



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

«ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ»

ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ ΚΑΙ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟΝ ΕΛΛΑΔΙΚΟ ΧΩΡΟ

ΤΟΜΕΑΣ
ΥΔΑΤΙΚΩΝ
ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ
ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

Παππά Ιωάννα

Αθήνα, Μάιος 2014

Επιβλέπων: Δ. Κουτσογιάννης, Καθηγητής ΕΜΠ

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
«ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ»

ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΑΝΕΜΟΥ ΚΑΙ
ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟΝ ΕΛΛΑΔΙΚΟ
ΧΩΡΟ

Παππά Ιωάννα

Επιβλέπων: Δ. Κουτσογιάννης, Καθηγητής ΕΜΠ

Το περιεχόμενο της ανά χείρας διπλωματικής εργασίας αποτελεί προϊόν δικής μου πνευματικής προσπάθειας. Η ενσωμάτωση σε αυτήν υλικού τρίτων, δημοσιευμένου ή μη γίνεται με δόκιμη αναφορά στις πηγές, που δεν επιτρέπει ασάφειες ή παρερμηνείες.

ΑΘΗΝΑ 2014

*«Από τότε που κουράστηκα να ψάχνω,
έμαθα να βρίσκω.*

*Κι από τότε που ο άνεμος μου
εναντιώθηκε, έμαθα να σαλπάρω με
όλους τους ανέμους.»*

Friedrich Wilhelm Nietzsche

Ευχαριστίες

Η ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αποτελεί συνάμα και το τέλος ενός σπουδαίου ταξιδιού. Στη διαδρομή, οι εμπειρίες που αποκόμισα είναι ανεκτίμητες και οι άνθρωποι σπουδαίοι. Θα ήταν λοιπόν παράλειψη, να μην εκφράσω την βαθύτατη ευγνωμοσύνη μου, σε όσους συνέβαλαν με τον τρόπο τους, στην ολοκλήρωση αυτής της προσπάθειας.

Θα ήθελα αρχικά, να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες, στον καθηγητή Δημήτρη Κουτσογιάννη, όχι μόνο για την ανάθεση και επίβλεψη της παρούσας εργασίας, τις καίριες παρατηρήσεις του και τον χρόνο που αφιέρωσε, αλλά και γενικότερα, για το σπουδαίο διδακτικό του έργο, κατά τη διάρκεια των προπτυχιακών μου σπουδών. Οι γνώσεις, που απλόχερα προσφέρει, η απλότητά του και η αγάπη και το ενδιαφέρον που δείχνει, τον καθιστούν για μένα, πρότυπο επιστήμονα και εκπαιδευτικού, πηγή έμπνευσης για την γενικότερη πορεία μου.

Θερμές ευχαριστίες ωφείλω επίσης, στην διεύθυνση Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ και ιδιαίτερα στην κα Κωνσταντίνα Σταυροπούλου, για την συμβολή της στην παραχώρηση των απαραίτητων δεδομένων αιολικής παραγωγής και τον κο Νίκο Κουβελιώτη, για τον χρόνο που αφιέρωσε και την πολύτιμη βοήθειά του, στην κατανόηση βασικών εννοιών που σχετίζονται με τη λειτουργία του συστήματος υψηλής τάσης

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον μεταπτυχιακό φοιτητή Γιάννη Δημάκο, για τις πολύτιμες παρατηρήσεις στο κομμάτι των ανεμολογικών και τις όμορφες συζητήσεις μας, σχετικά με το θέμα.

Η παρουσία φίλων, ήταν καθοριστική, ιδιαίτερα στις δύσκολες στιγμές που αναπόφευκτα προέκυψαν. Θα ήθελα να ευχαριστήσω ξεχωριστά, την Βασιλεία, τον Στελιάν, την Αλίκη και τον Θάνο, για τη συμπαράσταση και τις συμβουλές που ανταλλάξαμε όλον αυτό τον καιρό, για τα όμορφα που ζήσαμε παρέα, καθόλη τη διάρκεια των προπτυχιακών σπουδών, τις μάχες που δώσαμε μαζί και τις αγωνίες που μοιραστήκαμε. Χωρίς αυτούς, το ταξίδι θα ήταν σίγουρα φτωχότερο εμπειριών.

Κλείνοντας, θέλω να εκφράσω την απέραντη ευγνωμοσύνη μου, στην οικογένειά μου, που στέκεται πάντα δίπλα μου σε όλες τις φάσεις της ζωής μου.

Παπά Ιωάννα
Σεπτέμβριος 2013 – Μάιος 2014

Π Ε Ρ Ι Ε Χ Ο Μ Ε Ν Α

Ευχαριστίες	i
Περίληψη	v
Abstract	vi
1 Εισαγωγή	1
1.1 Αντικείμενο μελέτης.....	1
1.2 Διάρθρωση διπλωματικής εργασίας	2
2 Η θέση της αιολικής ενέργειας στην διεθνή ενεργειακή σκηνή	4
2.1 Ιστορική Αναδρομή στην χρήση αιολικής ενέργειας από την αρχαιότητα μέχρι σήμερα.....	4
2.2 Η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στην ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρισμού	8
2.2.1 Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	8
2.2.2 Ο ρόλος των Ρυθμιστικών Αρχών στην ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρισμού	10
2.2.3 Επιδράσεις της αιολικής ενέργειας στην Οριακή Τιμή του Συστήματος.....	11
2.2.4 Πολιτικές Ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας σε διάφορες χώρες της Ευρώπης.....	12
2.3 Περιβαλλοντικά οφέλη από την ένταξη της αιολικής ενέργειας στο μίγμα	15
2.4 Οφέλη στην εθνική οικονομία	15
3 Εκτίμηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού στην Ελλάδα	17
3.1 Βιβλιογραφική Επισκόπηση	17
3.2 Ημερήσια ταχύτητα ανέμου.....	19
3.2.1 Συλλογή ανεμολογικών δεδομένων	19
3.2.2 Στατιστική επεξεργασία ανεμολογικών δεδομένων	20
3.3 Προσαρμογή της κατανομής Weibull σε δεδομένα ημερήσιας ταχύτητας ανέμου.....	27
3.3.1 Η κατανομή Weibull	27
3.3.2 Μέθοδοι Εκτίμησης και Έλεγχοι Καλής Προσαρμογής	29
Η Μέθοδος Μέγιστης Πιθανοφάνειας.....	29
Η Μέθοδος των L ροπών.....	30
Έλεγχοι Καλής Προσαρμογής.....	31
3.3.3 Επιλογή Δεδομένων και Προσαρμογή	32
3.4 Εκτίμηση διαθέσιμου αιολικού δυναμικού.....	46
3.4.1 Θεωρητικές σχέσεις που διέπουν την παραγωγή αιολικής ισχύος.....	47
3.4.2 Εκτίμηση αιολικού δυναμικού βάσει των δειγματικών κατανομών	48
3.4.3 Εκτίμηση αιολικού δυναμικού μέσω θεωρητικών κατανομών	49
3.5 Προσέγγιση πραγματικής παραγωγής ενός πάρκου, μέσω θεωρητικών κατανομών	54

4	Το διασυνδεδεμένο σύστημα και η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας σε αυτό	58
4.1	Το σύστημα μεταφοράς.....	58
4.2	Υφιστάμενες συνδέσεις Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο σύστημα μεταφοράς.....	60
4.3	Ενσωμάτωση της αιολικής παραγωγής στη λειτουργία του συστήματος	63
4.4	Φόρτιση στοιχείων του συστήματος- ενεργός και άεργος ισχύς.....	64
4.5	Συνεισφορά ισχύος των αιολικών στο σύστημα (Capacity Credit).....	65
4.6	Αναγκαία μέτρα ενίσχυσης του συστήματος με σκοπό την ασφαλή ένταξη αιολικών	67
5	Επεξεργασία στοιχείων αιολικής παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα (2009-2013)	68
5.1	Βασικά μεγέθη πιθανοτικής ανάλυσης.....	69
5.2	Ανάλυση στοιχείων παραγωγής ανά ηλεκτρική περιφέρεια	73
5.2.1	Εξέλιξη συνδεδεμένης ισχύος και μηνιαίας αιολικής παραγωγής	73
5.2.2	Καμπύλες διάρκειας αιολικής παραγωγής	76
5.2.3	Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor)	80
5.2.4	Ωριαίες μεταβολές αιολικής έγχυσης.....	88
5.2.5	Υπολογισμός ετεροσυσχετίσεων.....	97
5.2.6	Συμβολή στην κάλυψη της ζήτησης το έτος 2009	106
6	Συμπεράσματα	112
	Βιβλιογραφικές Αναφορές	119
	Παράρτημα Α	121
	Παράρτημα Β	136
	Παράρτημα Γ	156

Περίληψη

Προκειμένου να εντοπιστούν περιοχές της Ελλάδας, που διαθέτουν πλούσιο αιολικό δυναμικό, αναλύονται στην παρούσα εργασία, δεδομένα ταχύτητας ανέμου από 56 μετεωρολογικούς σταθμούς, ικανοποιητικά κατανεμημένους στο σύνολο της επικράτειας. Μελετάται η χωρική και χρονική διακύμανση των στατιστικών χαρακτηριστικών της ταχύτητας ανέμου κατά τη διάρκεια του έτους και ελέγχεται η δυνατότητα προσαρμογής θεωρητικών κατανομών Weibull, στα διαθέσιμα δείγματα καταγραφών. Οι παράμετροι των θεωρητικών κατανομών, εκτιμώνται μέσω της εφαρμογής των μεθόδων Μέγιστης Πιθανοφάνειας και L-ροπών και ελέγχεται η καταλληλότητά τους, μέσω του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov, του μέσου απόλυτου σφάλματος (MAE) και του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (RMSE). Υπολογίζεται ακολούθως, το θεωρητικά μέγιστο αιολικό δυναμικό των σταθμών μελέτης, μέσω των κατανομών των δειγμάτων και συγκρίνεται με εκείνο που εκτιμάται μέσω των παραμέτρων των θεωρητικών κατανομών. Συγκρίνεται επιπλέον, η πραγματική παραγωγή ενέργειας ενός πάρκου εγκατεστημένου στην Κεφαλονιά, με εκείνη που θα μπορούσε να παραχθεί (με την ίδια αιολική μηχανή), βάσει του δείγματος καταγραφών που έχουμε για το νησί και των θεωρητικών κατανομών Weibull που προσαρμόστηκαν σε αυτό. Στη συνέχεια, σε μια κατεύθυνση αποτίμησης της ενσωμάτωσης της αιολικής παραγωγής στο σύστημα μεταφοράς υψηλής τάσης, αναλύονται τα πραγματικά δεδομένα ωριαίας αιολικής παραγωγής της τελευταίας πενταετίας (2009-2013). Αποτυπώνονται οι μεταβολές των συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας της αιολικής παραγωγής, σε μηνιαία, εποχική και ετήσια βάση, παράλληλα και με την εξέλιξη των συνδέσεων και αναλύονται κάποια βασικά χαρακτηριστικά της αιολικής παραγωγής, που επηρεάζουν την ισορροπία και την ασφάλεια των ηλεκτρικών συστημάτων. Τα κυριότερα από αυτά, συνδέονται με τη στοχαστική μεταβλητότητα της παραγωγής (ωριαίες μεταβολές φορτίου), εξαιτίας της φυσικής συμπεριφοράς του πνέοντος ανέμου, καθώς και με την έντονη συσχέτιση των ταχυτήτων και των παραγωγών, που παρατηρείται μεταξύ των περιοχών, όπου συγκεντρώνονται αιολικές εγκαταστάσεις. Τέλος, διερευνάται η συμβολή της αιολικής παραγωγής των συνδεδεμένων σταθμών, στην κάλυψη του φορτίου ζήτησης του εθνικού ηλεκτρικού συστήματος, για το έτος 2009. Αναλύεται η συμμετοχή της, στη διαμόρφωση των αιχμακίων φορτίων, καθώς και η συμβολή της στην κάλυψη των ημερήσιων φορτίων στις περιόδους μέγιστης ζήτησης.

Abstract

The scope of the herewith thesis is to investigate locations across Greece, that feature high wind potential. In respect to this scope, wind speed data from 56 meteorological stations, have been acquired and analysed. Specifically, the temporal and spatial variation of the statistical characteristics of the annual wind speed is being researched. Furthermore, what is also being studied is the capability of Weibull distribution to describe adequately the distribution of the recorded wind speed data. The parameters of the theoretical distributions have been estimated by implementing methods of L-moments and Maximum Likelihood Estimation, and have been assessed using the Kolmogorov – Smirnov statistic, the mean square error and the root mean square error. Subsequently, the theoretical maximum wind potential of the considered wind station is calculated using the samples' distribution and it is compared to the maximum wind potential raised from the parameters of the theoretical distributions. Then, the real power generation of a wind farm located in Kefalonia Island, is compared to the one that could be produced according to the recorded wind speed data of the island's meteorological station, as long as the theoretical one acquired from the Weibull method. In the direction of evaluating the embodiment of the wind power generation in the high-voltage power transmission system, actual data of the hourly wind power production of the last five years (2009-2013) is analysed. Temporal variations of the capacity factors of the monthly, annual and seasonal wind power production and other critical characteristics are being depicted in accordance to the progress of the wind load connection. The basic characteristics that affect the balance of the transmission system are also examined. Finally this thesis investigates the contribution of wind power production in the coverage of the national's power transmission network demand load for the year 2009 and analyses the contribution of the wind power production in the formation of peak load and in the coverage of the daily loads on periods of peak demand.

1 Εισαγωγή

Οι τελευταίοι αιώνες της παγκόσμιας ιστορίας, χαρακτηρίστηκαν από πρωτοφανή ανάπτυξη σε όλους τους τομείς της ανθρώπινης δραστηριότητας. Κυρίαρχο χαρακτηριστικό του παραγωγικού μοντέλου ανάπτυξης της περιόδου, ήταν και παραμένει, η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας, για την κάλυψη της βιομηχανικής και οικιακής κατανάλωσης. Η ανάγκη για ολοένα και μεγαλύτερα ποσά ενέργειας εξυπηρετήθηκε από την εκμετάλλευση των ορυκτών καυσίμων, η χρήση των οποίων, ήδη από τις αρχές του 19ου αιώνα, όταν ο James Watt διατύπωσε τις αρχές κατασκευής της ατμομηχανής, επέτρεψε την αξιόπιστη και οικονομικά αποδοτική παραγωγή ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα.

Σήμερα όμως, το παραδοσιακό αυτό μοντέλο ανάπτυξης αμφισβητείται ολοένα και εντονότερα, λόγω της διαφαινόμενης αδυναμίας του να εγγυηθεί μια αέναη οικονομική ανάπτυξη. Οι βασικότεροι πυλώνες στους οποίους εδράζεται η ανάγκη μετατροπής του ενεργειακού παραγωγικού μοντέλου, είναι η σημαντική περιβαλλοντική επιβάρυνση που συνδέεται με την καύση ορυκτών, καθώς και οι αβεβαιότητες που συμπεκνώνει, σχετικά με την ενεργειακή ασφάλεια των οικονομιών του πλανήτη.

Σε μια κατεύθυνση βελτίωσης της παρούσας κατάστασης, η ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα, κρίνεται εύλογη πρακτική. Υπό αυτό το πλαίσιο, η ώριμη πλέον τεχνολογικά λύση που προσφέρουν οι αιολικές εγκαταστάσεις, κινείται στον πυρήνα του παγκόσμιου επιστημονικού και επενδυτικού ενδιαφέροντος. Ο περιορισμός όμως των αρνητικών επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, η απαίτηση για ενεργειακή ασφάλεια, η διασφάλιση προσιτών και επιτρεπτών κοινωνικά τιμών ενέργειας και η παροχή υψηλής ποιότητας ενεργειακών υπηρεσιών στους καταναλωτές, δεν μπορεί να λυθεί με ημίμετρα. Απεναντίας, απαιτούνται σαφείς τομές, τόσο σε πολιτικό επίπεδο, με την υιοθέτηση μακρόπνοων και βιώσιμων επενδύσεων στον χώρο της ενέργειας, όσο και σε ατομικό επίπεδο, με την αλλαγή κουλτούρας στην κατανάλωση.

1.1 Αντικείμενο μελέτης

Η παρούσα μελέτη, στοχεύει εν πρώτοις στην εκτίμηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού της Ελλάδας, μέσω της πιθανοτικής ανάλυσης δεδομένων ταχύτητας ανέμου από μετεωρολογικούς σταθμούς ικανοποιητικά κατανομημένους, στο σύνολο της ελληνικής επικράτειας. Η βασική μεθοδολογία που ακολουθείται, μπορεί να συνοψιστεί στη στατιστική ανάλυση της μεταβλητής της ταχύτητας ανέμου, στη μελέτη των διακυμάνσεων των χαρακτηριστικών της στη διάρκεια του έτους και στον έλεγχο προσαρμογής στα δείγματα καταγραφών αυτής, θεωρητικών κατανομών Weibull. Με βάση τα δείγματα καταγραφών και τις θεωρητικές κατανομές, υπολογίζεται το διαθέσιμο ενεργειακό δυναμικό του εκάστοτε σταθμού και εξάγονται πολύτιμα συμπεράσματα για το σύνολο της χώρας.

Ο δεύτερος άξονας της ανάλυσης, αφορά στην αποτίμηση της ενσωμάτωσης της αιολικής παραγωγής στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας την τελευταία πενταετία (2009-2013). Σε αυτή την κατεύθυνση, αναλύονται (πιθανοτικά) δεδομένα ωριαίας παραγωγής του συστήματος από τις τρεις ηλεκτρικές περιφέρειες που συγκεντρώνουν την πλειοψηφία των αιολικών

εγκαταστάσεων, εξετάζονται οι παράμετροι που επηρεάζουν την ασφαλή ένταξή τους στο σύστημα και διερευνάται η συμμετοχή τους στην κάλυψη της ζήτησης του φορτίου του συστήματος για το έτος 2009.

1.2 Διάρθρωση διπλωματικής εργασίας

Η παρούσα εργασία αποτελείται από 6 κεφάλαια και 3 Παραρτήματα (Α,Β,Γ). Στη συνέχεια περιγράφονται τα αντικείμενα τα οποία αναλύονται σε κάθε ένα από αυτά.

Στο πρώτο κεφάλαιο, τοποθετούνται συνοπτικά οι στόχοι της παρούσας ανάλυσης και περιγράφεται σε αδρές γραμμές το μεθοδολογικό πλαίσιο που ακολουθείται.

Στο δεύτερο κεφάλαιο, περιγράφονται οι εξελίξεις των τελευταίων ετών στον τομέα των αιολικών εγκαταστάσεων σε παγκόσμιο επίπεδο, καθώς και ορισμένα μελλοντικά σενάρια ανάπτυξης της τεχνολογίας αυτής, σύμφωνα με τις διεθνείς ενώσεις που δραστηριοποιούνται στο σχετικό τομέα. Το ενδιαφέρον επικεντρώνεται στη συνέχεια, στις πολιτικές ενσωμάτωσης της αιολικής παραγωγής στις ηλεκτρικές αγορές των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μετά και την υιοθέτηση των Οδηγιών που σχετίζονται με την απελευθέρωση και την ενίσχυση της ένταξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε αυτές. Περιγράφονται τέλος, κάποια από τα βασικότερα πλεονεκτήματα που μπορεί να προσφέρει η συμμετοχή των αιολικών εγκαταστάσεων στα ενεργειακά μίγματα.

Στο τρίτο κεφάλαιο, γίνεται μια προσπάθεια εκτίμησης του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού της Ελλάδας, μέσω της πιθανοτικής ανάλυσης της μεταβλητής της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου. Στην κατεύθυνση αυτή, γίνεται σε πρώτη φάση μια αναφορά σε δημοσιευμένες εργασίες, που αφορούν στη μελέτη της συμπεριφοράς της μεταβλητής της ταχύτητας του ανέμου και περιγράφονται οι επικρατέστερες μεθοδολογίες εκτίμησης του διαθέσιμου ενεργειακού δυναμικού, σύμφωνα με τη διεθνή βιβλιογραφία. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται εκτενώς, η διαδικασία που ακολουθήθηκε στα πλαίσια της παρούσας ανάλυσης, για τη συλλογή των δεδομένων της μεταβλητής της ταχύτητας ανέμου και παρατίθενται βασικές πληροφορίες που αφορούν στα δείγματα καταγραφών των υπό εξέταση σταθμών. Ακολουθεί η στατιστική επεξεργασία των χρονοσειρών της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου και παρουσιάζονται οι χωρικές και χρονικές διακυμάνσεις αυτών, κατά τη διάρκεια του έτους. Στα δείγματα ημερήσιων καταγραφών των σταθμών, προσαρμόζονται στη συνέχεια, θεωρητικές κατανομές Weibull, των οποίων οι παράμετροι εκτιμώνται μέσω της εφαρμογής των μεθόδων Μέγιστης Πιθανοφάνειας και L-ροπών και ελέγχεται η καταλληλότητά τους μέσω του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov, του μέσου απόλυτου σφάλματος και του μέσου τετραγωνικού σφάλματος. Υπολογίζεται ακολούθως, το θεωρητικά μέγιστο αιολικό δυναμικό των σταθμών μελέτης, μέσω των κατανομών των δειγμάτων και συγκρίνεται με εκείνο που εκτιμάται μέσω των παραμέτρων των θεωρητικών κατανομών. Τέλος, συγκρίνεται η πραγματική παραγωγή ενέργειας ενός πάρκου εγκατεστημένου στην Κεφαλονιά, με εκείνη που μπορούσε να παραχθεί (με την ίδια αιολική μηχανή), βάσει του δείγματος καταγραφών που έχουμε για το νησί και των θεωρητικών κατανομών Weibull που προσαρμόστηκαν σε αυτό.

Στο τέταρτο κεφάλαιο, περιγράφεται συνοπτικά το εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και γίνεται αναφορά στην εξέλιξη των συνδέσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε αυτό τα τελευταία χρόνια. Το ενδιαφέρον επικεντρώνεται στην διεύθυνση των αιολικών εγκαταστάσεων σε αυτό και αναδεικνύονται κάποιοι βασικοί παράγοντες που επηρεάζουν την ασφαλή ένταξή τους στο ενεργειακό μίγμα. Προτείνονται τέλος, κάποια

βασικά μέτρα που πρέπει να ληφθούν, για την ενίσχυσή του, υπό καθεστώς αυξημένης αιολικής διεύθυνσης, μελλοντικά.

Στο πέμπτο κεφάλαιο, αναλύονται στοιχεία πραγματικής ωριαίας αιολικής έγχυσης στο σύστημα υψηλής τάσης, για την πενταετία 2009-2013. Παρουσιάζεται αρχικά, η εξέλιξη των συνδέσεων των αιολικών εγκαταστάσεων και της παραγωγής, στις τρεις μεγάλες ηλεκτρικές περιφέρειες της χώρας, αλλά και συνολικά στο σύστημα. Ακολούθως, αποτυπώνονται οι μεταβολές των συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας της αιολικής παραγωγής, σε μηνιαία, εποχική και ετήσια βάση, παράλληλα και με την εξέλιξη των συνδέσεων ανά περιοχή. Αναλύονται στη συνέχεια, κάποια βασικά χαρακτηριστικά της αιολικής παραγωγής, που σύμφωνα με τη διεθνή βιβλιογραφία, επηρεάζουν την ισορροπία και την ασφάλεια των ηλεκτρικών συστημάτων. Τα κυριότερα από αυτά, συνδέονται με τη στοχαστική μεταβλητότητα της παραγωγής (ωριαίες μεταβολές φορτίου), εξαιτίας της φυσικής συμπεριφοράς του πνέοντος ανέμου, καθώς και με την έντονη συσχέτιση των ταχυτήτων και των παραγωγών, που παρατηρείται μεταξύ των περιοχών, όπου συγκεντρώνονται αιολικές εγκαταστάσεις. Τέλος, διερευνάται η συμβολή της αιολικής παραγωγής των συνδεδεμένων σταθμών στο σύστημα υψηλής τάσης, στην κάλυψη του φορτίου ζήτησης του εθνικού ηλεκτρικού συστήματος, για το έτος 2009. Αναλύεται η συμμετοχή της, στη διαμόρφωση των αιχμηρών φορτίων, που παρατηρήθηκαν κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών, καθώς και η συμβολή της στην κάλυψη των ημερήσιων φορτίων στις περιόδους μέγιστης ζήτησης (απογευματινές ώρες).

Στο έκτο κεφάλαιο, γίνεται μια συνολική καταγραφή των συμπερασμάτων που προέκυψαν συνολικά και προτείνονται θέματα για μελλοντική έρευνα.

Στο Παράρτημα Α, συγκεντρώνονται δεδομένα των σταθμών που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση, καθώς και τα αποτελέσματα της στατιστικής επεξεργασίας της μεταβλητής της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου. Παρατίθενται αναλυτικά οι παράμετροι των θεωρητικών κατανομών και τα αποτελέσματα των ελέγχων καλής προσαρμογής. Περιλαμβάνονται επίσης, οι πίνακες με τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα από την εκτίμηση του θεωρητικά μέγιστου διαθέσιμου αιολικού δυναμικού των υπό εξέταση σταθμών.

Στο Παράρτημα Β, περιλαμβάνονται εικόνες με τις χρονικές διακυμάνσεις των βασικών στατιστικών χαρακτηριστικών που περιλαμβάνονται στο Παράρτημα Α.

Στο Παράρτημα Γ, περιέχονται πίνακες με τα βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου καθώς και πίνακες με τις ετεροσυσχετίσεις των ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου ανάμεσα στους σταθμούς ανάλυσης.

