον πραγματικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού (Σχήμα 4.8), ο οποίος προκύπτει με βάση την απορροφούμενη αιολική ενέργεια (και όχι την δυνάμενη να παραχθεί, που δίνει τον θεωρητικά διαθέσιμο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας) από το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα.

Ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας εξαρτάται από την απορροφούμενη αιολική ενέργεια. Συνεπώς θα περίμενε κανείς η σειρά των νησιών να παραμένει η ίδια ως είχε και στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας. Εντούτοις, η σειρά μεταβάλλεται ελαφρώς διότι για τον πραγματικό CF λαμβάνεται υπόψη η απορροφούμενη αιολική ενέργεια (σε GWh) και όχι το ποσοστό της ως προς την δυνάμενη να παραχθεί. Έτσι, για μηδενική εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ (0% ΦΒ), τα 8 πρώτα νησιά από πλευράς πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού είναι: η Κρήτη, η Μύκονος, η Ρόδος, η Κως-Κάλυμνος, η Πάρος, η Σάμος, η Χίος και η Λέσβος, ενώ τα 6 τελευταία είναι: η Κάρπαθος, η Μήλος, η Κύθνος, η Λήμνος, η Σέριφος και η Αστυπάλαια.

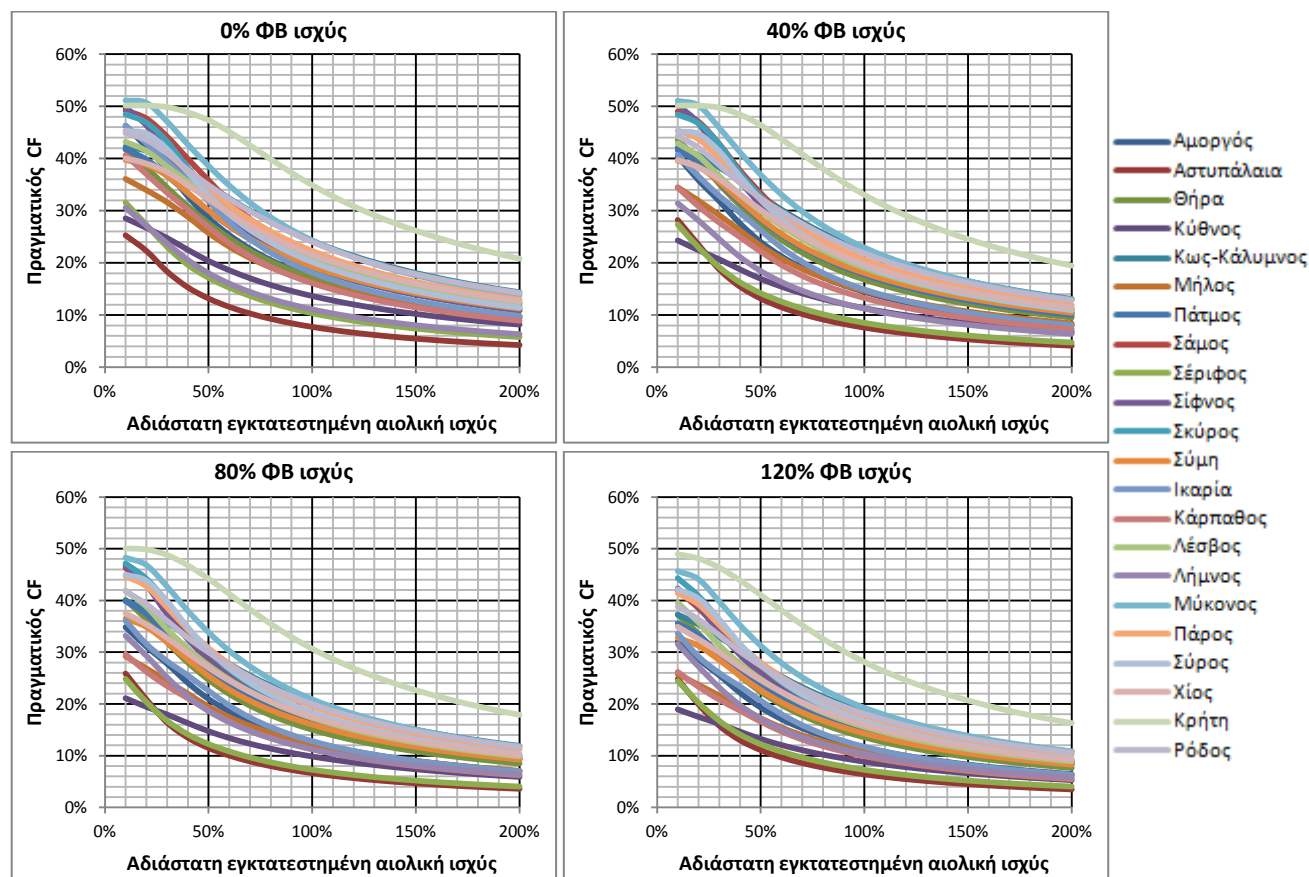
Με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (αδιάστατης ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού) παρατηρείται μείωση του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας. Η μείωση αυτή είναι αποτέλεσμα της διατήρησης σταθερής της τιμής της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας (τιμή κορεσμού) από την μία και από την άλλη της αύξησης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

Η Κρήτη παρουσιάζει αρκετά υψηλές τιμές πραγματικού CF ακόμη και για μεγάλα ποσοστά διείσδυσης αιολικής ισχύος και παραμένει στην κορυφή της λίστας των νησιών για κάθε ποσοστό αδιάστατης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Ο πραγματικός CF στην Κρήτη μεταβάλλεται από 50% έως 21% για αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ από 10% έως και 200% αντίστοιχα.

Για 10% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας κυμαίνεται από 25% περίπου (στην Αστυπάλαια) έως και περίπου 50% (στην Μύκονο και Κρήτη). Για 50% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας κυμαίνεται από 13% έως 47%. Για 100% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, ο πραγματικός CF κυμαίνεται από 8% έως 35% ενώ, για 200% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, ο πραγματικός CF κυμαίνεται από 4% έως 21%.

Με την αύξηση της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος, αυξάνεται αντίστοιχα και η παραγόμενη ΦΒ ενέργεια και συνεπώς μειώνεται το υπόλοιπο της ζήτησης, μετά την ενεργειακή συνεισφορά των ΦΒ, άρα μειώνεται και η απορροφούμενη αιολική ενέργεια. Αυτό έχει ως συνέπεια να παρατηρείται μια μείωση στην τιμή του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των ΜΔΝ, ως αποτέλεσμα της αντίστοιχης μείωσης στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια (βλ. Σχήμα 4.8 και

Πίνακα 4.2). Η μείωση αυτή είναι ομοιόμορφη σχεδόν σε όλα τα νησιά και η σειρά των νησιών μεταβάλλεται ελάχιστα με την αύξηση της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος.



Σχήμα 4. 8 Πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ και παράμετρο την αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ

Πίνακας 4. 2 Οριακές τιμές του πραγματικού CF των αιολικών με παράμετρο την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ

Πραγματικός CF αιολικού δυναμικού για :	αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς			
	0%	40%	80%	120%
50% εγκ/μένη αιολική ισχύ	13,2-47,3%	13,2-46,4%	11,5-44,2%	11,1-41,1%
100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	7,7-34,9%	7,6-33,0%	6,6-30,7%	6,4-28,1%

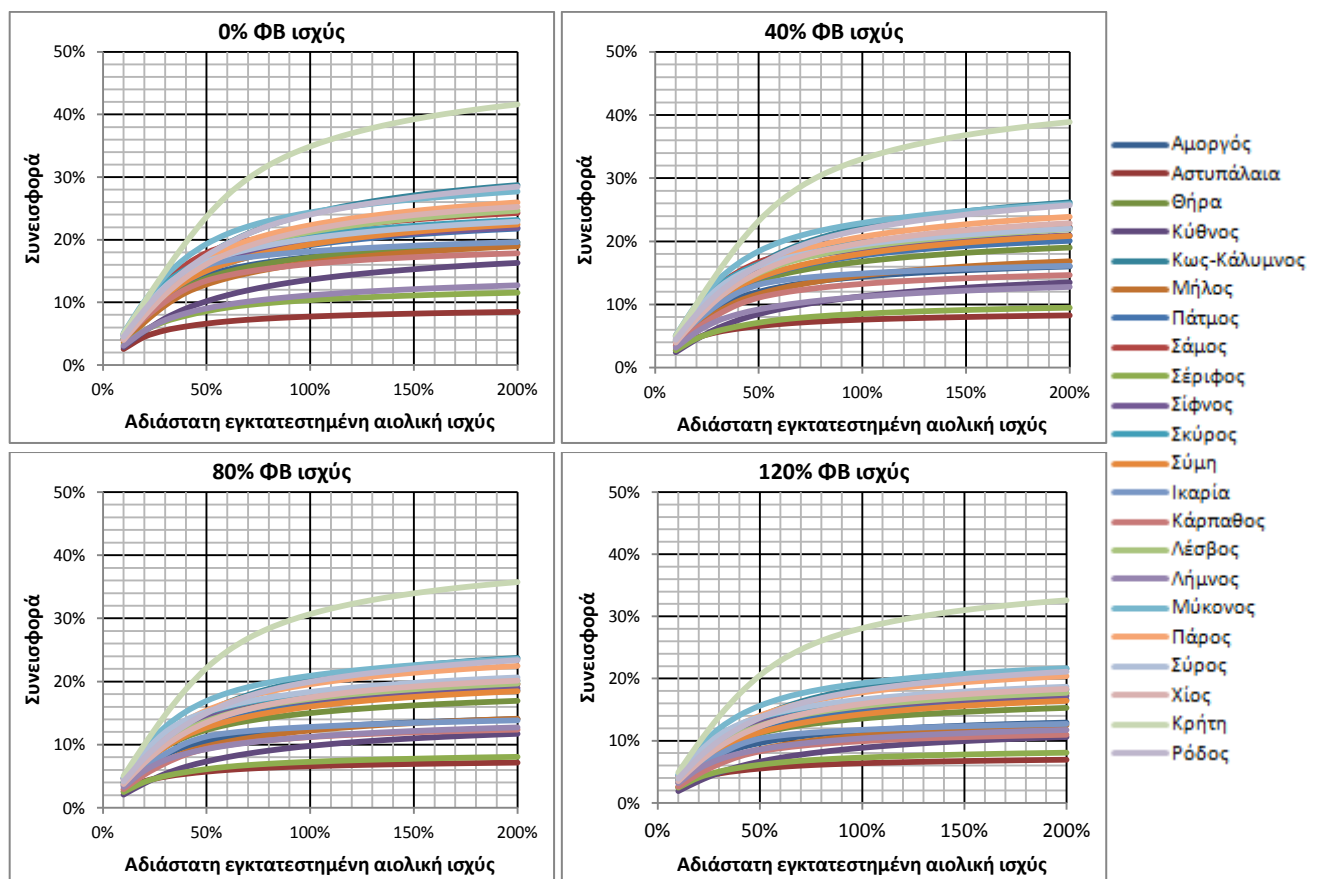
Ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού αποτελεί ένα από τα κριτήρια για την οικονομική βιωσιμότητα της αντίστοιχης επένδυσης. Σύμφωνα με την μεθοδολογία υπολογισμού του ορίου αιολικής διείσδυσης της ΡΑΕ, το περιθώριο της νέας αιολικής ισχύος και το αντίστοιχο όριο απορρόφησης πρέπει να υπολογίζονται, έτσι ώστε να διασφαλίζουν έναν ελάχιστο πραγματικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της τάξεως του 27,5%. Με βάση το παραπάνω κριτήριο, είναι δυνατόν να εκτιμηθεί η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας σε κάθε ένα από τα ΜΔΝ, ώστε να εξασφαλίζεται κατά το ελάχιστο η οικονομική βιωσιμότητα των αιολικών επενδύσεων σε αυτά.

4.2.4 Συνεισφορά αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύ

Και σε αυτή την περίπτωση ως παράμετρος θεωρείται η διείσδυση της ΦΒ ισχύος και τα δεδομένα εισόδου παραμένουν τα ίδια με αυτά της περίπτωσης της παραγράφου

4.2.2, εστιάζοντας αυτή την φορά στην συνεισφορά της (απορροφούμενης) αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ (Σχήμα 4.9), η οποία προκύπτει από τον λόγο της ετήσιας απορροφούμενης αιολικής ενέργειας προς την αντίστοιχη ζήτηση των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων.

Η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας, σε αντίθεση με το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, αλλά και τον πραγματικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, αυξάνεται με την αύξηση της αδιάστατης, ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο, εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Ο ρυθμός αύξησης της ενεργειακής συνεισφοράς μειώνεται σημαντικά με την αύξηση της αδιάστατης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε όλα τα νησιά εκτός της Κρήτης. Η Κρήτη διατηρεί υψηλό ρυθμό αύξησης της ενεργειακής συνεισφοράς με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Συνεπώς, το περιθώριο στην αύξηση της αιολικής διείσδυσης στη Κρήτη είναι μεγάλο. Η αυξημένη δυνατότητα απορρόφησης της παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε συνδυασμό με τον σχετικά υψηλό πραγματικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας στην Κρήτη έχουν ως αποτέλεσμα διευρυμένα όρια αιολικής διείσδυσης.



Σχήμα 4. 9 Συνεισφορά αιολικής ενέργειας σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ και παράμετρο την αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ

Για μηδενική εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ (0% ΦΒ), τα 8 πρώτα νησιά από πλευράς ενεργειακής συνεισφοράς της αιολικής ενέργειας είναι: η Κρήτη, η Μύκονος, η Κως-Κάλυμνος, η Ρόδος, η Πάρος, η Χίος, η Λέσβος και η Σάμος, ενώ τα 6 τελευταία είναι: η Μήλος, η Κάρπαθος, η Κύθνος, η Λήμνος, η Σέριφος και η Αστυπάλαια. Για 10% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, το ποσοστό της ενεργειακής συνεισφοράς της αιολικής ενέργειας κυμαίνεται από 3% έως 5%. Για 50% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η ενεργειακή συνεισφορά της αιολικής ενέργειας

κυμαίνεται από 7% (Αστυπάλαια) έως 24% (Κρήτη). Για 100% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η ενεργειακή συνεισφορά της αιολικής ενέργειας κυμαίνεται από 8% έως 35% ενώ, για 200% αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η ενεργειακή συνεισφορά της αιολικής ενέργειας κυμαίνεται από 8% έως 42%.

Με την αύξηση της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος (βλ. Σχήμα 4.9 και Πίνακα 4.3), ένα μέρος της ζήτησης καλύπτεται από την παραγόμενη ΦΒ ενέργεια, συνεπώς η ενεργειακή συνεισφορά των αιολικών μειώνεται καθώς αυξάνεται αντίστοιχα η συνεισφορά των ΦΒ. Η σειρά των νησιών δεν μεταβάλλεται ιδιαίτερα με την αύξηση της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος.

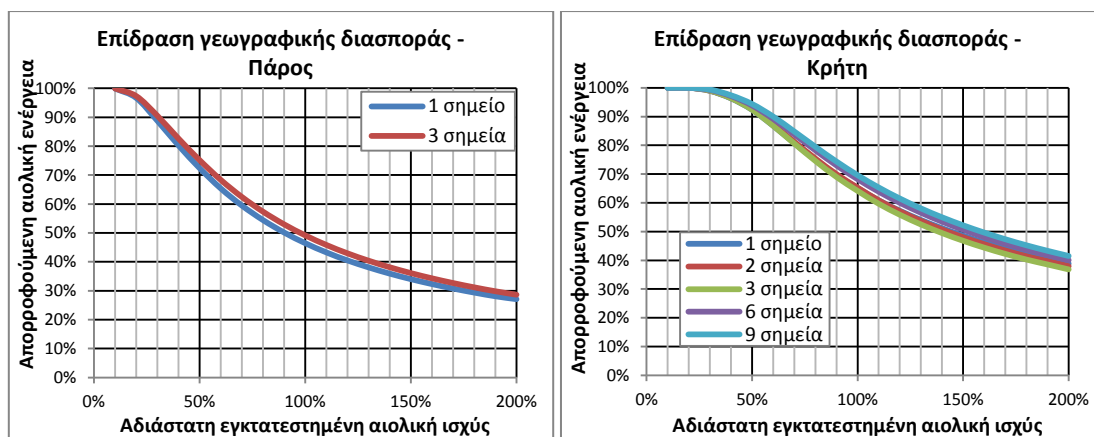
Πίνακας 4. 3 Οριακές τιμές της ενεργειακής συνεισφοράς των αιολικών με παράμετρο την εγκατεστημένη ΦΒ ισχύ

Ενεργειακή συνεισφορά αιολικής ενέργειας για:	αδιάστατη εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς			
	0%	40%	80%	120%
50% εγκ/μένη αιολική ισχύ	7-24%	7-23%	6-22%	6-21%
100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	8-35%	8-33%	7-31%	6-28%

4.2.5 Επίδραση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών σταθμών στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια

Η γεωγραφική διασπορά των αιολικών σταθμών εκφράζεται μέσω του αριθμού των χρονοσειρών της έντασης του ανέμου, συνεπώς και του αριθμού των χρονοσειρών της εν δυνάμει παραγόμενης αιολικής ενέργειας, που χρησιμοποιούνται σε κάθε νησί. Η γεωγραφική διασπορά έχει ως αποτέλεσμα την βελτίωση του ποσοστού απορρόφησης της αιολικής ενέργειας από το σύστημα. Αυτό δικαιολογείται από το γεγονός ότι, όσο μεγαλύτερη είναι η γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων σε ένα νησί, τόσο λιγότερες είναι και οι ώρες ονομαστικής (αλλά και μηδενικής) παραγωγής αιολικής ενέργειας. Έτσι, η ικανότητα του συστήματος στην απορρόφηση αιολικής ενέργειας αυξάνεται, αφού, η συνολικά δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύς είναι μικρότερη, λόγω της γεωγραφικής διασποράς, από την συνολική ονομαστική ισχύ όλων των αιολικών πάρκων. Δηλαδή, η πιθανότητα εμφάνισης ονομαστικής ισχύος σε όλα τα αιολικά πάρκα ταυτόχρονα, είναι εξαιρετικά μικρότερη στην περίπτωση πολλών αιολικών πάρκων, σε σύγκριση με την πιθανότητα εμφάνισης ονομαστικής ισχύος σε ένα μόνο αιολικό πάρκο. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας του συστήματος.

Η αύξηση στο ποσοστό απορρόφησης της αιολικής ενέργειας από την γεωγραφική διασπορά των αιολικών παρατηρείται κυρίως σε νησιά μεγάλης έκτασης (Κρήτη) ή σε μεγάλα συμπλέγματα νησιών που είναι διασυνδεδεμένα μεταξύ τους (Πάρος-Νάξος-Ιος), όπου λόγω της μεγάλης απόστασης, αλλά και του διαφορετικού ανάγλυφου του εδάφους από σημείο σε σημείο, παρατηρούνται σημαντικές διαφοροποιήσεις μεταξύ των σημείων στην καμπύλη διάρκειας του ανέμου και συνεπώς και στην καμπύλη διάρκειας της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος. Οι διαφορές αυτές απεικονίζονται στο Σχήμα 4.10, όπου συγκρίνονται οι καμπύλες του ποσοστού της απορροφούμενης αιολικής ισχύος για την περίπτωση της Πάρου (για 1 και 3 σημεία) και της Κρήτης (για 1, 2, 3, 6 και 9 σημεία).



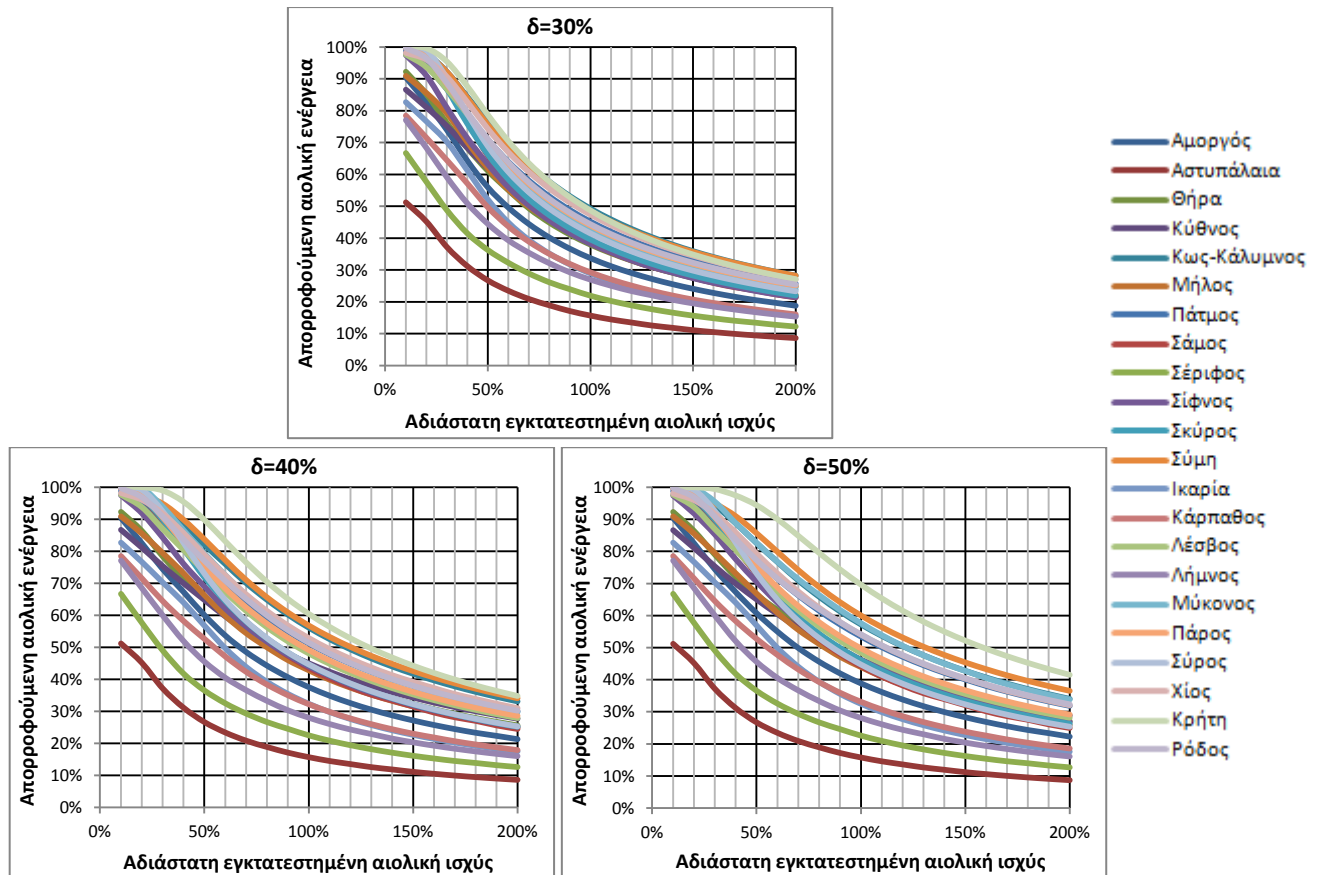
Σχήμα 4. 10 Επίδραση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών σταθμών στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια για την περίπτωση της Πάρου και της Κρήτης (για 0% ΦΒ)

Στην πλειονότητα όμως των νησιών, λόγω του μικρού τους μεγέθους, δεν παρατηρείται σημαντική διαφοροποίηση στην καμπύλη διάρκειας της εν δυνάμει παραγόμενης αιολικής ισχύος λόγω της γεωγραφικής διασποράς. Για το λόγο αυτό, στα περισσότερα νησιά, ένα σημείο είναι αρκετό για να περιγράψει με ακρίβεια την ένταση του ανέμου ή την δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύ σε όλο το νησί.

4.2.6 Επίδραση του ορίου μέγιστης στιγμιαίας διεξόδησης (δ) των αιολικών στην απορροφούμενη αιολική ισχύ

Η εξεταζόμενη περίπτωση αφορά σε μηδενικό ποσοστό εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος (0% ΦΒ), ανηγμένης ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού. Το όριο ' δ ' (παράμετρος) τίθεται ίδιο σε όλα τα νησιά, και εξετάζεται η επίδραση που έχει στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, η μεταβολή του από 30% σε 40% και σε 50% (Σχήμα 4.11). Οι υπόλοιπες παράμετροι παραμένουν διαφορετικές από νησί σε νησί.

Για το ίδιο όριο μέγιστης επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών σε όλα τα νησιά ($\delta=30\%$), τα 8 πρώτα νησιά, με το μεγαλύτερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κατά φθίνουσα σειρά, από το καλύτερο στο χειρότερο, είναι (Σχήμα 4.11): η Κρήτη, η Κως-Κάλυμνος, η Σύμη, η Χίος, η Πάτμος, η Ρόδος, η Πάρος και η Λέσβος. Με την αύξηση του ορίου στο 40% η παραπάνω σειρά μεταβάλλεται ως εξής: Κρήτη, Σύμη, Κως-Κάλυμνος, Χίος, Μύκονος, Ρόδος, Πάτμος και Πάρος. Για $\delta=50\%$ η πρώτη οχτάδα αποτελείται από τα εξής κατά σειρά νησιά: Κρήτη, Σύμη, Μύκονος, Κως-Κάλυμνος, Χίος, Ρόδος, Πάτμος και Πάρος. Αξίζει να σημειωθεί ότι καθώς αυξάνεται το όριο δ από 30% σε 40% και σε 50% η Μύκονος ανέρχεται από την 9^η στην 5^η και στην 3^η αντίστοιχα θέση με το καλύτερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας. Αυτό είναι λογικό αφού, όπως φάνηκε και σε προηγούμενη παράγραφο, η Μύκονος έχει το μεγαλύτερο ποσοστό περικοπών που οφείλονται στο όριο δ . Από την άλλη πλευρά, το μικρότερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας έχουν κατά φθίνουσα σειρά, από το καλύτερο στο χειρότερο, τα νησιά: Αμοργός, Ικαρία, Κάρπαθος, Λήμνος, Σέριφος και Αστυπάλαια τα οποία διατηρούν την ίδια σειρά και για τις τρεις τιμές του ορίου ' δ ' (30%, 40% και 50%). Στα εν λόγω νησιά, το μεγαλύτερο ποσοστό των περικοπών οφείλεται στα ΤΕ και συνεπώς βελτίωση του ορίου ' δ ' δεν φέρει σημαντική μείωση στις περικοπές.



Σχήμα 4. 11 Επίδραση του ορίου μέγιστης επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών (δ) στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια (για $\delta=30\%$, 40% και 50% σε όλα τα νησιά και 0% ΦΒ)

Με την αύξηση του ορίου μέγιστης επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών (δ) παρατηρείται γενικά μια αύξηση και στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας σε όλα τα νησιά (βλ Σχήμα 4.11 και Πίνακα 4.4). Η αύξηση αυτή είναι μεγαλύτερη και πιο αισθητή στα νησιά με καλοσχεδιασμένο και ευέλικτο συμβατικό σύστημα (πολλές συμβατικές μονάδες, μικρού σχετικά μεγέθους, με καλή σειρά ένταξης και χαμηλά TE), όπως είναι για παράδειγμα η Μύκονος, η Σύμη, η Κρήτη κ.α. Στα νησιά αυτά καθώς αυξάνεται το δ , αυξάνεται αντίστοιχα και το ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, εφόσον απορρίπτεται λιγότερη αιολική ενέργεια λόγω του τεχνικού περιορισμού που επιβάλλει το όριο 'δ' ($\delta \cdot D$). Αντίθετα, σε νησιά που χαρακτηρίζονται από μη ευέλικτο και κακοσχεδιασμένο συμβατικό σύστημα παραγωγής, η αύξηση στο όριο δ δεν προκαλεί παρά ελάχιστη ή και μηδαμινή βελτίωση στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας του συστήματος. Χαρακτηριστικό παράδειγμα κακοσχεδιασμένων συμβατικών συστημάτων, με υψηλά TE και κακή σειρά ένταξης, αποτελούν η Αστυπάλαια η Σέριφος και η Λήμνος, όπου η αύξηση στο όριο δ από 30% σε 50% δεν επιφέρει καμία σχεδόν μεταβολή στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας. Σε αυτά τα νησιά υπερισχύει ο τεχνικός περιορισμός των TE (μέσω του παράγοντα D-TE), διότι η τιμή των TE είναι αρκετά υψηλή και το συμβατικό σύστημα μη ευέλικτο και κακοσχεδιασμένο.

Πίνακας 4. 4 Οριακές τιμές του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας με παράμετρο το όριο 'δ'

Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για:	κοινό όριο διείσδυσης αιολικών (δ)		
	30%	40%	50%
50% εγκ/μένη αιολική ισχύ	27-79%	27-90%	27-94%
100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	16-49%	16-60%	16-70%

4.2.7 Επίδραση των τεχνικών ελαχίστων (TE) των συμβατικών μονάδων στην απορροφούμενη αιολική ισχύ

Στην εξεταζόμενη περίπτωση τίθεται το ίδιο ποσοστό TE (παράμετρος διερεύνησης) σε όλες τις μονάδες του συμβατικού συστήματος σε κάθε νησί. Τα ποσοστά TE που εξετάζονται είναι 60%, 40% και 20% (Σχ. 4.12). Το όριο 'δ' παίρνει τιμές σύμφωνα με το Πίνακα 3.5 και η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς θεωρείται μηδενική (0% ΦΒ).

Για την δυσμενέστερη περίπτωση από πλευράς απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, δηλαδή για υψηλό ποσοστό TE (60%), τα 8 πρώτα νησιά με το καλύτερο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι κατά σειρά τα εξής (Σχήμα 4.12): η Κρήτη, η Κως-Κάλυμνος, η Ρόδος, η Λέσβος, η Σύρος, η Πάρος, η Σύμη και η Χίος. Για TE=40% την πρώτη οχτάδα αποτελούν τα νησιά: Κρήτη, Κως-Κάλυμνος, Χίος, Ρόδος, Λέσβος, Πάρος, Σύρος και Λήμνος. Στην 3^η θέση ανήλθε η Χίος (από την 8^η θέση που ήταν πριν) ενώ η Λήμνος ανέρχεται στην 8^η θέση (από την 17^η). Η Σύμη κατέρχεται στην 11^η θέση (από την 7^η θέση). Τέλος, για TE=20%, περίπτωση πολύ ευνοϊκή για την απορρόφηση αιολικής ενέργειας, τις πρώτες οκτώ θέσεις κατέχουν τα νησιά: Κρήτη, Κως-Κάλυμνος, Χίος, Ρόδος, Λέσβος, Λήμνος, Πάρος και Σύρος.

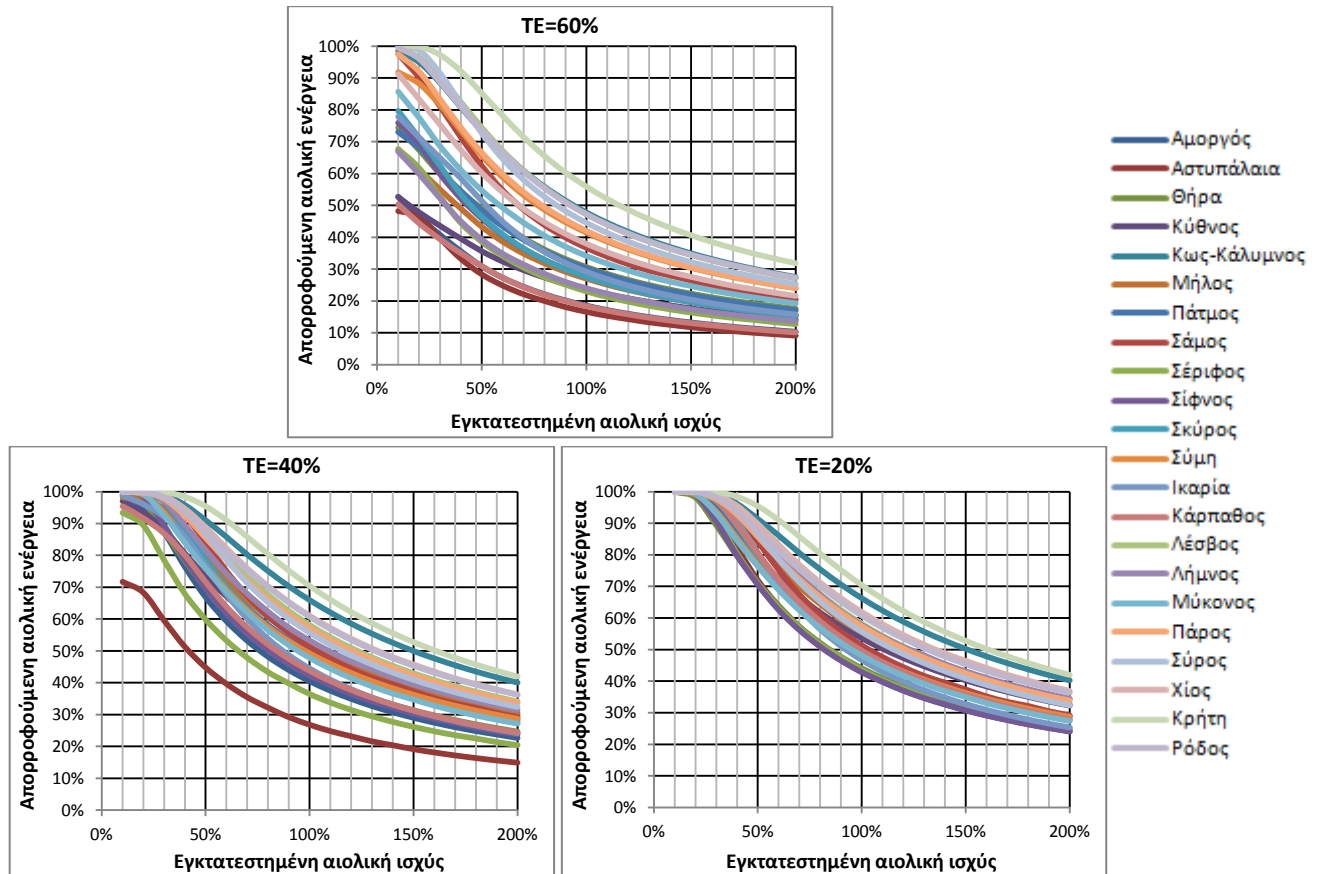
Στον πυθμένα του διαγράμματος του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας βρίσκονται τα νησιά: Λήμνος, Κύθνος, Σέριφος, Αμοργός, Κάρπαθος και Αστυπάλαια για TE=60%, Κάρπαθος Θήρα, Σίφνος, Αμοργός, Σέριφος και Αστυπάλαια για TE=40%, και τέλος, για TE=20% είναι τα νησιά Ικαρία, Θήρα, Σέριφος, Αστυπάλαια, Σίφνος και Αμοργός.

Η σειρά των νησιών, ως προς το ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, αλλάζει με την μεταβολή των TE, διότι σε ορισμένα νησιά η δυνατότητα απορρόφησης αυξάνεται περισσότερο με την μείωση των TE (Χίος, Μήλος, Λήμνος, Κάρπαθος κ.α.), ενώ σε άλλα νησιά αυξάνεται λιγότερο (Σύμη, Μύκονος, Θήρα κ.α.).

Με την μείωση των TE παρατηρείται σημαντική αύξηση στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια σε όλα τα νησιά (βλ Σχήμα 4.12 και Πίνακα 4.5). Αυτό συμβαίνει διότι, καθώς μειώνονται τα TE, ο περιοριστικός παράγοντας D-TE αυξάνεται και συνεπώς είναι δυνατή η απορρόφηση παραγόμενης αιολικής ενέργειας που νωρίτερα απορριπτόταν λόγω των TE. Ταυτόχρονα όμως ενισχύεται και η επίδραση του ορίου 'δ' στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια μέσω του παράγοντα δ·D.

