



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

Η ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ
ΤΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ



CAPACITY CREDIT

ΕΠΙΒΛΕΤΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΑΡΘΟΥΡΟΣ ΖΕΡΒΟΣ



Θοδωρής Κοτσώνης

Αθήνα, Φεβρουάριος 2008



Ευχαριστήριο σημείωμα:

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή μου κ. Αρθούρο Ζερβό για την ευκαιρία και τη δυνατότητα που μου παρείχε, ώστε να εκπονήσω την παρούσα διπλωματική εργασία. Το μάθημα «Αιολική Ενέργεια» του 8^{ου} εξαμήνου, στο οποίο και είναι υπεύθυνος καθηγητής, μου έδωσε το έναυσμα να ασχοληθώ συστηματικά με αυτήν την ταχύτατα αναπτυσσόμενη Ανανεώσιμη Πηγή Ενέργειας.

Επίσης, ευχαριστώ εκ βαθέων τον υποψήφιο διδάκτορα κ. Γιώργο Κάραλη για την αμέριστη συμπαράστασή του και τις πολύτιμες συμβουλές του. Η συμβολή του άλλοτε με τις εύστοχες παρατηρήσεις του και άλλοτε με τις καινοτόμες ιδέες του ήταν αναμφίβολα καταλυτική. Ο άπλετος χρόνος, που πάντα μου διέθετε προς συζήτηση και επίλυση των προβληματισμών μου, έπαιξε πολύ σημαντικό ρόλο στην ολοκλήρωση της εργασίας και με έκανε να αγαπήσω πραγματικά το θέμα αυτό.

Εν συνεχεία, οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στις εταιρίες ΔΕΗ, Ελληνική Τεχνοδομική Α.Ε. και Ρόκας Α.Ε. για τα ανεμολογικά και λοιπά δεδομένα που μου παρείχαν. Επίσης ευχαριστώ την εταιρία ΤΕΡΝΑ και προσωπικά τον κ. Μανώλη Μαραγκουδάκη καθώς και την κα Στέλλα Ζαχαριά για τις πολύτιμες χρονοσειρές ανέμου που μου παρείχαν. Τέλος, ευχαριστώ πολύ την εταιρία Inflow και συγκεκριμένα το κ. Γ. Περιβολάρη, τη Σχολή Αντιρρύπανσης του Τ.Ε.Ι. Δυτικής Μακεδονίας και ειδικότερα τον κ. Κ. Ράδο και το Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνίου που μου παρείχαν το μεγαλύτερο μέρος των ανεμολογικών δεδομένων μέσω του μετεωρολογικού προτύπου COAMPS.

Πίνακας περιεχομένων

Πρόλογος.....	5
1. Η παρούσα κατάσταση και οι προοπτικές ανάπτυξης των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα	7
1.1. Ιστορικά στοιχεία για την αιολική ενέργεια στη Ελλάδα [1],[3]	7
1.2. Το αιολικό δυναμικό της Ελλάδας	9
1.3. Περιγραφή της αδειοδοτικής διαδικασίας	14
1.3.1. Άδεια παραγωγής.....	14
1.3.2. Άδεια εγκατάστασης	15
1.3.3. Άδεια λειτουργίας.....	16
1.4. Μελέτη και επεξεργασία στοιχείων αδειών για το 2006.....	18
2. Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit)	22
2.1. Βιβλιογραφική ανασκόπηση του ορισμού της εγγυημένης ισχύος των αιολικών πάρκων	22
2.2. Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής ενέργειας	24
2.2.1. Περιγραφή του υφιστάμενου συστήματος (μονάδες παραγωγής ενέργειας).....	24
2.2.2. Ορισμός και διερεύνηση της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής ενέργειας	26
2.3. Η εγγυημένη παροχή ισχύος	29
3. Πιθανοτική μεθοδολογία υπολογισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit).....	32
3.1. Εισαγωγή.....	32
3.2. Αρχές μεθοδολογίας	32
3.3. Δεδομένα υπολογισμών.....	34
3.4. Περιγραφή μεθοδολογίας.....	34
3.5. Λογικό διάγραμμα.....	38
4. Αποτελέσματα	39
4.1. Εφαρμογή της μεθοδολογίας σε τρία διαφορετικού μεγέθους μη διασυνδεδεμένα νησιά.....	39
4.1.1. Σέριφος.....	39
4.1.1.1. Στοιχεία Ζήτησης	39
4.1.1.2. Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς.....	40
4.1.1.3. Ανεμολογικά στοιχεία και παραγόμενη αιολική ισχύς..	42
4.1.1.4. Αποτελέσματα	43
4.1.1.5. Αξιολόγηση αποτελεσμάτων.....	45
4.1.2. Λέσβος.....	48
4.1.2.1. Στοιχεία ζήτησης	48
4.1.2.2. Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς.....	49
4.1.2.3. Ανεμολογικά στοιχεία και παραγόμενη αιολική ισχύς..	51
4.1.2.4. Αποτελέσματα	53

4.1.2.5.	Αξιολόγηση αποτελεσμάτων.....	54
4.1.3.	Κρήτη.....	57
4.1.3.1.	Στοιχεία ζήτησης.....	57
4.1.3.2.	Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς.....	58
4.1.3.3.	Ανεμολογικά στοιχεία και παραγόμενη αιολική ισχύς..	60
4.1.3.4.	Αποτελέσματα.....	62
4.1.3.5.	Αξιολόγηση αποτελεσμάτων.....	63
4.1.4.	Παρατηρήσεις σχετικά με την εξίσωση Voorspools, D'haeseleer.....	65
4.2.	Εφαρμογή της μεθοδολογίας στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα και επίδραση της Γεωγραφικής διασποράς.....	66
4.2.1.	Εισαγωγή.....	66
4.2.2.	Στοιχεία ζήτησης.....	71
4.2.3.	Ανεμολογικά δεδομένα.....	72
4.2.4.	Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς.....	73
4.2.5.	Πληροφοριακά Στοιχεία Συστήματος.....	75
4.2.6.	Εύρος Διείσδυσης στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	77
4.2.7.	Σενάρια Χωροθέτησης και Αποτελέσματα.....	79
4.2.7.1.	Σενάρια βάσει του καθεστώτος αδειοδότησης.....	79
4.2.7.2.	Σενάρια που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας.....	82
4.2.7.3.	Σενάρια που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας, στις Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας και στα νησιά.....	86
4.2.8.	Αξιολόγηση – Ανάλυση αποτελεσμάτων.....	90
4.2.8.1.	Αξιολόγηση - Ανάλυση αποτελεσμάτων σεναρίων που βασίστηκαν στο καθεστώς αδειοδότησης.....	90
4.2.8.2.	Αξιολόγηση - Ανάλυση αποτελεσμάτων σεναρίων που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας.....	91
4.2.8.3.	Αξιολόγηση - Ανάλυση αποτελεσμάτων σεναρίων που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας, στις Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας και στα νησιά.....	92
5.	Συμπεράσματα – Προτάσεις.....	94
5.1.	Γενικά Συμπεράσματα – Προτάσεις για το μέλλον.....	94
5.2.	Προτάσεις περεταίρω βελτίωσης της μεθοδολογίας.....	95
	Παράρτημα.....	97
	Βιβλιογραφία.....	100
	Sites.....	102

Πρόλογος

Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας είναι η ανάπτυξη μιας πιθανοτικής μεθοδολογίας για τον υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος των αιολικών πάρκων, γνωστού ως Capacity Credit. Η παροχή εγγυημένης ισχύος είναι ένα ζήτημα μείζονος σημασίας σε ένα σύστημα όπως το ελληνικό, το οποίο σε περιόδους αιχμής χαρακτηρίζεται από αστάθεια και κάθε φορά απαιτούνται ειδικά μέτρα και κατάλληλη διαχείριση για τη μη κατάρρευση του. Εξίσου ενδιαφέρον είναι ο υπολογισμός της παροχής εγγυημένης ισχύος σε μη διασυνδεδεμένα συστήματα όπως τα ελληνικά νησιά.

Σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση ποικίλων σεναρίων έτσι ώστε να εξαχθούν συμπεράσματα σχετικά με την εγγυημένη ισχύ κάθε επιλεγόμενου συστήματος. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η επίδραση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών πάρκων στην παροχή εγγυημένης ισχύος στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Η ενσωμάτωση ανεμογεννητριών σε μεγάλη κλίμακα επιφέρει τεχνολογικούς προβληματισμούς ως προς τη μεταβλητότητα της παραγωγής, λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου. Ο άνεμος ως ατμοσφαιρική παράμετρος χαρακτηρίζεται από χωρική μεταβλητότητα στη μεσοκλίμακα. Αυτό σημαίνει ότι εάν σταματήσει να φυσάει σε ένα μέρος της χώρας, είναι πιθανό να φυσάει σε ένα άλλο. Βάσει λοιπόν της επισήμανσης αυτής, η γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων κατά μήκος του συστήματος είναι ένας πολύ αποτελεσματικός τρόπος για να αντιμετωπιστεί η μεταβλητότητα παραγωγής από αιολικά.

Στο **κεφάλαιο 1** γίνεται μια σύντομη περιγραφή του αδειοδοτικού καθεστώτος που επικρατεί σήμερα στον ελληνικό χώρο. Δίνονται επίσης πληροφορίες για το αιολικό δυναμικό της χώρας και την διαχρονική εκμετάλλευσή του.

Το **κεφάλαιο 2** εμβαθύνει στον ορισμό της εγγυημένης ισχύος καθώς και της εγγυημένης παροχής ισχύος. Ακόμη, ορίζεται και αναλύεται η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής ενέργειας, ένα θέμα πρωτεύουσας σημασίας για τη μεθοδολογία, η σωστή διαχείριση του οποίου είναι καταλυτική για την εξαγωγή ορθών αποτελεσμάτων.

Στο **κεφάλαιο 3** γίνεται η παρουσίαση και η ενδελεχής ανάλυση της πιθανοτικής μεθοδολογίας υπολογισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος στα πρότυπα άλλων πιθανοτικών εργασιών εκπονημένων από την ΡΑΕ.

Στο **κεφάλαιο 4** παρατίθενται τα αποτελέσματα της εφαρμογής της μεθοδολογίας για πολυάριθμα σενάρια. Αξίζει να αναφερθεί ότι η

μεθοδολογία εφαρμόζεται τόσο σε μη διασυνδεδεμένα νησιά διαφορετικού μεγέθους όσο και στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ).

Τέλος, το **κεφάλαιο 5** περιέχει τα συμπεράσματα που εξάγονται από την ανάλυση των αποτελεσμάτων του κεφαλαίου 4, καθώς επίσης και προτάσεις για τη βελτίωση της μεθοδολογίας.

1. Η παρούσα κατάσταση και οι προοπτικές ανάπτυξης των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα

1.1. Ιστορικά στοιχεία για την αιολική ενέργεια στη Ελλάδα [1],[3]

Από την εποχή των αρχαίων χρόνων, ο άνεμος έχει χρησιμοποιηθεί ως πηγή ενέργειας για τη διευκόλυνση και βελτίωση των ανθρωπίνων αναγκών. Πολλές χώρες, εκ των οποίων εξέχουσα θέση κατέχει η Ελλάδα, χρωστούσαν την ακμή τους και την ευμάρειά τους στον άνεμο που κινούσε τα ιστιοφόρα πλοία τους. Επίσης, στην ξηρά, η δύναμη του ανέμου χρησιμοποιήθηκε στους ανεμομύλους άντλησης νερού ή άλεσης σιτηρών.



Στην Ελλάδα, οι ανεμόμυλοι (Φωτογραφία 1.1.) αποτελούσαν το βασικό τρόπο άλεσης των δημητριακών κατά τη βυζαντινή εποχή αλλά και αργότερα κατά τον περασμένο αιώνα στο ελεύθερο ελληνικό κράτος. Οι περιοχές στις οποίες απαντώνται συχνότερα ανεμόμυλοι είναι ανεμόδαρτες, όπως τα νησιά του Αιγαίου, τα ανατολικά παράλια της ηπειρωτικής Ελλάδας και οι ορεινές περιοχές της ενδοχώρας. Η συντριπτική πλειονότητα των νησιών του Αιγαίου έχουν αλλά και διατηρούν ακόμη και σήμερα ανεμόμυλους. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αυτών αποτελεί η Μύκονος.

Εκτός της προαναφερθείσας χρήσης των ανεμόμυλων, σε πολλές περιοχές της χώρας οι ανεμόμυλοι χρησιμοποιούνταν για την άντληση νερού. Τέτοιοι ανεμόμυλοι εδράζονταν στο νησί της Ρόδου, στους Φούρνους αλλά ιδιαίτερα στην Κρήτη. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι το οροπέδιο του Λασιθίου το οποίο αριθμούσε 10.000 ανεμόμυλους.

Πριν το 1977 η δραστηριότητα στον ελληνικό χώρο στη περιοχή της αιολικής ενέργειας ήταν περιορισμένη και γινόταν μόνο από τη ΔΕΗ. Το πρώτο ελληνικό αιολικό πάρκο κατασκευάστηκε στην Κύθνο πριν από 25 χρόνια περίπου και απαρτιζόταν από 5 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 20 kW έκαστη.

Τη σημερινή εποχή, η τεχνολογία των ανεμογεννητριών παρουσιάζει μεγάλη εξέλιξη, με αντίστοιχη μείωση του κόστους της παραγόμενης

ενέργειας. Επιπρόσθετα, η δέσμευση της χώρας μας στην Ευρωπαϊκή Ένωση να παράγει μέχρι το 2010 το 20% της παραγόμενης ενέργειάς της από Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) φέρνει το ζήτημα της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας στο προσκήνιο. Οι ελληνικές κυβερνήσεις προσαρμόζονται σε μια πιο περιβαλλοντική πολιτική με την εκπόνηση νέων νομοσχεδίων για τις ΑΠΕ καθώς επίσης και με άλλες πολυάριθμες διευκολύνσεις, δίνοντας επιπλέον κίνητρα στο ιδιωτικό τομέα να εισέλθει δυναμικά στο χώρο της παραγωγής ενέργειας.

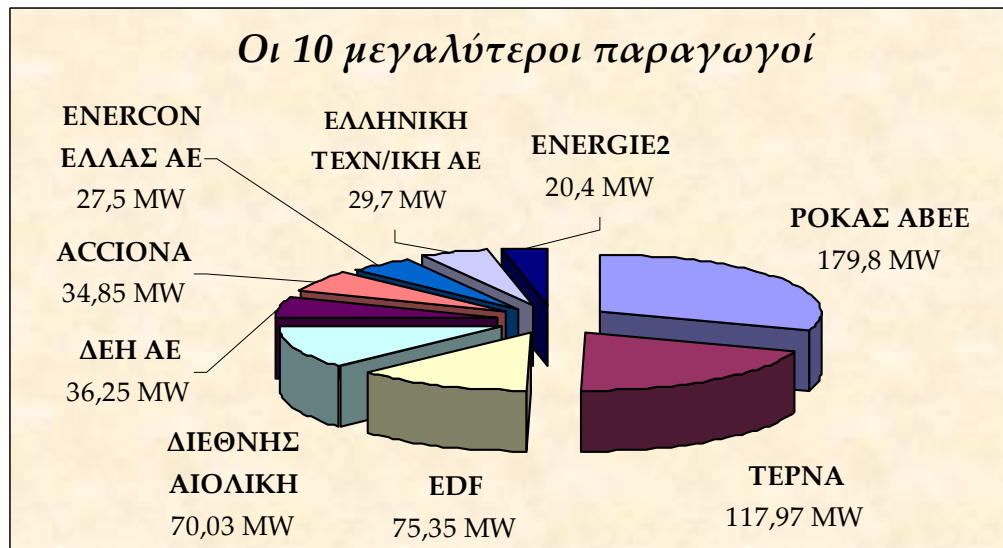
Συνεπώς, σήμερα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των ελληνικών αιολικών πάρκων προσεγγίζει τα 746,56 MW [3]. Τα σημερινά αιολικά πάρκα εκτείνονται από την Ροδόπη ως την Κρήτη. Πιο συγκεκριμένα, τα περισσότερα αιολικά πάρκα βρίσκονται στην Εύβοια, στη Θράκη, στην Ανατολική Πελοπόννησο και στην Κρήτη. Οι περιοχές αυτές είναι προικισμένες με πολύ πλούσιο αιολικό δυναμικό.

Μια πληρέστερη εικόνα της ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα την τελευταία 25ετία απεικονίζεται στο διάγραμμα 1.1.



Διάγραμμα 1.1. [3]

Οι 10 μεγαλύτεροι παραγωγοί αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα παρουσιάζονται στο διάγραμμα 1.2. Όπως παρατηρούμε, οι ιδιωτικές επενδύσεις είναι η αιχμή του δόρατος της ελληνικής αιολικής παραγωγής ενέργειας. Πολλές ελληνικές επιχειρήσεις πρωταγωνιστούν στον τομέα της αιολικής ενέργειας, όμως τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μαζική είσοδος ξένων επενδυτών είτε με κατασκευή νέων αιολικών πάρκων είτε με εξαγορά ελληνικών αιολικών επιχειρήσεων.

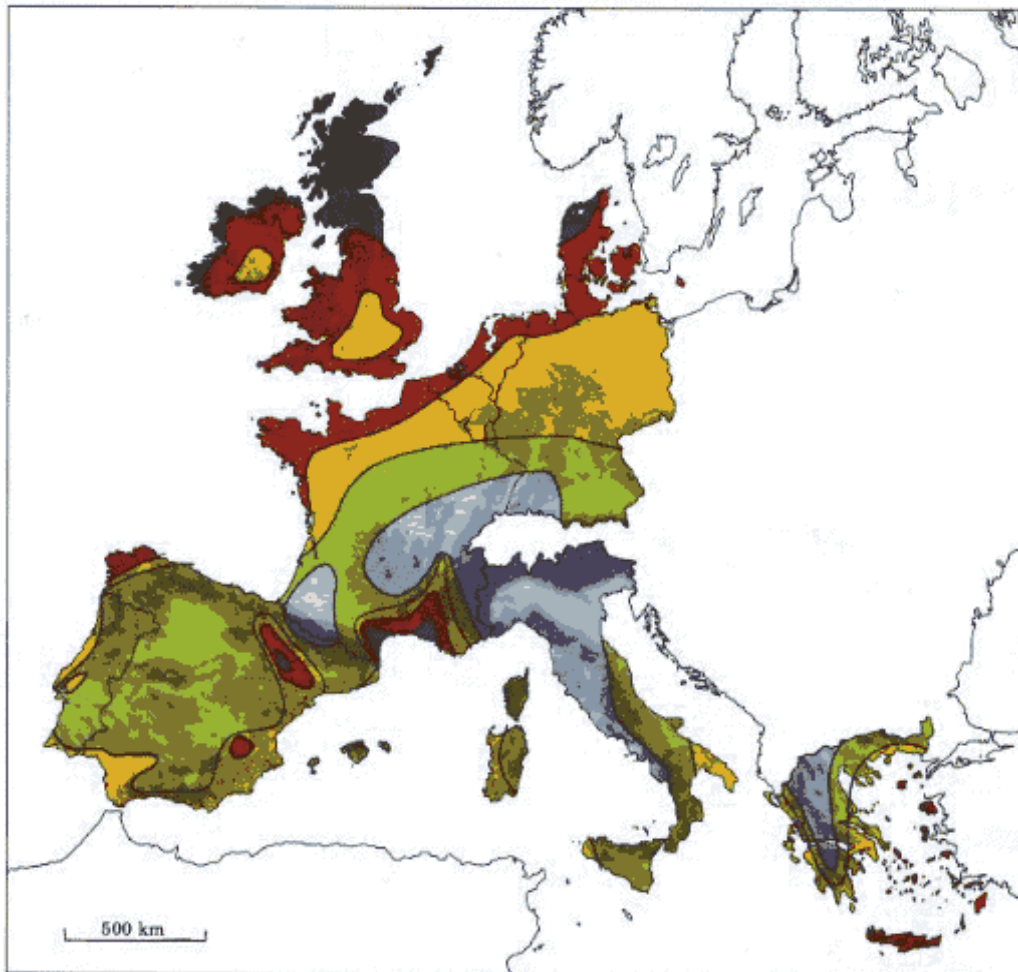


Διάγραμμα 1.2. [3]

1.2. Το αιολικό δυναμικό της Ελλάδας

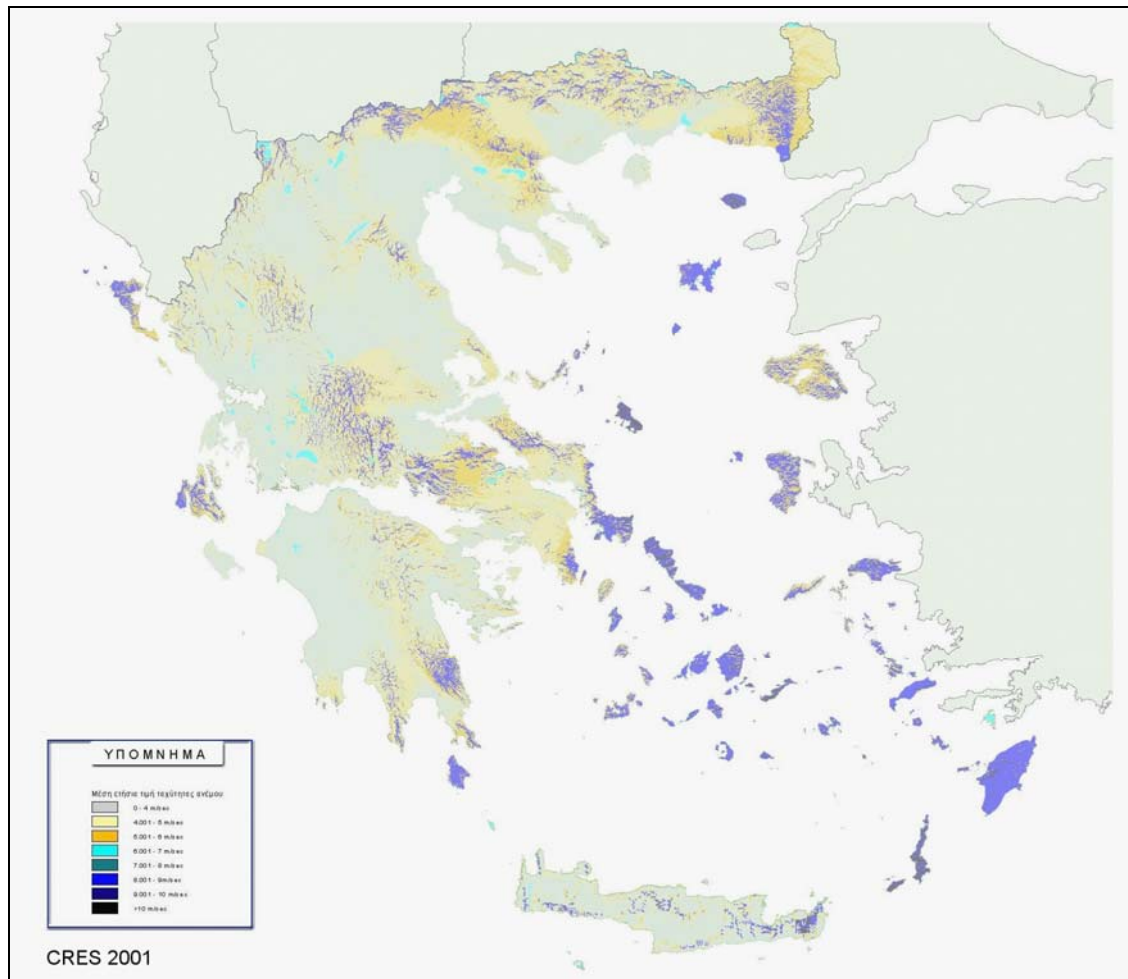
Η Ελλάδα έχει ένα από τα πλουσιότερα αιολικά δυναμικά σε σχέση με τις υπόλοιπες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης όπως είναι εύκολα αντιληπτό παρατηρώντας το σχήμα 1.1.

Επίσης, εξετάζοντας το σχήμα 1.2., διαφαίνεται ότι στον ελληνικό νησιωτικό χώρο καθώς και στις ανατολικές ακτές της Ηπειρωτικής χώρας πνέουν άνεμοι μεγάλης ταχύτητας. Αξίζει να σημειωθεί ότι στα νησιά του Αιγαίου το αιολικό δυναμικό είναι από τα πλουσιότερα σε όλη την Ευρώπη και μόνον το αιολικό δυναμικό των ακτών της Αγγλίας μπορεί να συγκριθεί μαζί του. Οφείλουμε επιπροσθέτως να κάνουμε ιδιαίτερη μνεία στην περιοχή της Εύβοιας, της Θράκης και της Κρήτης. Και στις τρεις αυτές περιοχές, το αιολικό δυναμικό είναι εξαιρετικό και τυγχάνει ενεργειακής εκμετάλλευσης. Αντίθετα, η Πελοπόννησος αποτελεί μια ιδιαίτερη περίπτωση καθώς το εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό της δεν μπορεί προς το παρόν να τύχει ενεργειακής εκμετάλλευσης λόγω του ανεπαρκούς συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπρόσθετα, η Κέρκυρα και η Κεφαλληνία αφενός μεν είναι προικισμένες με πλούσιο αιολικό δυναμικό, αφετέρου δε έχουν ήδη διασυνδεθεί με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Τέλος, στην Κρήτη, που είναι ένα τελείως ανεξάρτητο σύστημα, πνέουν εξαιρετικής ταχύτητας άνεμοι κυρίως στην περιοχή του οροπεδίου του Λασιθίου.



Wind resources ¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions										
	Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}
Dark Blue	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
Red	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Yellow	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Light Green	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
Blue	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

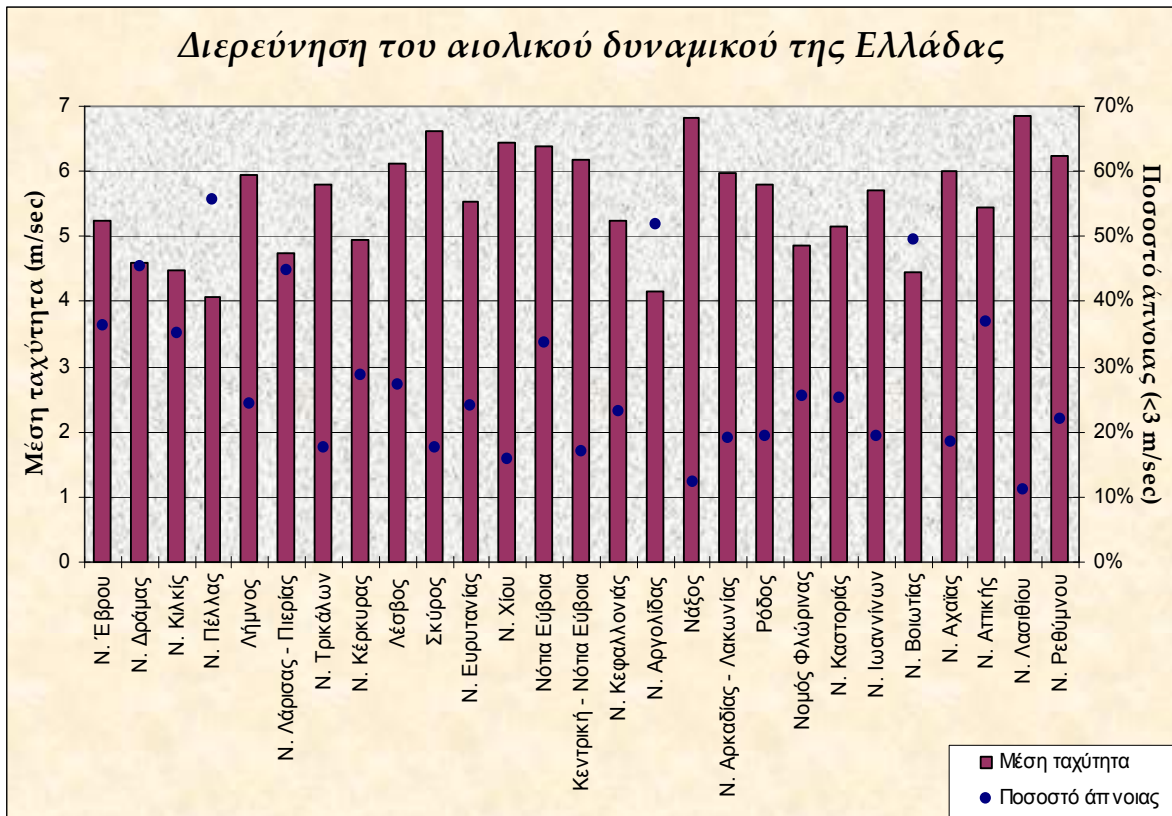
Σχήμα 1.1. Ευρωπαϊκός αιολικός χάρτης στα 50m από το έδαφος [1]



Σχήμα 1.2. Αιολικός χάρτης της Ελλάδας [4]

Γενικά, η κύρια διεύθυνση των ανέμων στην Ελλάδα είναι η Βόρεια ενώ η δευτερεύουσα η Νότια. Πιο συγκεκριμένα, στη Βόρεια Ελλάδα, κύρια διεύθυνση είναι η Βόρειο-Ανατολική, στην Κεντρική Ελλάδα η Βόρεια, ενώ στη Νότια Ελλάδα η Βόρειο Δυτική. Συνεπώς, παρατηρείται ότι ο άνεμος σταδιακά αλλάζει κατεύθυνση, ενώ υπάρχουν και τοπικά φαινόμενα λόγω της πολύ σύνθετης τοπογραφίας στον ελληνικό χώρο που δημιουργούν αποκλίσεις.

Εν συνεχεία, σημαντικές πληροφορίες μπορούμε να αντλήσουμε από το διάγραμμα 1.3. το οποίο πραγματεύεται και αναλύει τα ανεμολογικά δεδομένα που λήφθηκαν υπ' όψη στην παρούσα διπλωματική εργασία. Τα δεδομένα αποτελούν προβλέψεις της ταχύτητας του ανέμου ανά τρίωρο σε 24 διαφορετικά σημεία του ελλαδικού χώρου για το έτος 2006. Στο διάγραμμα 1.3., παρουσιάζεται η μέση ετήσια τιμή της ταχύτητας και το ποσοστό άπνοιας για κάθε ένα από τα 24 σημεία του ελλαδικού χώρου για το έτος 2006.



Διάγραμμα 1.3.

Επίσης, αξίζει να σημειωθεί ότι μετά από πολυετείς έρευνες του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), εκπονήθηκε μία έρευνα που αφορά στην εκτίμηση του τεχνικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού στον ελληνικό χώρο. Η εν λόγω έρευνα, λαμβάνοντας υπόψη διάφορους γενικούς περιορισμούς (αρχαιολογικούς χώρους, ζώνες οικιστικού ελέγχου, αεροδρόμια, στρατιωτικούς χώρους, προστατευόμενες περιοχές "Natura", κλπ) εντόπισε τις περιοχές εκείνες που πληρούν τις βασικές τεχνικές και περιβαλλοντικές προϋποθέσεις για την εγκατάσταση Αιολικών Πάρκων. Στα πλαίσια της ίδιας εργασίας, το ΚΑΠΕ υπολόγισε σε κάθε νομό τη διαθέσιμη έκταση όπου πνέει άνεμος μέσης ετήσιας ταχύτητας μεγαλύτερος από 6,7,8,9 και 10 m/s, την συνολική ισχύ που «χωράει» να εγκατασταθεί, τον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και άλλα. Συνοπτικά αποτελέσματα αυτής της μελέτης παρουσιάζονται στον πίνακα 1.1. ανά περιφέρεια της χώρας.

Πίνακας 1.1. Αιολικό Δυναμικό ανά περιφέρεια (ΚΑΠΕ, 2001) [2],[4]						
Περιφέρεια	Μεγέθη	Ταχύτητα ανέμου (m/sec)				
		>6	>7	>8	>9	>10
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ & ΘΡΑΚΗΣ (Νομοί Δράμας, Έβρου, Ξάνθης, Ροδόπης, Καβάλας)	έκταση (km ²)	333,4	85,0	16,3	1,7	
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,7	7,6	8,5	9,3	
	MW	11376,8	2927,2	569,8	57,6	
	CF (%)	24,6	31,0	36,7	41,7	
ΚΕΝΤΡΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ (Νομοί Ημαθίας, Θεσσαλονίκης, Χαλκιδικής, Κιλκίς, Σερρών, Πιερίας, Πέλλας)	έκταση (km ²)	193,6	42,6	9,7	2,6	
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,7	7,7	8,8	10,0	
	MW	6524,8	1468,0	339,2	92,8	
	CF (%)	24,1	31,5	38,3	43,9	
ΔΥΤΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ (Νομοί Κοζάνης, Γρεβενών, Καστοριάς, Φλωρίνης)	έκταση (km ²)	2,4	2,3	1,5	0,9	0,5
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,2	9,0	9,7	10,6	11,7
	MW	79,2	65,6	44,0	28,8	13,6
	CF (%)	20,8	38,2	42,4	45,5	49,5
ΗΠΕΙΡΟΥ (Θεσπρωτίας, Ιωαννίνων, Πρεβέζης, Αρτας)	έκταση (km ²)	7,6	5,8	1,1	0,5	0,1
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,6	7,7	9,0	10,0	11,2
	MW	248,0	189,3	38,9	15,2	4,0
	CF (%)	23,0	32,0	40,0	44,9	50,4
ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ (Νομοί Λαρίσης, Μαγνησίας, Καρδίτσας, Τρικάλων) και Βόρειες Σποράδες	έκταση (km ²)	27,5	18,4	4,2	0,8	0,4
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,8	7,7	8,8	10,6	11,8
	MW	904,8	612,8	141,6	26,4	12,0
	CF (%)	24,6	31,9	38,5	46,9	51,5
ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ (Ζακύνθου, Κερκύρας, Κεφαλληνίας, Λευκάδος)	έκταση (km ²)		39,4	13,8	4,6	1,3
	μέση ταχύτητα (m/s)		8,0	8,9	9,8	10,7
	MW		1284,3	461,1	153,6	40,8
	CF (%)		33,4	39,1	44,0	48,1
ΔΥΤΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ (Νομοί Αιτωλοακαρνανίας, Αχαΐας, Ηλείας)	έκταση (km ²)	6,6	1,3	0,3	0,1	
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,6	7,7	8,6	9,3	
	MW	211,2	39,4	9,6	2,1	
	CF (%)	23,6	30,9	37,1	41,3	
ΣΤΕΡΕΑΣ ΕΛΛΑΔΑΣ (Νομοί Ευβοίας, Βοιωτίας, Φθιώτιδος, Φωκίδος, Ευρυτανίας)	έκταση (km ²)	189,0	185,7	99,2	62,4	40,5
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,8	8,8	10,0	10,9	11,6
	MW	6334,4	6291,8	3380,0	2131,5	1384,8
	CF (%)	25,4	37,4	43,9	47,9	50,5
ΑΤΤΙΚΗΣ - ΝΟΜΟΣ ΑΤΤΙΚΗΣ	έκταση (km ²)		20,1	8,0	3,4	1,2
	μέση ταχύτητα (m/s)		8,0	9,1	9,9	10,9
	MW		666,4	268,8	116,0	41,6
	CF (%)		34,4	40,6	45,1	48,8
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ (Νομοί Αργολίδος, Αρκαδίας, Λακωνίας, Μεσσηνίας, Κορινθίας)	έκταση (km ²)	70,0	57,4	17,4	3,9	1,0
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,8	7,8	8,7	9,7	10,6
	MW	2296,0	1961,6	599,2	135,2	32,8
	CF (%)	22,1	32,5	39,1	46,6	47,4
ΒΟΡΕΙΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ (Νομοί Λέσβου, Σάμου, Χίου,	έκταση (km ²)		192,7	70,6	24,8	9,9
	μέση ταχύτητα (m/s)		6,5	7,7	9,2	10,8
	MW		6592,8	2452,8	871,2	346,4
	CF (%)		28,0	34,3	41,4	47,7
ΝΟΤΙΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ (Νομοί Δωδεκανήσου, Κυκλάδων,	έκταση (km ²)	10,1	579,9	367,0	207,1	113,2
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,6	8,9	9,8	10,7	11,8
	MW	346,4	17712,1	11073,3	6161,9	3469,9
	CF (%)	23,7	38,6	42,9	47,3	50,6
ΚΡΗΤΗΣ (Νομοί Ηρακλείου, Λασιθίου, Χανίων, Ρεθύμνης)	έκταση (km ²)		60,8	38,2	23,9	16,8
	μέση ταχύτητα (m/s)		9,1	10,1	10,9	11,5
	MW		1897,6	1192,0	742,4	513,6
	CF (%)		38,9	43,9	47,8	49,6
Σύνολο	έκταση (km ²)	840,2	1291,4	647,2	336,5	184,7
	μέση ταχύτητα (m/s)	6,5	8,2	9,4	10,6	11,6
	MW	28322	41709	20570	10535	5859
	CF (%)	23,6	34,8	41,4	46,7	50,1

1.3. Περιγραφή της αδειοδοτικής διαδικασίας

Οι απαιτούμενες άδειες για την εγκατάσταση και την εκμετάλλευση ενός αιολικού πάρκου είναι οι εξής:

- Άδεια Παραγωγής
- Άδεια Εγκατάστασης
- Άδεια Λειτουργίας

1.3.1. Άδεια παραγωγής

Η άδεια παραγωγής [2],[5] εκδίδεται από το Υπουργείο Ανάπτυξης (ΥΠΑΝ) έπειτα από θετική γνωμοδότηση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ). Πρόκειται για μια όχι ιδιαίτερα χρονοβόρα διαδικασία και δεν απαιτείται έγκριση άλλων φορέων.