2 Η θέση της αιολικής ενέργειας στην διεθνή ενεργειακή σκηνή

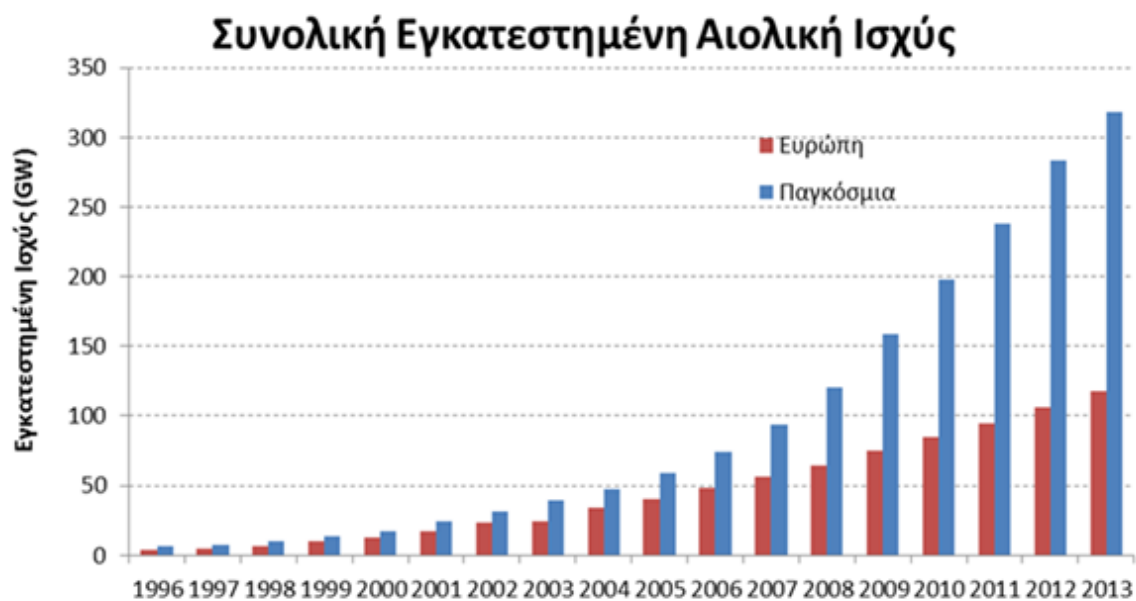
2.1 Ιστορική Αναδρομή στην χρήση αιολικής ενέργειας από την αρχαιότητα μέχρι σήμερα

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας από τον άνθρωπο χάνεται στα βάθη της ιστορίας. Πρώτος σταθμός, φαίνεται να είναι η αξιοποίηση της ενέργειας του ανέμου στην ναυσιπλοΐα, ήδη από το 5500 π.Χ. με την κατασκευή των πρώτων ιστιοφόρων πλοίων, που αποτέλεσαν το κύριο μέσο μετακίνησης στο νερό. Η τεχνογνωσία που αποκτήθηκε από την χρήση ιστίων για τις θαλάσσιες μετακινήσεις, αξιοποιήθηκε και στη στεριά, οδηγώντας στην κατασκευή διατάξεων που εκμεταλλεύονταν την κινητική ενέργεια του ανέμου, τους πρώτους ανεμόμυλους. Η πρώτη γνωστή εμφάνιση αλεστικού ανεμόμυλου ήταν οριζόντιας περιστροφής και τοποθετείται περίπου στο 700 μ.Χ. στο Σεϊστάν της Περσίας. Η τεχνογνωσία γρήγορα εξαπλώθηκε στην Ανατολή και πιθανότατα από τις αρχές του 12ου αιώνα κάνει την εμφάνισή του στην ανατολική Μεσόγειο και την Ευρώπη ο ανεμόμυλος κατακόρυφης περιστροφής, αναβαθμισμένος σαφώς από τον αντίστοιχο οριζόντιας περιστροφής Περσικό ανεμόμυλο. Αν και δεν έχει αποσαφηνιστεί η αιτία της μετατροπής αυτής, πολλοί αποδίδουν την παραπάνω αποδοτικότερη αναβάθμιση στην υιοθέτηση του μοντέλου του κατακόρυφου ρωμαϊκού υδραυλικού τροχού. Σε όλη τη διάρκεια της προβιομηχανικής περιόδου και μέχρι την τελική αντικατάστασή του από την ατμομηχανή, ο ευρωπαϊκός ανεμόμυλος (αλεστικός ή αντλητικός) αλλάζει συνεχώς μορφή, βελτιστοποιείται σταδιακά και διαδραματίζει (μαζί με τον νερόμυλο) ρόλο αντίστοιχο με αυτόν των ηλεκτροκινητήρων της βιομηχανικής και μεταβιομηχανικής περιόδου. (Nelson, 2009)

Τον 17ο αιώνα, οι Ευρωπαίοι άποικοι έφεραν την τεχνογνωσία που είχε αποκτηθεί στο πέρασμα των αιώνων, στην Αμερική και κατασκευάζονται και εκεί οι πρώτοι ανεμόμυλοι, με χρήση όμοια με αυτή που είχε στην Ευρώπη. Στα τέλη του 19ου αιώνα, οπότε και η ανάγκη για υποδομές και η γενικότερη πρόοδος στον τομέα της ηλεκτρικής παραγωγής επιτάσσουν περαιτέρω εξέλιξη σε διάφορους τομείς της τεχνολογίας, το ενδιαφέρον και στις δυο πλευρές του ατλαντικού επικεντρώνεται στην κατασκευή ανεμοκινητήρων που θα παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα. Την πρωτιά κερδίζει η Αμερική, όπου το 1888 στο Cleveland του Ohio κατασκευάστηκε ο πρώτος ανεμόμυλος για παραγωγή ηλεκτρισμού με ισχύ 12 kW ο οποίος λειτούργησε για περίπου 20 χρόνια και για πρώτη φορά εισήχθη στην κατασκευή ένα επιταχυνόμενο κιβώτιο ταχυτήτων (Sathyajith, 2006). Πέραν της πρωταρχικής σημασίας του έργου αυτού που ήταν φυσικά η πρωτοπορία του και η ουσιαστική συμβολή του στην ανάπτυξη του αμερικάνικου δικτύου σιδηροδρόμων της εποχής, η κατασκευή του ήταν για έναν ακόμη λόγο σημαντική, αφού κατέδειξε την αναγκαιότητα αεροδυναμικού σχεδιασμού της πτερωτής (ο σχεδιασμός του υστερούσε σημαντικά σε σχέση με τις εξελιγμένες λύσεις των Ευρωπαϊκών ανεμόμυλων της εποχής). Έκτοτε και μέχρι τον πρώτο παγκόσμιο πόλεμο οι έρευνες στον τομέα της αιολικής παραγωγής παρουσιάζουν μεγάλη πρόοδο, τόσο σε πρωτοτυπία όσο και σε σχεδίαση και κατασκευή και οι πρώτες αυτές ανεμογεννήτριες χρησιμοποιήθηκαν για την φόρτιση μπαταριών. Η πορεία των ερευνών, ανακόπηκε μοιραία

λόγω των πολέμων και συνεχίστηκε δειλά μετά το 1950 στην Ευρώπη. Οι αγορές της περιόδου όμως, για να καλύψουν τις τεράστιες ενεργειακές ανάγκες, στρέφονται με μεγαλύτερη προθυμία προς τα ορυκτά καύσιμα και έτσι για άλλη μια φορά οι όποιες έρευνες στον τομέα των αιολικών μηχανών προχωρούν πολύ αργά, χωρίς βέβαια να διακόπτονται ολοκληρωτικά.

Αυτό που έφερε ξανά στο προσκήνιο την ανάπτυξη ανεμοκινητήρων ήταν η πετρελαϊκή κρίση της δεκαετίας του 1970, οπότε και αυξήθηκε εντυπωσιακά η τιμή του πετρελαίου και άρχισαν έτσι οι πρώτες ισχνές αμφισβητήσεις των ορυκτών καυσίμων. Η Δανία πρώτη επιχείρησε να αλλάξει το ενεργειακό της μίγμα, στρέφοντας το ενδιαφέρον της στην ανάπτυξη τεχνολογιών που θα βασίζονται στους εγχώριους ενεργειακούς πόρους. Στις αρχές της δεκαετίας του 1990, η κλίμακα των ανεμογεννητριών μεγέθους 300 και 500 KW εισάγεται με επιτυχία σε πολλές χώρες της Ευρώπης, σηματοδοτώντας μια εκρηκτική, για τα δεδομένα της εποχής, χρήση αιολικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή. Την περίοδο αυτή, πέραν της Δανίας, η οποία διατηρεί κυρίαρχη θέση στον τομέα των αιολικών μηχανών, σημαντική επιτυχία καταγράφουν επίσης η Γερμανία και η Ισπανία. Οι τρεις αυτές χώρες διατηρούσαν σύμφωνα με τα στοιχεία της EWEA¹, στις αρχές του 2000 το 85% της ετήσιας εγκατάστασης νέων αιολικών μηχανών, ποσοστό που το 2013 έχει πέσει πλέον στο 36%, αφού όλο και περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες προχωρούν σε αιολικές εγκαταστάσεις.

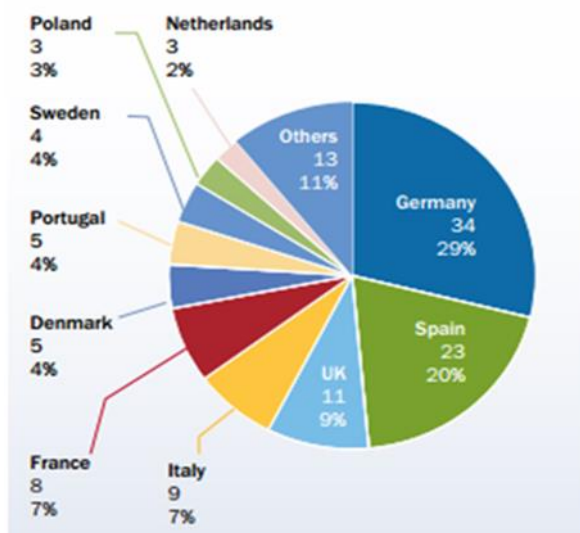


Εικόνα 2.1 Συνολική Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς στην Ευρώπη και τον Κόσμο για την περίοδο 1996-2013. [Πηγή: ετήσια δελτία EWEA, 2014]

Όπως φαίνεται και στην παραπάνω εικόνα (2.1), μέχρι το τέλος του 2007 λειτουργούσαν σε παγκόσμιο επίπεδο 94 GW αιολικής ενέργειας, εκ των οποίων τα 65 GW στην Ευρώπη (περίπου το 69% της παγκόσμιας αιολικής ισχύος). Έκτοτε, σύμφωνα με τα στοιχεία του GWEC για το 2013, πέραν της Ευρώπης που ακόμα κατέχει την μερίδα του λέοντος στην παγκόσμια ενεργειακή αγορά αιολικών, με 118 GW εγκατεστημένης ισχύος (περίπου το 37.1% της συνολικής ισχύος των 318.1 GW παγκοσμίως), παρατηρείται ραγδαία αύξηση

¹ European Wind Energy Association

αιολικών εγκαταστάσεων, τόσο στην Ασία (115.9 GW εκπροσωπώντας το 36,4%), όσο και στην Β. Αμερική (70.9 GW, 22.3%), ενώ δειλά μπαίνει στην αγορά και η Ν. Αμερική (4.7 GW, 1.5%). Σε διεθνές επίπεδο η Κίνα μπαίνει δυναμικά στην αγορά, κατέχοντας την πρώτη θέση με 91.4 GW εγκατεστημένης ισχύος στο τέλος του 2013 (28.7% της παγκόσμιας) καθώς και του ποσοστού νέων εγκαταστάσεων για την ίδια χρονιά (45.4%), ακολουθούμενη από τις ΗΠΑ με 62 GW (19.2% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος), τη Γερμανία με 34.25GW (10.8%), την Ισπανία με 23 GW (7.2%) και την Ινδία με 20.15 GW (6.3%).



Εικόνα 2.2 Ποσοστά συμμετοχής στην Ευρωπαϊκή αγορά αιολικής ενέργειας [Πηγή: EWEA 2013]

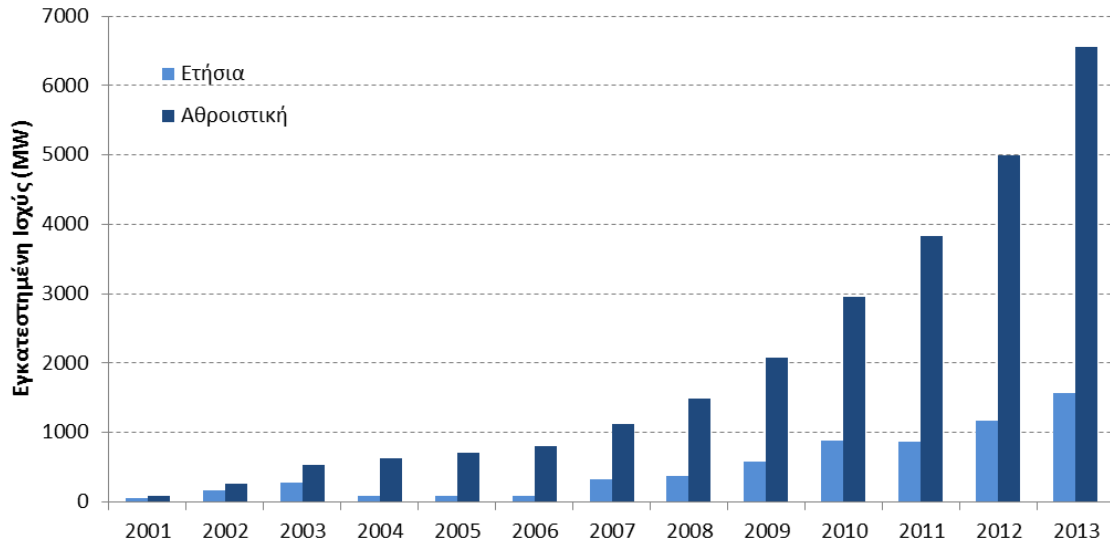
Πιο συγκεκριμένα όσον αφορά στην Ευρώπη (εικόνα 2.2), από τα συνολικά 118 GW της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος κατά το έτος 2013, η Γερμανία κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς, με 34.4 GW, ακολουθούμενη από την Ισπανία με 23GW. Οι δύο αυτές μαζί, αντιπροσωπεύουν το 49% της συνολικής αιολικής ισχύος σε ευρωπαϊκό επίπεδο και περίπου το 20% παγκοσμίως. Σημαντικό μερίδιο κατέχουν επίσης, το Ηνωμένο Βασίλειο (9%), η Ιταλία (7%) και η Γαλλία (7%). Εντυπωσιακά ποσοστά καταγράφει επίσης και η Πολωνία, η οποία έως το 2001 δεν δραστηριοποιούνταν σχετικά, ενώ το 2013 κατέχει 3% της εγκατεστημένης ευρωπαϊκής αιολικής ισχύος.

Αυξανόμενο ενδιαφέρον παρατηρείται τα τελευταία χρόνια και για τις υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις, που αναμένεται να διαδραματίσουν την επόμενη περίοδο σημαντικό ρόλο στην ευρωπαϊκή και παγκόσμια αγορά. Οι πρώτες ιδέες για κατασκευή θαλάσσιων αιολικών πάρκων εμφανίστηκαν στο τέλος της δεκαετίας του 1970, το πρώτο όμως κατασκευάστηκε το 1990 στη Σουηδία (Nogersud) που περιελάμβανε μια ανεμογεννήτρια και αμέσως μετά το 1991 κατασκευάστηκε στη Δανία (Vinbedy) ακόμα ένα με 11 ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 5 MW (Burton et. al., 2001).

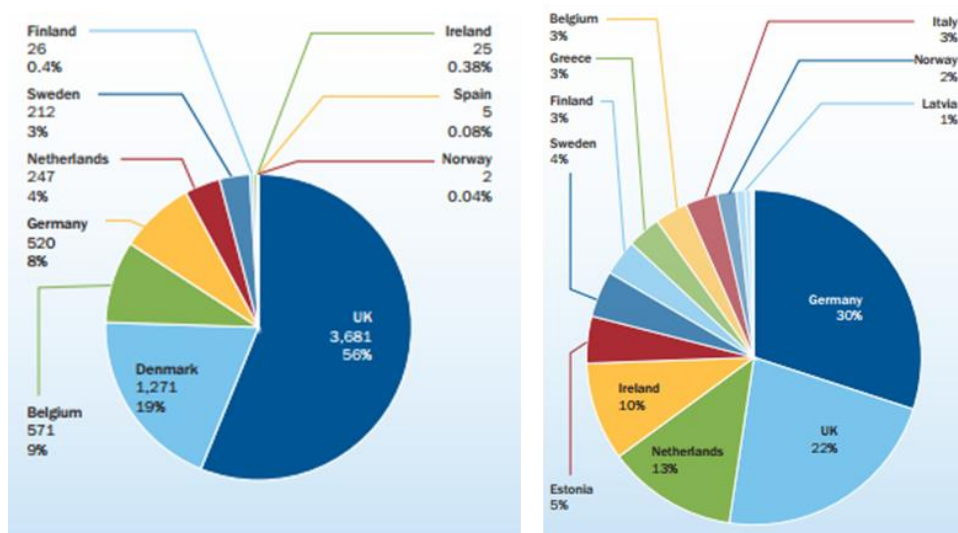
Οι υψηλές προσδοκίες που συνοδεύουν το συγκεκριμένο τύπο κατασκευών, βασίζονται στο υψηλότερο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό του ανοιχτού πελάγους, όπου ο άνεμος είναι ισχυρότερος λόγω μειωμένης τύρβης και μικρότερης διάτμησης στη θάλασσα σε σχέση με την ξηρά και δεν υπάρχουν σημαντικοί περιορισμοί ως προς το μέγεθος των ανεμογεννητριών, είτε λόγω των υλικοτεχνικών υποδομών (πχ. σιδηροδρομικά ή οδικά δίκτυα), είτε εξαιτίας περιορισμών των διαθέσιμων εκτάσεων εγκατάστασης. Οι πιο ενθουσιώδεις προβλέψεις κάνουν λόγο για συμμετοχή με ποσοστό 10% στην παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύ μέχρι το 2020. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των υπεράκτιων αιολικών στο τέλος του 2013 ανέρχονταν σε 6.57 GW (περίπου το 2% της παγκόσμιας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος), ενώ ο ρυθμός ανάπτυξης κατά το έτος αυτό, έφτασε το 33% (Σχήμα 1.3). Για την επίτευξη του 10% τα επόμενα χρόνια οι κατασκευές πρέπει να γίνουν σε ακόμα βαθύτερα νερά (σήμερα κατά μέσο όρο τα πάρκα βρίσκονται 30km από την ακτή σε μέσο βάθος 20 μέτρων), με πολυπλοκότερες συνθήκες στον πυθμένα και φυσικά να μειωθούν αισθητά τα κόστη κατασκευής.

Ηγετικό ρόλο στην παγκόσμια αλλά και ευρωπαϊκή αγορά σύμφωνα με τα στοιχεία της EWEA για το 2013, κατέχει η Μεγάλη Βρετανία η οποία με 3.7 GW εγκατεστημένης ισχύος συγκεντρώνει το 56% της παγκόσμιας υπεράκτιας αιολικής ισχύος. Η Δανία έρχεται δεύτερη με 1.3GW, τρίτο το Βέλγιο με 571MW και ακολουθεί η Κίνα με 389 MW.

Υπεράκτια Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς



Εικόνα 2.3 Συνολική και ετήσια υπεράκτια εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε παγκόσμια κλίμακα [Πηγή: EWEA 2013]



Εικόνα 2.4 Ποσοστά συμμετοχής των χωρών της Ευρώπης στην αγορά υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων για το 2013 (αριστερά) και μεσοπρόθεσμες προβλέψεις (δεξιά) [Πηγή: EWEA 2013]

Οι προβλέψεις της EWEA για τη διετία 2014-2015 κάνουν λόγο για 2.9 MW νέων εγκαταστάσεων, τα οποία αναμένεται να αυξήσουν τη συνολική ισχύ στην Ευρώπη στα 9.5 GW. Σε επίπεδο μεσοπρόθεσμου σχεδιασμού η EWEA αξιολογεί πως θα εισέλθουν στην ευρωπαϊκή αγορά υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις συνολικής ισχύος 22 GW. Πέρα από τη Γερμανία που καταλαμβάνει το 30%, σημαντική συνεισφορά θα έχει η Βρετανία και η

Ολλανδία με ποσοστό 22% και 13% αντίστοιχα, ενώ εισέρχονται δυναμικά στην αγορά αυτή και χώρες όπως η Ιρλανδία (10%) και η Εσθονία (5%). Στην Ελλάδα μετά τη ψήφιση του νόμου 3851/2010 για τις ΑΠΕ, τον Ιούλιο του 2010 ξεκίνησε η διαδικασία προκαταρκτικής χωροθέτησης θαλάσσιων αιολικών πάρκων που πρόκειται να αναπτυχθούν σε πρώτη φάση μετά το 2016 και έτσι η χώρα μας αναμένεται να συνεισφέρει σε ποσοστό 3% επί της ευρωπαϊκής αγοράς. Στην επόμενη εικόνα (2.4), φαίνονται οι χώρες της Ευρώπης και τα ποσοστά τους στη σημερινή αγορά υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων, καθώς και τα ποσοστά του μεσοπρόθεσμου σχεδίου της EWEA αναφορικά με τις νέες εγκαταστάσεις.

2.2 Η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στην ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρισμού

Μέχρι πρόσφατα η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε εθνικό όσο και σε ευρωπαϊκό επίπεδο, ελεγχόταν σχεδόν αποκλειστικά από έναν περιορισμένο αριθμό εταιριών, προσανατολισμένων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την χρήση συμβατικών πόρων. Η εικόνα αυτή άλλαξε το 2009, όταν η Ευρωπαϊκή Ένωση υιοθετώντας το 3ο Πακέτο Απελευθέρωσης της Ενεργειακής Αγοράς, στόχευσε προς μια κατεύθυνση δημιουργίας κανονισμών που θα επιτρέπουν σε περισσότερους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας να εισέλθουν στο ενεργειακό μίγμα, δίνοντας ιδιαίτερη βαρύτητα στην μέγιστη δυνατή ένταξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Συγκεκριμένα, πρότεινε τον πλήρη διαχωρισμό των δραστηριοτήτων παραγωγής και μεταφοράς/διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας, στοχεύοντας αρχικά στην τόνωση των υπάρχοντων δικτύων μεταφοράς, μέσω της ενίσχυσης του ανταγωνισμού και μακροπρόθεσμα στη δημιουργία ενός πανευρωπαϊκού δικτύου διασυνδέσεων. Κινούμενες προς αυτή την κατεύθυνση οι χώρες της ΕΕ ανέπτυξαν διαφορετικές στρατηγικές ενσωμάτωσης της αιολικής παραγωγής στην εκάστοτε ηλεκτρική αγορά.

Για να γίνουν όμως πιο εύκολα αντιληπτά τα διάφορα σενάρια ενσωμάτωσης, στα οποία θα γίνει αναφορά παρακάτω (2.2.4), θα τεθούν σε αδρές γραμμές κάποια βασικά στοιχεία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1 Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Η αρχή του νήματος στην ιστορία της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας, βρίσκεται στα τέλη του 19ου αιώνα, όποτε και για πρώτη φορά ηλεκτροδοτούνται μεγάλα αστικά κέντρα και αποκτούν ενεργειακή αυτονομία. Η ανάπτυξη του κλάδου, ο οποίος ενισχύεται και από την παράλληλη ανάπτυξη της τεχνολογίας, είναι ραγδαία και έτσι στα μέσα της δεκαετίας του 1920, μετά και την επικράτηση του εναλλασσόμενου ρεύματος που επέτρεπε τη χρήση μετασχηματιστών, δημιουργούνται τα πρώτα εθνικά διασυνδεδεμένα δίκτυα υψηλής τάσης, τα οποία σε πρώτη φάση αποτελούν ιδιωτικές πρωτοβουλίες και συνδέουν τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Μετά το 2ο Παγκόσμιο Πόλεμο, τα δίκτυα αυτά κρατικοποιούνται σε μια προσπάθεια ανασυγκρότησης των κατεστραμμένων οικονομικά χωρών που συμμετείχαν στον πόλεμο και δημιουργούνται έτσι τα πρώτα κρατικά μονοπώλια.

Σε αντιστοιχία με τη λειτουργία των υπόλοιπων βιομηχανιών, η παραδοσιακή δομή της βιομηχανίας ηλεκτρισμού αποτελεί σε γενικές γραμμές, μια καθετοποιημένη παραγωγική διαδικασία στην οποία διακρίνονται τέσσερα βασικά στάδια, η παραγωγή, η μεταφορά, η διανομή και η προμήθεια. Στο μοντέλο κρατικού μονοπωλίου (καθετοποιημένο μονοπώλιο) που ξεκίνησε την περίοδο αυτή, το κράτος αναλαμβάνει τη λειτουργία της αγοράς ελέγχοντας

και τα τέσσερα στάδια, απαλλαγμένο από συνθήκες ανταγωνισμού σε όλα τα επίπεδα. Η συγκεκριμένη μονοπωλιακή δομή στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας συμπύκνωσε την ευρύτερη εκείνη την εποχή αντίληψη, ότι η ηλεκτρική ενέργεια οφείλει να αποτελεί κοινωνικό αγαθό στο οποίο θα έχουν πρόσβαση όλοι οι πολίτες, πρόσβαση την οποία θα πρέπει να εξασφαλίσει η πολιτεία. Με αυτή τη δομή, ακολουθεί μια περίοδος υλοποίησης μεγάλων και μακρόπνοων κατασκευών, διαχειρίζονται κεντρικά οι διαθέσιμοι ενεργειακοί πόροι και συνδέονται ακόμα και οι πιο δυσπρόσιτες περιοχές στα εκάστοτε δίκτυα.

Τους πρώτους τριγμούς στα θεμέλια της παραπάνω δομής, αλλά και ευρύτερα στον ρόλο της κρατικής παρέμβασης στην οικονομία, δημιουργεί στις αρχές της δεκαετίας του 1970 η οικονομική Σχολή του Σικάγο, ανοίγοντας τον δρόμο προς την απελευθέρωση των οικονομικών αγορών. Στον πυρήνα σκέψης της Σχολής αυτής ήταν όσον αφορά στις οικονομικές σχέσεις, η αντίληψη ότι ο ανταγωνισμός αποτελεί το βασικό εργαλείο ανάπτυξης, τοποθετώντας την ίδια την αγορά σε ρόλο «προστάτη» αλλά και «τιμωρού» εκείνων που δεν είναι παραγωγικά αποτελεσματικοί. Το μοντέλο αγοράς που οραματίζεται είναι στην τελική μορφή του (τελείως απελευθερωμένη αγορά), απαλλαγμένο από την κρατική παρέμβαση και θεωρεί ότι η ίδια η αγορά μπορεί να «αυτορυθμιστεί» ώστε να γίνει πιο αποδοτική. Οι σκέψεις αυτές βρήκαν πολλούς υποστηρικτές σε διάφορες μεριές του πλανήτη όπου ιδιωτικά κεφάλαια επιζητούσαν διακαώς μερίδιο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ήδη κατά το τέλος του 20ου αιώνα πολλές χώρες (πρώτα οι ΗΠΑ και η Μ.Βρετανία) αποκρατικοποιούν επιχειρήσεις ηλεκτρισμού (μαζί με άλλες επιχειρήσεις δημόσιου χαρακτήρα) και προχωρούν σε μια κατεύθυνση ελεύθερης αγοράς. Συνοπτικά, για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα με το στάδιο στο οποίο εντάσσεται ο ανταγωνισμός, μπορούμε να διακρίνουμε τρία βασικά μοντέλα : α) το μοντέλο μοναδικού αγοραστή, όπου ο ανταγωνισμός εντάσσεται στο αρχικό στάδιο, της παραγωγής ενέργειας, β) το μοντέλο ανταγωνισμού στην χονδρική αγορά, όπου υπάρχει ανταγωνισμός στην παραγωγή με τις εταιρείες διανομής να αγοράζουν την ενέργεια που πωλούν κατευθείαν από τους παραγωγούς μέσω μιας κοινής δεξαμενής (market pool) και γ) το μοντέλο ανταγωνισμού στη λιανική αγορά, όπου υπάρχει ανταγωνισμός σε όλα τα επίπεδα, πλην της μεταφοράς η οποία παραμένει φυσικό μονοπώλιο.

Σήμερα, μετά την εφαρμογή των αντίστοιχων οδηγιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (1996/92/EK, 2001/77/EK και 2009/28/EK), στις περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες, οι εταιρείες ηλεκτρισμού έχουν στον ένα ή άλλο βαθμό ιδιωτικοποιηθεί, είτε μέσω χρηματιστηρίου, είτε με άμεση πώληση σε ιδιωτικά κεφάλαια. Σχεδόν εξολοκλήρου ιδιωτικοποιημένη είναι η ενεργειακή αγορά στη Μ. Βρετανία. Στις χώρες του Ευρωπαϊκού Νότου (Ιταλία, Ισπανία, Πορτογαλία και Ελλάδα) οι αντίστοιχες εταιρίες έχουν ιδιωτικοποιηθεί (ή βρίσκονται σε διαδικασία ιδιωτικοποίησης) σε ποσοστό άνω του 50%. Αντίθετα, σε πολλές βόρειες χώρες που διαθέτουν κοιτάσματα φυσικού αερίου και υδροηλεκτρικούς ή πυρηνικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής (Σκανδιναβικές χώρες, Γαλλία, Βέλγιο, Ολλανδία και σε μεγάλο ποσοστό στη Γερμανία) το δημόσιο εξακολουθεί να ελέγχει το μεγαλύτερο μέρος των ενεργειακών αγορών.