Με περαιτέρω μείωση των TE κάτω του 20% δεν παρατηρείται καμία μεταβολή στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας των νησιών. Ειδικά για τη Κρήτη και τη Ρόδο δεν παρατηρείται σχεδόν καμία μεταβολή στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια για TE μικρότερα του 40%. Αυτό σημαίνει ότι το 20% (ή 30% για Κω-Κάλυμνο και 40% για Κρήτη και Ρόδο) στα TE, των δεδομένων συμβατικών μονάδων των νησιών, είναι η κατώτερη τιμή κάτω από την οποία δεν υφίσταται καμία αύξηση στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, διότι αυτό ελέγχεται αποκλειστικά και μόνο από τον μηχανισμό του ορίου 'δ' (παράγοντας δ·D). Δηλαδή, οι όποιες περικοπές εμφανίζονται για TE μικρότερα από αυτά που αναφέρονται παραπάνω οφείλονται αποκλειστικά και μόνο στο όριο μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείδυσης (δ), σε συνδυασμό βεβαία πάντοτε με τα προφίλ ζήτησης και παραγόμενης αιολικής ισχύος.

Όπως φαίνεται από το Σχήματα 4.12, οι περικοπές αιολικής ενέργειας που εμφανίζονται για μικρό ποσοστό εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (10% έως 20%) σε όλα τα νησιά, οφείλουν την ύπαρξή τους αποκλειστικά και μόνο στα ΤΕ. Αυτό είναι φανερό από την σύγκριση των τριών διαγραμμάτων για ποσοστό εγκατεστημένης αιολικής ισχύος ίσο με 10% του μέσου ετήσιου φορτίου. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Αстуπάλαια όπου για $TE=40\%$ εμφανίζει τις μεγαλύτερες περικοπές από οποιοδήποτε άλλο νησί, της τάξης του 30% για εγκατεστημένη αιολική ισχύ μόλις 10%. Ενώ για $TE=60\%$ οι περικοπές για την ίδια εγκατεστημένη αιολική ισχύ στην Αстуπάλαια είναι της τάξης του 50%.



Σχήμα 4. 12 Επίδραση των τεχνικών ελαχίστων του συμβατικού συστήματος στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια (για $TE=60\%$, 40% και 20% σε όλα τα νησιά και 0% ΦΒ)

Πίνακας 4. 5 Οριακές τιμές του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας με παράμετρο τα ΤΕ

Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για:	κοινά τεχνικά ελάχιστα συμβατικών μονάδων		
	60%	40%	20%
50% εγκ/μένη αιολική ισχύ	28-85%	45-95%	71-95%
100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	17-56%	27-70%	43-70%

4.2.8 Επίδραση της σύνθεσης του συμβατικού σταθμού παραγωγής (αριθμός, μέγεθος και ΤΕ συμβατικών μονάδων)

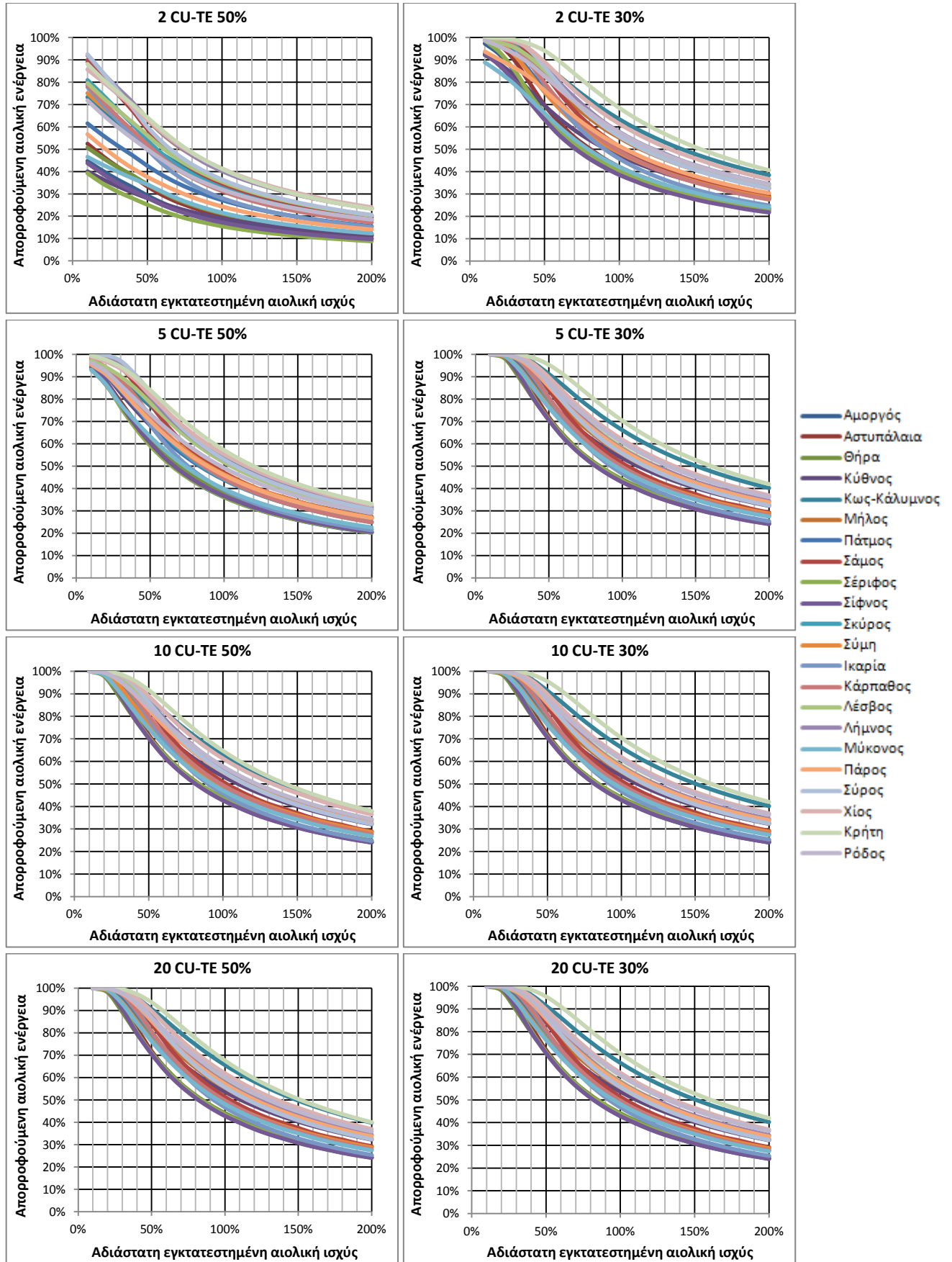
Η εξεταζόμενη περίπτωση αφορά σε συμβατικό σύστημα με τα ίδια ακριβώς αδιάστατα χαρακτηριστικά σε όλα τα νησιά (όμοιες συμβατικές μονάδες). Πιο συγκεκριμένα το συμβατικό σύστημα σε κάθε νησί αποτελείται από τον ίδιο αριθμό μονάδων (παράμετρος $1^{\text{η}}$), το ίδιο μέγεθος μονάδων ανηγμένο στην αιχμή, καθώς και τα ίδια ΤΕ ανηγμένα στην αιχμή (παράμετρος $2^{\text{η}}$).

Ειδικότερα, εξετάζονται οι περιπτώσεις για 2, 5, 10 και 20 συμβατικές μονάδες (CU) σε κάθε νησί, με συνολική εγκατεστημένη συμβατική ισχύ ίση με το 120% της αιχμής του εκάστοτε νησιού και TE σε όλες τις μονάδες ίσα προς το 30% και το 50% του μεγέθους των μονάδων. Δηλαδή εξετάζονται συνολικά $2 \times 4 = 8$ διαφορετικές περιπτώσεις συμβατικών συστημάτων με σκοπό να διερευνηθεί η επίδραση του μεγέθους και των TE των μονάδων του συμβατικού συστήματος στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια. Σημειώνεται ότι, η σειρά ένταξης των μονάδων, στην προκειμένη περίπτωση, δεν έχει καμία απολύτως σημασία, διότι πρόκειται για μονάδες ίδιου μεγέθους και ίδιων TE. Επιπλέον, το μέγεθος των συμβατικών μονάδων είναι απευθείας ανάλογο με τον αριθμό τους (άρα αποτελούν κοινή παράμετρο), αφού προκύπτει από την εξής σχέση: $\text{Size CU} = \text{Peak} \cdot 1,2 / N_{\text{CU}}$.

Η εγκατεστημένη ισχύς των ΦΒ είναι μηδενική (0% ΦΒ) και οι υπόλοιπες παράμετροι (δ , P_L , P_w) παραμένουν διαφορετικές από νησί σε νησί.

Όπως γίνεται φανερό από τα διαγράμματα του Σχήματος 4.13 και τον Πίνακα 4.6, καθώς αυξάνεται ο αριθμός των συμβατικών μονάδων, ή μικραίνει αντίστοιχα το ανηγμένο μέγεθός τους, αυξάνεται και το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας από το σύστημα. Το ίδιο συμβαίνει και με την μείωση των TE από 50% σε 30%. Η δυσμενέστερη περίπτωση είναι αυτή όπου έχουμε 2 μόλις μονάδες, σχετικά μεγάλου μεγέθους, και με υψηλό ποσοστό TE. Σε αυτή την περίπτωση το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είναι το μικρότερο δυνατό σε όλα τα νησιά. Αύξηση στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας παρατηρείται αν μειωθούν τα TE στο 30% ή αν αυξηθεί ο αριθμός των συμβατικών μονάδων και μειωθεί αντίστοιχα το μέγεθός τους. Όμως, για περισσότερες από 10 συμβατικές μονάδες, η αύξηση στην απορροφούμενη αιολική ισχύ είναι ελάχιστη, για την περίπτωση που τα TE είναι 50% και μηδαμινή όταν τα TE είναι 30%.

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα, παίζει σημαντικό ρόλο η ευελιξία του συμβατικού συστήματος, που στην προκειμένη περίπτωση εκφράζεται μόνο μέσω του μεγέθους των συμβατικών μονάδων (σε σχέση με την αιχμή), και φυσικά και τα TE. Όσο αυξάνεται η ευελιξία των συμβατικών μονάδων (δηλαδή μειώνεται το ανηγμένο μέγεθος των μονάδων ή αυξάνεται αντίστοιχα ο αριθμός τους), τόσο το σύστημα γίνεται πιο δεκτικό στην απορρόφηση αιολικής ενέργειας. Όμως, από τις 10 στις 20 συμβατικές μονάδες η διαφορά στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια είναι ελάχιστη και εμφανίζεται για TE=50%, ενώ για TE=30% δεν υπάρχει καμία διαφορά. Αυτό σημαίνει πως για 10 συμβατικές μονάδες με TE=30% έχει επιτευχθεί τέτοια ευελιξία που δεν έχει νόημα περαιτέρω αύξηση του αριθμού των συμβατικών μονάδων και αντίστοιχη μείωση του μεγέθους τους. Δηλαδή, υπάρχει ένας αριθμός (ή μέγεθος) συμβατικών που είναι βέλτιστος σε συνδυασμό πάντα με τα TE αλλά και το όριο 'δ' που ελέγχει την απορροφούμενη αιολική ενέργεια. Η χειρότερη περίπτωση είναι μονάδες μεγάλου μεγέθους με υψηλά TE. Έτσι νησιά όπως η Αμοργός, η Αστυπάλαια, η Κύθνος, η Μύλος, η Σέριφος, η Κάρπαθος κ.α. που έχουν συμβατικές μονάδες μεγάλου μεγέθους ως προς την αιχμή τους και σχετικά υψηλά TE αναπόφευκτα έχουν μικρή ικανότητα απορροφούμενης αιολικής ενέργειας.



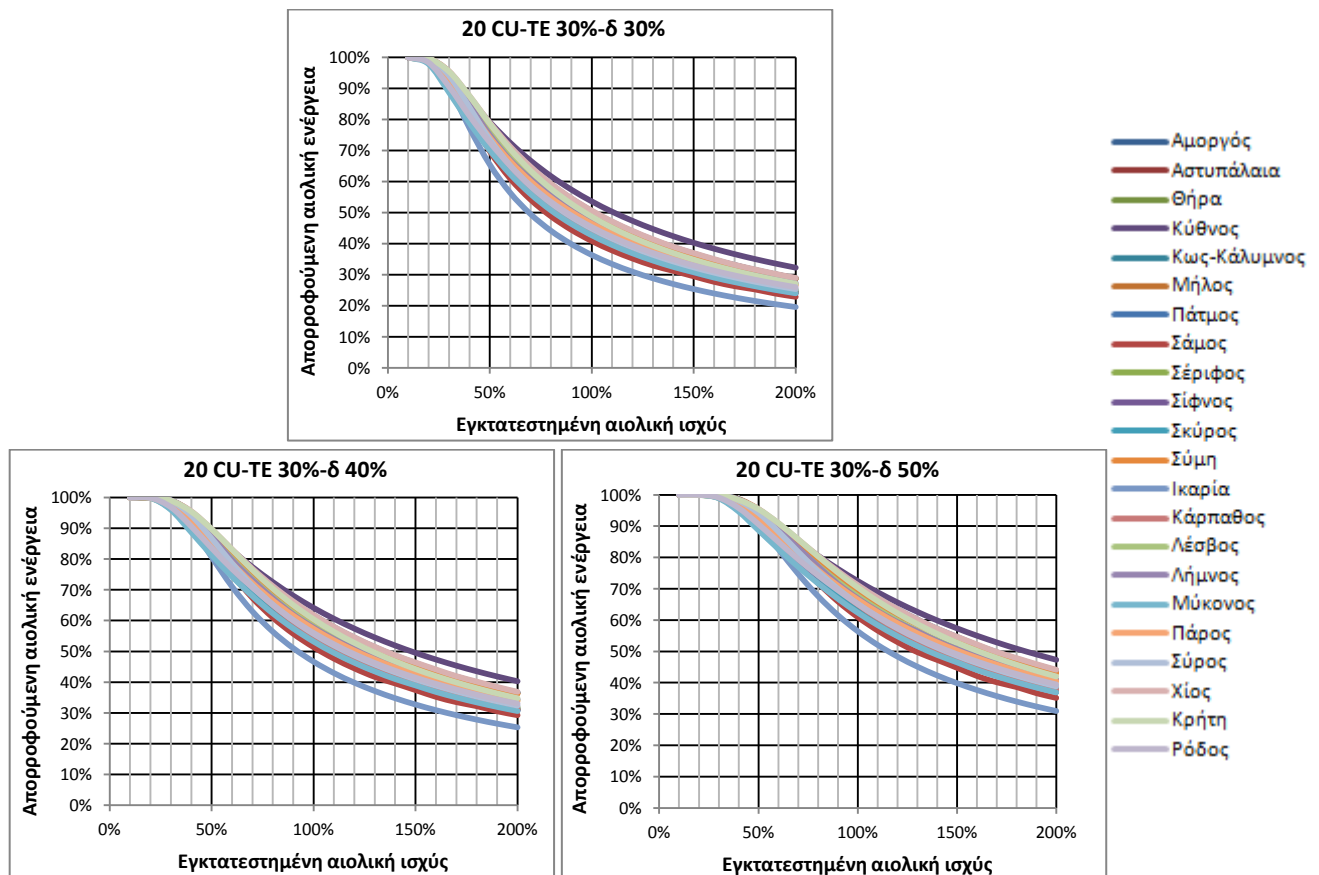
Σχήμα 4. 13 Επίδραση της σύνθεσης και των αδιάστατων ως προς την αιχμή χαρακτηριστικών του συμβατικού συστήματος στην απορροφούμενη αιολική ισχύ (όμοιες συμβατικές μονάδες σε όλα τα νησιά, για 0% ΦΒ)

Πίνακας 4. 6 Οριακές τιμές του ποσοστού απορρόφησης αιολικής ενέργειας με παραμέτρους τα TE και τον αριθμό των όμοιων συμβατικών μονάδων

TE	Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για:	κοινό αριθμό όμοιων συμβατικών μονάδων			
		2	5	10	20
50%	50% εγκ/μένη αιολική ισχύ	25-64%	59-84%	70-92%	71-94%
	100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	15-41%	36-57%	43-65%	43-68%
30%	50% εγκ/μένη αιολική ισχύ	63-94%	71-95%	71-95%	71-95%
	100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	38-68%	43-70%	43-70%	43-70%

Στην συνέχεια παρουσιάζεται και μία υποπερίπτωση των παραπάνω, με την επιπλέον θεώρηση του ίδιου ορίου 'δ' (παράμετρος 3^η) σε όλα τα νησιά. Οι περιπτώσεις που εξετάζονται αφορούν σε συμβατικό σύστημα 20 συμβατικών μονάδων (20 CU), με TE ίσα προς 30% (TE 30%) και για δ=30%, 40% και 50%.

Όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.14 και το Πίνακα 4.7, η ταυτόχρονη θεώρηση συμβατικού συστήματος ίδιων χαρακτηριστικών (όμοιων μονάδων) και ίδιου ορίου 'δ' σε όλα τα νησιά έχει ως αποτέλεσμα το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας να διαφέρει λιγότερο από νησί σε νησί σε σχέση με τις προηγούμενες εξεταζόμενες περιπτώσεις. Δηλαδή παρατηρείται μια προσέγγιση μεταξύ των καμπυλών του ποσοστού απορρόφησης. Επιπλέον με την αύξηση του ορίου 'δ', αυξάνεται ανάλογα και το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας. Η όποια διαφοροποίηση υφίσταται μεταξύ των καμπυλών οφείλεται στο διαφορετικό προφίλ της ζήτησης (P_L) και της εν δυνάμει παραγόμενης αιολικής ενέργειας (P_w) (ή ισοδύναμα της έντασης του ανέμου) από νησί σε νησί.



Σχήμα 4. 14 Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για ίδια αδιάστατα ως προς την αιχμή χαρακτηριστικά συμβατικού συστήματος (όμοιες μονάδες) και ίδιο όριο 'δ' σε όλα τα νησιά, για 0% ΦΒ

Πίνακας 4. 7 Οριακές τιμές του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για όμοιες συμβατικές μονάδες με παράμετρο το όριο 'δ'

Ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας για:	20 όμοιες συμβατικές μονάδες με 30% TE και επιπλέον κοινό όριο διείσδυσης αιολικών (δ)		
	30%	40%	50%
50% εγκ/μένη αιολική ισχύ	65-79%	81-90%	89-95%
100% εγκ/μένη αιολική ισχύ	36-54%	47-64%	56-73%

Συμπέρασμα: Οι όποιες περικοπές αιολικής ενέργειας υφίστανται, σε ένα ιδανικά ευέλικτο συμβατικό σύστημα, οφείλονται στο όριο μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών (δ) αλλά και στην ασυμφωνία μεταξύ της παραγωγής και της ζήτησης.

4.2.9 Επίδραση της ζήτησης στην απορροφούμενη αιολική ισχύ

Εκτός των παραμέτρων που εξετάστηκαν ανωτέρω, κρίνεται αναγκαίο να διερευνηθεί και η ευαισθησία της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας σε μεταβολές της ζήτησης.

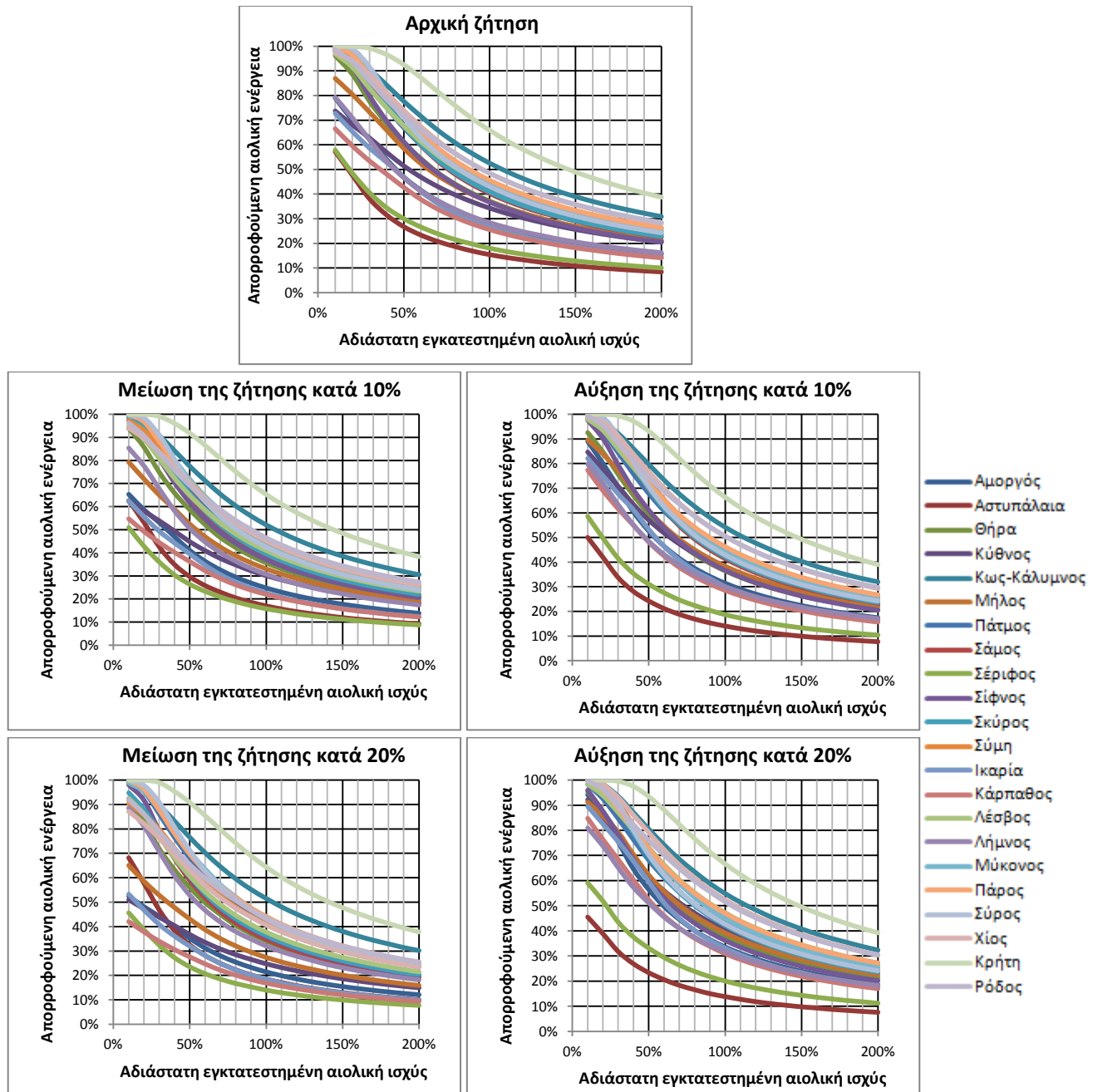
Στην εξεταζόμενη περίπτωση το ποσοστό της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος θεωρείται ίσο προς το 40% του μέσου ετήσιου φορτίου των νησιών (40% ΦΒ). Το ενδιαφέρον στρέφεται στην ευαισθησία της απορροφούμενης αιολικής ισχύος από ενδεχόμενες μεταβολές της ζήτησης των εξεταζόμενων νησιών. Εξετάζεται τόσο η αύξηση της σημερινής ζήτησης των νησιών κατά 10% και 20%, όσο και η μείωση της κατά τα ίδια ποσοστά, 10% και 20%. Όλες οι παράμετροι (δ, TE, P_L, P_w, P_v) λαμβάνουν τιμές διαφορετικές από νησί σε νησί.

Από την παρατήρηση του Σχήματος 4.15, και την σύγκριση των αποτελεσμάτων με τη σημερινή (αρχική) εικόνα της ζήτησης προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα.

Με την μείωση της ζήτησης κατά 10%, παρατηρείται μια αντίστοιχη μείωση στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας στα περισσότερα ΜΔΝ. Υπάρχουν όμως νησιά (π.χ. Πάρος, Μύκονος, Κρήτη, Κως-Κάλυμνος, Θήρα, Σίφνος κ.α.), όπου η μείωση της ζήτησης επιφέρει μια πολύ μικρότερη μείωση στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας σε σχέση με κάποια άλλα (Ρόδος, Χίος, Κάρπαθος, Ικαρία, Μήλος, Αμοργός, Κύθνος, κ.α.), ή ακόμη και νησιά (Αστυπάλαια, Λήμνος κ.α.) όπου το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας αυξάνεται καθώς μειώνεται αντίστοιχα η ζήτηση. Η τάση για μείωση ή αύξηση του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας ενισχύεται με την περαιτέρω μείωση της ζήτησης από το 10% στο 20%.

Με την αύξηση της ζήτησης κατά 10%, παρατηρείται μια αντίστοιχη αύξηση του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας στα περισσότερα νησιά. Υπάρχουν ωστόσο και νησιά, όπου το ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας είτε παραμένει σταθερό (Μύκονος, Σύμη, Σύρος, Σκύρος, Σίφνος), είτε μειώνεται (Αστυπάλαια) καθώς αυξάνεται η ζήτηση.

Όπως φαίνεται λοιπόν, δεν είναι όλα τα νησιά το ίδιο ευαίσθητα ως προς την μεταβολή του φορτίου. Υπάρχουν νησιά όπου η μεταβολή της ζήτησης δεν τα επηρεάζει σχεδόν καθόλου, νησιά που επηρεάζονται ελάχιστα και νησιά τα οποία είναι αρκετά ευαίσθητα στις μεταβολές του φορτίου. Επίσης, ανάλογα με το αν η ζήτηση αυξάνεται ή μειώνεται, το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας επηρεάζεται διαφορετικά σε κάθε νησί (μειώνεται, αυξάνεται ή παραμένει σταθερό).



Σχήμα 4.15 Ευαισθησία του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ενέργειας στην μεταβολή της ζήτησης

Το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, όπως έχει ήδη αναφερθεί και πιο πάνω, καθορίζεται από την επίδραση των τεχνικών περιορισμών. Δηλαδή από τον περιορισμό των τεχνικών ελαχίστων και τον περιορισμό της στιγμιαίας αιολικής διείδυσης. Και οι δύο περιορισμοί εξαρτώνται άμεσα από την ζήτηση, αφού ο μεν πρώτος προκύπτει ως η διαφορά των ΤΕ από την ζήτηση (D) και ο δε δεύτερος ως το γινόμενο του μέγιστου στιγμιαίου ορίου αιολικής διείδυσης (δ) με την ζήτηση. Οι δύο αυτοί περιορισμοί, σε συνδυασμό με την δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια, καθορίζουν την απορροφούμενη τελικά αιολική ενέργεια σε κάθε αυτόνομο σύστημα:

$$P_{\text{absorbed}} = \min\{D - TE, \delta \cdot D, P_w\}$$

Έτσι, αν η ζήτηση αυξηθεί, και με την υπόθεση ότι το 'δ' παραμένει σταθερό, αυξάνεται αντίστοιχα και ο περιορισμός του μέγιστου στιγμιαίου ορίου αιολικής

διείσδυσης ($\delta \cdot D$). Όμως, ο πρώτος εκ των δύο περιορισμών (D-TE), εξαρτάται τόσο από το μέγεθος της ζήτησης (D), όσο και από το μέγεθος των TE των ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Ο αριθμός όμως των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, εξαρτάται από το μέγεθος της ωριαίας ζήτησης. Έτσι, με την αύξηση της ζήτησης, είναι πιθανό να ενταχθούν επιπλέον συμβατικές μονάδες στην παραγωγή, προκειμένου να διασφαλίζεται η απαίτηση για εφεδρεία συμβατικών μονάδων στην αιολική και ΦΒ παραγωγή ίση με το 100% του φορτίου. Η ένταξη όμως παραπάνω μονάδων έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των συνολικών TE του συστήματος. Έτσι ο όρος (D-TE) εξαρτάται τόσο από την αύξηση της ζήτησης, όσο και από τα χαρακτηριστικά του συμβατικού σταθμού παραγωγής (μέγεθος, σειρά ένταξης και TE μονάδων). Συνεπώς, σε ορισμένα νησιά, η αύξηση της ζήτησης επιφέρει μείωση στη τιμή του περιορισμού των (D-TE), λόγω αύξησης των TE, ενώ σε άλλα αύξηση (όταν τα TE παραμένουν σταθερά). Στα πρώτα νησιά ενισχύεται η επίδραση του περιορισμού ($\delta \cdot D$), ενώ στα δεύτερα η επίδραση του περιορισμού (D-TE). Με αυτό το τρόπο δικαιολογείται η διαφορετική συμπεριφορά στην ευαισθησία του ποσοστού της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας μεταξύ των ΜΔΝ για την ίδια ποσοστιαία μεταβολή στο μέγεθος της ζήτησης. Αντίστοιχα συμπεράσματα προκύπτουν με την μείωση του μεγέθους της ζήτησης.

4.3 Αποτελέσματα μεθόδου χρονοσειρών

Δεδομένου ότι η μεθοδολογία της PAE στηρίζεται σε πιθανοτική ανάλυση οποιοδήποτε από τα υπολογιζόμενα μεγέθη (π.χ. απορροφούμενη ή απορριπτόμενη ισχύς ΑΠΕ, παραγόμενη συμβατική ισχύς κλπ) προκύπτει ως ετήσια καμπύλη διάρκειας, χωρίς να προσδιορίζεται η κατανομή της μέσα στο έτος. Για να είναι διαθέσιμη η κατανομή των διαφόρων μεγεθών εντός του έτους απαιτείται η εφαρμογή της μεθόδου των χρονοσειρών.

Η μέθοδος των χρονοσειρών, εφαρμοζόμενη στα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά, δίνει παρόμοια αποτελέσματα με αυτά της μεθόδου πιθανοτικής ανάλυσης της PAE. Το πλεονέκτημα της μεθόδου των χρονοσειρών είναι ότι είναι δυνατή η γραφική απεικόνιση της κατανομής όλων των μεγεθών ενδιαφέροντος σε συνάρτηση με τον χρόνο (σε ημερήσια, εβδομαδιαία, μηνιαία και ετήσια βάση). Τέτοια μεγέθη ενδιαφέροντος είναι:

- Η φαινόμενη ζήτηση του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος (**Demand** = $P_L - P_{PV}$)
- Η τιμή των τεχνικών ελαχίστων του συμβατικού συστήματος (**TM**)
- Το όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών (**δ**)
- Ο τεχνικός περιορισμός που θέτουν τα TE των συμβατικών μονάδων (**D-TM**)
- Ο τεχνικός περιορισμός που θέτει το όριο ' δ ' (**$\delta \cdot D$**)
- Η εγκατεστημένη αιολική ισχύς (**Pr**)
- Η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από το σύστημα ($P_{Ability}$ = **Set Point**)
- Η δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύς (**Pw**)
- Η απορροφούμενη (**Absorbed**) και η απορριπτόμενη (**Rejected**) αιολική ενέργεια
- Η πραγματική ζήτηση (πριν την συνεισφορά των ΦΒ, P_L = **Load**)
- Η παραγόμενη ΦΒ (P_{PV} = **PV**) και συμβατική (**Diesel**) ισχύς.

Κατά την εφαρμογή της μεθόδου των χρονοσειρών ακολουθούνται οι ίδιες αρχές, περιορισμοί και παραδοχές, όπως εφαρμόστηκαν στη μεθοδολογία πιθανοτικής

ανάλυσης της ΡΑΕ, με τη διαφορά ότι η ανάλυση γίνεται με χρήση ωριαίων χρονοσειρών για ένα έτος. Τα στοιχεία της ζήτησης, της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας (που προκύπτει από την παρεμβολή της ετήσιας χρονοσειράς της έντασης του ανέμου στην τυπική καμπύλη ισχύος της Α/Γ του νησιού) και της παραγόμενης ΦΒ ενέργειας είναι τα ίδια με αυτά που χρησιμοποιήθηκαν και στην πιθανοτική ανάλυση. Η διαφορά στην περίπτωση των χρονοσειρών είναι ότι, η ζήτηση θεωρείται πλήρως εξαρτημένη με την παραγόμενη αιολική και ΦΒ ισχύ.

Για κάθε ώρα η τιμή της ζήτησης αντιστοιχεί σε μια τιμή ταχύτητας ανέμου (και συνεπώς σε μία τιμή δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος) και σε μία τιμή παραγόμενης ΦΒ ισχύος. Με την ενεργοποίηση των τεχνικών περιορισμών προκύπτει για κάθε ώρα η αιολική ισχύς που απορροφάται και περικόπτεται.

Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της μεθόδου των χρονοσειρών για την Κρήτη και την Αστυπάλαια για το ίδιο ποσοστό διείσδυσης (ως προς την μέση ετήσια ζήτηση) αιολικής και ΦΒ ισχύος στα δύο νησιά. Έτσι είναι δυνατή η σύγκριση μεταξύ δυο εντελώς διαφορετικών νησιών ως προς το μέγεθος και την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας.

Σκοπός της παρουσίασης των αποτελεσμάτων της μεθόδου των χρονοσειρών είναι να απεικονισθεί ο τρόπος επίδρασης των τεχνικών περιορισμών στην διαμόρφωση της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα και η συμβολή των διαθέσιμων ενεργειακών πηγών στην συνολική κατανάλωση ενέργειας σε αυτά.

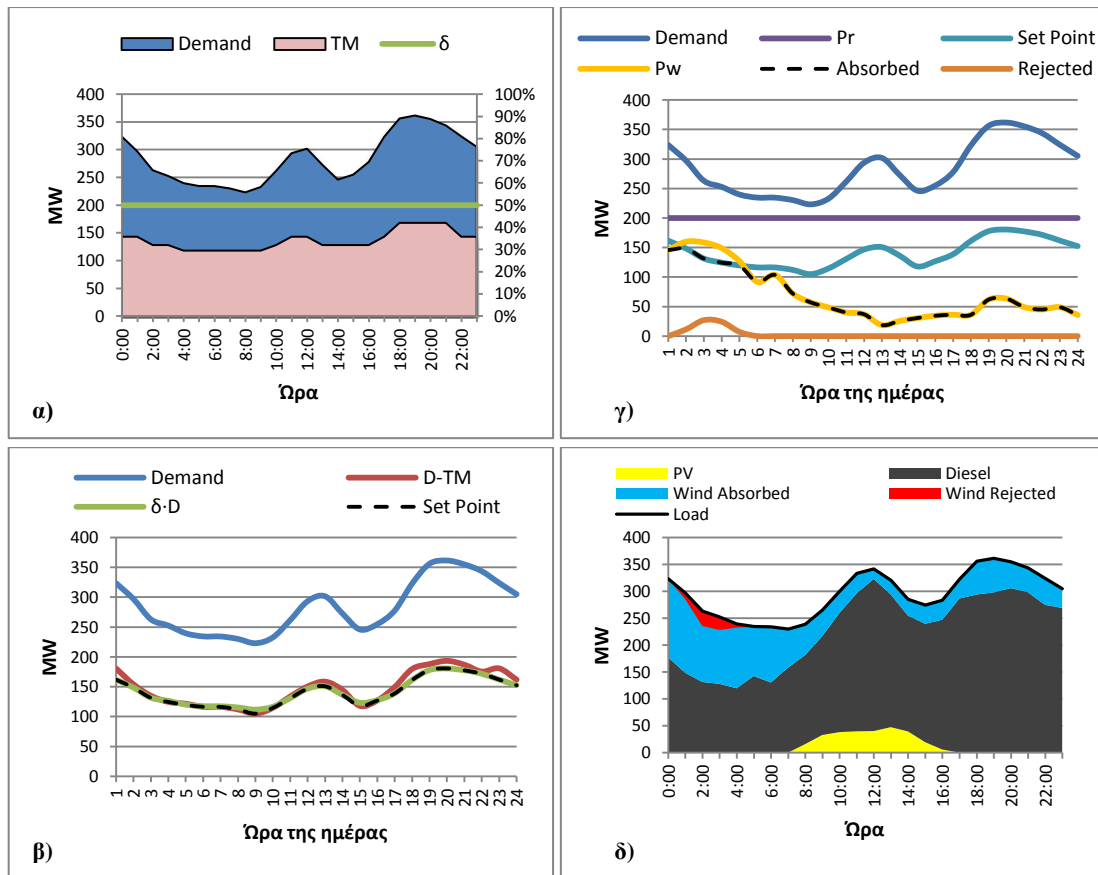
4.3.1 Εφαρμογή: Κρήτη

Η εξεταζόμενη διείσδυση της αιολικής και ΦΒ ενέργειας στην Κρήτη είναι 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού (πραγματικά στοιχεία 2015).