Η αίτηση αυτή πρέπει να συνοδεύεται από την οργανωτική και διοικητική δομή του αιτούντος, πρόσφατες λογιστικές καταστάσεις, συνοπτική παρουσίαση του επιχειρηματικού σχεδίου, στοιχεία για τις σημαντικού ύψους αναμενόμενες μεταγενέστερες εκροές κεφαλαίου συμπεριλαμβανομένων και των εκροών για την αποξύλωση των εγκαταστάσεων, χρονοδιάγραμμα κατασκευής, πρόγραμμα εκτέλεσης δοκιμών και αναμενόμενη ημερομηνία έναρξης εμπορικής λειτουργίας της εγκατάστασης παραγωγής, μελέτη σκοπιμότητας, χρηματοοικονομική αξιολόγηση, χρηματοδοτικό σχήμα.

Η αξιολόγηση των αιτήσεων που υποβάλλονται στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας για τη λήψη άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τους ενδιαφερόμενους φορείς για έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στην Ελλάδα, διενεργείται με βάση τον Κανονισμό Αδειών Παραγωγής. Ο κανονισμός αυτός προβλέπει τα παρακάτω κριτήρια:

- i. την ασφάλεια και προστασία του Συστήματος, του Δικτύου, των εγκαταστάσεων παραγωγής και του συνδεδεμένου εξοπλισμού
- ii. την προστασία του περιβάλλοντος
- iii. την αποδοτική παραγωγή και χρήση ηλεκτρικής ενέργειας
- iv. την πρωτογενή πηγή ενέργειας και την τεχνολογία που προβλέπεται να χρησιμοποιηθεί
- v. τις τεχνικές, οικονομικές και χρηματοδοτικές δυνατότητες του αιτούντος
- vi. την ωριμότητα του έργου προκειμένου για άδεια παραγωγής
- vii. τις υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών δημόσιας ωφέλειας

- viii. το μακροπρόθεσμο ενεργειακό προγραμματισμό της χώρας
- ix. την προστασία των καταναλωτών
- x. τις επισημάνσεις άλλων δημοσίων αρχών σχετικά με τα θέματα εθνικής ασφάλειας

1.3.2. Άδεια εγκατάστασης

Η άδεια εγκατάστασης [2],[6] εκδίδεται από την οικεία περιφέρεια και είναι η πιο χρονοβόρα και επίπονη διαδικασία, καθώς απαιτεί την έγκριση από πολλούς φορείς. Προϋπόθεση για την υποβολή αιτήματος για έκδοση άδειας εγκατάστασης, είναι η κατοχή ισχύουσας άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η αίτηση υποβάλλεται στο Γενικό Γραμματέα της οικείας περιφέρειας. Στα πλαίσια της έκδοσης άδειας εγκατάστασης σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, απαραίτητη είναι η Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση (ΠΠΕΑ), καθώς επίσης και η Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (ΕΠΟ) και Έγκριση Επέμβασης (Ε.Επ.) σε δάσος ή δασική έκταση.

Σύμφωνα με την Υ.Α.1726/2003 για την έκδοση της ΠΠΕΑ, απαιτούνται γνωμοδοτήσεις από το Δασαρχείο, την Πολεοδομική Υπηρεσία, Εφορείες Αρχαιοτήτων, Οργανισμό Τηλεπικοινωνιών Ελλάδος, Υπηρεσία Πολιτικής Αεροπορίας, Γενικό Επιτελείο Εθνικής Άμυνας, Ελληνικός Οργανισμός Τουρισμού, Οργανισμοί Ρυθμιστικού Σχεδίου και Προστασίας Περιβάλλοντος της Αθήνας ή της Θεσσαλονίκης (αποκλειστικά για τα έργα στις περιοχές δικαιοδοσίας αυτών των οργανισμών).

Για την έκδοση της ΕΠΟ απαιτούνται γνωμοδοτήσεις από το Νομαρχιακό Συμβούλιο της Οικείας Νομαρχιακής Αυτοδιοίκησης και τους Οργανισμούς Ρυθμιστικού Σχεδίου και Προστασίας Περιβάλλοντος της Αθήνας ή της Θεσσαλονίκης (αποκλειστικά για τα έργα στις περιοχές δικαιοδοσίας αυτών των οργανισμών).

Για την έκδοση της Ε.Επ. απαιτείται γνωμοδότηση από το Δασαρχείο, ενώ συνεκτιμάται η μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων.

Σύμφωνα με την Υ.Α.2000/2002, τα υποβλητέα δικαιολογητικά για να εκδοθεί η άδεια εγκατάστασης είναι τα ακόλουθα:

- i. Συνοπτική μελέτη – περιγραφή του έργου συνοδευόμενη από τοπογραφικό διάγραμμα κλίμακας 1:5000 με ακριβή αποτύπωση της θέσης του σταθμού.
- ii. Νόμιμο αποδεικτικό αρχείο αποκλειστικής χρήσης του γηπέδου ή χώρου εγκατάστασης του σταθμού δυνάμει εμπράγματος δικαιώματος ή ενοχικής σχέσης.

- iii. Θεωρημένο αντίγραφο κάθε επιμέρους σχετικής έγκρισης ή πράξης απόρριψης για την έκδοση της άδειας εγκατάστασης, που εκδίδεται από δημόσια αρχή σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία.
- iv. Υπεύθυνη δήλωση του ιδιοκτήτη του σταθμού για την ανάθεση της μελέτης εγκατάστασης.
- v. Υπεύθυνη δήλωση του μελετητή για την ανάληψη της μελέτης εγκατάστασης.
- vi. Παραστατικά πληρωμή προβλεπόμενων φόρων, κρατήσεων, τελών κ.λ.π.

Με την άδεια εγκατάστασης, ο επενδυτής προχωρά στην εγκατάσταση του έργου.

1.3.3. Άδεια λειτουργίας

Η διαδικασία έκδοσης της άδειας λειτουργίας [2],[6] είναι μια τυπική, μη χρονοβόρα διαδικασία. Πιο συγκεκριμένα, μέσα σε 10 ημέρες από τη συμπλήρωση του φακέλου με τα απαραίτητα δικαιολογητικά, η αδειοδοτούσα αρχή εκδίδει την άδεια λειτουργίας. Τα δικαιολογητικά χορήγησης άδειας λειτουργίας είναι τα ακόλουθα:

- i. Επικυρωμένο αντίγραφο της σχετικής σύμβασης σύνδεσης που έχει συναφθεί μεταξύ Παραγωγού και ΔΕΣΜΗΕ εάν ο σταθμός συνδέεται απευθείας στο σύστημα ή μεταξύ παραγωγού και ΔΕΗ ΑΕ, ως διαχειριστή του δικτύου, εάν ο σταθμός συνδέεται με το δίκτυο ή μέσω αυτού με το σύστημα. Η σύμβαση συνάπτεται μετά τη χορήγηση των οικείων αδειών παραγωγής και εγκατάστασης.
- ii. Βεβαίωση του διαχειριστή του συστήματος, εάν ο σταθμός συνδέεται απευθείας στο σύστημα, ή του διαχειριστή του δικτύου, αν ο σταθμός συνδέεται με το δίκτυο, περί ολοκλήρωσης των κατασκευών του δικτύου σύνδεσης και των λοιπών αναγκαίων καταστάσεων του παραγωγού για την πραγματοποίηση της σύνδεσης με τήρηση ελάχιστων προδιαγραφών που ορίζονται στη σύμβαση σύνδεσης, τον κώδικα διαχείρισης του συστήματος και τον κώδικα διαχείρισης του δικτύου.
- iii. Σε περίπτωση που η ηλεκτρική ισχύς του σταθμού δεν υπερβαίνει τα όρια που τίθενται στο άρθρο 35 του Ν. 2773/1999, συνδεδεμένου στο σύστημα ή σε δίκτυο, επικυρωμένο αντίγραφο της σχετικής σύμβασης αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας που έχει συναφθεί μεταξύ παραγωγού και ΔΕΣΜΗΕ ή ΔΕΗ Α.Ε. ως διαχειρίστρια του δικτύου.

- iv. Νόμιμα θεωρημένο αντίγραφο οικοδομικής άδειας για τις δομικές κατασκευές, όπως τα θεμέλια των πύργων των ανεμογεννητριών και τα οικήματα στέγασης του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού παραγωγής και ελέγχου, περιλαμβανομένων των μετασχηματιστών και αντίγραφο σχετικής θεώρησης της οικείας πολεοδομικής Υπηρεσίας για τα έργα αιολικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, τα οποία σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 3 παρ. 4 του Ν. 2244/1994 θεωρούνται ως ηλεκτρομηχανολογικές εγκαταστάσεις και με τις διατάξεις του άρθρου 2 παρ. 7 του Ν. 2941/2001 απαλλάσσονται της υποχρέωσης έκδοσης οικοδομικής άδειας.
- v. Πιστοποιητικό της αρμόδιας Υπηρεσίας του Πυροσβεστικού Σώματος, ότι έχουν ληφθεί όλα τα απαραίτητα μέτρα πυρασφάλειας σύμφωνα με τις υποδείξεις της.
- vi. Έκθεση αυτοψίας της Αδειοδοτούσας Αρχής ή της αρμόδιας Υπηρεσίας της οικείας Περιφέρειας, με την οποία βεβαιώνεται η τήρηση των όρων και περιορισμών της άδειας εγκατάστασης.
- vii. Υπεύθυνη δήλωση του φορέα του έργου με την οποία να βεβαιώνεται ότι έχουν τηρηθεί οι όροι της απόφασης έγκρισης περιβαλλοντικών όρων κατά τη φάση κατασκευής του έργου και ότι θα τηρούνται κατά την φάση της λειτουργίας του. Αν διαπιστωθούν διαφοροποιήσεις όρων και περιορισμών τότε θα απαιτηθεί χορήγηση νέας απόφασης έγκρισης περιβαλλοντικών όρων.
- viii. Κοινή υπεύθυνη δήλωση του αιτούντος και του επιβλέψαντος την εγκατάσταση μηχανικού ότι όλα τα έργα έγιναν σύμφωνα με την άδεια εγκατάστασης, τους ισχύοντες κανονισμούς και διατάξεις και τους κανόνες της τέχνης και της επιστήμης.
- ix. Υπεύθυνη δήλωση του ιδιοκτήτη του έργου για την ανάθεση της επίβλεψης της λειτουργίας του σταθμού σε κατά νόμο αρμόδιο μηχανικό.
- x. Υπεύθυνη δήλωση του μηχανικού επίβλεψης της λειτουργίας του σταθμού για αποδοχή της ανάθεσης και της τήρησης κατά τη λειτουργία του σταθμού των όρων και κανονισμών για την προστασία του περιβάλλοντος και για την ασφάλεια και την υγεία των απασχολούμενων στο σταθμό.

Η άδεια λειτουργίας εκδίδεται με την ολοκλήρωση του έργου.

1.4. Μελέτη και επεξεργασία στοιχείων αδειών για το 2006

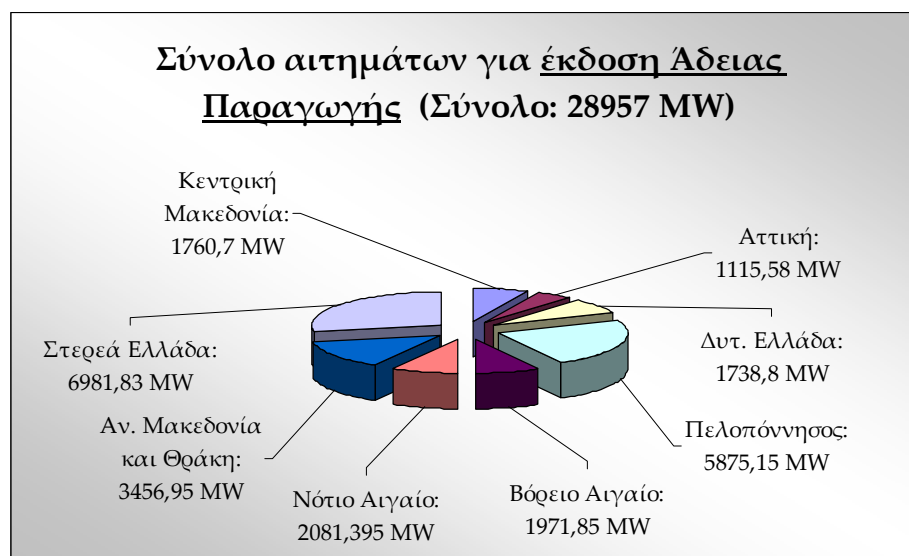
Στον πίνακα 1.2. παρατίθενται το σύνολο αιτημάτων για έκδοση αδειών παραγωγής, οι εκδοθείσες άδειες παραγωγής, εγκατάστασης και λειτουργίας για κάθε περιφέρεια της χώρας το έτος 2006 σύμφωνα με το Υπουργείο Ανάπτυξης.

Περιφέρεια	Σύνολο αιτημάτων για έκδοση Αδειών Παραγωγής		Εκδοθείσες Άδειες Παραγωγής		Εκδοθείσες Άδειες Εγκατάστασης		Εκδοθείσες Άδειες Λειτουργίας	
	Σύνολο αιτημάτων	Σύνολο (MW)	Σύνολο Αδειών	Σύνολο (MW)	Σύνολο Αδειών	Σύνολο (MW)	Σύνολο Αδειών	Σύνολο (MW)
Δυτικής Μακεδονίας	32	942,5	12	389,45	2	76,9	-	-
Ηπείρου	39	761,1	7	114,55	-	-	-	-
Ιονίων Νήσων	55	923,7	10	182,25	4	85	1	10,2
Κεντρικής Μακεδονίας	76	1760,7	20	396,15	1	17	1	17
Νομού Αττικής	75	1115,58	18	251,88	2	31,45	-	-
Δυτικής Ελλάδας	78	1738,8	22	503,75	5	94,15	2	36,05
Θεσσαλίας	25	451,3	7	126,83	3	50	1	17
Πελοποννήσου	306	5875,15	59	988,05	13	232,15	-	-
Βορ. Αιγαίου	99	1971,85	26	30,43	18	21,83	15	15,68
Νοτ. Αιγαίου	160	2081,4	52	169,78	25	52,01	15	31,54
Κρήτης	85	699,85	43	216,62	28	156,09	16	98,65
Αν. Μακεδονίας και Θράκης	185	3456,95	29	456,45	10	196	9	163,05
Στερεάς Ελλάδας	398	6981,83	151	2283,99	46	476	28	200,55
Γενικό σύνολο	1613	28760,7	456	6110,16	157	1488,58	88	589,72

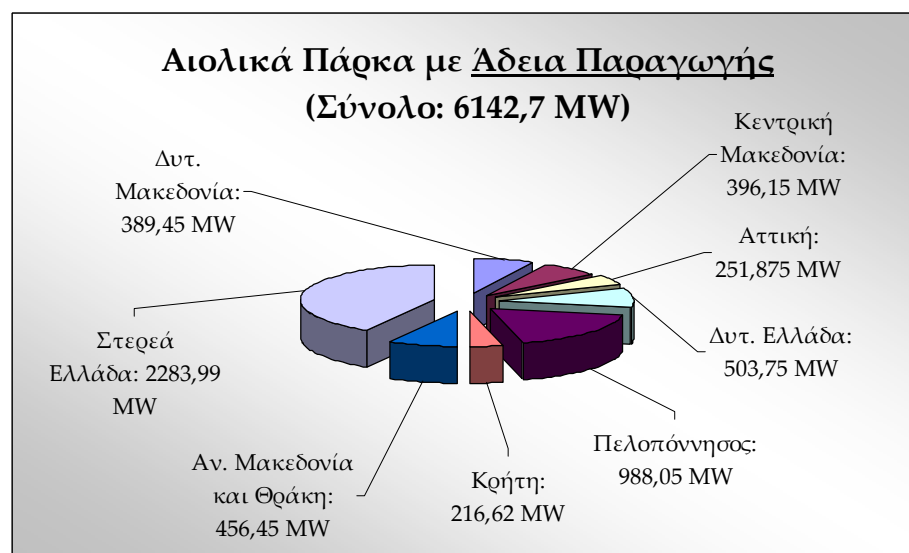
Μετά από επεξεργασία αυτού του πίνακα, προκύπτουν τα διαγράμματα 1.4. – 1.9., τα οποία μας δίνουν μια πιο ενδελεχή εικόνα της καταστάσεως που επικρατεί σήμερα στην Ελλάδα όσον αφορά την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας.

Βεβαίως, είναι αντιληπτό ότι όλες οι αιτήσεις δε δύναται να ικανοποιηθούν. Από την άλλη μεριά, παρατηρείται μια στασιμότητα και μια κωλυσιεργία στην υλοποίηση των έργων. Τα κυριότερα εμπόδια για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα οφείλονται: [2]

- Στις επίπονες, εξαντλητικές και χρονοβόρες διαδικασίες αδειοδότησης.
- Στην ανάγκη για εκτεταμένες επεκτάσεις και ενισχύσεις του δικτύου σε περιοχές με καλό αιολικό δυναμικό (Εύβοια, Ανατολική Πελοπόννησος, Θράκη).
- Στην έλλειψη κτηματολογίου και γενικότερα σχεδιασμού στη χρήση γης.
- Στην ελλιπή ενημέρωση των πολιτών για τα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ.
- Στην αδυναμία αξιοποίησης του αιολικού δυναμικού των νησιών λόγω τεχνικών δυσκολιών.

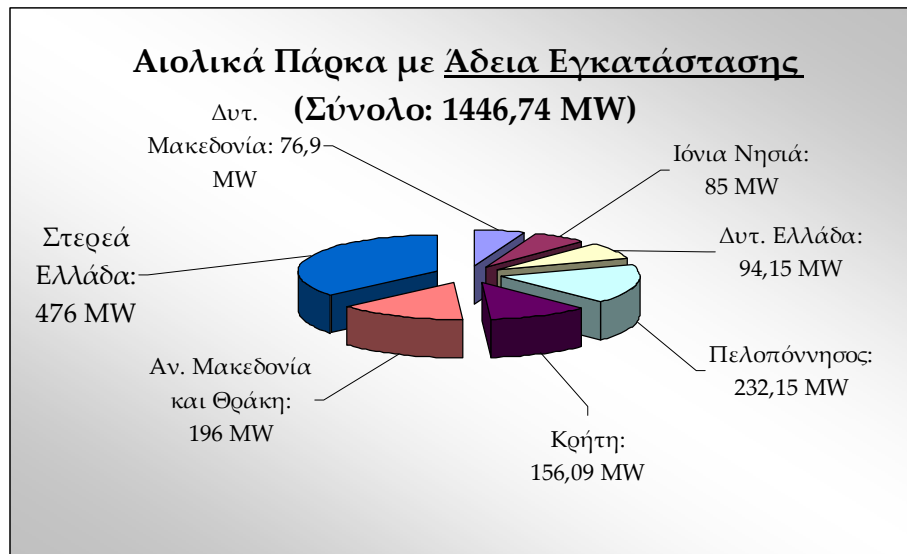


Διάγραμμα 1.4.

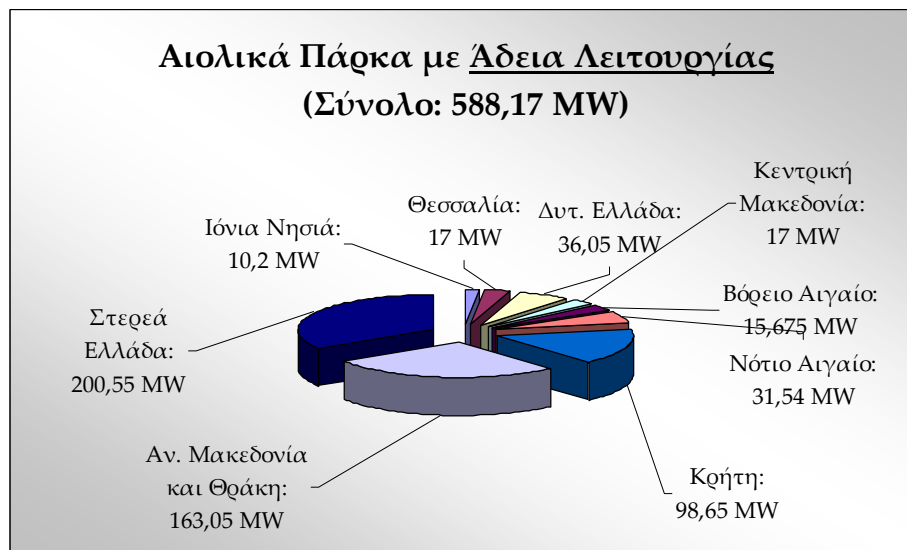


Διάγραμμα 1.5.

Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων



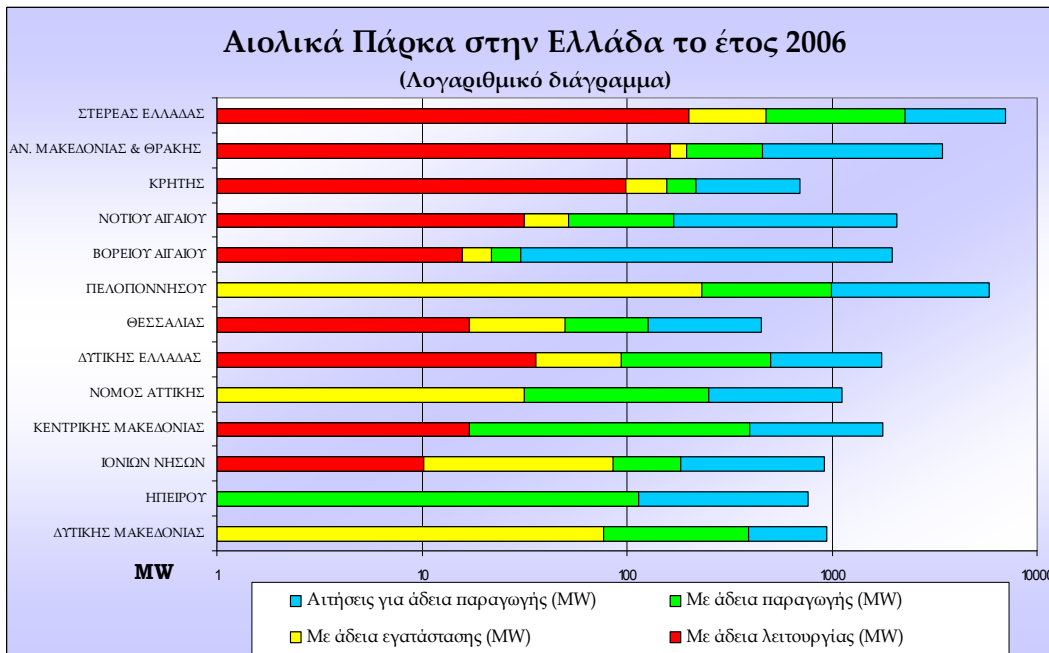
Διάγραμμα 1.6.



Διάγραμμα 1.7.



Διάγραμμα 1.8.



Διάγραμμα 1.9.

Στο σημείο αυτό, πρέπει να διευκρινιστεί ότι το Υπουργείο Ανάπτυξης και η Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας δίνουν αντικρουόμενα στοιχεία σχετικά με την παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα κατά το έτος 2006.

2. Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit)

2.1. Βιβλιογραφική ανασκόπηση του ορισμού της εγγυημένης ισχύος των αιολικών πάρκων

Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) είναι ένας σημαντικός δείκτης αποδοτικότητας μονάδων παραγωγής ενέργειας και ο υπολογισμός του κρίνεται απαραίτητος από τις εταιρείες παραγωγής ενέργειας, τους σχεδιαστές δικτύου και από άλλους υπεύθυνους φορείς λήψης αποφάσεων, ώστε να εκτιμηθεί η ανάγκη εγκατάστασης των μονάδων αυτών. [7],[9]

Σε γενικές γραμμές, μπορούμε να ισχυρισθούμε ότι η εγγυημένη ισχύς ενός αιολικού πάρκου ορίζεται ως η παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά εργοστάσια που μπορεί να «αντικατασταθεί» από ενέργεια παραγόμενη από το αιολικό πάρκο, με την προϋπόθεση ότι δε μειώνεται η αξιοπιστία του συστήματος. Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) του αιολικού πάρκου προκύπτει με αδιαστατοποίηση της εγγυημένης ισχύος και πιο συγκεκριμένα διαιρώντας την με τη συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ. Αν η τιμή του συντελεστή εγγυημένης ισχύος ενός αιολικού πάρκου είναι ίση με το μηδέν, τότε είναι αντιληπτό ότι το αιολικό πάρκο δε συνεισφέρει στην αξιοπιστία του συστήματος και κατά συνέπεια τα συμβατικά εργοστάσια παραγωγής ενέργειας είναι απαραίτητα για την κάλυψη της ζήτησης. Αντίθετα, στην περίπτωση που η τιμή του συντελεστή εγγυημένης ισχύος ενός αιολικού πάρκου είναι μεγαλύτερη από το μηδέν, τότε κάποια συμβατικά εργοστάσια δεν είναι απαραίτητα, επομένως υπάρχουν αναμενόμενα οφέλη τόσο λειτουργικά όσο και στρατηγικά. Διευρύνοντας τον ορισμό για τα αιολικά πάρκα μιας χώρας, καταλήγουμε ότι κατά τον ενεργειακό σχεδιασμό και στρατηγική, μετά από μελέτες μπορεί να αποφευχθεί η εγκατάσταση ενός συμβατικού εργοστασίου το οποίο μπορεί να υποκατασταθεί από τα αιολικά πάρκα χωρίς μείωση της αξιοπιστίας του συστήματος. [8]

Στο σημείο αυτό, απαραίτητη είναι μια ουσιαστική διευκρίνιση που αφορά το χρονικό ορίζοντα του συντελεστή εγγυημένης ισχύος. Πιο συγκεκριμένα, ορίζεται ο ετήσιος, ο εξαμηνιαίος, ο μηνιαίος ή ακόμη και ο εβδομαδιαίος συντελεστής εγγυημένης ισχύος των αιολικών πάρκων. Όλοι αυτοί οι συντελεστές δίνουν πληροφορίες στο διαχειριστή του συστήματος σχετικά με την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από συμβατικά εργοστάσια η οποία δύναται να υποκατασταθεί λόγω της

αιολικής παραγωγής ενέργειας, για το αντίστοιχο εξεταζόμενο χρονικό διάστημα. Κάθε ένας από τους παραπάνω συντελεστές εγγυημένης ισχύος μπορεί λοιπόν να δώσει πολύτιμες πληροφορίες στο διαχειριστή του συστήματος για το χρονικό διάστημα στο οποίο αναφέρεται. Ομολογουμένως, τη γενικότερη εικόνα για ένα σύστημα τη δίνει ο ετήσιος συντελεστής εγγυημένης ισχύος και για το λόγο αυτό η παρούσα διπλωματική εργασία αναφέρεται μόνο σε αυτόν. Από εδώ και στο εξής όταν αναφέρεται ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος θα υπονοείται η ετήσια μορφή αυτού.

Πέραν τούτου, αν η παραγόμενη ενέργεια ενός αιολικού πάρκου είναι γνωστή εκ των προτέρων, δηλαδή μπορεί να προβλεφθεί 24 με 48 ώρες πριν με ακρίβεια, τότε μπορεί να υπάρχουν πολλά και σημαντικά οικονομικά οφέλη. Τα οφέλη δεν περιορίζονται μόνο στην αιολική επιχείρηση αλλά επεκτείνονται και στο διαχειριστή του συστήματος. Ο διαχειριστής, γνωρίζοντας ότι για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα θα έχει αιολική ισχύ, μπορεί να μη θέσει σε λειτουργία συμβατικά εργοστάσια και με τον τρόπο αυτόν εξοικονομεί το λειτουργικό τους κόστος. Είναι άλλωστε γνωστό ότι η έναρξη λειτουργίας για πολλά συμβατικά εργοστάσια είναι μια χρονοβόρα αλλά και δαπανηρή διαδικασία. Πέραν τούτου, υπάρχουν εργοστάσια που μπορούν μέσα σε ένα μικρό χρονικό διάστημα να ενταχθούν στο σύστημα αλλά και άλλα τα οποία χρειάζονται περισσότερο χρόνο και καλύτερο προγραμματισμό. Συνεπώς, η ακριβής πρόβλεψη του ανέμου και άρα η πρόβλεψη της αιολικής παραγόμενης ισχύος μπορεί να δώσει λύσεις. Ο τύπος αυτός της εγγυημένης ισχύος που βασίζεται στην πρόβλεψη του ανέμου δεν εξετάζεται στην παρούσα διπλωματική εργασία. [9]

Για να μελετηθεί ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit), είναι απαραίτητο να ορίσουμε έναν τρόπο βάσει του οποίου η παραγωγή ενέργειας από ένα εργοστάσιο (π.χ. συμβατικό) να υποκαθίσταται από την παραγωγή ενέργειας ενός άλλου εργοστασίου (π.χ. ανεμογεννήτρια). Οι περισσότεροι ερευνητές προτιμούν για αυτήν την διεργασία μία μονάδα μέτρησης που αφορά την αξιοπιστία. Η πιο διαδεδομένη και γνωστή μονάδα μέτρησης αξιοπιστίας είναι η πιθανότητα απώλειας φορτίου (Loss of Load Expectation), γνωστότερη ως LOLE. Η LOLE είναι μία ένδειξη των στατιστικά αναμενόμενων περιπτώσεων, κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου, όπου το σύστημα δεν μπορεί να παρέχει στους καταναλωτές ρεύμα. [9]

2.2. Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής ενέργειας

2.2.1. Περιγραφή του υφιστάμενου συστήματος (μονάδες παραγωγής ενέργειας)

Στον πίνακα 2.1., παρουσιάζονται οι Υφιστάμενοι Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής που είναι συνδεδεμένοι στο σύστημα κατά το έτος 2006.

Πίνακας 2.1. Υφιστάμενοι Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής Συνδεδεμένοι στο Σύστημα [10]				
Παραγωγός	Σταθμός Παραγωγής	Μονάδα Παραγωγής	Εγκ/μένη Ισχύς (MW)	Καθαρή Ισχύς (MW)
Λιγνιτικές μονάδες				
ΔΕΗ	Αγ. Δημήτριος	Αγ. Δημήτριος I,II	2x300	2x274
		Αγ. Δημήτριος III,IV	2x310	2x283
		Αγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	Αμύνταιο	Αμύνταιο I,II	2x300	2x273
ΔΕΗ	Καρδιά	Καρδιά I,II	2x300	2x275
		Καρδιά III,IV	2x325	2x300
ΔΕΗ	Λιπτόλ (Πτολεμαΐδα)	Λιπτόλ I	10	8
		Λιπτόλ II	33	30
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη I	Μεγαλόπολη I,II	2x125	2x113
		Μεγαλόπολη III	300	270
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη II	Μεγαλόπολη IV	300	260
ΔΕΗ	Μελίτη	Μελίτη	330	292,1
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδα	Πτολεμαΐδα I	70	64
		Πτολεμαΐδα II,III	2x125	2x116
		Πτολεμαΐδα IV	300	274
Σύνολο λιγνιτικών μονάδων:			5288	4808,1
Πετρελαϊκές μονάδες				
ΔΕΗ	Αλιβέρι	Αλιβέρι III,IV	2x150	2x144
ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο I	150	143
		Λαύριο II	300	287
Σύνολο πετρελαϊκών μονάδων:			750	718
Μονάδες συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	Κομοτηνή	Κομοτηνή	495	476,3

ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο III (μικρή ΜΣΚ)	180	173,4
		Λαύριο IV (μεγάλη ΜΣΚ)	560	550,2
Ενεργειακή Θες/νίκης	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΕΝΘΕΣ	395	384,5
Σύνολο μονάδων συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ):			1630	1584,4
Μονάδες φυσικού αερίου				
ΔΕΗ	Αγ. Γεώργιος	Αγ. Γεώργιος VIII	160	151
		Αγ. Γεώργιος IX	200	188
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟ- ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	Αεριοστροβλικές μονάδες ανοικτού κύκλου (Νέας Εφεδρείας)	147,8	147,8
Σύνολο μονάδων φυσικού αερίου:			507,8	486,8
Σύνολο Ισχύος:			8175,8	7587,9

Στον πίνακα 2.2., παρουσιάζονται οι Υφιστάμενοι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής που είναι συνδεδεμένοι στο σύστημα κατά το έτος 2006.

Πίνακας 2.2. Υφιστάμενοι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής Συνδεδεμένοι στο Σύστημα [10]				
Παραγωγός	Σταθμός Παραγωγής	Μονάδα Παραγωγής	Εγκατ/νη Ισχύς (MW)	Καθαρή Ισχύς (MW)
Σύνδεση στο Σύστημα μέσω Υ/Σ ανύψωσης Μ.Τ./150 kV				
ΔΕΗ	Άγρας	Άγρας I,II	2x25	2x225
ΔΕΗ	Ασώματα	Ασώματα I,II	2x54	2x54
ΔΕΗ	Γκιώνα	Γκιώνα	8,5	8,5
ΔΕΗ	Εδεσσαίος	Εδεσσαίος	19	19
ΔΕΗ	Θησαυρός	Θησαυρός I-III	3x128	3x128
ΔΕΗ	Καστράκι	Καστράκι I-IV	4x80	4x80
ΔΕΗ	Κρεμαστά	Κρεμαστά I-IV	4x109,3	4x109,3
ΔΕΗ	Λάδωνας	Λάδωνας I,II	2x35	2x35
ΔΕΗ	Λούρος	Λούρος I,II	2x2,5	2x2,5
		Λούρος III	5,3	5,3
ΔΕΗ	Μακροχώρι	Μακροχώρι I-III	3x3,6	3x3,6

Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων

ΔΕΗ	Πηγές Αώου	Πηγές Αώου I,II	2x105	2x105
ΔΕΗ	Πλαστήρας	Πλαστήρας I-III	3x43,3	3x43,3
ΔΕΗ	Πλατανόβρουση	Πλατανόβρουση I,II	2x58	2x58
ΔΕΗ	Πολύφυτο	Πολύφυτο I-III	3x125	3x125
ΔΕΗ	Πουρνάρι I	Πουρνάρι I,I-III	3x100	3x100
ΔΕΗ	Πουρνάρι II	Πουρνάρι II,I-II	2x16	2x16
		Πουρνάρι II,III	1,6	1,6
ΔΕΗ	Στράτος	Στράτος (μεγάλες μονάδες) I,II	2x75	2x75
		Στράτος (μικρές μονάδες) I,II	2x3,1	2x3,1
ΔΕΗ	Σφηκιά	Σφηκιά I-III	3x105	3x105
Σύνδεση στο Τοπικό Δίκτυο Μ.Τ.				
ΔΕΗ	Γλαύκος Αχαΐας	Γλαύκος I,II	3,7	3,7
ΔΕΗ	Βέρμιο Ημαθίας	Βέρμιο I,II	1,8	1,8
ΔΕΗ	Αγ. Ιωάννης Σερρών	Αγ. Ιωάννης	0,7	0,7
Σύνολο Ισχύος:			3058,5	3058,5

Με προσεκτικότερη μελέτη των πινάκων 2.1. και 2.2., διαπιστώνουμε ότι κατά το έτος 2006, η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων ανέρχεται σε 11.234,4 MW, ενώ η καθαρή ισχύς τους ισούται με 10.646,4 MW.