Σε σύμπλευση με τις πιο πάνω εξελίξεις, δημιουργείται σε αρκετές χώρες της ευρωζώνης ένας εντελώς νέος θεσμός, το Χρηματιστήριο Ηλεκτρικής Ενέργειας. Χαρακτηριστικά παραδείγματα αποτελούν το Σκανδιναβικό Χρηματιστήριο (NORDPOOL), το Βρετανικό (BETTA) και το Γερμανικό (EEX). Υπό το νέο αυτό σχήμα, η διαπραγμάτευση της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται στο εξής σε οργανωμένες ανταγωνιστικές αγορές, γοργά αναπτυσσόμενες, που δημιουργούν συνθήκες λειτουργίας σχετιζόμενων αγορών παραγωγών,

προϊόντων (electricity futures) κ.α. Οι αγορές αυτές ανάλογα και με το είδος των συναλλαγών που διενεργούνται διακρίνονται σε τέσσερις βασικές κατηγορίες:

- Διμερείς Συμφωνίες (Bilateral Contracts)

Συμβόλαια μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών με διάρκεια από μια ημέρα έως και την ωφέλιμη ζωή του έργου, τα οποία είναι μη διαπραγματεύσιμα.

- Αγορές της επόμενης ημέρας/ώρας

Στις αγορές αυτές αντικείμενο διαπραγματεύσεως είναι οι προσφορές των παραγωγών για την επόμενη ημέρα/ώρα (spot market). Αποφασίζεται μια ενιαία τιμή για την KWh καθώς επίσης και το σημείο ισορροπίας προσφοράς-ζήτησης της επόμενης μέρας/ώρας.

- Αγορές Εξισορρόπησης (Balancing Markets)

Σε αυτές τις αγορές καθορίζονται οι επικουρικές υπηρεσίες του Διαχειριστή του Συστήματος (ανάγκες σε εφεδρείες, ρύθμιση συχνότητας κτλ.), ώστε να διασφαλίζεται η ισορροπία του Συστήματος αναφορικά με την ασφάλεια, την αξιοπιστία και τον ομαλό εφοδιασμό.

- Αγορές Παραγωγών (Futures Market)

Εδώ διαπραγματεύονται τα παράγωγα προϊόντα (futures), που έχουν αναπτυχθεί για την αντιμετώπιση κινδύνων που συνεπάγονται οι απότομες διακυμάνσεις στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διακυμάνσεις αυτές, οφείλονται σε αδρές γραμμές στη μεταβλητότητα της ζήτησης, της παραγωγής και της δυσκολίας αποθήκευσης της ενέργειας.

Οι δύο πρώτες αγορές αναφέρονται σε συναλλαγές πριν το χρόνο παράδοσης της ενέργειας (μελλοντικές αγορές) και διαπραγματεύονται συνήθως το μεγαλύτερο κομμάτι της παραγωγής, ενώ η αγορά εξισορρόπησης γίνεται κοντά στον πραγματικό χρόνο, ώστε να μπορούν να εκτιμηθούν οι αποκλίσεις. Όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά υποχρεούνται να κάνουν όσο το δυνατόν πιο ακριβείς προβλέψεις για την παραγωγή ή την κατανάλωση ενέργειας, πριν τον πραγματικό χρόνο, αφού ανεξάρτητα από το είδος της αγοράς, υπάρχουν ελεγκτικοί μηχανισμοί, οι οποίοι συγκρίνοντας τις πραγματικές ποσότητες που έχουν παραχθεί ή καταναλωθεί (συμπεριλαμβανομένων και των απωλειών μεταφοράς) υπολογίζουν τις αποκλίσεις από τις τιμές που έχουν συμφωνηθεί και τις κοστολογούν (συνήθως το ποσό του προστίμου αντιστοιχεί στην τιμή της ενέργειας εξισορρόπησης που αγοράστηκε εξαιτίας της απόκλισης)

2.2.2 Ο ρόλος των Ρυθμιστικών Αρχών στην ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρισμού

Ανεξάρτητα από τη δομή και το νομικό πλαίσιο που έχει υιοθετήσει κάθε χώρα για την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας, οι ρυθμιστικές αρχές επιτελούν ουσιώδη ρόλο στην αγορά. Κατά κύριο λόγο, αυτές ελέγχουν τον ανταγωνισμό και την άσκηση ισχύος στην αγορά και διασφαλίζουν την υιοθέτηση των εθνικών ενεργειακών πολιτικών από τους εμπλεκόμενους. Ορισμένα από τα χαρακτηριστικά των αρχών αυτών οφείλουν να είναι η διαφάνεια, η ανεξαρτησία από πολιτικά κόμματα, η ισονομία απέναντι στους εμπλεκόμενους στην αγορά και η υπεράσπιση και προαγωγή των συμφερόντων του συνόλου έναντι των ιδιωτικών.

Στις χώρες της Ευρώπης, οι ρυθμιστικές αρχές υπάγονται σε διακριτά νομικά πλαίσια ανάλογα με την ανεξαρτησία τους και τη δομή οργάνωσης της αγοράς, η οποία έχει υιοθετηθεί από κάθε χώρα. Έτσι, ορισμένες είναι τελείως ανεξάρτητες και έρχονται συχνά σε σύγκρουση με τα εμπλεκόμενα υπουργεία (Βρετανία, Ιταλία), κάποιες άλλες δρουν περισσότερο συμβουλευτικά στα εκάστοτε υπουργεία και δεν νομοθετούν (Ελλάδα, Ισπανία,

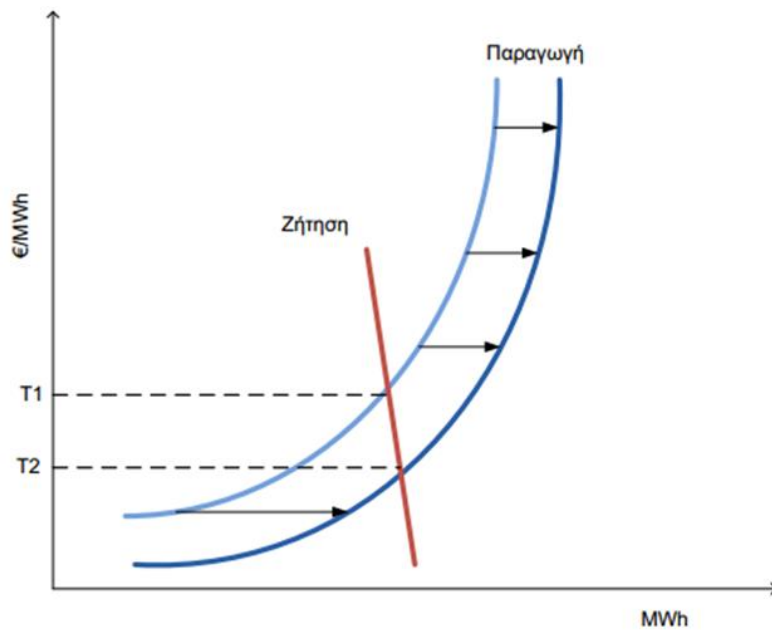
Γαλλία), ενώ τέλος, κάποιες επεμβαίνουν μόνο σε περιπτώσεις γεγονότων που απαιτούν περαιτέρω έρευνα και σε γενικές γραμμές εποπτεύουν την αγορά εκ των υστέρων (Δανία).

Στην Ελλάδα συστήθηκε βάση του Νόμου 2773/1999 και λειτουργεί από τον Ιούλιο του 2000 η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η οποία είναι διοικητικά ανεξάρτητη. Της έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, όπως αυτή αναπτύσσεται, τόσο μονοσήμαντα στην Ελληνική αγορά, όσο και όπως αυτή λειτουργεί και αναπτύσσεται σε σχέση με τις ξένες αγορές ενέργειας, και ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται. Σε σύμπλευση με τις διατάξεις του 3ου ενεργειακού πακέτου, και ειδικότερα από το Μάρτιο του 2011, η ΡΑΕ αναβαθμίζεται και έχει κυρίως αποφασιστικές αρμοδιότητες και ουσιαστικότερη συνεργασία με τους λοιπούς Ρυθμιστές και Διαχειριστές. Αναμένεται να ενισχυθεί δε περαιτέρω, η οικονομική και διοικητική της αυτοτέλεια.

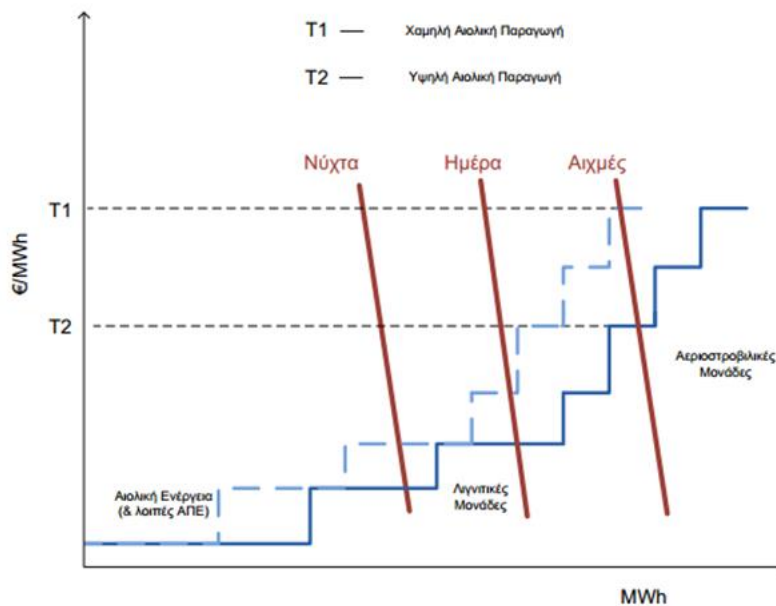
2.2.3 Επιδράσεις της αιολικής ενέργειας στην Οριακή Τιμή του Συστήματος

Οι αιολικές μονάδες πέραν του απαιτούμενου αρχικού κεφαλαίου που χρειάζεται για την κατασκευή τους και τη σύνδεσή τους στο σύστημα (συμπεριλαμβανομένων και των απαιτούμενων έργων υποδομής και επέκτασης του δικτύου), κατά τη φάση λειτουργίας τους το κόστος είναι αρκετά χαμηλό έως μηδενικό. Λόγω απουσίας του κόστους καυσίμου και του κόστους αγοράς δικαιωμάτων ρύπων, εισάγονται στην βάση της καμπύλης παραγωγής και ακολουθούν κατά σειρά αυξανόμενου κόστους οι λιγνιτικές μονάδες παραγωγής και οι αεριοστρόβιλοι. Εξαιτίας του χαμηλού λειτουργικού τους κόστους, οι αιολικές μονάδες συνήθως καταλαμβάνουν την πρώτη θέση στην εξισορρόπηση της αγοράς (EWEA,2009). Η αυξημένη διαθεσιμότητά τους και η συνεισφορά τους στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, αλλάζει το ενεργειακό μίγμα, μειώνοντας την τιμή ισορροπίας της αγοράς, αφού παράγουν ηλεκτρική ενέργεια σε πολύ χαμηλό κόστος, με προφανή οφέλη προς τον καταναλωτή, μειώνοντας παράλληλα και τα κόστη μεταφοράς. Σε μια απελευθερωμένη αγορά, η τιμή της kWh προκύπτει από την ισορροπία της προσφοράς και της ζήτησης, όπως φαίνεται και στην εικόνα 2.5.

Παρατηρούμε ότι η καμπύλη της ζήτησης έχει πολύ μεγάλη κλίση, καθώς η ενέργεια αποτελεί ανελαστικό αγαθό, δηλαδή το μέγεθος της ζήτησης δεν επηρεάζεται σημαντικά από την μεταβολή της τιμής της ενέργειας. Επομένως, αλλαγή στην τιμή της ενέργειας μπορεί να προκύψει ουσιαστικά μόνο με μετατόπιση της καμπύλης παραγωγής δεξιότερα. Η συμβολή των αιολικών σε αυτή την μετατόπιση μπορεί να είναι καθοριστική, για τους λόγους που προαναφέρθηκαν, συμβάλλοντας παράλληλα και στη μείωση της οριακής τιμής του συστήματος ($T1 > T2$), το μέγεθος της οποίας εξαρτάται και από το ύψος της ζήτησης που προκύπτει για διαφορετικές περιόδους της ημέρας. Η μείωση της οριακής τιμής του συστήματος είναι εντονότερη κατά τις περιόδους αιχμών, αφού η αιολική ενέργεια μειώνει το ποσοστό συμμετοχής των αεριοστροβιλικών μονάδων, οι οποίες παρουσιάζουν το υψηλότερο κόστος λειτουργίας. Το φαινόμενο αυτό περιγράφεται και γραφικά στην εικόνα 2.6 (EWEA, 2009).



Εικόνα 2.5 Τυπικές καμπύλες παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας [Πηγή: EWEA 2009]



Εικόνα 2.6 Η επίδραση της εισόδου των αιολικών στην οριακή τιμή του συστήματος [Πηγή: EWEA, 2009]

2.2.4 Πολιτικές Ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας σε διάφορες χώρες της Ευρώπης

Σύμφωνα με τα στοιχεία της IEE (Intelligent Energy Europe) κυριαρχούν στην Ευρωπαϊκή Ένωση τρεις κύριες τάσεις στις πολιτικές ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας σε εθνικό επίπεδο, οι οποίες συνοψίζονται ως εξής:

- Σταθερή τιμή προνομιακής πώλησης (feed-in tariff) της αιολικής ενέργειας στην αγορά

Η εφαρμογή προνομιακών τιμών πώλησης έχει σκοπό την ενίσχυση του επενδυτικού ενδιαφέροντος ευρύτερα στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η Γερμανία που υπήρξε ο κύριος εκφραστής της πολιτικής αυτής έχει εφαρμόσει προνομιακή τιμή ένταξης ήδη από το 1991. Οι τιμές της ενέργειας στην αγορά δεν επηρεάζουν τα κέρδη των παραγωγών αιολικής ενέργειας. Αντιθέτως, οι τιμές πώλησης είναι εγγυημένες για κάθε μονάδα για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα (μπορεί να φτάνει και τα 20 χρόνια) και πληρώνονται στους παραγωγούς από το διαχειριστή του Συστήματος/Δικτύου στο οποίο είναι συνδεδεμένες οι μονάδες παραγωγής. Η τιμή αυτή μπορεί πολλές φορές να υπερβαίνει την πραγματική τιμή της αγοράς και άλλες να είναι χαμηλότερη.

Ο διαχειριστής μετατρέπει τα μεταβλητά προφίλ της παρεχόμενης αιολικής ενέργειας σε ένα σταθερό προφίλ, υπολογίζοντας τις απαραίτητες μονάδες εφεδρείας που απαιτούνται για την εξομάλυνση, ώστε να διασφαλίζεται η ισορροπία του συστήματος. Τα επιπλέον κόστη που μπορεί να προκύψουν εξαιτίας του κόστους παραμονής σε εφεδρεία των ευέλικτων μονάδων, περνούν μέσω του διαχειριστή και του προμηθευτή στους τελικούς καταναλωτές.

Συνήθως στην εφαρμογή του μοντέλου, υποχρέωση του παραγωγού είναι να καλύψει το κόστος σύνδεσης με το κοντινότερο σημείο του δικτύου και από εκεί και πέρα το κόστος που πιθανόν να προκύψει για επέκταση του υπάρχοντος δικτύου λόγω προβλημάτων χωρητικότητας, βαραίνει τον διαχειριστή. Οι επεκτάσεις αυτές είναι στις περισσότερες των περιπτώσεων αρκετά χρονοβόρες εξαιτίας του υψηλού τους κόστους. Για αυτό σε περιπτώσεις υψηλής διείσδυσης αιολικών στο δίκτυο, οι παραγωγοί καλούνται να διαχειριστούν τις περιπτώσεις αποκοπής τους από το δίκτυο για συγκεκριμένες περιόδους, όταν ο διαχειριστής κρίνει ότι κάτι τέτοιο είναι απαραίτητο για την διατήρηση της ισορροπίας. Στις περισσότερες χώρες όπου είναι σε εφαρμογή αυτό το μοντέλο εισόδου στην αγορά, έχουν θεσπιστεί τόσο τα ποσοστά του χρόνου που μπορεί ένας παραγωγός να μείνει εκτός δικτύου, όσο και οι αντίστοιχες αποζημιώσεις.

Εκτός της Γερμανίας, που όπως αναφέραμε έχει υιοθετήσει τη συγκεκριμένη πολιτική ένταξης, πολλές ακόμα χώρες στην ΕΕ εφαρμόζουν το σχήμα αυτό, συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδας.

- **Σταθερό επιπλέον επίδομα (feed-in premium) επί της τιμής πώλησης της αιολικής ενέργειας στην αγορά**

Στο σχήμα αυτό, οι παραγωγοί πωλούν την ενέργεια που παράγουν, είτε μέσω διμερών συναλλαγών, είτε στην κεντρική αγορά (market pool) και εισπράττουν πέραν της τιμής πώλησης και ένα επιπλέον επίδομα επί της τιμής αυτής. Το επίδομα αυτό έχει καθοριστεί θεσμικά σε κάθε χώρα, ενώ προβλέπονται και όρια (πάνω και κάτω) για την τιμή που ο κάθε παραγωγός μπορεί να εισπράξει. Έτσι καταφέρνουν να περιορίζουν το ρίσκο από την έκθεση στις τιμές της αγοράς, αλλά και να ελέγχουν τα περιθώρια κέρδους, καθώς η τιμή που λαμβάνουν οι παραγωγοί είναι συνήθως μεγαλύτερη ή το πολύ ίση με την πραγματική τιμή της αγοράς.

Ο διαχειριστής στη συνέχεια, αγοράζει την ενέργεια που έχει παραχθεί και την πουλάει στους προμηθευτές, χωρίς να επωμίζεται την εξισορρόπηση του φορτίου, όπως στο προηγούμενο μοντέλο. Η εξισορρόπηση γίνεται από τους παραγωγούς οι οποίοι είναι πλήρως υπεύθυνοι για την πρόβλεψη των φορτίων που θα παράγουν και οι αποκλίσεις που τυχόν προκύψουν κοστολογούνται αρκετά υψηλά σε περιπτώσεις που διαταράζεται η ισορροπία του συστήματος.

Η σύνδεση των μονάδων παράγωγης είναι συνήθως εγγυημένη στο δίκτυο διανομής και το κόστος βαρύνει τους παραγωγούς.

Το μοντέλο αυτό εφαρμόζεται με αυτή τη μορφή μόνο στη Δανία και στην Ολλανδία (στοιχεία ΙΕΕ δημοσιευμένα το 2012). Πολλές είναι όμως οι χώρες της Ένωσης που εφαρμόζουν μια μίξη των δύο προαναφερθέντων. Χαρακτηριστικό είναι το παράδειγμα της Ισπανίας, όπου ο κάθε παραγωγός έχει δικαίωμα να επιλέξει ανάμεσα στα μοντέλα αυτά, ακόμα και να αλλάξει την πολιτική που θέλει να ενταχθεί στην αγορά ακόμα και μέσα στο ίδιο έτος.

- **Υποχρεωτική αναλογία (quota obligation) βασισμένη σε εμπορεύσιμα «πράσινα» πιστοποιητικά**

Το μοντέλο αυτό εφαρμόζε παλαιότερα η Μεγάλη Βρετανία και τώρα οι νεοεισαχθείσες Πολωνία και Ρουμανία, καθώς και η Ιταλία όσον αφορά στην ένταξη αιολικών. Η συγκεκριμένη πολιτική ενσωμάτωσης αποτελεί το αντίπαλο δέος των δυο προαναφερθέντων μοντέλων, αφού σε αυτή οι παραγωγοί δεν επιδοτούνται από κάποιο επιπλέον επίδομα ή προνομιακή τιμή, αλλά αντλούν ένα επιπλέον εισόδημα από την πώληση πιστοποιητικών ισχύος ανανεώσιμης ενέργειας στην αντίστοιχη αγορά. Το κράτος ορίζει στόχους ενσωμάτωσης ανανεώσιμης ενέργειας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και υποχρεώνει τους συμμετέχοντες στην αγορά (παραγωγούς, προμηθευτές κτλ.) να συμμορφωθούν με αυτούς. Μόλις οριστούν οι στόχοι, δηλαδή τα ποσοστά συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών, δημιουργείται μια παράλληλη αγορά όπου διαπραγματεύονται πιστοποιητικά ανανεώσιμης ενέργειας, των οποίων η τιμή καθορίζεται από τις ανάγκες ζήτησης της αγοράς και την προσφερόμενη ενέργεια. Με αυτό τον τρόπο οι παραγωγοί ανανεώσιμης ενέργειας έχουν ένα επιπλέον πεδίο κερδοφορίας πέραν του κέρδους από την πώληση ενέργειας στην αγορά, πουλώντας «πράσινα» πιστοποιητικά κυρίως σε παραγωγούς συμβατικής ισχύος οι οποίοι όπως εξηγήσαμε, υποχρεούνται νομικά να συμπεριλάβουν ανανεώσιμη ενέργεια στο μίγμα που διαπραγματεύονται στην αγορά.

Με αυτό το σχήμα, οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας δεν ευνοούνται προνομιακής εισόδου στο δίκτυο/σύστημα, είναι συνεπώς εκτεθειμένοι πλήρως στις συνθήκες της αγοράς και αντιμετωπίζονται από τον αντίστοιχο διαχειριστή όπως και οι υπόλοιποι παραγωγοί. Τα αντίστοιχα κόστη σύνδεσης στο δίκτυο/σύστημα προκύπτουν κατ' αντιστοιχία σύμφωνα με την εκάστοτε νομοθεσία. Η υποχρέωση εξισορρόπησης του φορτίου είναι πλήρης για τους παραγωγούς και για αυτό οι αγορές αυτές είναι συνήθως τύπου «επόμενης ώρας» ώστε να ελαχιστοποιούνται οι αποκλίσεις.

Όπως μπορούμε εύκολα να συμπεράνουμε από τα παραπάνω, οι τρεις κύριες επιλογές ένταξης που εφαρμόζονται στην Ευρώπη, παρουσιάζουν αρκετές αποκλίσεις μεταξύ τους, τόσο ως προς τα περιθώρια ρίσκου που τελικά καλούνται να πάρουν οι παραγωγοί αιολικής ενέργειας ανάλογα με την εκάστοτε μορφή ανταγωνισμού και την κοστολόγηση των αποκλίσεων της πρόβλεψης από την πραγματική παραγωγή που έχει υιοθετήσει κάθε χώρα, όσο και στις αρμοδιότητες που βαρύνουν τον εκάστοτε διαχειριστή (Resch et.al). Η καταλληλότητα λοιπόν, κάθε στρατηγικής ένταξης προσδιορίζεται ανάλογα με το στόχο που έχει θέσει κάθε χώρα. Εάν επιζητά την ενίσχυση ενδιαφέροντος άμεσης ένταξης νέων παραγωγών αιολικής ενέργειας στο μίγμα, τότε είναι προτιμότερο ένα καθεστώς προνομιακής μεταχείρισης, είτε με σταθερές τιμές για τους παραγωγούς, είτε με θέσπιση επιδομάτων και ανάληψης λιγότερων ευθυνών σχετικά με την πρόβλεψη ή την εξισορρόπηση του φορτίου. Στην περίπτωση αυτή βέβαια, θα πρέπει να μελετηθούν πολύ προσεκτικά και τα έμμεσα κόστη που τελικά θα βαρύνουν τους καταναλωτές. Από την άλλη, εάν μια χώρα κρίνει πως η

είσοδος των αιολικών μονάδων στο ενεργειακό της μίγμα είναι μεγάλη, μπορεί να αυξήσει την έκθεση των παραγωγών στις τιμές της αγοράς, αναγκάζοντάς τους παράλληλα να βελτιστοποιήσουν και τα κόστη λειτουργίας τους.

Στην Ελλάδα η αγορά ηλεκτρισμού είναι οργανωμένη σε ένα μοντέλο ανταγωνισμού στην χονδρική αγορά υπό ένα σχήμα υποχρεωτικής κοινοπραξίας (Mandatory Pool). Το σύνολο της ενέργειας που παράγεται, διακινείται και καταναλώνεται σε μια ημέρα, αγοράζεται και πωλείται μέσω του Λειτουργού της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ Α.Ε.) και δεν επιτρέπονται διμερείς συναλλαγές (bilateral transactions) μεταξύ των παραγόντων της αγοράς (ΦΕΚ Β΄ 103/31.01.2012). Σημαντικό κομμάτι της αγοράς αποτελεί ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (Βραχυχρόνια Αγορά), όπου καθορίζεται η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ σε €/MWh) και οι παραγωγοί αιολικών πληρώνονται σύμφωνα με το σύστημα εγγυημένων τιμών (feed-in tariff).

2.3 Περιβαλλοντικά οφέλη από την ένταξη της αιολικής ενέργειας στο μίγμα

Η συμβολή της αιολικής ενέργειας όπως και των υπολοίπων ΑΠΕ, στην προστασία του περιβάλλοντος και στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής κρίνεται ιδιαίτερα σημαντική, καθώς αποτρέπει την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου και άλλων ρυπαντών, που θα παράγονταν εάν για την παραγωγή του ίδιου ποσού ενέργειας χρησιμοποιούνταν συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Ταυτόχρονα, εξαιτίας του χαμηλού λειτουργικού κόστους που χαρακτηρίζει τις αιολικές μονάδες παραγωγής, εισέρχονται στην βάση της καμπύλης παραγωγής, με αποτέλεσμα η αυξημένη διείσδυσή τους στο σύστημα, να εκτοπίζει τις ακριβότερες και πιο ρυπογόνες συμβατικές μονάδες (λιγνιτικές, φυσικού αερίου κτλ.). Αξίζει να σημειωθεί δε, ότι μια ανεμογεννήτρια χρειάζεται περίπου τρεις έως έξι μήνες για να παραγάγει την ενέργεια που καταναλώνουν συνολικά οι διαδικασίες συναρμολόγησης, λειτουργίας και απόσυρσής της μετά από τον κύκλο ζωής της (20–25 χρόνια), ενώ απαιτεί μηδενική κατανάλωση νερού για την λειτουργία της, εξοικονομώντας αυτόν τον πολύτιμο πόρο. Εάν αναλογιστούμε ακόμα, τα αυξημένα πρόστιμα που καλούνται να πληρώσουν πλέον οι παραγωγοί των συμβατικών μονάδων λόγω εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου κατά την παραγωγή ενέργειας, υπό το σχήμα «ο ρυπαίνων πληρώνει», ίσως η τεχνολογικά και οικονομικά ώριμη πια λύση που προσφέρουν τα αιολικά, φαντάζει ακόμα πιο ελκυστική.

Σε γενικές γραμμές, οι όποιες δυσμενείς επιπτώσεις στο φυσικό περιβάλλον που σχετίζονται, τόσο με την φάση κατασκευής, όσο και κατά τη διάρκεια λειτουργίας της ανεμογεννήτριας, μπορούν να αμβλυνθούν με σωστότερη μελέτη εγκατάστασης αλλά και θέσπιση επιπρόσθετων μέτρων που θα επιβάλλονται από τις αρμόδιες περιβαλλοντικές αρχές.