Στα Σχήματα 4.16, 4.17, 4.18 και 4.19 παρουσιάζεται σε ημερήσια, εβδομαδιαία, μηνιαία και ετήσια κλίμακα αντίστοιχα, η επίδραση των τεχνικών περιορισμών επί της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος, η τελικώς παραγόμενη και απορριπτόμενη αιολική ισχύς και η παραγόμενη ΦΒ και συμβατική ισχύς στο νησί της Κρήτης.

Ειδικότερα, στα Σχήματα 4.16 (α) και 4.17 (α) παρουσιάζεται η διακύμανση της φαινόμενης ζήτησης (Demand) (μετά την συνεισφορά των ΦΒ), των ΤΕ των συμβατικών μονάδων (TM) και του ορίου μέγιστης επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών (δ) σε ημερήσια και εβδομαδιαία αντίστοιχα βάση.

Στα Σχήματα 4.16 (β) και 4.17 (β) παρουσιάζεται η επίδραση των τεχνικών περιορισμών στην δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα σε ημερήσια και εβδομαδιαία αντίστοιχα κλίμακα. Η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος (Set Point) προκύπτει δεδομένων των τεχνικών περιορισμών (δ και TM). Έτσι, η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από τη διαφορά της ισχύος του φορτίου και της ισχύος που πρέπει υποχρεωτικά να αναλάβουν οι ενταγμένες συμβατικές μονάδες (D-TM), αλλά ούτε και από τη μέγιστη επιτρεπόμενη στιγμιαία διείσδυση των αιολικών (δ·D).

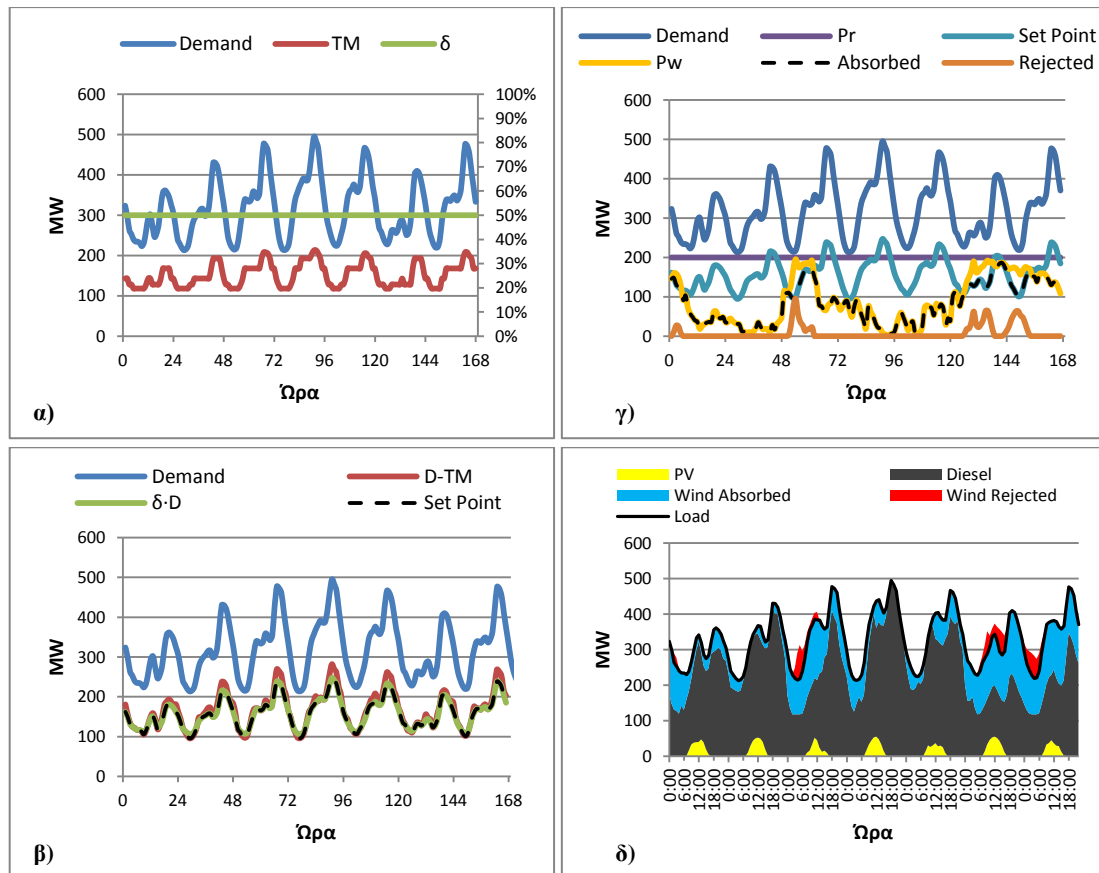


Σχήμα 4. 16 Ημερήσια διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη την 1^η Ιανουαρίου για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου

Στα Σχήματα 4.16 (γ) και 4.17 (γ) παρουσιάζεται η διακύμανση της απορροφούμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος σε ημερήσια και εβδομαδιαία αντίστοιχα βάση. Η απορροφούμενη αιολική ισχύς (Wind Absorbed) προκύπτει λαμβάνοντας υπόψη την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος του συστήματος (Set Point) και την δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύ (Pw). Η δε δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύς είναι αποτέλεσμα της σύζευξης της ωριαίας χρονοσειράς της έντασης του ανέμου με την τυπική καμπύλη ισχύος των Α/Γ του νησιού και της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Έτσι, η απορροφούμενη αιολική ισχύς δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος, αλλά ούτε και από την δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύ. Η δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύς που υπερβαίνει τη δυνατότητα απορρόφησης του ηλεκτρικού συστήματος τελικά απορρίπτεται από αυτό.

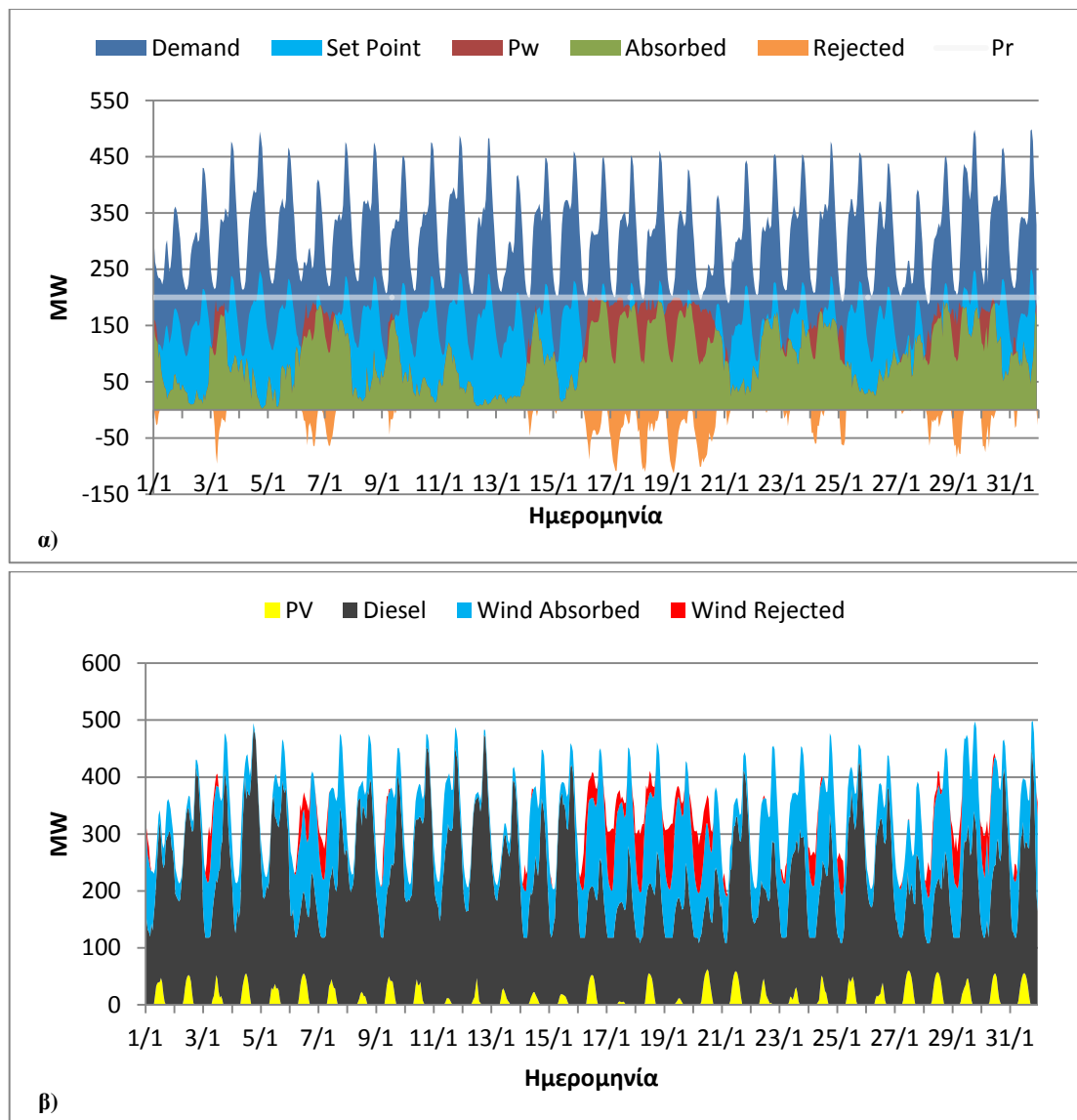
Στα Σχήματα 4.16 (δ) και 4.17 (δ) παρουσιάζεται η διακύμανση, σε ημερήσια και εβδομαδιαία αντιστοιχώς βάση, του πραγματικού φορτίου (πριν την συνεισφορά των ΦΒ, Load), της παραγόμενης συμβατικής (Diesel), αιολικής (Wind Absorbed) και ΦΒ (PV) ισχύος και της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος (Wind Rejected), ως αποτέλεσμα της εφαρμογής των παραπάνω τεχνικών περιορισμών. Όπως έχει αναφερθεί και σε προηγούμενο κεφάλαιο, γίνεται η θεώρηση ότι η παραγόμενη ΦΒ ισχύς απορροφάται με προτεραιότητα από το ηλεκτρικό σύστημα για την κάλυψη της ζήτησης και στην συνέχεια δεδομένων των τεχνικών περιορισμών που εισάγουν τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων και το όριο μέγιστης συμμετοχής των αιολικών, προκύπτει η απορροφούμενη αιολική ισχύς, ενώ το υπόλοιπο της ζήτησης που δεν καλύπτεται από την συνεισφορά της ΦΒ και της αιολικής ισχύος καλύπτεται

από την συμβατική ενέργεια των πετρελαϊκών μονάδων. Τα εν λόγω διαγράμματα είναι σωρευτικά, δηλαδή απεικονίζεται κάθε στιγμή η συμβολή της παραγόμενης ΦΒ, αιολικής και συμβατικής ενέργειας στη κάλυψη της πραγματική ζήτησης (Load) και το πλεόνασμα της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας που απορρίπτεται.



Σχήμα 4. 17 Εβδομαδιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη την 1^η εβδομάδα του Ιανουαρίου για διείδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου

Στα Σχήματα 4.18 (α) και 4.19 (α) παρουσιάζεται, αντίστοιχα με τα παραπάνω, η διακύμανση των μεγεθών της φαινόμενης ζήτησης, της δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ισχύος, της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος, της απορροφούμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος σε μηνιαία και ετήσια αντίστοιχα κλίμακα. Τα διαγράμματα αυτά δεν είναι σωρευτικά. Δηλαδή, κάθε ένα από τα εμφανιζόμενα μεγέθη έχει την δική του ανεξάρτητη χρονική μεταβολή, και η τιμή του φαίνεται στον αριστερό κάθετο άξονα. Σε ορισμένα χρονικά διαστήματα του οριζοντίου άξονα, η περιοχή της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος (με σκούρο κόκκινο χρώμα) ταυτίζεται με την περιοχή της απορροφούμενης αιολικής ισχύος (με πράσινο χρώμα). Στα διαστήματα αυτά φαίνεται μόνο η απορροφούμενη αιολική ισχύς. Οι περιοχές όπου εμφανίζεται η δυνάμενη να παραχθεί αιολική ισχύς (σκούρο κόκκινο χρώμα) είναι περιοχές απορριπτόμενης αιολικής ισχύος. Η περιοχή της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος παρουσιάζονται επιπλέον και με πορτοκαλί χρώμα, ξεχωριστά στον αρνητικό ημιάξονα, για καλύτερη απεικόνιση του μεγέθους και της χρονικής κατανομής τους. Τέλος, με ημιδιάφανο ανοιχτό γκρι χρώμα εμφανίζεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς.

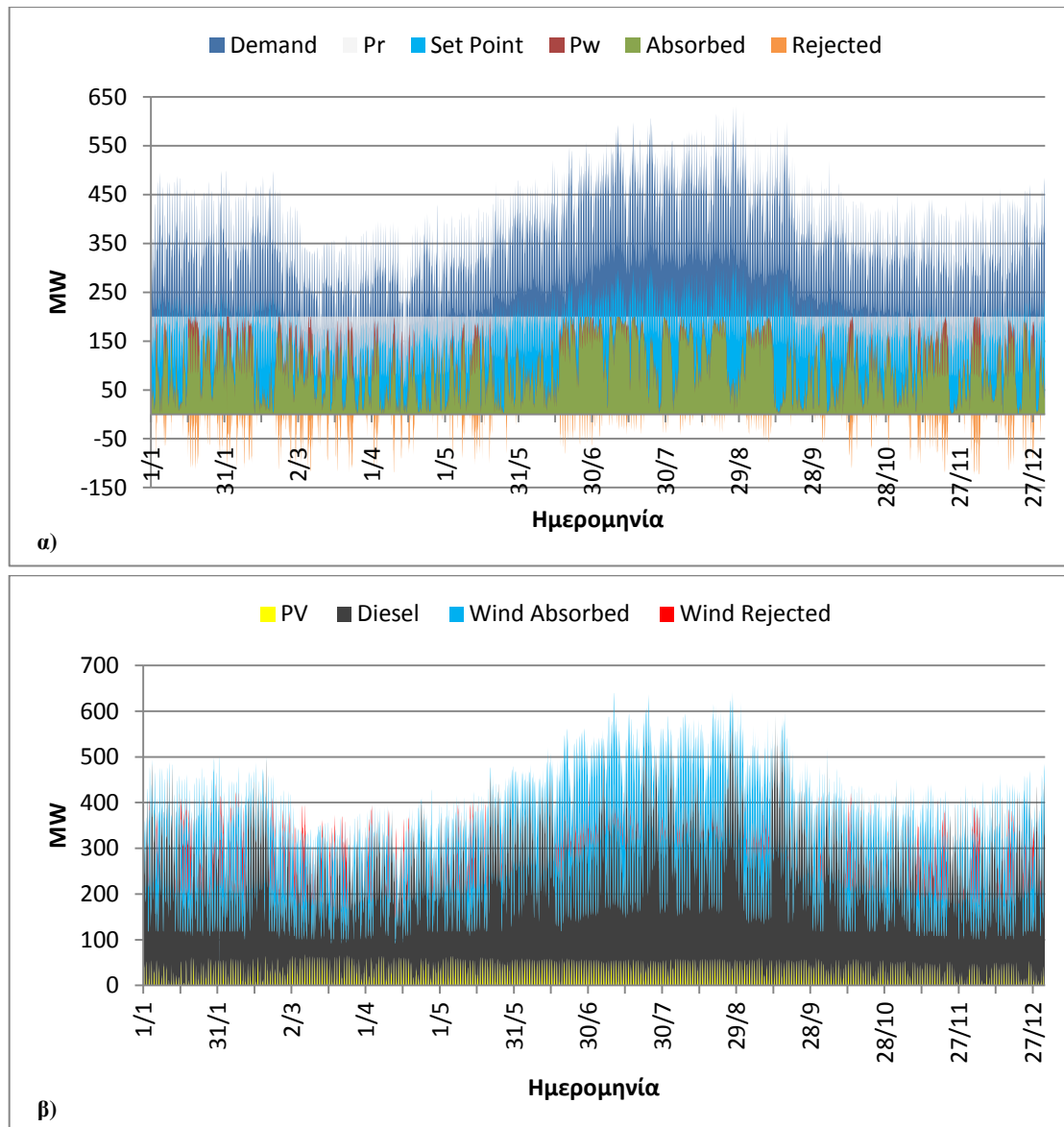


Σχήμα 4.18 Μηνιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη τον μήνα Ιανουάριο για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος 58,45% και 22,85% αντίστοιχα ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο

Στα Σχήματα 4.18 (β) και 4.19 (β) παρουσιάζεται, σε μηνιαία και ετήσια αντίστοιχα κλίμακα, η χρονική διακύμανση της παραγόμενης ΦΒ (κίτρινο χρώμα), αιολικής (ανοιχτό μπλε χρώμα) και συμβατικής ισχύος (σκούρο γκρι χρώμα), καθώς και η αντίστοιχη διακύμανση της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος (κόκκινο χρώμα). Τα διαγράμματα αυτά, σε αντίθεση με τα προηγούμενα, είναι σωρευτικά (αθροιστικά) και έχουν ως σκοπό να καταδείξουν την συμβολή κάθε ενεργειακής πηγής ξεχωριστά στην κάλυψη της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα, η συμβολή της εγκατεστημένης αιολικής ενέργειας στο σύστημα της Κρήτης εκτιμάται αρκετά θετική, καθώς τόσο η ετήσια συνεισφορά της στη συνολική ζήτηση (26,8%), όσο και το ποσοστό της ετήσιας απορροφούμενης αιολικής ενέργειας (91,5%) είναι ιδιαίτερα υψηλά. Η δε τιμή του πραγματικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού εκτιμάται ιδιαίτερα ευνοϊκή για την οικονομική βιωσιμότητα της αντίστοιχης επένδυσης (45,9%). Το ποσοστό της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας εκτιμάται, σύμφωνα με την μέθοδο των χρονοσειρών, σε 8,5%, εκ του οποίου το 68% περίπου οφείλεται στον

περιορισμό των τεχνικών ελαχίστων και το υπόλοιπο 32% στον περιορισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης. Η συνεισφορά της ΦΒ ενέργειας στην Κρήτη εκτιμάται στο 4,2%. Τέλος, η συμβατική ενέργεια συνεισφέρει κατά το 68,9%.



Σχήμα 4. 19 Ετήσια διακείμεση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος 58,45% και 22,85% αντίστοιχα ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο του νησιού

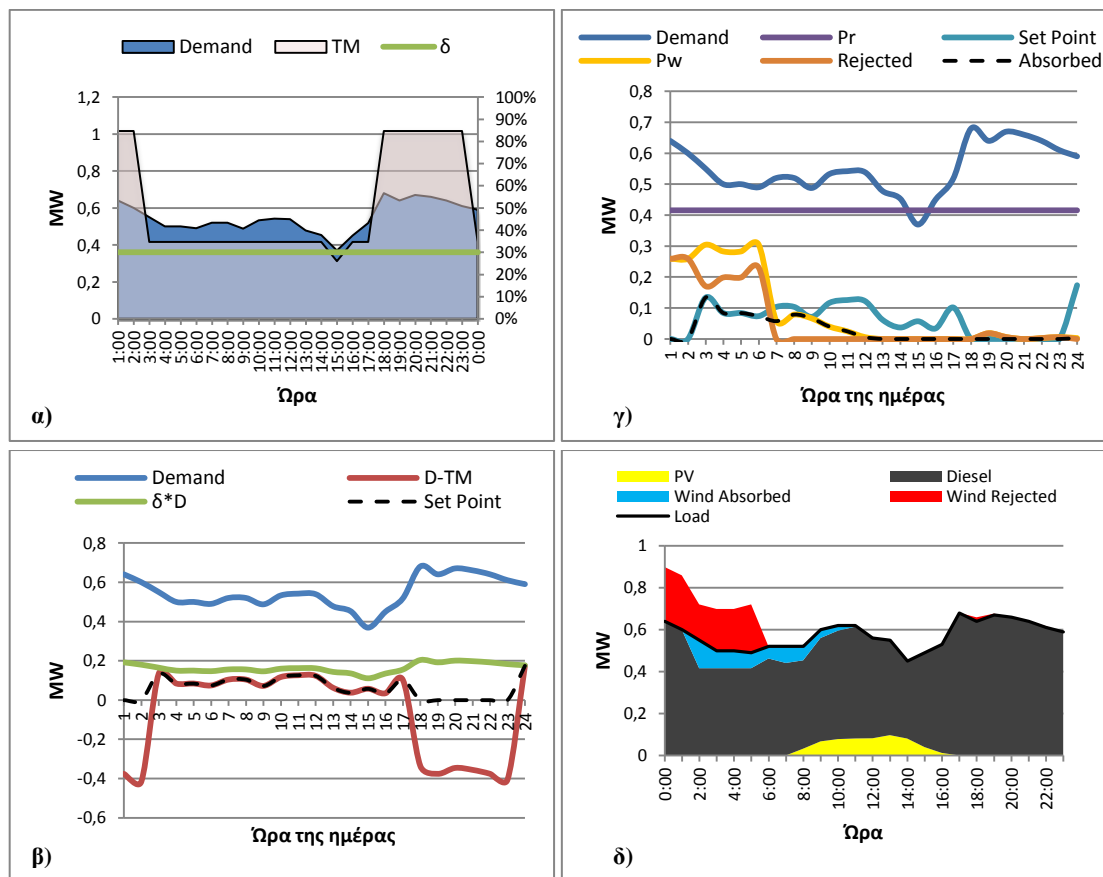
4.3.2 Εφαρμογή: Αστυπάλαια

Η εξεταζόμενη διείσδυση αιολικής και ΦΒ ενέργειας στην Αστυπάλαια είναι 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού (ίδια με της Κρήτης).

Στα Σχήματα 4.20, 4.21, 4.22 και 4.23 παρουσιάζεται σε ημερήσια, εβδομαδιαία, μηνιαία και ετήσια κλίμακα αντίστοιχα, η επίδραση των τεχνικών περιορισμών επί της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος, η τελικώς παραγόμενη και απορριπτόμενη αιολική ισχύς καθώς και η παραγόμενη ΦΒ και συμβατική ισχύς στην Αστυπάλαια.

Στην Αστυπάλαια η επίδραση των τεχνικών περιορισμών στην απορροφούμενη αιολική ισχύ είναι σημαντικά μεγαλύτερη σε σχέση με την Κρήτη. Όπως φαίνεται και από τα αντίστοιχα με την Κρήτη διαγράμματα, στην Αστυπάλαια η απορριπτόμενη αιολική ισχύς είναι εμφανώς περισσότερη σε ημερήσια, εβδομαδιαία, μηνιαία και ετήσια βάση. Ο τεχνικός περιορισμός των τεχνικών ελαχίστων είναι ιδιαίτερα βαρυσήμαντος στην περίπτωση της Αστυπάλαιας.

Όπως φαίνεται και από τα Σχήματα 4.20 (α) και 4.21 (α), τα τεχνικά ελάχιστα (TM) των συμβατικών μονάδων, στην περίπτωση της Αστυπάλαιας, είναι ιδιαίτερα αυξημένα, σε σχέση με την Κρήτη, σε σημείο μάλιστα ώστε, αρκετές ώρες κατά τη διάρκεια της ημέρας να εμφανίζονται υψηλότερα και από την ζήτηση. Βεβαίως, στην περίπτωση αυτή οι συμβατικές μονάδες αναγκάζονται να λειτουργήσουν τελικά σε σημείο χαμηλότερο από τα τεχνικά τους ελάχιστα, ώστε να καλύψουν την ζήτηση στο 100%. Κατά τις ίδιες ώρες που συμβαίνει αυτό, η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος (Set Point) είναι μηδενική και όλη η δυνάμενη να παραχθεί αιολική ενέργεια (Pw) τελικά απορρίπτεται (Rejected).

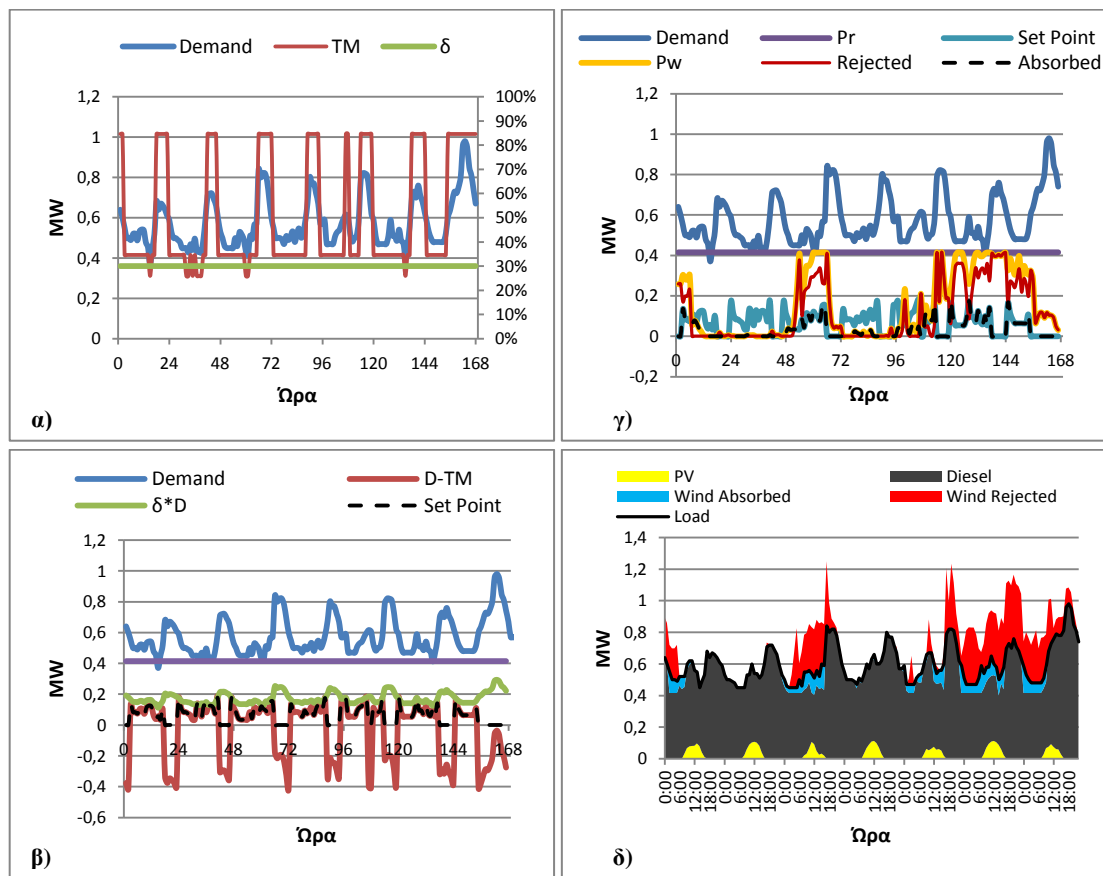


Σχήμα 4. 20 Ημερήσια διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλαια την 1^η Ιανουαρίου για διεύθυνση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσο ετήσιου φορτίου

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα της μεθόδου των χρονοσειρών, τα χαρακτηριστικά του συμβατικού σταθμού παραγωγής στην Αστυπάλαια έχουν σημαντικά αρνητική επίδραση στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια. Τόσο τα τεχνικά ελάχιστα όσο και η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων επιδρούν καθοριστικά στην διαμόρφωση της τελικά απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας.

Πράγματι, σύμφωνα με την μέθοδο των χρονοσειρών, το εκτιμώμενο ποσοστό της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος είναι 77,1%, εκ του οποίου το 97% περίπου οφείλεται στον περιορισμό των τεχνικών ελαχίστων και το υπόλοιπο 3% στον περιορισμό της μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης.

Η ενεργειακή συνεισφορά της αιολικής ενέργειας εκτιμάται σε 6,6% επί της ζήτησης, ενώ η συνεισφορά της ΦΒ ενέργειας σε 4,2% επί της ζήτησης. Το υπόλοιπο 89,2% το συνεισφέρει το συμβατικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του αιολικού δυναμικού της Αστυπάλαιας εκτιμάται στο 11,3%, που είναι τιμή ιδιαίτερα χαμηλή και αρνητική για την οικονομική βιωσιμότητα της αντίστοιχης επένδυσης.

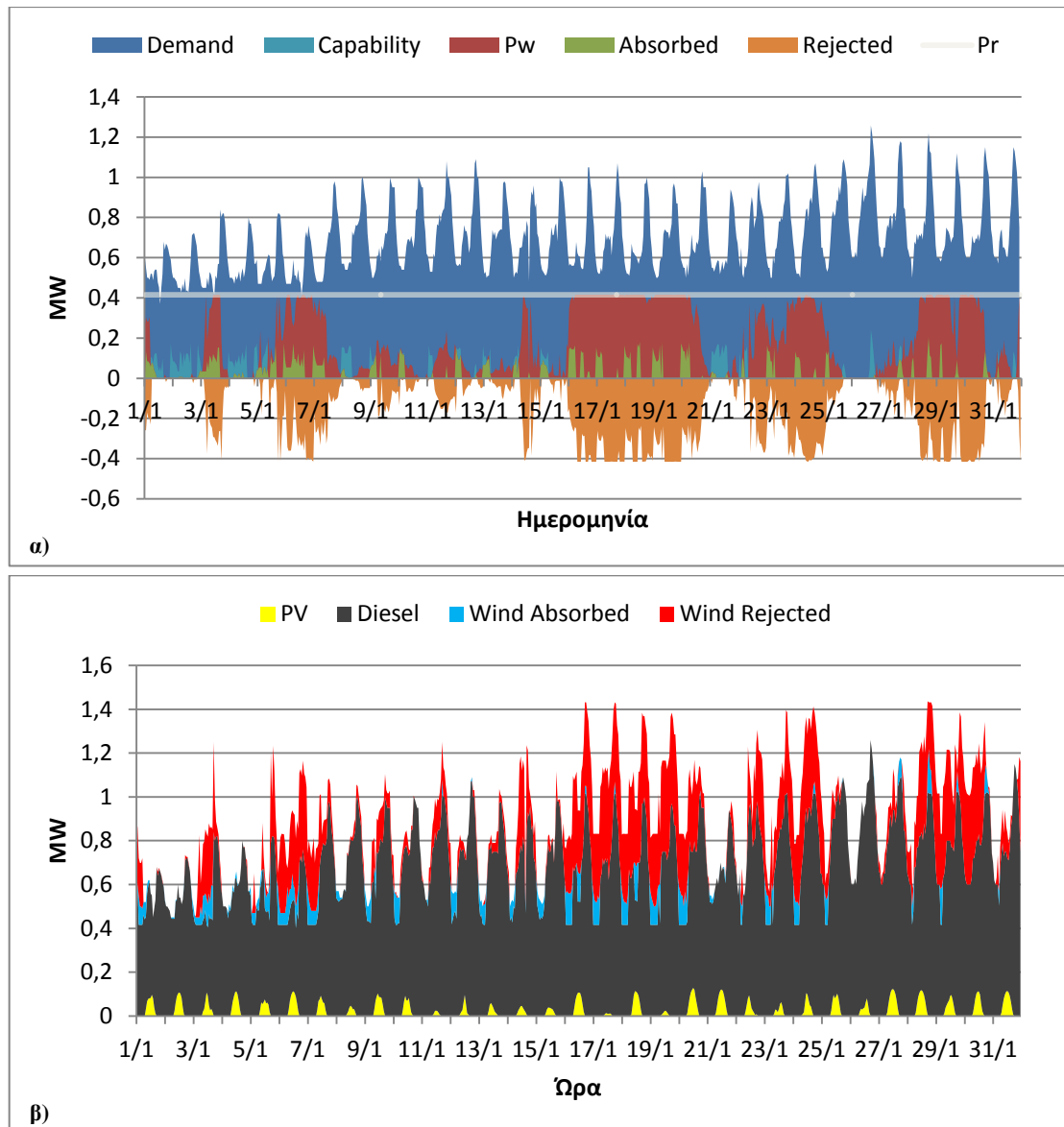


Σχήμα 4. 21 Εβδομαδιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλαια την 1^η εβδομάδα του Ιανουαρίου για αιολική και ΦΒ ισχύ στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου

Από την παρατήρηση του Σχήματος 4.22 (α) καθώς και του Σχήματος 4.23 (α) είναι εμφανές ότι στην περίπτωση της Αστυπάλαιας, οι ώρες ονομαστικής λειτουργίας των αιολικών είναι ιδιαίτερα αυξημένες κατά την διάρκεια του έτους. Αυτό οφείλεται στην επίδραση της μικρής γεωγραφικής διασποράς των αιολικών πάρκων στο νησί (που εκφράζεται μέσω του αριθμού των θέσεων που διατίθενται χρονοσειρές έντασης ανέμου και χρησιμοποιούνται στην ανάλυση), λόγω του μικρού μεγέθους του και της περιορισμένης διαθέσιμης έκτασης προς εγκατάσταση αιολικών.