2.2.2. Ορισμός και διερεύνηση της διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής ενέργειας

Τα συμβατικά εργοστάσια παραγωγής ενέργειας όπως ορίστηκαν στην παραπάνω ενότητα, τυχαίνει για κάποιο κλάσμα του χρόνου να βρίσκονται εκτός λειτουργίας είτε λόγω βλάβης, είτε λόγω προγραμματισμένων εργασιών συντήρησης, είτε λόγω άλλων πιθανών προβλημάτων και δυσλειτουργιών. Θεωρείται εξαιρετικά απίθανο οι συμβατικοί σταθμοί να βρίσκονται εκτός λειτουργίας λόγω έλλειψης καυσίμων. Κατά τη διάρκεια εκτεταμένων χρονικών περιόδων κατά τις

οποίες η ζήτηση είναι σταθερά χαμηλή, τα εργοστάσια αυτά αποσυνδέονται από το σύστημα για εργασίες συντήρησης. Συνεπώς, ως διαθεσιμότητα (availability) ορίζεται το ποσοστό του χρόνου κατά το οποίο ένας σταθμός παραγωγής ενέργειας λειτουργεί κανονικά. Ο πίνακας 2.3. δίνει μια σαφή εικόνα της διαθεσιμότητας των ελληνικών συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας.

Πίνακας 2.3. Συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου [11]			
α/α	Μονάδες	EFOR_D (%)	Μέσο EFOR_D ανά κατηγορία μονάδων (%)
1	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	5,94	9,99
2	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	8,256	
3	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	6,486	
4	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	4,11	
5	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	4,128	
6	ΑΜΥΝΤΑΙΟ Ι	7,182	
7	ΑΜΥΝΤΑΙΟ ΙΙ	5,219	
8	ΜΕΛΙΤΗ	8,164	
9	ΚΑΡΔΙΑ Ι	3,849	
10	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	4,531	
11	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	6,702	
12	ΚΑΡΔΙΑ ΙV	12,282	
13	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ Ι	24,761	
14	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙ	27,032	
15	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙΙΙ	17,999	
16	ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ ΙV	16,166	
17	ΛΙΠΤΟΛ	6,42	
18	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ Ι	24,938	
19	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙ	16,771	
20	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙΙ	26,12	
21	ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV	10,446	
22	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙΙΙ	4,062	7,77
23	ΑΛΙΒΕΡΙ ΙV	1,961	
24	ΛΑΥΡΙΟ Ι	4,394	
25	ΛΑΥΡΙΟ ΙΙ	14,238	
26	Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙΙ	10,063	6,44
27	Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	5,766	
28	ΚΟΜΟΤΗΝΗ	5,895	
29	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 8	12,309	7,64
30	ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 9	3,884	

31	ΑΓΡΑΣ	61,148	11,8
32	ΑΣΩΜΑΤΑ	12,259	
33	ΑΩΟΣ	17,332	
34	ΓΚΙΩΝΑ	4,046	
35	ΓΛΑΥΚΟΣ	0	
36	ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	27,865	
37	ΘΗΣΑΥΡΟΣ	3,09	
38	ΘΗΣΑΥΡΟΣ 2	5,285	
39	ΘΗΣΑΥΡΟΣ 3	7,29	
40	ΚΑΣΤΡΑΚΙ	17,476	
41	ΚΡΕΜΑΣΤΑ	13,857	
42	ΛΑΔΩΝΑΣ	12,524	
43	ΛΟΥΡΟΣ	36,252	
44	ΜΑΚΡΟΧΩΡΙ	22,911	
45	ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	13,054	
46	ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	12,079	
47	ΠΟΛΥΦΥΤΟ	15,183	
48	ΠΟΥΡΝΑΡΙ	14,41	
49	ΠΟΥΡΝΑΡΙ 2	7,352	
50	ΣΤΡΑΤΟΣ 1	8,841	
51	ΣΤΡΑΤΟΣ 2	14,982	
52	ΣΦΗΚΙΑ	11,633	
53	ΕΝ.ΘΕΣ.	5,67	

Μία σημαντική διαφορά μεταξύ των συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας και των ανεμογεννητριών είναι ο συντελεστής διαθεσιμότητάς τους. Αν εξεταστεί το θέμα από αμιγώς μηχανολογική σκοπιά, οι ανεμογεννήτριες έχουν πολύ υψηλή διαθεσιμότητα η οποία μπορεί να υπερβαίνει ακόμη και το 95%.

Εν τούτοις, η παραγωγή ισχύος μιας ανεμογεννήτριας μεταβάλλεται με την ταχύτητα του ανέμου σύμφωνα με την καμπύλη ισχύος της, η οποία με τη σειρά της εξαρτάται από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά και το σχεδιασμό της μηχανής. Έτσι λοιπόν, ορίζεται ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας της ανεμογεννήτριας ως το πηλίκο της πραγματικά παραγόμενης ενέργειας σε ένα χρόνο προς την ενέργεια που θα παραγόταν αν η αιολική μηχανή λειτουργούσε όλο το χρόνο (8760 ώρες) με την ονομαστική της ισχύ. Πιο συγκεκριμένα: $CF = \frac{E}{E_R} = \frac{\bar{P}}{P_R}$, όπου

$E_R = 8760 \cdot P_R$. Θεωρητικά, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας υποδηλώνει την ποιότητα σχεδίασης και κατασκευής της μηχανής, σε σχέση με το αιολικό δυναμικό της περιοχής. Ένας ικανοποιητικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας παίρνει τιμές από 25 έως 35%.

2.3. Η εγγυημένη παροχή ισχύος

Η εγγυημένη παροχή ισχύος, γνωστή ως ELCC (Effective Load Carrying Capability), είναι μια έννοια που συνεισφέρει τα μέγιστα στον υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος και μπορεί να εφαρμοσθεί σε μια ευρεία ποικιλία μηχανών παραγωγής ενέργειας. Αν θέλαμε να δώσουμε έναν σύντομο αλλά περιεκτικό ορισμό του ELCC, θα μπορούσαμε να ισχυριστούμε ότι μια γεννήτρια ισχύος 500MW με συντελεστή διαθεσιμότητας 100%, έχει εγγυημένη παροχή ισχύος ίση με 500MW. Επίσης, αν μια γεννήτρια ισχύος 500MW έχει συντελεστή διαθεσιμότητας 85%, τότε η εγγυημένη παροχή ισχύος της είναι $0,85 \cdot 500\text{MW} = 390\text{MW}$. Αυτός ο τρόπος υπολογισμού του ELCC είναι γενικός και δε συνιστάται. Αντίθετα, ο σωστός υπολογισμός της εγγυημένης παροχής ισχύος προϋποθέτει τη γνώση και επεξεργασία ωριαίων φορτίων ζήτησης και ωριαίων τιμών παραγόμενης ενέργειας από συμβατικά εργοστάσια και ανεμογεννήτριες. Πιο συγκεκριμένα, η διαδικασία που πρέπει να ακολουθηθεί είναι η ακόλουθη: [7],[9]

- i. Αρχικά, υπολογίζεται η πιθανότητα απώλειας φορτίου του συστήματος LOLE χωρίς εγκατεστημένη αιολική ισχύ. Η συνήθης εξίσωση που χρησιμοποιείται βασίζεται στο άθροισμα των LOLP (Loss of Load Possibility) και έχει ως εξής: $LOLE = \sum_{i=1}^N P(C_i < L_i)$, όπου

$P()$ η συνάρτηση πιθανότητας, C_i το διαθέσιμο φορτίο από συμβατικές μηχανές παραγωγής ενέργειας την ώρα i και L_i η ζήτηση ενέργειας την ώρα i .

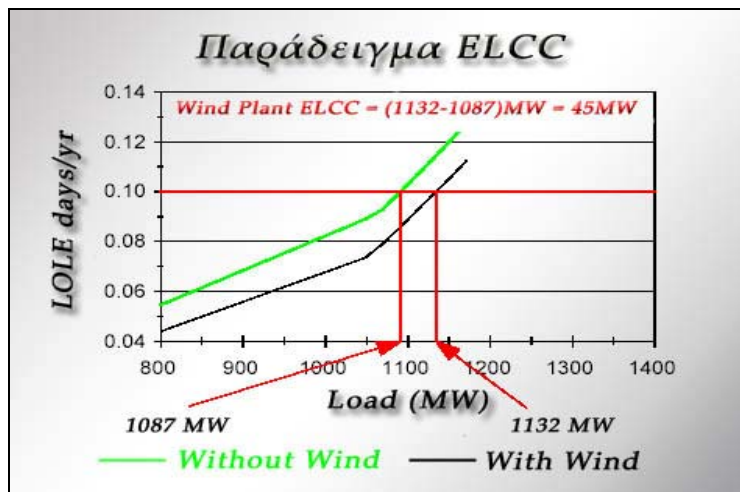
- ii. Στη συνέχεια, υπολογίζεται η πιθανότητα απώλειας φορτίου του συστήματος LOLE' μετά την εγκατάσταση της αιολικής ισχύος ως εξής: $LOLE' = \sum_{i=1}^N P[(C_i + W_i) < L_i]$, όπου W_i η αιολική ισχύς την ώρα i .

Στην περίπτωση όπου έχουμε τοποθετήσει αιολικά πάρκα σε διάφορες περιοχές, αντί της προηγούμενης εξίσωσης θα ήταν πιο βολικό να χρησιμοποιήσουμε την: $LOLE' = \sum_{i=1}^N P[(C_i + \sum_{j=1}^{N_w} W_{i,j}) < L_i]$,

όπου N_w είναι ο συνολικός αριθμός των τοποθεσιών των αιολικών πάρκων, j ο αριθμός που χαρακτηρίζει την κάθε τοποθεσία και $W_{i,j}$ η αιολική ισχύς που παράγεται κατά την ώρα i από το αιολικό πάρκο που βρίσκεται στην τοποθεσία j . Προφανώς θα ισχύει ότι: $LOLE' < LOLE$, δηλαδή τα αιολικά πάρκα προσθέτουν αξιοπιστία στο σύστημα.

- iii. Εάν η αξιοπιστία του συστήματος είναι ήδη σε ανεκτά επίπεδα, μπορούμε να αποτιμήσουμε την εγγυημένη παροχή ισχύος των αιολικών με τον ακόλουθο τρόπο. Υπολογίζουμε κατά πόσο μπορεί να αυξηθεί η ζήτηση και να διατηρηθεί ταυτόχρονα η αξιοπιστία του συστήματος στα επίπεδα πριν την προσθήκη των αιολικών. Εν ολίγοις, ψάχνουμε το E έτσι ώστε να ισχύει η σχέση:
- $$\sum_{i=1}^N P(C_i < L_i) = \sum_{i=1}^N P[(C_i + \sum_{j=1}^{N_w} W_{i,j}) < L_i + E].$$
- Το E τελικά είναι η αύξηση της ζήτησης ισχύος που μπορεί να καλυφθεί από τα αιολικά, ώστε να παραμείνει η αξιοπιστία του συστήματος στα ίδια με πριν επίπεδα. Δηλαδή, το E αντιστοιχεί στην εγγυημένη παροχή ισχύος (ELCC). Είναι αντιληπτό ότι η τελευταία εξίσωση δε λύνεται αναλυτικά παρά μόνο με δοκιμές.
- iv. Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) μπορεί πλέον να υπολογιστεί από τη σχέση: $CC = \frac{ELCC}{P_w}$, όπου P_w είναι η συνολική ονομαστική ισχύς των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων.

Για την πληρέστερη διευκρίνιση της έννοιας της παροχής εγγυημένης ισχύος, παρατίθεται το ακόλουθο παράδειγμα όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα 2.1.[9]



Διάγραμμα 2.1.

Εξετάζοντας προσεκτικότερα το διάγραμμα 2.1., παρατηρούμε ότι η πράσινη γραμμή που συμβολίζει την πιθανότητα απώλειας φορτίου του συστήματος πριν την εγκατάσταση των αιολικών μετατοπίζεται δεξιότερα μετά την προσθήκη των αιολικών. Αυτό σημαίνει ότι το σύστημα γίνεται πιο αξιόπιστο. Βλέπουμε επίσης ότι η πιθανότητα απώλειας φορτίου 0,1 μέρες το χρόνο (δηλαδή 1 μέρα τα 10 χρόνια)

αντιστοιχεί στο φορτίο ζήτησης 1087MW πριν την εγκατάσταση των αιολικών και στο φορτίο ζήτησης 1132MW μετά την εγκατάσταση των αιολικών. Με πιο απλά λόγια, το σύστημα μπορεί να αντέξει αύξηση της ζήτησης ισχύος της τάξεως των 45MW μετά την προσθήκη των αιολικών, με την αξιοπιστία του να παραμένει στο ανεκτό όριο της μίας μέρας ανά 10 χρόνια.

3. Πιθανοτική μεθοδολογία υπολογισμού του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit)

3.1. Εισαγωγή

Η παρούσα μεθοδολογία αφορά στην εκτίμηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος – Capacity Credit της αιολικής ενέργειας στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα καθώς και σε μη διασυνδεδεμένα νησιά όπως η Κρήτη, η Λέσβος και η Σέριφος. Η μεθοδολογία αυτή λαμβάνει υπόψη τα χαρακτηριστικά της ζήτησης του κάθε συστήματος, την παραγωγή ενέργειας των συμβατικών σταθμών που είναι συνδεδεμένοι με το σύστημα, καθώς και τα ανεμολογικά δεδομένα για κάθε περιοχή (εξαρτάται από την περίπτωση) όπου δύναται να εγκατασταθούν ή είναι ήδη εγκατεστημένα αιολικά πάρκα.

Η μεθοδολογία επικεντρώνεται στην παραγόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων αλλά θα μπορούσε κάλλιστα να επεκταθεί προσεκτικά και σε άλλους σταθμούς παραγωγής που αξιοποιούν άλλες μορφές ΑΠΕ ή ακόμη και σε συμβατικούς σταθμούς παραγωγής.

Ο κύριος **στόχος** της μεθοδολογίας είναι ο εξής:

- Η εκτίμηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος της αιολικής ενέργειας σε κάθε περίπτωση βάσει μιας τεκμηριωμένης πιθανοτικής προσέγγισης. [12]

3.2. Αρχές μεθοδολογίας

Οι βασικές αρχές που ακολουθούνται παρατίθενται παρακάτω:

- i. Η εκτίμηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος της αιολικής ενέργειας γίνεται με πιθανοτική ανάλυση, όπου οι πιθανοτικές μεταβλητές είναι η ταχύτητα του ανέμου, η ζήτηση του φορτίου και η διαθέσιμη συμβατική ισχύς. Οι μεταβλητές αυτές θεωρούνται πλήρως ανεξάρτητες μεταξύ τους.
- ii. Ο προσδιορισμός του συντελεστή εγγυημένης ισχύος της αιολικής ενέργειας γίνεται σε ετήσια βάση.
- iii. Λαμβάνονται υπόψη τα χαρακτηριστικά του φορτίου μέσω της ετήσιας καμπύλης διάρκειας.
- iv. Οι ανεμολογικές συνθήκες σε κάθε επιλεγμένη περιοχή λαμβάνονται υπόψη μέσω χρονοσειρών που είναι διαθέσιμες από

- μετρήσεις. Απαραίτητη προϋπόθεση είναι οι μετρήσεις να είναι ταυτόχρονες. Με αυτόν τον τρόπο και δεδομένης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε κάθε περιοχή, υπολογίζεται η παραγόμενη ισχύς. Αθροίζοντας την παραγόμενη αιολική ισχύ στις διάφορες περιοχές προκύπτει η συνολική διαθέσιμη αιολική ισχύς για κάθε ώρα και συνεπώς προκύπτει η κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος.
- v. Χρησιμοποιείται ενιαία καμπύλη ισχύος για την εύρεση της παραγόμενης ισχύος έχοντας ως δεδομένο την ωριαία ταχύτητα του ανέμου σε κάθε περιοχή. Αντίθετα, η εγκατεστημένη ισχύς σε κάθε περιοχή μπορεί να ποικίλει.
 - vi. Θεωρείται ότι η πιθανότητα κάποιας ανεμογεννήτριας να είναι εκτός λειτουργίας για λόγους επισκευής ή συντήρησης είναι 0%. Η παραδοχή αυτή προσεγγίζει την πραγματικότητα καθώς τόσο η συντήρηση όσο και η επισκευή των ανεμογεννητριών λαμβάνει χώρα τις περισσότερες φορές κατά τη διάρκεια άπνοιας.
 - vii. Δεν τίθεται όριο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας σε κάθε σύστημα.
 - viii. Η μεθοδολογία αναφέρεται κυρίως στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, το οποίο αποτελείται από πολλά είδη συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας (λιγνιτικές μονάδες, πετρελαϊκές μονάδες, μονάδες συνδυασμένου κύκλου, μονάδες φυσικού αερίου και υδροηλεκτρικές μονάδες). Για την εφαρμογή της μεθοδολογίας χρειάζεται να είναι γνωστά τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής ισχύος (αριθμός μονάδων, ονομαστική ισχύς, συντελεστής διαθεσιμότητας). Προϋπόθεση όμως για την εφαρμογή της μεθοδολογίας είναι η παραδοχή ότι το ΕΔΣ αποτελείται από ένα συγκεκριμένο αριθμό ίδιων συμβατικών μονάδων με καθορισμένη μέση εγκατεστημένη ισχύ και μέση διαθεσιμότητα. Πρόκειται για μια αναγκαία παραδοχή η οποία δεν απέχει πολύ από την πραγματικότητα και κατά τα φαινόμενα δεν επηρεάζει την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων.
 - ix. Η παραπάνω παραδοχή ισχύει και για τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, της Λέσβου και της Σερίφου. Υποθέτουμε δηλαδή ότι το κάθε αυτόνομο σύστημα αποτελείται από έναν αριθμό ίδιων συμβατικών μονάδων με καθορισμένη μέση εγκατεστημένη ισχύ και μέση διαθεσιμότητα. Στο κεφάλαιο 4 που έχει να κάνει με τα αποτελέσματα, γίνεται λεπτομερέστατη ανάλυση των δεδομένων και κυρίως του τρόπου διαχείρισης των συμβατικών εργοστασίων παραγωγής ενέργειας.
 - x. Επίσης θεωρείται ότι οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας είτε θα αποδίδουν το 100% της εγκατεστημένης τους ισχύος, είτε θα είναι εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης ή προγραμματισμένης συντήρησης.

3.3. Δεδομένα υπολογισμών

Τα δεδομένα που είναι απαραίτητα ώστε να εφαρμοσθεί η μεθοδολογία είναι τα ακόλουθα:

- i. Καμπύλη διάρκειας της ζήτησης, η οποία μπορεί να προκύπτει από ωριαίες χρονοσειρές του φορτίου για ένα έτος. Συνεπώς, συνολικά είναι απαραίτητες 8760 μετρήσεις φορτίου. Τα στοιχεία αυτά κοινοποιούνται κάθε χρόνο από τον Διαχειριστή του Συστήματος.
- ii. Ωριαίες χρονοσειρές του ανέμου σε διάφορες περιοχές της χώρας για το ίδιο έτος. Πιο συγκεκριμένα, για κάθε περιοχή θα πρέπει να υπάρχουν 8760 μετρήσεις ανέμου. Οι μετρήσεις αυτές δύναται να βρεθούν μετά από συνεργασία με εταιρίες που ειδικεύονται στην εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας.
- iii. Η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων σε κάθε περιοχή της χώρας όπου έχουμε μετρήσεις ανέμου.
- iv. Τα χαρακτηριστικά των σταθμών συμβατικής παραγωγής. Πιο συγκεκριμένα για κάθε σύστημα απαιτούνται:
 - a. Ο συνολικός αριθμός των συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας.
 - b. Η μέση εγκατεστημένη ισχύς του κάθε σταθμού.
 - c. Η μέση πιθανότητα κάθε συμβατικός σταθμός παραγωγής να είναι εκτός λειτουργίας για εργασίες συντήρησης ή επισκευής.

3.4. Περιγραφή μεθοδολογίας

Για την εκτίμηση της ετήσιας εγγυημένης ισχύος της αιολικής ενέργειας λαμβάνονται υπόψη τα στοιχεία της παραγράφου 3.3. και με βάση τις αρχές που αναφέρθηκαν στην παράγραφο 3.2. ακολουθείται η εξής διαδικασία:

- i. Προσδιορίζεται η διακριτή κατανομή πιθανότητας της ζήτησης φορτίου ως εξής:
 - a. Προσδιορίζονται M καταστάσεις ζήτησης (π.χ. $M = 50$). Για κάθε κατάσταση ζήτησης i , η ισχύς του φορτίου θα είναι P_{Li} και η διάρκειά της θα είναι h_i ώρες ετησίως. Η αντίστοιχη λοιπόν πιθανότητα να συμβεί θα είναι $f(P_{Li}) = h_i / 8760$.
 - b. Αν επαναληφθούν οι υπολογισμοί του προηγούμενου βήματος για όλες τις καταστάσεις ζήτησης θα προκύψει η διακριτή πιθανοτική κατανομή (και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας) της ζήτησης φορτίου.

- c. Σημειώνεται ότι η διαθεσιμότητα των υδροηλεκτρικών μονάδων (στην περίπτωση του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος) λόγω της δυνατότητας διεποχιακής αποθήκευσης και της προγραμματισμένης λειτουργίας τους, δεν αντιμετωπίζεται ως στοχαστική, αλλά η παραγωγή τους θεωρείται εξαρτημένη με τη ζήτηση, και αφαιρείται από την καμπύλη διάρκειας της ζήτησης.
- ii. Προσδιορίζεται η διακριτή πιθανοτική κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος:
- Προσδιορίζονται N (π.χ. $N = 50$) καταστάσεις παραγόμενης αιολικής ισχύος. Για κάθε κατάσταση ζήτησης j , η παραγόμενη αιολική ισχύς θα είναι P_{w_j} και πιθανότητα $g(P_{w_j})$, ($j=1...N$), να συμβεί εντός του έτους.
 - Επαναλαμβάνοντας τους υπολογισμούς του παραπάνω βήματος για όλες τις καταστάσεις παραγόμενης αιολικής ισχύος, προκύπτει η διακριτή πιθανοτική κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος.
- iii. Προσδιορίζεται η διακριτή πιθανοτική κατανομή της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος:¹
- Ανάλογα με τον αριθμό των διαθέσιμων συμβατικών μονάδων, η διαθέσιμη συμβατική ισχύς χωρίζεται σε $L+1$ καταστάσεις (το L είναι ίσο με τον αριθμό των διαθέσιμων συμβατικών μονάδων).
 - Έχοντας ήδη ορίσει την πιθανότητα μία συμβατική μονάδα να είναι μη διαθέσιμη, υπολογίζεται η πιθανότητα όλες οι συμβατικές μονάδες να λειτουργούν κανονικά.
 - Εν συνεχεία, υπολογίζεται η πιθανότητα μία μονάδα να είναι εκτός λειτουργίας και οι υπόλοιπες εντός και αντίστοιχα υπολογίζεται η διαθέσιμη συμβατική ισχύς.
 - Επιπρόσθετα, εκτιμάται η πιθανότητα δύο μονάδες να είναι εκτός λειτουργίας και οι υπόλοιπες εντός και αντίστοιχα υπολογίζεται η διαθέσιμη συμβατική ισχύς.
 - Συνεχίζοντας, φθάνουμε τελικά στην περίπτωση όπου όλες οι συμβατικές μονάδες (L) είναι εκτός λειτουργίας, δηλαδή η συμβατική ισχύς είναι ίση με 0 MW και υπολογίζεται η αντίστοιχη πιθανότητα.

¹ Ως συμβατική ισχύς ορίζεται η ισχύς που παράγεται από λιγνιτικές μονάδες, πετρελαϊκές μονάδες, μονάδες συνδυασμένου κύκλου, μονάδες φυσικού αερίου και υδροηλεκτρικές μονάδες. Λαμβάνοντας όμως υπόψη ότι οι υδροηλεκτρικές μονάδες είναι μονάδες αιχμής, είναι δυνατόν να τροποποιηθεί το προφίλ της ζήτησης αφαιρώντας κατάλληλα ένα συγκεκριμένο αριθμό GWh που αντιστοιχεί στην παραγωγή ενέργειας από υδροηλεκτρικά. [13]

- f. Συνεπώς, προκύπτει η πιθανοτική κατανομή ($h(P_{ck})$) της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος P_{ck} .
- iv. Γίνεται συνέλιξη των τριών διακριτών πιθανοτικών κατανομών, της ζήτησης φορτίου, της παραγόμενης αιολικής ισχύος και της διαθέσιμης συμβατικής ισχύος:
- Προκύπτει λοιπόν ένας τρισδιάστατος πίνακας $M \times N \times L$ όπου η πιθανότητα κάθε κατάστασης του πίνακα να συμβεί είναι: $\Pi_{ijk}(P_{Li}, P_{Wj}, P_{Ck}) = f(P_{Li}) \times g(P_{Wj}) \times h(P_{Ck})$.
 - Επίσης, για κάθε λειτουργική κατάσταση (i,j,k) , μπορεί να προσδιοριστεί αν υπάρχει έλλειμμα ισχύος ή όχι ακολουθώντας τις εξής συνθήκες:
 - Υπάρχει έλλειμμα ισχύος αν: $P_{Li} > P_{Wj} + P_{Ck}$
 - Δεν υπάρχει έλλειμμα ισχύος αν: $P_{Li} \leq P_{Wj} + P_{Ck}$
 - Αθροίζοντας όλες τις πιθανότητες των λειτουργικών καταστάσεων κατά τις οποίες έχουμε έλλειμμα ισχύος, υπολογίζεται η πιθανότητα ετησίως να έχουμε έλλειμμα φορτίου (LOLE).
 - Είναι εφικτό να υπολογιστεί και το συνολικό ενεργειακό έλλειμμα ως το άθροισμα των επιμέρους ενεργειακών ελλειμμάτων επί την πιθανότητα εμφάνισης της κάθε λειτουργικής κατάστασης κατά την οποία έχουμε έλλειμμα ισχύος.
- v. Προσδιορίζεται ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) σύμφωνα με την ακόλουθη διαδικασία:
- Υπολογίζεται η πιθανότητα απώλειας φορτίου (LOLE) χωρίς εγκατεστημένη αιολική ισχύ (η εγκατεστημένη αιολική ισχύς είναι ίση με το μηδέν).
 - Εκτιμάται η πιθανότητα απώλειας φορτίου (LOLE') μετά την εγκατάσταση αιολικής ισχύος (η εγκατεστημένη αιολική ισχύς είναι μια παράμετρος η οποία θα ορίζεται κάθε φορά βάσει ποικίλων σεναρίων).
 - Εάν η αξιοπιστία του συστήματος είναι ήδη σε ανεκτά επίπεδα (σύμφωνα με τη βιβλιογραφία [9] ανεκτό επίπεδο θεωρείται η 1 μέρα στα 10 χρόνια), υπολογίζεται κατά πόσο μπορεί να αυξηθεί η ζήτηση μετά την προσθήκη των αιολικών έτσι ώστε να διατηρηθεί η αξιοπιστία του συστήματος στα επίπεδα πριν την προσθήκη των αιολικών. Η αύξηση της ζήτησης ισχύος που τελικά μπορεί να καλυφθεί από τα αιολικά ώστε να παραμείνει η αξιοπιστία του συστήματος στα ίδια επίπεδα με την πριν την προσθήκη αιολικών κατάσταση αντιστοιχεί στο μέγεθος ELCC (Effective Load Carrying Capability). Ο υπολογισμός του ELCC δε γίνεται με αναλυτικό τρόπο. Για το λόγο ακολουθείται αριθμητική

λύση με δοκιμές. Το πρόγραμμα στο οποίο αναπτύχθηκε η μεθοδολογία ήταν το Microsoft Excel.

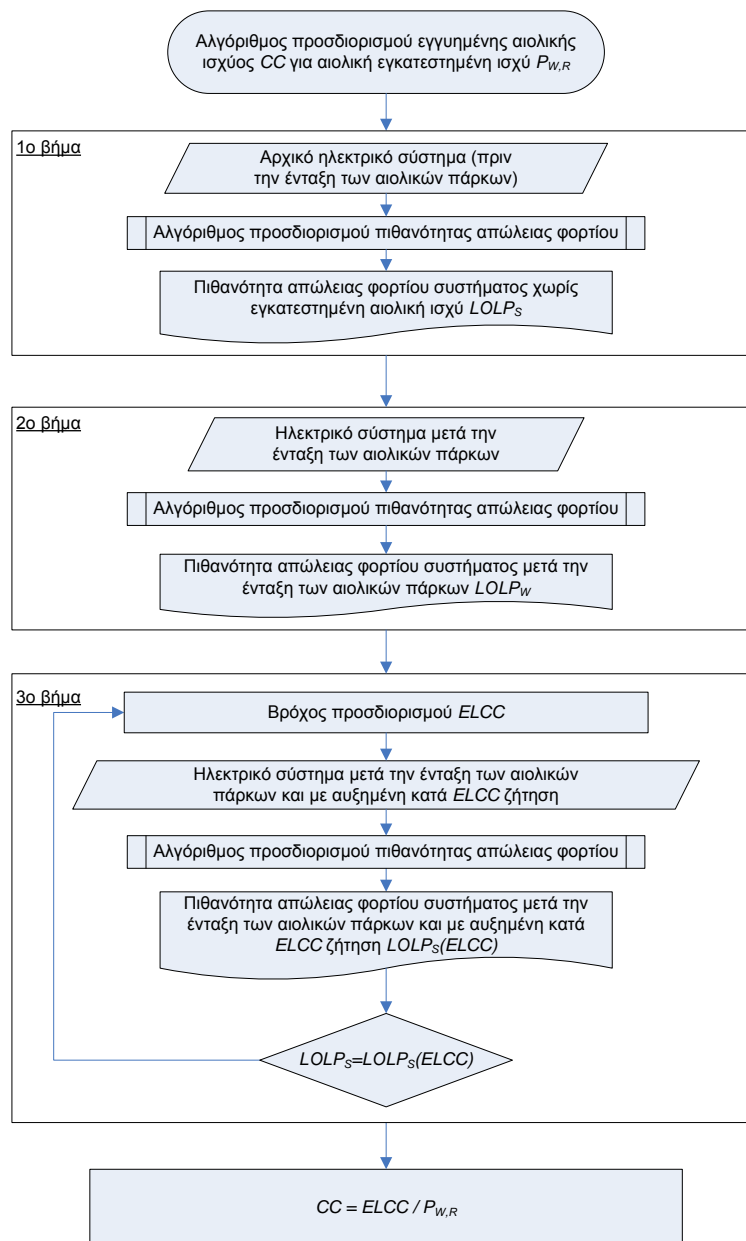
- d. Τέλος, ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος ορίζεται από τη σχέση:

$$CC = \frac{ELCC}{P_w}, \text{ όπου } P_w \text{ είναι η συνολική εγκατεστημένη αιολική}$$

ισχύς.

3.5. Λογικό διάγραμμα

Με σκοπό να δοθεί μια σαφέστερη εικόνα της μεθοδολογίας, παρατίθεται το λογικό διάγραμμα 3.1. [27]. Στο διάγραμμα αυτό, παρουσιάζεται η διαδικασία με την οποία υπολογίζεται ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος. Η ίδια αυτούσια διαδικασία ακολουθήθηκε και στο υπολογιστικό εργαλείο.



Διάγραμμα 3.1.

4. Αποτελέσματα

4.1. Εφαρμογή της μεθοδολογίας σε τρία διαφορετικού μεγέθους μη διασυνδεδεμένα νησιά

Αρχικά, γίνεται εφαρμογή της μεθοδολογίας σε τρία διαφορετικού μεγέθους νησιά. Ένα μικρό (Σέριφος), ένα μεσαίου μεγέθους (Λέσβος) και ένα μεγάλο (Κρήτη).

4.1.1. Σέριφος



Η Σέριφος είναι ένα νησί του Νότιου - Δυτικού Αιγαίου. Πιο συγκεκριμένα, ανήκει στις Δυτικές Κυκλάδες και βρίσκεται νότια της νήσου Κύθνου και Βόρειο - Δυτικά της νήσου Σίφνου. Καλύπτει έκταση ίση με 70km² και ο πληθυσμός της προσεγγίζει τους 1200 κατοίκους. Η απόσταση του νησιού από το λιμάνι του Πειραιά υπολογίζεται σε 170 km (70 nmi).

4.1.1.1. Στοιχεία Ζήτησης

Το προφίλ της ζήτησης ισχύος στο νησί της Σερίφου θεωρείται αντιπροσωπευτικό των μικρών ελληνικών νησιών, με μεγάλες διακυμάνσεις μεταξύ χειμώνα και καλοκαιριού καθώς επίσης και μεταξύ ημέρας και νύχτας. Η σύντομη χρονικά τουριστική περίοδος για 2-3 μήνες το καλοκαίρι και η απουσία οποιασδήποτε βιοτεχνίας - βιομηχανίας που να καταναλώνει ενέργεια σε 24ώρη βάση, δημιουργούν αυτά τα χαρακτηριστικά στην ζήτηση. Συνεπώς, οι τιμές της ζήτησης αιχμής εμφανίζονται κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών, λόγω της τουριστικής ανάπτυξης του νησιού. Αντίθετα, το χειμώνα ο πληθυσμός της Σερίφου είναι αισθητά μειωμένος, άρα και η ζήτηση ισχύος είναι περιορισμένη. Η ανώτατη τιμή της ζήτησης δεν υπερβαίνει τα 3,2 MW, ενώ η ελάχιστη τιμή κυμαίνεται στα 0,19 MW. Επίσης, εμφανίζεται μια δεύτερη σημαντική αιχμή ζήτησης που οφείλεται στην περίοδο του Πάσχα. Πιο συγκεκριμένα, το διάγραμμα 4.1. δίνει μια πληρέστερη εικόνα της ζήτησης ισχύος στο νησί της Σερίφου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η ωριαία χρονοσειρά της ζήτησης που ήταν διαθέσιμη αφορούσε το έτος 2001 και προέρχεται από τη ΔΕΗ. Θεωρώντας

ότι έχουμε αύξηση της ζήτησης της τάξεως του 8% ανά χρόνο², καταλήξαμε σε μια ωριαία χρονοσειρά ζήτησης για το 2005 που παρουσιάζεται στο προαναφερθέν διάγραμμα.



Διάγραμμα 4.1.

4.1.1.2. Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς

Ο τοπικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Σέριφο αποτελείται από 7 μονάδες diesel συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 5.75 MW (πίνακας 4.1).

Πίνακας 4.1. Συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας στη Σέριφο		
α/α	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Τύπος σταθμού
1	0,40	diesel
2	1,25	diesel
3	0,40	diesel
4	1,25	diesel
5	0,40	diesel
6	0,80	diesel
7	1,25	diesel
Σύνολο	5,75	

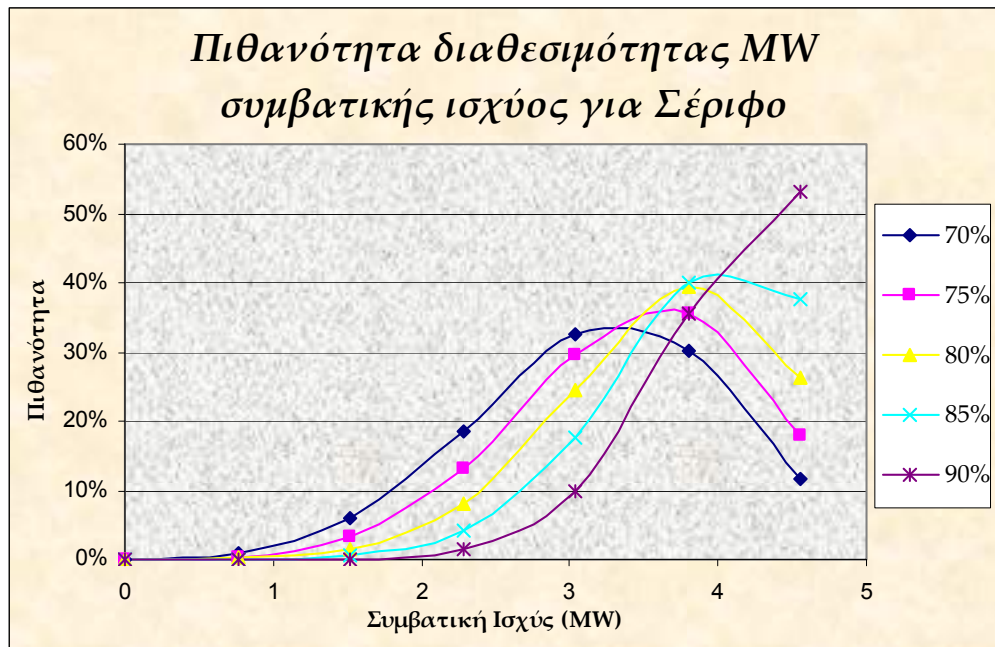
² Το ετήσιο ποσοστό αύξησης της ζήτησης για τη Σέριφο τέθηκε ίσο με 8% έπειτα από δοκιμές και εξ' αιτίας της πρόβλεψης της ΔΕΗ ότι κατά το έτος 2005 η μέγιστη τιμή της ζήτησης στο νησί θα είναι ίση με 3,2 MW.