2.4 Οφέλη στην εθνική οικονομία

Όπως έχει αναλυθεί και σε προηγούμενα εδάφια, η είσοδος της αιολικής ενέργειας στην αγορά ηλεκτρισμού, μπορεί να επιφέρει μειώσεις στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος με προφανή οφέλη τόσο για τους καταναλωτές, όσο και για την βιομηχανία. Πέραν τούτου όμως, συμβάλλει σημαντικά στην ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας, αφού μειώνει την εξάρτησή της από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα και τις συχνές διακυμάνσεις των τιμών τους, ενώ παράλληλα περιορίζει και τις δαπάνες για αγορά δικαιωμάτων εκπομπής

ρύπων. Ενδεικτικές εκτιμήσεις της EWEA κάνουν λόγω για μείωση του κόστους αγοράς δικαιωμάτων ρύπων στην ΕΕ κατά 8,3 δις € και ταυτόχρονη εξοικονόμηση 27,7 δις € εξαιτίας της απεξάρτησης από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα το 2020.

Εξίσου σημαντική συνεισφορά στον τομέα της οικονομίας αποτελεί και η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, σε ένα μεγάλο εύρος οικονομικών δραστηριοτήτων, από την μελέτη, την παραγωγή και την εγκατάσταση μέχρι και τη συντήρηση, τη διαχείριση και λειτουργία τους. Σύμφωνα με στοιχεία της EWEA ο τομέας της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη μετρά 249.000 θέσεις εργασίας (2013), αριθμός που το 2020 αναμένεται να αγγίξει τις 520.000. Αν αναλογιστούμε ακόμα, ότι η Ευρώπη κατέχει ηγετικό ρόλο, τόσο στις εγκαταστάσεις στη στεριά όσο και στις υπεράκτιες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων, συμπεραίνουμε ότι η δυναμική των επενδύσεων στον τομέα θα συνεχίσει να ανθίζει και να εξελίσσεται ώστε να ανταπεξέλθει στις προκλήσεις και να γίνει ακόμα πιο ευέλικτη και ανταγωνιστική, όπως έχει κάνει και στο παρελθόν

Υπάρχουν, για παράδειγμα, προκλήσεις στην κατασκευή υπεράκτιων πάρκων που σχετίζονται, τόσο με την κατασκευή και συναρμολόγηση των ανεμογεννητριών, όσο και με το σχεδιασμό της ίδιας της ανεμογεννήτριας ώστε να καταφέρει να ανταπεξέλθει στα ευμετάβλητα φορτία της ανοιχτής θάλασσας. Ακόμα, λόγω της υψηλής διεύθυνσης των αιολικών στο δίκτυο/σύστημα, προκύπτουν ανάγκες επέκτασης του υπάρχοντος δικτύου, αλλά και ανάπτυξης νέων τεχνολογιών σύνδεσης. Η ανάγκη επίλυσης αυτών αλλά και πολλών άλλων, δίνει σημαντικά κίνητρα στην ευρωπαϊκή βιομηχανία για νέες επενδύσεις και δημιουργία θέσεων εργασίας. Ήδη πολλά ευρωπαϊκά πανεπιστήμια έχουν εντάξει στον κύκλο μεταπτυχιακών σπουδών τους, προγράμματα που ασχολούνται εξ' ολοκλήρου με τον τομέα της αιολικής παραγωγής, αναλαμβάνοντας ενεργό δράση στον τομέα της έρευνας και προετοιμάζοντας επιστήμονες καταρτισμένους τεχνικά και θεωρητικά, καθώς όλο και περισσότερες ευρωπαϊκές εταιρείες δραστηριοποιούνται στον χώρο της αιολικής παραγωγής.

Σε τοπικό επίπεδο τώρα, πέραν των θέσεων εργασίας που προκύπτουν και αφορούν σε ολόκληρη την περίοδο ζωής του έργου (συντήρηση, λειτουργία κτλ.), οι κοινωνίες ωφελούνται είτε μέσω της μίσθωσης εκτάσεων για την εγκατάσταση του πάρκου, ή ακόμα και μέσω της βελτίωσης των υποδομών στην περιοχή που θα φιλοξενηθεί το πάρκο, ενώ μελέτες σχετικές με την επίδραση στον τοπικό τουρισμό περιοχών που έχουν γίνει αιολικές εγκαταστάσεις δεν αποδεικνύουν σημάδια ανησυχίας. Επίσης, σε αντίθεση με άλλες εγκαταστάσεις ΑΠΕ (πχ. φωτοβολταϊκά), οι ανεμογεννήτριες δεν επιβάλλουν σημαντικούς περιορισμούς στη χρήση γης, η οποία μπορεί να συνεχίσει να απασχολείται με παράλληλες δραστηριότητες (κτηνοτροφία, γεωργία κτλ.). Άλλωστε, οι συνήθεις θέσεις αιολικών πάρκων είναι σε ορεινές περιοχές με θαμνώδη βλάστηση ακριβώς λόγω των υψηλών ταχυτήτων του ανέμου που ευνοούν την εγκατάστασή τους. Σε αυτές τις περιοχές, η χρήση γης στην Ελλάδα, είναι κυρίως για βοσκή αιγοπροβάτων, η οποία μπορεί να συνεχισθεί χωρίς κανένα πρόβλημα και μετά την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου. Χαρακτηριστικά, σε μερικά αιολικά πάρκα έχει παρατηρηθεί ότι οι ανεμογεννήτριες γίνονται πόλος έλξης αιγοπροβάτων που επωφελούνται από τη δροσιά της σκιάς που προσφέρουν οι πύργοι τους.

3 Εκτίμηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού στην Ελλάδα

3.1 Βιβλιογραφική Επισκόπηση

Πιθανοτική Κατανομή της μεταβλητής της ταχύτητας ανέμου

Όπως εξηγήσαμε νωρίτερα, παρατηρείται σε διεθνές επίπεδο μια ολοένα και αυξανόμενη ανάγκη απαγκίστρωσης των ενεργειακών αγορών από τα ορυκτά καύσιμα, με παράλληλη στροφή προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Στα σύγχρονα ενεργειακά μίγματα, η αιολική παραγωγή αναδεικνύεται σε έναν ισχυρό παίκτη, κατέχοντας σημαντικό και συνεχώς αυξανόμενο ποσοστό της παραγωγής, αναβαθμίζοντας έτσι και την ανάγκη για ενδελεχή μελέτη των ανεμολογικών συνθηκών. Το ενδιαφέρον στρέφεται τόσο στην εκτίμηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού διαφόρων περιοχών με σκοπό την αξιολόγηση και εγκατάσταση αιολικών πάρκων, όσο και στην γενικότερη μελέτη των πνεόντων ανέμων κάθε περιοχής έτσι ώστε να εξαχθούν αναβαθμισμένα και αξιόπιστα μοντέλα πρόγνωσης.

Στους διάφορους τομείς, οι οποίοι σχετίζονται με την αιολική ενέργεια, από το σχεδιασμό της ανεμογεννήτριας, έως ακόμα και τον προγραμματισμό στη φάση κατασκευής και συντήρησης, η γνώση των στατιστικών χαρακτηριστικών του πνέοντος ανέμου, κατέχει πρωταγωνιστικό ρόλο. Στη βιβλιογραφία υπάρχουν διαθέσιμες διάφορες μελέτες, όπου εξετάζεται πλήθος κατανομών και η καταλληλότητά τους στο να περιγράψουν ικανοποιητικά την πραγματική κατανομή της μεταβλητής της ταχύτητας του ανέμου, σε διάφορες περιοχές του πλανήτη. Σύμφωνα με την εργασία (Carta et al. 2009) η υιοθέτηση της κατανομής Weibull δύο παραμέτρων, είναι η πλέον κοινή πρακτική ανάμεσα στους επιστήμονες που δραστηριοποιούνται στον τομέα της αιολικής ενέργειας, καθώς προτείνεται από όλα σχεδόν τα εγχειρίδια που πραγματεύονται την αιολική παραγωγή και αποτελεί την βάση ανάλυσης σε πολλές εφαρμογές αξιολόγησης αιολικών εγκαταστάσεων (πχ. λογισμικό WASP).

Παρόλα αυτά υπάρχουν έρευνες που αποδεικνύουν την καταλληλότητα πολλών ακόμα κατανομών, για την περιγραφή της πραγματικής κατανομής της ταχύτητας του ανέμου. Ενδεικτικά, στην εργασία (Brano et al. 2011), όπου μελετήθηκαν 7 κατανομές (Weibull, Rayleigh, Lognormal, Gamma, Inverse Gaussian, Pearson type V και Burr), καταλληλότερη για την περιγραφή των ανεμολογικών συνθηκών στην περιοχή του Τορίνο, βρέθηκε η Burr. Αντίστοιχα στην εργασία (Safari, 2011), όπου εξετάστηκαν 5 κατανομές για την περιγραφή της μεταβλητής της ταχύτητας του ανέμου σε σταθμούς στην Ρουάντα (Weibull, Rayleigh, Lognormal, Normal και Gamma) αναδείχτηκε καταλληλότερη η Gamma. Πιο πρόσφατα, στην εργασία (Soukissian et al. 2014) βρέθηκε ότι για την περιγραφή των ανεμολογικών συνθηκών στις ακτές της Ιταλίας καταλληλότερες κατανομές είναι οι Johnson SB, Kappa και Wakeb. Γίνεται πλέον σαφές, ότι η χρήση της κατανομής Weibull δεν θα πρέπει να εφαρμόζεται αδιάκριτα όπως προτείνεται από τα περισσότερα εγχειρίδια, καθώς υπάρχουν περιοχές όπου δεν μπορεί να περιγράψει ικανοποιητικά τις επικρατούσες συνθήκες.

Στην παρούσα εργασία θα εξεταστεί η καταλληλότητα της κατανομής Weibull δύο παραμέτρων, για την περιγραφή της ταχύτητας ανέμου σε διάφορους σταθμούς της Ελλάδας, μέσω της εφαρμογής ελέγχων καλής συμπεριφοράς (goodness-of-fit, tests)

Σχετικά με την εκτίμηση των παραμέτρων σχήματος και κλίμακας της κατανομής, έχουν, πέραν της γραφικής (Justus et al., 1976), επίσης προταθεί διάφορες μεθοδολογίες. Η Μέθοδος της Μέγιστης Πιθανοφάνειας (ΜΜΠ) συνήθως αποτελεί το σημείο έναρξης των προσεγγίσεων για την εκτίμηση των παραμέτρων της κατανομής, παράλληλα όμως έχει προταθεί και η χρήση άλλων μεθόδων όπως η Μέθοδος των Ροπών και στη συνέχεια των L-Ροπών (Hosking, 1990, Lana et al., 2001). Η εκτίμηση των παραμέτρων εξελίσσεται βιβλιογραφικά σε δύο κατευθύνσεις, είτε βελτιστοποιώντας με διάφορες τροποποιήσεις την ΜΜΠ (Μέθοδος Τροποποιημένης Μέγιστης Πιθανοφάνειας-ΤΜΜΠ, Cohen & Whitten, 1982), είτε προτείνοντας εναλλακτικές μεθοδολογίες προσέγγισης όταν η ΜΜΠ αποτυγχάνει (Μπεϋζιανή προσέγγιση, Smith & Naylor (1987).

Έρευνες σχετικές με το διαθέσιμο αιολικό στην Ελλάδα

Μια από τις πρώτες προσπάθειες εκτίμησης του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού στην Ελλάδα, έγινε στην εργασία (Katsoulis, 1993), χρησιμοποιώντας μετρήσεις ταχύτητας ανέμου από 42 σταθμούς διασκορπισμένους σε ολόκληρη τη χώρα. Οι καταγραφές των σταθμών αποτελούνταν από 3 έως 24 μετρήσεις ημερησίως και αφορούσαν σε περίοδο μέτρησης από 5 έως 30 χρόνια. Οι ταχύτητες που αρχικά εκφράζονταν σε κλίμακα Beaufort μετατράπηκαν σε (m/s) και στη συνέχεια εκφράστηκαν σε ενιαίο υψόμετρο αναφοράς, δέκα μέτρα από την επιφάνεια του εδάφους. Κατόπιν εξετάστηκε η καταλληλότητα προσαρμογής της κατανομής Weibull στις μηνιαίες χρονοσειρές των καταγραφών, η εκτίμηση των παραμέτρων της οποίας έγινε με γραφική μέθοδο (Justus et al., 1976), καταγράφοντας ικανοποιητικά αποτελέσματα. Χρησιμοποιώντας τις παραμέτρους κλίμακας και σχήματος, στη συνέχεια προχωρά στην εκτίμηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού κάθε περιοχής, σε μηνιαία και ετήσια βάση. Από την παραπάνω επεξεργασία προέκυψε ότι οι περιοχές με το υψηλότερο δυναμικό βρίσκονται στο Αιγαίο και γενικά στα παράκτια τμήματα της ανατολικής Ελλάδας, ενώ επίσης και τα νησιά του Ιονίου παρουσιάζουν ικανοποιητικό δυναμικό κατά τη διάρκεια του χειμώνα. Οι σταθμοί που εξετάστηκαν στην ηπειρωτική Ελλάδα παρουσίασαν γενικά πολύ χαμηλότερες τιμές.

Σε παρόμοια συμπεράσματα καταλήγει και η εργασία (Chronopoulou et al., 2010) μελετώντας στοιχεία ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου από 59 σταθμούς στην Ελλάδα για την περίοδο 1999-2000. Στην ανάλυση γίνεται αναφορά και στην εποχικότητα του ανέμου, όπου πάλι το Αιγαίο συγκεντρώνει τις μεγαλύτερες εντάσεις ανέμου τόσο κατά τους χειμερινούς μήνες, όσο και κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού. Στην ηπειρωτική Ελλάδα, η ένταση του ανέμου αυξάνεται σταδιακά το χειμώνα και διατηρείται μέχρι και την άνοιξη, με μεγαλύτερες εντάσεις στη Νοτιανατολική Πελοπόννησο και τα παράλια της Θράκης. Η κεντρική Ελλάδα εμφανίζει ηπιότερες εντάσεις με μέγιστες κατά τη διάρκεια του χειμώνα, ενώ τα ανατολικά παράλια της χώρας επηρεάζονται από τις ανεμολογικές συνθήκες στο Αιγαίο εμφανίζοντας αρκετά αυξημένες εντάσεις σε σύγκριση με την ηπειρωτική ενδοχώρα. Οι κύριες διευθύνσεις του ανέμου είναι Βόρειοι Βορειοανατολικοί για το Αιγαίο και την Κρήτη, ενώ στην ηπειρωτική Ελλάδα καθορίζεται κυρίως από την ορογραφία της εκάστοτε περιοχής. Έτσι κατά μήκος του άξονα της Πίνδου οι άνεμοι πνέουν από τη Δύση προς την Ανατολή στα δυτικά της οροσειράς και αντίστροφα στα ανατολικά. Στην Πελοπόννησο παρατηρούνται αντίστοιχα φαινόμενα γύρω από τον Ταΰγετο. Στην Μακεδονία και τη Θράκη

οι κύριες διευθύνσεις εμφανίζουν έντονη ανομοιομορφία και πάλι εξαιτίας των ορεινών όγκων στην περιοχή.

3.2 Ημερήσια ταχύτητα ανέμου

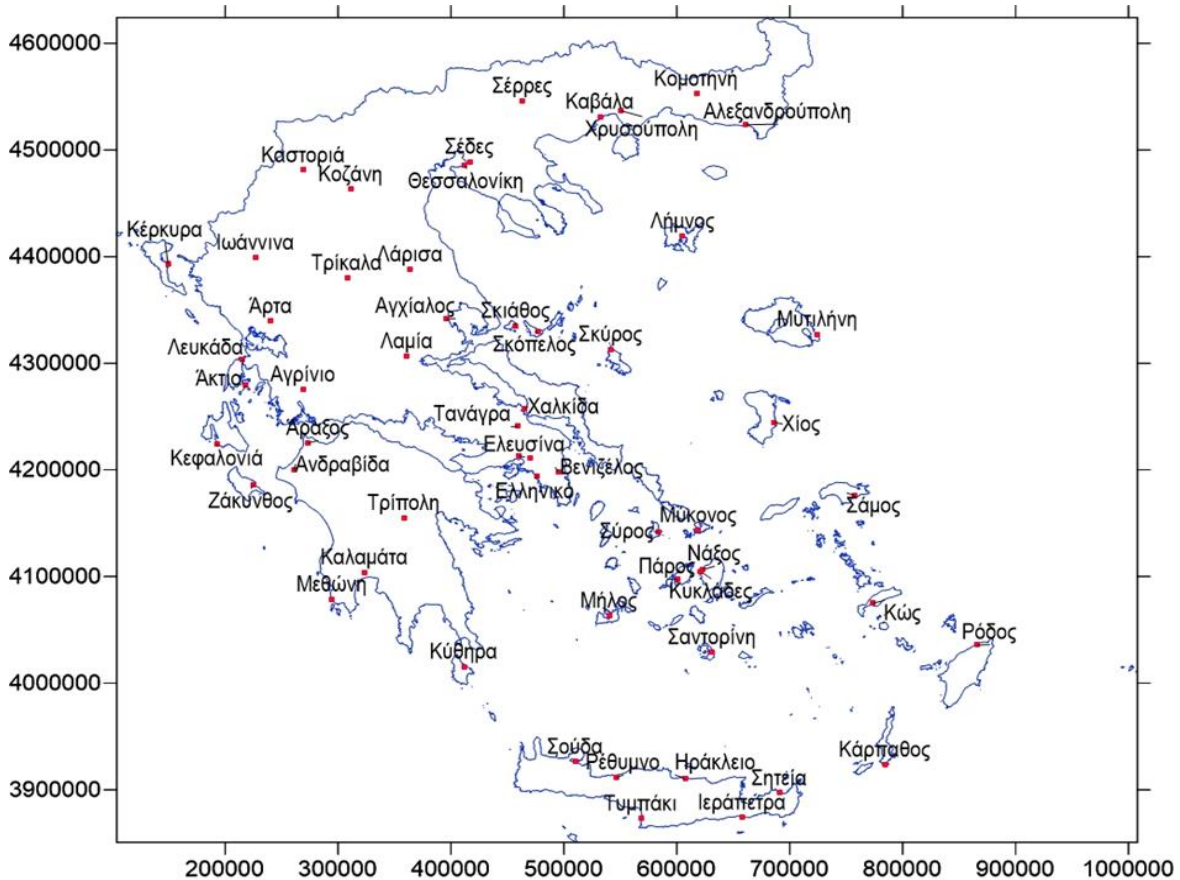
3.2.1 Συλλογή ανεμολογικών δεδομένων

Η Ελλάδα χαρακτηρίζεται συχνά ως μια από τις πιο ανεμώδεις και αιολικά αξιοποιήσιμες περιοχές της Ευρώπης. Οι εποχικές διαφοροποιήσεις των ατμοσφαιρικών πιέσεων (βαρομετρικό χαμηλό/κυκλώνες, βαρομετρικό υψηλό/αντικυκλώνες), σε συνδυασμό με την ανάπτυξη τοπικών ανέμων, αποτελούν τους κύριους παράγοντες που καθορίζουν τις ανεμολογικές συνθήκες στην χώρα (Nastos et al., 2002). Τα συστήματα αυτά, παράλληλα και με τις έντονες γεωμορφολογικές αντιθέσεις της ηπειρωτικής Ελλάδας, το μεγάλο μήκος ακτογραμμής και τα πολλά νησιά, συνδιαμορφώνουν ένα πολυσχιδές τοπίο διαφορετικών μικροκλιμάτων. Ως εκ τούτου, μια ανάλυση των ανεμολογικών συνθηκών που θα αποσκοπεί στην εκτίμηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού της χώρας, είναι απαραίτητο να περιλαμβάνει ανεμολογικές καταγραφές από αντιπροσωπευτικούς σταθμούς, πολύ καλά διασκορπισμένους σε όλη την επικράτεια. Με αυτό το σκεπτικό και για να αποδοθεί μια όσο το δυνατόν πιο πλήρης εικόνα από την παρούσα μελέτη, έγινε αρχικά μια προσπάθεια απόκτησης των απαιτούμενων δεδομένων από τους διάφορους δημόσιους φορείς που δραστηριοποιούνται στο σχετικό τομέα στην Ελλάδα. Δυστυχώς όμως, δεν κατέστη δυνατή η παροχή οποιασδήποτε πληροφορίας δωρεάν. Τελικά, μετά από σχετική αναζήτηση στο διαδίκτυο, τα απαιτούμενα δεδομένα βρέθηκαν στην ιστοσελίδα της Εθνικής Υπηρεσίας κλιματικών δεδομένων της Αμερικής (National Climatic Data Center), στο οποίο υπάρχουν καταγραφές για διάφορες κλιματολογικές μεταβλητές σε όλο τον κόσμο (<http://gis.ncdc.noaa.gov/map/viewer/#app=cdo&cfg=cdo&theme=alltimes>).

Με την είσοδο στην ιστοσελίδα, ο χρήστης μπορεί να περιηγηθεί σε ένα παγκόσμιο χάρτη, και να επιλέξει γραφικά τον σταθμό για τον οποίο επιθυμεί να λάβει δεδομένα. Αφού επιλέξει το σταθμό ενδιαφέροντος, εμφανίζονται ορισμένες βασικές πληροφορίες, όπως η περίοδος διαθέσιμων καταγραφών, το υψόμετρο εγκατάστασης και το γεωγραφικό μήκος και πλάτος του σταθμού. Στη συνέχεια και εφόσον το επιθυμεί, ζητάει να του αποσταλούν ηλεκτρονικά τα διαθέσιμα δεδομένα για κάποια περίοδο μέτρησης, σε διεύθυνση που εκείνος ορίζει. Για να ολοκληρωθεί η «παραγγελία» ο χρήστης είναι υποχρεωμένος να διαβάσει τις βασικές πληροφορίες του σταθμού που έχει επιλέξει, οι οποίες περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων και τον αριθμό των διαθέσιμων δεδομένων της χρονοσειράς για την επιθυμητή περίοδο. Έτσι, παρέχεται στο χρήστη η δυνατότητα μιας αρχικής (επί τόπου) αξιολόγησης των δεδομένων που τον ενδιαφέρουν. Τα δεδομένα, καθώς και αναλυτικές πληροφορίες για την κωδικοποίησή τους, αποστέλλονται συνήθως μέσα σε κάποια λεπτά, σε αρχεία .txt.

Στην περιοχή της Ελλάδας, οι διαθέσιμοι σταθμοί είναι πάνω από 80, πολλοί από αυτούς όμως, είτε δεν έχουν καταγραφές, είτε παρουσιάζουν μεγάλες ελλείψεις δεδομένων, όπως προκύπτει από την αρχική αξιολόγησή τους και έτσι τελικά χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα μόνο από 56 εκ των διαθέσιμων, με επιπλέον κριτήριο την καλή διασπορά τους στο χώρο. Αναλυτικά οι σταθμοί, καθώς και πληροφορίες σχετικά με την ακριβή τους θέση και τις διαθέσιμες περιόδους καταγραφής για κάθε έναν, περιέχονται στον Πίνακα Α1 στο Παράρτημα Α. Για καλύτερη εποπτεία των επιλεγμένων σταθμών, παρατίθεται η εικόνα (3.1), σε σύστημα συντεταγμένων ΕΓΣΑ 87. Η μετατροπή των συντεταγμένων των υπό εξέταση σταθμών στο συγκεκριμένο σύστημα, έγινε με χρήση υπολογιστικού φύλλου excel

(gr87transformsV2.xls), το οποίο υπάρχει διαθέσιμο στην ιστοσελίδα της Ιτιάς. Οι συντεταγμένες είναι επίσης διαθέσιμες στον Πίνακα Α2 του Παραρτήματος Α.



Εικόνα 3.1 Γεωγραφική κατανομή των υπό εξέταση σταθμών σε σύστημα συντεταγμένων ΕΓΣΑ 87

3.2.2 Στατιστική επεξεργασία ανεμολογικών δεδομένων

Το πρώτο βήμα στην επεξεργασία των χρονοσειρών των σταθμών, συνίσταται στη διαγραφή από το δείγμα, όσων μετρήσεων έχουν κωδικοποιηθεί με την ένδειξη 999.9 από την ιστοσελίδα, η οποία δηλώνει σφάλμα μέτρησης στην εκάστοτε τιμή. Στη συνέχεια, έγινε μετατροπή της ταχύτητας ανέμου από μίλια/ώρα (mph) όπως ήταν αρχικά εκπεφρασμένη στο δείγμα, σε μέτρα/δευτερόλεπτο (m/s) και προέκυψαν έτσι οι χρονοσειρές ταχύτητας για κάθε σταθμό. Οι καταγραφές δεν αφορούν σε συγκεκριμένο χρονικό βήμα αλλά κυμαίνονται από ημερήσιες έως δεκάλεπτες ακόμα και στον ίδιο σταθμό μέτρησης. Για την περαιτέρω επεξεργασία τους λοιπόν, έπρεπε να μετατραπούν από χρονικά ακανόνιστες σε αυστηρά κανονικοποιημένες. Η μετατροπή αυτή πραγματοποιήθηκε με χρήση του προγράμματος Υδρογνώμων (εντολή regularize step), με βάση το μικρότερο χρονικό βήμα καταγραφών και στη συνέχεια συναθροίστηκαν σε μέσες ημερήσιες μετρήσεις. Πιο συγκεκριμένα, για τους σταθμούς όπου το μικρότερο χρονικό βήμα ήταν το δεκάλεπτο, πραγματοποιήθηκε αρχικά συνάθροιση σε μέσες ωριαίες τιμές, με την προϋπόθεση να υπάρχει τουλάχιστον μια καταγραφή κάθε ώρα (οι περισσότεροι σταθμοί είχαν το πολύ τρεις καταγραφές σε χρονική διακριτότητα μικρότερη της ωριαίας και αυτό για πολύ περιορισμένες περιόδους μέτρησης). Για την συνάθροιση σε μέσες ημερήσιες τιμές, των ωριαίων πλέον χρονοσειρών, αποφασίστηκε ένα ενδιάμεσο βήμα συνάθροισης στις έξι ώρες με την προϋπόθεση να υπάρχει τουλάχιστον μια μέτρηση για κάθε εξάωρο. Τέλος, οι μέσες εξάωρες παρατηρήσεις,

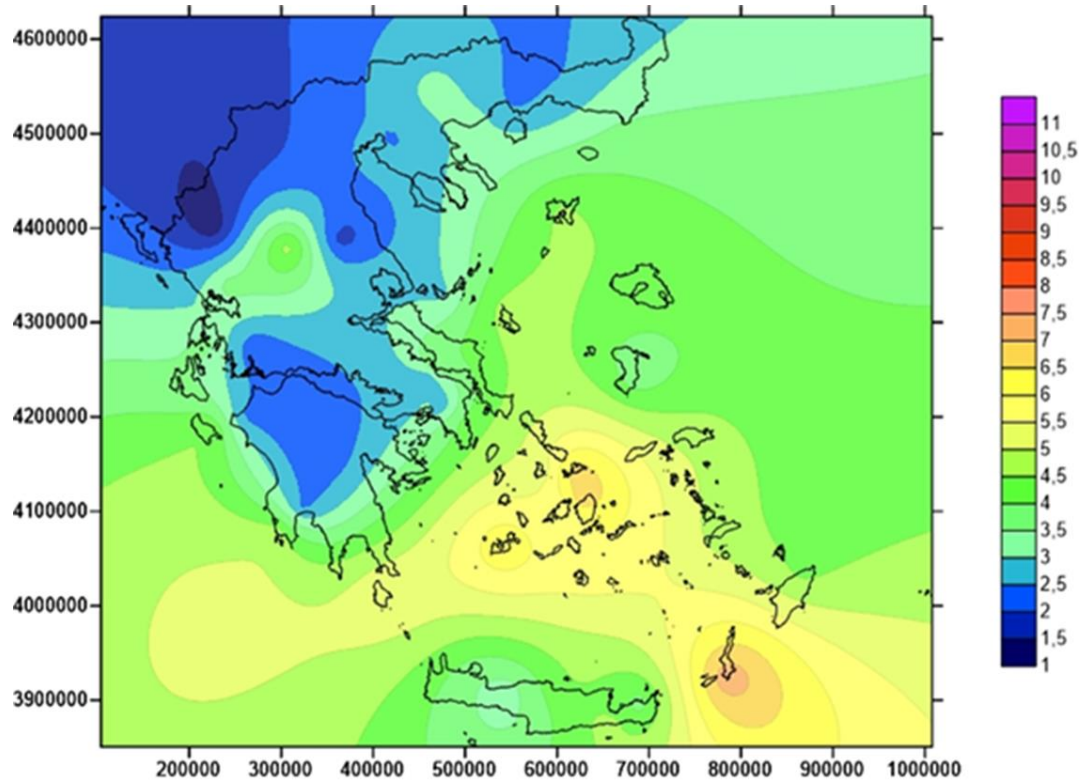
συναθροίστηκαν σε ημερήσιες, με επιτρεπτό αριθμό ελλειπόν τιμών τη μια μέτρηση. Με την παραπάνω διαδικασία, επιχειρήθηκε η μέση ημερήσια τιμή να αντιπροσωπεύει όσο το δυνατόν καλύτερα την πραγματική κατάσταση, διατηρώντας παράλληλα στο μέγιστο τις διαθέσιμες πληροφορίες, δεδομένου ότι οι αρχικές χρονοσειρές των περισσότερων σταθμών αφορούσαν τουλάχιστον σε εξάωρες παρατηρήσεις για μεγάλες περιόδους καταγραφών.