Από την άλλη πλευρά, στα αντίστοιχα διαγράμματα της Κρήτης (4.18 (α) και 4.19 (α)), οι ώρες ονομαστικής λειτουργίας των αιολικών πάρκων εντός του έτους είναι

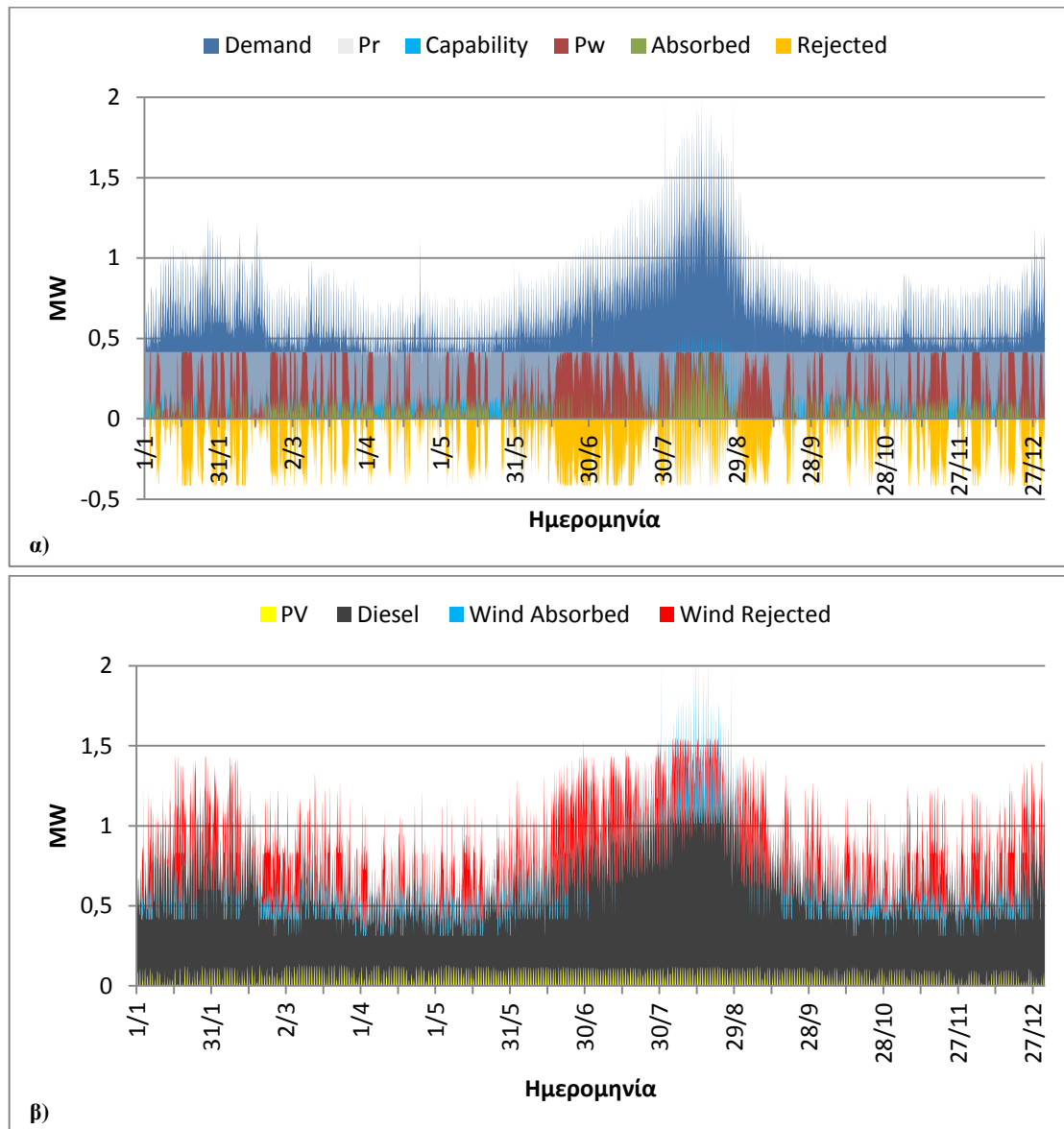
ελάχιστες. Στην περίπτωση της Κρήτης, η γεωγραφική διασπορά των αιολικών είναι πολύ μεγαλύτερη από κάθε άλλο μη διασυνδεδεμένο νησί και εκφράζεται μέσω των εννέα διαθέσιμων χρονοσειρών της έντασης του ανέμου που λαμβάνονται υπόψη από το υπολογιστικό εργαλείο.



Σχήμα 4.22 Μηνιαία διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλαια τον μήνα Ιανουάριο για διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου

Στον Πίνακα 4.8 παρουσιάζονται συγκριτικά τα αποτελέσματα της μεθόδου των χρονοσειρών για την Κρήτη και την Αστυπάλαια. Από τον εν λόγω πίνακα φαίνεται πως για την ίδια αδιάστατη (ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο) διείσδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στα δύο εξεταζόμενα νησιά, προκύπτουν πολύ διαφορετικά αποτελέσματα όσον αφορά στο ποσοστό της απορροφούμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, στο πραγματικό συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών και στην συνεισφορά της αιολικής ενέργειας. Οι διαφορές αυτές οφείλονται στην επίδραση που έχουν οι τεχνικοί περιορισμοί (που θέτουν το όριο 'δ' και τα TE) στην δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος ανάμεσα σε νησιά διαφορετικού μεγέθους

με διαφορετική σύνθεση συμβατικών σταθμών παραγωγής και διαφορετικό προφίλ ζήτησης και δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος.



Σχήμα 4. 23 Ετήσια διακύμανση αποτελεσμάτων μεθόδου χρονοσειρών για την Αστυπάλεια για διείδυση αιολικής και ΦΒ ισχύος στο 58,45% και 22,85% αντίστοιχα του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού

Πίνακας 4. 8 Αποτελέσματα μεθόδου χρονοσειρών για την Κρήτη και την Αστυπάλεια

Μέγεθος	Κρήτη	Αστυπάλεια
Ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας	3002,1 GWh	6,2 GWh
Μέσο ετήσιο φορτίο	342,7 MW	0,7 MW
Διείδυση αιολικών	58,45%	58,45%
Διείδυση ΦΒ	22,85%	22,85%
Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια	8,5%	77,1%
- Λόγω των ΤΕ	67,6%	96,9%
- Λόγω του ορίου 'δ'	32,4%	3,1%
Απορροφούμενη αιολική ενέργεια	91,5%	22,9%
Συνεισφορά αιολικής ενέργειας	26,8%	6,6%
Πραγματικός CF (εκτιμώμενος)	45,9%	11,3%
Συνεισφορά ΦΒ ενέργειας	4,2%	4,2%
Συνεισφορά συμβατικής ενέργειας	69,0%	89,2%

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

**Διείσδυση Αιολικής και ΦΒ
Ενέργειας στα ΜΔΝ - Υφιστάμενη
Κατάσταση και Περαιτέρω
Περιθώρια**

5.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο, αρχικά παρουσιάζονται τα πραγματικά στοιχεία της υφιστάμενης διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ (αιολικών και ΦΒ σταθμών) στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ, στοιχεία έτους 2015).

Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα από την εφαρμογή της πιθανοτικής ανάλυσης, όσον αφορά την υφιστάμενη διείσδυση των ΑΠΕ (αιολικών και ΦΒ σταθμών) στα ΜΔΝ και συγκρίνονται με τα αντίστοιχα πραγματικά στοιχεία.

Έπειτα επιχειρείται μια διερεύνηση σχετικά με τα περιθώρια περαιτέρω διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ. Στο πλαίσιο αυτό χρησιμοποιείται η αντίστοιχη μεθοδολογία και οι σχετικές αποφάσεις της ΡΑΕ.

Για τον προσδιορισμό των μέγιστων ορίων διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, η ΡΑΕ παρουσιάζει το σκεπτικό της στην απόφαση υπ' αριθμό 85/2007 καθώς επίσης και στην τροποποιητική αυτής με αριθμό 702/2008. Επιπλέον, η ΡΑΕ με την πιο πρόσφατη σχετική απόφασή της με αρ. 616/2016 αύξησε περαιτέρω τα περιθώρια διείσδυσης των ΑΠΕ στα ΜΔΝ. Σε επόμενη παράγραφο παρουσιάζονται τα σημαντικότερα στοιχεία από τις εν λόγω αποφάσεις. [19, 20, 21]

Τέλος, με βάση τις σχετικές αποφάσεις και οδηγίες της ΡΑΕ, προσδιορίζονται τα περιθώρια περαιτέρω διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ, με βάση την προτεινόμενη μεθοδολογία και με τη χρήση του υπολογιστικού εργαλείου.

5.2 Πραγματικά στοιχεία και εκτιμώμενα (με βάση την πιθανοτική ανάλυση) αποτελέσματα της υφιστάμενης διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα πραγματικά στοιχεία και τα εκτιμώμενα αποτελέσματα της παρούσας διείσδυσης των ΑΠΕ (αιολικών και ΦΒ σταθμών) στα εξεταζόμενα ΜΔΝ. Τα πραγματικά στοιχεία προκύπτουν με βάση τα στοιχεία από την υφιστάμενη διείσδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ (βλ. Πίνακα 2.4), ενώ τα εκτιμώμενα αποτελέσματα προκύπτουν από την εφαρμογή της πιθανοτικής ανάλυσης της ΡΑΕ (βλ. Κεφάλαιο 4).

Στον Πίνακα 5.1 παρουσιάζονται τα πραγματικά στοιχεία της παρούσας διείσδυσης των ΑΠΕ (αιολικών και ΦΒ σταθμών) στα εξεταζόμενα ΜΔΝ. Στον πίνακα αυτό φαίνεται η ετήσια και η μέση ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύς, η παραγόμενη αιολική και ΦΒ ενέργεια ετησίως, ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών και ΦΒ σταθμών και η ετήσια ενεργειακή συνεισφορά των παραγόμενης αιολικής και ΦΒ ενέργειας στην κάλυψη της ζήτησης.

Στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα της πιθανοτικής ανάλυσης με βάση την υφιστάμενη διείσδυση των ΑΠΕ στα εξεταζόμενα ΜΔΝ. Στον ίδιο πίνακα φαίνεται και η απόκλιση (σε %) μεταξύ της εκτιμώμενης και της πραγματικής τιμής της ενεργειακής συνεισφοράς των αιολικών και ΦΒ σταθμών.

Πίνακας 5.1 Πραγματικά στοιχεία υφιστάμενης διείδυσης μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ (στοιχεία έτους 2015)

Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ	Ετήσια ζήτηση	Μέση ετήσια ζήτηση	Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ				Παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ		Συντελεστής χρησιμοποίησης		Συνεισφορά ΑΠΕ	
			Α/Π		ΦΒ ⁽¹⁾		Α/Π	ΦΒ ⁽¹⁾	Α/Π	ΦΒ ⁽¹⁾	Α/Π	ΦΒ ⁽¹⁾
			GWh	MW	MW	% ⁽²⁾	MW	% ⁽²⁾	GWh	MWh	%	%
Κρήτη	3002,1	342,7	200,31	58,45%	78,29	22,84%	501,7	137713,4	28,6%	20,1%	16,7%	4,6%
Ρόδος	760,2	86,8	49,15	56,64%	18,16	20,93%	97,3	31664,9	22,6%	19,9%	12,8%	4,2%
Κως-Κάλυμνος	333,0	38,0	15,2	39,98%	8,78	23,09%	32,0	15331,8	24,0%	19,9%	9,6%	4,6%
Λέσβος	268,5	30,7	13,95	45,51%	8,84	28,84%	32,9	14879,8	27,0%	19,2%	12,3%	5,5%
Σάμος	153,2	17,5	8,38	47,91%	4,37	24,98%	21,1	7195,4	28,8%	18,8%	13,8%	4,7%
Χίος	203,1	23,2	9,08	39,16%	5,17	22,30%	17,3	8468,5	21,7%	18,7%	8,5%	4,2%
Σύρος	109,4	12,5	2,84	22,74%	0,99	7,93%	4,8	1651,9	19,3%	19,0%	4,4%	1,5%
Πάρος	191,2	21,8	12,96	59,39%	4,21	19,29%	35,0	6829,5	30,8%	18,5%	18,3%	3,6%
Αμοργός	8,9	1,0	0	0%	0,29	28,54%	0	456,6	-	18,0%	-	5,1%
Αστυπάλαια	6,2	0,7	0	0%	0,32	45,01%	0	540,3	-	19,3%	-	8,7%
Θήρα	106,9	12,2	0	0%	0,25	2,05%	0	431,8	-	19,7%	-	0,4%
Ικαρία	27,4	3,1	0,99	31,62%	0,4	12,78%	2,3	673,8	26,9%	19,2%	8,5%	2,5%
Κάρπαθος	33,0	3,8	1,23	32,61%	1,16	30,76%	2,7	1968,5	25,0%	19,4%	8,2%	6,0%
Κύθνος	8,5	1,0	0,67	69,41%	0,24	24,86%	0	403,4	0,0%	19,2%	0,0%	4,8%
Λήμνος	63,9	7,3	2,88	39,46%	1,89	25,90%	3,9	3002,4	15,3%	18,1%	6,0%	4,7%
Μήλος	39,7	4,5	2,65	58,42%	0,62	13,67%	7,9	1006,9	34,0%	18,5%	19,9%	2,5%
Μύκονος	103,7	11,8	1,2	10,14%	1,04	8,79%	3,9	1065,9	37,4%	11,7%	3,8%	1,0%
Πάτμος	15,5	1,8	1,2	67,65%	0,15	8,46%	2,0	248,9	18,8%	18,9%	12,7%	1,6%
Σέριφος	7,8	0,9	0	0%	0,1	11,27%	0	134,4	-	15,3%	-	1,7%
Σίφνος	15,9	1,8	0	0%	0,2	11,04%	0	344,7	-	19,7%	-	2,2%
Σκύρος	15,2	1,7	0	0%	0,32	18,45%	0	444,7	-	15,9%	-	2,9%
Σύμη	12,7	1,5	0	0%	0,19	13,10%	0	278,8	-	16,8%	-	2,2%
ΣΥΝΟΛΟ	5486,1	626,3	322,69	51,53%	135,98	21,71%	764,9	234736,2	27,1%	19,7%	13,9%	4,3%

⁽¹⁾ Στα ΦΒ δεν συμπεριλαμβάνονται η εγκατεστημένη ισχύς και η ενέργεια των ΦΒ Ειδικού Προγράμματος (ΦΒ σε Στέγες).

⁽²⁾ Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ως ποσοστό της μέσης ετήσιας ζήτησης.

Στο Σχήμα 5.1 παρουσιάζεται η πραγματική και εκτιμώμενη συνεισφορά της αιολικής και ΦΒ ενέργειας στα ΜΔΝ με βάση τα στοιχεία του Πίνακα 5.1 και 5.2 αντίστοιχα. Όπως φαίνεται, στα περισσότερα νησιά, η εκτιμώμενη συνεισφορά της παραγόμενης αιολικής ενέργειας ως ποσοστό επί της ζήτησης, με βάση την πιθανοτική ανάλυση, είναι αρκετά μεγαλύτερη από την αντίστοιχη πραγματική. Εξαιρέση αποτελούν δύο νησιά, η Πάρος και η Μήλος, όπου η πραγματική συνεισφορά των αιολικών είναι μεγαλύτερη από την εκτιμώμενη.

Οι διαφορές αυτές μπορούν να δικαιολογηθούν αν ληφθεί υπόψη ότι κατά την πιθανοτική ανάλυση έχουν γίνει ορισμένες απλοποιητικές παραδοχές (βλ. και § 3.3) που δεν ισχύουν στην πραγματικότητα, οι σημαντικότερες εκ των οποίων είναι:

- Χρήση ενιαίας χρονοσειράς έντασης ανέμου, η οποία πιθανώς δεν αντιπροσωπεύει κατά τον καλύτερο τρόπο τις θέσεις των υφιστάμενων Α/Π.
- Χρήση ενιαίας καμπύλης ισχύος για όλες τις ανεμογεννήτριες του νησιού, η οποία είναι πολύ πιο ευνοϊκή για την κατ' εκτίμηση παραγόμενη αιολική ενέργεια, αφού αναφέρεται σε Α/Γ σύγχρονης τεχνολογίας με δυνατότητα ρύθμισης των στροφών και ελέγχου βήματος, για μεγιστοποίηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.
- Υπόθεση πλήρους διαθεσιμότητας των αιολικών σταθμών (100%).
- Χρήση σταθερών, καθ' όλη την διάρκεια του έτους, ορίων μέγιστης στιγμιαίας διείδυσης των αιολικών (δ) και ενδεχομένως διαφορετικών από τα πραγματικά.
- Χρήση διαθέσιμης ωριαίας χρονοσειράς ζήτησης του έτους 2006 με την υπόθεση ότι είναι παρόμοια με του 2015 (όπου αναφέρονται τα πραγματικά στοιχεία).
- Υπόθεση αμετάβλητης σειράς ένταξης συμβατικών μονάδων (βλ. § 3.2.2), κλπ.

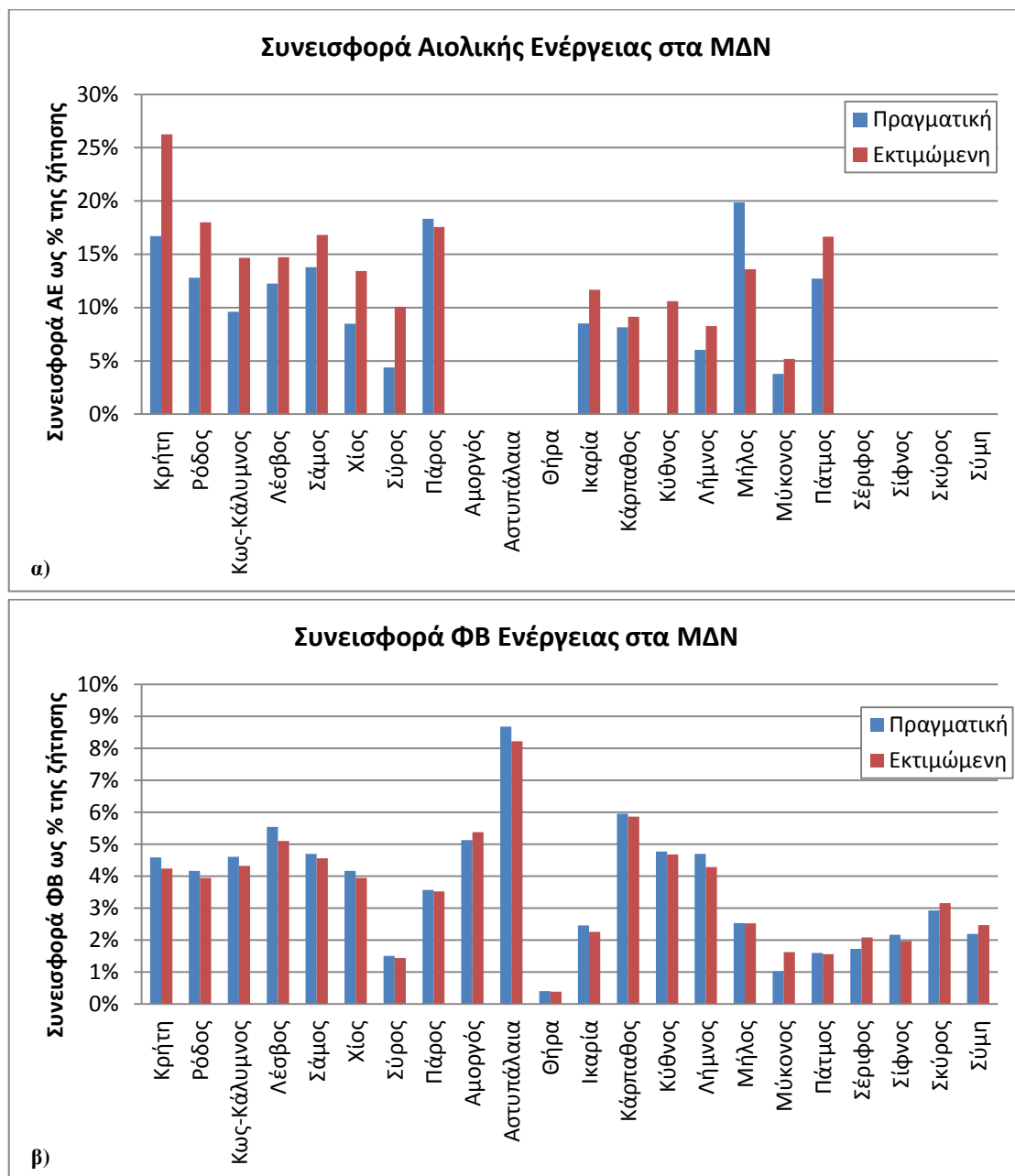
Πίνακας 5. 2 Εκτιμώμενα αποτελέσματα (πιθανοτική ανάλυση) της υφιστάμενης διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στα ΜΑΝ (με βάση τα στοιχεία διείσδυσης του έτους 2015)

Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΑΝ	ΦΒ ⁽¹⁾			Α/Π								Απόκλιση εκτίμησης από πραγματική συνεισφορά ενέργειας	
	Παραγόμενη ενέργεια	CF	Συνεισφορά ενέργειας	Δυνάμενη να παραχθεί	Απορροφούμενη αιολική ενέργεια		Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια		Συνεισφορά αιολικής ενέργ.	Συντελεστής χρησιμοποίησης CF		Α/Π	ΦΒ
					GWh	% ⁽²⁾	GWh	% ⁽²⁾		Διαθέσιμος	Πραγματικός		
Κρήτη	127221,3	18,6%	4,2%	880,2	787,6	89,5%	92,6	10,5%	26,2%	50,2%	44,9%	57%	-8%
Ρόδος	29964,0	18,8%	3,9%	194,2	136,8	70,4%	57,4	29,6%	18,0%	45,1%	31,8%	41%	-5%
Κως-Κάλυμνος	14399,2	18,7%	4,3%	56,3	48,8	86,7%	7,5	13,3%	14,7%	42,3%	36,7%	53%	-6%
Λέσβος	13702,0	17,7%	5,1%	54,0	39,5	73,1%	14,5	26,9%	14,7%	44,1%	32,3%	20%	-8%
Σάμος	6992,0	18,3%	4,6%	36,3	25,8	71,0%	10,5	29,0%	16,8%	49,1%	35,1%	22%	-3%
Χίος	8013,5	17,7%	3,9%	32,3	27,3	84,3%	5,1	15,7%	13,4%	40,7%	34,3%	58%	-5%
Σύρος	1584,0	18,3%	1,4%	11,3	11,0	98,0%	0,2	2,0%	10,1%	45,1%	44,3%	130%	-4%
Πάρος	6736,0	18,3%	3,5%	51,5	33,6	65,2%	18,0	34,8%	17,6%	45,3%	29,6%	-4%	-1%
Αμοργός	478,5	18,8%	5,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5%
Αστυπάλαια	512,0	18,3%	8,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-5%
Θήρα	420,0	19,2%	0,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3%
Ικαρία	620,0	17,7%	2,3%	4,9	3,2	65,9%	1,7	34,1%	11,7%	55,6%	36,9%	37%	-8%
Κάρπαθος	1937,2	19,1%	5,9%	5,6	3,0	53,9%	2,6	46,1%	9,1%	51,9%	28,0%	12%	-2%
Κύθνος	396,0	18,8%	4,7%	1,9	0,9	46,4%	1,0	53,6%	10,6%	32,8%	15,3%	∞	-2%
Λήμνος	2740,5	16,6%	4,3%	10,0	5,3	52,8%	4,7	47,2%	8,3%	39,5%	20,9%	37%	-9%
Μήλος	1004,4	18,5%	2,5%	9,2	5,4	58,6%	3,8	41,4%	13,6%	39,7%	23,3%	-32%	0%
Μύκονος	1684,8	18,5%	1,6%	5,4	5,4	100,0%	0,0	0,0%	5,2%	51,1%	51,2%	37%	58%
Πάτμος	243,0	18,5%	1,6%	4,4	2,6	58,2%	1,9	41,8%	16,6%	42,3%	24,6%	31%	-2%
Σέριφος	162,0	18,5%	2,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21%
Σίφνος	314,0	17,9%	2,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-9%
Σκύρος	480,0	17,1%	3,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8%
Σύμη	313,5	18,8%	2,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12%
ΣΥΝΟΛΟ	219917,9	18,5%	4,0%	1357,6	1136,2	83,7%	221,4	16,3%	20,7%	48,0%	40,2%	48,6%	-6%

⁽¹⁾ Στα ΦΒ δεν συμπεριλαμβάνονται η εγκατεστημένη ισχύς και η ενέργεια των ΦΒ Ειδικού Προγράμματος (ΦΒ σε Στέγες)

⁽²⁾ Ως ποσοστό της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας

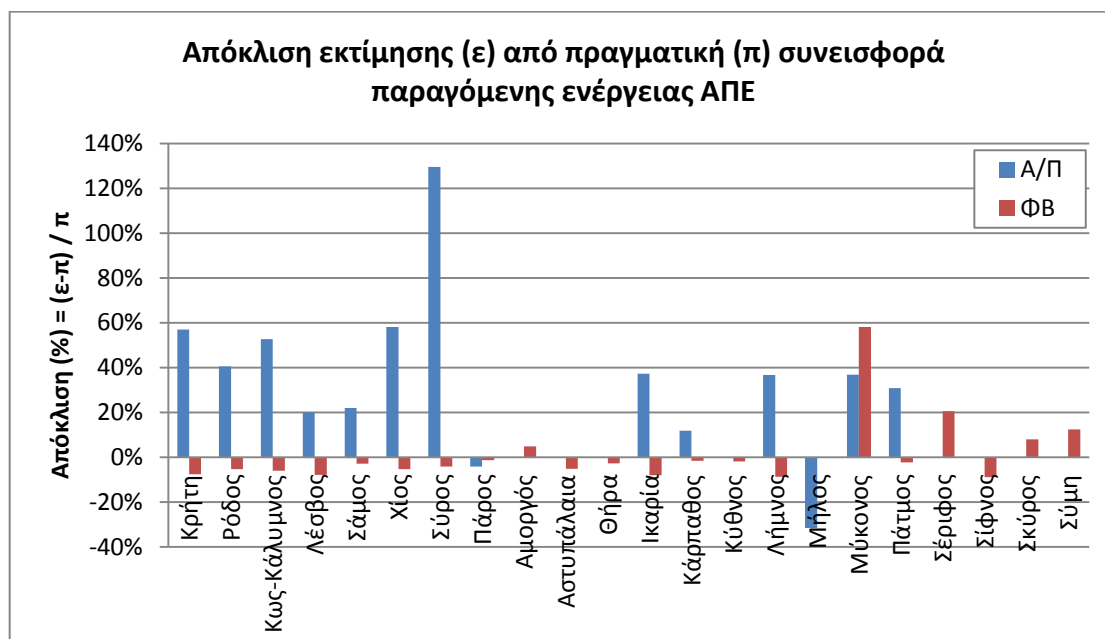
Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η Κύθνος, όπου η διαθεσιμότητα των αιολικών σταθμών είναι μηδενική, με αποτέλεσμα η εγκατεστημένη αιολική ισχύς να μένει πλήρως αναξιοποίητη λόγω τεχνικών ή λειτουργικών προβλημάτων (βλ. Σχήμα 5.1).



Σχήμα 5.1 Συνεισφορά πραγματικής και εκτιμώμενης (από πιθανοτική ανάλυση) α) αιολικής και β) ΦΒ ενέργειας στα ΜΔΝ

Από την άλλη πλευρά, η εκτίμηση της συνεισφοράς της ΦΒ ενέργειας παρουσιάζει μικρή απόκλιση από την πραγματική τιμή σε όλα τα εξεταζόμενα ΜΔΝ. Αυτό δείχνει ότι η παραδοχές που έγιναν για την παραγόμενη ΦΒ ενέργεια δεν αποκλίνουν σημαντικά από την πραγματικότητα. Άλλωστε, η παραγωγή των ΦΒ δεν μεταβάλλεται στο χρόνο όσο των αιολικών σταθμών, αλλά παράγουν με πιο σταθερούς και προβλέψιμους, σε σημαντικό βαθμό, ρυθμούς, ιδιαίτερα όταν έχει επιτευχθεί ικανοποιητική χωρική διασπορά τους.

Στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζεται η απόκλιση μεταξύ της πραγματικής και της εκτιμώμενης τιμής της ενεργειακής συνεισφοράς αιολικών και ΦΒ. Ως απόκλιση ορίζεται ο λόγος της διαφοράς της πραγματικής τιμής από την εκτιμώμενη προς την πραγματική τιμή. Από το σχήμα αυτό επιβεβαιώνεται ότι στην περίπτωση των αιολικών σταθμών η εκτίμηση της ενεργειακής συνεισφοράς, και κατά συνέπεια και της παραγόμενης (ή απορροφούμενης) αιολικής ενέργειας, διαφέρει σημαντικά από την αντίστοιχη πραγματική, και μάλιστα η διαφορά αυτή, στα περισσότερα νησιά έχει θετικό πρόσημο. Δηλαδή προκύπτει υπερεκτίμηση στην συνεισφορά της αιολικής ενέργειας. Αντίθετα, η απόκλιση μεταξύ της εκτιμώμενης και πραγματικής ΦΒ συνεισφοράς είναι στα περισσότερα νησιά πολύ μικρότερη από την περίπτωση των αιολικών και μάλιστα με αρνητικό πρόσημο. Το αρνητικό πρόσημο δείχνει υποεκτίμηση της παραγόμενης ενέργειας σε σχέση με την πραγματική τιμή.



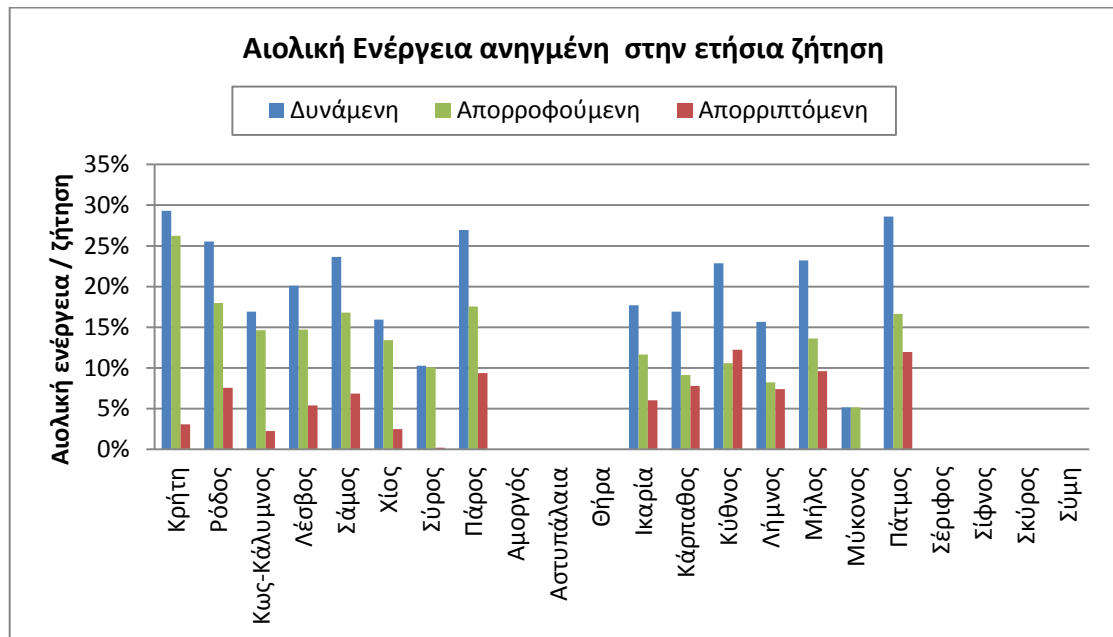
Σχήμα 5. 2 Απόκλιση μεταξύ της εκτιμώμενης (από την πιθανοτική ανάλυση) και της πραγματικής τιμής της ενεργειακής συνεισφοράς των αιολικών και των ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ

Στο Σχήμα 5.3 παρουσιάζεται η ανηγμένη στην ετήσια ζήτηση τιμή της δυνάμενης να παραχθεί, της απορροφούμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας με βάση τα αποτελέσματα της πιθανοτικής ανάλυσης (του Πίνακα 5.2) για την υφιστάμενη διείσδυση αιολικής ισχύος στα ΜΔΝ.

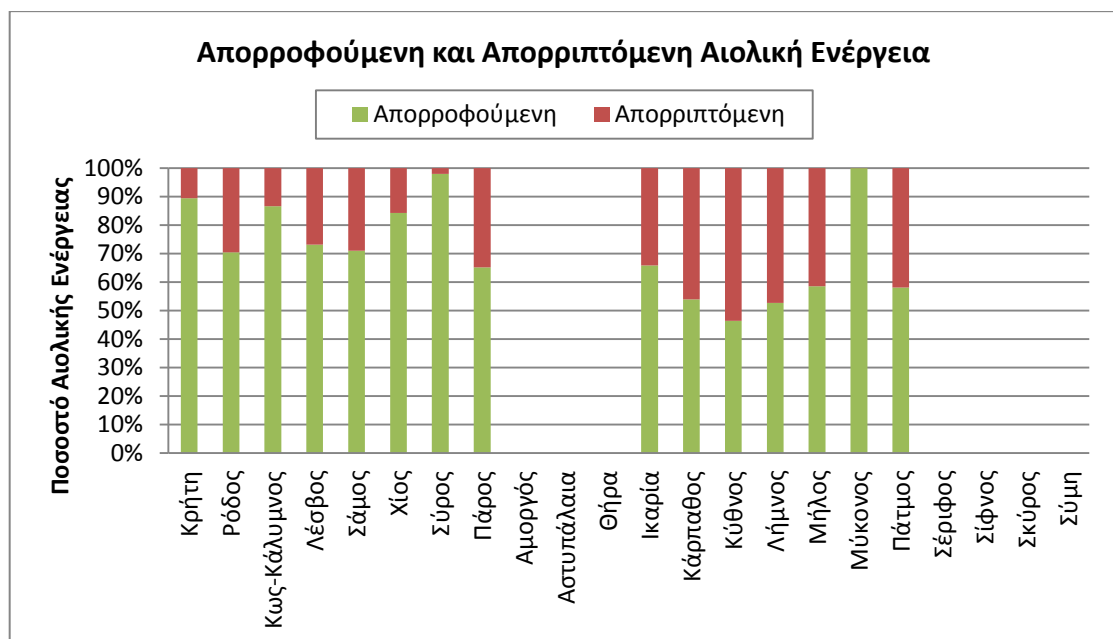
Στο Σχήμα 5.4 παρουσιάζεται το εκτιμώμενο ποσοστό της παραγόμενης και της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας σε κάθε ένα από τα εξεταζόμενα ΜΔΝ με βάση τα αποτελέσματα της πιθανοτικής ανάλυσης (του Πίνακα 5.2) και την υφιστάμενη διείσδυση αιολικής ισχύος σ' αυτά.

Τα εν λόγω σχήματα παρέχουν μια εκτίμηση των αναμενόμενων περικοπών αιολικής ενέργειας με βάση την υφιστάμενη εγκατεστημένη αιολική ισχύ σε κάθε ένα από τα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Βεβαίως, η εκτίμηση αυτή διαφέρει σε σχέση με την πραγματικότητα, διότι όπως φάνηκε και από τα παραπάνω, η εκτίμηση τόσο της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ενέργειας από τους αιολικούς σταθμούς, όσο και της απορροφούμενης αιολικής ισχύος είναι μεγαλύτερες, στην πλειονότητα των νησιών, από ότι στην πραγματικότητα λόγω των παραδοχών που έγιναν κατά την

εφαρμογή της μεθοδολογίας και των διαφορετικών καταστάσεων που επικρατούν στην πράξη, όπως έχει ήδη αναφερθεί και παραπάνω.



Σχήμα 5.3 Θεωρητική, παραγόμενη και απορριπτόμενη αιολική ενέργεια ανηγμένη στην ετήσια ζήτηση



Σχήμα 5.4 Εκτιμώμενο ποσοστό απορροφούμενης και απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ

Η διαφοροποίηση της εν δυνάμει παραγόμενης αιολικής ισχύος από την απορροφούμενη αιολική ισχύ έγκειται στο γεγονός ότι η αιολική παραγωγή υπόκειται στους περιορισμούς διείδυσης. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι αιολικοί σταθμοί ενώ θα μπορούσα να παράγουν περισσότερη αιολική ενέργεια λόγω του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού τελικά παράγουν όσο επιτρέπεται από τους περιορισμούς διείδυσης, όταν το όριο παραγωγής είναι μικρότερο από την ικανότητα παραγωγής τους.

5.3 Μεθοδολογία προσδιορισμού των περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ σε κορεσμένα δίκτυα με βάση τις σχετικές αποφάσεις της ΡΑΕ

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα σημαντικότερα σημεία του σκεπτικού της ΡΑΕ για τον προσδιορισμό των περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ σε κορεσμένα δίκτυα (ΜΔΝ), όπως αυτό παρουσιάζεται μέσα από τις σχετικές αποφάσεις της με αριθμό 85/2007, 702/2008 και 616/2016. [19, 20, 21]

Για τον αντικειμενικό προσδιορισμό του περιθωρίου ανάπτυξης σταθμών ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής στις περιοχές με κορεσμένα δίκτυα (εν προκειμένω στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά) απαιτείται η εφαρμογή μεθοδολογίας, η οποία καθορίζεται από τη ΡΑΕ.