Στη μεθοδολογία για τον υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit), θα γίνει η παραδοχή ότι οι συμβατικές μονάδες της Σερίφου είναι 6 με μέση εγκατεστημένη ισχύ 0,76 MW η καθεμία. Η παραδοχή αυτή λαμβάνει χώρα λόγω του γεγονότος ότι ένα μέρος των συμβατικών σταθμών του νησιού βρίσκεται εκτός λειτουργίας λόγω παλαιότητας ή εκτεταμένων βλαβών. Επιπρόσθετα, η ΔΕΗ στα πρακτικά της θεωρεί ότι κατά το έτος 2005, η συνολική εγκατεστημένη συμβατική ισχύς των μονάδων της στη Σέριφο δεν υπερβαίνει τα 4,6 MW.

Αντιπαραβάλλοντας τα στοιχεία της ζήτησης με τα στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς, είναι εύκολο να καταλήξει κανείς στο συμπέρασμα ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων (4,6 MW), υπερβαίνει κατά πολύ τη μέγιστη τιμή της ζήτησης (3,2 MW). Αν ο συντελεστής διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων (στη συγκεκριμένη περίπτωση αμιγώς πετρελαϊκές μονάδες) κυμαίνεται στο 92,23% όπως προκύπτει από τον πίνακα 2.3., τότε είναι αντιληπτό ότι το σύστημα είναι ήδη αρκετά αξιόπιστο πριν την ένταξη των αιολικών μονάδων. Κατά συνέπεια, τα οφέλη στην αξιοπιστία του συστήματος από την ένταξη των αιολικών μονάδων είναι περιορισμένα.

Είναι γνωστό επίσης ότι η ΔΕΗ συνήθως εγκαθιστά στα μη διασυνδεδεμένα νησιά συμβατικούς παλαιάς τεχνολογίας ή μεγάλης ηλικίας των οποίων ο βαθμός διαθεσιμότητας είναι αισθητά χαμηλός. Για να αποκτήσουμε μία πληρέστερη εικόνα του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, γίνεται παραμετροποίηση του προβλήματος. Η παράμετρος που θα διαχειριστούμε είναι ο μέσος συντελεστής διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων.

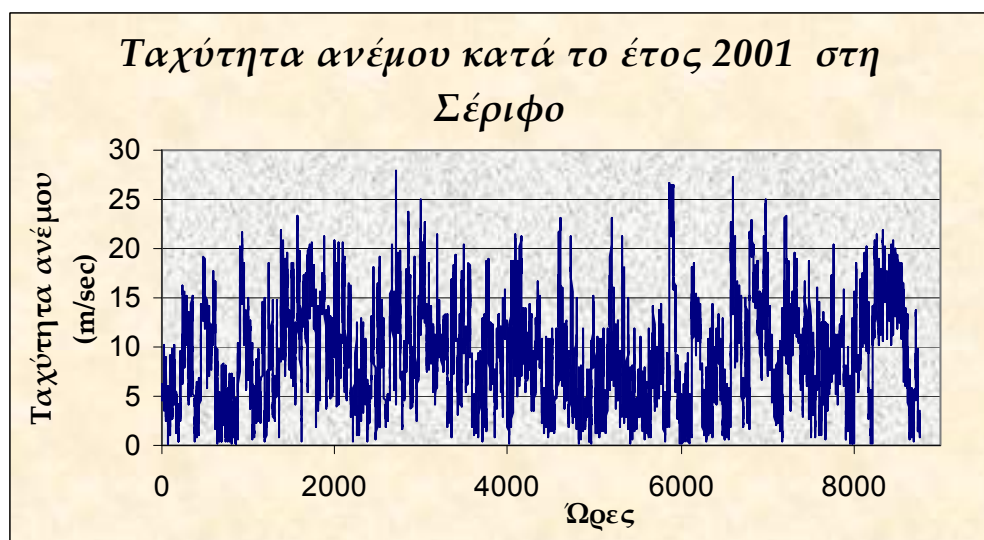
Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, καταλήγουμε στο διάγραμμα 4.2. το οποίο αντικατοπτρίζει την πιθανότητα μια ποσότητα συμβατικής παραγόμενης ισχύος να είναι διαθέσιμη με παράμετρο το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων για ένα σύστημα 6 συμβατικών μονάδων με εγκατεστημένη ισχύ 0,76 MW η καθεμία.



Διάγραμμα 4.2.

4.1.1.3. Ανεμολογικά στοιχεία και παραγόμενη αιολική ισχύς

Η Σέριφος, όπως άλλωστε και όλα τα ελληνικά νησιά, είναι ανεμόδαρτη. Το γεγονός αυτό πιστοποιείται και από την ωριαία χρονοσειρά ανέμου στην οποία βασίστηκε η παρούσα διπλωματική εργασία και λήφθηκε από τη ΔΕΗ. Μια απλή απεικόνιση της χρονοσειράς ανέμου στο νησί της Σερίφου παρουσιάζεται στο διάγραμμα 4.3.



Διάγραμμα 4.3.

Μετά από προσεκτικότερη ανάλυση της χρονοσειράς ανέμου, παρατηρείται ότι η μέγιστη τιμή της ταχύτητας είναι τα 28,02 m/sec, ενώ η μέση τιμή της προσεγγίζει τα 9,15 m/sec. Το ποσοστό άπνοιας (ταχύτητα μικρότερη των 3 m/sec) ανέρχεται στο 11,45%.

Μέσω μιας τυπικής καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας, γίνεται η μετατροπή των ταχυτήτων ανέμου σε αιολική ισχύ. Μετά από σύντομη επεξεργασία και αδιαστατοποίηση της παραγόμενης αιολικής ισχύος με την εγκατεστημένη ισχύ, προκύπτει ο πίνακας 4.2. στον οποίο απεικονίζεται η κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος.

Πίνακας 4.2. Κατανομή παραγόμενης αιολικής ισχύος για τη Σέριφο	
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μηδενική (=0%)	7,37%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι ίση με την εγκατεστημένη ισχύ (=100%)	13,9%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη του 80% της εγκατεστημένης ισχύος (>80%)	31,77%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μεταξύ 20% και 80% της εγκατεστημένης ισχύος (<80% και >20%)	27,63%

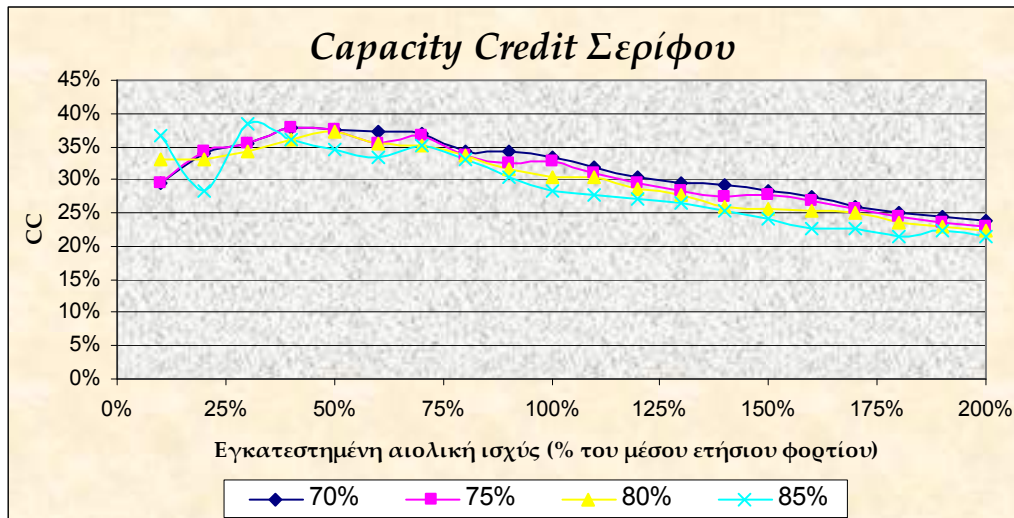
Στο σημείο αυτό, αξίζει να σημειωθεί ότι ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ανέρχεται στο 45,87% με βάση τα παραπάνω ανεμολογικά δεδομένα, γεγονός που υπογραμμίζει το εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό της περιοχής αυτής του Αιγαίου.

4.1.1.4. Αποτελέσματα

Η εφαρμογή της μεθοδολογίας γίνεται για αιολική εγκατεστημένη ισχύ από 10% έως 200% του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού. Το μέσο ετήσιο φορτίο ενός νησιού είναι το άθροισμα της ζήτησης κάθε ώρας του έτους διά του 8760 που αντιπροσωπεύει τις ώρες που απαρτίζουν το έτος. Για τη Σέριφο προκύπτει ότι το μέσο ετήσιο φορτίο ανέρχεται σε 0,83 MW. Στον πίνακα 4.3. παρουσιάζεται η αιολική εγκατεστημένη ισχύς σε απόλυτη και αδιαστατοποιημένη μορφή.

Πίνακας 4.3. Κύμανση αιολικής εγκατεστημένης ισχύος για τη Σέριφο					
Αδιάστατη εγκατεστημένη ισχύς (% μέσου ετήσιου φορτίου)	10%	50%	100%	150%	200%
Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	0,083	0,415	0,83	1,245	1,66

Το διάγραμμα 4.4. που έπεται παρουσιάζει την κύμανση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) συναρτήσει της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, με παράμετρο το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας. Οι τιμές που λαμβάνει ο μέσος συντελεστής διαθεσιμότητας είναι 70%, 75%, 80% και 85%. Κατά συνέπεια, έχουμε 4 σενάρια, για κάθε ένα από τα οποία υπολογίζουμε το συντελεστή εγγυημένης ισχύος ως προς την εγκατεστημένη αιολική ισχύ.



Διάγραμμα 4.4.

Στον πίνακα 4.4. παρατίθενται οι πιθανότητες να έχουμε έλλειμμα φορτίου (LOLE) για κάθε μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων. Με τον τρόπο αυτό, μπορεί να εκτιμηθεί κατά πόσο η κάθε παραμετρική ανάλυση προσεγγίζει την πραγματικότητα.

Όπως έχει προαναφερθεί, μία ανεκτή τιμή του LOLE είναι η μία μέρα στα 10 χρόνια. Όμως, στα νησιά του Αιγαίου, σύμφωνα με μαρτυρίες κατοίκων, οι διακοπές ρεύματος είναι ένα πολύ συχνό φαινόμενο. Για το λόγο αυτό, θα ήταν εύλογο να θεωρήσουμε μία μεγαλύτερη τιμή του ανεκτού LOLE.

Πίνακας 4.4. Αντιστοίχιση availability με LOLE για κάθε σενάριο		
Αριθμός σεναρίου	Διαθεσιμότητα συμβατικών μονάδων	Πιθανότητα να υπάρχει έλλειμμα φορτίου (μέρες/10 έτη)
1	70%	27,28
2	75%	15,97
3	80%	8,06
4	85%	3,25

Διαπιστώνεται λοιπόν ότι τα σενάρια 2 και 3 προσεγγίζουν καλύτερα την ενεργειακή πραγματικότητα της Σερΐφου.

4.1.1.5. Αξιολόγηση αποτελεσμάτων

Παρατηρώντας προσεκτικότερα το διάγραμμα 4.4., καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι αυξανόμενης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος κατά βάση μειώνεται. Πρόκειται για μια αναμενόμενη παρατήρηση, γεγονός που επαληθεύει την ορθότητα της μεθοδολογίας. Παρόλα αυτά, για μικρές τιμές της εγκατεστημένης ισχύος παρατηρείται αύξηση του Capacity Credit.

Επιπρόσθετα, είναι φανερό ότι όσο αυξάνεται η τιμή του μέσου συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας, αντίστοιχα μειώνονται οι τιμές του Capacity Credit για σταθερές τιμές της εγκατεστημένης ισχύος. Και αυτό το συμπέρασμα είναι αναμενόμενο, καθώς η αύξηση του μέσου συντελεστή διαθεσιμότητας σημαίνει αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος και κατά συνέπεια η συνεισφορά των μονάδων αιολικής ενέργειας στην αξιοπιστία του συστήματος περιορίζεται.

Εν συνεχεία, κάθε τιμή του συντελεστή εγγυημένης ισχύος οιαδήποτε σεναρίου είναι μικρότερη του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, γεγονός που ενισχύει την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων.

Τέλος, για την επαλήθευση των αποτελεσμάτων της μεθοδολογίας είναι δυνατό να υπολογίσουμε το συντελεστή εγγυημένης ισχύος από συγκεκριμένες σχέσεις. Πιο συγκεκριμένα, οι Voorspools και D'haeseleer [14] προτείνουν την ακόλουθη σχέση:

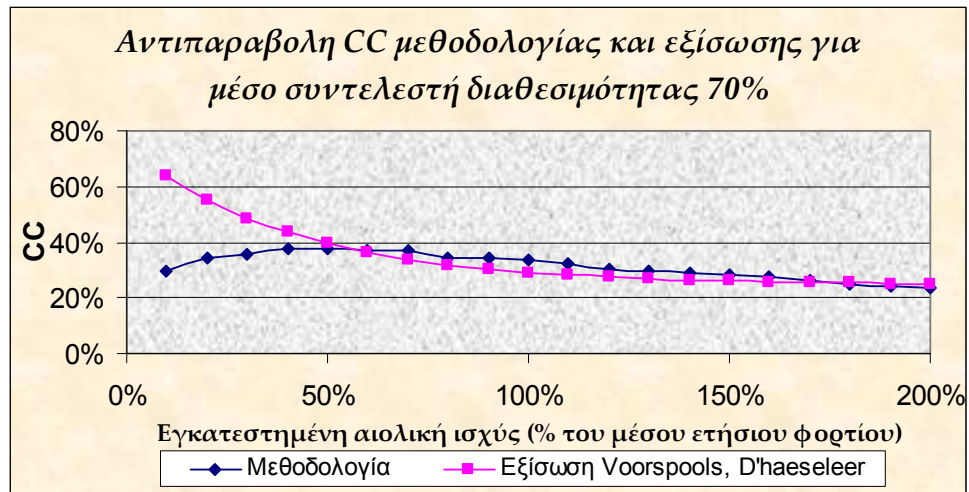
$$CC = a \cdot \frac{CF_{wind}}{R_{system}} \cdot (1 + \beta \cdot e^{-b \cdot (x-1)})$$

όπου:

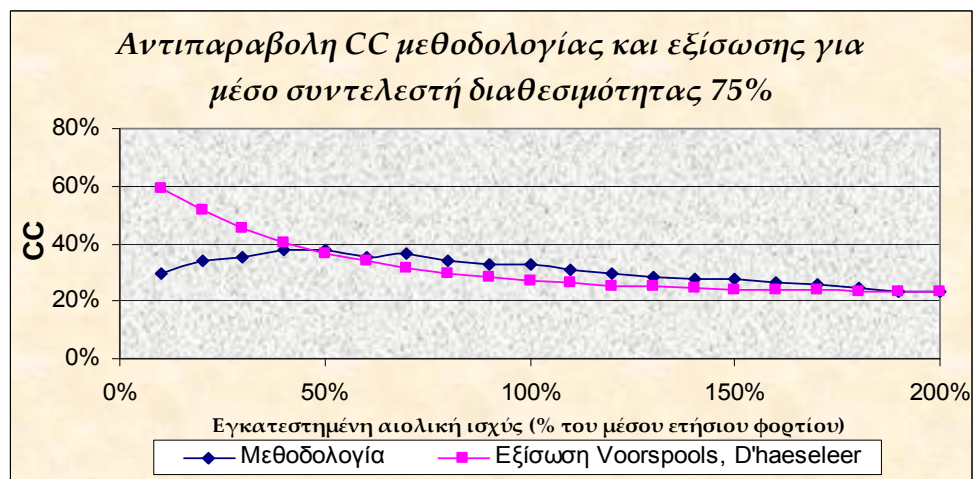
- CC ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος σε % της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος
- x το επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας σε % της αιχμής του φορτίου
- CF_{wind} ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των ανεμογεννητριών σε %
- R_{system} ο μέσος συντελεστής διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας
- a : 37,6

- β : 1,843
- b : 0,094

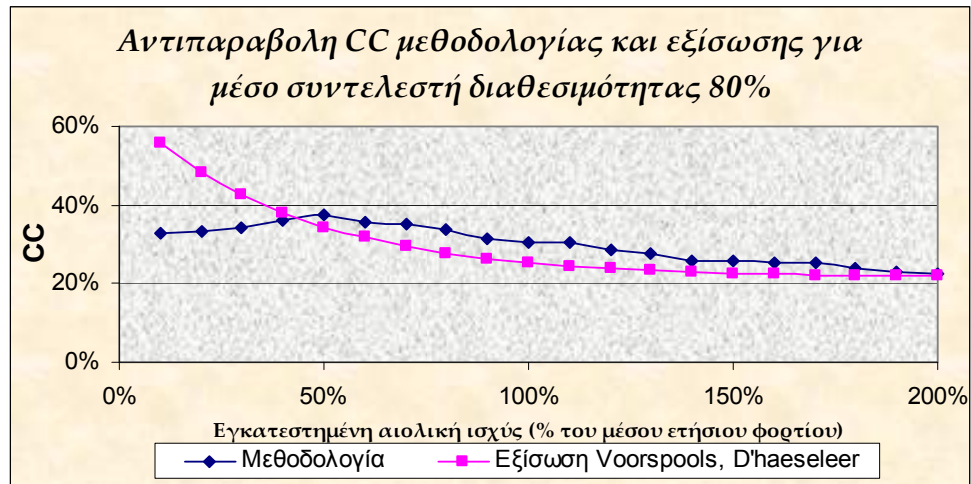
Τα διαγράμματα 4.5. έως 4.8. αντιπαραβάλλουν τα αποτελέσματα της μεθοδολογίας με τα αποτελέσματα της εξίσωσης Voorspools και D'haeseleer.



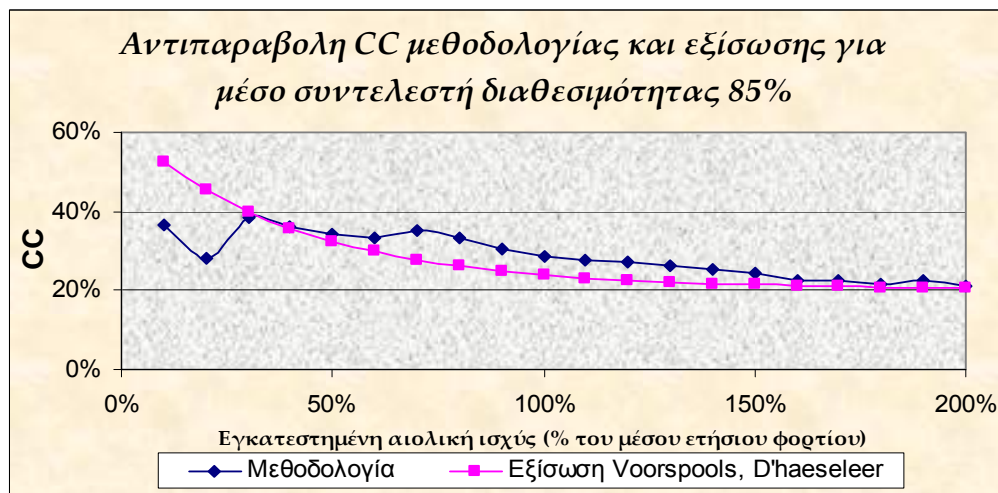
Διάγραμμα 4.5.



Διάγραμμα 4.6.



Διάγραμμα 4.7.



Διάγραμμα 4.8.

Όπως διαπιστώνεται από τα διαγράμματα 4.5. έως 4.8., τα αποτελέσματα της μεθοδολογίας προσεγγίζουν σε ικανοποιητικό βαθμό τα αποτελέσματα της εξίσωσης Voorspools, D'haeseleer, γεγονός που ενισχύει τα περί της ορθότητας της μεθοδολογίας.

4.1.2. Λέσβος



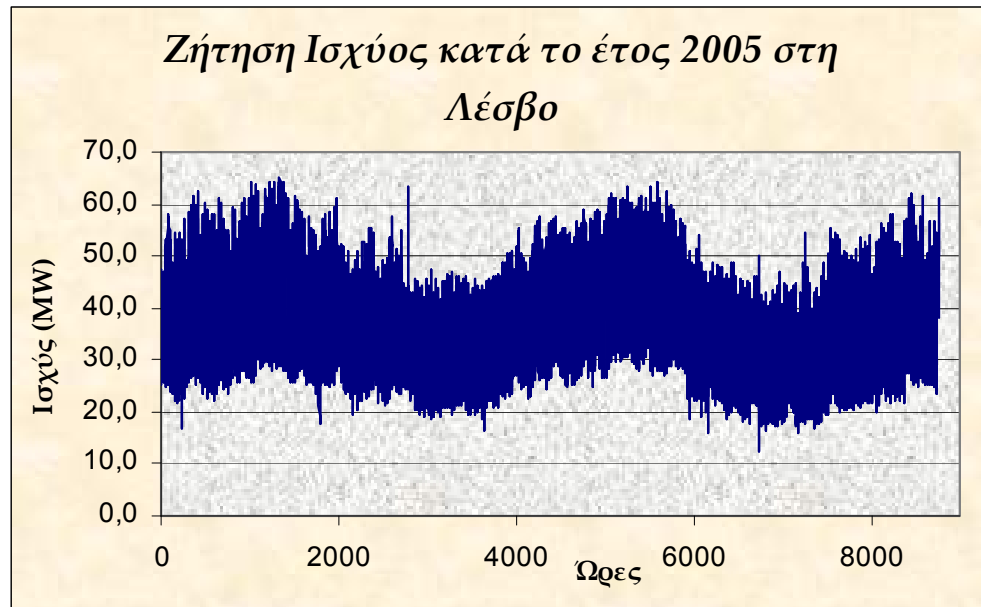
Η Λέσβος (εικόνα 4.2.) είναι ένα νησί του Βόρειο – Ανατολικού Αιγαίου. Ανήκει στο νομό Λέσβου και είναι το τρίτο μεγαλύτερο ελληνικό νησί και το έβδομο μεγαλύτερο στη Μεσόγειο θάλασσα. Καλύπτει μια περιοχή 1632 km² και έχει ακτογραμμή μήκους 320 km. Ο πληθυσμός της Λέσβου προσεγγίζει τους 87.151 κατοίκους, το ένα τρίτο των οποίων κατοικεί στην πρωτεύουσα Μυτιλήνη. Απέχει από το λιμάνι του Πειραιά περί τα 190 nmi. [15]

4.1.2.1. Στοιχεία ζήτησης

Η ζήτηση στο νησί παρουσιάζει μια περιοδική συμπεριφορά ανά εξάμηνο με ανώτατες τιμές κατά το έτος 2005 γύρω στα 65 MW. Οι τιμές της ζήτησης αιχμής εμφανίζονται τους μήνες Ιανουάριο και Φεβρουάριο κατά τη χειμερινή περίοδο ενώ το καλοκαίρι εμφανίζονται τον Αύγουστο. Και στις δύο εποχές η ζήτηση κυμαίνεται στα ίδια επίπεδα. Το χειμώνα, το νησί παραμένει αρκετά «ζωντανό» εξαιτίας της μεγάλης παρουσίας φοιτητών που φοιτούν στο πανεπιστήμιο Αιγαίου αλλά και των φαντάρων που υπηρετούν στις πολυπληθείς στρατιωτικές μονάδες του νησιού. Πιο συγκεκριμένα, η μέγιστη τιμή της ζήτησης δεν υπερβαίνει τα 65,3 MW, ενώ η ελάχιστη κυμαίνεται γύρω στα 12,32 MW.

Στο σημείο αυτό, πρέπει να αναφερθεί ότι η χρονοσειρά της ζήτησης που λήφθηκε υπόψη αφορούσε το έτος 2004 και προέρχεται από τη ΔΕΗ. Θεωρώντας ότι έχουμε αύξηση της ζήτησης της τάξεως του 11% ανά χρόνο³, καταλήξαμε στο προφίλ της ζήτησης για το 2005 που παρουσιάζεται στο διάγραμμα 4.9.

³ Το ετήσιο ποσοστό αύξησης της ζήτησης για τη Λέσβο τέθηκε ίσο με 11% έπειτα από δοκιμές και εξ' αιτίας της πρόβλεψης της ΔΕΗ ότι κατά το έτος 2005 η αιχμή της ζήτησης στο νησί θα κυμαίνεται μεταξύ 64,3 MW και 68,8 MW.



4.1.2.2. Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς

Η ζήτηση του νησιού καλύπτεται από ένα αυτόνομο σύστημα παραγωγής ενέργειας το οποίο παρουσιάζεται αναλυτικά στον πίνακα 4.5.

Πίνακας 4.5. Συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας στη Λέσβο

α/α	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Τύπος σταθμού	α/α	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Τύπος σταθμού
1	5,3	μαζούτ	10	14	diesel
2	5,3	μαζούτ	11	3,1	μαζούτ
3	5,3	μαζούτ	12	5	μαζούτ
4	8,3	μαζούτ	13	10	μαζούτ
5	3,5	μαζούτ	14	10	μαζούτ
6	3,5	μαζούτ	15	10	μαζούτ
7	3,5	μαζούτ	16	15	μαζούτ
8	9,5	μαζούτ	17	20	μαζούτ
9	10	μαζούτ	18	20	μαζούτ
Σύνολο			161,3 MW		

Πιο συγκεκριμένα, το σύστημα του νησιού αποτελείται από 17 μηχανές εσωτερικής καύσεως και από μία μονάδα αεριοτροβλική η οποία λόγω του υψηλού κόστους παραγόμενης ενέργειας αλλά και της ταχείας απόκρισης που παρουσιάζει καλείται συνήθως να καλύψει τη

Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων

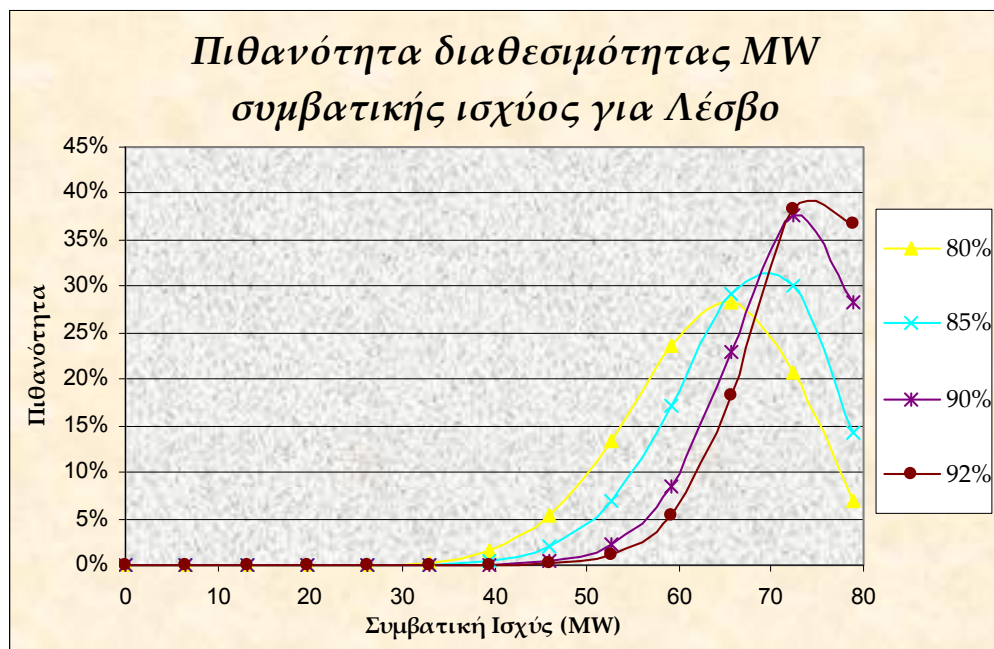
ζήτηση αιχμής. Το καύσιμο που χρησιμοποιείται στις μονάδες είναι μαζούτ με υψηλή περιεκτικότητα σε θείο, της τάξεως του 3%, ενώ υπάρχει προοπτική για βελτίωση της ποιότητας καυσίμου στο μέλλον. Εξαιρέση αποτελεί ο αεριοστρόβιλος, ο οποίος τροφοδοτείται με diesel.

Είναι επίσης γνωστό ότι ένα μέρος των προαναφερθέντων συμβατικών σταθμών βρίσκεται εκτός λειτουργίας είτε λόγω παλαιότητας είτε λόγω μεγάλης έκτασης βλαβών.

Σύμφωνα με τη ΔΕΗ, για τη νήσο Λέσβο η συνολική εγκατεστημένη συμβατική ισχύς για το έτος 2005 δεν υπερβαίνει τα 78,9 MW. Για το λόγο αυτό, θα θεωρήσουμε ότι οι ενεργειακές ανάγκες της Λέσβου καλύπτονται από 12 συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας δυναμικότητας 6,575 MW η καθεμία.

Όσον αφορά το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας της κάθε μονάδας, ακολουθείται πάλι η διαδικασία παραμετροποίησης του προβλήματος και ως εκ τούτου θα προκύψουν τιμές του συντελεστή εγγυημένης ισχύος συναρτήσει του μέσου συντελεστή διαθεσιμότητας.

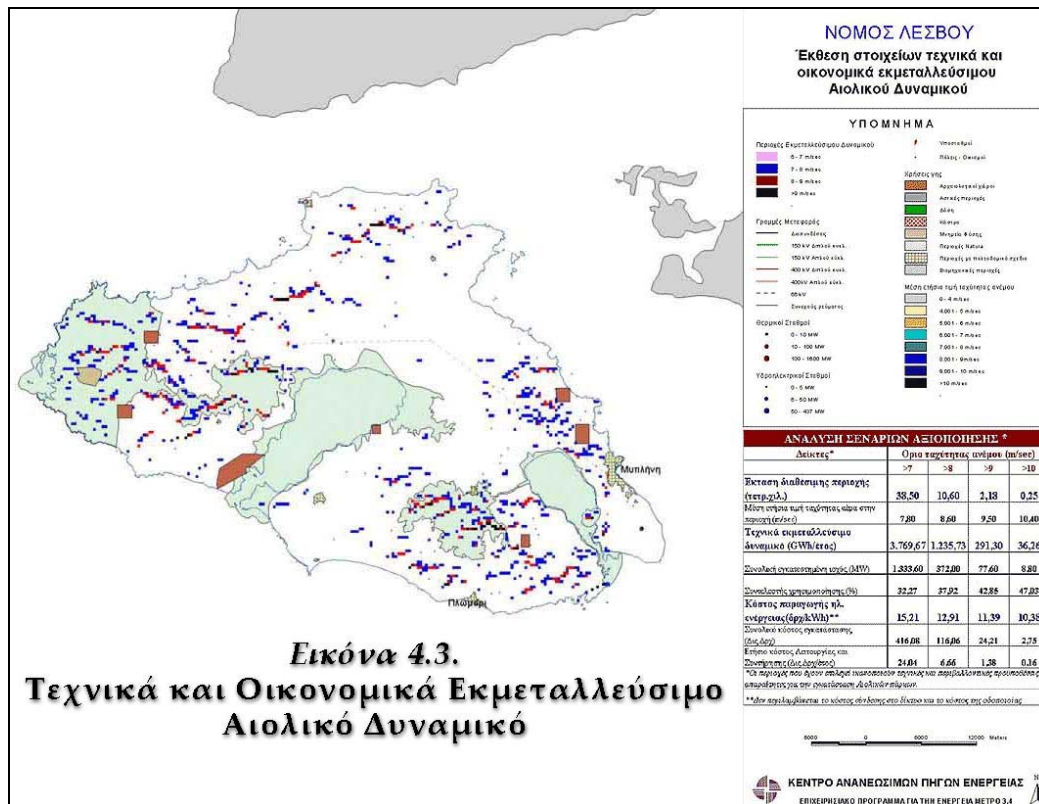
Ανάλογο του διαγράμματος 4.2. είναι το διάγραμμα 4.10. το οποίο αντικατοπτρίζει την πιθανότητα μια ποσότητα συμβατικής παραγόμενης ισχύος να είναι διαθέσιμη με παράμετρο το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων για ένα σύστημα 12 συμβατικών μονάδων με εγκατεστημένη ισχύ 6,575 MW η καθεμία.



Διάγραμμα 4.10.

4.1.2.3. Ανεμολογικά στοιχεία και παραγόμενη αιολική ισχύς

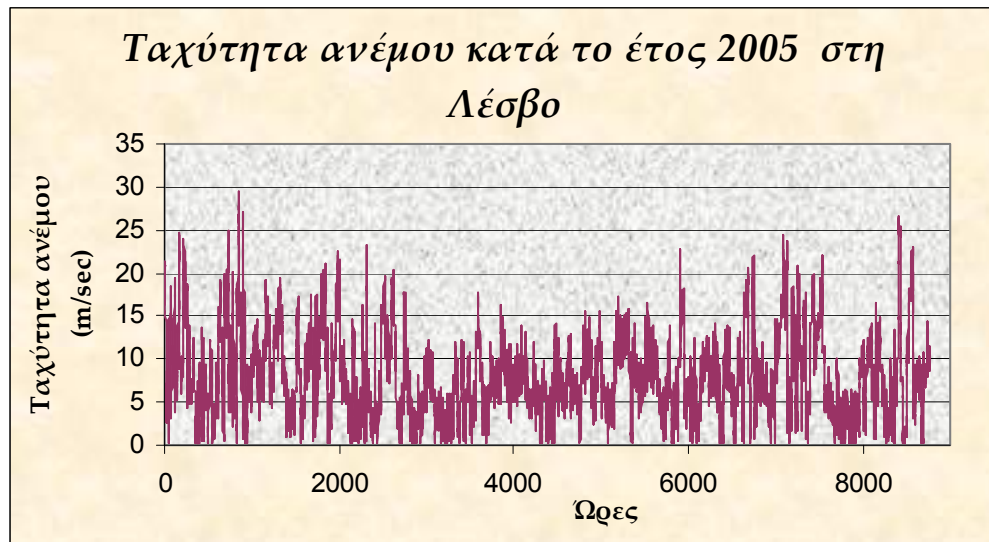
Όπως όλα τα νησιά του Αιγαίου, η Λέσβος παρουσιάζει ιδιαίτερα πλούσιο αιολικό δυναμικό με μέσες ετήσιες ταχύτητες στις περισσότερες κορυφογραμμές πάνω από 8 m/sec. Επίσης, διαθέτει αρκετές εντοπισμένες περιοχές όπου το αιολικό δυναμικό έχει χαρακτηριστεί τεχνικά εκμεταλλεύσιμο (εικόνα 4.3.).



Ένα ενδιαφέρον στοιχείο το οποίο χρήζει αναφοράς είναι ότι το δυτικό κομμάτι του νησιού, το οποίο και συγκεντρώνει αρκετές τοποθεσίες υψηλού δυναμικού είναι η άγωνα πλευρά του νησιού, γεγονός που ευνοεί την ανάπτυξη Α/Π αφού ελαχιστοποιούνται τα φυσικά εμπόδια τα οποία αυξάνουν την τύρβη στον άνεμο και επίσης διευκολύνεται η αδειοδοτική διαδικασία μιας και οι περιοχές αυτές σπάνια βρίσκουν κάποια χρησιμότητα (αγροτικές εκτάσεις, βοσκοτόπια, προστατευόμενα δάση...).

Η χρονοσειρά ανέμου που λήφθηκε υπόψη προέρχεται από την Ελληνική Τεχνοδομική Α.Ε. και αντικατοπτρίζει τις ανωτέρω παρατηρήσεις. Παρουσιάζεται δε στο διάγραμμα 4.11. Μετά από μια πρόχειρη επεξεργασία των δεδομένων καταλήγουμε ότι η μέγιστη τιμή της ταχύτητας του ανέμου για τη χρονοσειρά αυτή είναι τα 29,38 m/sec,

ενώ η μέση τιμή της είναι 8,11 m/sec. Τέλος, το ποσοστό άπνοιας (ταχύτητα μικρότερη των 3 m/sec) ανέρχεται στο 12,52%.



Διάγραμμα 4.11. [4]

Μέσω μιας τυπικής καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας, γίνεται η μετατροπή των ταχυτήτων ανέμου σε αιολική ισχύ. Αδιαστατοποιώντας την παραγόμενη αιολική ισχύ με την εγκατεστημένη ισχύ, προκύπτει ο πίνακας 4.6. στον οποίο απεικονίζεται η κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος.