Με αυτό τον τρόπο, αποκλείστηκαν όμως από το δείγμα κάποιες περιόδους, όπου οι καταγραφές ήταν αμιγώς ημερήσιες. Συγκεκριμένα πρόκειται για τις χρονοσειρές της Λευκάδας και των Ιωαννίνων για την περίοδο 1933-1938 και 1932-1940 αντίστοιχα, όπου τα στατιστικά χαρακτηριστικά για τις προαναφερθείσες περιόδους, διαφέρουν αρκετά από επόμενες περιόδους καταγραφών για τις οποίες υπάρχουν περισσότερες διαθέσιμες μετρήσεις, αφού για τους περισσότερους μήνες των εν λόγω περιόδων, το ποσοστό μηδενικών τιμών κυμαίνεται από 60% μέχρι 72%, ποσοστό ιδιαίτερα αυξημένο σε σύγκριση με το αντίστοιχο 2% έως 20% αργότερα και για τους δύο σταθμούς. Με βάση αυτήν την παρατήρηση, θεωρήθηκε ανεκτός ο αποκλεισμός αυτών των περιόδων από τα δείγματα των συγκεκριμένων σταθμών.

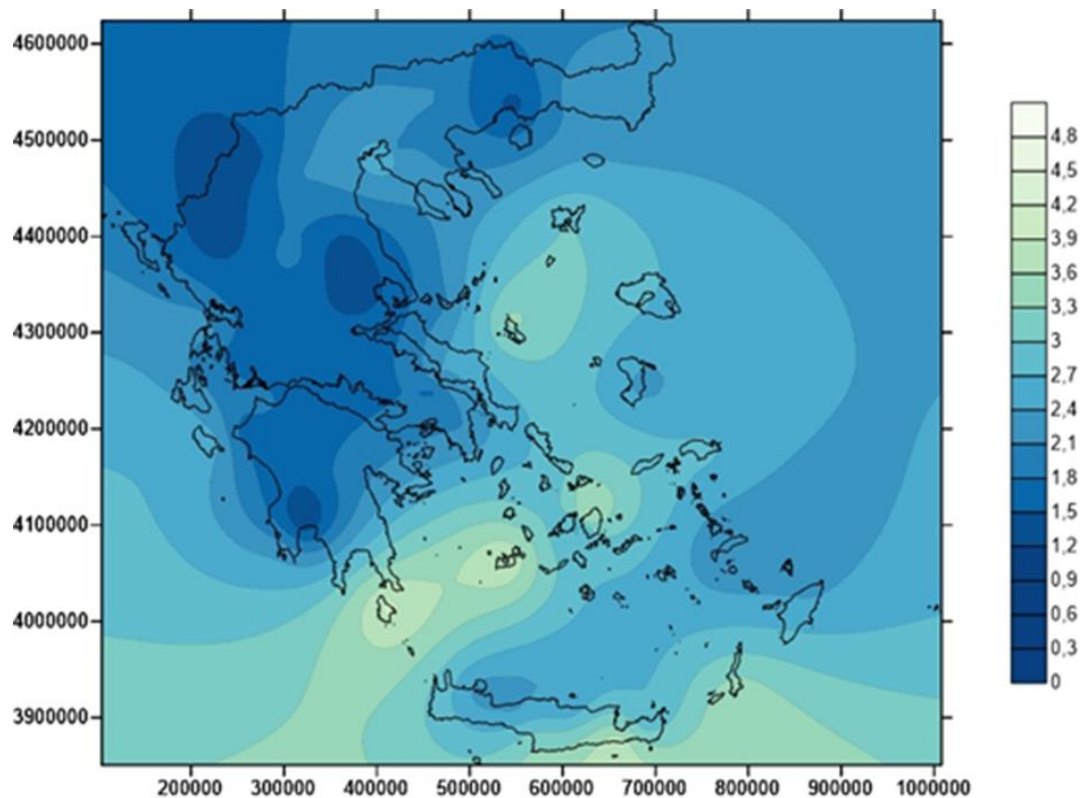
Στη συνέχεια, υπολογίστηκαν για κάθε σταθμό και για κάθε μήνα, τα στατιστικά χαρακτηριστικά της ημερήσιας χρονοσειράς ταχύτητας ανέμου, με χρήση του προγράμματος Υδρογώνων (καρτέλα Pythia). Αναλυτικά, παρουσιάζονται, στους Πίνακες A3, A4 και A5 του Παραρτήματος A, πληροφορίες σχετικά με τις διαθέσιμες καταγραφές του κάθε σταθμού, τις μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου, αντίστοιχα, όπως προέκυψαν από την παραπάνω επεξεργασία. Για μια καλύτερη εποπτεία των αποτελεσμάτων της παραπάνω ανάλυσης, παρατίθενται οι εικόνες (3.2-3.7), οι οποίες αναπαριστούν την ετήσια και εποχική διασπορά της μεταβλητής της ταχύτητας ανέμου στην ελληνική επικράτεια. Οι χάρτες έχουν κατασκευαστεί σε υπολογιστικό περιβάλλον Surfer 11 με εφαρμογή της μεθόδου krigging.¹

Όπως προκύπτει από την εικόνα (3.2), οι πιο χαμηλές ταχύτητες ανέμου, εμφανίζονται στη δυτική και βορειοδυτική Ελλάδα, με τιμές που κυμαίνονται από 0,5 έως 2,5 m/s. Όσο κατευθυνόμαστε νοτιότερα στα δυτικά παράλια της χώρας, εξαιτίας της απουσίας φυσικών εμποδίων, το μέτωπο επιταχύνεται σταδιακά από τα 3 m/s στο νησί της Λευκάδας και φτάνει τα 4,5 m/s στα νοτιοδυτικά παράλια της Πελοποννήσου, συνεχίζοντας νοτιοανατολικά και προς την Κρήτη. Προχωρώντας προς την ηπειρωτική ενδοχώρα, η παρουσία των μεγάλων ορεινών όγκων που εκτείνονται δυτικά, ανακόπτει την διέλευση του μετώπου προς την ανατολή και έτσι σχεδόν όλη η ηπειρωτική Ελλάδα εμφανίζει χαμηλές ταχύτητες της τάξης του 1 έως 2,5 m/s, με εξαίρεση μια περιοχή που περικλείει τους νομούς Άρτας και Τρικάλων, καθώς και την ανατολική Πελοπόννησο, με τις ταχύτητες εκεί να κυμαίνονται από 3 έως 4,5 m/s. Το μέτωπο επιταχύνεται ξανά στο Αιγαίο, με ταχύτητες που ξεκινούν από τα 3 m/s στα παράλια της Θράκης και αυξάνονται εντυπωσιακά προχωρώντας νοτιότερα στο ανοιχτό πέλαγος. Ισχυρότεροι άνεμοι πνέουν κεντρικά (Κυκλάδες) και στην περιοχή νοτιοανατολικής διαπλάτυνσης (Κάρπαθος, Ρόδος), φτάνοντας τα 7,5 m/s.

¹ Πρέπει να σημειωθεί βέβαια, ότι στην ανάλυση που γίνεται εδώ, απουσιάζουν καταγραφές από σταθμούς της ενδοχώρας της Πελοποννήσου και των περιοχών που γειτνιάζουν με τον Κορινθιακό Κόλπο και οι μεταβλητές που εξετάζονται στη συνέχεια και αφορούν σε αυτές τις περιοχές, παρατίθενται με κάθε επιφύλαξη.

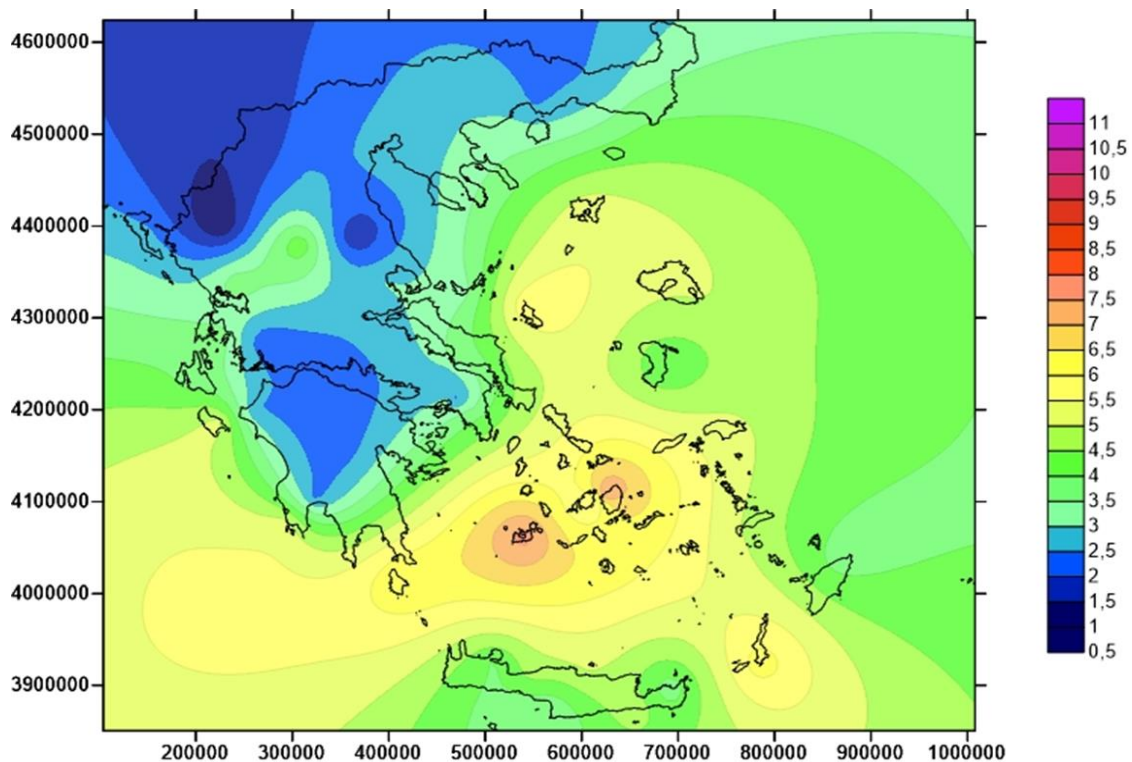


Εικόνα 3.2 Μέση τιμή της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), σε ετήσια βάση. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας αναφέρεται σε ταχύτητες ανέμου (m/s). (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ 87)



Εικόνα 3.3 Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), σε ετήσια βάση. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας αναφέρεται σε ταχύτητες ανέμου (m/s). (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ 87)

Σε σύμπλευση και με τις παραπάνω παρατηρήσεις, η τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου, είναι αρκετά μικρή (1 έως 2 m/s) στην ηπειρωτική Ελλάδα, λόγω της παρουσίας ορεινών όγκων, οι οποίοι παρεμποδίζουν τις έντονες διακυμάνσεις στην ταχύτητα. Αντίθετα, στις παραλιακές περιοχές της χώρας, στις περιοχές όπου απουσιάζει έντονη μορφολογία και στα νησιά, λόγω της απουσίας εμποδίων, η ταχύτητα εμφανίζει μεγαλύτερη διασπορά. Ειδικά στο Αιγαίο, η παρουσία πλήθους νησιών που προβάλλουν από τη θάλασσα, σε συνδυασμό με τους στενούς διαύλους που δημιουργούνται μεταξύ αυτών, καναλιίζουν τον άνεμο και έχουν σαν αποτέλεσμα την συνεχή αλλαγή του διανύσματος του, εξού και οι μεγαλύτερες διακυμάνσεις στην ταχύτητα. Το Ιόνιο από την άλλη πλευρά, ως ανοιχτή θάλασσα, μπορεί να παρουσιάζει μια έντονη κατάσταση από πλευράς ταχύτητας ανέμου, αλλά λόγω της απουσίας στενών, ο άνεμος πνέει πιο σταθερά και με μικρότερες διακυμάνσεις σε σχέση με το Αιγαίο. Όπως φαίνεται στην εικόνα (3.3), οι περιοχές που εμφανίζουν τις υψηλότερες εντάσεις χαρακτηρίζονται και από μεγαλύτερες διακυμάνσεις στην ταχύτητα, φτάνοντας τα 3,5 m/s στις Κυκλάδες και την Κάρπαθο. Η μεγαλύτερη τιμή εμφανίζεται στα Κύθηρα (4,1 m/s), περίπου στο σημείο συνάντησης του δυτικού μετώπου που κατέρχεται από το Ιόνιο και του βορειοανατολικού από το Αιγαίο. Για την πληρέστερη κατανόηση των ανεμολογικών συνθηκών που επικρατούν στον ελληνικό χώρο, παρατίθενται στο Παράρτημα Β, χάρτες που αποτυπώνουν τις μηνιαίες διακυμάνσεις της μέσης τιμής και της τυπικής απόκλισης της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου.

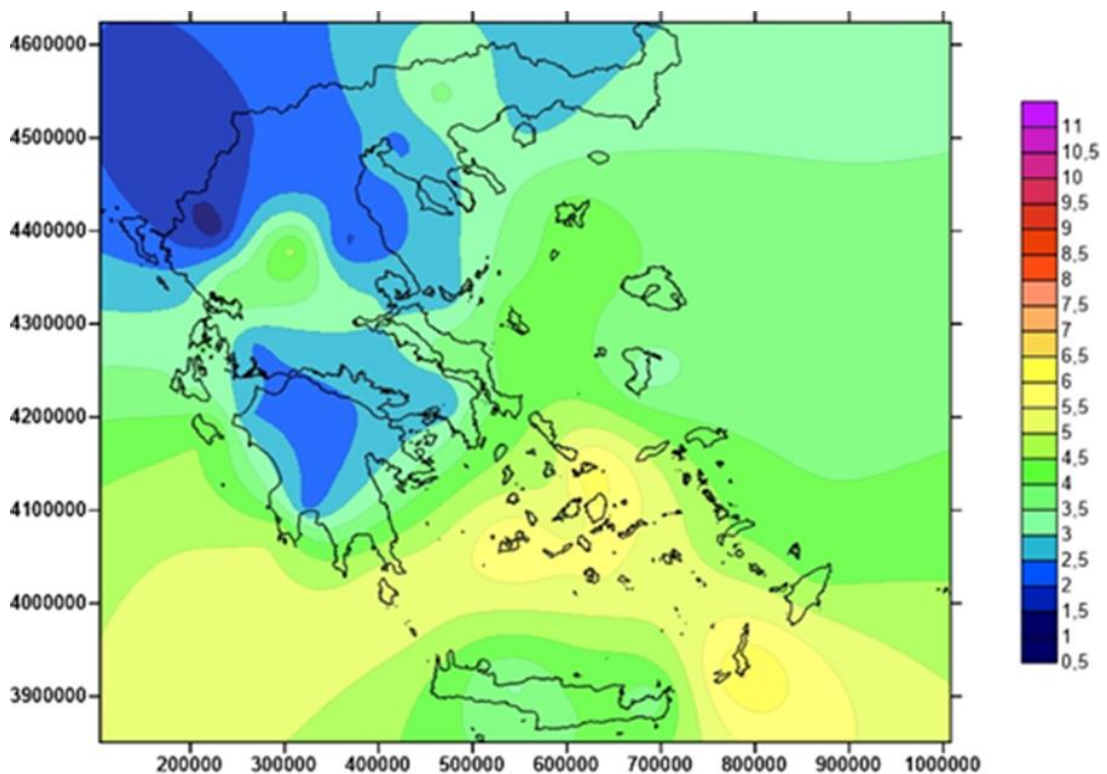


Εικόνα 3.4 Μέση τιμή της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), κατά τη διάρκεια του χειμώνα. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας αναφέρεται σε ταχύτητες ανέμου (m/s). (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ 87)

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης, η εξέταση της μεταβλητής της ταχύτητας ανέμου σε εποχική βάση, όπου γίνονται πιο κατανοητές οι χρονικές της διακυμάνσεις. Στην παραπάνω εικόνα (3.4), όπου αποτυπώνεται η μέση τιμή της ημερήσιας ταχύτητας για τους χειμερινούς μήνες, διακρίνεται η κίνηση του δυτικού μετώπου προς την ανατολή. Στα δυτικά παράλια και την ηπειρωτική ενδοχώρα, η εικόνα είναι παρόμοια με αυτή της μέσης ετήσιας,

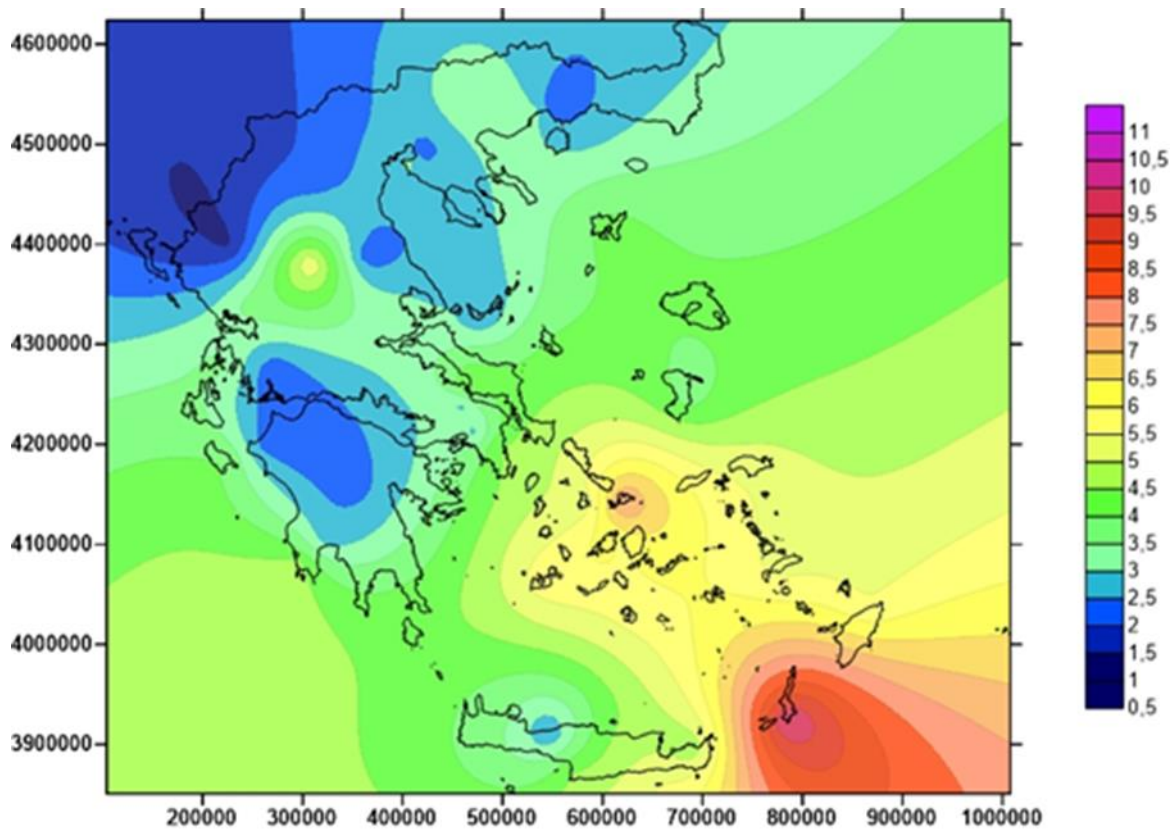
με ελαφρώς αυξημένες ταχύτητες (περί το 0.5 m/s) στα δυτικά παράλια. Αυξημένες εντάσεις παρατηρούνται στο Αιγαίο, όπου η χειμερινή περίοδος φαίνεται να είναι η πιο ανεμώδης του έτους. Οι εντάσεις αυξάνονται από τα παράλια της Θράκης (στην Αλεξανδρούπολη 3.8 m/s) και νοτιότερα, αγγίζοντας τα 5.9 m/s στη Σκύρο με κορύφωση στις κεντρικές Κυκλάδες, στη Μήλο και τη Νάξο, με ταχύτητες 7.9 και 7.8 αντίστοιχα. Στα Κύθηρα η ένταση τους χειμερινούς μήνες είναι επίσης η ισχυρότερη του έτους (6.5 m/s). Αντίθετη κατάσταση παρουσιάζεται στο Καρπάθιο πέλαγος, όπου η χειμερινή περίοδος χαρακτηρίζεται από ηπιότερες εντάσεις σε σχέση με τις μέσες ετήσιες (Ρόδος 3.79 m/s , Κάρπαθος 6.3 m/s και παράλια Λασιθίου 3.5 m/s).

Κατά τη διάρκεια της άνοιξης, το δυτικό μέτωπο κινούμενο προς την ανατολή, έχει επιταχυνθεί κατά μήκος της Στερεάς Ελλάδας και της Θεσσαλίας, όπως χαρακτηριστικά παρατηρούμε στην εικόνα (3.5), με ταχύτητες που κυμαίνονται από 3 έως 4.5 m/s, ενώ μειωμένες εντάσεις παρατηρούνται στα δυτικά παράλια (μείωση της τάξεως του 0.5 m/s). Αυξημένες εντάσεις, συγκριτικά με τις μέσες ετήσιες, αλλά και της προηγούμενης περιόδου, παρατηρούνται και στις περιοχές της Μακεδονίας και Θράκης (3.1 m/s στην Καβάλα και 2.9 m/s στην Κομοτηνή). Στο Αιγαίο, παρόλο που οι περιοχές μεγίστων εντάσεων παραμένουν ίδιες, εντούτοις οι ταχύτητες είναι μειωμένες σε σχέση με την χειμερινή περίοδο, περί τα 1 με 2 m/s. Ενδεικτικά, στη Μήλο και τη Νάξο η μέση ταχύτητα είναι τώρα 6.1 m/s. Στο Καρπάθιο πέλαγος, οι άνεμοι πνέουν ισχυρότεροι κατά τη διάρκεια της άνοιξης, συγκριτικά με τους χειμερινούς μήνες, φτάνοντας τα 6.6 m/s στην Κάρπαθο και τα 4.3 m/s στη Ρόδο.



Εικόνα 3.5 Μέση τιμή της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), κατά τη διάρκεια της άνοιξης. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας αναφέρεται σε ταχύτητες ανέμου (m/s). (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ 87)

Παρόμοια εικόνα με αυτή των χειμερινών μηνών, παρατηρείται και κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού (εικόνα 3.6), με το κεντρικό και βόρειο Αιγαίο να συγκεντρώνει εντάσεις παρόμοιες με αυτές του χειμώνα. Τις μέγιστες εντάσεις τους, καταγράφουν τα νησιά Πάρος και Μύκονος με 6.2 m/s και 7.7 m/s, αντίστοιχα, ενώ εντυπωσιακά υψηλές ταχύτητες παρατηρούνται αυτήν την περίοδο στην περιοχή νοτιοανατολικής διαπλάτυνσης του Αιγαίου και την ανατολική Κρήτη, με μέγιστη τιμή στην Κάρπαθο τα 10.1 m/s. Οι αυξημένες εντάσεις της περιόδου, δικαιολογούνται από την παρουσία των ετησίων τοπικών ανέμων (μελτέμια) που αναπτύσσονται στην περιοχή του Αιγαίου, οι οποίες δημιουργούνται από την αλληλεπίδραση ενός συστήματος υψηλών πιέσεων στα Βαλκάνια, βόρεια της Ελλάδας και ενός συστήματος χαμηλών πιέσεων στην Μικρά Ασία και ανατολικά στη Μεσόγειο, το οποίο οφείλεται κυρίως στα μεγάλα θερμικά ανοδικά ρεύματα πάνω από την Ινδία. Στην ηπειρωτική Ελλάδα η εικόνα είναι παρόμοια με εκείνη της προηγούμενης περιόδου, με ελαφρώς αυξημένες ταχύτητες στην Θεσσαλία και την Κεντρική Μακεδονία. Μέγιστες ταχύτητες κατά τους καλοκαιρινούς μήνες παρουσιάζουν και οι περιοχές της ανατολικής Στερεάς Ελλάδας και της Εύβοιας (από 2.5 m/s στην Αττική έως 5 m/s στα νότια παράλια της Εύβοιας).