Τα περιθώρια απορρόφησης ισχύος σταθμών ΑΠΕ σε κορεσμένα δίκτυα διαφοροποιούνται κατ' αρχάς ανά τεχνολογία ΑΠΕ και συνεπώς θα πρέπει αυτά να καθοριστούν με διαφορετική μεθοδολογία.

Το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο παρέχει προτεραιότητα, κατά την κατανομή του φορτίου, σε σταθμούς ΑΠΕ, με μόνο κριτήριο την διασφάλιση της ασφαλούς και απρόσκοπτης λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων και κατά συνέπεια της ηλεκτροδότησης των καταναλωτών. Συνεπώς, ο καθορισμός μιας μεθοδολογίας προσδιορισμού περιθωρίων ανάπτυξης ΑΠΕ σε κορεσμένο δίκτυο θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς που τίθενται από τη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων και δεν πρέπει να λαμβάνει υπόψη περιορισμούς που σχετίζονται με την οικονομική λειτουργία των συστημάτων.

Οι τεχνολογίες ΑΠΕ που μπορεί να χαρακτηριστούν ως «μη ελεγχόμενης παραγωγής» και οι οποίες εκτιμώνται ως τεχνικά και εμπορικά ώριμες είναι αυτές των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των μη διασυνδεδεμένων νησιών, ιδίως η σύνθεση και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής εκάστου αυτόνομου συστήματος, η διακύμανση της ζήτησης σε ετήσια βάση - όπως αυτή εκφράζεται με σχετικούς συντελεστές (ενδεικτικά, η μέση ισχύς της ζήτησης, ο Συντελεστής Φορτίου) - επηρεάζουν σημαντικά τις δυνατότητες ανάπτυξης σταθμών ΑΠΕ.

Ήδη έχουν χορηγηθεί άδειες παραγωγής σε αιολικούς σταθμούς και σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς σε περιοχές με κορεσμένα δίκτυα, των οποίων η λειτουργία δεν πρέπει να επηρεαστεί σημαντικά από την αδειοδότηση νέων σταθμών ΑΠΕ.

Δεδομένων των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των φωτοβολταϊκών σταθμών ένεκα του μεγάλου αριθμού τους, καθώς και του άλλοτε μικρού και άλλοτε πολύ μικρού μεγέθους τους, όσο και της μεγάλης διασποράς αυτών σε όλη την περιοχή κάθε ηλεκτρικού συστήματος, η λειτουργία των φωτοβολταϊκών σταθμών καθίσταται δύσκολα ελέγξιμη και για τον λόγο αυτό, ενδείκνυται η εξαίρεση των σταθμών αυτών από τον έλεγχο της λειτουργίας τους και την επιβολή περιορισμών στην παραγωγή

τους. Περαιτέρω, επειδή οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί εγγέουν ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο τις ώρες μέσης και κυρίως υψηλής ζήτησης, και λόγω του γεγονότος ότι η παραγωγή τους δεν μεταβάλλεται στο χρόνο όσο των αιολικών σταθμών, αλλά παράγουν με πιο σταθερούς και προβλέψιμους, σε σημαντικό βαθμό, ρυθμούς, ιδιαίτερα όταν έχει επιτευχθεί ικανοποιητική χωρική διασπορά τους, ενδείκνυται η μη επιβολή περιορισμών ανάλογων με αυτούς που σήμερα επιβάλλονται στους αιολικούς σταθμούς στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά μικρού σχετικά μεγέθους δεν έχουν αδειοδοτηθεί αιολικοί σταθμοί και συνεπώς δεν υφίσταται ζήτημα περιορισμού της λειτουργίας ήδη αδειοδοτημένων αιολικών σταθμών. Κριτήριο περιορισμού νέων αδειοδοτήσεων πρέπει να είναι η ασφάλεια της λειτουργίας των εν λόγω ηλεκτρικών συστημάτων.

Στα νησιά, στα οποία δεν έχει αδειοδοτηθεί αιολική ισχύς, κρίνεται αποδεκτή η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών συνολικής ισχύος 30-35% του μέσου ετήσιου φορτίου κάθε νησιού (10%-12% επί της αιχμής), υπό την προϋπόθεση τήρησης αυξημένης εφεδρείας συμβατικών μονάδων κατά τις ώρες ηλιοφάνειας εκάστης ημέρας, προκειμένου να επιτυγχάνεται πλήρης εφεδρεία της φωτοβολταϊκής ισχύος.

Η σταδιακή αύξηση στην εγκατάσταση αιολικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά συνεπάγεται και αντίστοιχη μείωση της παραγωγής των σταθμών αυτών σε ετήσια βάση (βλ. Κεφ. 4), λόγω των τιθέμενων περιορισμών κατά τη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών. Συνεπώς, καθίσταται αναγκαία η διασφάλιση μιας ελάχιστης παραγωγής, ώστε οι σταθμοί αυτοί να είναι οικονομικά βιώσιμοι. Κατά συνέπεια, απαιτείται η θέσπιση ενός κατώτατου ορίου του Συντελεστή Χρησιμοποίησης (Capacity Factor) των αιολικών σταθμών. Εκτιμάται ότι η ελάχιστη τιμή του εν λόγω συντελεστή ώστε να εξασφαλίζεται η οικονομική βιωσιμότητα ενός αιολικού σταθμού στα μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι 27,5%.

Από σχετικές μελέτες διαπιστώνεται ότι, η μείωση του Συντελεστή Χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών που λειτουργούν σε ένα Μη Διασυνδεδεμένο Νησί, εξαιτίας της λειτουργίας φωτοβολταϊκών σταθμών σε αυτό, εξαρτάται από τον τρόπο υπολογισμού του περιθωρίου διείσδυσης αιολικής ισχύος, ωριαία, όταν λειτουργούν φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Ειδικότερα, η προκαλούμενη μείωση είναι σημαντική εάν το ωριαίο περιθώριο διείσδυσης μοιράζεται σε αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς.

Αντίθετα, η μείωση είναι σχετικά μικρή, αν θεωρηθεί ότι το ωριαίο περιθώριο διείσδυσης σταθμών ΑΠΕ υπολογίζεται επί της φαινόμενης ζήτησης του νησιού και διατίθεται στο σύνολό του στους αιολικούς σταθμούς. Η τελευταία αυτή εκτίμηση ανταποκρίνεται περισσότερο στην πραγματική λειτουργία των συστημάτων, δεδομένης της αδυναμίας ελέγχου της λειτουργίας των φωτοβολταϊκών σταθμών, όπως αναλύθηκε ανωτέρω. Η εν λόγω μείωση του Συντελεστή Χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών για διείσδυση φωτοβολταϊκών μέχρι το 15% του μέσου φορτίου, περιορίζεται στα επίπεδα του 0,5% και δεν υπερβαίνει σε καμία περίπτωση το 1%, και συνεπώς μπορεί να θεωρηθεί ότι δεν επηρεάζεται η λειτουργία των αιολικών σταθμών από τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών.

Η λειτουργία του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού κατά τρόπο που δεν λαμβάνει υπόψη τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών σταθμών, ενέχει τον κίνδυνο της πολύ υψηλής ωριαίας διείσδυσης σταθμών ΑΠΕ μη

ελεγχόμενης παραγωγής (αιολικών και φωτοβολταϊκών), η οποία ενδεχομένως να δημιουργήσει σοβαρά προβλήματα στην ασφάλεια του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος. Αυτό θα μπορούσε να συμβεί είτε λόγω παραβίασης των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής, είτε αδυναμίας αντιστάθμισης της έντονης διακύμανσης ή και απότομης απώλειας της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες ΑΠΕ. Για τον λόγο αυτό, είναι ανάγκη να ελεγχθεί η ανώτατη διείσδυση σταθμών ΑΠΕ, η οποία θα πρέπει να προσδιοριστεί σε εύλογα επίπεδα σε συνάρτηση με τη σύνθεση και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του νησιού, το μέγεθος του συστήματος (δηλαδή της ζήτησης) κλπ. Είναι δε αναγκαίο να προσδιοριστεί για κάθε σύστημα η μέγιστη ωριαία επιτρεπόμενη διείσδυση σταθμών ΑΠΕ, διακριτά για αιολικούς σταθμούς και συνολικά για αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Περαιτέρω, θα πρέπει να διασφαλιστεί ότι οι ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής καλύπτουν πλήρως το συνολικό πραγματικό φορτίο του συστήματος και δεν φορτίζονται σε επίπεδα χαμηλότερα από το τεχνικό τους ελάχιστο.

Η ανώτερη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση αιολικής ισχύος προσδιορίζεται διακριτά για κάθε νησί και εκφράζεται με το συντελεστή δ (ως ποσοστό της συνολικής ικανότητας παραγωγής των εν λειτουργία, κάθε ώρα κατανομής, μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής), σε συνάρτηση με τα ιδιαίτερα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων του και σύμφωνα με τα καθοριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Με βάση τα ως άνω και τα έως σήμερα συλλεχθέντα στοιχεία αναφορικά με τη λειτουργία των αιολικών σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα νησιά, ο συντελεστής αυτός προσδιορίζεται στο επίπεδο του 30%.

Από τις σχετικές μελέτες καθίσταται σαφές ότι, η λειτουργία των φωτοβολταϊκών σταθμών αυξάνει την ωριαία διείσδυση ΑΠΕ (αθροιστικά αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών) και ενδεχομένως, για λίγες ώρες να προκαλείται παραβίαση των τεχνικών ελαχίστων ορισμένων μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής. Ωστόσο, μπορεί να γίνει δεκτό ότι μια αύξηση της ωριαίας διείσδυσης ΑΠΕ, δηλαδή πέρα από το ως άνω επίπεδο του 30%, σε επίπεδο έως και 35% ένεκα της λειτουργίας φωτοβολταϊκών σταθμών, μπορεί να γίνει αποδεκτή, δεδομένης της σχετικά αξιόπιστης λειτουργίας των φωτοβολταϊκών σταθμών και του γεγονότος ότι οι ώρες που ενδεχομένως παραβιάζονται τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής είναι ανύπαρκτες ή ελάχιστες.

Όταν η διείσδυση φωτοβολταϊκών ανέρχεται έως και 15% επί της μέσης ζήτησης κάθε αυτόνομου νησιωτικού ηλεκτρικού συστήματος, διασφαλίζεται ότι η ένταξη μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής καλύπτει πλήρως το πραγματικό φορτίο του συστήματος.

Σύμφωνα με τα ανωτέρω, διαφαίνεται ότι, σε νησιά με μερικό ή ολικό κορεσμό αιολικών σταθμών, η αδειοδότηση φωτοβολταϊκών έως και 15% επί του μέσου φορτίου, διασφαλίζει την άρτια λειτουργία των συστημάτων από τεχνικής άποψης. Τυχόν αύξηση του περιθωρίου αυτού απαιτεί πρόσθετες μελέτες και ενδεχομένως την αξιολόγηση τυχόν αποκτηθείσας εμπειρίας από τη διείσδυση φωτοβολταϊκών σταθμών στα νησιά.

Για τα διασυνδεδεμένα νησιά, και γενικότερα τις περιοχές με κορεσμένα δίκτυα, περιοριστικό παράγοντα στην αδειοδότηση νέων σταθμών ΑΠΕ, αναγόμενος σε

τεχνικούς λόγους λειτουργίας των δικτύων, αποτελεί μόνο η ικανότητα ηλεκτρικής διασύνδεσης κάθε νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο ή κάθε τοπικού δικτύου με το υπόλοιπο διασυνδεδεμένο Δίκτυο.

Για την προσομοίωση της λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, στην οποία, όπως αναφέρθηκε, θα πρέπει να στηρίζεται η μεθοδολογία προσδιορισμού των σχετικών περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ και κυρίως αιολικών, απαιτούνται δεδομένα για τη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων αυτών, όπως στοιχεία για τη σύνθεση και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των πετρελαϊκών σταθμών των νησιών, στοιχεία της ζήτησης (μέσες ωριαίες τιμές), στοιχεία για τον προσδιορισμό της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ που έχουν αδειοδοτηθεί, ή πρόκειται να αδειοδοτηθούν, στα νησιά αυτά, όπως είναι χρονοσειρές ανέμου και ηλιοφάνειας.

Ο Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών έχει προσκομίσει στη ΡΑΕ σχετικά στοιχεία για την ωριαία λειτουργία των συμβατικών σταθμών και τη ζήτηση των νησιών, για τα περισσότερα από τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

Για τον προσδιορισμό της παραγωγής των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών είναι αναγκαίο να γίνουν ορισμένες απλοποιητικές παραδοχές, προκειμένου να πραγματοποιηθεί η προσομοίωση της λειτουργίας των συστημάτων με περιορισμένα στοιχεία. Θα πρέπει όμως να ληφθεί μέριμνα ώστε η προσομοίωση να γίνει με σχετικά δυσμενείς συνθήκες για τη λειτουργία των συστημάτων ώστε να διασφαλίζεται ότι οι αδειοδοτήσεις νέων σταθμών που θα στηριχθούν στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων δεν θα θέτουν σε κίνδυνο την ασφαλή λειτουργία των συστημάτων. Συνεπώς, λόγω και της περιορισμένης έκτασης των νησιών και των μικρών σχετικά αποστάσεων μεταξύ των σταθμών (με εξαίρεση την Κρήτη), κρίνεται επαρκές να χρησιμοποιηθεί ενιαία χρονοσειρά ανέμου, αντιπροσωπευτική για τις μέσες ανεμολογικές συνθήκες του νησιού, καθώς και μια ενιαία χρονοσειρά ηλιοφάνειας, επίσης αντιπροσωπευτική για τις συνθήκες ηλιοφάνειας του νησιού. Επίσης θα πρέπει, λόγω της περιορισμένης κλίμακας των νησιών, να θεωρηθεί πλήρης διαθεσιμότητα των αιολικών σταθμών.

Με σκοπό την μέγιστη δυνατή διείσδυση σταθμών ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, κρίνεται αναγκαίο, το εκάστοτε εκτιμώμενο περιθώριο ανάπτυξης νέων σταθμών ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής (αιολικά, φωτοβολταϊκά) στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, να διατίθεται πλήρως στην ανάπτυξη των σταθμών αυτών, ενώ αντίθετα, η αδειοδότηση υβριδικών σταθμών να γίνεται για την περαιτέρω ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ στα νησιά.

Κατά την αδειοδότηση νέων σταθμών ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, είναι αναγκαίο να λαμβάνονται υπόψη και οι ήδη αδειοδοτημένοι (με άδεια παραγωγής) υβριδικοί σταθμοί, ιδίως ως προς την παροχή της εγγυημένης ισχύος τους, η οποία επηρεάζει τη λειτουργία των αιολικών σταθμών του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος στο οποίο λειτουργούν.

Σύμφωνα με τα παραπάνω, η **μεθοδολογία προσδιορισμού των περιθωρίων αιολικών σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά** είναι η εξής:

1. Για όλα τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, για τα οποία υπάρχουν επαρκή δεδομένα για την προσομοίωση της λειτουργίας τους, πραγματοποιείται προσομοίωση της λειτουργίας τους για χρονικό διάστημα ενός έτους, σε ωριαία βάση. Η σειρά ένταξης των μονάδων, τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων, οι χρονοσειρές της ζήτησης και κάθε άλλο αναγκαίο στοιχείο για την προσομοίωση της λειτουργίας των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών, λαμβάνονται από τα διατιθέμενα στοιχεία που τηρεί ο Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.
 - i. Χρησιμοποιούνται αντιπροσωπευτικές χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου για κάθε νησί, όπως και τυπική ή τυπικές καμπύλες ισχύος αιολικών σταθμών. Οι αιολικοί σταθμοί ενός νησιού θεωρείται ότι παράγουν με πλήρη διαθεσιμότητα καθ' όλο το έτος και με βάση την ενιαία χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου που εκτιμάται ως αντιπροσωπευτική για το νησί, ή εάν υπάρχουν διαθέσιμες, περισσότερες αντιπροσωπευτικές χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου, εκτιμώντας κατά περίπτωση την ισχύ των αιολικών σταθμών που λειτουργεί με βάση καθεμιά από τις χρονοσειρές αυτές.
 - ii. Η χρονοσειρά της ζήτησης (φορτίο) που χρησιμοποιείται αφορά το επόμενο ($v+1$) της προσομοίωσης έτος (v) και προκύπτει με βάση τη χρονοσειρά του προηγούμενου της προσομοίωσης πλήρους έτους ($v-1$), με την αναμενόμενη προσαύξηση της ζήτησης κατά την μέση ετήσια αύξησης της ζήτησης της προηγούμενης πενταετίας (έτη από $v-5$ έως $v-1$).
 - iii. Κατά την προσομοίωση, για κάθε ώρα λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, γίνεται ένταξη των συμβατικών μονάδων (μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής), ώστε να καλύπτεται πλήρως η πραγματική ζήτηση και να τηρείται στρεφόμενη εφεδρεία δυναμικού της τάξης του 10-15% της ζήτησης, ή, αν είναι δυνατόν, τουλάχιστον όσο είναι το μεγαλύτερο φορτίο που έχει αναλάβει ενταγμένη συμβατική μονάδα κατά την ώρα αυτή.
 - iv. Κατά την προσομοίωση, για κάθε ώρα λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, λαμβάνεται υπόψη μόνο η παροχή εγγυημένης ισχύος από υβριδικούς σταθμούς που έχουν λάβει άδεια παραγωγής για το συγκεκριμένο Μη Διασυνδεδεμένο Νησί.
 - v. Κατά την προσομοίωση, δεν λαμβάνεται υπόψη η λειτουργία φωτοβολταϊκών σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.
 - vi. Οι επιβαλλόμενοι περιορισμοί στην ένταξη αιολικής παραγωγής περιορίζονται στους εξής δύο: α) να μην παραβιάζονται τα Τεχνικά Ελάχιστα των ενταγμένων συμβατικών μονάδων παραγωγής, και β) η συνολική αιολική ισχύς να μην υπερβαίνει ένα ποσοστό της συνολικής ικανότητας παραγωγής των ενταγμένων μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής. Με την επιφύλαξη σχετικών ρυθμίσεων του Κώδικα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών που πρόκειται να εκδοθεί, το ποσοστό αυτό κυμαίνεται περί το 30% για όλα τα νησιά, ενώ η τεχνικά ελάχιστη συνεχής παραγόμενη ισχύς κάθε μονάδας ελεγχόμενης παραγωγής (Τεχνικό Ελάχιστο) προσδιορίζεται με βάση στοιχεία του κατασκευαστή της, και σε κάθε περίπτωση δεν υπερβαίνει το 40% της ονομαστικής ισχύος της μονάδας. Ώρες που δεν είναι δυνατόν να απορροφηθεί το σύνολο της αιολικής παραγωγής, γίνονται περικοπές στην παραγωγή των αιολικών σταθμών, αναλογικά με την εγκατεστημένη τους ισχύ.

2. Η προσομοίωση πραγματοποιείται για διάφορα σενάρια συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών (φτάνοντας σε συνολική εγκατεστημένη ισχύ αιολικών τουλάχιστον στα επίπεδα του 50-60% της μέσης ζήτησης τους, με βάση τη χρονοσειρά ζήτησης που χρησιμοποιείται).
3. Αναζητείται και προσδιορίζεται το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών που κρίνεται οριακά οικονομικά βιώσιμη, δηλαδή, η μέγιστη δυνατή, οικονομικά βιώσιμη, αιολική ισχύς. Οικονομικά βιώσιμος αιολικός σταθμός στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά θεωρείται εκείνος που επιτυγχάνει Συντελεστή Χρησιμοποίησης (Capacity Factor) κατ' ελάχιστο 27,5%.
4. Για κάθε Μη Διασυνδεδεμένο Νησί, η συνολική (οικονομικά) βιώσιμη ισχύς αιολικών σταθμών που προσδιορίστηκε, εκφράζεται ως ποσοστό του μέσου φορτίου του νησιού. Το πηλίκο αυτό ορίζεται ως το Μέγιστο Επιτρεπόμενο Ποσοστό Διείσδυσης Αιολικών στο Μη Διασυνδεδεμένο Νησί.
5. Για όλα τα υπόλοιπα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τα οποία δεν πραγματοποιήθηκε προσομοίωση της λειτουργίας τους λόγω έλλειψης στοιχείων, προσδιορίζεται η μέγιστη (οικονομικά) βιώσιμη αιολική ισχύς με βάση τα αποτελέσματα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, με παρόμοια χαρακτηριστικά. Συγκεκριμένα, προσδιορίζονται τα παρόμοια ηλεκτρικά συστήματα για τα οποία έγινε προσομοίωση και εξάγεται μια μέση τιμή του Μέγιστου Επιτρεπόμενου Ποσοστού Διείσδυσης Αιολικών, με βάση το οποίο προσδιορίζεται η μέγιστη (οικονομικά) βιώσιμη αιολική ισχύς στο εν λόγω νησί, ως το γινόμενο του μέσου Μέγιστου Επιτρεπόμενου Ποσοστού Διείσδυσης Αιολικών επί το μέσο φορτίο του νησιού.
6. Ως νέο περιθώριο πρόσθετης αιολικής ισχύος για κάθε αυτόνομο σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού υπολογίζεται ως η διαφορά της μέγιστης (οικονομικά) βιώσιμης αιολικής ισχύος, όπως προσδιορίστηκε, και της συνολικής ισχύος ήδη αδειοδοτημένων αιολικών σταθμών (δηλ. αιολικοί σταθμοί με άδεια παραγωγής ή απόφαση εξαίρεσης ή απαλλαγή με σύμβαση πώλησης) στο σύστημα αυτό.
7. Ειδικά για τις μικρές ανεμογεννήτριες που εμπίπτουν στις εξαιρέσεις (από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής) του νόμου 3468/2006, ήτοι, ισχύος μικρότερης από 40 kW για την Κρήτη και 20 kW για τα υπόλοιπα μη διασυνδεδεμένα νησιά, ο Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών προσδιορίζει, ετησίως, τυχόν πρόσθετο περιθώριο το οποίο ανέρχεται στο 0,5% της μέσης ετήσιας ισχύος της ζήτησης.

Επιπλέον, η **μεθοδολογία προσδιορισμού περιθωρίων φωτοβολταϊκών σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά** είναι η εξής:

1. Για κάθε αυτόνομο σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού εκτιμάται η συνολική ενέργεια της ζήτησης για το επόμενο έτος (έτος $v+1$) του έτους υπολογισμού (έτος v) των περιθωρίων. Για τον υπολογισμό αυτόν χρησιμοποιούνται τα απολογιστικά στοιχεία της ζήτησης παρελθόντων ετών. Συγκεκριμένα, η συνολική ζήτηση ενέργειας του προηγούμενου, του υπολογισμού, έτους (έτος $v-1$), η οποία προσαυξάνεται κατά το μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης της ζητούμενης ενέργειας κατά τα τελευταία πέντε έτη ($v-5$ έως $v-1$).
2. Με βάση την υπολογιζόμενη ενέργεια της ζήτησης για το επόμενο έτος ($v+1$), υπολογίζεται η μέση ισχύς ζήτησης του έτους αυτού.

3. Για κάθε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, για το οποίο έχουν αδειοδοτηθεί αιολικοί σταθμοί σημαντικής συνολικής ισχύος, υπολογίζεται η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς φωτοβολταϊκών σταθμών που δύναται να αναπτυχθεί, ως ποσοστό 15% της μέσης ισχύος της ζήτησης που υπολογίστηκε.
4. Για κάθε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, για το οποίο δεν έχουν αδειοδοτηθεί (χορήγηση άδειας παραγωγής) αιολικοί σταθμοί σημαντικής συνολικής ισχύος, υπολογίζεται η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς φωτοβολταϊκών σταθμών που δύναται να αναπτυχθεί, ως ποσοστό 35% της μέσης ισχύος της ζήτησης που υπολογίστηκε.
5. Ως νέο περιθώριο πρόσθετης ισχύος φωτοβολταϊκών σταθμών για κάθε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα υπολογίζεται η διαφορά της μέγιστης ισχύος φωτοβολταϊκών σταθμών που δύναται να αναπτυχθεί στο σύστημα αυτό, όπως προσδιορίστηκε στα προηγούμενα βήματα, και της συνολικής ισχύος ήδη αδειοδοτημένων φωτοβολταϊκών σταθμών (δηλ. φωτοβολταϊκοί σταθμοί με άδεια παραγωγής ή απόφαση εξαίρεσης ή απαλλαγή με σύμβαση πώλησης).
6. Σε περίπτωση αυτόνομων συστημάτων που περιλαμβάνουν περισσότερα του ενός νησιά, γίνεται επιμερισμός του νέου περιθωρίου με βάση την επιμέρους (δηλ. κάθε νησιού) μέση ισχύ της ζήτησης. Ο επιμερισμός αυτός είναι ενδεικτικός δεδομένου ότι δεν είναι γνωστό το επενδυτικό ενδιαφέρον, ωστόσο, καταδεικνύει την προτεραιότητα χορήγηση άδειας παραγωγής ή απόφασης εξαίρεσης, σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς που εγκαθίστανται σε κάθε επιμέρους νησί.

Στην συνέχεια των ανωτέρω, η ΡΑΕ προέβη σε εκτενέστερες και αναλυτικότερες μελέτες για τις δυνατότητες απορρόφησης ισχύος στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά με γνώμονα την κατά το δυνατό μεγαλύτερη εγκατάσταση φωτοβολταϊκής ισχύος λόγω των πλεονεκτημάτων που προσφέρει η ανωτέρω τεχνολογία. Από τις μελέτες αυτές προκύπτει ότι είναι δυνατή η εγκατάσταση φωτοβολταϊκής ισχύος, ανά νησί, μεγαλύτερης από αυτήν που προσδιορίστηκε βάσει της μεθοδολογίας που αναφέρεται στην απόφαση 85/2007, γεγονός που καθιστά ευνοϊκότερο το καθεστώς της αδειοδοτικής διαδικασίας. Ειδικότερα, προέκυψε ότι είναι δυνατή η ανάπτυξη φωτοβολταϊκών σταθμών σε κάθε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα συνολικής ισχύος 28,5% της μέσης ισχύος της κατανάλωσης για νησιά με αιολικούς σταθμούς και 45% για νησιά χωρίς αιολικούς σταθμούς.

Κατά την εκπόνηση των ως άνω μελετών, δεν διαπιστώθηκαν προβλήματα που μπορεί να προκληθούν από τις ανωτέρω διεισδύσεις φωτοβολταϊκών σταθμών, είτε στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, είτε στην ευστάθεια της λειτουργίας των αυτόνομων συστημάτων υπό την προϋπόθεση τήρησης αυξημένης εφεδρείας συμβατικών μονάδων κατά τις ώρες ηλιοφάνειας εκάστης ημέρας, προκειμένου να επιτυγχάνεται πλήρης εφεδρεία της φωτοβολταϊκής ισχύος. Αμελητέα επίπτωση από την εν λόγω διείσδυση και συγκεκριμένα μείωση της αιολικής παραγωγής δύναται να προκληθεί στους αδειοδοτημένους αιολικούς σταθμούς σε κάθε νησί, η οποία κατά μέγιστο ανέρχεται στα επίπεδα του 2%. Η ελάχιστη αυτή μείωση στην αιολική παραγωγή προφανώς δεν επηρεάζει ουσιαστικά ούτε τη βιωσιμότητα των εν λόγω επενδύσεων, ούτε και τις σχετικές συμβάσεις πώλησης που έχουν συναφθεί με τον αρμόδιο Διαχειριστή. Εξάλλου, η αύξηση της ζήτησης σε κάθε νησί κατά ποσοστό 5-7% ετησίως, υπερκαλύπτει τις μικρές επιπτώσεις στην αιολική παραγωγή.

Έτσι με την απόφαση υπ' αριθ. 702/2008, η ΡΑΕ τροποποίησε την προηγούμενη σχετική απόφαση υπ' αριθ. 85/2007 και προσδιόρισε το νέο μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό διείσδυσης ΦΒ σταθμών σε 28,5% του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού για όσα μη διασυνδεδεμένα νησιά διαθέτουν ήδη αιολικούς σταθμούς και σε **45%** του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού για τα νησιά χωρίς αιολικούς σταθμούς.

Τέλος, η ΡΑΕ με την πιο πρόσφατη απόφαση της, με αριθμό 616/2016, καθορίζει εκ νέου τα περιθώρια ισχύος ελεγχόμενων και μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στα κορεσμένα δίκτυα των αυτόνομων συστημάτων των μη διασυνδεδεμένων νησιών, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τις προηγούμενες σχετικές της αποφάσεις, όσο και τις σχετικές μελέτες του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΔΕΔΔΗΕ) σχετικά με τον προσδιορισμό των περιθωρίων εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα Πάτμου, Σερίφου, Κρήτης, Ρόδου, Σάμου, Κάσου-Καρπάθου, Κω-Καλύμνου και Λέσβου.

Κατά την εκπόνηση των μελετών, ο ΔΕΔΔΗΕ έλαβε υπόψη τα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ, ιδίως στο κεφάλαιο 44, σύμφωνα με το οποίο ο Διαχειριστής ΜΔΝ υποχρεούται να απορροφά κατά προτεραιότητα την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μονάδες ΑΠΕ και ΥΒΣ έναντι των συμβατικών μονάδων, με την επιφύλαξη της ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος ΜΔΝ. Επίσης ο Διαχειριστής ΜΔΝ έλαβε υπόψη τους κανόνες του Κώδικα ΜΔΝ αναφορικά με τη διαχείριση της συμφόρησης στα συστήματα ΜΔΝ, όταν η διαθέσιμη ή προσφερόμενη ενέργεια των σταθμών ΑΠΕ και των ΥΒΣ δεν είναι δυνατόν να απορροφηθεί πλήρως.

Προς ικανοποίηση των οριζόμενων στον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ και **έχοντας ως στόχο τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης της παραγωγής ΑΠΕ στο κάθε αυτόνομο σύστημα**, κατά την εκπόνηση των ως άνω μελετών υιοθετήθηκαν συγκεκριμένα κριτήρια αποδοχής των σεναρίων διείσδυσης ΑΠΕ που **αποσκοπούν στη διασφάλιση αφενός της ασφάλειας λειτουργίας των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων** (π.χ. ένταξη και ελάχιστη φόρτιση των «must-run» συμβατικών μονάδων, τήρηση επαρκούς στρεφόμενης εφεδρείας για τη μη ελεγχόμενη παραγωγή ΑΠΕ, περιορισμοί μέγιστης διείσδυσης ισχύος μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ) **και αφετέρου την ορθολογική και βιώσιμη ανάπτυξη των σταθμών ΑΠΕ** (π.χ. με τον έλεγχο της βιωσιμότητας των επενδύσεων, την τήρηση ελάχιστου συντελεστή χρησιμοποίησης ή ποσοστού απορρίψεων διαθέσιμης ενέργειας, την κατά το δυνατόν τήρηση των Συμβατικών Ανηγμένων Ωρών Λειτουργίας (ΣΑΩΛ) των Α/Π).

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω κριτήρια, υπολογίστηκαν τα περιθώρια διείσδυσης των Α/Π, των λοιπών μη ελεγχόμενων τεχνολογιών ΑΠΕ και των καταναμημένων σταθμών ΑΠΕ:

Όσον αφορά τα περιθώρια διείσδυσης των Α/Π

Σύμφωνα με τις ως άνω μελέτες το όριο ισχύος Α/Π καθορίζεται κυρίως από την εγκατεστημένη ισχύ της συγκεκριμένης κατηγορίας σταθμών και προσδιορίζεται συνήθως από την ενεργοποίηση των κριτηρίων βιώσιμης ανάπτυξης και τήρησης ενός επιπέδου συμβολαιοποιημένων ΣΑΩΛ. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, διαπιστώνεται ότι **το αποδεκτό περιθώριο αιολικής διείσδυσης χωρίς συστήματα αποθήκευσης και σχετικά συστήματα διαχείρισης παραγωγής είναι κατά μέσο όρο της τάξης του 55-60% του μέσου φορτίου για τα ΜΔΝ μέσου και μεγάλου μεγέθους,**

ενώ στα συστήματα μικρού μεγέθους τα όποια περιθώρια ισχύος Α/Π μπορεί να μην αξιοποιούνται, εάν υπολείπονται του μεγέθους των εμπορικών ανεμογεννητριών.

Όσον αφορά τα περιθώρια διείσδυσης των λοιπών μη ελεγχόμενων τεχνολογιών ΑΠΕ (φ/β, μΑ/Γ, Σταθμοί Βιομάζας-Βιοαερίου)

Η αυξανόμενη διείσδυση των τεχνολογιών μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ, πλην αιολικών, σύμφωνα με τις ως άνω μελέτες, προκαλεί κυρίως παραβίαση του κριτηρίου ελάχιστης φόρτισης των υποχρεωτικά ενταγμένων συμβατικών μονάδων. Από τη μελέτη και την αναλυτική εξέταση των 8 αυτόνομων συστημάτων προκύπτει **αθροιστικό περιθώριο των μη ελεγχόμενων τεχνολογιών ΑΠΕ, πλην αιολικών, περί το 37% επί του μέσου ετήσιου φορτίου**, ποσοστό που όμως δεν εφαρμόζεται κατ' ανάγκην στα υπόλοιπα συστήματα, ιδίως στα πολύ μικρού μεγέθους. Το προκύπτον συνολικό περιθώριο κρίνεται εύλογο να επιμεριστεί κατά 90% για φωτοβολταϊκούς σταθμούς και το υπόλοιπο 10% για μικρές Α/Γ και μη καταναμημένους σταθμούς βιομάζας/βιοαερίου

5.4 Διερεύνηση περιθωρίων περαιτέρω διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ στα ΜΑΝ

Ο πραγματικός συντελεστής χρησιμοποίησης (CF) των αιολικών σταθμών στα περισσότερα νησιά είναι ήδη μικρότερος από την οριακό για την οικονομική βιωσιμότητα των σταθμών CF (Σχήμα 5.5). Υπενθυμίζεται ότι ο πραγματικός CF υπολογίστηκε με βάση τα πραγματικά στοιχεία που τηρεί ο ΔΕΔΔΗΕ για το έτος 2015 (βλ. Πίνακα 2.4 και Πίνακα 5.1).