Πίνακας 4.6. Κατανομή παραγόμενης αιολικής ισχύος για τη Λέσβο	
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μηδενική (=0%)	9,37%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι ίση με την εγκατεστημένη ισχύ (=100%)	9,13%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη του 80% της εγκατεστημένης ισχύος (>80%)	21,16%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μεταξύ 20% και 80% της εγκατεστημένης ισχύος (<80% και >20%)	29,94%

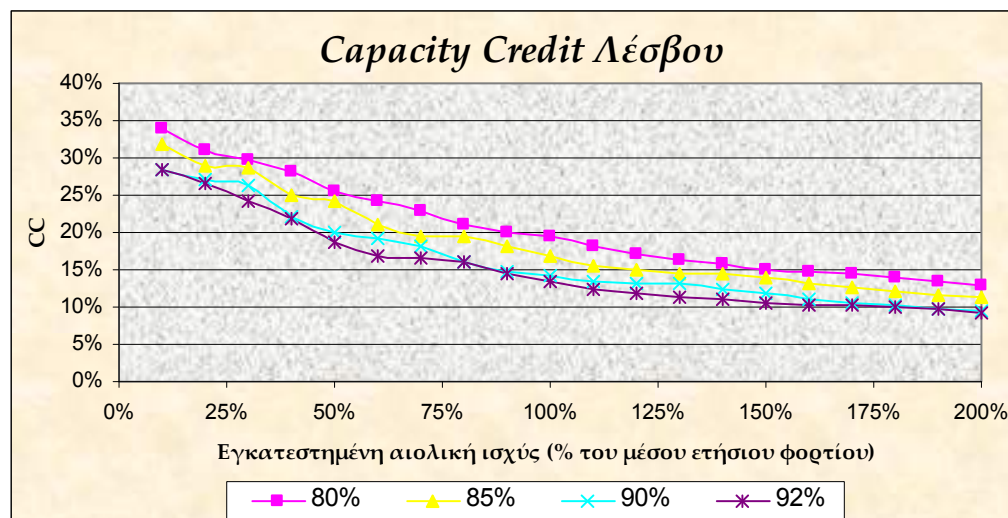
Βάσει των ανεμολογικών δεδομένων της Λέσβου, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ανέρχεται στο 36,61%.

4.1.2.4. Αποτελέσματα

Όπως στην περίπτωση της Σερίφου, έτσι και στη Λέσβο γίνεται εφαρμογή της μεθοδολογίας για αιολική εγκατεστημένη ισχύ από 10% έως 200% του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού. Το μέσο ετήσιο φορτίο της Λέσβου ανέρχεται στα 33,8 MW. Πιο συγκεκριμένα, η κύμανση της αιολικής εγκατεστημένης ισχύος περιγράφεται εκτενέστερα στον πίνακα 4.7.

Αδιάστατη εγκατεστημένη ισχύς (% μέσου ετήσιου φορτίου)	10%	50%	100%	150%	200%
Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	3,38	16,9	33,8	50,7	67,6

Στο διάγραμμα 4.12. παρουσιάζεται η διακύμανση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) συναρτήσει της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, με παράμετρο το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας για το νησί της Λέσβου. Οι τιμές που λαμβάνει ο μέσος συντελεστής διαθεσιμότητας είναι 80%, 85%, 90% και 92%. Ως αποτέλεσμα, έχουμε 4 σενάρια, για κάθε ένα από τα οποία υπολογίζουμε το συντελεστή εγγυημένης ισχύος ως προς την εγκατεστημένη αιολική ισχύ.



Διάγραμμα 4.12.

Η πιθανότητα να υπάρξει έλλειμμα φορτίου (LOLE) για κάθε σενάριο παρατίθεται στον πίνακα 4.8. Επίσης, χρήζει αναφοράς το γεγονός ότι η αυξημένη ζήτηση του νησιού σε συνδυασμό με την κακή

κατάσταση του δικτύου μεταφοράς προκαλούν συχνά black-out βυθίζοντας το νησί στο σκοτάδι για μεγάλα χρονικά διαστήματα.

Πίνακας 4.8. Αντιστοίχιση availability με LOLE για κάθε σενάριο

Αριθμός σεναρίου	Διαθεσιμότητα συμβατικών μονάδων	Πιθανότητα να υπάρχει έλλειμμα φορτίου (μέρες/10 έτη)
1	80%	136,42
2	85%	55,96
3	90%	15,5
4	92%	7,62

Τα σενάρια 2, 3 και 4 μπορούν να θεωρηθούν ως τα περισσότερα ρεαλιστικά.

4.1.2.5. Αξιολόγηση αποτελεσμάτων

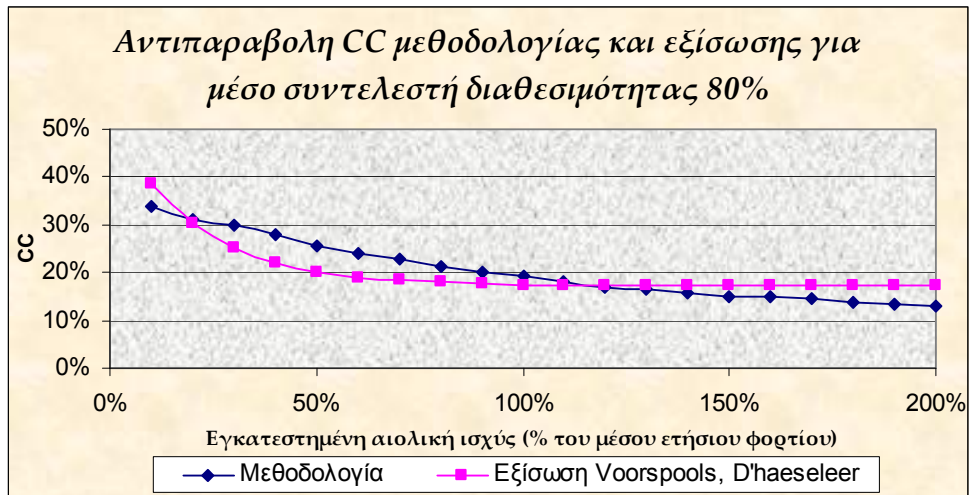
Η διαδικασία αξιολόγησης των αποτελεσμάτων για τη Λέσβο ακολουθεί τα ίδια βήματα με αυτά της Σερίφου.

Κατά συνέπεια, μετά από μελέτη του διαγράμματος 4.12., παρατηρείται ότι για κάθε σενάριο ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος μειώνεται αυξανόμενης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Το γεγονός αυτό θεωρείται φυσιολογικό και επαληθεύει την ορθότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας.

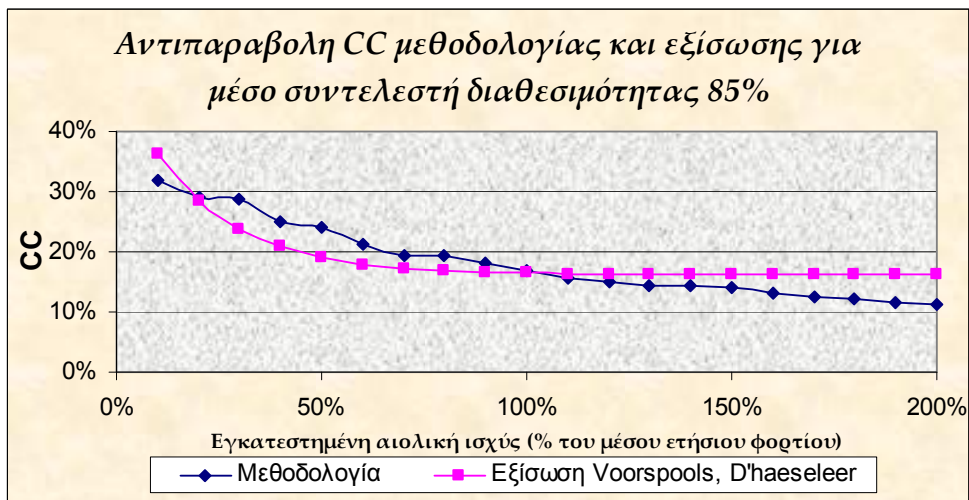
Επίσης, αυξανόμενου του μέσου συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων, διαπιστώνεται μείωση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος. Η αναμενόμενη αυτή επισήμανση επιβεβαιώνει τη σωστή λειτουργία της μεθοδολογίας.

Επιπρόσθετα, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας κυμαίνεται σε μεγαλύτερα επίπεδα σε σύγκριση με τους συντελεστές εγγυημένης ισχύος οποιουδήποτε σεναρίου. Πρόκειται και πάλι για ένα αναμενόμενο γεγονός.

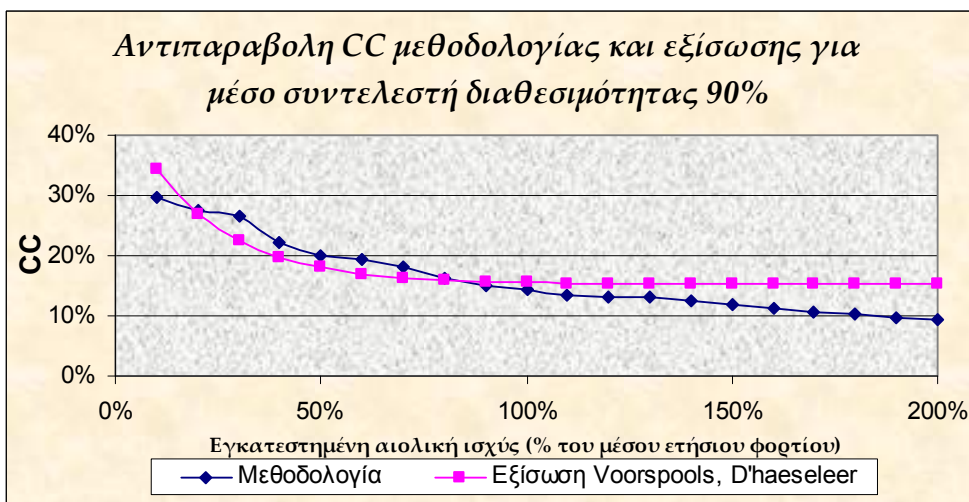
Τέλος, στα διαγράμματα 4.13. έως 4.16., γίνεται σύγκριση των αποτελεσμάτων της πιθανοτικής μεθοδολογίας με τα αποτελέσματα της εξίσωσης Voorspoels, D'haeseleer για κάθε σενάριο.



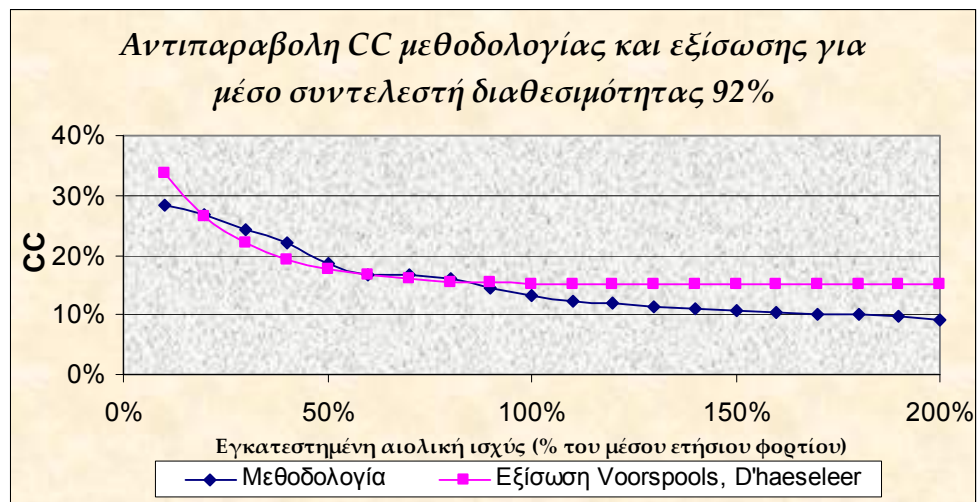
Διάγραμμα 4.13.



Διάγραμμα 4.14.



Διάγραμμα 4.15.



Διάγραμμα 4.16.

Μελετώντας τα διαγράμματα 4.13. έως 4.16., εύλογα καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι υπάρχει σύγκλιση των αποτελεσμάτων της μεθοδολογίας με αυτά της εξίσωσης Voorspools, D'haeseleer σε ιδιαίτερα ικανοποιητικό βαθμό.

4.1.3. Κρήτη

Η Κρήτη (εικόνα 4.4.) είναι το μεγαλύτερο νησί της Ελλάδας με έκταση 8261 km². Ο πληθυσμός της προσεγγίζει τους 540.000 κατοίκους με βάση την απογραφή του 1991. Είναι νησί κατ' εξοχήν ορεινό, όπου δεσπόζουν τρεις μεγάλες οροσειρές με τις διακλαδώσεις τους. Το κλίμα της θεωρείται ένα από τα ηπιότερα της Ευρώπης και επηρεάζεται άμεσα από τη θάλασσα που την περιβάλλει. Ωστόσο, στις κλειστές εσωτερικές λεκάνες και στα οροπέδια των υψηλότερων οροσειρών, διαμορφώνεται κλίμα με κάποια ηπειρωτικά χαρακτηριστικά. Η οικονομία της Κρήτης είναι κατά κύριο λόγο αγροτική και σε μικρότερο βαθμό κτηνοτροφική. Τα αξιοθαύμαστα μνημεία του μινωικού πολιτισμού, η φυσική ομορφιά και το εξαιρετικό κλίμα της Μεγαλονήσου, που επιτρέπει τα θαλάσσια λουτρά και κατά το προχωρημένο φθινόπωρο, αποτέλεσαν τους σημαντικότερους πόλους έλξης για τον τουρισμό, που γνωρίζει δυναμική ανάπτυξη από τα μέσα της δεκαετίας του 1960. [7]



4.1.3.1. Στοιχεία ζήτησης

Ο πληθυσμός της Κρήτης αυξάνεται σημαντικά στη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών αφού το νησί επισκέπτονται 2-3 εκατ. τουρίστες κατά μέσο όρο και κατά συνέπεια υπάρχει σημαντική αύξηση της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια. Το φαινόμενο αυτό δημιουργεί σημαντικά μεγαλύτερους ρυθμούς αύξησης της ζήτησης σε σύγκριση με αυτούς του διασυνδεδεμένου δικτύου. Επίσης παρατηρείται μεγάλη διαφορά μεταξύ μέγιστου και ελάχιστου φορτίου εντός της ημέρας, καθώς και του προφίλ από εποχή σε εποχή. Η μέγιστη ζήτηση στην Κρήτη με βάση τα διαθέσιμα στοιχεία του 2005 ήταν 562,38 MW και η ελάχιστη 144,69 MW.

Η χρονοσειρά της ζήτησης που λήφθηκε υπόψη αφορούσε το έτος 2004 και προέρχεται από τη ΔΕΗ. Γνωρίζοντας ότι τα τελευταία χρόνια παρατηρείται συνεχής αύξηση της ζήτησης με ρυθμό 5% περίπου ανά

έτος, καταλήγουμε στο προφίλ της ζήτησης για το έτος 2005 το οποίο παρουσιάζεται στο διάγραμμα 4.17.



Διάγραμμα 4.17.

4.1.3.2. Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς

Στον πίνακα 4.9. παρατίθενται τα χαρακτηριστικά των εγκατεστημένων συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης καθώς επίσης και η σειρά ένταξής τους.

Πίνακας 4.9. Συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας στην Κρήτη					
α/α	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Τύπος σταθμού	α/α	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Τύπος σταθμού
1	5,5	steam	15	18,8	gas
2	14	steam	16	28,1	gas
3	14	steam	17	42	gas
4	24,5	steam	18	42	gas
5	24	steam	19	53,5	gas
6	24,5	steam	20	53,5	gas
7	36	comb.cycle	21	12	gas
8	10,5	diesel	22	43,3	gas
9	10,5	diesel	23	33,4	gas
10	10,5	diesel	24	33,4	gas
11	10,5	diesel	25	51	diesel
12	14,5	gas	26	51	diesel

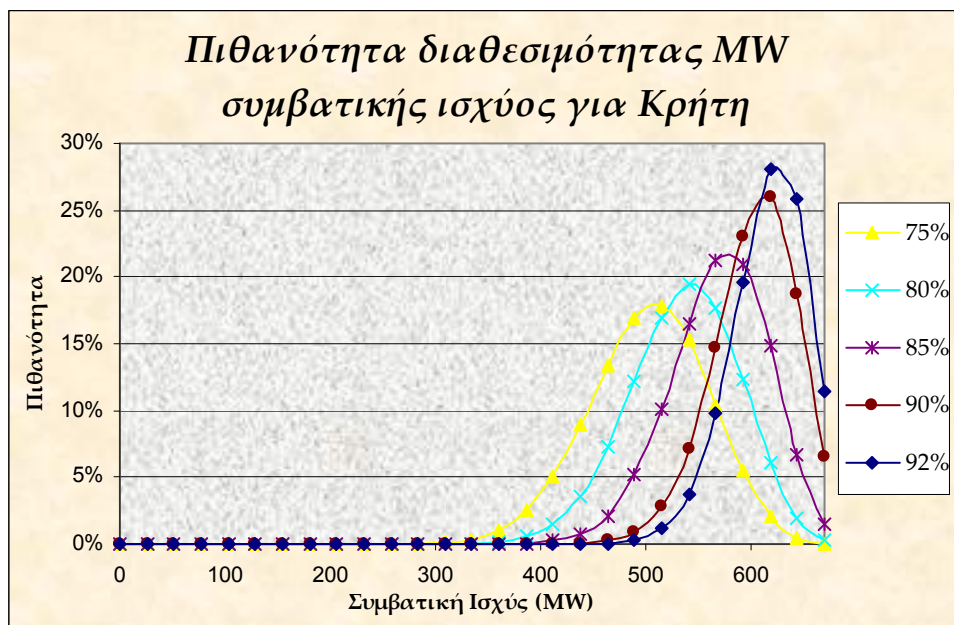
13	14,5	gas	27	100	diesel
14	14	gas	28	100	diesel
Σύνολο			889,5 MW		

Το σύστημα αποτελείται από 6 μονάδες ατμοπαραγωγών, 13 μονάδες αεριοστρόβιλων, 8 μονάδες diesel και 1 μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Σύμφωνα με την τρέχουσα πρακτική λειτουργίας, το φορτίο βάσης εξυπηρετείται κυρίως από τους ατμοστρόβιλους και δευτερευόντως από τις μονάδες diesel, ενώ το φορτίο αιχμής καλύπτεται από τους αεριοστρόβιλους μιας και εμφανίζουν ταχεία απόκριση στις μεταβολές της ζήτησης, αλλά υψηλό κόστος λειτουργίας.

Σύμφωνα με τη ΔΕΗ, η συνολική εγκατεστημένη συμβατική ισχύς στην Κρήτη για το έτος 2005 δεν υπερβαίνει τα 670 MW. Για το λόγο αυτό, θα θεωρήσουμε ότι οι ενεργειακές ανάγκες της Κρήτης καλύπτονται από 26 συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας με δυναμικότητα 25,77 MW η καθεμία.

Όσον αφορά το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας της κάθε μονάδας, ακολουθείται όπως και πριν η διαδικασία παραμετροποίησης του προβλήματος και ως εκ τούτου θα προκύψουν τιμές του συντελεστή εγγυημένης ισχύος συναρτήσει του μέσου συντελεστή διαθεσιμότητας.

Ανάλογο του διαγράμματος 4.10. είναι το διάγραμμα 4.18. το οποίο απεικονίζει την πιθανότητα μια ποσότητα συμβατικής παραγόμενης ισχύος να είναι διαθέσιμη με παράμετρο το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων για ένα σύστημα 26 συμβατικών μονάδων με εγκατεστημένη ισχύ 25,77 MW η καθεμία.

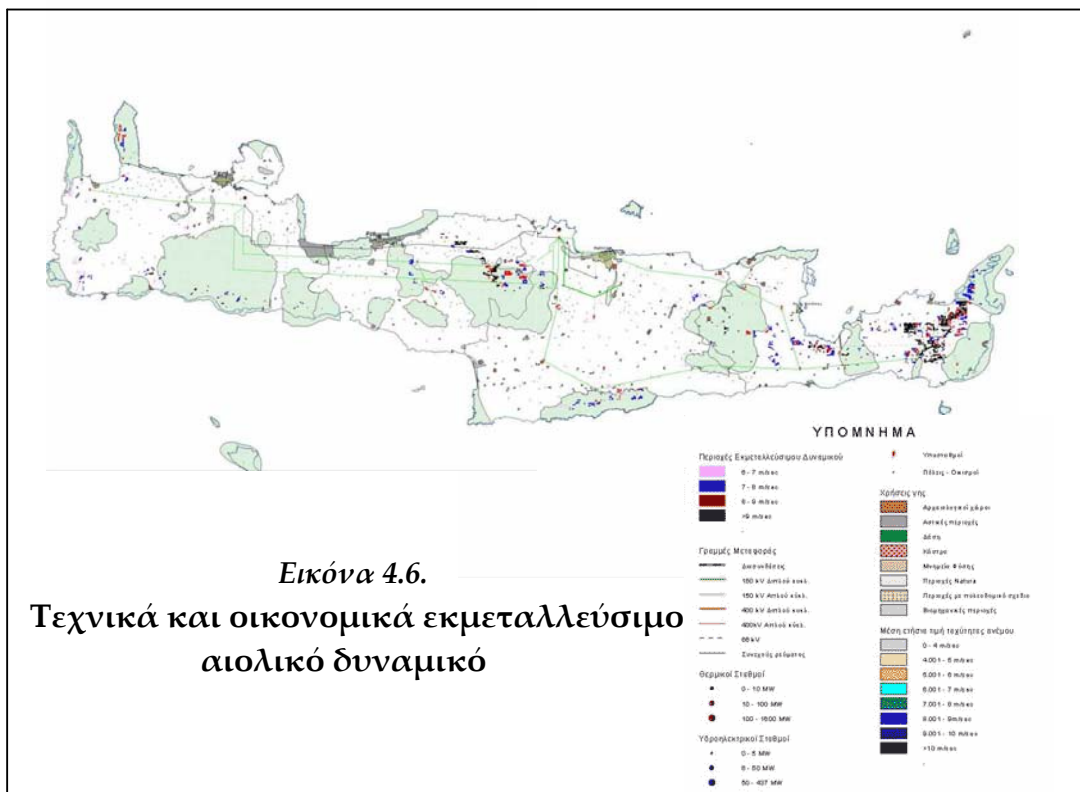
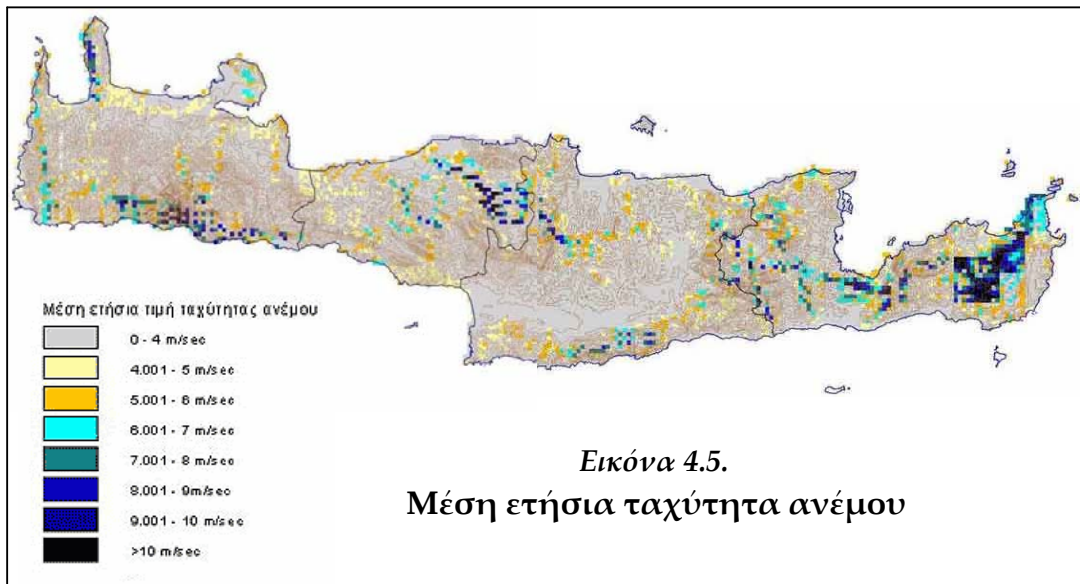


Διάγραμμα 4.18.

Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων

4.1.3.3. Ανεμολογικά στοιχεία και παραγόμενη αιολική ισχύς

Η Κρήτη διαθέτει πλούσιο αιολικό δυναμικό σε παράκτιες, αλλά και σε ορεινές τοποθεσίες, με μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου που ξεπερνούν τα 8 m/s και καθιστούν το κόστος της παραγόμενης ενέργειας ιδιαίτερος οικονομικό. Οι εικόνες 4.5. και 4.6. που έπονται παρουσιάζουν ενδιαφέροντα στοιχεία για το αιολικό δυναμικό της Κρήτης.



Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων

Η χρονοσειρά ανέμου που λήφθηκε υπόψη στην παρούσα εργασία προέρχεται από την Ρόκας Α.Ε. και παρουσιάζεται στο διάγραμμα 4.19. Μετά από μια πρόχειρη επεξεργασία των δεδομένων καταλήγουμε ότι η μέγιστη τιμή της ταχύτητας του ανέμου για τη χρονοσειρά αυτή είναι τα 23,68 m/sec, η μέση τιμή της είναι 8,97 m/sec, ενώ το ποσοστό άπνοιας (ταχύτητα μικρότερη των 3 m/sec) ανέρχεται στο 9,09%.



Διάγραμμα 4.19.

Μέσω μιας τυπικής καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας, γίνεται η μετατροπή των ταχυτήτων ανέμου σε αιολική ισχύ. Αδιαστατοποιώντας την παραγόμενη αιολική ισχύ με την εγκατεστημένη ισχύ, προκύπτει ο πίνακας 4.10. ο οποίος απεικονίζει την κατανομή της παραγόμενης αιολικής ισχύος.

Πίνακας 4.10. Κατανομή παραγόμενης αιολικής ισχύος για τη Κρήτη	
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μηδενική (=0%)	4,62%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι ίση με την εγκατεστημένη ισχύ (=100%)	11,1%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη του 80% της εγκατεστημένης ισχύος (>80%)	28,77%
Ποσοστό του χρόνου όπου η παραγόμενη ισχύς είναι μεταξύ 20% και 80% της εγκατεστημένης ισχύος (<80% και >20%)	31,88%

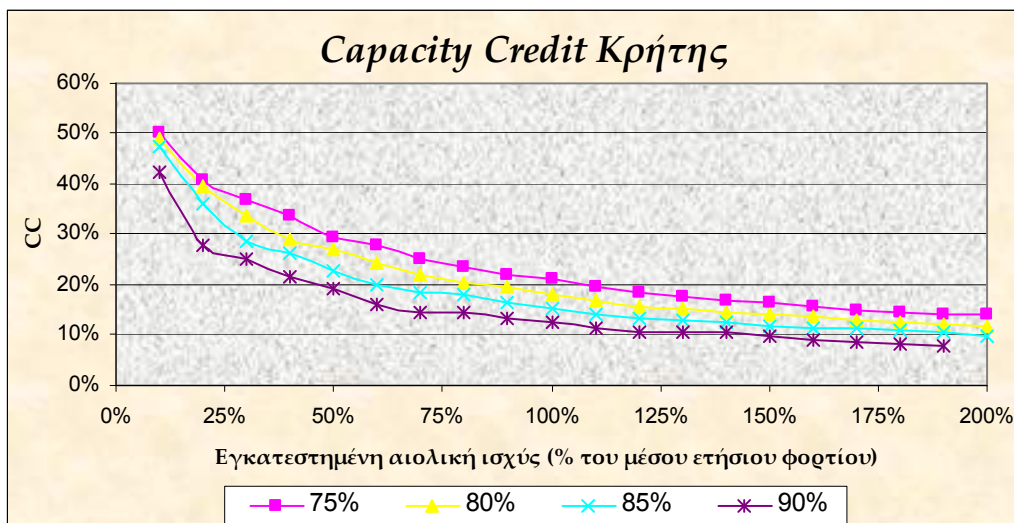
Βάσει των ανεμολογικών δεδομένων της Κρήτης, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ανέρχεται στο 44,84%.

4.1.3.4. Αποτελέσματα

Όπως και στην περίπτωση της Λέσβου και της Σερίφου, έτσι και για την Κρήτη εφαρμόζεται η μεθοδολογία για εγκατεστημένη ισχύ από 10% έως 200% του μέσου ετήσιου φορτίου του νησιού. Το μέσο ετήσιο φορτίο για το νησί της Κρήτης είναι ίσο με 305 MW. Αναλυτικότερα, η κύμανση της αιολικής εγκατεστημένης ισχύος απεικονίζεται στον πίνακα 4.11.

Αδιάστατη εγκατεστημένη ισχύς (% μέσου ετήσιου φορτίου)	10%	50%	100%	150%	200%
Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	30,5	152,5	305	457,5	610

Στο διάγραμμα 4.20. παρουσιάζεται η διακύμανση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (Capacity Credit) συναρτήσει της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, με παράμετρο το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας για την Κρήτη. Οι τιμές που λαμβάνει ο μέσος συντελεστής διαθεσιμότητας είναι 75%, 80%, 85% και 90%. Ως αποτέλεσμα, έχουμε 4 σενάρια, για κάθε ένα από τα οποία υπολογίζουμε το συντελεστή εγγυημένης ισχύος ως προς την εγκατεστημένη αιολική ισχύ.



Διάγραμμα 4.20.

Η πιθανότητα να υπάρξει έλλειμμα φορτίου (LOLE) για κάθε σενάριο παρατίθεται στον πίνακα 4.12. Είναι φανερό ότι τα σενάρια 3 και 4 προσεγγίζουν την πραγματικότητα σε μεγάλο βαθμό.

Πίνακας 4.12. Αντιστοίχιση availability με LOLE για κάθε σενάριο		
Αριθμός σεναρίου	Διαθεσιμότητα συμβατικών μονάδων	Πιθανότητα να υπάρχει έλλειμμα φορτίου (μέρες/10 έτη)
1	75%	112,76
2	80%	42,31
3	85%	10,87
4	90%	1,46

Επομένως τα σενάρια 2, 3 και 4 αντικατοπτρίζουν πληρέστερα την ενεργειακή πραγματικότητα της Κρήτης.

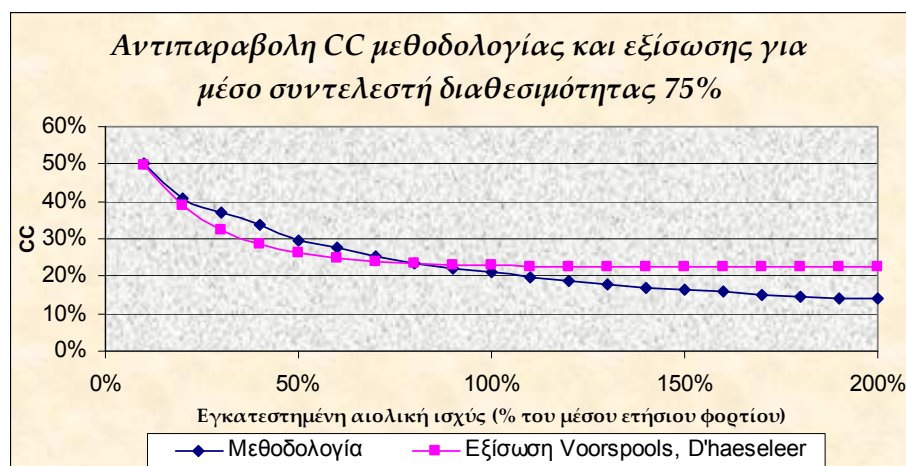
4.1.3.5. Αξιολόγηση αποτελεσμάτων

Αρχικά, μελετώντας το διάγραμμα 4.19., παρατηρείται ότι για κάθε σενάριο ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος μειώνεται αυξανόμενη της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Το γεγονός αυτό είναι φυσιολογικό και επαληθεύει την ορθότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας.

Επίσης, αυξανόμενου του μέσου συντελεστή διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων, διαπιστώνεται μείωση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος. Και σε αυτήν την περίπτωση, επιβεβαιώνεται η σωστή λειτουργία της μεθοδολογίας.

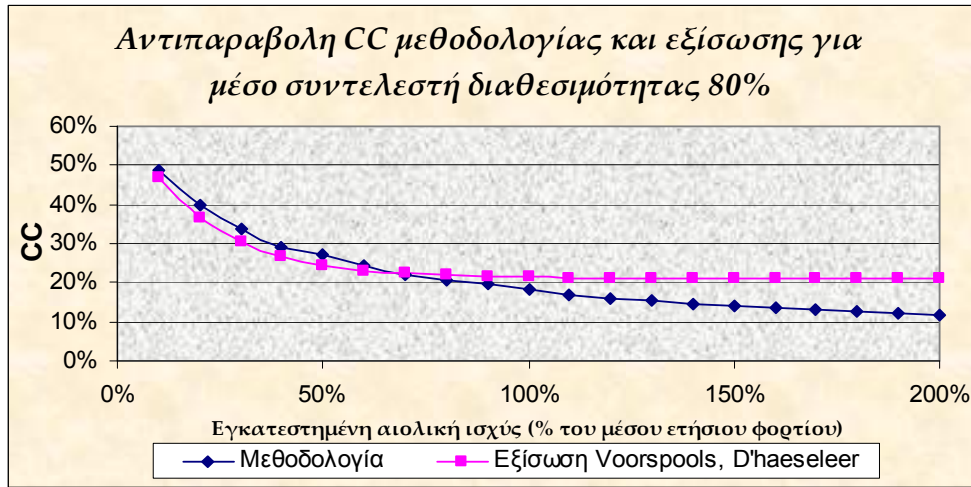
Εν συνεχεία, η τιμή του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας υπερβαίνει οποιαδήποτε τιμή του συντελεστή εγγυημένης ισχύος, γεγονός θετικό για την ορθότητα των αποτελεσμάτων.

Τέλος, στα διαγράμματα 4.21. έως 4.24., γίνεται σύγκριση των αποτελεσμάτων της πιθανοτικής μεθοδολογίας με τα αποτελέσματα της εξίσωσης Voorspools, D'haeseleer για κάθε σενάριο.

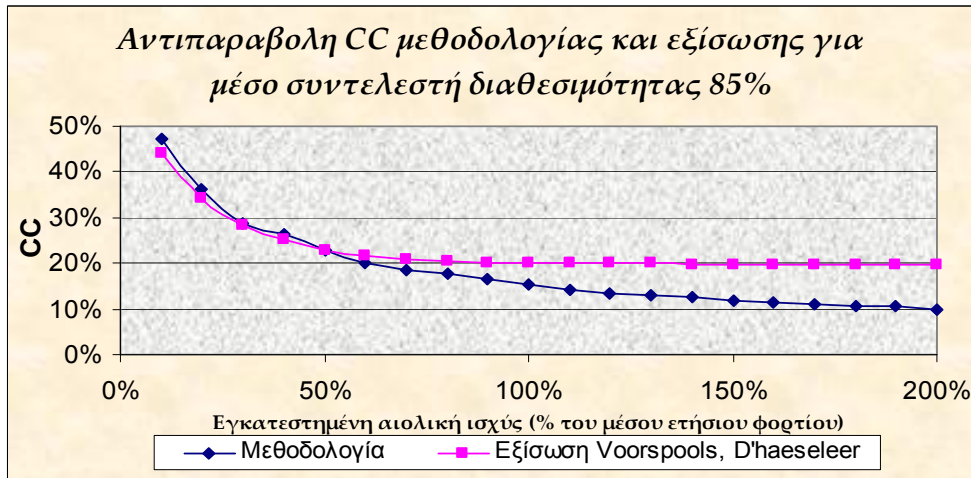


Διάγραμμα 4.21.

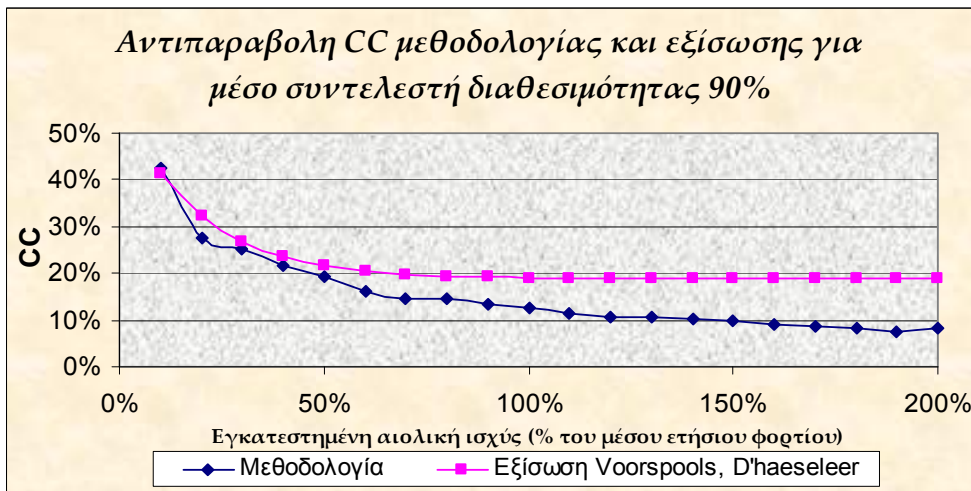
Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων



Διάγραμμα 4.22.