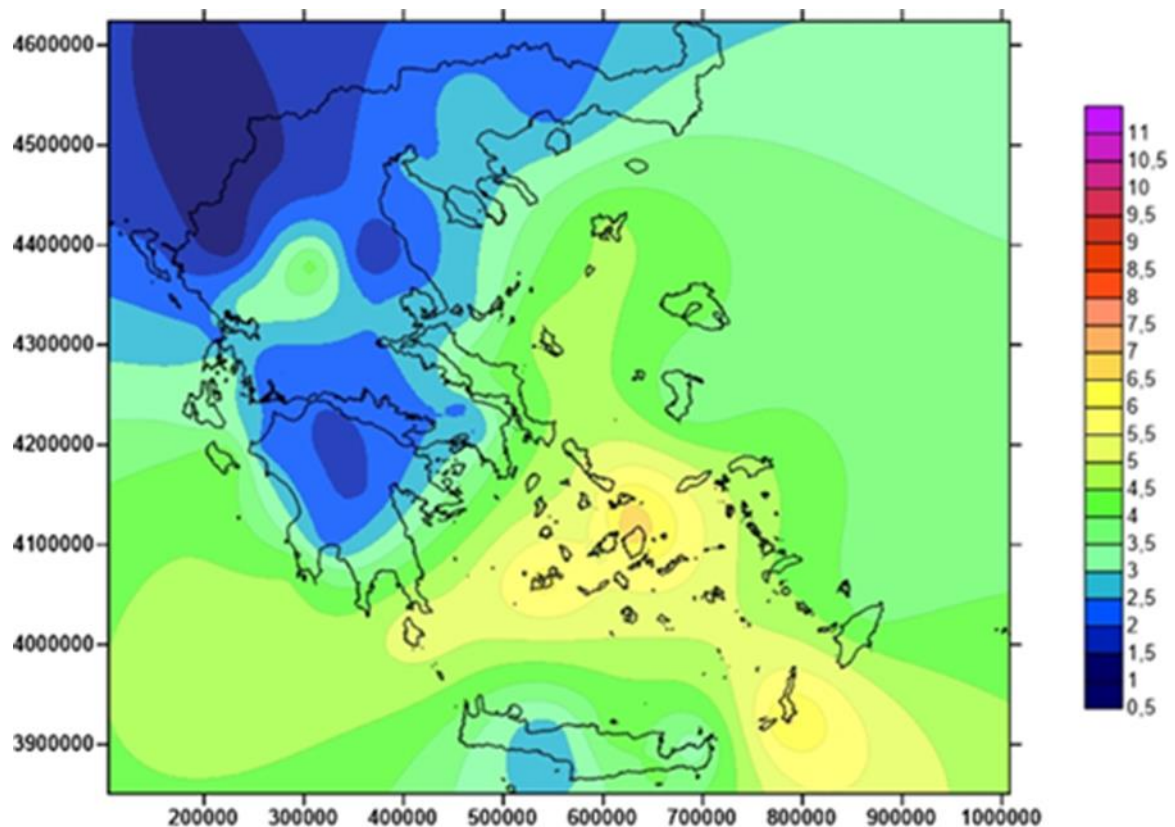


Εικόνα 3.6 Μέση τιμή της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας αναφέρεται σε ταχύτητες ανέμου (m/s). (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ 87)

Κατά τη διάρκεια του φθινοπώρου (εικόνα 3.7), παρατηρείται μια τάση αύξησης των εντάσεων από ανατολικά προς δυτικά. Χαρακτηριστικά, στην περιοχή ανάμεσα από την Νότια Πελοπόννησο και τη Βορειοδυτική Κρήτη, όπου «συναντιούνται» το Ιόνιο με το Αιγαίο πέλαγος, την προηγούμενη περίοδο παρατηρήθηκαν οι μικρότερες εντάσεις του έτους, οι οποίες τώρα παρουσιάζονται και πάλι αυξημένες, καταδεικνύοντας την μετατόπιση του μετώπου προς τα δυτικά. Οι μέγιστες εντάσεις εντοπίζονται και πάλι στο κεντρικό Αιγαίο, με

τιμές ανάλογες της ανοιξιάτικης περιόδου. Σε γενικές γραμμές, κατά τη διάρκεια του φθινοπώρου παρατηρούνται σε ολόκληρη την ελληνική επικράτεια, οι χαμηλότερες ταχύτητες του έτους, οι οποίες κυμαίνονται από 1.1 έως 3.5 m/s στην ενδοχώρα και από 3.5 έως 6.5 m/s στο Αιγαίο.

Από την παραπάνω θεώρηση, παρατηρούμε ότι για τις περιοχές της Στερεάς Ελλάδας της Πελοποννήσου και της Θεσσαλίας, η ένταση του ανέμου αυξάνεται σταδιακά από την περίοδο του χειμώνα και παρουσιάζει μέγιστο κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών, ενώ το φθινόπωρο χαρακτηρίζεται από ηπιότερες εντάσεις. Αντίστοιχα, στην Βόρεια Ελλάδα, στην Ανατολική Μακεδονία και την Θράκη, οι άνεμοι πνέουν ισχυρότεροι κατά τη διάρκεια της άνοιξης και μειώνονται σταδιακά τον υπόλοιπο χρόνο. Στην Κρήτη η εικόνα είναι πιο περίπλοκη, καθώς το δυτικό κομμάτι εμφανίζει μέγιστες εντάσεις κατά την διάρκεια του χειμώνα και της άνοιξης, ενώ το ανατολικό τμήμα του νησιού επηρεάζεται σαφώς από ισχυρότερους ανέμους, τους καλοκαιρινούς μήνες. Σχεδόν σε όλη την έκτασή του, στο Αιγαίο πνέουν ισχυρότεροι άνεμοι κατά τη διάρκεια του χειμώνα και του καλοκαιριού, ενώ κατά τη διάρκεια της άνοιξης και του φθινοπώρου, οι άνεμοι είναι ηπιότεροι, με εξαίρεση την Σκύρο όπου η ένταση αυξάνεται σταδιακά από τον Οκτώβρη και μεγιστοποιείται κατά τη διάρκεια του χειμώνα.



Εικόνα 3.7 Μέση τιμή της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s) κατά τη διάρκεια του φθινοπώρου. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας αναφέρεται σε ταχύτητες ανέμου (m/s). (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ 87)

3.3 Προσαρμογή της κατανομής Weibull σε δεδομένα ημερήσιας ταχύτητας ανέμου

3.3.1 Η κατανομή Weibull

Στις εύκρατες περιοχές του πλανήτη, μέχρι και το ύψος των 100 μέτρων, η κατανομή Weibull έχει βρεθεί ότι περιγράφει ικανοποιητικά τη μεταβλητή της ταχύτητας του ανέμου (Καλδέλλης, 2005). Πρόκειται για κατανομή που καθορίζεται από δύο παραμέτρους και προσδιορίζει την πιθανότητα η ταχύτητα του ανέμου να βρίσκεται σε μια περιοχή της ταχύτητας u . Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (σ.π.π.) της κατανομής δίνεται από τη σχέση:

$$f(u) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

όπου το k είναι η παράμετρος σχήματος και το c είναι η παράμετρος κλίμακας της κατανομής ($k, c > 0$). Από την παραπάνω σχέση (3.1) γίνεται σαφές ότι στην περίπτωση που η παράμετρος k παίρνει την τιμή 1, η συνάρτηση γίνεται εκθετική, ενώ για τιμή της παραμέτρου k ίση με 2, γίνεται Rayleigh. Η παράμετρος κλίμακας έχει διαστάσεις ταχύτητας, ενώ η παράμετρος σχήματος είναι αδιάστατο μέγεθος. Οι παράμετροι της κατανομής συνδέονται με την μέση τιμή της ταχύτητας των παρατηρήσεων μέσω της σχέσης (3.2), όπου με \bar{u} συμβολίζεται η κλασική συνάρτηση Γάμμα :

$$\bar{u} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.2)$$

Ενδεικτικά, παρατηρούμε ότι για τιμές του k μεταξύ $1,4 < k < 3$ το οποίο είναι το εύρος που συνήθως κινείται η παράμετρος αυτή, ο λόγος της παραμέτρου c προς την δειγματική μέση τιμή, παίρνει ένα εύρος τιμών από $1,1 < c/\bar{u} < 1,3$. Η παράμετρος k είναι αντιστρόφως ανάλογη του τετραγώνου της διασποράς των ταχυτήτων ως προς τη μέση ταχύτητα:

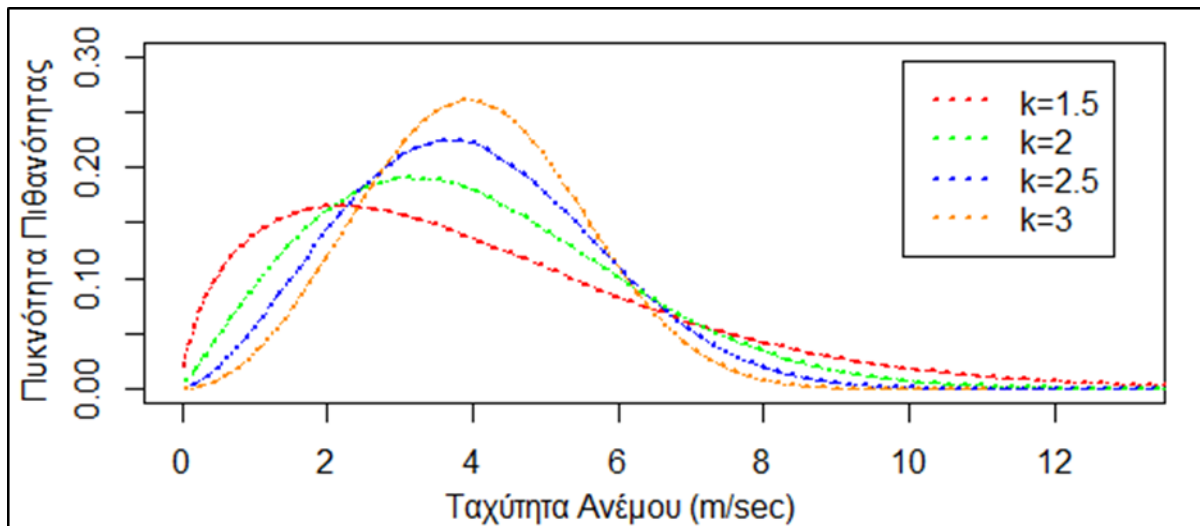
$$\sigma^2 = c^2 \left\{ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^2 \right\} \quad (3.3)$$

Από την παραπάνω σχέση (3.3), συμπεραίνουμε ότι μεγαλύτερες τιμές της παραμέτρου k αντιστοιχούν σε μικρότερες αποκλίσεις και συνεπώς μεγαλύτερη συγκέντρωση των τιμών γύρω από τη μέση. Η παρατήρηση αυτή γίνεται πιο εύληπτη, εξετάζοντας τον συντελεστή μεταβλητότητας (Coefficient of Variation, CV) για την κατανομή, ο οποίος δίνεται από τη σχέση 3.4, η οποία αποτελεί μια φθίνουσα συνάρτηση ως προς k :

$$CV = \frac{\sqrt{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.4)$$

Γενικά η παράμετρος κλίμακας c δείχνει πόσο ανεμώδης είναι η περιοχή, ενώ η παράμετρος σχήματος k , πόσο «αιχμηρή» είναι η σ.π.π της κατανομής. Ανάλογα με τη γεωγραφική τοποθεσία της περιοχής, η παράμετρος k έχει βρεθεί ότι παίρνει τιμές κοντά στο 1 στις αρκτικές και τροπικές περιοχές (όπου οι ταχύτητες του ανέμου είναι σχετικά χαμηλές), κοντά στο 2 στις περιοχές όπου κυριαρχούν οι δυτικοί άνεμοι, όπως οι περιοχές στη ΒΔ Ευρώπη,

ενώ τιμές κοντά στο 3, παίρνει στις περιοχές κοντά στον ισημερινό, οι οποίες χαρακτηρίζονται από σχετικά σταθερούς ανέμους (Redlinger et al., 2002). Ανάλογα με το ανάγλυφο της περιοχής η παράμετρος k έχει βρεθεί ότι παίρνει τιμές κοντά στο 1.6 για ορεινές περιοχές και τιμές κοντά στο 2 σε παράκτιες περιοχές (Di Piazza et al., 2010). Γενικά μικρές τιμές της παραμέτρου k μπορεί να δηλώνουν μεγαλύτερο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό, λόγω του μεγαλύτερου εύρους ταχυτήτων που παρουσιάζεται στη περιοχή, αφού η διαθέσιμη αιολική ισχύς είναι ανάλογη του κύβου της ταχύτητας του ανέμου. Στην εικόνα (3.8) που ακολουθεί, απεικονίζονται οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας τεσσάρων κατανομών Weibull με κοινή παράμετρο κλίμακας $c=4.5$ m/s και παραμέτρους σχήματος με τιμές από 1.5 έως 3. Η εικόνα του γραφήματος δικαιολογεί την παραπάνω παρατήρηση, καθώς δείχνει ότι οι πιθανότητες εμφάνισης μεγαλύτερων ταχυτήτων, άρα ενεργειακά «αποδοτικότερων», αυξάνονται με τη μείωση του k . Για μικρές τιμές όμως, της παραμέτρου σχήματος μεγάλο κομμάτι της κατανομής, βρίσκεται κάτω από το τεχνικό ελάχιστο (2-3 m/s) στο οποίο λειτουργούν οι περισσότερες ανεμογεννήτριες. Από τα παραπάνω, γίνεται σαφής η ανάγκη για ορθή μελέτη των ανεμολογικών συνθηκών οποιασδήποτε περιοχής, «υποψήφιας» για αιολική εγκατάσταση.



Εικόνα 3.8 Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας της κατανομής Weibull με παράμετρο κλίμακας $c=4.5$ m/s και τιμές παραμέτρου σχήματος k από 1.5 έως 3.

Η συνάρτηση αθροιστικής πιθανότητας της κατανομής, που εκφράζει την πιθανότητα, η ταχύτητα u , (ορίζεται για $u>0$) να είναι μικρότερη από μια συγκεκριμένη τιμή u_0 δίνεται από τη σχέση:

$$F(u)=1-\exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (3.5)$$

Μετασχηματίζοντας την παραπάνω σχέση (3.4), προκύπτουν διαδοχικά τα εξής :

$$F(u)=1-\exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \Leftrightarrow 1-F(u)=\exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \Leftrightarrow \ln(1-F(u))=-\left(\frac{u}{c}\right)^k \Leftrightarrow \ln(-\ln(1-F(u)))=k \ln\left(\frac{u}{c}\right) \Leftrightarrow \ln(-\ln(1-F(u)))=k \ln(u)-k \ln(c)=kx-k \ln(u) \Leftrightarrow \quad (3.6)$$

$$y = kx - k \ln(c) \quad (3.7)$$

Η σχέση (3.6) είναι μια γραμμική συνάρτηση, όπου η κλίση της ευθείας ισούται με την παράμετρο σχήματος k . Το σημείο τομής της ευθείας με τον y/y είναι το $-k \ln(c)$, ενώ με τον άξονα x/x είναι το σημείο $\ln(c)$. Με βάση τους μετασχηματισμούς $y = [\ln(-\ln(1-F(u)))]$ και $x = \ln(u)$, μπορεί να κατασκευαστεί ο χάρτης πιθανότητας για την κατανομή Weibull του x έναντι του y και γραφικά πλέον να προσαρμοστεί (με γραμμική παρεμβολή), ευθεία της μορφής $y = \alpha x + \beta$ στα δεδομένα, από όπου και θα εκτιμηθούν, πρώτα η παράμετρος σχήματος (κλίση της ευθείας) και στη συνέχεια η παράμετρος κλίμακας της κατανομής από το σημείο τομής της ευθείας με τον κατακόρυφο άξονα ($c = \exp(-\text{intercept}/k)$). Η διαδικασία αυτή είναι γνωστή ως μέθοδος γραφικής εκτίμησης των παραμέτρων της κατανομής. Στα πλαίσια της παρούσας ανάλυσης ωστόσο, προτιμήθηκε για την εκτίμηση των παραμέτρων της κατανομής Weibull στα ημερήσια δεδομένα της ταχύτητας ανέμου, η εφαρμογή δύο αναλυτικών μεθόδων.

3.3.2 Μέθοδοι Εκτίμησης και Έλεγχου Καλής Προσαρμογής

Η Μέθοδος Μέγιστης Πιθανοφάνειας

Η πρώτη μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα ανάλυση είναι αυτή της Μέγιστης Πιθανοφάνειας (Harter and Moore, 1965, 1967) η οποία τυγχάνει ευρύτερης αποδοχής στον τομέα των αιολικών εφαρμογών. Σε γενικές γραμμές είναι αρκετά ακριβής και εύκολη στην εφαρμογή, χρειάζεται όμως αρκετά δεδομένα, ενώ επίσης δεν λαμβάνει υπόψη τις μηδενικές τιμές της ταχύτητας του ανέμου. Για την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής Weibull (3.1) η συνάρτηση Πιθανοφάνειας γράφεται:

$$L(u_1, \dots, u_n; k, c) = \prod_{i=1}^{i=n} \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{u_i}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u_i}{c} \right)^k} \quad (3.8)$$

Λογαριθμίζοντας την (3.8), παραγωγίζοντας ως προς k και c και εξισώνοντας με το 0 (ώστε να προκύψει ρίζα της συνάρτησης) προκύπτει το παρακάτω σύστημα:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \ln L}{\partial k} &= \frac{n}{k} + \sum_{i=1}^{i=n} \ln u_i - \frac{1}{c} \sum_{i=1}^{i=n} u_i^k \ln u_i = 0 \\ \frac{\partial \ln L}{\partial c} &= -\frac{n}{c} + \frac{1}{c^2} \sum_{i=1}^{i=n} u_i^k = 0 \end{aligned} \quad (3.9)$$

Απαλείφοντας το c και απλοποιώντας, προκύπτουν οι παρακάτω σχέσεις για τις παραμέτρους:

$$\begin{aligned} k &= \left(\frac{\sum_{i=1}^n u_i \ln(u_i)}{\sum_{i=1}^n u_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(u_i)}{n} \right)^{-1} \\ c &= \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n u_i^k \right)^{1/k} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Για την επίλυση του παραπάνω συστήματος, ουσιαστικά την μεγιστοποίηση της λογαριθμισμένης συνάρτησης Πιθανοφάνειας, χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος Newton-Raphson και οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν σε περιβάλλον *R Studio*.

Η Μέθοδος των L ροπών

Η δεύτερη μέθοδος με την οποία έγινε η εκτίμηση των παραμέτρων της κατανομής, στηρίζεται στον υπολογισμό των L Ροπών (Hosking, 1990). Οι δειγματικές εκτιμήσεις των L-ροπών ως γραμμικών συνδυασμών διατεταγμένου δείγματος, δεν υψώνουν τις παρατηρήσεις του δείγματος σε τετραγωνικές ή κυβικές δυνάμεις, όπως συμβαίνει με την κλασική μέθοδο των ροπών και έτσι, οι εκτιμήσεις L-ροπών των αδιάστατων συντελεστών διασποράς, ασυμμετρίας και κύρτωσης είναι αμερόληπτες με κανονική σχεδόν κατανομή (Stedinger et al., 1993). Οι L-ροπές μπορούν να εκφραστούν ως συνάρτηση των πιθανοτικά σταθμισμένων ροπών. Οι Πιθανοτικά σταθμισμένες ροπές μιας τυχαίας μεταβλητής X με αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $F(X)$, ορίζονται ως (Greenwood et al., 1979):

$$\beta_r = E \left\{ X \left[F_X(x) \right]^r \right\} \quad (3.11)$$

όπου β_r η πιθανοτικά σταθμισμένη ροπή τάξης r .

Οι αμερόληπτες εκτιμήτριες των πιθανοτικά σταθμισμένων ροπών δίνονται από τη σχέση (Landwehr et al., 1979):

$$b_r = \frac{1}{n} \frac{\sum_{i=1}^n \binom{i-1}{r} x_{(i)}}{\binom{n-1}{r}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(i-1)(i-2)\dots(i-r)}{(n-1)(n-2)\dots(n-r)} x_{(i)} \quad (3.12)$$

όπου n το πλήθος του δείγματος και x_i οι παρατηρήσεις διατεταγμένες έτσι ώστε $x_{(1)} \leq x_{(2)} \leq \dots \leq x_{(n-1)} \leq x_{(n)}$

Οι πρώτες τέσσερις L-ροπές εκπεφρασμένες με όρους πιθανοτικά σταθμισμένων ροπών δίνονται από τις σχέσεις :

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= \beta_0 \\ \lambda_2 &= 2\beta_1 - \beta_0 \\ \lambda_3 &= 6\beta_2 - 6\beta_1 + \beta_0 \\ \lambda_4 &= 20\beta_3 - 30\beta_2 + 12\beta_1 - \beta_0 \end{aligned} \quad (3.13)$$

Υπάρχουν ισχυροί δεσμοί ανάμεσα στην κατανομή Weibull και Gumbel με συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας ($-\infty < x < \infty$) :

$$f_X(x) = \frac{1}{\alpha} \exp \left[-\frac{x-\xi}{\alpha} - \exp \left(\frac{x-\xi}{\alpha} \right) \right] \quad (3.14)$$

όπου α είναι η παράμετρος κλίμακας και ξ η παράμετρος θέσης της κατανομής. Συγκεκριμένα, εάν η τυχαία μεταβλητή X ανήκει στην Weibull, τότε η κατανομή πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής $Y = -\ln(X)$ είναι η Gumbel. Οι εκτιμήτριες των παραμέτρων θέσης και κλίμακας, της κατανομής Gumbel (με τη μέθοδο των L-Ροπών) δίνονται από τις σχέσεις:

$$\alpha = \frac{\lambda_2}{\ln(2)} \quad (3.15)$$

$$\xi = \bar{x} - 0.5772\alpha \quad (3.16)$$

Μέσα από μια διαδικασία αναλυτικής επίλυσης για την τυχαία μεταβλητή $+\ln(X)$, προκύπτουν κατ' αντιστοιχία, για τις παραμέτρους της κατανομής Weibull οι εξής σχέσεις (Stedinger et al., 1993):

$$k = \frac{\ln 2}{L_{1(\ln u)}} \quad (3.17)$$

$$c = \exp \left[L_{1(\ln u)} + \frac{0.5772}{k} \right]$$

όπου $L_{1(\ln u)}$ και $L_{2(\ln u)}$ είναι οι ροπές L_1 και L_2 του λογαριθμισμένου δείγματος των ταχυτήτων.

Έλεγχοι Καλής Προσαρμογής

Για την εκτίμηση του κατά πόσο οι θεωρητικές κατανομές που προέκυψαν από τις παραπάνω μεθοδολογίες, μπορούν να περιγράψουν ικανοποιητικά τις χρονοσειρές των παρατηρήσεων, εφαρμόστηκαν έλεγχοι καλής προσαρμογής (goodness-of-fit tests).

Ο πρώτος είναι το κριτήριο **Kolmogorov-Smirnov** (K-S), το οποίο χρησιμοποιείται στον έλεγχο καλής προσαρμογής ενός τυχαίου δείγματος σε μια δεδομένη συνεχή κατανομή (μηδενική υπόθεση, $H_0: X_i \sim F_0$). Το κριτήριο βασίζεται στη διαφορά της εμπειρικής συνάρτησης κατανομής (που προέρχεται από το δείγμα) και της αναμενόμενης F_0 (υπό την H_0), ελέγχοντας την κατακόρυφη απόσταση μεταξύ των δύο αθροιστικών κατανομών πιθανότητας. Πιο συγκεκριμένα, εάν X_1, X_2, \dots, X_n είναι ένα τυχαίο δείγμα διατεταγμένο έτσι ώστε η X_n να είναι η μεγαλύτερη τιμή, η εμπειρική συνάρτηση κατανομής του δείγματος αυτού είναι:

$$\hat{F}_n = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Pr(X_i \leq x) = \frac{\#\{X_i \leq x\}}{n} \quad (3.18)$$

όπου ο αριθμητής στο δεξί μέρος της εξίσωσης δηλώνει τον αριθμό των τιμών του δείγματος που είναι μικρότερες ή ίσες από μια δεδομένη τιμή του x και η πιθανότητα $\Pr(X_i \leq x)$ παίρνει τιμές 1 ή 0 ανάλογα με το αν $X_i \leq x$ ή όχι. Η εμπειρική συνάρτηση παίρνει την τιμή 0 για $x < x_1$ και 1 για $x > x_n$. Εάν ισχύει η H_0 , τότε θα πρέπει η εμπειρική συνάρτηση κατανομής να είναι «κοντά» στην F_0 και εάν όχι αναμένεται σημαντική απόκλιση μεταξύ των δύο κατανομών. Η απόσταση με βάση την οποία απορρίπτεται ή όχι η H_0 καλείται απόσταση Kolmogorov-Smirnov και δίνεται από τη σχέση:

$$D_n = \max \left\{ \left| \hat{F}_n(x) - F_0(x) \right| \right\} \quad (3.19)$$

Είναι σημαντικό να αναφερθεί σε αυτό το σημείο, ότι η κατανομή της τυχαίας μεταβλητής D_n δεν εξαρτάται από την κατανομή F_0 . Η ακριβής κατανομή ωστόσο της D_n , δεν είναι εύκολο να υπολογιστεί, αποδεικνύεται όμως ότι η τυχαία μεταβλητή $Z_n = \sqrt{n}D_n$ έχει ασυμπτωτικά την αθροιστική συνάρτηση κατανομής (limiting cumulative distribution function):

$$L(z) = \lim_{n \rightarrow \infty} \left\{ \Pr(Z_n \leq z) \right\} \Leftrightarrow \Pr(Z_n \leq z) = \Pr(\sqrt{n} \cdot D_n \leq z) = 1 - 2 \sum_{i=1}^{\infty} (-1)^{i-1} e^{-2i^2 z^2} \quad (3.20)$$

Για ένα δείγμα μεγέθους n και για δεδομένο επίπεδο σημαντικότητας α , εάν $\Pr(D_n \leq D_{n,\alpha}) = 1 - \alpha$, πρέπει να οριστεί η τιμή $D_{n,\alpha}$ την οποία η D_n ξεπερνάει για $100 \cdot \alpha$ % του χρόνου. Η εξίσωση (3.19), ισχύει προσεγγιστικά για δείγματα όχι μικρότερα από $n=35$ (στην πραγματικότητα τουλάχιστον $n=85$) και έτσι για μεγάλα δείγματα και επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.01, 0.05$,

0.10, οι τιμές της $\sqrt{n} D_{n,\infty}$ είναι 1.63, 1.36 και 1.225 αντίστοιχα, από όπου προκύπτουν οι τιμές για τα $D_{n,\alpha}$.

Για λόγους πληρότητας επιλέγησαν δύο δείκτες που θα έχουν τις διαστάσεις της μεταβλητής. Το πρώτο είναι το Μέσο Απόλυτο Σφάλμα (Mean Absolute Error, MAE) και το δεύτερο το Μέσο Τετραγωνικό Σφάλμα (Roote Mean Square Error, RMSE). Για το μεν πρώτο, υπολογίζονται αρχικά οι απόλυτες τιμές των διαφορών των ταχυτήτων της θεωρητικής συνάρτησης κατανομής με τις δειγματικές, οι οποίες συναθροίζονται και διαιρούνται τελικά με τον αριθμό των παρατηρήσεων, ενώ για το δεύτερο, οι διαφορές των ταχυτήτων που προκύπτουν από τις θεωρητικές κατανομές με εκείνες του εκάστοτε δείγματος, υψώνονται στο τετράγωνο και κατόπιν συναθροίζονται και διαιρούνται με το μέγεθος του δείγματος:

$$\begin{aligned} \text{MAE} &= N^{-1} \sum_{i=1}^N |O_i - P_i| \\ \text{RMSE} &= N^{-1} \sum_{i=1}^N (O_i - P_i)^2 \end{aligned} \quad (3.21)$$

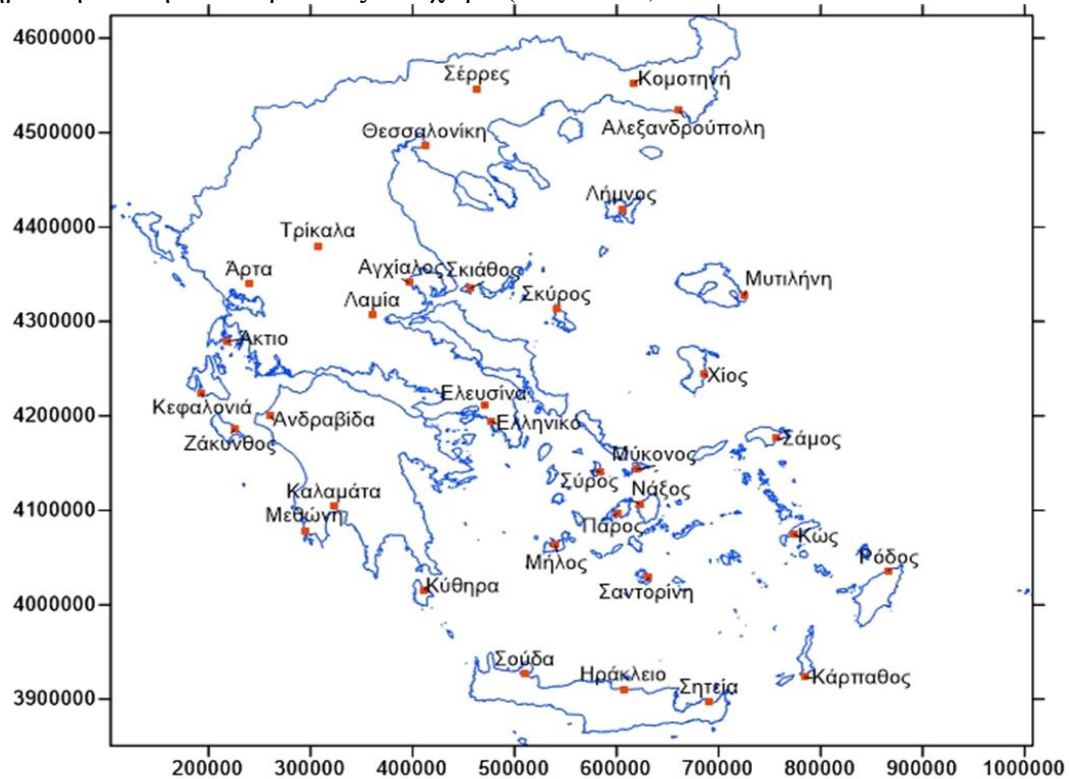
όπου με O_i και P_i συμβολίζονται οι ταχύτητες που αντιστοιχούν στην (αθροιστική) πιθανότητα i για την κατανομή του δείγματος και της θεωρητικής, αντίστοιχα, ενώ N είναι ο αριθμός των παρατηρήσεων σε κάθε δείγμα.