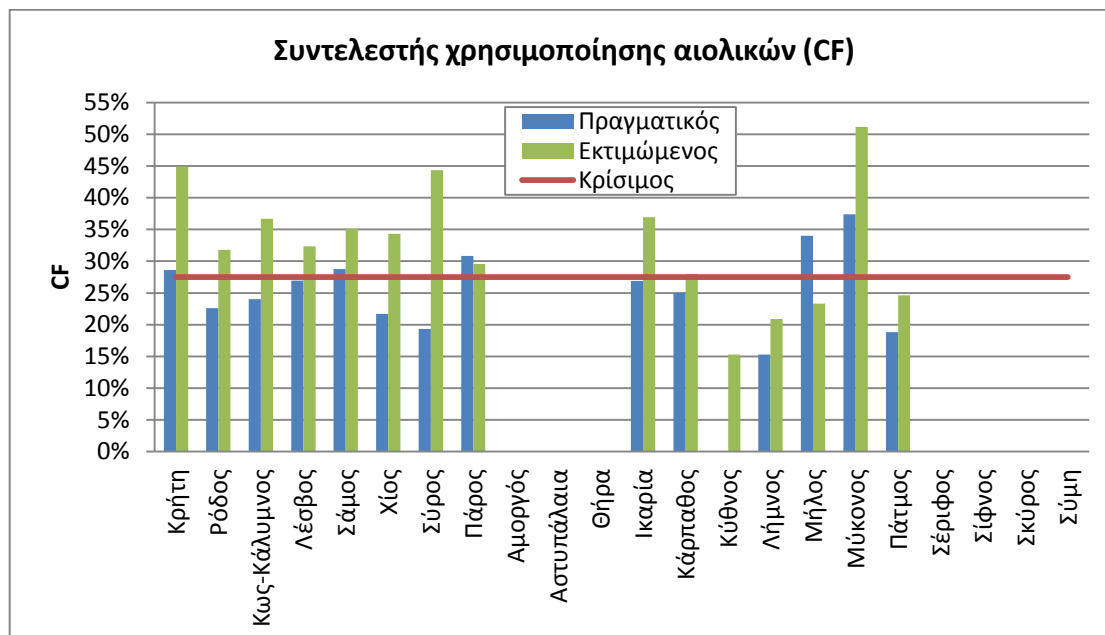
Οι βασικότερες αιτίες που ο πραγματικός CF έχει τιμή μικρότερη της οριακής είναι: α) η μειωμένη διαθεσιμότητα των αιολικών σταθμών και β) η μείωση της ζήτησης, λόγω της οικονομικής κρίσης από το 2010 και μετά (βλ. Σχήμα 2.4), σε συνδυασμό με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος κατά την ίδια χρονική περίοδο (βλ. Σχήμα 2.5 (α)) που έχουν ως αποτέλεσμα αυξημένες περικοπές αιολικής ενέργειας.

Από την άλλη πλευρά, ο εκτιμώμενος CF των αιολικών σταθμών, που προκύπτει με βάση την πιθανοτική ανάλυση, είναι στα περισσότερα νησιά μεγαλύτερος τόσο του πραγματικού CF, όσο και της οριακής για την οικονομική βιωσιμότητα των σταθμών τιμής του 27,5%.

Συνεπώς, με βάση τα πραγματικά στοιχεία δεν υπάρχει περιθώριο περαιτέρω διείσδυσης αιολικής ισχύος στα περισσότερα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Μικρό περιθώριο διείσδυσης αιολικής ισχύος παρουσιάζει η Κρήτη, η Σάμος και η Πάρος, ενώ λίγο μεγαλύτερο η Μήλος και η Μύκονος (Σχήμα 5.5).

Στο σημείο αυτό όμως πρέπει να σημειωθεί ότι ο πραγματικός (υφιστάμενος) συντελεστής χρησιμοποίησης (CF) των αιολικών σταθμών δεν αποτελεί από μόνος του ένα ασφαλές και αξιόπιστο κριτήριο του περιθωρίου διείσδυσης αιολικής ισχύος, διότι η τιμή του επηρεάζεται έμμεσα από την διαθεσιμότητα των αιολικών σταθμών. Αποτελεί όμως έναν δείκτη για την οικονομική βιωσιμότητα των αιολικών σταθμών.

Έτσι, όσα νησιά έχουν χαμηλή διαθεσιμότητα αιολικών σταθμών (λόγω τεχνικών και λειτουργικών προβλημάτων - σε ορισμένα νησιά μάλιστα υπάρχουν παλαιές αιολικές εγκαταστάσεις, κυρίως της ΔΕΗ, που βρίσκονται εκτός λειτουργίας, π.χ. στην Κύθνο), η συνολικά παραγόμενη αιολική ενέργεια είναι πολύ μικρή (ή και μηδενική) σε σχέση με την συνολικά εγκατεστημένη αιολική ισχύ, με αποτέλεσμα την ιδιαίτερος χαμηλή τιμή του CF στις περιπτώσεις αυτές.



Σχήμα 5.5 Πραγματικός (με βάση τα στοιχεία του 2015, Πιν. 2.4), εκτιμώμενος (από πιθανοτική ανάλυση) και κρίσιμος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών σταθμών στα ΜΔΝ

Αντίθετα, με βάση τα αποτελέσματα της πιθανοτικής ανάλυσης, η οποία λόγω των παραδοχών που αναφέρθηκαν και πιο πάνω (πλήρης (100%) διαθεσιμότητα αιολικών σταθμών, ενιαία καμπύλη ισχύος αιολικών κλπ) υπερεκτιμά την πραγματική εικόνα, υπάρχει περιθώριο περαιτέρω διείδυσης αιολικής ισχύος στα περισσότερα νησιά, με μέγιστη επιτρεπόμενη διείδυση οριακά έως ότου ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών αγγίξει την οριακή τιμή του 27,5%.

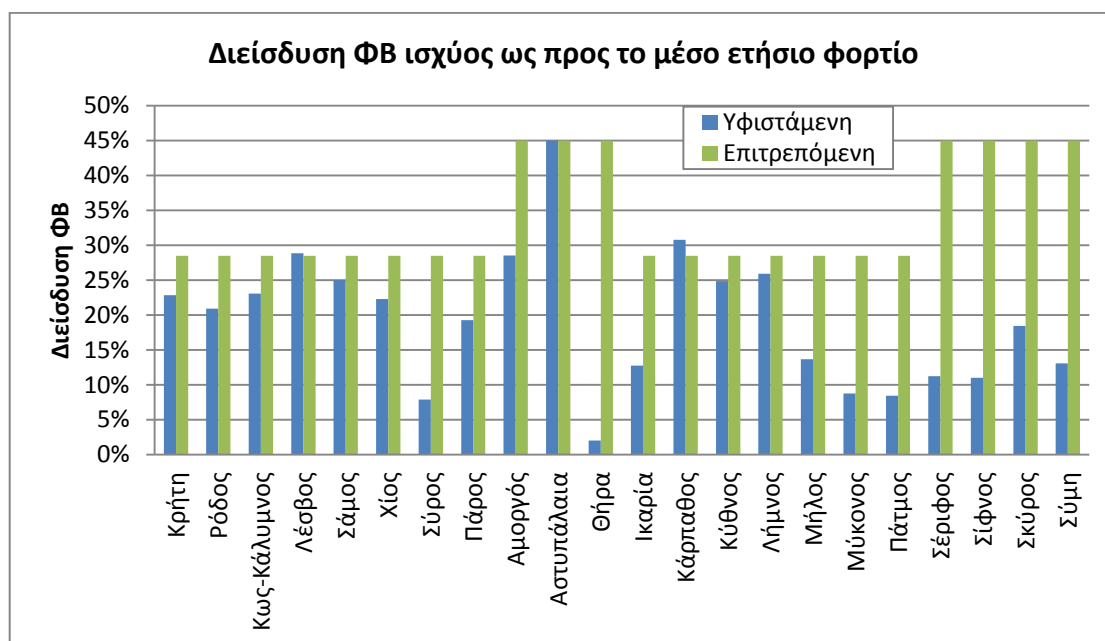
Υπάρχουν όμως και κάποια νησιά, όπου ο εκτιμώμενος συντελεστής χρησιμοποίησης είναι μικρότερος από τον οριακό για την οικονομική βιωσιμότητα του σταθμού. Στις περιπτώσεις αυτές δεν υπάρχει περαιτέρω περιθώριο διείδυσης αιολικής ισχύος, αφού ήδη έχει ξεπεραστεί η οριακή τιμή ισχύος για οικονομικά βιώσιμη επένδυση.

Στην συνέχεια θα γίνει διερεύνηση των περαιτέρω περιθωρίων διείδυσης αιολικής ισχύος με βάση τα αποτελέσματα της πιθανοτικής ανάλυσης. Σκοπός είναι να εφαρμοστεί η σχετική μεθοδολογία της ΡΑΕ, όπως αυτή ορίζεται μέσα από τις σχετικές αποφάσεις της, και να προκύψουν τα νέα περιθώρια αιολικής διείδυσης έστω και αν αυτά υπερεκτιμούν (εις γνώσιν μας) τις πραγματικές δυνατότητες διείδυσης αιολικής ισχύος στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Όσον αφορά στα ΦΒ, διακρίνονται δύο περιπτώσεις, η πρώτη περίπτωση αφορά νησιά με διαθέσιμους αιολικούς σταθμούς, στα οποία η μέγιστη επιτρεπόμενη διείδυση ΦΒ ισχύος είναι στο 28,5% του μέσου ετήσιου φορτίου και η δεύτερη

περίπτωση αφορά στα νησιά χωρίς αιολικούς σταθμούς, στα οποία η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση των ΦΒ ορίζεται στο 45% της μέσης ετήσιας ζήτησης.

Στα περισσότερα νησιά, όπως φαίνεται και από το Σχήμα 5.6 (η υφιστάμενη διείσδυση είναι με βάση τα πραγματικά στοιχεία του έτους 2015), υπάρχει περιθώριο για περαιτέρω διείσδυση ΦΒ σταθμών σ' αυτά. Υπάρχουν όμως και κάποια λίγα νησιά που βρίσκονται ήδη σε κορεσμό εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος. Στο Σχήμα 5.6 παρουσιάζεται η υφιστάμενη και η επιτρεπόμενη διείσδυση ΦΒ ισχύος, ως προς την μέση ετήσια ζήτηση, στα ΜΔΝ. Ανάλογα με το αν το νησί διαθέτει ή όχι αιολικούς σταθμούς, η επιτρεπόμενη ΦΒ διείσδυση ορίζεται στο 28,5% ή στο 45% αντίστοιχα της μέσης ετήσιας ζήτησης.



Σχήμα 5. 6 Υφιστάμενη και μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση ΦΒ σταθμών στα ΜΔΝ

Στην συνέχεια εξετάζονται δύο εναλλακτικά σενάρια περαιτέρω διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών στα εξεταζόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Τα σενάρια αυτά στηρίζονται στην κατευθυντήρια μέθοδο προσδιορισμού των περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, σύμφωνα με τις αποφάσεις υπ' αριθ. 85/2007 και 702/2008 της ΡΑΕ.

Στο **πρώτο σενάριο** στόχος είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης της αιολικής ισχύος στα ΜΔΝ. Συνεπώς, εφαρμόζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία της ΡΑΕ, που παρουσιάστηκε παραπάνω και προσδιορίζεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς για την οποία προκύπτει η οριακή (για την οικονομική βιωσιμότητα) τιμή του συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών (27,5%). Η διείσδυση ΦΒ ισχύος παραμένει ως έχει.

Στο **δεύτερο σενάριο** στόχος είναι η μεγιστοποίηση της ΦΒ διείσδυσης. Συνεπώς, εφαρμόζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία της ΡΑΕ και προσδιορίζεται σε πρώτο στάδιο η μέγιστη δυνατή διείσδυση των ΦΒ στα ΜΔΝ. Στην συνέχεια, αφού προσδιοριστεί η μέγιστη δυνατή ΦΒ διείσδυση (28,5% και 45% του μέσου ετήσιου φορτίου για νησιά με ή χωρίς αιολικούς σταθμούς αντίστοιχα), προσδιορίζεται σε

δεύτερο στάδιο, μόνο για τα νησιά με ήδη διαθέσιμους αιολικούς σταθμούς, το τυχόν περιθώριο για επιπλέον αιολική διείσδυση.

Τα αποτελέσματα από τα δύο εξεταζόμενα σενάρια παρουσιάζονται παρακάτω στους Πίνακες 5.3 και 5.4 αντίστοιχα.

Με βάση τα αποτελέσματα του πρώτου σεναρίου (Πίνακας 5.3), το συνολικό περιθώριο διείσδυσης αιολικής ισχύος στα ΜΔΝ είναι 328 MW, εκ των οποίων περίπου τα 260 MW αφορούν στην Κρήτη, 16 MW στη Ρόδο, 14 MW στην Κω-Κάλυμνο και τα υπόλοιπα 38 MW στα υπόλοιπα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Η εγκατεστημένη ΦΒ ισχύς παραμένει ως έχει, σύμφωνα με τα στοιχεία του έτους 2015.

Στον Πίνακα 5.3 παρουσιάζεται η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση αιολικής ισχύος (σε MW και ως ποσοστό του μέσου ετήσιου φορτίου), η δυνάμενη, η παραγόμενη και η απορριπτόμενη αιολική ενέργεια που αντιστοιχεί στην μέγιστη διείσδυση, η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας για μέγιστη διείσδυση, ο συντελεστής χρησιμοποίησης πριν (με βάση την υφιστάμενη κατάσταση) και μετά την αύξηση της διείσδυσης και το αντίστοιχο περιθώριο αιολικής διείσδυσης. Όπου εμφανίζεται αρνητικό πρόσημο στο περιθώριο διείσδυσης αυτό σημαίνει ότι δεν υπάρχει περιθώριο για αύξηση της διείσδυσης στο αντίστοιχο νησί, αλλά αντίθετα θα πρέπει να μειωθεί η εγκατεστημένη αιολική ισχύς κατά την αντίστοιχη τιμή, προκειμένου να επιτευχθεί η οριακή για την οικονομική βιωσιμότητα τιμή του CF.

Στον Πίνακα 5.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του δεύτερου σεναρίου. Σύμφωνα λοιπόν με το 2ο σενάριο, το συνολικό περιθώριο ΦΒ διείσδυσης στα ΜΔΝ προκύπτει 45,8 MW περίπου, εκ των οποίων τα 19,4 MW αντιστοιχούν στην Κρήτη, τα 6,6 MW στην Ρόδο, τα 5,2 MW στην Θήρα και τα υπόλοιπα 14,6 MW στα λοιπά ΜΔΝ.

Αντίστοιχα το συνολικό περιθώριο αιολικής διείσδυσης στα ΜΔΝ που προκύπτει σύμφωνα με το 2ο σενάριο είναι 310 MW, εκ των οποίων 254 MW αντιστοιχούν στην Κρήτη, 14,5 MW στην Ρόδο και 13,4 MW στην Κω-Κάλυμνο.

Σε όσα νησιά εμφανίζεται αρνητικό πρόσημο στο περιθώριο διείσδυσης των ΑΠΕ, αυτό σημαίνει ότι δεν υπάρχει περιθώριο αύξησης της ισχύος και μάλιστα θα πρέπει να αφαιρεθεί η αντίστοιχη τιμή του αρνητικού περιθωρίου, προκειμένου να ικανοποιείται το αντίστοιχο κριτήριο διείσδυσης.

Πίνακας 5. 3 Αποτελέσματα διερεύνησης περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ – Σενάριο 1ο

Αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ	Σενάριο 1ο: Μεγιστοποίηση αιολικής διείσδυσης - ΦΒ παραμένουν ως έχουν											
	Μέγιστη διείσδυση αιολικής ισχύος		Αιολική Ενέργεια						CF		Περιθώριο διείσδυσης	
	Pr	Pr/PL	Εν δυνάμει	Απορροφούμενη		Απορριπτόμενη		Συνεισφορά	Πριν	Μετά	Pr	Pr/PL
	MW	%	GWh	GWh	%	GWh	%	%	%	%	MW	%
Κρήτη	460,37	134,3%	2022,9	1109,0	54,8%	913,9	45,2%	36,9%	44,9%	27,5%	260,06	76%
Ρόδος	65,20	75,1%	257,7	157,1	61,0%	100,6	39,0%	20,7%	31,8%	27,5%	16,05	18%
Κως-Κάλυμνος	29,04	76,4%	107,6	70,0	65,0%	37,7	35,0%	21,0%	36,7%	27,5%	13,84	36%
Λέσβος	19,03	62,1%	73,7	45,8	62,2%	27,9	37,8%	17,1%	32,3%	27,5%	5,08	17%
Σάμος	11,91	68,1%	51,5	28,7	55,7%	22,8	44,3%	18,7%	35,1%	27,5%	3,53	20%
Χίος	14,81	63,9%	52,9	35,7	67,5%	17,2	32,5%	17,6%	34,3%	27,5%	5,73	25%
Σύρος	8,32	66,6%	33,0	20,0	60,8%	12,9	39,2%	18,3%	44,3%	27,5%	5,48	44%
Πάρος	14,65	67,1%	58,3	35,3	60,6%	23,0	39,4%	18,5%	29,6%	27,5%	1,69	8%
Αμοργός	0,45	44,0%	2,0	1,1	53,7%	0,9	46,3%	12,1%	-	27,5%	0,45	44%
Αστυπάλαια	0,06	7,9%	0,2	0,1	55,7%	0,1	44,3%	2,2%	-	27,5%	0,06	8%
Θήρα	6,13	50,2%	24,3	14,8	60,8%	9,5	39,2%	13,8%	-	27,5%	6,13	50%
Ικαρία	1,77	56,6%	8,7	4,3	49,1%	4,4	50,9%	15,6%	36,9%	27,5%	0,78	25%
Κάρπαθος	1,30	34,4%	5,9	3,1	53,0%	2,8	47,0%	9,5%	28,0%	27,5%	0,07	2%
Κύθνος	0,04	3,8%	0,1	0,1	83,6%	0,0	16,4%	1,0%	15,3%	27,5%	-0,63	-66%
Λήμνος	1,43	19,6%	5,0	3,4	69,4%	1,5	30,6%	5,4%	20,9%	27,5%	-1,45	-20%
Μήλος	1,98	43,6%	6,9	4,8	69,1%	2,1	30,9%	12,0%	23,3%	27,5%	-0,67	-15%
Μύκονος	9,92	83,8%	44,3	23,9	53,9%	20,4	46,1%	23,0%	51,2%	27,5%	8,72	74%
Πάτμος	1,00	56,5%	3,7	2,4	65,0%	1,3	35,0%	15,5%	24,6%	27,5%	-0,20	-11%
Σέριφος	0,16	18,2%	0,7	0,4	58,1%	0,3	41,9%	5,0%	-	27,5%	0,16	18%
Σίφνος	1,13	62,4%	5,1	2,7	53,7%	2,3	46,3%	17,2%	-	27,5%	1,13	62%
Σκύρος	1,17	67,4%	5,0	2,8	56,7%	2,1	43,3%	18,5%	-	27,5%	1,17	67%
Σύμη	0,83	57,1%	2,9	2,0	69,1%	0,9	30,9%	15,7%	-	27,5%	0,83	57%
ΣΥΝΟΛΟ	650,68	103,9%	2772,3	1567,5	56,5%	1204,8	43,5%	28,6%	40,2%	27,5%	327,99	52%

Πίνακας 5. 4 Αποτελέσματα διερεύνησης περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ – Σενάριο 2ο

Αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ΜΑΝ	Σενάριο 2ο: Μεγιστοποίηση ΦΒ διείσδυσης - περαιτέρω αύξηση αιολικής διείσδυσης σε νησιά με διαθέσιμα Α/Π																	
	ΦΒ								Α/Π									
	Εγκ/μένη ισχύς		ΦΒ Ενέργεια		CF	Περιθώριο		Εγκ/μένη ισχύς		Αιολική Ενέργεια				CF	Περιθώριο			
	PV	PV/PL	Παραγόμενη	Συνεισφορά	Τελικό	PV	PV/PL	Pr	Pr/PL	Εν δυνάμει	Απορροφούμενη	Απορριπτόμενη	Συνεισφορά	Τελικό	Pr	Pr/PL		
MW	%	MWh	%	%	MW	%	MW	%	GWh	GWh	%	GWh	%	%	%	MW	%	
Κρήτη	97,67	28,5%	158716,0	5,3%	18,6%	19,38	5,7%	455,04	132,8%	1999,5	1096,2	54,8%	903,3	45,2%	36,5%	27,5%	254,73	74,3%
Ρόδος	24,73	28,5%	40806,8	5,4%	18,8%	6,57	7,6%	63,65	73,3%	251,5	153,3	61,0%	98,2	39,0%	20,2%	27,5%	14,50	16,7%
Κως-Κάλυμν	10,84	28,5%	17770,0	5,3%	18,7%	2,06	5,4%	28,62	75,3%	106,1	68,9	65,0%	37,1	35,0%	20,7%	27,5%	13,42	35,3%
Λέσβος	8,74	28,5%	13541,2	5,0%	17,7%	-0,10	-0,3%	18,94	61,8%	73,4	45,6	62,2%	27,7	37,8%	17,0%	27,5%	4,99	16,3%
Σάμος	4,99	28,5%	7976,5	5,2%	18,3%	0,62	3,5%	11,80	67,5%	51,1	28,4	55,7%	22,6	44,3%	18,6%	27,5%	3,42	19,6%
Χίος	6,61	28,5%	10243,1	5,0%	17,7%	1,44	6,2%	14,60	63,0%	52,2	35,2	67,5%	17,0	32,5%	17,3%	27,5%	5,52	23,8%
Σύρος	3,56	28,5%	5695,2	5,2%	18,3%	2,57	20,6%	8,07	64,6%	32,0	19,4	60,8%	12,5	39,2%	17,8%	27,5%	5,23	41,8%
Πάρος	6,22	28,5%	9951,6	5,2%	18,3%	2,01	9,2%	15,01	68,8%	59,7	36,2	60,6%	23,5	39,4%	18,9%	27,5%	2,05	9,4%
Αμοργός	0,46	45,0%	754,4	8,5%	18,8%	0,17	16,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Αστυπάλαια	0,32	45,0%	511,9	8,2%	18,3%	0,00	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Θήρα	5,49	45,0%	9223,5	8,6%	19,2%	5,24	43,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ικαρία	0,89	28,5%	1383,1	5,0%	17,7%	0,49	15,7%	1,58	50,3%	7,7	3,8	49,1%	3,9	50,9%	13,8%	27,5%	0,59	18,7%
Κάρπαθος	1,07	28,5%	1795,2	5,4%	19,1%	-0,09	-2,3%	1,30	34,4%	5,9	3,1	53,0%	2,8	47,0%	9,4%	27,5%	0,07	1,7%
Κύθνος	0,28	28,5%	453,9	5,4%	18,8%	0,04	3,6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,67	-69,4%
Λήμνος	2,08	28,5%	3015,9	4,7%	16,6%	0,19	2,6%	1,59	21,7%	5,5	3,8	69,4%	1,7	30,6%	6,0%	27,5%	-1,29	-17,7%
Μήλος	1,29	28,5%	2094,5	5,3%	18,5%	0,67	14,8%	1,83	40,3%	6,4	4,4	69,1%	2,0	30,9%	11,1%	27,5%	-0,82	-18,1%
Μύκονος	3,37	28,5%	5464,4	5,3%	18,5%	2,33	19,7%	9,56	80,8%	42,8	23,0	53,7%	19,8	46,3%	22,2%	27,5%	8,36	70,6%
Πάτμος	0,51	28,5%	819,0	5,3%	18,5%	0,36	20,0%	0,96	54,3%	3,6	2,3	65,0%	1,3	35,0%	14,9%	27,5%	-0,24	-13,3%
Σέριφος	0,40	45,0%	647,1	8,3%	18,5%	0,30	33,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Σίφνος	0,82	45,0%	1280,1	8,1%	17,9%	0,62	34,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Σκύρος	0,78	45,0%	1170,6	7,7%	17,1%	0,46	26,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Σύμη	0,65	45,0%	1076,9	8,5%	18,8%	0,46	31,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ΣΥΝΟΛΟ	181,76	140,1%	294390,8	25,9%	18,5%	45,78	118,4%	632,53	101,0%	2697,3	1523,8	56,5%	1173,5	43,5%	27,8%	27,5%	309,84	49,5%

Στον Πίνακα 5.5 φαίνεται πως επηρεάζεται η παραγόμενη αιολική ενέργεια με την αύξηση της διείσδυσης των ΦΒ σταθμών. Τα αποτελέσματα προκύπτουν από την εφαρμογή της πιθανοτικής ανάλυσης της ΡΑΕ και αφορούν σε τρεις περιπτώσεις ΦΒ διείσδυσης (0% ΦΒ, υφιστάμενη διείσδυση και μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση).

Πίνακας 5. 5 Επίδραση διείσδυσης ΦΒ ισχύος στην παραγόμενη αιολική ενέργεια

Αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ	Απορροφούμενη αιολική ενέργεια (σε GWh) για			Μεταβολή αιολικής παραγωγής για	
	0% ΦΒ	Υφιστάμενη διείσδυση ΦΒ	Μέγιστη διείσδυση ΦΒ	Υφιστάμενη διείσδυση ΦΒ	Μέγιστη διείσδυση ΦΒ
Κρήτη	798,9	787,6	784,1	-1,4%	-1,9%
Ρόδος	142,5	136,8	135,2	-4,0%	-5,1%
Κως-Κάλυμνος	50,0	48,8	48,4	-2,3%	-3,1%
Λέσβος	41,4	39,5	39,5	-4,7%	-4,8%
Σάμος	27,0	25,8	25,6	-4,5%	-5,0%
Χίος	27,9	27,3	27,1	-2,4%	-2,9%
Σύρος	11,0	11,0	11,0	0,2%	0,0%
Πάρος	35,4	33,6	34,1	-5,3%	-3,7%
Αμοργός	-	-	-	-	-
Αστυπάλαια	-	-	-	-	-
Θήρα	-	-	-	-	-
Ικαρία	3,4	3,2	3,0	-4,9%	-12,1%
Κάρπαθος	3,5	3,0	3,0	-14,1%	-14,0%
Κύθνος	1,0	0,9	0,9	-10,8%	-11,5%
Λήμνος	5,2	5,3	5,4	0,8%	3,8%
Μήλος	5,5	5,4	5,2	-0,8%	-4,8%
Μύκονος	5,4	5,4	5,4	0,0%	0,0%
Πάτμος	2,6	2,6	2,5	-2,0%	-4,5%
Σέριφος	-	-	-	-	-
Σίφνος	-	-	-	-	-
Σκύρος	-	-	-	-	-
Σύμη	-	-	-	-	-
ΣΥΝΟΛΟ	1160,8	1136,2	1130,5	-2,1%	-2,6%

Σύμφωνα με τα στοιχεία του Πίνακα 5.5, η υφιστάμενη διείσδυση των ΦΒ, όπως αυτή φαίνεται στον Πίνακα 5.1, έχει ως αποτέλεσμα μια συνολική μείωση στο ποσό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας των ΜΔΝ κατά 2,1% σε σχέση με την αιολική ενέργεια που θα παραγόταν για 0% ΦΒ διείσδυση. Αντίστοιχα, για μεγιστοποίηση της ΦΒ διείσδυσης (σενάριο 2ο), η συνολική μείωση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ που προκύπτει είναι 2,6%. Οι σημαντικότερες παρατηρήσεις που προκύπτουν από την αύξηση της ΦΒ διείσδυσης στα ΜΔΝ είναι οι εξής:

- Η μείωση που προκύπτει στα περισσότερα νησιά κυμαίνεται από 0% έως 5%, πλην 3 νησιών που φτάνει μέχρι το 14% για μεγιστοποίηση της ΦΒ διείσδυσης.
- Δεν λαμβάνεται υπόψη η θετική επίδραση στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια από την τυχόν αύξηση της ζήτησης (παράλληλα με την αύξηση της ΦΒ διείσδυσης), διότι η ζήτηση θεωρήθηκε σταθερή κατά την διερεύνηση.
- Στην περίπτωση της Σύρου και της Λήμνου προκύπτει θετική επίδραση από την αύξηση της ΦΒ διείσδυσης, κάτι που είναι παράδοξο εκ πρώτης όψεως, όμως ίσως δικαιολογείται ως εξής: αυξημένη ΦΒ παραγωγή → μείωση του υπολοίπου της ζήτησης → πιθανώς λιγότερες συμβατικές μονάδες απαιτούνται για την κάλυψη της ζήτησης (για 100% εφεδρεία), δηλαδή πιθανώς απόσυρση κάποιας συμβατικής μονάδας → χαμηλότερα ΤΕ → λιγότερη απορριπτόμενη αιολική ενέργεια.

- Στην περίπτωση της Ικαρίας, της Κάρπαθου και της Κύθνου προκύπτει σχετικά μεγάλη μείωση στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια (10-15%) που πιθανώς οφείλεται στην επίδραση των ΤΕ των συμβατικών μονάδων (σ' αυτή την περίπτωση η μειωμένη ζήτηση μετά την συνεισφορά των ΦΒ δεν είναι τόση ώστε να προκύψει απόσυρση κάποια συμβατικής μονάδας και έτσι για τα ίδια ΤΕ έχουμε μικρότερη ζήτηση, οπότε προκύπτει μεγαλύτερη απόρριψη).

Στον Πίνακα 5.7 παρουσιάζονται τα περιθώρια διείδυσης σταθμών ΑΠΕ στα αυτόνομα συστήματα όλων των ΜΔΝ, όπως αυτά προσδιορίζονται από την τελευταία απόφαση της ΡΑΕ με αρ. 616/2016 και αντιπαραβάλλονται με τα αντίστοιχα εκτιμώμενα αποτελέσματα από την πιθανοτική ανάλυση. Τα εκτιμώμενα περιθώρια διείδυσης προέκυψαν ύστερα από την εξέταση των δύο διαφορετικών σεναρίων αιολικής και ΦΒ διείδυσης ισχύος στα ΜΔΝ που αναφέρθηκαν παραπάνω.

Πίνακας 5. 6 Περιθώρια διείδυσης ισχύος σταθμών ΑΠΕ στα ΜΔΝ

Α/Α	Σύστημα ΜΔΝ	Προτεινόμενα περιθώρια σύμφωνα με την απόφαση της ΡΑΕ 616/2016		Εκτιμώμενα περιθώρια με βάση τις αποφ. της ΡΑΕ 85/2007 & 702/2008			
		Α/Π (kW)	ΦΒ (kW)	1 ^ο Σενάριο ⁽¹⁾		2 ^ο Σενάριο ⁽²⁾	
				Α/Π (kW)	ΦΒ (kW)	Α/Π (kW)	ΦΒ (kW)
1	Αγ. Ευστράτιος	0	62,1	-	-	-	-
2	Αγαθονήσι	0	26,0	-	-	-	-
3	Αμοργός	500	333,0	450	0	0	170
4	Ανάφη	0	56,0	-	-	-	-
5	Αντικύθηρα	0	12,0	-	-	-	-
6	Αρκιοί	0	0	-	-	-	-
7	Αστυπάλαια	0	356,0	60	0	0	0
8	Γαύδος	0	0	-	-	-	-
9	Δονούσα	0	29,0	-	-	-	-
10	Ερείκουσα	0	34,3	-	-	-	-
11	Θήρα	1320	3965	6130	0	0	5240
12	Ικαρία	1830	1040	780	0	590	490
13	Κάρπαθος	2720	1413,0	70	0	70	-90
14	Κύθνος	670	308,0	-630	0	-670	40
15	Κως-Κάλυμνος	26000	16200	13840	0	13420	2060
16	Λέσβος	21000	14400	5080	0	4990	-100
17	Λήμνος	3600	2256	-1450	0	-1290	190
18	Μεγίστη	0	139,5	-	-	-	-
19	Μήλος	2650	1386	0	0	-820	670
20	Μύκονος	6000	4500	8720	0	8360	2330
21	Οθωνοί	0	40	-	-	-	-
22	Πάρος	14000	8100	1690	0	2050	2010
23	Πάτμος	1200	648	-200	0	-240	360
24	Σάμος	10000	6300	3530	0	3420	620
25	Σέριφος	0	442	160	0	0	300
26	Σίφνος	1200	586,8	1130	0	0	620
27	Σκύρος	800	571,5	1170	0	0	460
28	Σύμη	330	730	830	0	0	460
29	Σύρος	7040	3684	5480	0	5230	2570
30	Χίος	12000	9000	5730	0	5520	1440
31	Ρόδος	55000	36000	16050	0	14500	6570
32	Κρήτη	250000	121500	260060	0	254730	19380

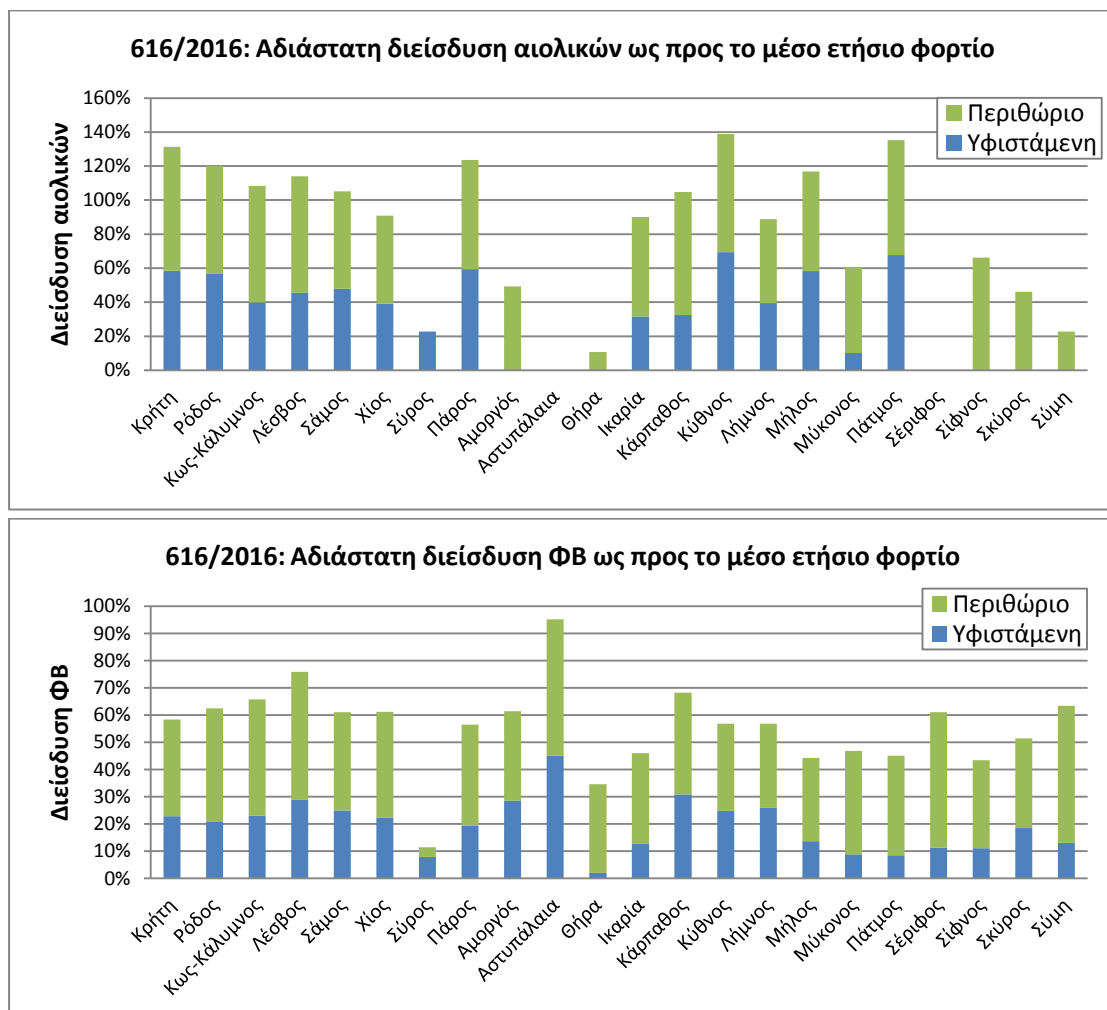
⁽¹⁾ Μεγιστοποίηση αιολικής διείδυσης, ΦΒ παραμένουν ως έχουν

⁽²⁾ Μεγιστοποίηση ΦΒ διείδυσης και περαιτέρω αύξηση αιολικής διείδυσης σε νησιά με ήδη διαθέσιμα Α/Π

Όπως φαίνεται από τον Πίνακα 5.7 τα προτεινόμενα περιθώρια διείδυσης αιολικής και ΦΒ ισχύος στα ΜΔΝ, σύμφωνα με την τελευταία απόφαση της ΡΑΕ με αρ. 616/2016, είναι στα περισσότερα νησιά αρκετά μεγαλύτερα ή κοντά στις εκτιμώμενες τιμές περιθωρίων, που προέκυψαν με χρήση του υπολογιστικού εργαλείου, σύμφωνα με τις αποφάσεις 85/2007 και 702/2008. Σε κάποιες περιπτώσεις η εκτίμηση του

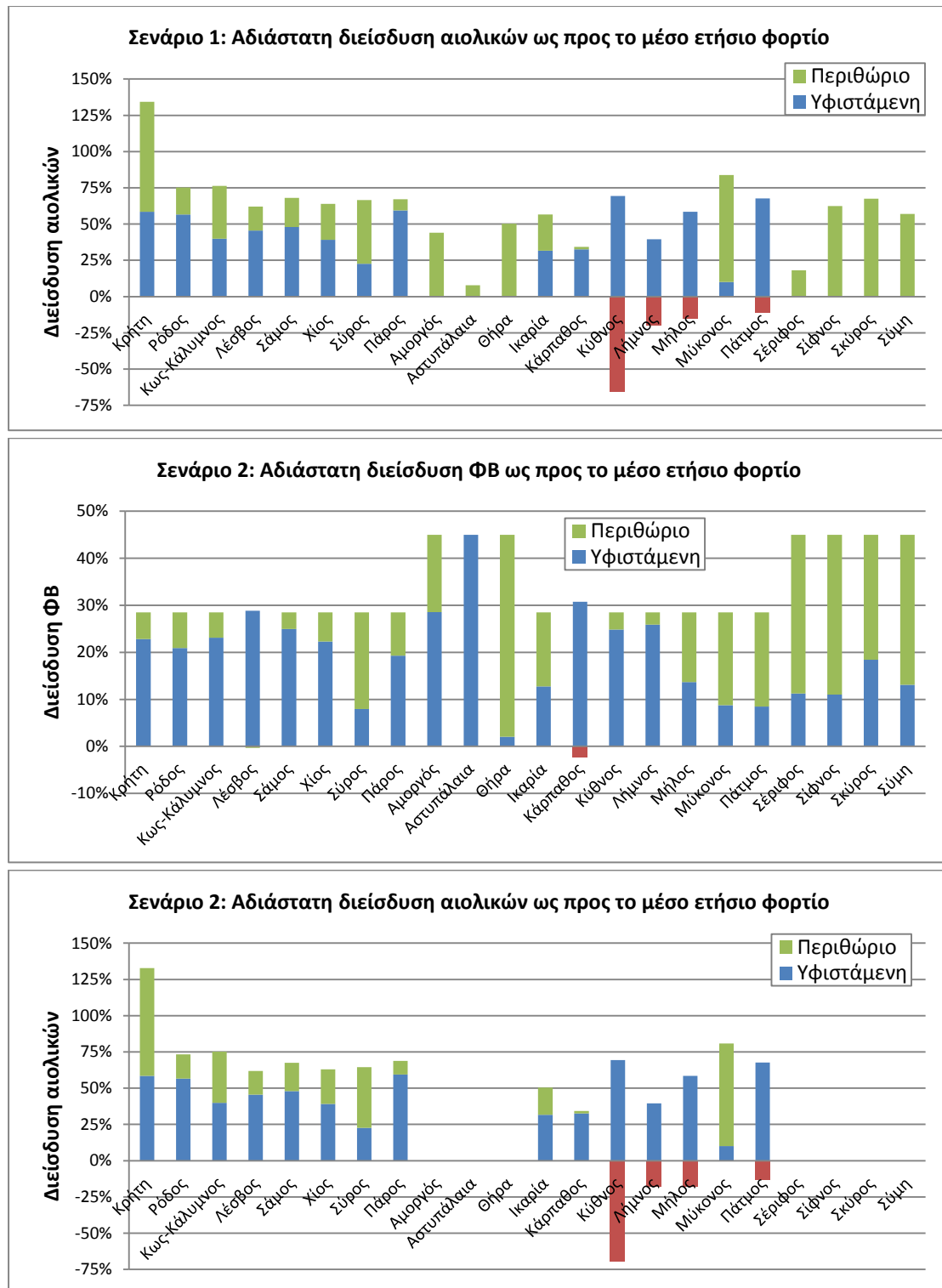
περιθωρίου διείσδυσης προέκυψε μεγαλύτερη από το αντίστοιχο προτεινόμενο περιθώριο (στις περιπτώσεις αυτές το εκτιμώμενο περιθώριο σημειώνεται με μωβ χρώμα στο πίνακα). Τέλος, υπάρχουν και περιπτώσεις στις οποίες οι τιμές των εκτιμώμενων περιθωρίων έχουν αρνητικό πρόσημο (με κόκκινο χρώμα). Το αρνητικό πρόσημο σημαίνει πως δεν υπάρχει επιπλέον περιθώριο διείσδυσης, αφού η ήδη εγκατεστημένη ισχύς έχει υπερβεί την μέγιστη επιτρεπόμενη, και προκειμένου να πληρείται το αντίστοιχο κριτήριο διείσδυσης θα πρέπει να αφαιρεθεί τόση ισχύς, όση ακριβώς αντιστοιχεί στην τιμή με το αρνητικό πρόσημο.