Διάγραμμα 4.23.



Διάγραμμα 4.24.

4.1.4. Παρατηρήσεις σχετικά με την εξίσωση Voorspools, D'haeseleer

Αξίζει να σημειωθούν και να τονιστούν κάποιες παρατηρήσεις σχετικά με την αξιοπιστία της εξίσωσης Voorspools, D'haeseleer. Υπενθυμίζεται ότι ο

τύπος της εξίσωσης είναι $CC = a \cdot \frac{CF_{wind}}{R_{system}} \cdot (1 + \beta \cdot e^{-b(x-1)})$ όπου:

- CC ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος σε % της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος
- x το επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας σε % της αιχμής του φορτίου
- CF_{wind} ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των ανεμογεννητριών σε %
- R_{system} ο μέσος συντελεστής διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας
- a : 37,6
- β : 1,843
- b : 0,094

Εστιάζοντας περισσότερο την προσοχή μας στις παραμέτρους της εξίσωσης Voorspools, D'haeseleer, γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι η εξίσωση αυτή δε λαμβάνει υπόψη κάποια σημαντικά στοιχεία καταλυτικής σημασίας όπως:

- × Το μέγεθος του συστήματος
- × Η γεωγραφική διασπορά των αιολικών
- × Ο αριθμός των συμβατικών μονάδων
- × Η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων

Παρατηρείται ότι τα αποτελέσματα της μεθοδολογίας διαφέρουν ελάχιστα από τα αποτελέσματα της εξίσωσης Voorspools, D'haeseleer στην περίπτωση της Σερίφου, ενώ στις περιπτώσεις της Λέσβου και της Κρήτης οι διαφορές είναι λίγο μεγαλύτερες. Αυτό πιθανότατα έχει να κάνει με το μεγάλο αριθμό συμβατικών μονάδων παραγωγής ενέργειας που έχει τόσο η Λέσβος όσο και η Κρήτη, στοιχείο που δε λαμβάνεται υπόψη από την εξίσωση.

4.2. Εφαρμογή της μεθοδολογίας στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα και επίδραση της Γεωγραφικής διασποράς

4.2.1. Εισαγωγή

Σύμφωνα με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας, οι παγκόσμιες ενεργειακές ανάγκες μέχρι το 2030 θα παρουσιάσουν αύξηση της τάξης του 60%. Υπό αυτές τις συνθήκες εκτιμάται ότι μέχρι το 2030 η συνολική παραγωγική δυναμικότητα των χωρών του ΟΟΣΑ θα πρέπει να έχει αυξηθεί άνω των 2000 GW.

Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Ένωση, στη διάρκεια της περιόδου 2000 – 2030 εκτιμάται ότι θα έχουμε αύξηση των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης του 51%, με τις συνολικές επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής να διαμορφώνονται περίπου στα 625 δισ. Ευρώ. [16]

Στον ελληνικό χώρο [10], οι κύριοι παράγοντες που επιδρούν στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα σε μέσο-μακροπρόθεσμη βάση είναι οι εξής:

1. Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας (με δείκτη μέτρησης το ΑΕΠ).
2. Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες λόγω βελτίωσης του βιοτικού επιπέδου, αλλά και η βελτίωση των συνθηκών διαβίωσης συγκεκριμένων πληθυσμιακών ομάδων.
3. Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού.
4. Ειδικές συνθήκες (π.χ. υλοποίησης έργων Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης).
5. Διάφορα μέτρα εξειδίκευσης πολιτικών όπως εξοικονόμηση ενέργειας, περιβαλλοντικοί περιορισμοί κ.λ.π.

Στον πίνακα 4.13. παρουσιάζεται η εξέλιξη της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα κατά τη δεκαετία 1994 – 2004.

<i>Πίνακας 4.13. Εξέλιξη ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (1994 – 2004)</i>					
Έτος	Φορτίο ζήτησης ΥΤ (MWh) *	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Μέση ποσοστιαία μεταβολή		
			10-ετία 1995 - 2004	5-ετία 2000 - 2004	3-ετία 2002 - 2004
1994	33.976.754	-			
1995	35.159.317	3,48%	4,1%		
1996	36.587.704	4,06%			
1997	38.066.842	4,04%			
1998	39.861.786	4,72%			
1999	41.060.463	3,01%			
2000	44.108.220	7,42%			
2001	45.914.430	4,09%			
2002	46.973.998	2,31%			
2003	49.732.133	5,87%			
2004	50.971.700	2,49%			4,4%

* Θεωρείται η ζήτηση στην ΥΤ χωρίς το φορτίο άντλησης.

Στον πίνακα 4.14. παρουσιάζονται οι προβλέψεις για την εξέλιξη του ΑΕΠ της χώρας σύμφωνα με το ΥΠΕΘΟ (έως το 2010). Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζονται τρία σενάρια, ένα σενάριο βάσης, ένα λιγότερο αισιόδοξο, που προβλέπει μικρότερη ετήσια άνοδο του ΑΕΠ κατά 0.7% και ένα απαισιόδοξο. Για τα έτη 2008 έως και 2010, ελλείπει άλλων στοιχείων, η προβλεπόμενη αύξηση του ΑΕΠ έχει εκτιμηθεί από το ΔΕΣΜΗΕ. Με βάση τις τρέχουσες εκτιμήσεις της Τράπεζας της Ελλάδος, ως ρεαλιστικό σενάριο εξέλιξης του ΑΕΠ θεωρείται το λιγότερο αισιόδοξο σενάριο του ΥΠΕΘΟ, το οποίο υιοθετείται ως σενάριο αναφοράς.

Πρέπει να τονιστεί ότι τα τελευταία χρόνια, ο ρυθμός αύξησης της ζήτησης ενέργειας στο Ε.Δ.Σ. εμφανίζεται να παρακολουθεί το ρυθμό αύξησης του ΑΕΠ της χώρας.

<i>Πίνακας 4.14. Εξέλιξη ΑΕΠ</i>						
Σενάριο / Χρονιά	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Σενάριο βάσης	3,7	4,0	4,2	(4,0)	(4,0)	(4,0)
Λιγότερο αισιόδοξο σενάριο	3,3	3,3	3,3	(3,3)	(3,3)	(3,3)
Απαισιόδοξο σενάριο	2,9	3,0	3,0	(3,0)	(3,0)	(3,0)

Η χρήση σεναρίων (εύλογες υποθέσεις σχετικά με το τι θα μπορούσε να συμβεί στο μέλλον, βασισμένες στην προηγούμενη και τρέχουσα εμπειρία, αλλά και υποθέσεις σχετικά με το πως οι σχετικές τάσεις μπορεί

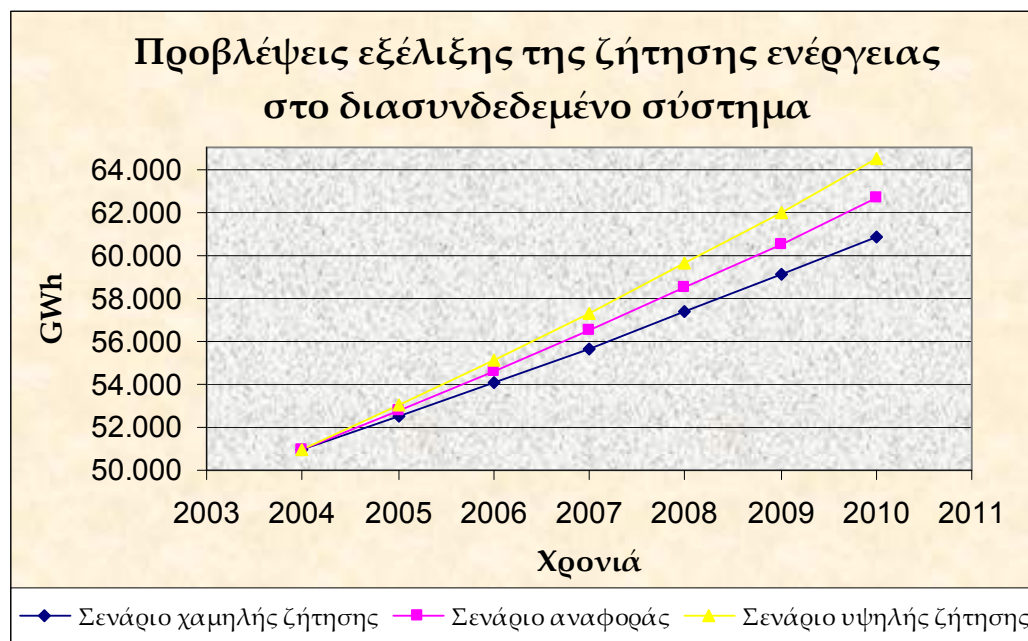
να εξελιχθούν) θα μας βοηθήσει στην πρόβλεψη ζήτησης της ενέργειας. Θα διαμορφωθούν λοιπόν τρία σενάρια:

- Σενάριο αναφοράς
- Σενάριο υψηλής ζήτησης
- Σενάριο χαμηλής ζήτησης

Οι προβλέψεις του ΔΕΣΜΗΕ σχετικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα παρατίθενται στον πίνακα 4.15.

Έτος	Σενάριο χαμηλής ζήτησης			Σενάριο αναφοράς			Σενάριο υψηλής ζήτησης		
	Ζήτηση (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Ετήσια αύξηση (GWh)	Ζήτηση (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Ετήσια αύξηση (GWh)	Ζήτηση (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Ετήσια αύξηση (GWh)
2004	50.972	-	-	50.972	-	-	50.972	-	-
2005	52.483	3,0	1.511	52.741	3,5	1.769	52.992	4,0	2.020
2006	54.057	3,0	1.574	54.586	3,5	1.845	55.112	4,0	2.120
2007	55.679	3,0	1.622	56.496	3,5	1.910	57.316	4,0	2.204
2008	57.349	3,0	1.670	58.473	3,5	1.977	59.609	4,0	2.293
2009	59.070	3,0	1.721	60.519	3,5	2.046	61.993	4,0	2.384
2010	60.842	3,0	1.772	62.636	3,5	2.117	64.473	4,0	2.480

Στο διάγραμμα 4.25. απεικονίζονται τα παραπάνω σενάρια.



Διάγραμμα 4.25.

Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει πολύ μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση ισχύος εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία (η μέγιστη ετήσια αιχμή εμφανίζεται κατά τους θερινούς μήνες). Δεδομένου του έντονου στοχαστικού χαρακτήρα της θερμοκρασίας τα μοντέλα πρόβλεψης ετησίων αιχμών φορτίου εξάγονται με βάση ιστορικά στοιχεία και τροποποιούνται κατάλληλα ώστε να λαμβάνουν υπόψη την αυξανόμενη εξάρτηση της ζήτησης ισχύος από τη θερμοκρασία. Για την πρόβλεψη της ετήσιας αιχμής, χρησιμοποιείται πιθανοτική ανάλυση με χρήση μοντέλων φορτίου – καιρού. Οι προβλεπόμενες μηνιαίες τιμές αιχμής φορτίου έχουν το χαρακτήρα τυχαίας μεταβλητής (που ακολουθεί κανονική κατανομή) και εκτιμάται η μέση τιμή τους και η αντίστοιχη διασπορά. Πιο συγκεκριμένα, η ανάπτυξη των χρησιμοποιούμενων μοντέλων φορτίου – καιρού βασίστηκε στην επεξεργασία του συνόλου των ωριαίων στοιχείων φορτίου και θερμοκρασίας την τελευταία 8-ετία.

Στον πίνακα 4.16. παρουσιάζεται η εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο σύστημα την τελευταία 10-ετία.

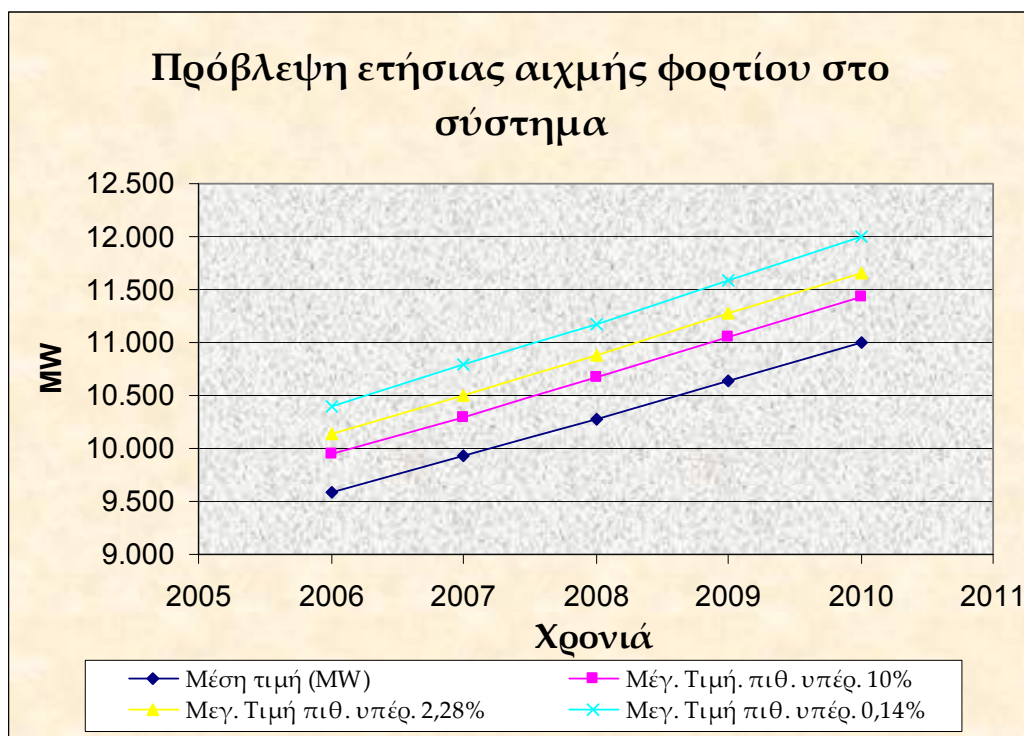
Πίνακας 4.16. Εξέλιξη ετήσιας αιχμής φορτίου στο ΕΔΣΜ (1995 – 2005)					
Έτος	Ετήσια αιχμή* (MW)	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Μέση ποσοστιαία μεταβολή		
			10-ετία 1996 - 2005	5-ετία 2001 - 2005	3-ετία 2003 - 2005
1995	6.063	-	5,0%		
1996	6.503	7,26%			
1997	6.703	3,08%			
1998	7.370	9,95%			
1999	7.364	-0,08%			
2000	8.529	15,82%		2,8%	
2001	8.598	0,81%			
2002	8.924	5,84%			
2003	9.042	0,13%			
2004	9.370	5,36%			
2005	9.635	2,08%		2,5%	

* Συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες μεταφοράς.

Στον πίνακα 4.17. παρουσιάζεται η πρόβλεψη της μέσης τιμής της ετήσιας αιχμής φορτίου για την περίοδο 2006 – 2010 και μέγιστες αναμενόμενες τιμές με πιθανότητα μη υπέρβασης 90%, 97,7%, 99,86%. Στις τιμές αυτές συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες μεταφοράς.

Πίνακας 4.17. Πρόβλεψη ετήσιας αιχμής φορτίου στο σύστημα				
Έτος	Μέση τιμή (MW)	Μέγιστη τιμή (MW) πιθανότητα υπέρβασης 10% (1,3σ)	Μέγιστη τιμή (MW) πιθανότητα υπέρβασης 2,28% (2σ)	Μέγιστη τιμή (MW) πιθανότητα υπέρβασης 0,14% (3σ)
2006	9.580	9.940	10.130	10.400
2007	9.930	10.300	10.500	10.790
2008	10.280	10.670	10.880	11.180
2009	10.640	11.050	11.270	11.590
2010	11.000	11.430	11.660	12.000

Το διάγραμμα 4.26. παρουσιάζει αναλυτικότερα τον πίνακα 4.17.



Διάγραμμα 4.26.

Όσον αφορά στην αιολική ενέργεια, εκτιμάται ότι παγκοσμίως μέχρι το 2020 θα αποτελεί μια αγορά με συνολικό κύκλο εργασιών της τάξης των 80 δις. Ευρώ ετησίως ενώ η δυναμικότητά του θα αυξηθεί από 59 GW το 2005 σε 1000 GW το 2020 και θα αντιπροσωπεύει το 12% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Ευρώπη εκτιμάται ότι θα παραμείνει ο παγκόσμιος ηγέτης του κλάδου όμως το μερίδιό της θα ακολουθήσει φθίνουσα πορεία. Η Ευρωπαϊκή Ένωση ξεκίνησε μια «επιθετική πολιτική» για την προώθηση

των ΑΠΕ, μετά τα μέσα της δεκαετίας του '90 με τη διατύπωση κειμένων βασικών αρχών όπως η Λευκή και η Πράσινη βίβλος, αλλά και οδηγιών που καθόριζαν την πολιτική στους αντίστοιχους τομείς. Τα αποτελέσματα της ενεργειακής πολιτικής της Ευρώπης είναι ιδιαίτερος ενθαρρυντικά, καθώς στο ευρωπαϊκό ενεργειακό ισοζύγιο, οι ΑΠΕ συμμετέχουν με 6% στην παραγωγή ενέργειας και 12% στην παραγωγή ηλεκτρισμού.

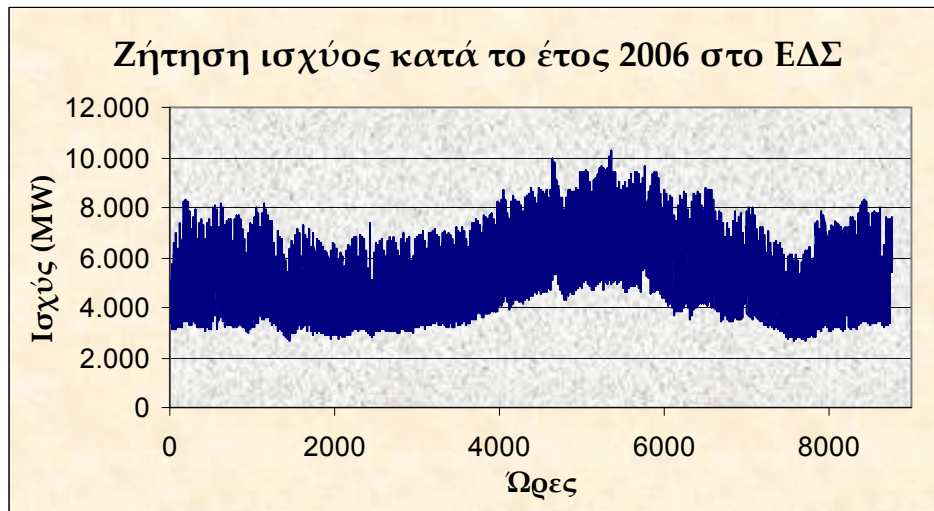
Ωστόσο, οι προς επίτευξη στόχοι είναι φιλόδοξοι: για το 2010 προβλέπεται διπλασιασμός της χρήσης ΑΠΕ, σε σχέση με το έτος βάσης 1990 και ορίζεται ότι 21% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να προέρχεται από ΑΠΕ. Μάλιστα, η Ευρωπαϊκή Ένωση ανεβάζει περαιτέρω τον πήχη, προτείνοντας ήδη ψηλότερους στόχους για το 2020 (π.χ. 29% για την ηλεκτροπαραγωγή).

Η αιολική ενέργεια θεωρείται ως η πλέον ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά ανταγωνιστική μορφή ΑΠΕ. Επομένως στα επόμενα χρόνια, η μεγαλύτερη έμφαση θα δοθεί στην κατασκευή καινούριων αιολικών πάρκων σε όλη την ελληνική επικράτεια με σκοπό την αποτελεσματική κάλυψη των αυξανόμενων ενεργειακών αναγκών της χώρας αλλά και την επίτευξη των Εθνικών στόχων που τίθεται από την Ευρωπαϊκή Ένωση. Κατά συνέπεια, στην προοπτική μεγάλης διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο ΕΔΣ, είναι απαραίτητο να εκτιμηθεί η επίδραση που έχει η γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων στην παροχή εγγυημένης ισχύος.

Στο κεφάλαιο αυτό της εργασίας, θα αναπτυχθούν και θα αξιολογηθούν πολλά ενδεικτικά σενάρια από τα οποία θα εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με την προοπτική διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο ΕΔΣ.

4.2.2. Στοιχεία ζήτησης

Η χρονοσειρά της ζήτησης για το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα προέρχεται από την ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ και αντικατοπτρίζεται στο διάγραμμα 4.27. Οι μέγιστες τιμές της ζήτησης λαμβάνουν χώρα κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού προσεγγίζοντας τα 10296 MW λόγω της ευρείας χρήσης κλιματιστικών. Στον υπόλοιπο καιρό, η ζήτηση σπάνια υπερβαίνει το φράγμα των 8000 MW. Τέλος, η ελάχιστη τιμή που λαμβάνει η ζήτηση είναι τα 2649 MW κατά το μήνα Απρίλιο. Το έτος στο οποίο αναφερόμαστε είναι το 2006.



Διάγραμμα 4.27.

4.2.3. Ανεμολογικά δεδομένα

Για τον υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος στο ΕΔΣ αλλά και για την εξέταση σεναρίων γεωγραφικής διασποράς των αιολικών, απαιτείται ταυτόχρονη πληροφορία για άνεμο σε όλες τις περιοχές. Είναι εύκολα αντιληπτό ότι είναι σχεδόν αδύνατο να επιτευχθεί η παραπάνω απαίτηση λόγω του μεγάλου αριθμού διαθέσιμων μετρήσεων ανέμου, για κοινό χρονικό διάστημα σε όλες τις εν δυνάμει θέσεις εγκατάστασης αιολικών πάρκων. Η πιθανή εγκατάσταση μετρητικού δικτύου για το λόγο αυτό θα έχει αφενός μεν πολυάριθμες τεχνικές δυσκολίες, αφετέρου δε το κόστος της θα ήταν απαγορευτικό. Επίσης, η χρήση ανεμολογικών χαρτών (ΚΑΠΕ) δεν είναι δυνατό να συμβάλουν στη διερεύνηση των στόχων της εργασίας καθώς παρέχουν μια εκτίμηση για τη μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου χωρίς να δίνεται κανενός είδους πληροφορία για τη χρονική μεταβολή του. Ας μη ξεχνάμε ότι είναι απαραίτητες το λιγότερο τριώρες μετρήσεις ανέμου σε κάθε περιοχή και όχι μια μέση ημερήσια τιμή.

Η λύση στο πρόβλημα μπορεί να προκύψει από συστηματική εφαρμογή επιχειρησιακού μετεωρολογικού προτύπου [17], [25], [26]. Με κατάλληλη προσαρμογή των αριθμητικών παραμέτρων, συστηματική εφαρμογή του προτύπου σε υπερετήσια βάση και επεξεργασία των χαρακτηριστικών του ανέμου, γίνεται δυνατή η αναπαραγωγή ταυτόχρονων χρονοσειρών ανέμου στη μεσοκλίμακα για όλη την επικράτεια. Πιο συγκεκριμένα, χρησιμοποιείται το μετεωρολογικό πρότυπο COAMPS που αναπτύχθηκε από το τμήμα Ναυτικής Μετεωρολογίας του Εργαστηρίου Θαλασσιών Ερευνών (Naval Research Laboratory) των ΗΠΑ. Η εφαρμογή του προτύπου και η επεξεργασία των

Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων

αποτελεσμάτων διεξάγεται από εξειδικευμένη ομάδα τεχνολογικών φορέων στο πεδίο πρόγνωσης ατμοσφαιρικών παραμέτρων για εφαρμογές αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα και αποτελείται από την Inflow, τη Σχολή Αντιρρύπανσης του Τ.Ε.Ι. Δυτικής Μακεδονίας και το Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνίου.

Για την παραμετροποίηση και προσαρμογή του προτύπου έχουν ληφθεί υπόψη αποτελέσματα προγνώσεων ανέμου άλλων επιχειρησιακών προτύπων που χρησιμοποιούν Εθνικοί Μετεωρολογικοί φορείς καθώς και σύγχρονα μετρητικά δεδομένα από δίκτυο συστημάτων καταγραφής ανέμου.

Λαμβάνοντας υπόψη την πιστότητα των προγνώσεων των σύγχρονων μετεωρολογικών προτύπων στους αμέσως επόμενους χρονικούς ορίζοντες (μέχρι του επόμενου 24ώρου) και ότι δεν απασχολεί η επιγραμμική πρόγνωση των καιρικών συνθηκών εν γένει, αλλά αποκλειστικά η εκτίμηση του ανέμου και όποιου άλλου ατμοσφαιρικού μεγέθους μπορεί να σχετίζεται με την τεχνολογία της αιολικής ενέργειας, για την υπολογιστική διαδικασία, όπως διεξάγεται εν προκειμένω, αξίζει να σημειωθούν τα εξής:

- διεξάγονται «ζεστοί» υπολογισμοί παρελθόντος χρόνου μέχρι τις επόμενες 24 ώρες με ανανέωση συλλεγμένων δεδομένων κάθε 12 ώρες
- εκ των αποτελεσμάτων, αποθηκεύονται και επεξεργάζονται μόνον όσα στοιχεία ενδιαφέρουν τεχνολογικά σε προκαθορισμένους χρονικούς ορίζοντες (εξ' αιτίας του τεχνολογικού προβλήματος που απασχολεί αποθηκεύονται τα δεδομένα κάθε 3 ώρες)
- για την ακριβέστερη σύλληψη των φαινομένων έχει προσαρμοστεί υπολογιστικό πλέγμα στην περιοχή της Ελλάδας, οριζόντιας ανάλυσης της τάξης των 3 χλμ.

Μια απεικόνιση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από το μετεωρολογικό πρότυπο COAMPS έχει ήδη παρουσιαστεί στο διάγραμμα 1.3.

4.2.4. Στοιχεία για τους συμβατικούς σταθμούς

Είναι ευρύτερα γνωστό ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα καλύπτεται κατά κόρον από τις συμβατικές μονάδες. Μέχρι σήμερα, η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας είναι ιδιαίτερος περιορισμένη.

Κάνοντας μια σύντομη αναδρομή στην παράγραφο 2.2.1., υπενθυμίζουμε ότι η ολική συμβατική εγκατεστημένη ισχύς

Η Εγγυημένη Ισχύς των Αιολικών Πάρκων

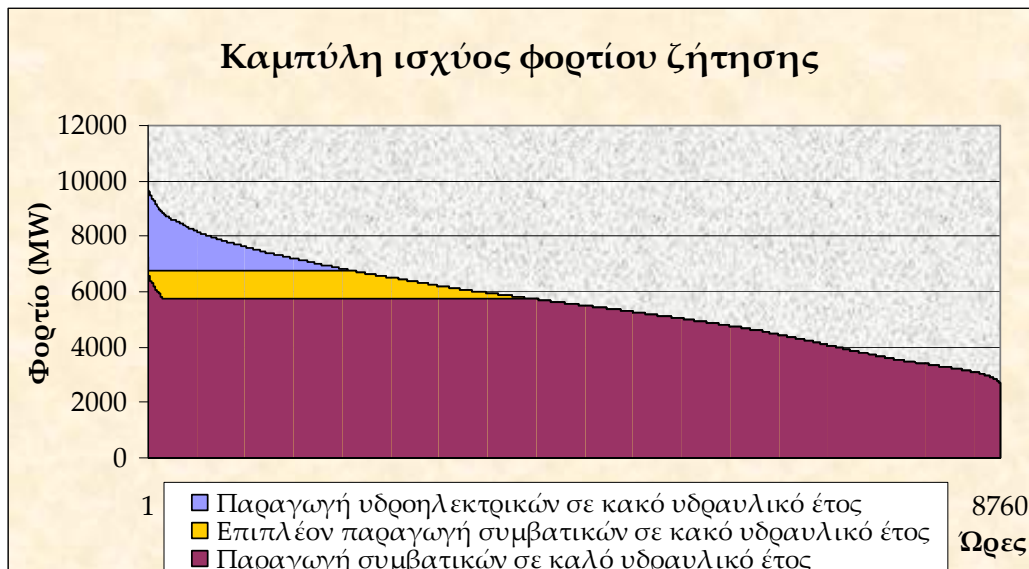
(συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών) ανέρχεται σε 1124,4 MW. Η παραγόμενη ισχύς των υδροηλεκτρικών σταθμών είναι ίση με 3058,5 MW.

Εξετάστηκαν τρεις περιπτώσεις εφαρμογής, όσον αφορά την ισχύ των συμβατικών μονάδων και τη μέση διαθεσιμότητα τους. Πιο συγκεκριμένα:

- 1^η περίπτωση: Στην περίπτωση αυτή δε γίνεται διαχωρισμός μεταξύ υδροηλεκτρικών και υπόλοιπων συμβατικών μονάδων. Κατά συνέπεια, χρησιμοποιήθηκε ως συνολική καθαρή συμβατική ισχύς 10295 MW, η οποία παράγεται από την καθαρή ισχύ 41 συμβατικών μονάδων με μέση ικανότητα 251,1 MW έκαστη. Η μέση διαθεσιμότητα της κάθε μονάδας τίθεται ίση με 87%.⁴
- 2^η – 3^η περίπτωση: Χρησιμοποιείται ως καθαρή συμβατική 7236 MW, η οποία δίνεται από την καθαρή ισχύ 32 συμβατικών μονάδων με μέση ικανότητα 227 MW. Οι μονάδες αυτές θεωρούμε ότι έχουν μέση διαθεσιμότητα ίση με 89%. Στις περιπτώσεις αυτές όμως εφαρμόζουμε τελειώς διαφορετική προσέγγιση όσον αφορά τις υδροηλεκτρικές μονάδες. Αναλυτικότερα, όσον αφορά τη 2^η περίπτωση, θεωρούμε ότι πρόκειται για καλό υδραυλικό έτος [13], κατά το οποίο η ενέργεια που παράγεται από τα υδροηλεκτρικά σε ένα έτος ισούται με 5 TWh. Αντιστοίχως στην 3^η περίπτωση, θεωρούμε ότι το υδραυλικό έτος είναι κακό, με συνέπεια η ενέργεια που παράγεται από τα υδροηλεκτρικά σε ένα έτος ισούται με 2 TWh. Η παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων κατανέμεται στις ώρες αιχμής της ζήτησης, με μέση δυνατότητα παραγωγής 3058,5 MW.

Για την πληρέστερη επισκόπηση του θέματος και για να διαλευκανθούν πλήρως τα παραπάνω, παρατίθεται το διάγραμμα 4.28. το οποίο απεικονίζει την καμπύλη διάρκειας της ζήτησης καθώς και την καμπύλη διάρκειας της ζήτησης μετά την αφαίρεση της παραγωγής των υδροηλεκτρικών, η οποία θεωρείται πλήρως προγραμματισμένη και προβλέψιμη. Ας σημειωθεί ότι οι παραπάνω παραδοχές θεωρούνται «εκ του ασφαλούς» σε σχέση με τον υπολογισμό της αιολικής εγγυημένης ισχύος.

⁴ Από την παράγραφο 2.2.2., παρατηρούμε ότι η διαθεσιμότητα των υδροηλεκτρικών μονάδων είναι πολλές φορές μικρότερη από αυτή των υπόλοιπων συμβατικών μονάδων, παρασέρνοντας το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας σε χαμηλότερα επίπεδα.



Διάγραμμα 4.28.

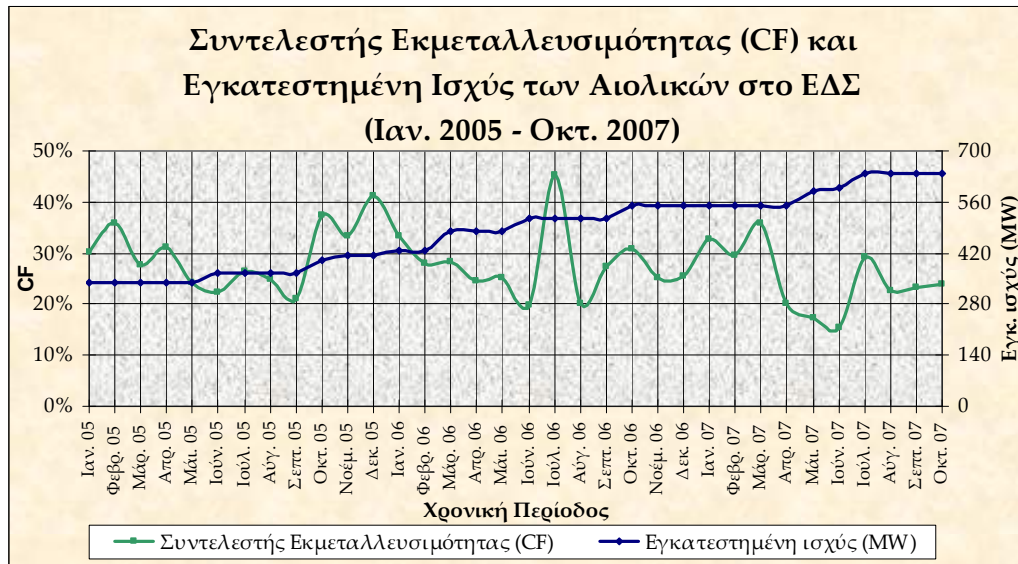
4.2.5. Πληροφοριακά Στοιχεία Συστήματος

Η συνολική αιολική εγκατεστημένη ισχύς στο ΕΔΣ καθώς και η μηνιαία παραγόμενη ενέργεια από αιολικά στο ΕΔΣ κατά τη χρονική περίοδο Ιανουάριος 2005 – Οκτώβριος 2007 απεικονίζεται στο διάγραμμα 4.29. Τα στοιχεία αυτά λήφθηκαν από τα μηνιαία δελτία ΑΠΕ που δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΜΗΕ.



Διάγραμμα 4.29.

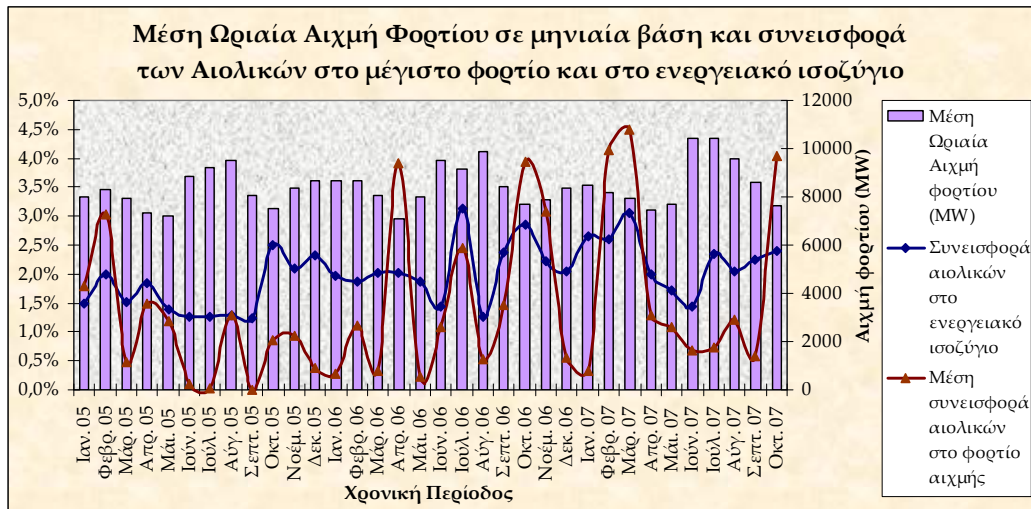
Μετά από σύντομη επεξεργασία των τιμών που λαμβάνουν η παραγόμενη ενέργεια και η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών προκύπτει το διάγραμμα 4.30., το οποίο παρουσιάζει τον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών (Capacity Factor) στο ΕΔΣ, την περίοδο Ιανουάριος 2005 – Οκτώβριος 2007.



Διάγραμμα 4.30.

Η κύμανση της συνεισφοράς των αιολικών στο ενεργειακό ισοζύγιο κατά την περίοδο Ιανουάριος 2005 – Οκτώβριος 2007 απεικονίζεται στο διάγραμμα 4.31. Στο ίδιο διάγραμμα, παρουσιάζονται η μέση συνεισφορά των αιολικών στο φορτίο αιχμής καθώς επίσης και η μέση ωριαία αιχμή φορτίου (όπως προκύπτουν από ανάλυση σε μηνιαία βάση) κατά την ίδια περίοδο. Τα στοιχεία αυτά λήφθηκαν από τα δελτία Ισοζυγίου Ηλεκτρικής Ενέργειας στο ΕΔΣ που δημοσιεύει κάθε μήνα ο ΔΕΣΜΗΕ στην ιστοσελίδα του.