3.3.3 Επιλογή Δεδομένων και Προσαρμογή

Ένα θέμα που απασχόλησε τους ερευνητές στον τομέα των αιολικών εφαρμογών στο παρελθόν, είναι η υπερεκτίμηση της πιθανότητας μηδενικών ταχυτήτων ανέμου, η οποία έχει συνδεθεί με την χρήση παλαιότερων τεχνολογικά ανεμομέτρων (cup anemometers). Τα ανεμόμετρα αυτά, είχαν σχετικά υψηλά ελάχιστα όρια λειτουργίας, με αποτέλεσμα οι περίοδοι ηρεμίας που καταγράφονταν να είναι αρκετά μεγαλύτερες από τις πραγματικές και έτσι τα ιστογράμματα συχνότητας τέτοιων παρατηρήσεων, παρουσίαζαν αρκετά υψηλές συχνότητες στις μηδενικές και πολύ χαμηλές ταχύτητες, δίνοντας την εικόνα δικόρυφων κατανομών (bimodal distributions) (Takle & Brown, 1978). Για την επίλυση του ζητήματος αυτού επιχειρήθηκαν διάφορες προσεγγίσεις, οι οποίες περιελάμβαναν μεταξύ άλλων, την εκτίμηση της κατανομής μόνο της δεξιάς ουράς (Justus et. al, 1976), την αφαίρεση από το δείγμα των μηδενικών τιμών και αντικατάστασή τους από μια ακόμα παράμετρο σε μια «υβριδική» νέα κατανομή (Takle & Brown, 1978) και την χρήση λογοκρινμένων δεδομένων (censored data), (Conradsen et al., 1984). Μεταγενέστερες έρευνες σε διάφορες περιοχές όπου αντικαταστάθηκαν τα παλαιότερα ανεμόμετρα με νέα, τεχνολογικά «ωριμότερα» (για παράδειγμα στη Δανία), υποστηρίζουν την πιο πάνω παρατήρηση, καθώς οι συχνότητες των μηδενικών και πολύ χαμηλών συχνοτήτων προκύπτουν αρκετά μειωμένες σε σχέση με παλαιότερες περιόδους καταγραφών.

Η εικόνα που παρουσιάζουν κάποιες από τις χρονοσειρές παρατηρήσεων των 56 σταθμών που αναλύθηκαν προηγούμενα, φαίνεται να δικαιολογείται σε ένα βαθμό από την πιο πάνω παρατήρηση, καθώς σε αρκετά δείγματα καταγραφών το ποσοστό των μηδενικών τιμών για κάθε μήνα ξεπερνάει το 30-40% και συνεπώς δεν θα μπορούσε να περιγραφεί από κάποια θεωρητική κατανομή Weibull (ορίζεται για $u > 0$). Για την ανάλυση των συγκεκριμένων δειγμάτων θα μπορούσε είτε να εφαρμοστεί κάποια από τις προαναφερθείσες μεθοδολογίες, το οποίο βέβαια ξεφεύγει από τα πλαίσια της παρούσας ανάλυσης, είτε να επιλεγούν πιο σύγχρονες περίοδοι καταγραφών. Κάτι τέτοιο όμως, δεν ήταν εφικτό για κάποιους σταθμούς, καθώς οι διαθέσιμες παρατηρήσεις, αφορούσαν περιόδους καταγραφών πριν το 1970, οπότε

και χρησιμοποιούνταν ο συγκεκριμένος τύπος ανεμομέτρων. Αποφασίστηκε έτσι, να μην αναλυθούν περαιτέρω σταθμοί που παρουσιάζουν πολύ υψηλές συχνότητες για μηδενικές ταχύτητες, ώστε τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης να είναι όσο το δυνατόν πιο συνεπή με την πραγματικότητα. Ακόμα, απορρίφθηκαν κάποια δείγματα καταγραφών, των οποίων τα ιστογράμματα συχνότητας, λόγω πολλών επαναλήψεων των ίδιων τιμών (μεγάλο μήκος καταγραφών), παρουσίαζαν μεγάλες διακυμάνσεις, με αποτέλεσμα ούτε η Weibull αλλά ούτε και καμία άλλη θεωρητική κατανομή που χρησιμοποιείται ως βάση ανάλυσης στο λογισμικό Hydrognomon, να μπορεί να περιγράψει ικανοποιητικά την κατανομή των παρατηρήσεων. Έτσι, επιλέγησαν τελικά 35 συνολικά σταθμοί μελέτης από τους αρχικούς 56, με επιπλέον κριτήριο την καλή διασπορά τους στο χώρο (εικόνα 3.9).



Εικόνα 3.9 Γεωγραφική κατανομή των 35 υπό εξέταση σταθμών, σε σύστημα συντεταγμένων ΕΓΣΑ 87

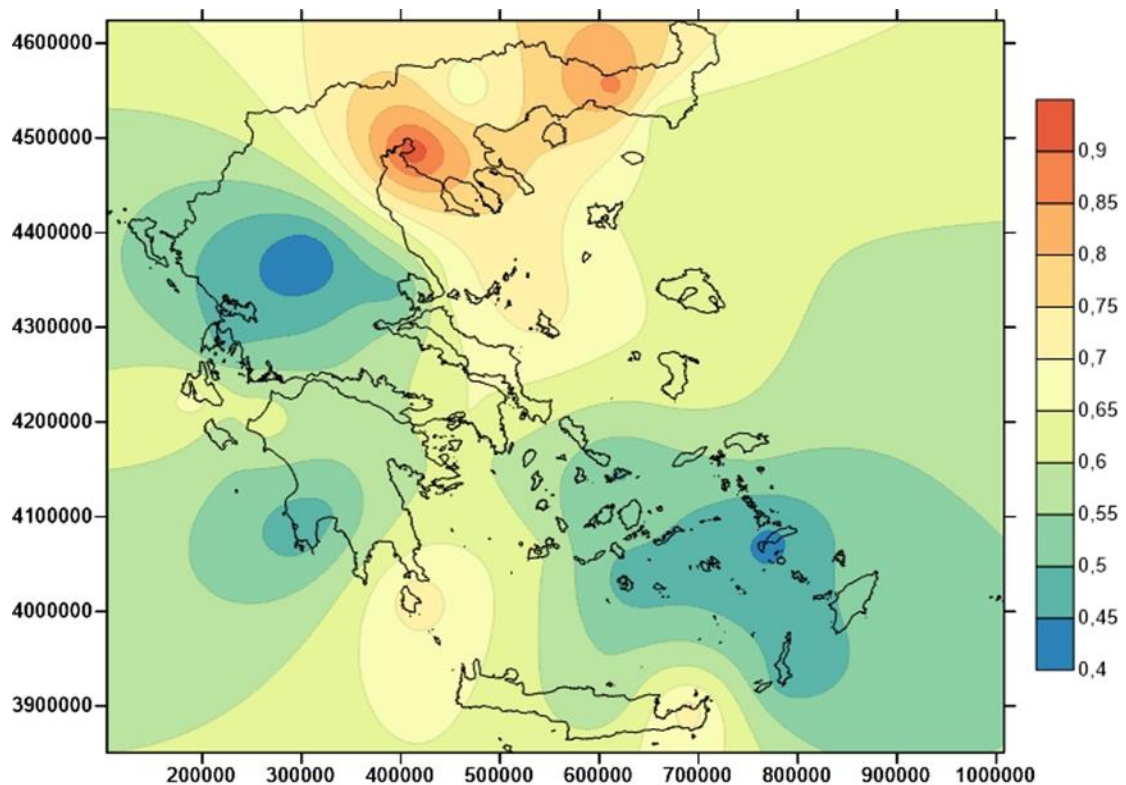
Η ανάλυση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου στους επιλεγμένους σταθμούς, σε μηνιαία και ετήσια χρονική διακριτότητα, πραγματοποιήθηκε σε υπολογιστικό περιβάλλον *excel* και *R-Studio*. Εκτιμήθηκαν αρχικά οι παράμετροι της κατανομής Weibull μέσω των δύο μεθοδολογιών (MLE και LM), όπως αναπτύχθηκαν στην ενότητα 3.3.2 και στη συνέχεια υπολογίστηκαν για κάθε δείγμα και θεωρητική κατανομή, η απόσταση D_{max} του κριτηρίου Kolmogorov Smirnov ανάμεσα στην εμπειρική (από το δείγμα) και τη θεωρητική κατανομή, καθώς και το μέσο απόλυτο (MAE) και μέσο τετραγωνικό σφάλμα (RMSE), μεταξύ των πραγματικών και θεωρητικών ταχυτήτων που προέκυψαν από κάθε μέθοδο.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την μέση ετήσια ημερήσια ταχύτητα ανέμου στους υπό εξέταση σταθμούς παρατίθενται στην συνέχεια στον πίνακα 1. Όπως εύκολα γίνεται αντιληπτό από την εξέταση των αποτελεσμάτων, οι παράμετροι της κατανομής Weibull που εκτιμώνται μέσω της εφαρμογής των δύο μεθόδων, παρουσιάζουν ελάχιστες διαφορές μεταξύ τους, με την μεν MLE να οδηγεί εν γένει σε μικρότερες τιμές της παραμέτρου σχήματος k , ενώ αντίστοιχα την LM σε μεγαλύτερες τιμές για την παράμετρο κλίμακας c .

Πίνακας 3.1. Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων ανάλυσης, για την μέση ετήσια ημερήσια ταχύτητα ανέμου, στους υπό εξέταση σταθμούς.

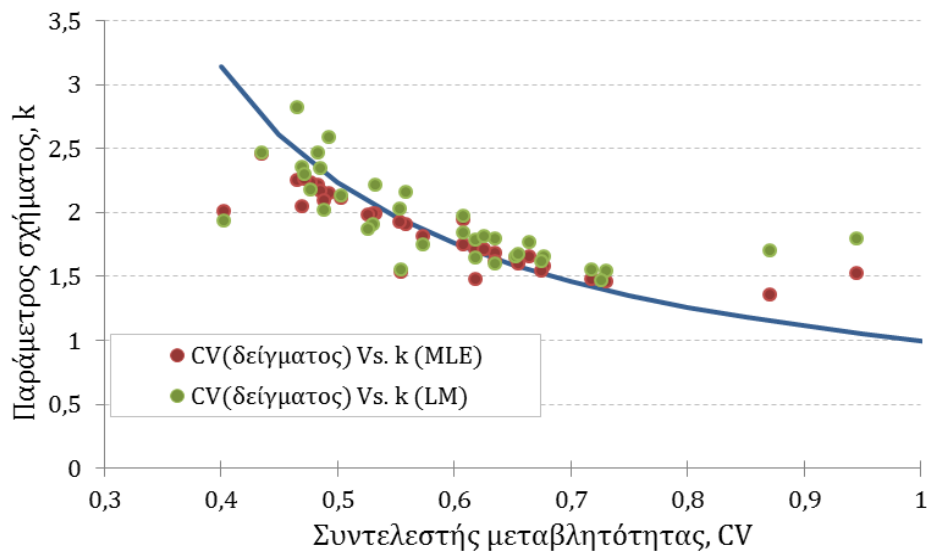
Σταθμοί	k		c (m/s)		$D_{n,MAX}$		MAE (m/s)		RMSE (m/s)	
	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM
Αγχίαλος	2,209	2,462	3,365	3,346	0,057	0,046	0,152	0,119	0,282	0,316
Άκτιο	2,145	2,587	4,173	4,116	0,077	0,076	0,290	0,267	0,398	0,528
Αλεξανδ.	1,480	1,643	3,700	3,659	0,077	0,066	0,195	0,278	0,305	0,514
Ανδραβ.	1,681	1,792	2,724	2,706	0,043	0,046	0,110	0,127	0,141	0,209
Άρτα	2,252	2,818	4,155	4,087	0,140	0,153	0,337	0,321	0,459	0,583
Ελευσίνα	1,644	1,651	3,542	3,540	0,029	0,030	0,081	0,079	0,132	0,133
Ελληνικό	1,940	1,971	4,098	4,092	0,030	0,032	0,086	0,095	0,108	0,117
Ζάκυνθος	1,908	2,156	5,124	5,068	0,077	0,090	0,274	0,343	0,336	0,524
Ηράκλειο	1,927	2,031	5,036	5,014	0,036	0,046	0,119	0,169	0,161	0,245
Θεσσαλ.	1,523	1,789	3,252	3,192	0,094	0,088	0,327	0,329	0,477	0,687
Καλαμάτα	2,170	2,342	2,717	2,704	0,036	0,032	0,087	0,075	0,139	0,171
Κάρπαθος	2,231	2,175	8,389	8,402	0,034	0,029	0,243	0,224	0,340	0,361
Κεφαλονιά	1,579	1,656	4,052	4,032	0,035	0,040	0,114	0,160	0,162	0,255
Κομοτηνή	1,359	1,698	3,122	3,027	0,117	0,129	0,402	0,543	0,505	0,912
Κύθηρα	1,460	1,538	6,140	6,107	0,033	0,034	0,224	0,302	0,304	0,478
Κώς	2,452	2,468	5,416	5,413	0,012	0,011	0,031	0,030	0,050	0,047
Λαμία	1,990	2,208	3,277	3,251	0,077	0,039	0,146	0,132	0,222	0,298
Λήμνος	1,601	1,674	5,127	5,106	0,011	0,026	0,102	0,150	0,155	0,273
Μεθώνη	2,043	2,352	5,433	5,374	0,060	0,068	0,285	0,321	0,387	0,568
Μήλος	1,746	1,837	7,373	7,338	0,047	0,056	0,207	0,308	0,240	0,380
Μύκονος	2,093	2,021	7,415	7,433	0,032	0,027	0,180	0,171	0,227	0,281
Μυτιλήνη	1,708	1,781	5,522	5,502	0,025	0,031	0,116	0,153	0,150	0,252
Νάξος	1,534	1,554	7,252	7,242	0,031	0,033	0,193	0,217	0,283	0,287
Πάρος	2,107	2,130	6,289	6,283	0,039	0,041	0,180	0,187	0,211	0,216
Ρόδος	1,987	1,907	4,940	4,956	0,035	0,034	0,160	0,172	0,188	0,237
Σάμος	1,810	1,748	5,443	5,458	0,044	0,042	0,198	0,219	0,222	0,274
Σαντορίνη	2,255	2,295	6,455	6,448	0,014	0,016	0,050	0,058	0,087	0,107
Σέρρες	1,656	1,769	3,697	3,676	0,055	0,063	0,138	0,167	0,229	0,318
Σητεία	1,470	1,468	4,323	4,324	0,044	0,044	0,128	0,126	0,182	0,183
Σκιάθος	1,542	1,615	3,166	3,152	0,077	0,044	0,143	0,170	0,199	0,256
Σκύρος	1,480	1,547	5,296	5,273	0,029	0,039	0,122	0,200	0,185	0,319
Σούδα	1,710	1,808	4,122	4,100	0,036	0,040	0,116	0,161	0,149	0,246
Σύρος	1,975	1,872	5,897	5,920	0,038	0,037	0,203	0,215	0,260	0,352
Τρίκαλα	2,009	1,933	4,906	4,909	0,106	0,108	0,229	0,255	0,299	0,323
Χίος	1,620	1,593	4,045	4,051	0,023	0,026	0,103	0,104	0,132	0,151

Συγκρίνοντας τώρα, τις τιμές των παραμέτρων της κατανομής που προκύπτουν ανά περιοχή, παρατηρείται έντονη χωρική ανομοιομορφία, που σε γενικές γραμμές σχετίζεται με την θέση του κάθε σταθμού. Η χωρική διασπορά της παραμέτρου σχήματος k , σχετίζεται σε μεγάλο βαθμό με την αντίστοιχη κατανομή του συντελεστή μεταβλητότητας (Coefficient of Variation, CV) των δειγμάτων καταγραφών, στον ελληνική επικράτεια. Για τις ετήσιες χρονοσειρές των υπό εξέταση σταθμών, η κατανομή αυτή φαίνεται στην εικόνα (3.10), ενώ αναλυτικές πληροφορίες για την χρονική διασπορά του συντελεστή μεταβλητότητας, παρατίθενται στον Πίνακα Α6 στο Παράρτημα Α.



Εικόνα 3.10 Χωρική κατανομή του συντελεστή μεταβλητότητας για τα ετήσια δείγματα ημερησίας ταχύτητας ανέμου στους υπό εξέταση σταθμούς. Οι περιοχές με ίδιο συντελεστή μεταβλητότητας απεικονίζονται με ίδιο χρώμα (κλίμακα χρωμάτων ανάλογα με τις τιμές του CV στα δεξιά του σχήματος. Στις περιοχές ενδιάμεσα των σταθμών ανάλυσης, η εκτίμηση του συντελεστή έγινε με τη μέθοδο krigging.

Συνοπτικά, οι σταθμοί της κεντρικής Ελλάδας, οι οποίοι προστατεύονται από ισχυρούς ανέμους, λόγω της Πίνδου, εμφανίζουν μικρότερο λόγο διασποράς ως προς την μέση τιμή των ταχυτήτων. Αντίθετα, οι παραλιακοί σταθμοί και οι περιοχές στη βόρεια Ελλάδα, όπου δεν είναι σπάνια η πιθανότητα εμφάνισης ισχυρών ρευμάτων, συγκριτικά με τις μέσες ανεμολογικές συνθήκες, εμφανίζουν μεγαλύτερους συντελεστές μεταβλητότητας. Εξάιρεση αποτελούν οι σταθμοί των νότιων Κυκλάδων και της νοτιοανατολικής διαπλάτυνσης του Αιγαίου, όπου ναι μεν τα δείγματα ταχυτήτων εμφανίζουν μεγάλες διασπορές, αλλά οι άνεμοι πνέουν κατά μέσο όρο εντονότεροι, με αποτέλεσμα να εμφανίζουν και μειωμένους συντελεστές μεταβλητότητας. Η σύνδεση ανάμεσα στις τιμές της παραμέτρου σχήματος και τους συντελεστές μεταβλητότητας των δειγμάτων, φαίνεται στην ακόλουθη εικόνα (3.11), όπου παρατίθεται με συνεχή γραμμή, η θεωρητική σχέση ανάμεσα στα δύο μεγέθη, σύμφωνα με την έκφραση (3.4). Τα χρωματιστά σημεία, αντιστοιχούν στις ετήσιες τιμές που εκτιμήθηκαν για την παράμετρο σχήματος και με τις δύο μεθόδους, έναντι των αντίστοιχων δειγματικών συντελεστών μεταβλητότητας.

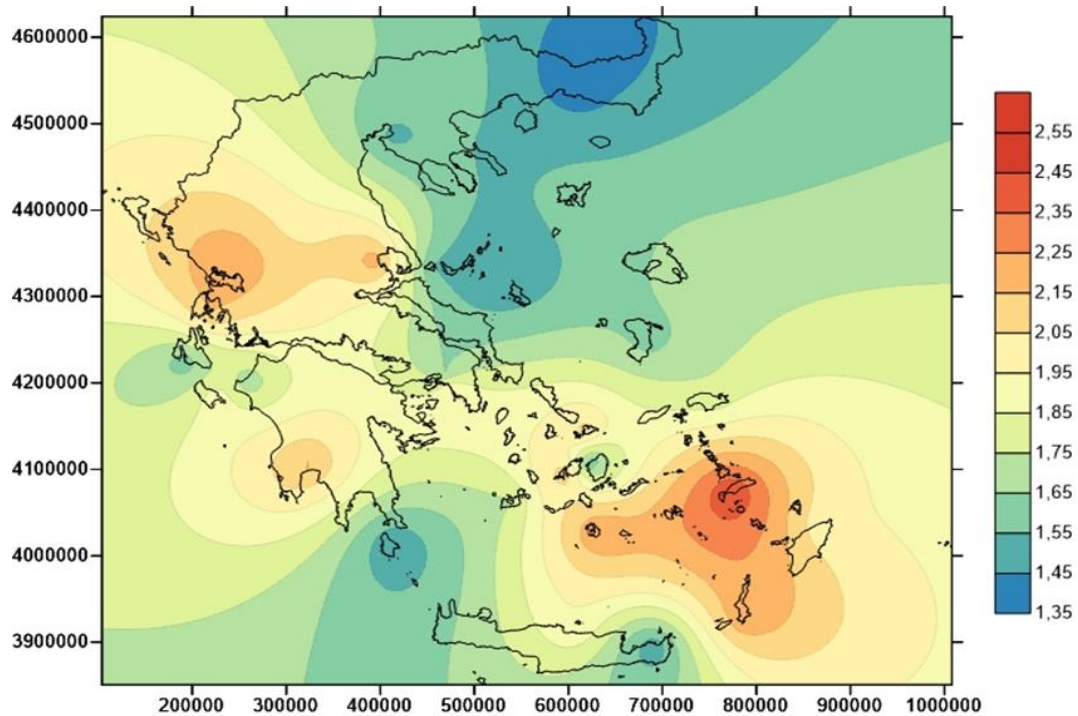


Εικόνα 3.11 Θεωρητική καμπύλη που εκφράζει τη σχέση μεταξύ παραμέτρου σχήματος (k) και συντελεστή μεταβλητότητας (CV) (συνεχής γραμμή) και πραγματικές τιμές με βάση το εκάστοτε δείγμα καταγραφών και την μέθοδο που εφαρμόστηκε στην εκτίμηση της παραμέτρου (σημεία).

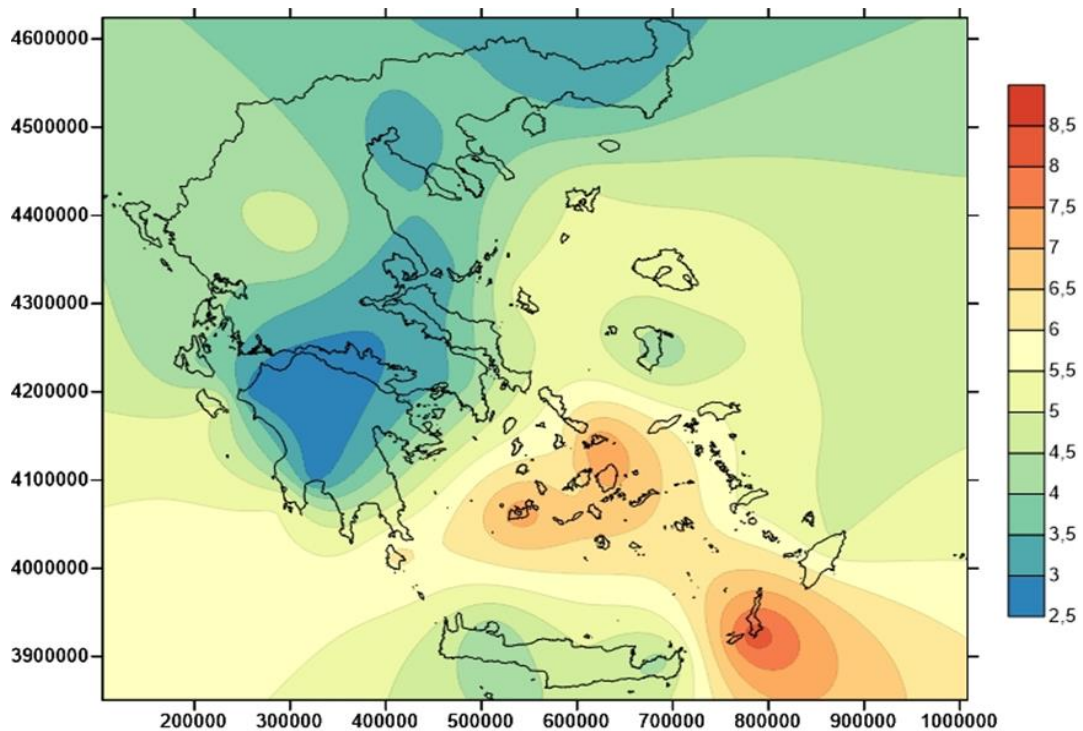
Κατά αντιστοιχία λοιπόν με όσα αναφέρθηκαν παραπάνω για την χωρική διασπορά του συντελεστή μεταβλητότητας, η παράμετρος σχήματος προκύπτει αρκετά ανομοιομορφη, παίρνοντας τιμές μεταξύ 1.36 και 2.82 (εικόνα 3.13)¹. Συγκεκριμένα, στην βόρεια Ελλάδα κυμαίνεται μεταξύ των τιμών 1.36 και 1.78, με χαμηλότερες στα σημεία εμφάνισης των μεγίστων συντελεστών μεταβλητότητας. Στην κεντρική Ελλάδα και ιδιαίτερα στους σταθμούς της ενδοχώρας, όπου τα δείγματα καταγραφών εμφανίζουν μικρότερο λόγο διασποράς ως προς τη μέση τιμή των ταχυτήτων, οι τιμές της παραμέτρου σχήματος αυξάνονται αισθητά σε σχέση με την βόρεια Ελλάδα και κυμαίνονται από 1.93 έως 2.82. Προχωρώντας νοτιότερα στην Πελοπόννησο, μειώνονται ξανά με εύρος από 1.4 έως 2.35, με τις μεγαλύτερες τιμές να εμφανίζονται νοτιοδυτικά στην περιοχή της Μεθώνης και τις μικρότερες στα νότια (Κύθηρα) και ανατολικά παράλια. Στο βόρειο Αιγαίο η παράμετρος σχήματος παίρνει τιμές μεταξύ του 1.5 και 1.65 και αυξάνεται σταδιακά προχωρώντας νοτιότερα προς τις Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα, με μέγιστο στον σταθμό της Κω 2.47 και της Καρπάθου 2.23.