Στο Σχήμα 5.7 παρουσιάζονται τα αδιάστατα, ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο, περιθώρια αιολικής και φωτοβολταϊκής διείσδυσης, όπως προκύπτουν από την απόφαση της ΡΑΕ υπ' αρ. 616/2016. Στο ίδιο σχήμα φαίνεται και η σημερινή (υφιστάμενη) αδιάστατη διείσδυση, ώστε να υπάρχει ένα μέτρο σύγκρισης.



Σχήμα 5. 7 Αδιάστατα (ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο των νησιών) περιθώρια διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών σύμφωνα με την απόφαση της ΡΑΕ 616/2016

Στο Σχήμα 5.8 παρουσιάζονται τα αδιάστατα, ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο, περιθώρια αιολικής και φωτοβολταϊκής διείσδυσης που προκύπτουν από τα δύο εξεταζόμενα σενάρια διείσδυσης. Στο ίδιο σχήμα φαίνεται και η σημερινή (υφιστάμενη) αδιάστατη διείσδυση, ώστε να υπάρχει ένα μέτρο σύγκρισης. Περιθώριο με κόκκινο χρώμα και αρνητική τιμή, σημαίνει μείωση της αντίστοιχης ισχύος, κατά το αντίστοιχο ποσοστό, ώστε να ικανοποιούνται τα κριτήρια διείσδυσης.



Σχήμα 5. 8 Αδιάστατα (ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο των νησιών) περιθώρια διείδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών σύμφωνα με τα δύο εξεταζόμενα σενάρια διείδυσης

Όπως φαίνεται και από την σύγκριση μεταξύ των αντίστοιχων γραφημάτων, των δύο παραπάνω σχημάτων 5.7 και 5.8, τα προτεινόμενα από την ΡΑΕ περιθώρια διείδυσης, σύμφωνα με την απόφαση της υπ' αρ. 616/2016, είναι στα περισσότερα νησιά, πολύ μεγαλύτερα από τα αντίστοιχα εκτιμώμενα (από την πιθανοτική ανάλυση) περιθώρια διείδυσης, σύμφωνα με τις προγενέστερες αποφάσεις της ΡΑΕ (85/2007 και 702/2008).

Συμπεράσματα

Από την έρευνα και τα αποτελέσματα της παρούσας διπλωματικής εργασίας προκύπτουν χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με την υφιστάμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των μη διασυνδεδεμένων ελληνικών νησιών και τις περαιτέρω προοπτικές της. Τα συμπεράσματα αυτά είναι σχετικά με:

- τις αιτίες απόρριψης αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά,
- τις βασικές παραμέτρους και τον τρόπο επίδρασής τους στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια, στον συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών και την συνεισφορά της αιολικής ενέργειας,
- τους υφιστάμενους τεχνικούς περιορισμούς και τον τρόπο δράσης τους και
- την ύπαρξη περαιτέρω περιθωρίων διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Αιτίες απόρριψης αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα

Η απόρριψη της εν δυνάμει παραγόμενης αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ συμβαίνει για δύο λόγους: α) εξαιτίας του τεχνικού περιορισμού που έχει σχέση με τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων και β) εξαιτίας του ορίου μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης, που έχει σχέση με την ευστάθεια και την ασφαλή λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος.

Επιπροσθέτως με τους τεχνικούς περιορισμούς, στην απόρριψη αιολικής ενέργειας συμβάλει και η διαφορά (χρονική ή/και ποσοτική ασυμφωνία) μεταξύ της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος και της ζήτησης. Η επίδρασή της ασυμφωνίας μεταξύ της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος και της ζήτησης στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια είναι εμφανής σε μεγάλα ποσοστά αιολικής διείσδυσης (>50%).

Επίδραση παραμέτρων και τεχνικών περιορισμών στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια

Οι βασικότερες παράμετροι των οποίων εξετάστηκε η επίδραση στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια είναι οι εξής:

- Η διείσδυση της αιολικής και ΦΒ ισχύος στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα (δηλ. η εγκατεστημένη αιολική και ΦΒ ισχύς).
- Η γεωγραφική διασπορά των αιολικών σταθμών.
- Το όριο μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης διείσδυσης των αιολικών 'δ'.
- Τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (TE).
- Η σύνθεση των συμβατικών σταθμών (αριθμός, μέγεθος και TE μονάδων).
- Η μεταβολή της ετήσιας ζήτησης.

Αναλυτικότερα από την εν λόγω διερεύνηση διαπιστώθηκαν τα κάτωθι.

Με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος παρατηρείται αύξηση του ποσοστού απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας σε όλα ανεξαιρέτως τα νησιά. Αντίστοιχη, αλλά μικρότερου μεγέθους αύξηση στο ποσοστό της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας προκύπτει από την αύξηση της εγκατεστημένης ΦΒ ισχύος.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών μειώνεται με την αύξηση της διείσδυσης της αιολικής και ΦΒ ισχύος, ως συνέπεια της αντίστοιχης μείωσης στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας.

Αντίθετα η ενεργειακή συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα αυξάνεται με την αύξηση της αιολικής διείσδυσης, όμως μειώνεται με την αύξηση της ΦΒ διείσδυσης.

Η γεωγραφική διασπορά των αιολικών σταθμών έχει θετικό αντίκτυπο στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας κυρίως στα μεγάλα αυτόνομα συστήματα ή συμπλέγματα νησιών όπου η μεγαλύτερη διασπορά έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του ποσοστού απορροφούμενης αιολικής ισχύος.

Ο τεχνικός περιορισμός του ορίου μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών (δ) παίζει καταλυτικό ρόλο στο ποσοστό της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας στα περισσότερα νησιά και κυρίως σε μεσαίου και μεγάλου μεγέθους νησιά με καλοσχεδιασμένο και ευέλικτο συμβατικό σύστημα και χαμηλά TE, όπου η επίδρασή του είναι πιο εμφανής, αφού μείωση του ορίου δ σημαίνει αντίστοιχη αύξηση στο ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ισχύος (π.χ. Κρήτη). Αντίθετα, σε νησιά με σχετικά υψηλά TE και μεγάλου μεγέθους (αδιάστατου ως προς την αιχμή) συμβατικές μονάδες, η επίδρασή του ορίου δ στην απορριπτόμενη αιολική ενέργεια είναι από μικρή έως αμελητέα (π.χ. Αστυπάλαια). Σε κάθε περίπτωση η επίδρασή του δυναμικού ορίου διείσδυσης δ είναι πιο αισθητή σε υψηλά ποσοστά διείσδυσης αιολικής ισχύος.

Τα τεχνικά ελάχιστα (TE) των συμβατικών μονάδων παραγωγής αποτελούν την σημαντικότερη και πιο ισχυρή αιτία απόρριψης αιολικής ενέργειας σε χαμηλά ποσοστά αιολικής διείσδυσης, αλλά και σε όσα νησιά διαθέτουν κακοσχεδιασμένο και μη ευέλικτο συμβατικό σύστημα με υψηλά TE συμβατικών μονάδων. Η μείωση των TE σε ποσοστό κάτω του 30% δεν επιφέρει σχεδόν καμία μεταβολή στο ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας, αφού αυτό καθορίζεται αποκλειστικά από το όριο μέγιστης στιγμιαίας αιολικής διείσδυσης σε συνδυασμό με την ασυμφωνία μεταξύ της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος και της ζήτησης. Αντίθετα, αύξηση των TE των συμβατικών μονάδων πάνω από το 50% έχει σημαντική επίδραση στο ποσοστό απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας και κυρίως σε μικρά ποσοστά αιολικής διείσδυσης (< 50%).

Η σύνθεση των συμβατικών μονάδων είναι καθοριστική για το μέγεθος της αιολικής ενέργειας που απορρίπτεται. Τόσο το είδος των συμβατικών μονάδων (H/Z diesel, αεριοστρόβιλοι, ατμοστρόβιλοι), όσο και το ανηγμένο στην αιχμή μέγεθος τους (που σε πολλές περιπτώσεις είναι ανάλογο με τον αριθμό των συμβατικών μονάδων), από τα οποία εξαρτώνται το μέγεθος των τεχνικών ελαχίστων και το δυναμικό όριο διείσδυσης (που σχετίζεται με την ταχύτητα ανάληψης φορτίου από τις συμβατικές μονάδες), σε συνδυασμό με τη σειρά ένταξης των μονάδων και τα τεχνικά τους ελάχιστα, είναι χαρακτηριστικά που δείχνουν έμμεσα την δυνατότητα και την δεκτικότητα του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος στην απορρόφηση αιολικής ισχύος. Ένταξη μικρού μεγέθους ευέλικτων μονάδων (με ανάλογο μέγεθος TE) για την κάλυψη της ζήτησης έχει ως αποτέλεσμα μεγιστοποίηση της αιολικής ενέργειας που απορροφάται και παράλληλα μη παραβίαση του τεχνικού περιορισμού των TE. Αντίθετα, ένταξη συμβατικών μονάδων μεγάλου μεγέθους σε συνδυασμό με υψηλότερα TE (που συνήθως είναι ένα συγκεκριμένο ποσοστό του μεγέθους των μονάδων) και πιθανώς μεγαλύτερους χρόνους ανάληψης φορτίου επιφέρει αυξημένες περικοπές αιολικής ισχύος.

Τα περισσότερα από τα τοπικά αυτόνομα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής αποτελούνται από τυπικά ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο (diesel) και σχετικά υψηλά τεχνικά ελάχιστα στην περιοχή από 40% έως 70%. Ωστόσο στα δύο μεγαλύτερα μη διασυνδεδεμένα νησιά, τη Κρήτη και τη Ρόδο, μαζί με τις τυπικές μονάδες ντίζελ, χρησιμοποιούνται επίσης ατμοστρόβιλοι με καύσιμο βαρύ μαζούτ και ευέλικτοι αεριοστρόβιλοι με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο και τεχνικά ελάχιστα 50-70% και 10-20% αντίστοιχα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα χαμηλότερα κατά μέσο όρο τεχνικά ελάχιστα μονάδων στη Κρήτη και τη Ρόδο. Και σε συνδυασμό με τις σχετικά μικρού μεγέθους (και περισσότερες στον αριθμό) συμβατικές μονάδες (ειδικά στην Κρήτη), στα νησιά αυτά η απορρόφηση αιολικής ενέργειας είναι σημαντικά μεγαλύτερη από ότι στα υπόλοιπα.

Συνεπώς, απαραίτητη προϋπόθεση για να αυξηθεί η απορρόφηση αιολικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι η αντικατάσταση των παλαιών συμβατικών μονάδων, που είναι σχετικά μεγάλου μεγέθους και έχουν υψηλά τεχνικά ελάχιστα και μεγάλους χρόνους ανάληψης φορτίου, με νέες σύγχρονες, ευέλικτες μονάδες, μικρότερου μεγέθους και με χαμηλότερα τεχνικά ελάχιστα. Επίσης, η χρήση ευέλικτων αεριοστρόβιλων σε μεσαίου και μεγάλου μεγέθους συστήματα μειώνει τα τεχνικά ελάχιστα και τους χρόνους ανάληψης φορτίου του συμβατικού συστήματος, αυξάνοντας έτσι την δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος από αυτά. Επιπρόσθετα, απαιτείται καλή διαχείριση των μονάδων αυτών από τον διαχειριστή του συστήματος, ώστε να εντάσσονται με την βέλτιστη δυνατή σειρά που ευνοεί και μεγιστοποιεί την απορρόφηση αιολικής ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό οι επενδύσεις των αιολικών σταθμών θα καταστούν αποδοτικότερες και οικονομικά πιο ελκυστικές για τους επενδυτές.

Η μεταβολή της ζήτησης (αύξηση ή μείωση) επιδρά άμεσα στους τεχνικούς περιορισμούς διείσδυσης ($\delta \cdot D$ και $TE-D$) με αποτέλεσμα την άμεση επίδραση και στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας. Γενικά, στα περισσότερα ΜΔΝ, αύξηση της ζήτησης προκαλεί αύξηση και στο ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας και αντιστρόφως. Ωστόσο, υπάρχουν και περιπτώσεις νησιών όπου το ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας δεν επηρεάζεται σχεδόν καθόλου από τις μεταβολές του φορτίου ή νησιά όπου το ποσοστό απορρόφησης παρουσιάζει αντίθετη τάση μεταβολής σε σχέση με την ζήτηση. Συνεπώς, το είδος της επίδρασης που προκαλείται από την μεταβολή της ζήτησης στο μέγεθος της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας εξαρτάται από το ποιος από τους δύο τεχνικούς περιορισμούς υπερισχύει, δηλαδή ποιος έχει την μικρότερη τιμή ώστε να καθορίσει την δυνατότητα του συστήματος ως προς την απορρόφηση αιολικής ενέργειας.

Περιθώρια διείσδυσης αιολικών και ΦΒ σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά

Σχετικά με την διείσδυση των ΑΠΕ και την ύπαρξη περαιτέρω περιθωρίων διείσδυσης αιολικής και ΦΒ ισχύος στα μη διασυνδεδεμένα νησιά διαπιστώθηκαν τα εξής:

Όσον αφορά στην διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ, προκύπτουν σημαντικές διαφοροποιήσεις μεταξύ των πραγματικών απολογιστικών στοιχείων της υφιστάμενης διείσδυσης των αιολικών σταθμών και των αντίστοιχων αποτελεσμάτων της εφαρμοζόμενης μεθόδου πιθανοτικής ανάλυσης. Η εκτιμώμενη συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ υπερεκτιμά την αντίστοιχη πραγματική περίπτωση κατά 50% (μέση τιμή για όλα τα ΜΔΝ). Οι διαφορές αυτές οφείλονται κυρίως στις

παραδοχές που έγιναν κατά την εφαρμογή της μεθόδου, αλλά και στην αδυναμία ακριβούς πρόβλεψης των πραγματικών συνθηκών και καταστάσεων λειτουργίας ενός αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, στο σύνολό τους, κατά την προσομοίωση.

Ωστόσο οι παραπάνω διαφορές είναι αρκετά μικρότερες στην περίπτωση της διείσδυσης των ΦΒ σταθμών, όπου η συνεισφορά της ΦΒ ενέργειας εκτιμάται πολύ πιο κοντά στην πραγματική. Η απόκλιση που προκύπτει στην περίπτωση των ΦΒ είναι, κατά μέσο όρο στα ΜΔΝ, περίπου στο -6% (υποεκτίμηση).

Το μοντέλο προσομοίωσης δοκιμάστηκε με βάση τα απολογιστικά στοιχεία λειτουργίας των μη διασυνδεδεμένων Ελληνικών νησιών του έτους 2015. Διαπιστώθηκε ότι παρουσιάζει από μικρές έως σημαντικές διαφορές σε σχέση με την πραγματική λειτουργία των συστημάτων. Οι αποκλίσεις που υφίστανται οφείλονται κυρίως στην παραδοχές που έγιναν κατά την εφαρμογή του μοντέλου προσομοίωσης, αλλά επιπλέον και σε απρόβλεπτες καταστάσεις που σχετίζονται με τη πρακτική λειτουργία των νησιωτικών συστημάτων, που δεν είναι απόλυτα καθορισμένη και γνωστή (πολιτικές στρεφόμενης εφεδρείας, πρακτική φόρτισης των μονάδων, απαιτήσεις επικουρικών υπηρεσιών ρύθμισης). Επιπλέον, η πραγματική λειτουργία των συστημάτων επηρεάζεται από γεγονότα που δεν είναι δυνατόν να ληφθούν υπόψη κατά την προσομοίωση (π.χ. έκτακτες βλάβες).

Ως εκ τούτου, η διερεύνηση των περιθωρίων διείσδυσης δεν έγινε με σκοπό τον αυστηρό καθορισμό των περιθωρίων διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ, αλλά με σκοπό την εφαρμογή της προτεινόμενης από τη ΡΑΕ μεθοδολογίας και την σύγκριση των όποιων περιθωρίων προκύψουν με τα αντίστοιχα προτεινόμενα από την ΡΑΕ περιθώρια, για την εξαγωγή ανάλογων συμπερασμάτων.

Για τον προσδιορισμό των περιθωρίων ΑΠΕ στα ΜΔΝ λήφθηκαν υπόψη οι σχετικές αποφάσεις τις ΡΑΕ με αρ. 85/2007 και 702/2008 και εξετάστηκαν δύο διαφορετικά σενάρια διείσδυσης. Στο πρώτο στόχος ήταν η μεγιστοποίηση της αιολικής διείσδυσης, ενώ στο δεύτερο στόχος ήταν η μεγιστοποίηση της ΦΒ διείσδυσης. Οι εν λόγω αποφάσεις αντιμετωπίζουν τα ΜΔΝ κατά τον ίδιο τρόπο, ως προς την διείσδυση της αιολικής ισχύος, θέτοντας ως μοναδικό κριτήριο αξιολόγησης τον αντίστοιχο συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών (κοινή οριακή τιμή για όλα τα ΜΔΝ 27,5%), που συνδέεται με την οικονομική βιωσιμότητα τους. Αντιμετωπίζουν όμως, τα ΜΔΝ, κατά διαφορετικό τρόπο ως προς την διείσδυση της ΦΒ ισχύος, διαχωρίζοντας τα σε αυτά που διαθέτουν αιολικούς σταθμούς και σε αυτά που δεν διαθέτουν.

Βεβαίως, για τον προσδιορισμό των όποιων περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ στα ΜΔΝ θα πρέπει να ληφθεί υπόψη, εκτός των λοιπών κριτηρίων και η ικανότητα ή μη του τοπικού δικτύου για μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η αύξηση της ΦΒ διείσδυσης στα ΜΔΝ αν και έχει αρνητικές επιπτώσεις στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια, αφού υποκαθιστά μέρος αυτής, ωστόσο η προκαλούμενη μείωση στο ποσοστό απορρόφησης στα περισσότερα από τα ΜΔΝ είναι μικρή και δεν ξεπερνά το 5% για μέγιστη διείσδυση ΦΒ ισχύος, πλην τριών νησιών που η προκαλούμενη μείωση αγγίζει το 14%.

Τέλος, τα περιθώρια διείσδυσης αιολικής και ΦΒ ισχύος, που προέκυψαν με βάση τις ανωτέρω αποφάσεις της ΡΑΕ, είναι για τα περισσότερα ΜΔΝ αρκετά μικρότερα από τα αντίστοιχα προτεινόμενα περιθώρια διείσδυσης (υποεκτίμηση) σύμφωνα με την τελευταία απόφαση της ΡΑΕ με αρ. 616/2016. Ωστόσο, σε ορισμένα νησιά τα αντίστοιχα περιθώρια δεν διαφέρουν σημαντικά. Σε ελάχιστες περιπτώσεις η εκτίμηση του περιθωρίου διείσδυσης προέκυψε μεγαλύτερη από το αντίστοιχο προτεινόμενο περιθώριο (υπερεκτίμηση).

Δεδομένου ότι αναμένεται αύξηση της ζήτησης κατά τα επόμενα χρόνια στα Ελληνικά νησιά, κυρίως λόγω της αύξησης του τουρισμού, αλλά και της αναμενόμενης ανάκαμψης της χώρας και της επιστροφής της σε θετικούς ρυθμούς ανάπτυξης, αναμένεται να αυξηθεί τόσο το ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ενέργειας, όσο και τα περιθώρια διείσδυσης ΑΠΕ στα περισσότερα ΜΔΝ.

Προτάσεις για μελλοντική διερεύνηση

Για την επίτευξη μεγαλύτερης ακρίβειας στις εκτιμήσεις του μοντέλου προσομοίωσης, σχετικά με την διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ και τα αντίστοιχα περιθώρια διείσδυσης, απαιτούνται περισσότερα και επικαιροποιημένα δεδομένα εισόδου και αποφυγή όσο το δυνατόν περισσότερων παραδοχών με την κατάλληλη μοντελοποίηση τους.

Επιπλέον προτείνεται η γενίκευση των αποτελεσμάτων της παραμετρικής διερεύνησης που αφορούν το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας (Κεφάλαιο 4) έτσι ώστε μια καμπύλη με τις κατάλληλες ανοχές (ή μια στενή ζώνη καμπυλών) να ισχύει σε όλα τα αυτόνομα νησιά και να προβλέπει το ποσοστό της απορροφούμενης αιολικής ενέργειας (ή αντίστοιχα το συντελεστή χρησιμοποίησης και την συνεισφορά της αιολικής ενέργειας) σε συνάρτηση με την αδιάστατη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, ακόμη και σε αυτόνομα νησιά που δεν ανήκουν στον ελλαδικό χώρο, αλλά έχουν παρόμοια χαρακτηριστικά ως αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα. Για να επιτευχθεί αυτό θα πρέπει να εισαχθούν κατάλληλα όλες οι παράμετροι, που επιδρούν στο ποσοστό απορροφούμενης αιολικής ισχύος, στους άξονες του ιδίου διαγράμματος, με κατάλληλη αδιαστατοποίηση τους. Οι κυριότερες εκ των παραμέτρων που επιδρούν στην απορροφούμενη αιολική ενέργεια είναι: τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, το δυναμικό όριο στιγμιαίας διείσδυσης των αιολικών, το αιολικό δυναμικό μέσω του προφίλ της δυνάμενης να παραχθεί αιολικής ισχύος και το προφίλ της ζήτησης.

Παράρτημα

Πίνακας Α. 1 Ετήσια αιχμή των 32 αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων την περίοδο 2003-2013 (Στοιχεία ΔΕΗ, ΡΑΕ)

ΜΗ ΔΙΑΣΥΛΕΛΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ													
ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΑΥΤΟΝΟΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΤΩΝ 2003-2013*													
[MW]													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Μέση τιμή	Μέγιστη
ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	0,260	0,250	0,290	0,320	0,320	0,350	0,353	0,360	0,333	0,338	0,337	0,319	0,360
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	0,120	0,130	0,138	0,140	0,140	0,140	0,163	0,188	0,144	0,156	0,182	0,149	0,188
ΑΜΟΡΓΟΣ	2,680	2,950	2,830	3,070	3,070	3,240	2,940	3,260	2,920	3,070	2,900	2,994	3,260
ΑΝΑΦΗ	0,370	0,370	0,420	0,410	0,410	0,430	0,495	0,539	0,570	0,558	0,553	0,466	0,570
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	0,056	0,055	0,061	0,065	0,065	0,080	0,078	0,080	0,082	0,080	0,104	0,073	0,104
ΑΡΚΙΟΙ						0,050	0,048	0,070	0,110	0,125	0,138	0,090	0,138
ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	1,710	1,900	1,800	2,010	2,010	2,160	2,080	2,470	2,140	2,270	2,250	2,073	2,470
ΓΑΥΔΟΣ						0,073	0,081	0,094	0,095	0,148	0,115	0,101	0,148
ΔΟΝΟΥΣΑ	0,190	0,210	0,194	0,220	0,220	0,250	0,290	0,308	0,318	0,345	0,342	0,262	0,345
ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	0,250	0,270	0,210	0,260	0,260	0,250	0,280	0,380	0,310	0,325	0,314	0,283	0,380
ΘΗΡΑ	26,150	30,150	32,700	34,000	34,000	34,100	31,700	36,400	33,550	35,800	32,500	32,823	36,400
ΙΚΑΡΙΑ	6,440	7,710	7,550	7,380	7,380	7,840	7,980	8,030	8,120	7,420	7,380	7,566	8,120
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	8,200	9,000	8,420	9,200	9,200	9,900	9,800	11,400	10,900	11,780	11,010	9,892	11,780
ΚΥΘΝΟΣ	2,500	2,500	3,000	3,080	3,080	2,720	2,700	3,050	2,720	2,760	2,820	2,812	3,080
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	72,000	74,000	78,400	88,200	88,200	87,800	88,200	103,000	90,900	96,800	90,500	87,091	103,000
ΛΕΣΒΟΣ	53,000	54,904	59,500	64,600	64,600	65,770	61,186	71,790	60,300	62,800	63,870	62,029	71,790
ΛΗΜΝΟΣ	13,000	13,400	14,200	14,600	14,600	15,700	14,600	16,900	14,400	15,800	14,000	14,655	16,900
ΜΕΓΙΣΤΗ	0,475	0,495	0,560	0,625	0,625	0,775	0,760	0,945	0,845	0,966	0,844	0,720	0,966
ΜΗΛΟΣ	9,540	9,840	9,660	9,880	9,880	10,410	10,260	12,860	11,850	11,670	11,500	10,668	12,860
ΜΥΚΟΝΟΣ	25,830	28,000	31,400	33,700	33,700	34,600	35,200	37,800	34,600	35,150	35,400	33,216	37,800
ΟΘΩΝΟΙ	0,240	0,230	0,240	0,260	0,260	0,330	0,350	0,350	0,340	0,274	0,345	0,293	0,350
ΠΑΡΟΣ	51,500	52,400	56,000	61,200	61,200	63,100	60,410	71,100	61,600	63,300	62,400	60,383	71,100
ΠΑΤΜΟΣ	4,200	4,120	4,600	4,800	4,800	4,920	4,580	5,570	5,080	5,530	5,240	4,858	5,570
ΣΑΜΟΣ	29,000	34,699	34,000	34,600	34,600	34,800	34,100	37,500	31,300	31,000	28,800	33,127	37,500
ΣΕΡΙΦΟΣ	2,560	2,840	2,980	2,700	2,700	3,100	2,940	3,350	3,560	3,240	3,180	3,014	3,560
ΣΙΦΝΟΣ	4,400	5,240	5,530	5,450	5,450	5,900	5,790	6,480	5,790	6,150	5,660	5,622	6,480
ΣΚΥΡΟΣ	3,900	4,000	3,980	4,060	4,060	4,510	4,510	4,920	4,160	4,530	4,180	4,255	4,920
ΣΥΜΗ	2,480	2,430	2,700	3,370	3,370	3,300	3,130	3,840	3,550	4,000	4,000	3,288	4,000
ΣΥΡΟΣ	20,200	19,600	21,100	23,500	23,500	22,500	22,700	26,200	23,100	22,800	20,600	22,345	26,200
ΧΙΟΣ	35,700	36,700	43,400	49,300	49,300	45,000	44,500	52,100	45,800	49,200	43,500	44,955	52,100
ΡΟΔΟΣ	165,500	151,600	162,300	188,700	188,700	194,800	188,500	206,000	194,000	211,800	188,500	185,491	211,800
ΚΡΗΤΗ	498,400	529,200	560,300	604,900	604,900	633,100	611,000	672,000	635,000	640,800	587,000	597,873	672,000
ΣΥΝΟΛΟ	1040,851	1079,193	1148,463	1254,600	1254,600	1291,998	1251,704	1399,334	1288,487	1330,985	1230,464		

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ:

Οι μηνιαίες αιχμές στην Κρήτη και στην Ρόδο αναφέρονται σε μέσες ωριαίες τιμές ενώ στα Λουπά ΜΑΝ σε στιγμιαίες.

Σε ορισμένα νησιά δεν έχει συνεκτιμηθεί η παραγωγή των Αιολικών Πάρκων καθώς δεν υπάρχει αξιόπιστη επικοινωνία με αυτά.