Υπενθυμίζεται ότι τα πληροφοριακά στοιχεία για τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα της παρούσας ενότητας αφορούν το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα και ως εκ τούτου δεν περιλαμβάνουν τα νησιά και την Κρήτη.



Διάγραμμα 4.31.

4.2.6. Εύρος Διείσδυσης στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

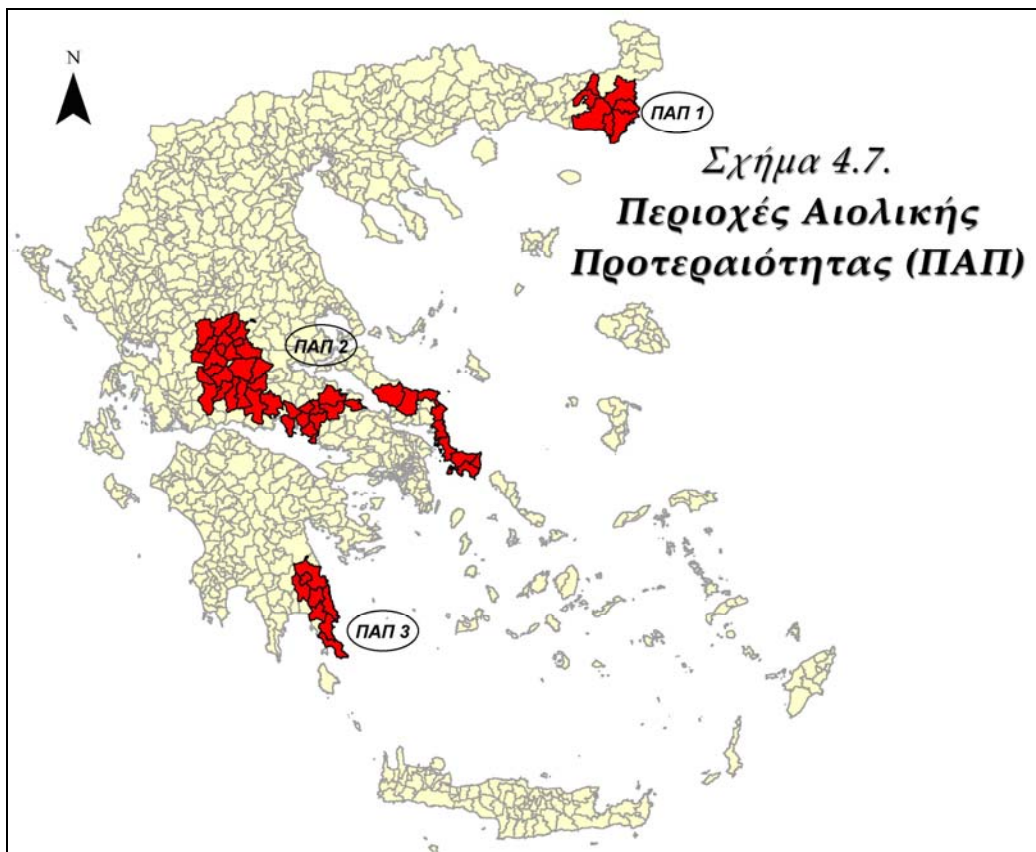
Στις περιπτώσεις εφαρμογής που έπονται, μελετώνται σενάρια γεωγραφικής διασποράς των αιολικών με έμφαση στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Στις νησιωτικές περιοχές της Ελλάδας και πιο συγκεκριμένα στο Αιγαίο, όπως έχει προαναφερθεί, πνέουν άνεμοι ισχυρής έντασης καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Αν το αιολικό αυτό δυναμικό τύχαινε ενεργειακής εκμετάλλευσης, τότε η Ελλάδα θα ήταν πρακτικά ενεργειακά αυτόνομη. Δυστυχώς όμως, για λόγους διασύνδεσης, η εξέταση σεναρίων μεγάλης διείσδυσης στα νησιά δεν έχει πραγματική αξία. Παρόλα αυτά, λόγω των όλο και πιο συχνών εκπονήσεων μελετών για διασύνδεση των νησιών με το ΕΔΣ, η εργασία περιέχει και σενάρια ενσωμάτωσης αιολικών πάρκων στα νησιά.

Επιπρόσθετα, το σχέδιο του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις ΑΠΕ [18],[19] δίνει βαρύτητα στην ηπειρωτική χώρα, αφήνοντας προς το παρόν εκτός άμεσης προτεραιότητας το ενδεχόμενο μεγάλης διείσδυσης στα νησιά. Αναλυτικότερα, στην ηπειρωτική χώρα στην οποία συμπεριλαμβάνεται και η Εύβοια, διακρίνονται δύο ειδών περιοχές: οι Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ) και οι Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας (ΠΑΚ).

Οι Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ) είναι οι περιοχές της ηπειρωτικής χώρας που διαθέτουν συγκριτικά πλεονεκτήματα για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών (ύπαρξη εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού, αυξημένη ζήτηση εγκατάστασης ανεμογεννητριών κλπ) και προσφέρονται για την επίτευξη χωροταξικών στόχων, όπως ελεγχόμενη συγκέντρωση αιολικών εγκαταστάσεων. Στις περιοχές αυτές προσδιορίζεται η μέγιστη δυνατότητα χωροθέτησης αιολικών

εγκαταστάσεων, αποκαλούμενη και φέρουσα ικανότητα. Ορίζονται τρεις βασικές Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ), όπως φαίνεται παραστατικά στο σχήμα 4.7.:

- Η ΠΑΠ 1 στη Βόρειο Ελλάδα, στους νομούς Έβρου και Ροδόπης, στην οποία προβλέπεται η εγκατάσταση 480 τυπικών ανεμογεννητριών δηλαδή 960 MW.⁵
- Η ΠΑΠ 2 στην Κεντρική Ελλάδα, στους νομούς Καρδίτσας, Αιτωλοακαρνανίας, Ευρυτανίας, Φωκίδας, Φθιώτιδας, Βοιωτίας και Ευβοίας, στην οποία προβλέπεται η εγκατάσταση 1619 τυπικών ανεμογεννητριών δηλαδή 3238 MW.
- Η ΠΑΠ 3 στην Πελοπόννησο, στους νομούς Λακωνίας και Αρκαδίας, στην οποία προβλέπεται η εγκατάσταση 438 τυπικών ανεμογεννητριών δηλαδή 876 MW.



Ως Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας (ΠΑΚ) ορίζονται ομάδες ή επιμέρους περιοχές πρωτοβάθμιων ΟΤΑ της ηπειρωτικής χώρας καθώς και μεμονωμένες θέσεις, οι οποίες δεν εμπίπτουν σε ΠΑΠ αλλά διαθέτουν

⁵ «Τυπική ανεμογεννήτρια» είναι αυτή που έχει διάμετρο 85m και παράγει ισχύ 2 MW.

ικανοποιητικό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό και προσφέρονται για το λόγο αυτό για την χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων.

Στην Αττική, που αντιμετωπίζεται ως ιδιαίτερη κατηγορία λόγω του μητροπολιτικού της χαρακτήρα, προβλέπεται η εγκατάσταση 50 τυπικών ανεμογεννητριών δηλαδή 100 MW.

Όπως έχει προαναφερθεί, για την Ελλάδα, το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας πρέπει να ανέλθει μέχρι το 2020 σε 29% (οι στόχοι που έχουν τεθεί για το 2010 θεωρούνται πλέον μη υλοποιήσιμοι). Με γνώμονα την όλο και αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας με την πάροδο των χρόνων (το θέμα αυτό αναλύθηκε διεξοδικά στην εισαγωγή του παρόντος κεφαλαίου), οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων θα πρέπει να είναι δυναμικότητας 4500 MW για το ΕΔΣ. Πρόκειται σαφέστατα για μεγάλη διείσδυση αιολικής ενέργειας, που απαιτεί προσεκτικό χωροταξικό σχεδιασμό ώστε η ενσωμάτωση να γίνει με βέλτιστο τρόπο με ταυτόχρονη ικανοποίηση όσο το δυνατόν περισσότερων κριτηρίων.

Εν κατακλείδι, το ΕΧΠ σε συνδυασμό με την ενεργειακή στρατηγική της χώρας και το καθεστώς αδειοδοτήσεων προδιαγράφει τα κυρίως σενάρια των οποίων τα αποτελέσματα θα δώσουν σημαντικές πληροφορίες για τη μελλοντική στρατηγική ανάπτυξης του ΕΔΣ. Σαν ενδεικτικός στόχος διείσδυσης τίθεται το όριο των 5000 MW.

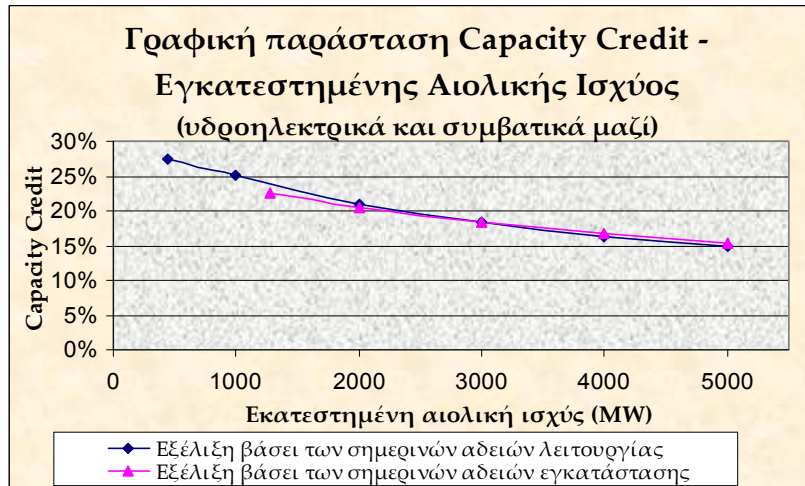
4.2.7. Σενάρια Χωροθέτησης και Αποτελέσματα

Για την καλύτερη και πληρέστερη επισκόπηση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος στο ΕΔΣ, επιλέχθηκαν πολυάριθμα σενάρια. Όλοι οι υπολογισμοί διεξήχθησαν τόσο για τη θεώρηση «καλού» όσο και «κακού» υδραυλικού έτους, αλλά και εντάσσοντας τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς στους συμβατικούς διορθώνοντας το μέσο συντελεστή διαθεσιμότητας.

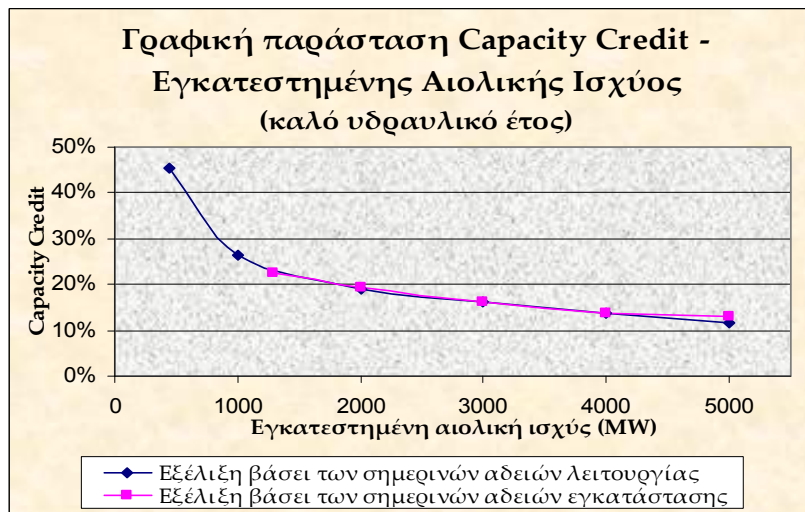
4.2.7.1. Σενάρια βάσει του καθεστώτος αδειοδότησης

Έχοντας μελετήσει και επεξεργαστεί τα στοιχεία αδειών για το 2006 στην παράγραφο 1.4., θα αναπτυχθούν δύο σειρές σεναρίων βασισμένες στα αιολικά πάρκα που βρίσκονται σε λειτουργία στο ΕΔΣ (~450 MW με CF = 28,45%) καθώς επίσης και όσα έχουν άδεια εγκατάστασης (περίπου άλλα 850 MW με CF = 26,13%), δηλαδή σύνολο 1300 MW. Η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων σε κάθε σειρά σεναρίων θα αυξάνεται βάσει του προφίλ που δίνουν τα στοιχεία για τις εκάστοτε άδειες. Ο πίνακας 4.18. παρουσιάζει την κύμανση των σεναρίων ενώ τα διαγράμματα 4.32., 4.33. και 4.34. απεικονίζουν τα αποτελέσματα.

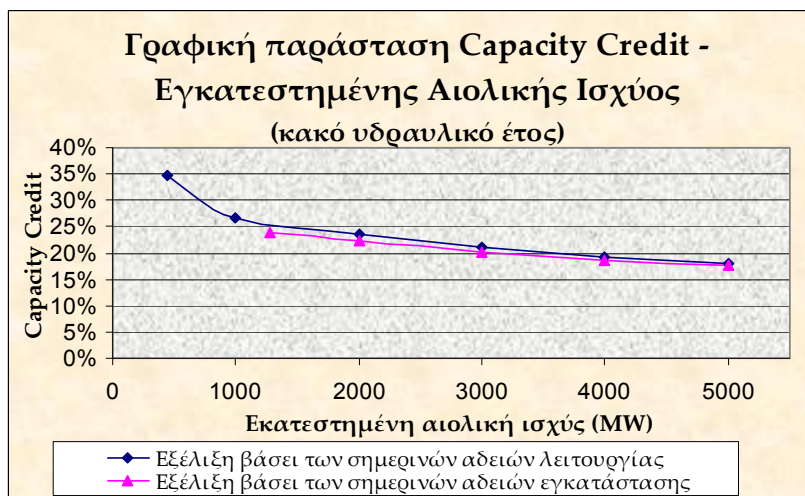
Πίνακας 4.18. Σενάρια βάσει του καθεστώτος αδειοδότησης											
	Άδειες Λειτουργίας						Άδειες Εγκατάστασης				
	Σημ. Κατ.	Εξέλιξη βάσει σημερινής κατάστασης					Σημ. Κατ.	Εξέλιξη βάσει σημερινής κατάστασης			
Σύνολο (MW)	448	1000	2000	3000	4000	5000	1283	2000	3000	4000	5000
Ν. Εβρου	163	364	728	1092	1456	1820	227	354	531	709	886
Ν. Δράμας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ν.Κιλκίς	17	38	76	114	152	190	17	27	40	53	66
Ν. Πέλλας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ν. Φλώρινας	0	0	0	0	0	0	29	45	68	90	113
Ν. Καστοριάς	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ν. Ιωαννίνων	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ν. Λάρισας – Πιερίας	17	38	76	114	152	190	50	78	117	156	195
Ν. Τρικάλων	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ν. Κεφαλλονιάς	14	30	61	91	121	152	81	126	189	253	316
Ν. Κέρκυρας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ν. Αχαΐας	37	82	164	247	329	411	116	181	272	363	453
Νότια. Εύβοια	155	346	692	1038	1384	1730	207	323	485	646	808
Κεν. – Νοτ. Εύβοια	39	86	173	259	346	432	52	81	121	162	202
Ν. Βοιωτίας	7	15	30	46	61	76	157	245	367	489	611
Ν. Ευρυτανίας	0	0	0	0	0	0	94	147	221	294	368
Σκύρος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ν. Αττικής	0	0	0	0	0	0	31	49	74	98	123
Ν. Αργολίδας	0	0	0	0	0	0	54	85	127	170	212
Ν. Λακωνίας – Αρκαδίας	0	0	0	0	0	0	166	259	389	519	648
Ν. Χίου	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Λέσβος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Λήμνος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Νάξος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Διάγραμμα 4.32.



Διάγραμμα 4.33.



Διάγραμμα 4.34.

4.2.7.2. Σενάρια που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας

Στην παράγραφο αυτή, η μεθοδολογία χρησιμοποιήθηκε αρχικά για την αξιολόγηση της συνεισφοράς στην εγγυημένη ισχύ της καθεμιάς, από τις τρεις περιοχές ΠΑΠ.

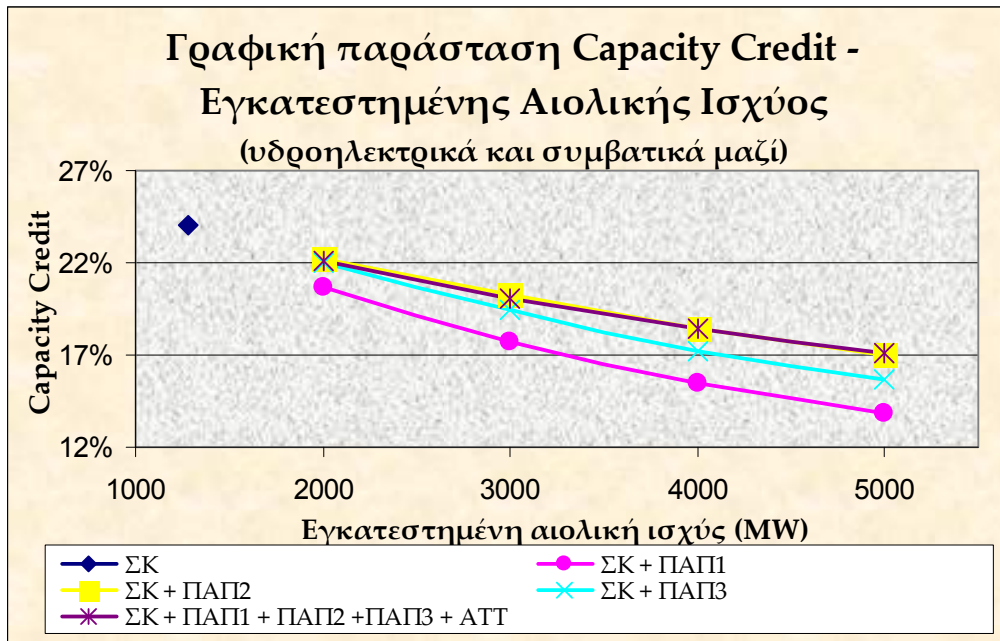
Σαν Σημερινή Κατάσταση (ΣΚ) ορίζεται η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων που βρίσκονται σε λειτουργία στο ΕΔΣ καθώς και αυτών που έχουν ήδη Άδειες Εγκατάστασης (σύνολο: 1283 MW). Ως άνω όριο τίθενται τα 5000 MW. Θεωρούνται λοιπόν τα ακόλουθα σενάρια:

- ΣΚ + ΠΑΠ1: Εγκατάσταση επιπλέον αιολικών πάρκων μόνο στην περιοχή ΠΑΠ1.
- ΣΚ + ΠΑΠ2: Εγκατάσταση επιπλέον αιολικών πάρκων μόνο στην περιοχή ΠΑΠ2.
- ΣΚ + ΠΑΠ3: Εγκατάσταση επιπλέον αιολικών πάρκων μόνο στην περιοχή ΠΑΠ3.
- ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ: Εγκατάσταση επιπλέον αιολικών πάρκων στις περιοχές ΠΑΠ και στην Αττική σύμφωνα με τα ποσοστά που προκύπτουν από την κατανομή του ΕΧΠ. Τα ποσοστά αυτά είναι 18,6% για την ΠΑΠ1, 62,6% για την ΠΑΠ2, 16,9% για την ΠΑΠ3 και 1,9% για την Αττική.

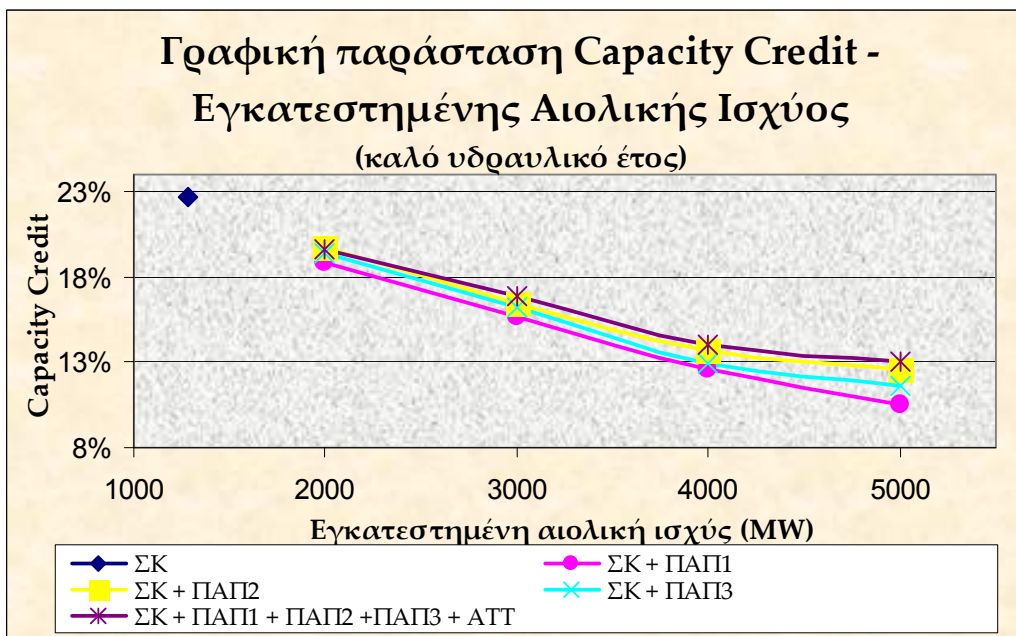
Αναλυτικά ο επιμέρους διαχωρισμός της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος καταγράφεται στον πίνακα 4.19., ενώ τα αποτελέσματα των σεναρίων παρουσιάζονται αναλυτικά στα διαγράμματα 4.35., 4.36. και 4.37. Τέλος, στο διάγραμμα 4.38. αναλύεται η κύμανση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας CF για κάθε σενάριο.

Πίνακας 4.19. Σενάρια που βασίστηκαν σε ΠΑΠ

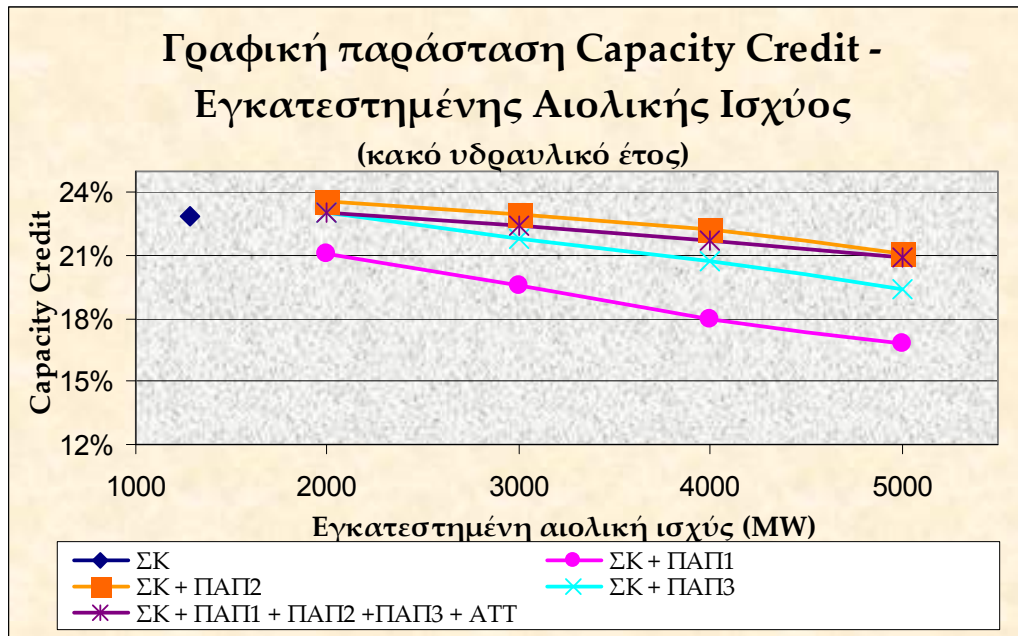
	ΣΚ	ΣΚ+ΠΑΠ1	ΣΚ+ΠΑΠ1	ΣΚ+ΠΑΠ1	ΣΚ+ΠΑΠ1	ΣΚ+ΠΑΠ2	ΣΚ+ΠΑΠ2	ΣΚ+ΠΑΠ2	ΣΚ+ΠΑΠ2	ΣΚ+ΠΑΠ2	ΣΚ+ΠΑΠ3	ΣΚ+ΠΑΠ3	ΣΚ+ΠΑΠ3	ΣΚ+ΠΑΠ3	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ
Σύνολο (MW)	1283	2000	3000	4000	5000	2000	3000	4000	5000	2000	3000	4000	5000	2000	3000	4000	5000	
Ν. Έβρου	227	586	1086	1586	2086	227	227	227	227	227	227	227	227	287	370	453	536	
Ν. Δράμας	0	359	859	1359	1859	0	0	0	0	0	0	0	0	60	143	226	309	
Ν.Κιλκίς	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
Ν. Πέλλας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ν. Φλώρινας	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	
Ν. Καστοριάς	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ν. Ιωαννίνων	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ν. Λάρισας – Πιερίας	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Ν. Τρικάλων	0	0	0	0	0	36	86	136	186	0	0	0	0	24	58	91	125	
Ν. Κεφαλλονιάς	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	
Ν. Κέρκυρας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ν. Αχαΐας	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	
Νότια. Εύβοια	207	207	207	207	207	422	722	1022	1322	207	207	207	207	352	553	754	955	
Κεν. – Νοτ. Εύβοια	52	52	52	52	52	267	567	867	1167	52	52	52	52	196	397	599	800	
Ν. Βοιωτίας	157	157	157	157	157	264	414	564	714	157	157	157	157	229	330	430	531	
Ν. Ευρυτανίας	94	94	94	94	94	238	438	638	838	94	94	94	94	191	325	459	593	
Σκύρος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ν. Αττικής	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	43	58	74	89	
Ν. Αργολίδας	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	
Ν. Λακωνίας – Αρκαδίας	166	166	166	166	166	166	166	166	166	884	1884	2884	3884	272	419	567	714	
Ν. Χίου	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Λέσβος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Λήμνος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Νάξος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	



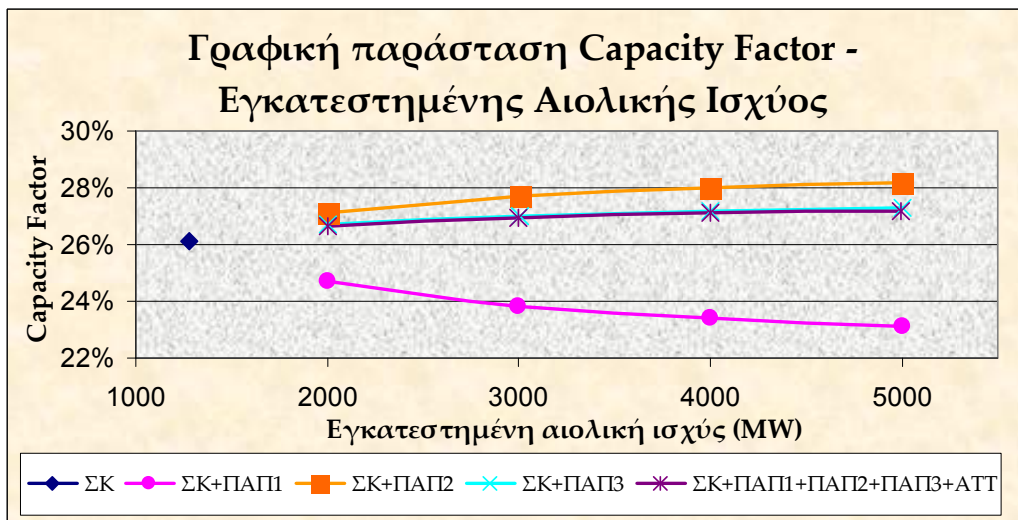
Διάγραμμα 4.35.



Διάγραμμα 4.36.



Διάγραμμα 4.37.



Διάγραμμα 4.38.

4.2.7.3. Σενάρια που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας, στις Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας και στα νησιά

Για να δοθεί μια σαφέστερη εικόνα σχετικά με την επίδραση της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών στο συντελεστή εγγυημένης ισχύος, θεωρήθηκε μια δεύτερη σειρά σεναρίων. Αναλυτικότερα, σε αυτή τη σειρά σεναρίων εντάχθηκαν και οι Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας καθώς επίσης και τα νησιά.

Σαν Σημερινή Κατάσταση (ΣΚ) όπως και στην ενότητα 4.2.7.2. ορίζεται η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων που βρίσκονται σε λειτουργία στο ΕΔΣ καθώς και αυτών που έχουν ήδη Αδειες Εγκατάστασης (σύνολο: 1283 MW). Ως άνω όριο τίθενται τα 5000 MW. Πιο συγκεκριμένα, τα σενάρια έχουν ως εξής:

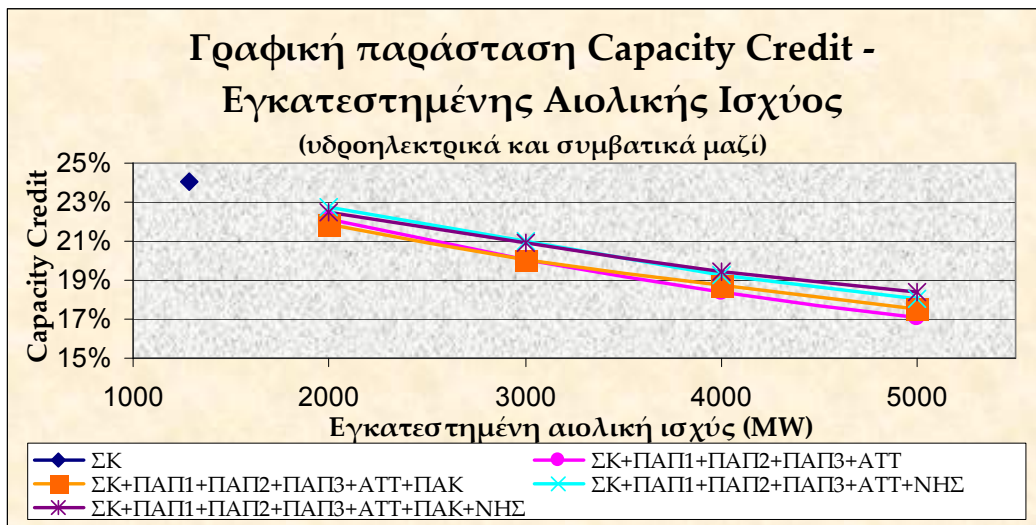
- ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ: Πρόκειται για το ίδιο σενάριο με πριν. Παρατίθεται εδώ με σκοπό να γίνεται άμεση σύγκρισή του με τα ακόλουθα σενάρια.
- ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ + ΠΑΚ: Εγκατάσταση επιπλέον αιολικών πάρκων, σε ποσοστό 50% στις περιοχές ΠΑΠ και στην Αττική, σύμφωνα με τον προαναφερθέντα καταμερισμό, και κατά το υπόλοιπο 50% σε περιοχές ΠΑΚ όπου υπάρχει καλό αιολικό δυναμικό. Ενδεικτικά ως περιοχές ΠΑΚ θεωρήθηκαν επιλεγμένες περιοχές της κεντρικής Μακεδονίας (στο Ν. Κιλκίς, Πέλλας, Φλώρινας και Καστοριάς), της Ηπείρου (στο Ν. Ιωαννίνων), της Θεσσαλίας (στο Ν. Τρικάλων, Λάρισας και Καρδίτσας), της Πελοποννήσου (στο Ν. Αχαΐας και Αργολίδας) και τέλος στα Επτάνησα (Κεφαλονιά και Κέρκυρα).
- ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ + ΝΗΣ: Εγκατάσταση επιπλέον αιολικών πάρκων, σε ποσοστό 50% στις περιοχές ΠΑΠ και στην Αττική, σύμφωνα με τον προαναφερθέντα καταμερισμό, και κατά το υπόλοιπο 50% σε νησιά. Τα νησιά που επιλέχθηκαν είναι η Χίος, η Λέσβος, η Δήμος, οι κεντρικές Κυκλάδες και η Σκύρος.
- ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ + ΠΑΚ + ΝΗΣ: Εγκατάσταση επιπλέον αιολικών πάρκων, κατά το 1/3 στις περιοχές ΠΑΠ και στην Αττική, σύμφωνα με τον προαναφερθέντα καταμερισμό, κατά 1/3 σε περιοχές ΠΑΚ και κατά το υπόλοιπο 1/3 σε νησιά.

Μια απτότερη επισκόπηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε κάθε σενάριο παρουσιάζεται στο πίνακα 4.20. Τα διαγράμματα 4.39., 4.40. και 4.41. φέρουν τα αποτελέσματα των σεναρίων, ενώ το διάγραμμα 4.42.

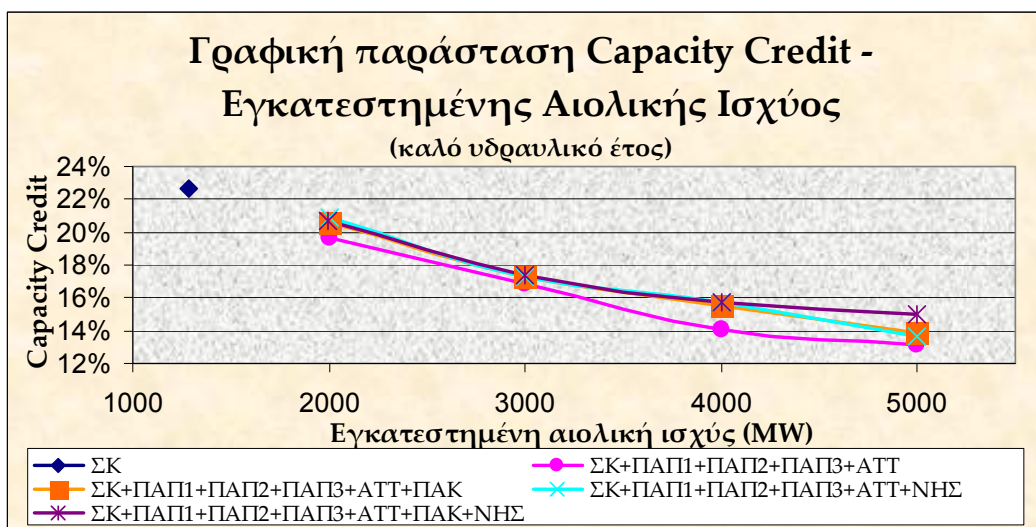
απεικονίζει την κύμανση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας CF για κάθε σενάριο.

Πίνακας 4.20. Σενάρια που βασίστηκαν σε ΠΑΠ, ΠΑΚ και νησιά

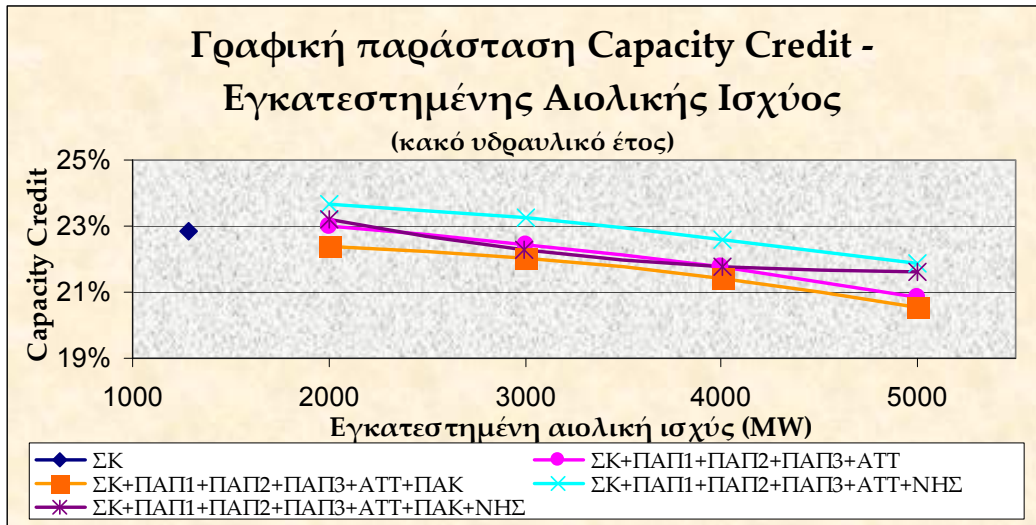
	ΣΚ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΝΗΣ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΝΗΣ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΝΗΣ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ+ΝΗΣ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ+ΝΗΣ	ΣΚ+ΠΑΠ1+ΠΑΠ2+ΠΑΠ3 +ΑΤΤ+ΠΑΚ+ΝΗΣ	
Σύνολο (MW)	1283	2000	3000	4000	5000	2000	3000	4000	5000	2000	3000	4000	5000	2000	3000	4000	5000
Ν. Έβρου	227	287	370	453	536	257	299	340	382	257	299	340	382	247	276	304	332
Ν. Δράμας	0	60	143	226	309	30	71	113	154	30	71	113	154	20	48	77	105
Ν.Κιλκίς	17	17	17	17	17	35	60	85	110	17	17	17	17	29	45	62	78
Ν. Πέλλας	0	0	0	0	0	18	43	68	93	0	0	0	0	12	28	45	61
Ν. Φλώρινας	29	29	29	29	29	65	115	165	215	29	29	29	29	53	86	119	152
Ν. Καστοριάς	0	0	0	0	0	54	129	204	279	0	0	0	0	36	85	135	184
Ν. Ιωαννίνων	0	0	0	0	0	54	129	204	279	0	0	0	0	36	85	135	184
Ν. Λάρισας – Πιερίας	50	50	50	50	50	104	179	254	329	50	50	50	50	86	135	185	234
Ν. Τρικάλων	0	24	58	91	125	12	29	46	62	12	29	46	62	8	20	31	42
Ν. Κεφαλλονιάς	81	81	81	81	81	117	167	217	267	81	81	81	81	105	138	171	204
Ν. Κέρκυρας	0	0	0	0	0	36	86	136	186	0	0	0	0	24	57	90	123
Ν. Αχαΐας	116	116	116	116	116	170	245	320	395	116	116	116	116	152	201	251	300
Νότια. Εύβοια	207	352	553	754	955	279	380	481	581	279	380	481	581	256	325	393	462
Κεν. – Νοτ. Εύβοια	52	196	397	599	800	124	225	325	426	124	225	325	426	101	169	238	306
Ν. Βοιωτίας	157	229	330	430	531	193	243	294	344	193	243	294	344	181	216	250	284
Ν. Ευρυτανίας	94	191	325	459	593	142	210	277	344	142	210	277	344	127	173	218	264
Σκύρος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	172	272	372	47	113	179	245
Ν. Αττικής	31	43	58	74	89	37	45	53	60	37	45	53	60	35	41	46	51
Ν. Αργολίδας	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Ν. Λακωνίας – Αρκαδίας	166	272	419	567	714	219	293	367	440	219	293	367	440	202	252	303	353
Ν. Χίου	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	172	272	372	47	113	179	245
Λέσβος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	172	272	372	47	113	179	245
Λήμνος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	172	272	372	47	113	179	245
Νάξος	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	172	272	372	47	113	179	245



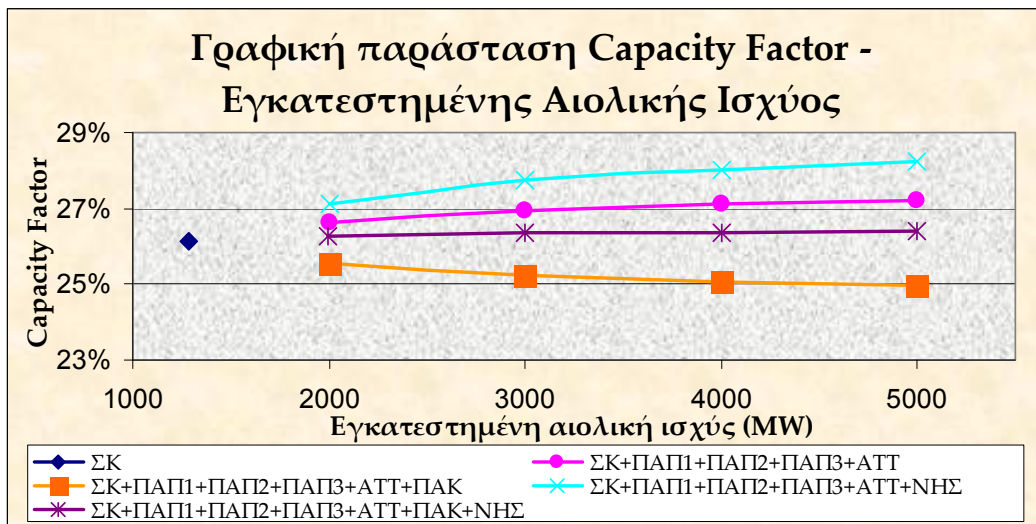
Διάγραμμα 4.39.



Διάγραμμα 4.40.



Διάγραμμα 4.41.



Διάγραμμα 4.42.

4.2.8. Αξιολόγηση – Ανάλυση αποτελεσμάτων

Μετά από μια πιο ενδελεχή ματιά στα αποτελέσματα, δύναται να επιβεβαιωθούν κάποια γενικότερα συμπεράσματα, όπως:

- ☑ Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος των αιολικών μειώνεται με την αύξηση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας.
- ☑ Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος των αιολικών (CC) είναι μικρότερος του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (CF).
- ☑ Η παροχή εγγυημένης αιολικής ισχύος αυξάνεται με την αύξηση της γεωγραφικής διασποράς.
- ☑ Ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος των αιολικών στο κακό υδραυλικό έτος εμφανίζεται υψηλότερος σε σχέση με αυτόν του καλού υδραυλικού έτους. Διαπιστώνεται λοιπόν, μέσω αυτής της επισήμανσης, η μεγάλη συνεισφορά της αιολικής ενέργειας στην αξιοπιστία του συστήματος, ειδικά σε περιόδους που το έχει ανάγκη.

4.2.8.1. Αξιολόγηση - Ανάλυση αποτελεσμάτων σεναρίων που βασίστηκαν στο καθεστώς αδειοδότησης

Η εφαρμογή των σεναρίων αυτών έγινε με σκοπό να δείξει τη συνεισφορά της γεωγραφικής διασποράς των αιολικών στο συντελεστή εγγυημένης ισχύος.

Παρατηρώντας λοιπόν τα διαγράμματα 4.31., 4.32. και 4.33., γίνεται αντιληπτό ότι αυξανόμενης της αιολικής εγκατεστημένης ισχύος, ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος των σεναρίων με βάση τις άδειες εγκατάστασης σταδιακά γίνεται μεγαλύτερος του συντελεστή εγγυημένης ισχύος των σεναρίων με βάση τις άδειες λειτουργίας. Γνωρίζοντας ότι η γεωγραφική διασπορά των αιολικών είναι μεγαλύτερη στα σεναρία που βασίζονται στις άδειες εγκατάστασης (πίνακας 4.18.), διαπιστώνεται πλέον ότι η παράμετρος αυτή είναι μείζονος σημασίας για την αποδοτικότερη και πληρέστερη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας. Συμπερασματικά, το αιολικό δυναμικό (CF = 28,45%) παίζει σημαντικότερο ρόλο για μικρές τιμές της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, ενώ για μεγαλύτερες τιμές της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σημαντικότερο ρόλο παίζει η γεωγραφική διασπορά των αιολικών.

4.2.8.2. Αξιολόγηση - Ανάλυση αποτελεσμάτων σεναρίων που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας

Στόχος των σεναρίων που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας αποκλειστικά, ήταν η αξιολόγηση της συνεισφοράς στην εγγυημένη ισχύ της κάθε μιας από τις τρεις ΠΑΠ. Βάσει των αποτελεσμάτων, θα διαπιστωθεί εάν πρέπει να δοθεί προτεραιότητα σε κάποια από τις τρεις ΠΑΠ.

Παρατηρώντας προσεκτικά την κατανομή εγκατεστημένης αιολικής ισχύος των σεναρίων ΣΚ + ΠΑΠ1, ΣΚ + ΠΑΠ2, ΣΚ + ΠΑΠ3, ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 στον πίνακα 4.19., και αναλύοντας τα διαγράμματα 4.34., 4.35., 4.36. και 4.37., προκύπτουν οι ακόλουθες διαπιστώσεις – συμπεράσματα:

- ☑ Η ΠΑΠ με τη μεγαλύτερη συνεισφορά στην παροχή εγγυημένης ισχύος είναι αναμφισβήτητα η ΠΑΠ2. Η ΠΑΠ2 καταλαμβάνει μεγάλη γεωγραφική έκταση και κατά συνέπεια υπάρχει καλύτερη κατανομή της παραγόμενης ισχύος γύρω από τη μέση τιμή. Εξάλλου, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ2 υπερτερεί των υπολοίπων σεναρίων.
- ☑ Συγκρίνοντας τα σενάρια ΣΚ + ΠΑΠ2 και ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3, παρατηρούμε ότι η ανάπτυξη αιολικών εγκαταστάσεων σε όλες τις περιοχές ΠΑΠ παρέχει ελαφρώς μεγαλύτερη εγγυημένη ισχύ στην περίπτωση όπου δε γίνεται διαχωρισμός μεταξύ υδροηλεκτρικών και συμβατικών μονάδων αλλά και στην περίπτωση του καλού υδραυλικού έτους. Το γεγονός οφείλεται στη μεγάλη γεωγραφική διασπορά των αιολικών στο σενάριο ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 σε σύγκριση με το σενάριο ΣΚ + ΠΑΠ2. Αντίθετα, στην περίπτωση του κακού υδραυλικού έτους, η εγγυημένη ισχύς του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ2 είναι μεγαλύτερη από αυτή του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3. Η εξήγηση που μπορεί να δοθεί είναι ότι υπερισχύει στην περίπτωση αυτή το καλό αιολικό δυναμικό που πνέει στις περιοχές του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ2. Το γεγονός αυτό πιστοποιείται από τη διαπίστωση ότι ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ2 είναι μεγαλύτερος από αυτόν του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3.

4.2.8.3. Αξιολόγηση - Ανάλυση αποτελεσμάτων σεναρίων που βασίστηκαν στις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας, στις Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας και στα νησιά

Μελετώντας τον πίνακα 4.20. και αξιολογώντας τα διαγράμματα 4.38., 4.39., 4.40 και 4.41. προκύπτουν οι ακόλουθες διαπιστώσεις – συμπεράσματα:

- Στην περίπτωση όπου δε γίνεται διαχωρισμός μεταξύ υδροηλεκτρικών και συμβατικών μονάδων αλλά και στην περίπτωση του καλού υδραυλικού έτους, το σενάριο ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ, που δίνει βαρύτητα στις περιοχές ΠΑΠ και την Αττική, παρουσιάζει το χαμηλότερο συντελεστή εγγυημένης ισχύος. Αυτό οφείλεται στη μικρή γεωγραφική διασπορά της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος του σεναρίου αυτού σε σύγκριση με τα υπόλοιπα τρία σεναρία. Από την άλλη μεριά, στην περίπτωση του κακού υδραυλικού έτους το σενάριο που δίνει βαρύτητα στις περιοχές ΠΑΠ και την Αττική παρουσιάζει συντελεστή εγγυημένης ισχύος μεγαλύτερο από το σενάριο ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ + ΠΑΚ. Το γεγονός αυτό δικαιολογείται από το χαμηλό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του τελευταίου σεναρίου.
- Η παροχή εγγυημένης ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αυξάνεται σημαντικά όταν εντάσσονται τα νησιά. Το πλούσιο αιολικό δυναμικό των νησιών παίζει καταλυτικό ρόλο στη διαμόρφωση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος. Αξίζει δε να αναφερθεί ότι η μεγάλη γεωγραφική διασπορά της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ + ΠΑΚ + ΝΗΣ, στην περίπτωση του κακού υδραυλικού έτους, εξισορροπείται από τον ιδιαίτερα υψηλό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας του σεναρίου ΣΚ + ΠΑΠ1 + ΠΑΠ2 + ΠΑΠ3 + ΑΤΤ + ΝΗΣ, με αποτέλεσμα τη μεγαλύτερη παροχή εγγυημένης ισχύος του τελευταίου σεναρίου.
- Μεγάλο ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι για μικρή εγκατεστημένη αιολική ισχύ το σενάριο που δίνει βαρύτητα στις ΠΑΠ και τα νησιά παρουσιάζει μεγάλο συντελεστή εγγυημένης ισχύος, ενώ όσο μεγαλώνει η αιολική ισχύς παρατηρείται πτώση του με ταχύτερους ρυθμούς σε σύγκριση με τα υπόλοιπα σεναρία. Αυτό μπορεί να αιτιολογηθεί από το ότι στη διαμόρφωση του συντελεστή εγγυημένης ισχύος αρχικά υπερτερεί το αιολικό δυναμικό (που είναι ισχυρό στα νησιά), αλλά αυξανόμενης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος υπερτερεί ο ρόλος της διασποράς και της κατανομής της παραγόμενης ισχύος γύρω από τη μέση τιμή.

- ☑ Η εγγυημένη ισχύς στην περίπτωση όπου δε γίνεται διαχωρισμός μεταξύ υδροηλεκτρικών και συμβατικών μονάδων, μπορεί να ξεπεράσει το 17% για εγκατεστημένη αιολική ισχύ 5000 MW, δηλαδή μπορεί να υποκαταστήσει συμβατική ισχύ της τάξης των 850 MW. Στην περίπτωση του καλού υδραυλικού έτους, η εγγυημένη ισχύς δύναται να ξεπεράσει το 13% για εγκατεστημένη αιολική ισχύ 5000 MW, ήτοι υποκαθίσταται συμβατική ισχύς μεγέθους 650 MW. Τέλος, στην περίπτωση του κακού υδραυλικού έτους, η εγγυημένη ισχύς είναι δυνατόν να υπερβεί το 20% για εγκατεστημένη αιολική ισχύ 5000 MW, άρα μπορεί να υποκατασταθεί συμβατική ισχύ ίση με 1000 MW.

5. Συμπεράσματα – Προτάσεις

5.1. Γενικά Συμπεράσματα – Προτάσεις για το μέλλον

Η παροχή εγγυημένης ισχύος αποτελεί ένα ζήτημα κρίσιμης σημασίας για τον διαχειριστή οιαδήποτε συστήματος. Πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στον ενεργειακό σχεδιασμό για την αποδοτικότερη ενσωμάτωση μεγάλου ποσοστού εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και την άρση οποιωνδήποτε τεχνολογικών ζητημάτων προκύπτουν λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου. Γίνεται λοιπόν αντιληπτό ότι εκτός από τα ευεργετικά πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας που αφορούν στη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου και την προστασία του περιβάλλοντος, μπορεί πλέον να καθοριστεί με ασφάλεια το ποσοστό υποκατάστασης των συμβατικών μονάδων. Σε επίπεδο εθνικού σχεδιασμού, είναι εφικτό να υποκατασταθούν συμβατικοί σταθμοί δυναμικότητας 650 – 1000 MW εξ' αιτίας της αποδοτικής ενσωμάτωσης αιολικών πάρκων ονομαστικής ισχύος 5000 MW.

Μία παράμετρος που επηρεάζει καταλυτικά την παροχή εγγυημένης ισχύος είναι η γεωγραφική διασπορά. Αυτό δε σημαίνει ότι η βέλτιστη λύση είναι η εγκατάσταση αιολικών μονάδων σε ευρύτερες περιοχές της χώρας. Αντί αυτού προτείνεται η εγκατάσταση αιολικών μονάδων οπουδήποτε σε τοπικό επίπεδο υπάρχει καλό ακόμη και μέτριο αιολικό δυναμικό.

Όμως, το ΕΧΠ θέτει κάποιους περιορισμούς στην εγκατάσταση αιολικών πάρκων στην επικράτεια. Αν ο σχεδιασμός κατανομής της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος πρέπει να υπακούει στο ΕΧΠ, τότε θα πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη σημασία στην ΠΑΠ2.

Τέλος, παρατηρείται ότι μια πιθανή διασύνδεση των νησιών στο ΕΔΣ μπορεί να αυξήσει αισθητά το συντελεστή εγγυημένης ισχύος του συστήματος. Εκτιμάται λοιπόν ότι τα οφέλη ενός τέτοιου εγχειρήματος μπορούν να αναζωογονήσουν και να ενισχύσουν το ήδη προβληματικό υπάρχον σύστημα.

5.2. Προτάσεις περεταίρω βελτίωσης της μεθοδολογίας

Η μεθοδολογία που παρουσιάστηκε μπορεί να χαρακτηριστεί ως άρτια και είναι επαρκώς τεκμηριωμένη. Υπάρχουν όμως κάποια σημεία της τα οποία δύναται να τύχουν περεταίρω βελτίωσης και μελέτης. Σκοπός λοιπόν της ενότητας αυτής είναι να αναδείξει τα σημεία αυτά και να προτείνει νέες και ίσως ρεαλιστικότερες προσεγγίσεις συγκεκριμένων θεμάτων.

Πρώτα και κύρια, θα ήταν φρόνιμο να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στην παραδοχή που αφορά στα συμβατικά εργοστάσια παραγωγής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, θεωρείται ότι το εκάστοτε σύστημα αποτελείται από συμβατικές μονάδες με καθορισμένη μέση εγκατεστημένη ισχύ και μέση διαθεσιμότητα. Πρόκειται για μια παραδοχή η οποία υιοθετήθηκε με σκοπό να γίνει το υπολογιστικό εργαλείο πιο ευέλικτο. Μια πρώτη βελτίωση σε αυτόν τον τομέα θα μπορούσε να βασιστεί στην ανωτέρω παραδοχή αλλά με κάποιες κρίσιμες παραλλαγές. Αναλυτικότερα, θα ήταν δυνατό να θεωρηθεί ότι το εκάστοτε σύστημα αποτελείται από δύο ειδών συμβατικές μονάδες. Η μία με μέση εγκατεστημένη ισχύ αρκετά μεγάλη και η άλλη με μέση εγκατεστημένη ισχύ σαφώς πιο περιορισμένη. Μια τέτοια προσέγγιση έγινε κατά τη διάρκεια της παρούσης διπλωματικής εργασίας χωρίς αίσια έκβαση.

Εν συνεχεία, τίθεται το θεμελιώδες ζήτημα της αντιπαραβολής του LOLE με το LOEE (Loss of Energy Expectation). Στην περίπτωση των μη διασυνδεδεμένων νησιών όπως η Σέριφος, η Λέσβος και λιγότερο η Κρήτη, είναι εύκολα αντιληπτό ότι όταν η ζήτηση υπερβεί την παραγωγή ενέργειας από τις συμβατικές και τις αιολικές μονάδες τότε επακολουθεί black-out. Αντίθετα, στο ΕΔΣ όπως η πείρα μας έχει επανειλημμένως διδάξει κυρίως τα καλοκαίρια, στην περίπτωση όπου η ζήτηση γίνει μεγαλύτερη της παραγωγής ενέργειας συμβατικών και αιολικών, ο διαχειριστής του συστήματος κάνει επιλεκτικά black-out σε συγκεκριμένες περιοχές με σκοπό την αποφυγή γενικότερου και εκτενέστερου black-out. Ενώ λοιπόν στα μη διασυνδεδεμένα νησιά η εφαρμογή της πιθανοτικής μεθοδολογίας LOLE κρίνεται επαρκέστατη, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα θα μπορούσε να εφαρμοστεί με ιδιαίτερη επιτυχία η πιθανοτική μεθοδολογία LOEE.

Μια αντιπαραβολή των δύο πιθανοτικών μεθοδολογιών παρουσιάζεται στον πίνακα 5.1. Μέσω του πίνακα αυτού γίνεται σαφέστερος ο διαχωρισμός των δύο μεθοδολογιών. Θα μπορούσαμε να πούμε ότι η πιθανοτική μεθοδολογία LOEE είναι μια επέκταση της πιθανοτικής μεθοδολογίας LOLE.

<i>Πίνακας 5.1. Διαφορές πιθανοτικών μεθοδολογιών LOLE και LOEE</i>		
Βήματα	LOLE (πιθανότητα να υπάρχει έλλειμμα ισχύος)	LOEE (ενεργειακό έλλειμμα)
1	Υπολογίζεται το LOLE χωρίς εγκατεστημένη αιολική ισχύ	Υπολογίζεται το LOEE χωρίς εγκατεστημένη αιολική ισχύ
2	Εκτιμάται το LOLE' μετά την εγκατάσταση της αιολικής ισχύος	Εκτιμάται το LOEE' μετά την εγκατάσταση της αιολικής ισχύος
3	Υπολογίζεται η αύξηση της ζήτησης ισχύος που τελικά μπορεί να καλυφθεί από τα αιολικά ώστε να παραμείνει η αξιοπιστία του συστήματος στα ίδια επίπεδα με την πριν την προσθήκη αιολικών κατάσταση $ELCC_L$	Υπολογίζεται η αύξηση της ζήτησης ισχύος που τελικά μπορεί να καλυφθεί από τα αιολικά ώστε το ενεργειακό έλλειμμα του συστήματος να παραμείνει στα ίδια επίπεδα με την πριν την προσθήκη αιολικών κατάσταση $ELCC_E$

Παράρτημα

Για την πληρέστερη κατανόηση της εργασίας, παρατίθενται οι πίνακες Α και Β, οι οποίοι επεξηγούν σύντομα τις ευρύτερα χρησιμοποιούμενες συντομεύσεις και σύμβολα.

<i>Πίνακας Α. Συντομεύσεις</i>		
α/α	Συντόμευση	Ερμηνεία
1	ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
2	ΚΑΠΕ	Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
3	ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
4	ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ενέργειας
5	ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
6	Α/Γ	Ανεμογεννήτρια
7	Α/Π	Αιολικό Πάρκο
8	CC	Capacity Credit
9	CF	Capacity Factor
10	LOLP	Loss Of Load Probability
11	LOLE	Loss Of Load Expectation
12	LOEE	Loss Of Energy Expectation
13	ELCC	Effective Load Carrying Capability
14	ΕΔΣ	Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα
15	ΕΧΠ	Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο
16	ΣΚ	Σημερινή Κατάσταση
17	ΠΑΠ	Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας
18	ΠΑΚ	Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας
19	ΝΗΣ	Νησιά
20	ΑΤΤ	Αττική

Πίνακας Β. Σύμβολα		
α/α	Σύμβολο	Ερμηνεία
1	P(), f(), g(), h()	Συναρτήσεις πιθανότητας
2	C _i	Το διαθέσιμο φορτίο από συμβατικές μηχανές παραγωγής ενέργειας την ώρα i
3	L _i	Η ζήτηση ενέργειας την ώρα i.
4	W _i	Η αιολική ισχύς την ώρα i
5	E	Είναι η αύξηση της ζήτησης ισχύος που μπορεί να καλυφθεί από τα αιολικά, χωρίς να αλλάξει η αξιοπιστία του συστήματος (=ELCC)
6	P _w	Είναι η συνολική ονομαστική ισχύς των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων
7	M	Αριθμός καταστάσεων ζήτησης
8	N	Αριθμός καταστάσεων παραγόμενης αιολικής ισχύος
9	L	Αριθμός καταστάσεων διαθέσιμης συμβατικής ισχύος

Μεγάλο ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η επεξεργασία των ταυτόχρονων μετρήσεων ανέμου, και συγκεκριμένα η συσχέτισή τους. Στην περίπτωση του ΕΔΣ, ο διαχειριστής του συστήματος ενδιαφέρεται για τη συνολική αιολική παραγωγή ισχύος. Είναι λοιπόν εύλογο το ερώτημα: εάν δε φυσάει σε μια περιοχή της χώρας, τότε μήπως φυσάει σε μια άλλη περιοχή. Την απάντηση σε αυτό το ερώτημα έρχεται να δώσει η συσχέτιση των διαφόρων ετησίων χρονοσειρών ανέμου.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε είναι ο εξής:

$$r = \frac{\sum x_i y_i - \frac{(\sum x_i)(\sum y_i)}{n}}{\sqrt{\left(\sum x_i^2 - \frac{(\sum x_i)^2}{n}\right)\left(\sum y_i^2 - \frac{(\sum y_i)^2}{n}\right)}} \quad [29]$$

Εάν η συσχέτιση είναι θετική τότε αυξανόμενη της μίας ταχύτητας, αυξάνεται και η άλλη. Αντίθετα, όταν έχουμε αρνητική συσχέτιση, τότε αυξανόμενη της μίας ταχύτητας μειώνεται και η άλλη. Επιπρόσθετα, εάν η τιμή της συσχέτισης πλησιάζει τη μονάδα (100%), τόσο καλύτερη συσχέτιση έχουμε, δηλαδή οι χρονοσειρές ανέμου μοιάζουν πολύ μεταξύ τους. Εν η συσχέτιση πλησιάζει το μηδέν, τα δεδομένα είναι ασυσχέτιστα.

Ο πίνακας λοιπόν που ακολουθεί παρουσιάζει τις συσχετίσεις μεταξύ όλων των χρονοσειρών ανέμου που λήφθηκαν μέσω του μετεωρολογικού προτύπου COAMPS.

<u>Συσχετίσεις</u> <u>COAMPS</u>	Ν. Εβρου	Ν. Δράμιας	Ν. Κιλκίς	Ν. Πέλλας	Λήμιμος	Ν. Λάρισας	Ν. Τρικάλων	Ν. Κέρκυρας	Λέσβος	Σκύρος	Ν. Ευρυτανίας	Ν. Χίου	Ν. Εύβοια	Κ. – Ν. Εύβοια	Ν. Κεφαλληνίας	Αργολίδας	Νάξος	Ν. Λακωνίας	Ρόδος	Φλώρινας	Καστοριάς	Ιωαννίνων	Ν. Βοιωτίας	Ν. Αχαΐας	Ν. Αττικής	Ν. Λασιθίου	Ν. Ρεθύμνου
Ν. Εβρου	<input checked="" type="checkbox"/>																										
Ν. Δράμιας	65%	<input checked="" type="checkbox"/>																									
Ν. Κιλκίς	29%	44%	<input checked="" type="checkbox"/>																								
Ν. Πέλλας	27%	43%	68%	<input checked="" type="checkbox"/>																							
Λήμιμος	69%	57%	21%	16%	<input checked="" type="checkbox"/>																						
Ν. Λάρισας	48%	56%	54%	58%	41%	<input checked="" type="checkbox"/>																					
Ν. Τρικάλων	41%	42%	38%	35%	33%	71%	<input checked="" type="checkbox"/>																				
Ν. Κέρκυρας	25%	26%	31%	24%	20%	34%	34%	<input checked="" type="checkbox"/>																			
Λέσβος	45%	36%	17%	12%	69%	28%	22%	22%	<input checked="" type="checkbox"/>																		
Σκύρος	57%	47%	20%	16%	81%	33%	23%	15%	72%	<input checked="" type="checkbox"/>																	
Ν. Ευρυτανίας	40%	35%	33%	30%	31%	66%	83%	32%	23%	23%	<input checked="" type="checkbox"/>																
Ν. Χίου	38%	30%	15%	10%	61%	22%	15%	18%	90%	69%	17%	<input checked="" type="checkbox"/>															
Ν. Εύβοια	48%	34%	8%	3%	70%	21%	12%	7%	71%	84%	14%	72%	<input checked="" type="checkbox"/>														
Κ. – Ν. Εύβοια	51%	40%	14%	10%	71%	32%	24%	16%	67%	85%	30%	65%	85%	<input checked="" type="checkbox"/>													
Ν. Κεφαλληνίας	41%	41%	39%	32%	40%	47%	48%	60%	37%	37%	45%	34%	32%	36%	<input checked="" type="checkbox"/>												
Αργολίδας	36%	38%	12%	13%	48%	29%	24%	14%	47%	54%	29%	45%	56%	56%	33%	<input checked="" type="checkbox"/>											
Νάξος	28%	21%	9%	4%	50%	10%	2%	8%	74%	64%	3%	81%	74%	59%	25%	41%	<input checked="" type="checkbox"/>										
Ν. Λακωνίας	41%	42%	18%	15%	55%	37%	35%	13%	55%	58%	40%	56%	65%	64%	43%	63%	53%	<input checked="" type="checkbox"/>									
Ρόδος	7%	10%	25%	21%	2%	13%	8%	14%	18%	5%	10%	24%	1%	2%	20%	1%	21%	5%	<input checked="" type="checkbox"/>								
Φλώρινας	28%	38%	49%	51%	15%	62%	73%	36%	6%	7%	59%	0%	-7%	6%	42%	10%	-9%	14%	17%	<input checked="" type="checkbox"/>							
Καστοριάς	27%	32%	40%	41%	13%	61%	82%	32%	4%	5%	68%	-1%	-8%	6%	37%	9%	-11%	13%	14%	86%	<input checked="" type="checkbox"/>						
Ιωαννίνων	42%	52%	42%	40%	41%	66%	79%	42%	30%	33%	59%	23%	22%	31%	59%	34%	12%	40%	9%	67%	67%	<input checked="" type="checkbox"/>					
Ν. Βοιωτίας	53%	47%	23%	21%	59%	54%	56%	26%	52%	58%	64%	47%	56%	64%	44%	62%	36%	62%	3%	31%	35%	52%	<input checked="" type="checkbox"/>				
Ν. Αχαΐας	39%	37%	26%	18%	40%	48%	64%	29%	32%	33%	70%	28%	30%	38%	55%	42%	17%	56%	11%	44%	47%	58%	62%	<input checked="" type="checkbox"/>			
Ν. Αττικής	44%	34%	8%	7%	64%	26%	17%	11%	68%	72%	22%	67%	83%	78%	36%	62%	65%	68%	4%	-2%	-2%	26%	60%	38%	<input checked="" type="checkbox"/>		
Ν. Λασιθίου	11%	9%	8%	5%	24%	0%	-8%	1%	48%	35%	-9%	58%	44%	30%	12%	22%	70%	31%	39%	-10%	-11%	0%	12%	1%	38%	<input checked="" type="checkbox"/>	
Ν. Ρεθύμνου	29%	26%	24%	18%	41%	24%	18%	15%	56%	50%	23%	60%	52%	48%	32%	36%	65%	52%	30%	9%	9%	17%	37%	29%	47%	69%	<input checked="" type="checkbox"/>

Βιβλιογραφία

- [1] Μπεργελές Γ.: «Ανεμοκινητήρες», Εκδόσεις Συμεών, Νέα Βελτιωμένη Έκδοση, Αθήνα 2005
- [2] Ζερβός Αρθούρος: «Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας», Αθήνα 2005
- [3] Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας www.eletaen.gr
- [4] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) www.cres.gr
- [5] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) www.rae.gr: «Οδηγός αξιολόγησης αιτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μικρή ΣΗΘ», Οδηγός για Εσωτερική Χρήση στη ΡΑΕ, Αθήνα 2001
- [6] Υπουργείο Ανάπτυξης www.ypan.gr: «Απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης 2000/2002 (ΦΕΚ Β 158)», Αθήνα, 6 Φεβρουαρίου 2002, Αρ. Πρωτ. Δ6/Φ1/2000
- [7] Στρατάκης Φίλιππος: «Αποτίμηση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας στην Κρήτη», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Τομέας Ρευστών, Διπλωματική Εργασία, Αθήνα Φεβρουάριος 2006
- [8] Rui M. G. Castro and Louis A. F. M. Ferreira: «A Comparison Between Chronological and Probabilistic Methods to estimate Wind Power Capacity Credit», IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, NO. 4, November 2001
- [9] Michael R. Milligan: «Modeling Utility-Scale Wind Power Plants Part 2: Capacity Credit», NREL/TP-500-29701, March 2002
- [10] Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας www.desmie.gr: «Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2006 – 2010», Αθήνα, Ιανουάριος 2006
- [11] Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας www.desmie.gr: «Ανακοίνωση πίνακα διαθέσιμης ισχύος για το έτος αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007», «Πίνακας διαθέσιμης ισχύος Αναθεώρηση 22/12/2005»
- [12] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) www.rae.gr: «Μεθοδολογία υπολογισμού του ορίου διείσδυσης Α.Π.Ε. στα μη διασυνδεδεμένα νησιά», 21 Φεβρουαρίου 2003
- [13] Αβραάμ Μιζάν Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) www.dei.gr : «Επισκόπηση της ελληνικής υδροηλεκτρικής ενέργειας», HYDRO 2006, Porto Carras , 25 – 27/09/2006
- [14] Kris R. Voorspools, William D. D'haeseleer: «An analytical formula for the capacity credit of wind power», Renewable Energy 31, p. 45-54, 2005
- [15] Κομνηνός Κώστας: «Μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα της Λέσβου με χρήση αντλησιοταμίευσης», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Τομέας Ρευστών, Διπλωματική Εργασία, Αθήνα Οκτώβριος 2005

- [16] *Ημερησία*: «Ενέργεια - Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας», Ειδική Έκδοση, Οκτώβριος 2007
- [17] *Γιώργος Κάραλης, Γιάννης Περιβολάρης, Κώστας Ράδος, Αρθούρος Ζερβός*: «Η επίδραση της γεωγραφικής διασποράς στην παροχή εγγυημένης ισχύος στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής», Αθήνα, 21 Μαΐου 2007
- [18] *ΥΠΕΧΩΔΕ* www.minenv.gr: «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Σχέδιο ΚΥΑ, Φεβρουάριος 2007
- [19] *Συνέντευξη τύπου υπουργού ΠΕΧΩΔΕ* www.minenv.gr κ. *Γιώργου Σουφλιά*: «Το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ)», Γραφείο Τύπου και Δημοσίων Σχέσεων, Αθήνα 1 Φεβρουαρίου 2007
- [20] *EWEA*: «Large scale integration of wind energy in the European power supply: Analysis, issues and recommendations», December 2005
- [21] *Ackermann T.*: «Wind Power in Power Systems», Willey, 2005
- [22] *Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi*: «Wind Energy Handbook», John Willey and sons, 2001
- [23] *Erick Hau*: «Wind Turbines, Fundamental, Technologies, Application, Economics», 2nd edition, Springer, Verlag Berlin Heidelberg 2006
- [24] *M.R. Milligan*: «A Sliding Window Technique for Calculating LOLP Contributions of Wind Power Plants», AWEA's WIND POWER 2001 Conference Washington, D.C., June 4-7, 2001
- [25] *Perivolaris Y., Vougiouka A., Alafouzou V., Mourikis D., Zagorakis V., Rados K., Barkouta D., Zervos A., Wang Quin*: «Coupling of a Mesoscale Atmospheric Prediction System with a CFD Microclimatic Model for Production Forecasting of Wind Farms in Complex Terrain: Test Case in the Island of Evia», EWEC Athens 2006
- [26] *Rados K., Perivolaris Y., Vougiouka A., Venezis K., Caralis G., Zervos A.*: «Application of a Mesoscale Weather Prediction Model for Short-term Forecasting of Power Production of Wind Farms in Complex Terrain – Test Case: Island of Crete», CEST2007, Cos Island, Greece, September 2007
- [27] *Κάραλης Γεώργιος*: «Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμιευτήρων», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Τομέας Ρευστών, Διδακτορικό, Δεκέμβριος 2007, Draft
- [28] *Κάραλης Γεώργιος*: «Αιολική ενέργεια και παροχή εγγυημένης ισχύος», Ημερίδα IENE για Εφαρμογές ΑΠΕ, 23 Οκτωβρίου 2007, Συνεδριακό Κέντρο Ιδρύματος Ευγενίδου, Φάληρο, Αθήνα
- [29] *Σ.Ε. Σιμόπουλος*: «Μετρήσεις Τεχνικών Μεγεθών», Β' Έκδοση, Αθήνα 1989, σελ. 159

Sites

- **Ελλάδα**
 1. Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ): www.desmie.gr
 2. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ): www.rae.gr
 3. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ): www.cres.gr
 4. Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ): www.dei.gr
 5. Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας: www.eletaen.gr
 6. Υπουργείο Ανάπτυξης (ΥΠΑΝ): www.ypan.gr
 7. Ελληνικός Σύνδεσμος Ηλεκτροπαραγωγών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: www.hellasres.gr
 8. www.energia.gr
 9. Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών (ΕΑΑ): www.climate.noa.gr
 10. Ελληνικό Γραφείο της Greenpeace: www.greenpeace.gr
 11. Ελληνικό Κέντρο Επενδύσεων (ΕΛΚΕ): www.elke.gr
 12. National Centre for maps and Cartographic Heritage: www.maplibrary.gr
 13. Ελληνική Αεροπορική Βιομηχανία (ΕΑΒ): www.eab.gr
 14. Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία (ΕΜΥ): www.hnms.gr

- **Δανία**
 1. www.windpower.dk
 2. www.risoe.dk

- **Ευρώπη**
 1. www.europa.eu
 2. European Wind Energy Association: www.ewea.org
 3. Green Power Market Development Group: (World/Europe/US) www.thegreenpowergroup.org

- **Αμερική**
 1. American Wind Energy Association: www.awea.org

- **Στοιχεία κατασκευαστών**
 1. www.windfair.net

- **Αναζήτηση papers**
 1. www.sciencedirect.com
 2. www.scirus.com
 3. www.google.com

- **Αποκόμματα εφημερίδων**
 1. Ημερησία: www.imerisia.gr
 2. Ναυτεμπορική: www.naftemporiki.gr