* Πηγή:

ΔΕΗ, ΡΑΕ (http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp)

Πίνακας Α. 2 Ετήσια ζήτηση των 32 αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων την περίοδο 2003-2013 (Στοιχεία ΔΕΗ, ΡΑΕ)

ΜΗ ΛΙΑΣΥΛΕΛΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ													
ΕΤΗΣΙΑ ΖΗΤΗΣΗ ΑΥΤΟΝΟΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΤΩΝ 2003-2013*													
[MWh]													
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Μέση τιμή	Μέγιστη
ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	937	904	973	1.001	1.060	1.058	1.059	1.058	1.066	1.102	1.075	1.027	1.102
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	388	388	393	428	432	438	491	522	542	599	642	479	642
ΑΜΟΡΓΟΣ	7.284	7.708	8.179	8.596	9.091	9.334	9.584	9.816	9.633	9.354	9.129	8.883	9.816
ΑΝΑΦΗ	858	894	963	954	1.048	1.059	1.104	1.110	1.137	1.199	1.179	1.046	1.199
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	199	182	201	196	202	222	237	228	238	216	241	215	241
ΑΡΚΙΟΙ						177	191	248	261	292	312	135	312
ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	5.283	5.183	5.696	6.043	6.290	6.487	6.635	6.997	7.022	7.089	6.670	6.309	7.089
ΓΑΥΔΟΣ						279	280	365	428	485	471	215	485
ΔΟΝΟΥΣΑ	417	447	450	474	540	575	625	676	717	667	690	571	717
ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	452	479	535	568	548	649	660	710	664	746	746	614	746
ΘΗΡΑ	88.073	90.376	96.300	103.136	110.988	112.520	114.832	117.957	120.057	120.817	120.199	108.659	120.817
ΙΚΑΡΙΑ	24.359	24.656	26.064	27.324	27.975	28.110	28.506	28.845	29.096	28.977	27.613	27.411	29.096
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	30.397	30.991	32.236	33.812	36.073	35.234	37.094	37.829	38.784	38.985	36.931	35.306	38.985
ΚΥΘΝΟΣ	7.089	7.409	7.504	8.081	7.888	7.639	8.299	8.309	8.719	8.672	7.991	7.964	8.719
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	281.575	294.327	303.378	317.672	336.828	340.426	342.736	351.959	361.514	361.681	352.984	331.371	361.681
ΛΕΣΒΟΣ	259.552	259.434	270.343	287.160	302.093	299.268	305.875	308.449	307.864	300.822	288.230	289.917	308.449
ΛΗΜΝΟΣ	55.340	54.775	57.356	60.384	61.779	62.390	62.971	62.713	61.795	61.743	59.672	60.083	62.971
ΜΕΓΙΣΤΗ	1.863	1.943	2.025	2.200	2.287	2.373	2.511	2.751	2.973	3.133	3.005	2.460	3.133
ΜΗΛΟΣ	37.330	36.463	36.457	37.666	38.869	39.143	40.843	45.819	48.272	49.952	45.402	41.474	49.952
ΜΥΚΟΝΟΣ	78.198	83.152	94.471	98.800	103.468	110.048	112.394	115.071	113.615	113.021	112.978	103.201	115.071
ΟΘΩΝΟΙ	588	621	606	638	652	707	683	674	709	688	632	654	709
ΠΑΡΟΣ	164.761	168.942	178.158	188.613	199.525	202.835	204.522	208.206	207.254	203.622	194.740	192.834	208.206
ΠΑΤΜΟΣ	13.988	13.835	14.466	15.072	16.032	16.095	16.138	16.738	17.825	17.475	17.020	15.880	17.825
ΣΑΜΟΣ	136.278	133.830	140.263	143.742	149.893	154.030	152.707	151.017	150.604	146.308	137.315	145.090	154.030
ΣΕΡΙΦΟΣ	6.793	6.794	7.069	7.414	7.659	7.563	7.701	8.162	8.299	8.153	7.654	7.569	8.299
ΣΙΦΝΟΣ	13.180	13.845	14.854	15.270	16.303	17.022	17.494	17.966	17.905	17.364	16.521	16.157	17.966
ΣΚΥΡΟΣ	14.503	14.020	14.040	14.707	15.196	15.461	15.719	16.150	15.698	15.561	14.782	15.076	16.150
ΣΥΜΗ	9.819	10.398	11.308	12.277	12.492	12.459	12.673	15.054	15.031	15.275	14.662	12.859	15.275
ΣΥΡΟΣ	100.147	95.769	100.163	104.547	109.310	107.736	106.528	107.270	104.608	103.443	95.302	103.166	109.310
ΧΙΟΣ	180.838	183.402	192.917	201.702	209.116	210.416	209.416	214.449	215.739	212.476	200.042	202.774	215.739
ΡΟΔΟΣ	650.115	659.760	672.890	697.862	741.684	757.788	763.790	764.438	780.413	790.593	760.658	730.908	790.593
ΚΡΗΤΗ	2.444.543	2.536.325	2.653.252	2.819.674	2.957.191	3.043.542	2.989.380	3.014.392	2.945.881	2.944.456	2.825.132	2.833.979	3.043.542
ΣΥΝΟΛΟ (GWh)	4.933	5.040	5.248	5.535	5.821	5.944	5.917	5.988	5.956	5.947	5.714		

* Πηγή: ΔΕΗ, ΡΑΕ (http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp)

Επεξήγηση χρώματος κελιών: Τα 22 εξεταζόμενα νησιά Μέγιστη τιμή 11ετίας (2003-2013)

Πίνακας Α. 3 Στοιχεία Αυτόνομων/Τοπικών Σταθμών Παραγωγής (συμβατικού καυσίμου) των ΜΑΝ*

ΑΣΠ - ΤΣΠ ΜΟΝΑΔΑ	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 50%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 75%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 100%
	MW	MW		g/kWh		
ΑΗΣ ΔΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ						
ΑΤΜ2	15,000	8,000	Β.Κ.	328	313	321
ΑΤΜ3	15,000	8,000	Β.Κ.	328	313	321
ΑΤΜ4	25,000	18,000	Β.Κ.	333	309	308
ΑΤΜ5	25,000	18,000	Β.Κ.	311	297	295
ΑΤΜ6	25,000	18,000	Β.Κ.	311	297	295
ΑΕΡ1	16,250	3,000	Ε.Κ.	561	490	435
ΑΕΡ2	16,250	3,000	Ε.Κ.	561	490	435
ΑΕΡ3	43,300	5,000	Ε.Κ.	268	228	216
ΑΕΡ4	14,720	3,000	Ε.Κ.	363	315	293
ΑΕΡ5	27,950	5,000	Ε.Κ.	298	256	243
ΔΙΕΣΕΛ1	12,280	3,000	Β.Κ.	217	209	213
ΔΙΕΣΕΛ2	12,280	3,000	Β.Κ.	217	209	213
ΔΙΕΣΕΛ3	12,280	6,000	Β.Κ.	217	209	213
ΔΙΕΣΕΛ4	12,280	3,000	Β.Κ.	217	209	213
ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ						
ΑΕΡ1	16,200	3,000	Ε.Κ.	641	534	385
ΑΕΡ4	24,000	5,000	Ε.Κ.	431	353	326
ΑΕΡ5	36,000	3,000	Ε.Κ.	432	352	332
ΑΕΡ11	59,368	10,000	Ε.Κ.	306	266	249
ΑΕΡ12	59,368	10,000	Ε.Κ.	306	266	249
ΑΕΡ13 (2)	27,950	5,000	Ε.Κ.	273	238	221
ΑΕΡ6	44,900	10,000	Ε.Κ.	250	218	191
ΑΕΡ7	44,900	10,000	Ε.Κ.			
ΑΤΜ8	42,500	15,000	Ε.Κ.			
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
ΔΙΕΣΕΛ1	51,120	25,000	Β.Κ.	200,7	197,7	200
ΔΙΕΣΕΛ2	51,120	25,000	Β.Κ.	200,7	197,7	200
ΑΤΜ1	46,500	19,000	Β.Κ.	260,5	248,1	234,9
ΑΤΜ2	46,500	19,000	Β.Κ.	260,5	248,1	234,9
				823,016		
ΑΗΣ ΡΟΔΟΥ						
ΑΤΜ1	15,000	10,000	Β.Κ.	298	283	297
ΑΤΜ2	15,000	10,000	Β.Κ.	298	283	297
ΑΕΡ1	24,000	3,000	Ε.Κ.	515	374	-
ΑΕΡ2	36,000	5,000	Ε.Κ.	485	450	-
ΑΕΡ3	21,320	3,000	Ε.Κ.	390	340	-
ΑΕΡ4	27,950	5,000	Ε.Κ.	320	290	-
ΔΙΕΣΕΛ1	12,280	3,000	Β.Κ.	195,3	198,4	197,5
ΔΙΕΣΕΛ2	12,280	3,000	Β.Κ.	195,3	198,4	197,5
ΔΙΕΣΕΛ3	23,410	12,000	Β.Κ.	212	205,6	
ΔΙΕΣΕΛ4	23,410	12,000	Β.Κ.	212	205,6	
ΔΙΕΣΕΛ5	23,410	12,000	Β.Κ.	212	205,6	
				234,060		

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 3 (Συνέχεια)*

ΑΣΠ - ΤΣΠ ΜΟΝΑΔΑ	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 50%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 75%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 100%
	MW	MW		g/kWh		
ΤΣΠ ΑΓΑΘΟΝΗΣΙΟΥ						
1	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
2	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
3	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
4	0,090	0,036	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
5	0,090	0,036	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
6	0,090	0,036	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
	0,579					
ΤΣΠ ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ						
1	0,090	0,036	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
2	0,090	0,036	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
3	0,220	0,088	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
4	0,220	0,088	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
5	0,220	0,088	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
	0,840					
ΤΣΠ ΑΜΟΡΓΟΥ						
1	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
2	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
3	1,000	0,640	Ε.Κ	265,1	245,8	239,4
4	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
5	0,460	0,275	Ε.Κ	261,8	259,1	258,8
6	0,460	0,275	Ε.Κ	261,8	259,1	258,8
	5,745					
ΤΣΠ ΑΝΑΦΗΣ						
1	0,210	0,110	Ε.Κ			
2	0,220	0,085	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
3	0,220	0,110	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
4	0,220	0,110	Ε.Κ			238,5
	0,870					
ΤΣΠ ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΩΝ						
1	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
2	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
3	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
4	0,104	0,052	Ε.Κ			
	0,413					
ΤΣΠ ΑΡΚΙΩΝ						
1	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
2	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
3	0,135	0,068	Ε.Κ.			
4	0,090	0,036	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
	0,405					
ΤΣΠ ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑΣ						
1	0,150	0,104	Ε.Κ	275,2	272,2	273,2
2	0,150	0,104	Ε.Κ	275,2	272,2	273,2
3	0,150	0,104	Ε.Κ	275,2	272,2	273,2
4	0,150	0,104	Ε.Κ	275,2	272,2	273,2
5	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
6	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
7	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
	4,425					

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 3 (Συνέχεια)*

ΑΣΠ - ΤΣΠ ΜΟΝΑΔΑ	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 50%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 75%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 100%
	MW	MW		g/kWh		
ΤΣΠ ΓΑΥΛΟΥ						
1	0,060	0,030	Ε.Κ.			
2	0,100	0,050	Ε.Κ.			
3	0,120	0,060	Ε.Κ.			
	0,280					
ΤΣΠ ΔΟΝΟΥΣΑΣ						
1	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
2	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
3	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
4	0,025	0,016	Ε.Κ			
5	0,038	0,023	Ε.Κ			
6	0,220	0,066	Ε.Κ			
	0,553					
ΤΣΠ ΕΡΕΙΚΟΥΣΑΣ						
1	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
2	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
3	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
4	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
5	0,212	0,083	Ε.Κ			
	0,585					
ΑΣΠ ΘΗΡΑΣ						
1	8,032	4,016	Β.Κ	226,0	209,2	205,2
2	8,032	4,016	Β.Κ	226,0	209,2	205,2
3	4,100	2,235	Β.Κ	223,0	218,4	218,8
4	4,100	2,235	Β.Κ	223,0	218,4	218,8
5	1,600	1,000	Ε.Κ	256,0	244,0	241,4
6	4,100	2,235	Β.Κ	223,0	218,4	218,8
7	2,700	1,450	Ε.Κ	235,9	226,6	224,4
8	6,514	3,250	Β.Κ	224,5	212,8	208,9
9	2,100	1,250	Ε.Κ	240,3	226,7	224,8
	41,278					
ΤΣΠ ΙΚΑΡΙΑΣ						
1	0,750	0,500	Ε.Κ	255,0	239,0	237,5
2	0,750	0,500	Ε.Κ	255,0	239,0	237,5
3	2,260	1,130	Ε.Κ	228,2	215,3	213,2
4	0,750	0,500	Ε.Κ	255,0	239,0	237,5
5	0,750	0,500	Ε.Κ	255,0	239,0	237,5
6	1,100	0,650	Ε.Κ	246,7	234,5	231,1
7	1,100	0,650	Ε.Κ	246,7	234,5	231,1
8	3,104	1,550	Ε.Κ	243,9	220,4	221,3
9	0,900	0,600	Ε.Κ	267,5	252,6	246,0
10	0,900	0,600	Ε.Κ	267,5	252,6	246,0
	12,364					
ΑΣΠ ΚΑΛΥΜΝΟΥ						
1	2,000	1,152	Β.Κ	232,1	228,9	231,5
2	2,000	1,152	Β.Κ	232,1	228,9	231,5
3	2,000	1,152	Β.Κ	232,1	228,9	231,5
4	2,000	1,152	Β.Κ	232,1	228,9	231,5
5	3,000	2,252	Β.Κ	244,5	235,7	236,2
6	2,100	1,050	Ε.Κ	264,7	245,7	238,4
7	2,100	1,050	Ε.Κ	264,7	245,7	238,4
	15,200					

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 3 (Συνέχεια)*

ΑΣΠ - ΤΣΠ ΜΟΝΑΔΑ	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΙΛΙΚΗ ΚΑΤΨΗ 50%	ΕΙΛΙΚΗ ΚΑΤΨΗ 75%	ΕΙΛΙΚΗ ΚΑΤΨΗ 100%
	MW	MW		g/kWh		
ΑΣΠ ΚΩ						
1	8,000	5,360	B.K	220,5	207,7	206,2
2	11,600	5,800	B.K	201,9	191,8	192,7
3	11,600	5,800	B.K	201,9	191,8	192,7
4	11,600	5,800	B.K	201,9	191,8	192,7
5	16,500	8,250	B.K	199,6	190,7	193,9
6	16,500	8,250	B.K	199,6	190,7	193,9
7	15,550	7,775	E.K	358,2	318,2	291,7
8	1,600	0,800	E.K	234,0	220,5	218,0
9	1,600	0,800	E.K	234,0	220,5	218,0
10	1,600	0,800	E.K	234,0	220,5	218,0
	96,150					
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ						
1	5,327	2,663	E.K	219,6	210,1	208,6
2	5,327	2,663	E.K	219,6	210,1	208,6
3	0,800	0,400	E.K	261,5	245,8	244,4
4	2,100	1,100	E.K	264,7	245,7	238,4
5	2,100	1,100	E.K	264,7	245,7	238,4
	15,654					
ΤΣΠ ΚΥΘΟΥ						
1	1,275	0,600	E.K	282,5	242,0	228,6
2	1,275	0,600	E.K	282,5	242,0	228,6
3	0,400	0,265	E.K	248,1	245,6	239,5
4	0,400	0,265	E.K	248,1	245,6	239,5
5	0,400	0,265	E.K	248,1	245,6	239,5
6	0,400	0,265	E.K	248,1	245,6	239,5
7	1,250	0,600	E.K	282,5	242,0	228,6
	5,400					
ΑΣΠ ΛΕΣΒΟΥ						
1	4,500	2,925	B.K	214,6	210,1	212,1
2	4,500	2,925	B.K	214,6	210,1	212,1
3	4,500	2,925	B.K	214,6	210,1	212,1
4	7,500	5,350	B.K	220,5	207,7	206,2
5	2,700	2,000	B.K	244,5	235,7	236,2
6	11,000	4,400	B.K	211,2	200,2	197,8
7	11,000	4,400	B.K	211,2	200,2	197,8
8	10,000	5,180	B.K	211,2	200,2	197,8
9	10,000	5,650	B.K	196,0	187,4	182,8
10	15,500	7,750	E.K	358,2	318,2	291,7
11	3,104	1,552	B.K	243,9	220,4	221,3
12...21	1,275	0,600	E.K	282,5	242,0	228,6
	97,054					
ΑΣΠ ΔΗΜΝΟΥ						
1	2,200	1,350	B.K	237,2	228,9	228,1
2	2,200	1,350	B.K	237,2	228,9	228,1
3	2,200	1,350	B.K	237,2	228,9	228,1
4	6,500	3,257	B.K	224,5	212,8	208,9
5	6,500	3,257	B.K	224,5	212,8	208,9
6	0,850	0,600	E.K	227,0	216,0	214,0
7	0,900	0,450	E.K	276,4	255,7	254,6
8	0,900	0,450	E.K	276,4	255,7	254,6
	22,250					

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 3 (Συνέχεια)*

ΑΣΠ - ΤΣΠ ΜΟΝΑΔΑ	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 50%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 75%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 100%
	MW	MW		g/kWh		
ΤΣΠ ΜΕΓΙΣΤΗΣ						
1	0,220	0,088	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
2	0,400	0,160	Ε.Κ			
3	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
4	0,220	0,110	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
5	0,220	0,110	Ε.Κ	250,7	240,3	242,8
	1,150					
ΑΣΠ ΜΗΛΟΥ						
1	5,500	2,750	Β.Κ	262,0	247,5	245,5
2	5,500	2,750	Β.Κ	262,0	247,5	245,5
3	5,500	2,750	Β.Κ	262,0	247,5	245,5
4	1,800	1,300	Ε.Κ	237,9	227,8	227,2
5	1,800	1,300	Ε.Κ	237,9	227,8	227,2
6	1,800	1,100	Ε.Κ	251,4	240,1	238,4
7..10	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
	27,000					
ΑΣΠ ΜΥΚΟΝΟΥ						
1	2,000	1,000	Ε.Κ	235,9	226,6	224,4
2	5,880	2,352	Ε.Κ		291,9	
3	5,880	2,352	Ε.Κ		291,9	
4	5,880	2,352	Ε.Κ		291,9	
5	4,100	2,250	Ε.Κ	223,0	218,4	218,8
6	2,100	1,100	Ε.Κ	251,4	240,1	238,4
7	2,100	1,100	Ε.Κ	251,4	240,1	238,4
8	9,000	5,800	Ε.Κ		386,4	356,3
9..11	1,250	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
12..27	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
	61,090					
ΤΣΠ ΘΟΟΝΩΝ						
1	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
2	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
3	0,090	0,045	Ε.Κ	291,9	265,8	263,3
4	0,103	0,052	Ε.Κ	266,0	246,6	251,9
5	0,212	0,085	Ε.Κ			
	0,585					
ΑΣΠ ΠΑΡΟΥ						
1	9,000	5,360	Β.Κ	220,5	207,7	206,2
2	3,600	1,960	Β.Κ	250,7	228,1	227,1
3	3,600	1,960	Β.Κ	250,7	228,1	227,1
4	10,360	5,180	Β.Κ	211,2	200,2	197,8
5	10,360	5,180	Β.Κ	211,2	200,2	197,8
6	11,200	5,510	Β.Κ	201,6	191,5	192,5
7	6,300	3,150	Β.Κ	197,0	190,5	191,4
8	2,500	1,550	Ε.Κ	235,9	226,6	224,4
9	3,100	1,450	Ε.Κ	243,9	220,4	221,3
10..15	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
16..21	1,250	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
	75,170					

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 3 (Συνέχεια)*

ΑΣΠ - ΤΣΠ ΜΟΝΑΔΑ	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 50%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 75%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 100%
	MW	MW		g/kWh		
ΤΣΠ ΠΑΤΜΟΥ						
1	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
2	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
3	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
4	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
5	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
6	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
7	1,800	1,109	Ε.Κ	251,4	240,1	238,4
8	1,800	1,109	Ε.Κ	251,4	240,1	238,4
	11,250					
ΑΣΠ ΣΑΜΟΥ						
1	3,000	1,960	Ε.Κ	250,7	228,1	227,1
2	3,000	1,960	Ε.Κ	250,7	228,1	227,1
3	8,250	4,125	Β.Κ	226,0	209,2	205,2
4	8,250	4,125	Β.Κ	226,0	209,2	205,2
5	6,000	3,150	Β.Κ	197,0	190,5	191,4
6	6,000	3,150	Β.Κ	197,0	190,5	191,4
7	11,280	6,140	Β.Κ	204,2	194,9	196,0
8..13	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
14..22	1,250	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
	64,680					
ΤΣΠ ΣΕΡΙΦΟΥ						
1	0,400	0,265	Ε.Κ	248,1	245,6	239,5
2	0,400	0,265	Ε.Κ	248,1	245,6	239,5
3	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
4	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
5	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
6	0,800	0,500	Ε.Κ	239,0	229,3	222,5
7	0,400	0,265	Ε.Κ	248,1	245,6	239,5
	5,825					
ΤΣΠ ΣΙΦΝΟΥ						
1	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
2	1,200	0,600	Ε.Κ	245,7	231,5	228,9
3	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
4	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
5	1,800	1,100	Ε.Κ	251,4	240,1	238,4
6	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
7	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
	9,375					
ΤΣΠ ΣΚΥΡΟΥ						
1	0,800	0,400	Ε.Κ	261,5	245,8	244,4
2	0,800	0,400	Ε.Κ	261,5	245,8	244,4
3	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
4	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
5	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
6	1,275	0,600	Ε.Κ	282,5	242,0	228,6
	6,700					

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 3 (Συνέχεια)*

ΑΣΠ - ΤΣΠ ΜΟΝΑΔΑ	ΟΝΟΜ. ΙΣΧΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 50%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 75%	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤ/ΣΗ 100%
	MW	MW		g/kWh		
ΤΣΠ ΣΥΜΗΣ						
1	1,275	0,600	E.K	282,5	242,0	228,6
2	0,550	0,290	E.K	261,8	259,1	258,8
3	0,550	0,290	E.K	261,8	259,1	258,8
4	1,275	0,600	E.K	282,5	242,0	228,6
5	1,275	0,600	E.K	282,5	242,0	228,6
6	1,200	0,616	E.K	245,7	231,5	228,9
7	1,200	0,616	E.K	245,7	231,5	228,9
	6,125					
ΑΣΠ ΣΥΡΟΥ						
1	6,100	3,150	B.K	197,0	190,5	191,4
2	3,000	2,000	B.K	244,5	235,7	236,2
3	3,000	2,000	B.K	244,5	235,7	236,2
4	4,500	2,900	B.K	214,6	210,1	212,1
5	4,500	2,900	B.K	214,6	210,1	212,1
6	1,800	0,900	E.K	251,4	240,1	238,4
7	8,250	3,300	B.K	226,0	209,2	205,2
8	8,250	3,300	B.K	226,0	209,2	205,2
9	0,900	0,450	E.K		256,1	
10	2,600	1,100	E.K	235,9	226,6	224,4
	42,900					
ΑΣΠ ΧΙΟΥ						
1	10,000	5,500	B.K	196,0	187,4	182,8
2	11,280	6,140	B.K	204,2	194,9	196,0
3	14,476	5,790	B.K	201,2	192,1	192,9
4	14,476	5,790	B.K	201,2	192,1	192,9
5	4,500	2,925	B.K	214,6	210,1	212,1
6	3,500	2,000	B.K	244,5	235,7	236,2
7	3,500	2,000	B.K	244,5	235,7	236,2
8	4,500	2,925	B.K	214,6	210,1	212,1
9	4,200	2,925	B.K	214,6	210,1	212,1
	70,432					

Ταχύτητα Ανάλυσης Πλήρους Φορτίου*

DIESEL	Δίχρονες	15-20 min
	Τετράχρονες	10-15 min
ΑΕΡ		5-10 min
ATM		> 60 min εν θερμώ
		24 ώρες από ψυχρή

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 4 Διασυνδέσεις μη διασυνδεδεμένων νησιών*

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΜΑΝ	
ΣΥΜΠΛΕΓΜΑΤΑ	ΥΠΟΒΡΥΧΙΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ
ΜΗΛΟΥ	ΜΗΛΟΣ-ΚΙΜΩΛΟΣ
ΚΩ	ΚΩΣ - ΚΑΛΥΜΝΟΣ
	ΚΩΣ-ΨΕΡΙΜΟΣ
	ΚΩΣ-ΓΥΑΛΙ
	ΓΥΑΛΙ-ΝΙΣΥΡΟΣ
	ΝΙΣΗΡΟΣ-ΤΗΛΟΣ
	ΚΑΛΥΜΝΟΣ-ΤΕΛΕΝΔΟΣ
	ΚΑΛΥΜΝΟΣ-ΛΕΡΟΣ
	ΛΕΡΟΣ-ΛΕΙΨΟΙ
	ΑΡΚΙΩΝ
ΛΕΣΒΟΥ	ΔΙΑΥΛΟΣ ΚΟΛΠΟΥ ΓΕΡΑΣ
	ΛΕΣΒΟΣ-ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ
ΚΑΡΠΑΘΟΥ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ-ΚΑΣΟΣ
ΡΟΔΟΥ	ΡΟΔΟΣ-ΧΑΛΚΗ
ΣΑΜΟΥ	ΣΑΜΟΣ-ΦΟΥΡΝΟΙ
	ΦΟΥΡΝΟΙ-ΘΥΜΑΙΝΑ
ΠΑΡΟΥ	ΠΑΡΟΣ-ΝΑΞΟΣ
	ΠΑΡΟΣ-ΑΝΤΙΠΑΡΟΣ
	ΝΑΞΟΣ-ΚΟΥΦΟΝΗΣΙ
	ΚΟΥΦΟΝΗΣΙ-ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ
	ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ-ΗΡΑΚΛΕΙΑ
	ΠΑΡΟΣ-ΙΟΣ
	ΙΟΣ-ΣΙΚΙΝΟΣ
	ΣΙΚΙΝΟΣ-ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ
ΘΗΡΑΣ	ΘΗΡΑ-ΘΗΡΑΣΙΑ
ΜΥΚΟΝΟΥ	ΜΥΚΟΝΟΣ-ΔΗΛΟΣ
	ΛΙΜ.ΔΗΛΟΥ-ΛΙΜ.ΦΟΥΡΝΩΝ
ΧΙΟΥ	ΧΙΟΣ-ΨΑΡΑ
	ΧΙΟΣ-ΟΙΝΟΥΣΕΣ

*Πηγή: ΔΕΗ

Πίνακας Α. 5 Μέγιστο επιτρεπόμενο όριο αιολικής συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη της ζήτησης (δ), ανηγμένη παραγωγή ΦΒ και αντίστοιχος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας στα εξεταζόμενα ΜΑΝ

Νησί	δ συντηρητικό	δ αισιόδοξο	ΦΒ παραγωγή* kWh/kWp	CF
Αμοργός	30%	40%	1650	18,8%
Αστυπάλαια	30%	40%	1600	18,3%
Θήρα	30%	40%	1680	19,2%
Κύθνος	30%	40%	1650	18,8%
Κως-Κάλυμνος	45%	55%	1640	18,7%
Μήλος	35%	45%	1620	18,5%
Πάτμος	30%	40%	1620	18,5%
Σάμος	40%	50%	1600	18,3%
Σέριφος	30%	40%	1620	18,5%
Σίφνος	30%	40%	1570	17,9%
Σκύρος	35%	45%	1500	17,1%
Σύμη	30%	40%	1650	18,8%
Ικαρία	40%	50%	1550	17,7%
Κάρπαθος	35%	45%	1670	19,1%
Λέσβος	40%	50%	1550	17,7%
Λήμνος	40%	50%	1450	16,6%
Μύκονος	35%	45%	1620	18,5%
Πάρος	40%	50%	1600	18,3%
Σύρος	40%	50%	1600	18,3%
Χίος	40%	50%	1550	17,7%
Κρήτη	50%	60%	1625	18,6%
Ρόδος	45%	55%	1650	18,8%

*Σύμφωνα με την εφαρμογή PVGIS

(<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>)

Πίνακας Α. 6 Κλάσεις ανεμογεννητριών της εταιρίας Vestas και επιλογή του κατάλληλου τύπου Α/Γ σύμφωνα με την μέση ταχύτητα της θέσης ενδιαφέροντος για Α/Γ ονομαστικής ισχύος 2 MW και 3 MW

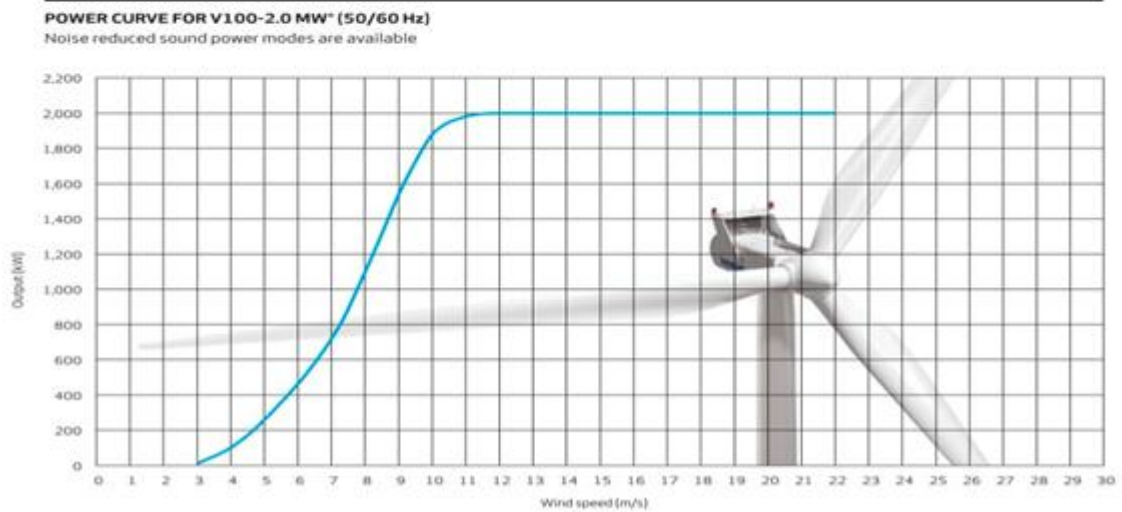
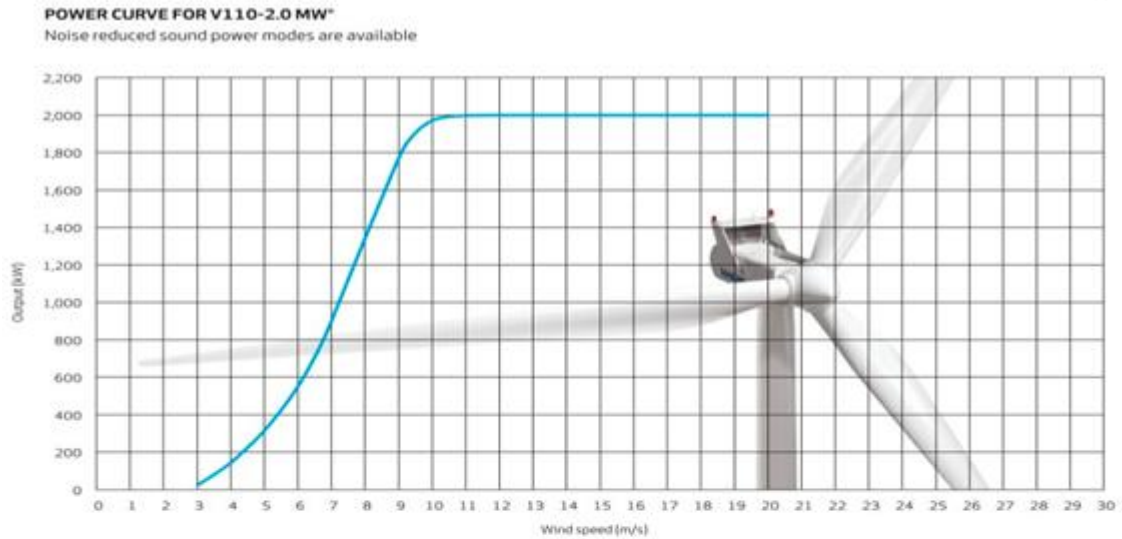
WINDCLASSES - IEC			
TURBINE TYPE	IEC III (6.0 - 7.5 m/s)	IEC II (7.5 - 8.5 m/s)	IEC I (8.5 - 10.0 m/s)
2 MW TURBINES			
V90-1.8/2.0MW*IEC IIA/IEC IIIA	Standard IEC conditions	Standard IEC conditions	Site dependent
V100-1.8/2.0MW*IEC IIIA/IEC S	Standard IEC conditions	Site dependent	Site dependent
V100-2.0 MW*IEC IIB	Site dependent	Standard IEC conditions	Site dependent
V110-2.0MW* IEC IIIA	Standard IEC conditions	Site dependent	Site dependent

WINDCLASSES - IEC			
TURBINE TYPE	IEC III (6.0 - 7.5 m/s)	IEC II (7.5 - 8.5 m/s)	IEC I (8.5 - 10.0 m/s)
3 MW TURBINES			
V105-3.45MW* IEC IA	Site dependent	Site dependent	Standard IEC conditions
V112-3.45MW* IEC IA	Site dependent	Site dependent	Standard IEC conditions
V117-3.45MW* IEC IB/IEC IIA	Site dependent	Standard IEC conditions	Standard IEC conditions
V126-3.45MW* IEC IIA	Site dependent	Standard IEC conditions	Site dependent
V126-3.45MW* IEC IIB	Standard IEC conditions	Standard IEC conditions	Site dependent
V136-3.45MW* IEC IIIA	Standard IEC conditions	Site dependent	Site dependent

Επιλέχθηκαν προς σύγκρισή, και σύμφωνα με το αιολικό δυναμικό των εξεταζόμενων θέσεων, οι εξής ανεμογεννήτριες:

Από την κλάση των 2 MW επιλέγονται: V110-2.0MW IEC IIIA
V100-2.0MW IEC IIB

Από την κλάση των 3 MW επιλέγονται: V126-3.3 MW IEC IIIA
V117-3.3 MW IEC IIA
V105-3.3 MW IEC IA



Σχήμα Α. 1 Καμπύλες ισχύος για τους δύο επιλεγμένους τύπους Α/Γ ονομαστικής ισχύος 2 MW της εταιρίας Vestas

Βιβλιογραφία

- [1] Ενεργειακό Γραφείο Αιγαίου, Φυλλάδιο Συνεδρίου: Βιώσιμες Ενεργειακές Εφαρμογές στα Νησιά, 24-25 Νοεμβρίου 2016,
http://www.aegean-energy.gr/gr/events/20161125_ape.php
http://www.aegean-energy.gr/gr/pdf/20161125_ape_gr.pdf
- [2] Γεώργιος Κάραλης (2008), «Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειυτήρων», Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Τομέας Ρευστών.
- [3] EWEA, “*Wind in power: 2015 European statistics*”,
<https://windeurope.org/about-wind/statistics/>
- [4] GWEC, “*Global Wind Report 2015 – Annual market update*”,
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/>
- [5] HWEA (ΕΛΕΤΑΕΝ), “*Wind Energy Statistics-2015*”,
http://eletaen.gr/wp-content/uploads/2016/01/2015_-_HWEA_Statistics_Greece.pdf
- [6] Wikipedia,
http://el.wikipedia.org/wiki/Κατάλογος_ελληνικών_νησίδων_ανά_νομό
http://el.wikipedia.org/wiki/Κατάλογος_ελληνικών_νησιών_ανά_πληθυσμό
- [7] Ελληνικός Οργανισμός Τουρισμού,
http://www.visitgreece.gr/el/greek_islands
- [8] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ),
http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp
- [9] Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), Δημοσιοποίηση Στοιχείων Εκκαθαρίσεων και Μηνιαίων Δελτίων στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά,
<http://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn>
- [10] REN21, <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [11] ΡΑΕ, «*Μεθοδολογία Υπολογισμού του Ορίου Διείσδυσης ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά*», 2003,
http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/21022003_general?p=file&i=2
- [12] Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps (PVGIS),
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

- [13] V. Kotroni, K. Lagouvardos, S. Lykoudis, “High-resolution model-based wind atlas for Greece”, Review Article, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 30, February 2014, Pages 479-489, Available on: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.016>
<http://www.meteo.gr/meteoplus/windStatistics.cfm>
- [14] Kotroni V. and K. Lagouvardos, 2004: “Evaluation of MM5 high-resolution real-time forecasts over the urban area of Athens, Greece”. Journal of Applied Meteorology, 43, 1666-1678
- [15] Kotroni, V. and K. Lagouvardos, 2001: “Precipitation forecast skill of different convective parameterization and microphysical schemes: application for the cold season over Greece”. Geoph. Res. Let., 108, 1977-1980.
- [16] Akylas E., V. Kotroni and K. Lagouvardos, 2007: “Sensitivity of high resolution operational weather forecasts to the choice of the planetary boundary layer scheme”, Atmospheric Research, 84, 49-57.
- [17] ΡΑΕ, Γεωπληροφορικός Χάρτης, <http://www.rae.gr/geo/>
- [18] Ιστοσελίδα της εταιρίας Vestas: <https://www.vestas.com/>
- [19] ΡΑΕ, Απόφαση υπ’ αριθ. 85/2007: «Μεθοδολογία προσδιορισμού περιθωρίων ΑΠΕ σε κορεσμένα δίκτυα»
- [20] ΡΑΕ, Απόφαση υπ’ αριθ. 702/2008: «Τροποποίηση της με αριθμό 85/2007 απόφασης της ΡΑΕ ως προς τη μεθοδολογία προσδιορισμού των περιθωρίων απορρόφησης ισχύος στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, κατ’ εφαρμογή της παραγράφου 1 του άρθρου 4 του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ» (ΦΕΚ Β’ 448/2007)»
- [21] ΡΑΕ, Απόφαση υπ’ αριθ. 616/2016: «Καθορισμός Περιθωρίων Ισχύος Ελεγχόμενων και Μη Ελεγχόμενων Σταθμών ΑΠΕ στα κορεσμένα δίκτυα των αυτόνομων συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και καθορισμός καμπυλών μη εντασσόμενης ενέργειας των ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα της Κρήτης, Ρόδου, Λέσβου, Κω-Καλύμνου, Σάμου και Κάσου – Καρπάθου»
- [22] Dr. D. Kanellopoulos, A. Gigantidou, E. Palaiolouga (2013), “The Cretan Wind Farms. Estimating Energy Output in Areas of Complex Terrain”
- [23] Δ. Κανελλόπουλος, Ε. Παλαιολούγκα, Α. Γιγαντίδου, «Ενεργειακή Αξιολόγηση αιολικών πάρκων με χρήση του αλγόριθμου WindSim», Άρθρο από το περιοδικό Ανεμολόγιο, Τεύχος 69, έτος 2011, σελ. 31 – 34.
- [24] Ε. Καραμάνου, «Διερεύνηση Δυνατοτήτων Δειξόδυσης Φωτοβολταϊκής Παραγωγής σε Αυτόνομα Νησιωτικά Συστήματα με Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύ». Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ 2006.
- [24] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ), <http://www.lagie.gr/>