Αντίστοιχα και η παράμετρος κλίμακας c παρουσιάζει χωρική ανομοιομορφία, λαμβάνοντας τιμές μεταξύ των 2.70 m/s και 8.40 m/s, ενώ ακολουθεί σε γενικές γραμμές την χωρική διασπορά των μέσων ετήσιων εντάσεων, όπως αυτές αναλύθηκαν σε προηγούμενη ενότητα (για άμεση σύγκριση μπορούμε να ανατρέξουμε στην εικόνα 3.2). Έτσι, στο Αιγαίο εμφανίζονται οι υψηλότερες τιμές της παραμέτρου, με αυξητική τάση προς τα νότια και νοτιοανατολικά (μέγιστη τιμή πανελλαδικά στην Κάρπαθο, 8.4 m/s). Σε εύρος 4-5 m/s κυμαίνονται οι τιμές της σε ολόκληρο το δυτικό παραλιακό μέτωπο, στο Ιόνιο, στα νοτιοδυτικά παράλια της Πελοποννήσου και την Κρήτη, ενώ στην ηπειρωτική Ελλάδα, παίρνει τιμές από 2.7 m/s έως 3.5 m/s, με εξαίρεση μια περιοχή κεντρικά στη Θεσσαλία και την Ήπειρο (Τρίκαλα και Άρτα), όπου φτάνει τα 4.9 m/s και 4 m/s, αντίστοιχα (εικόνα 3.12).

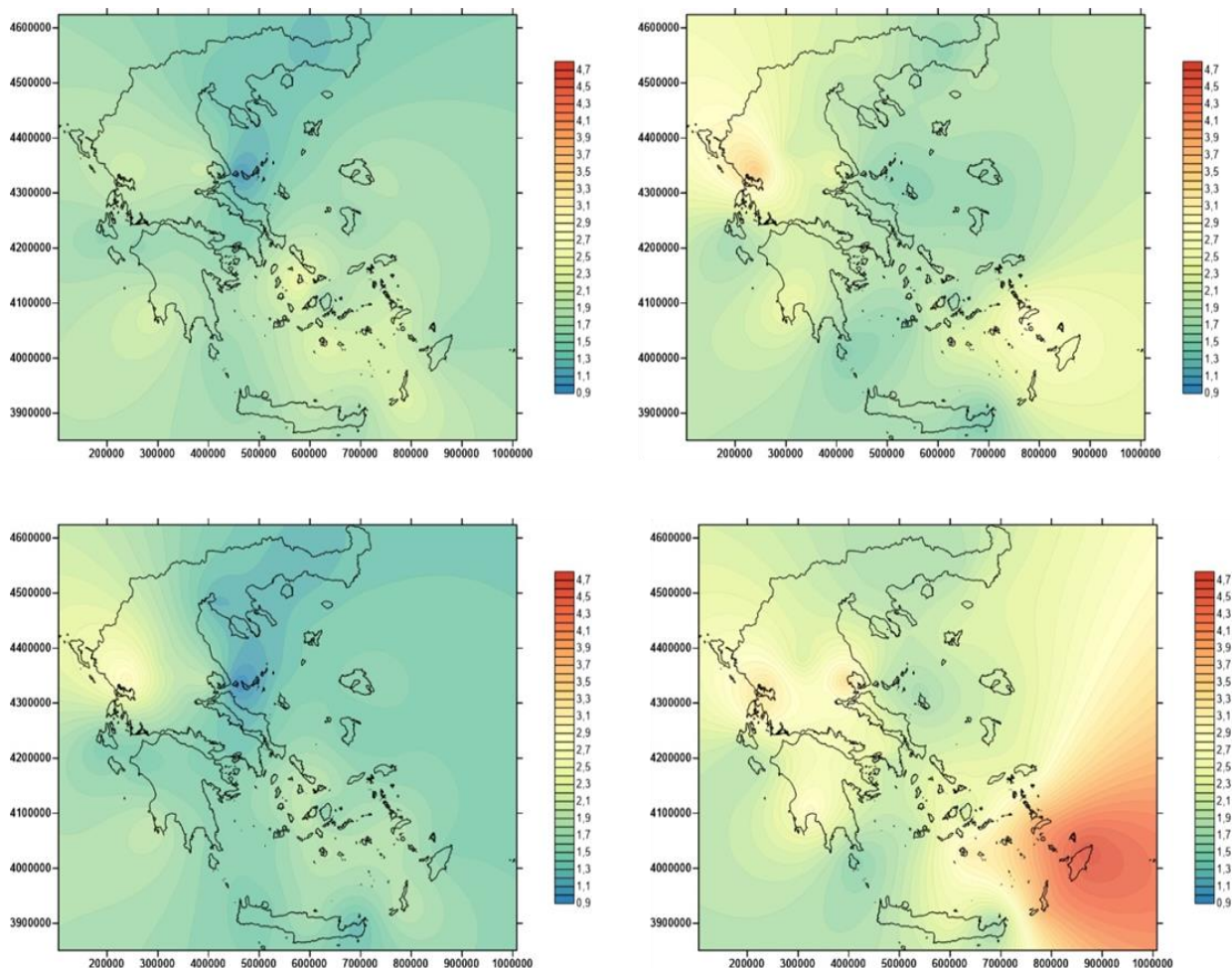
¹ Στις εικόνες (3.12) και (3.13), αποτυπώνονται οι τιμές των παραμέτρων που προέκυψαν για κάθε σταθμό, με βάση τη μέθοδο, που σύμφωνα με το κριτήριο Kolmogorov-Smirnov, προσέγγισε καλύτερα την εκάστοτε δειγματική κατανομή.



Εικόνα 3.12 Χωρική κατανομή της παραμέτρου σχήματος (k) για τις θεωρητικές κατανομές των μέσων ετήσιων ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου. Στις περιοχές ενδιάμεσα των σταθμών ανάλυσης, η εκτίμηση των παραμέτρων έγινε με τη μέθοδο krigging και παρατίθενται με κάθε επιφύλαξη. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας, αφορά σε τιμές της παραμέτρου σχήματος.



Εικόνα 3.13 Χωρική κατανομή της παραμέτρου κλίμακας (c) για τις θεωρητικές κατανομές των μέσων ετήσιων ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου. Στις περιοχές ενδιάμεσα των σταθμών ανάλυσης, η εκτίμηση των παραμέτρων έγινε με τη μέθοδο krigging και παρατίθενται με κάθε επιφύλαξη. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά της εικόνας, αφορά σε τιμές της παραμέτρου κλίμακας (m/s).



Εικόνα 3.14 Χωρική κατανομή της παραμέτρου σχήματος (k) για τις θεωρητικές κατανομές των μέσων ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου, για τους μήνες Φεβρουάριο (πάνω αριστερά), Μάιο (πάνω δεξιά), Αύγουστο (κάτω δεξιά) και Νοέμβριο (κάτω αριστερά).

Σε μηνιαία βάση οι τιμές της παραμέτρου σχήματος k , εμφανίζουν σχεδόν σε όλη την έκταση της χώρας, παρόμοια εικόνα με εκείνη της μέσης ετήσιας. Στην βόρεια Ελλάδα κινούνται σε εύρος από 1.1 έως 2.3, με τις μέγιστες τιμές να εμφανίζονται κατά τη διάρκεια του Μαΐου και των θερινών μηνών και τις ελάχιστες το φθινόπωρο. Στην κεντρική ηπειρωτική χώρα, οι τιμές της παραμέτρου εμφανίζουν μεγαλύτερη διασπορά, κυμαινόμενες βορειοδυτικά μεταξύ 1.7 και 3.6 (Αρτα) και νοτιότερα στην Στερεά Ελλάδα μεταξύ 1.2 και 2, με τις μέγιστες και ελάχιστες τιμές να εμφανίζονται και εδώ κατά την ίδια περίοδο. Στην Πελοπόννησο, σχεδόν σταθερές κατά τη διάρκεια όλου του έτους, είναι οι τιμές της παραμέτρου στα νοτιοανατολικά παράλια, όπου κυμαίνονται μεταξύ 1.4 και 1.6, εικόνα που αντιστρέφεται στα παράλια του δυτικού μετώπου, όπου κινείται βόρεια και στα νησιά του Ιονίου, σε εύρος 1.3 έως 2.2 και νοτιότερα από 2 έως 2.6. Στην περιοχή αυτή, η παράμετρος παίρνει ελάχιστες τιμές κατά τη διάρκεια του χειμώνα. Σχεδόν σε όλη την έκταση του Αιγαίου και την Κρήτη, η εικόνα είναι παρόμοια με αυτή των υπολοίπων περιοχών της χώρας, με σχετικά υψηλότερες τιμές κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού. Στα νησιά του βορείου Αιγαίου και την Κρήτη οι τιμές της παραμέτρου κινούνται ανάμεσα σε 1.3 έως 2.2 και αυξάνονται προχωρώντας νοτιότερα στις κεντρικές Κυκλάδες από 1.4 έως 3 (Σαντορίνη). Τις πιο έντονες διακυμάνσεις παρουσιάζουν τα Δωδεκάνησα και ιδιαίτερα η Ρόδος, όπου τον Ιούλιο, οπότε και το εύρος ταχυτήτων είναι αρκετά περιορισμένο γύρω από τη μέση τιμή, η παράμετρος σχήματος

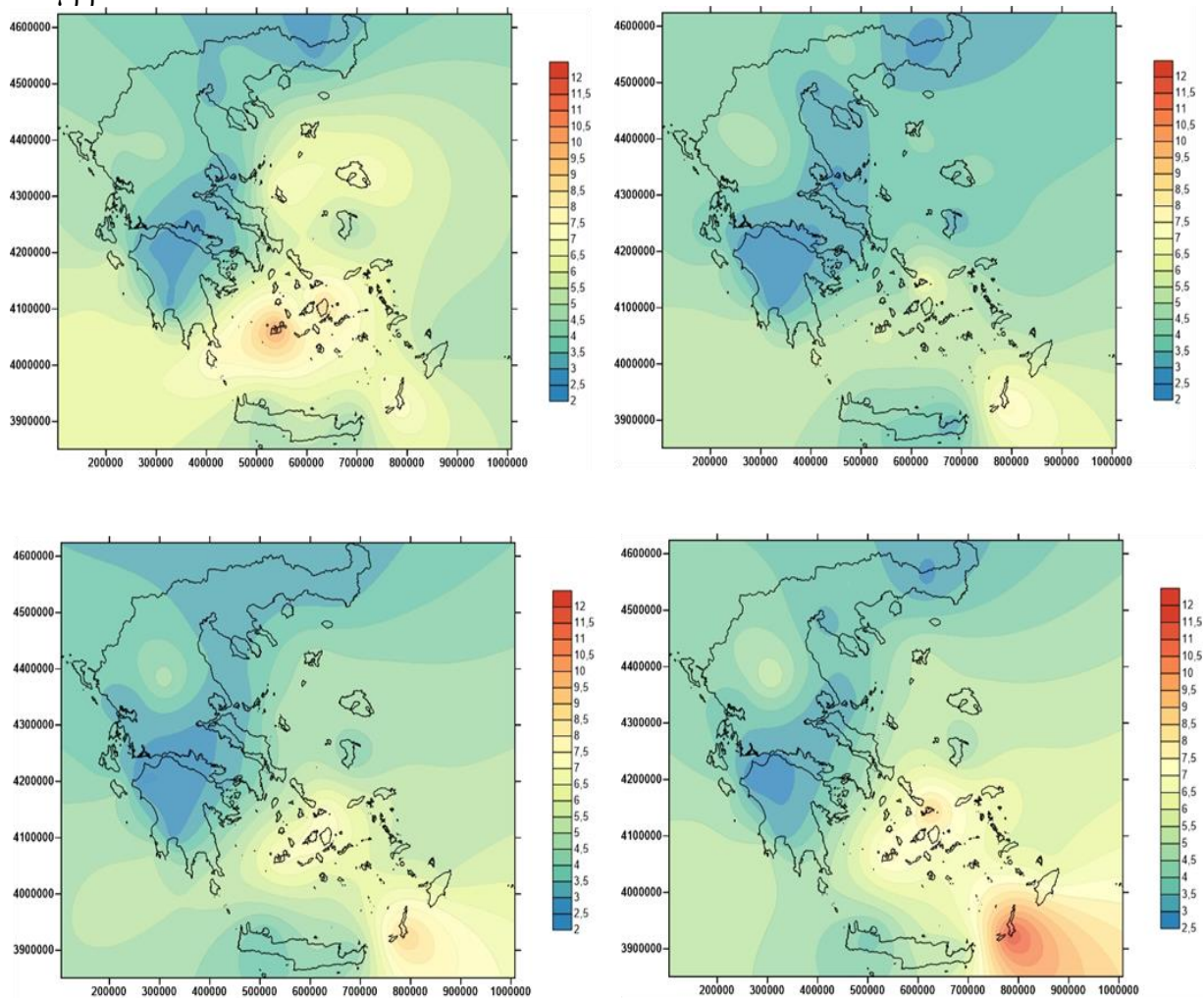
παίρνει τη μέγιστη τιμή της πανελλαδικά (4.7), η οποία είναι υπερδιπλάσια της αντίστοιχης που εκτιμήθηκε για την κατανομή παρατηρήσεων τον Δεκέμβριο (1.4).

Αναλυτικά οι παραπάνω πληροφορίες παρατίθενται στον Πίνακα Α7 του Παραρτήματος Α. Για πιο πλήρη εποπτεία της χρονικής διασποράς της παραμέτρου σχήματος, παρατίθεται εδώ η εικόνα (3.14), η οποία συμπυκνώνει την χωρική διασπορά των τιμών της για ένα χαρακτηριστικό μήνα από κάθε εποχή. Συγκεκριμένα, αποτυπώνεται από πάνω και δεξιά η χωρική διασπορά της για τον Φεβρουάριο (εύρος 0.9 έως 2.5) και ακολουθεί δεξιόστροφα, ο Μάιος (εύρος 1.3 έως 3.6), ο Αύγουστος (1.5 έως 4.7) και τέλος ο Νοέμβριος (εύρος 0.8 έως 3). Από την εικόνα αυτή, παρατηρείται ότι οι τιμές της παραμέτρου που εκτιμήθηκαν και από τις δύο μεθόδους, για τον σταθμό της Άρτας, διαφέρουν εξόφθαλμα από τις αντίστοιχες των γύρω περιοχών, το οποίο αποδίδεται πιθανόν στο πολύ περιορισμένο δείγμα καταγραφών του σταθμού, περί τις 40 παρατηρήσεις για κάθε μήνα, οι οποίες μάλιστα αφορούν περίοδο καταγραφών πενταετίας. Συστήνεται για το λόγο αυτό, να μην δοθεί ιδιαίτερη βαρύτητα στα στοιχεία της ανάλυσης για τον δεδομένο σταθμό. Υπό αυτή τη θεώρηση, το εύρος τιμών του Μαΐου γίνεται 1.3 έως 2.9 και του Νοεμβρίου 0.8 έως 2.

Για την παράμετρο κλίμακας, ισχύουν σε μηνιαία βάση οι παρατηρήσεις που έγιναν νωρίτερα και για την εποχική διακύμανση της ημερήσιας ταχύτητας. Κατά ανάλογο τρόπο δηλαδή, η παράμετρος κλίμακας στην βόρεια Ελλάδα αυξάνεται σταδιακά από το τέλος του φθινοπώρου (2.7 έως 3.5 m/s) και μεγιστοποιείται στις αρχές της άνοιξης (Μάρτιος 3.2 έως 4m/s), διατηρώντας παρόμοιες τιμές και κατά τη διάρκεια των θερινών μηνών. Στην κεντρική ηπειρωτική χώρα, η διασπορά των τιμών είναι μεγαλύτερη στα βόρεια (Ηπειρο και Θεσσαλία), όπου οι μέγιστες τιμές της παραμέτρου εκτιμώνται στις αρχές της άνοιξης (4.5 m/s) και κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού (4 έως 6 m/s). Για τους σταθμούς της Στερεάς Ελλάδας, οι τιμές της παραμέτρου κλίμακας των θεωρητικών κατανομών, παρουσιάζουν παρόμοια διακύμανση χρονικά κατά τη διάρκεια του έτους, με μικρότερη όμως διασπορά από μήνα σε μήνα (εύρος 3.5 έως 4.1 m/s). Στην δυτική Πελοπόννησο και τα νησιά του Ιονίου, αυξάνονται σταδιακά κατά τη διάρκεια του χειμώνα (3.1 m/s στην Ανδραβίδα έως 5.7 m/s στην Ζάκυνθο και τη Μεθώνη), μειώνονται την άνοιξη (2.6, 4.5 και 5.4 m/s αντίστοιχα) και διατηρούνται περίπου σταθερές τον υπόλοιπο χρόνο. Στα Κύθηρα και τα ανατολικά παράλια, η χρονική διασπορά των τιμών της παραμέτρου είναι μεγαλύτερη, με τις μέγιστες τιμές να εκτιμώνται για τους μήνες του χειμώνα (7.7 m/s στα Κύθηρα) και τις ελάχιστες για τους καλοκαιρινούς (4.9 m/s). Με εξαίρεση τα νησιά των Κυκλάδων, στο Αιγαίο οι μέγιστες τιμές της παραμέτρου εκτιμώνται για τα δείγματα παρατηρήσεων του καλοκαιριού (Χίος 4.7 m/s, Ρόδος και Κως 6.2 m/s, Κάρπαθος 12 m/s), οι οποίες εμφανίζουν και αρκετά μεγάλη χρονική διακύμανση, κυρίως στα Δωδεκάνησα (Κάρπαθος 6.2 έως 12 m/s, Ρόδος 3.4 έως 6.2 m/s). Στις Κυκλάδες από την άλλη, οι θεωρητικές παράμετροι κλίμακας μεγιστοποιούνται για τα δείγματα καταγραφών, τόσο των χειμερινών μηνών (Πάρος 6.3 m/s, Μύκονος και Σαντορίνη 7.4 m/s, Νάξος 9 m/s και Μήλος 10 m/s), όσο και των καλοκαιρινών (Πάρος 7.6 m/s, Μύκονος 8.9 m/s Σαντορίνη 6.7 m/s, Νάξος και Μήλος 7.5 m/s), ενώ το υπόλοιπο έτος προκύπτουν αρκετά μειωμένες (4.9 έως 7.6 m/s).

Αντίστοιχα και με την ανάλυση για την παράμετρο σχήματος, λεπτομερέστερες πληροφορίες σχετικά με τις τιμές που εκτιμήθηκαν για την παράμετρο κλίμακας των θεωρητικών κατανομών, αναφέρονται στον Πίνακα Α8 του Παραρτήματος Α. Στη συνέχεια και για λόγους άμεσης σύγκρισης με την εικόνα (3.14), παρατίθεται για τους αντίστοιχους μήνες η εικόνα (3.15) με τη χρονική διακύμανση της παραμέτρου κλίμακας. Το αντίστοιχο εύρος τιμών για κάθε μήνα είναι σε αυτήν την περίπτωση 2.8 έως 10.4 m/s για τον Φεβρουάριο, 2.6

έως 7.8 m/s για τον Μάιο, 2.6 έως 11.6 m/s για τον Αύγουστο και 2.3 έως 8.3 m/s για τον Νοέμβριο.



Εικόνα 3.15 Χωρική κατανομή της παραμέτρου κλίμακας (c) για τις θεωρητικές κατανομές των μέσων ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου, για τους μήνες Φεβρουάριο (πάνω αριστερά), Μάιο (πάνω δεξιά), Αύγουστο (κάτω δεξιά) και Νοέμβριο (κάτω αριστερά).

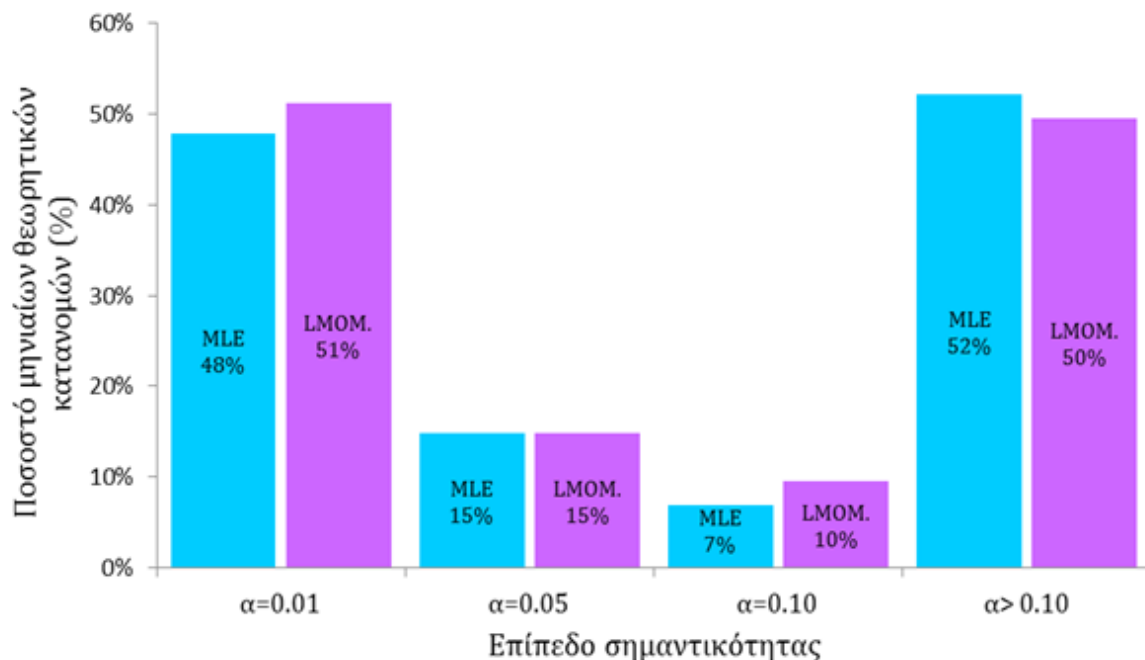
Αν και με μια πρώτη ματιά οι θεωρητικές κατανομές που εκτιμώνται από τις δύο μεθόδους δεν φαίνεται να αποκλίνουν σημαντικά, εντούτοις, εξετάζοντας προσεκτικότερα τα αποτελέσματα από την εφαρμογή των ελέγχων εκτίμησης της καταλληλότητάς τους, φανερώνεται μια σχετική υπεροχή της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας, έναντι της μεθόδου των L-ροπών.

Πιο συγκεκριμένα, η απόσταση D_{max} που υπολογίστηκε από το κριτήριο Kolmogorov-Smirnov, ανάμεσα στην ετήσια εμπειρική (δείγμα καταγραφών) και την αντίστοιχη θεωρητική αθροιστική συνάρτηση κατανομής, που εκτιμήθηκε μέσω της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας, προκύπτει για το 60% του συνόλου των κατανομών, μικρότερη σε σχέση με την αντίστοιχη υπολογισμένη με τη μέθοδο των L ροπών. Πρέπει να σημειωθεί ωστόσο, ότι η απόσταση $D_{n,max}$ για επίπεδα σημαντικότητας $\alpha=0.01, 0.05, 0.10$, μεταξύ των ετήσιων εμπειρικών κατανομών και των θεωρητικών, λόγω και του μεγάλου αριθμού των δειγμάτων, προκύπτει αρκετά μικρή. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, οι θεωρητικές χρονοσειρές υπολογισμένες με τη μέθοδο μέγιστης πιθανοφάνειας, να προσεγγίζουν ικανοποιητικά, μόνο τις εμπειρικές κατανομές της K_w και της Σαντορίνης σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.01$, της

Λήμνου σε επίπεδο $\alpha=0.05$ και της Χίου και Μυτιλήνης σε $\alpha=0.10$. Αντίστοιχα από τις θεωρητικές κατανομές της μεθόδου των L-ροπών ικανοποιούν το κριτήριο, μόνο εκείνες της Κω σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.01$ (και μάλιστα η απόσταση D_{max} από την εμπειρική προκύπτει μικρότερη από την αντίστοιχη για τη θεωρητική της μέγιστης πιθανοφάνειας) και της Σαντορίνης σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.1$.

Από την εφαρμογή του κριτηρίου για την εκτίμηση καταλληλότητας των μηνιαίων θεωρητικών κατανομών, προκύπτει ότι σε ποσοστό 55% επί του συνόλου, οι αθροιστικές θεωρητικές κατανομές πιθανότητας της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας, εμφανίζουν μικρότερη απόσταση D_{max} με τις εμπειρικές, συγκριτικά με τις αντίστοιχες θεωρητικές που εκτιμώνται από την μέθοδο των L-ροπών. Εξετάζοντας όμως, λεπτομερέστερα, με γνώμονα τα αντίστοιχα επίπεδα σημαντικότητας στα οποία εντάσσονται οι προκύπτουσες αποστάσεις, παρατηρείται ότι οι θεωρητικές κατανομές της μεθόδου των L-ροπών, όχι απλά αποτυγχάνουν λιγότερες φορές να ενταχθούν σε κάποιο από τα τρία επίπεδα σημαντικότητας ($\alpha=0.01, 0.05, 0.10$), αλλά εμφανίζουν οριακά μεγαλύτερα ποσοστά θεωρητικών κατανομών που εντάσσονται στο κάθε ένα από αυτά. Παρόλα αυτά και οι δύο μέθοδοι αποτυγχάνουν στο να περιγράψουν ικανοποιητικά, σχεδόν τις μισές εμπειρικές κατανομές των σταθμών με βάση τον έλεγχο αυτό.

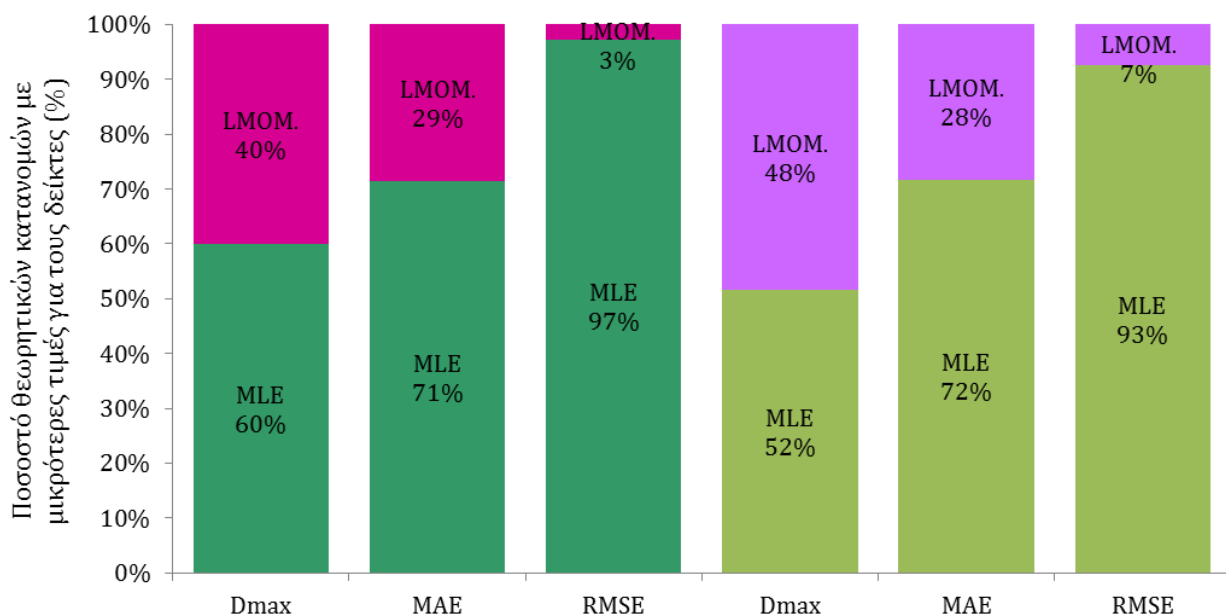
Σχηματικά οι πιο πάνω παρατηρήσεις αποτυπώνονται στην ακόλουθη εικόνα (3.16), ενώ αναλυτικές πληροφορίες, τόσο για τις αποστάσεις D_{max} που προέκυψαν από την εφαρμογή του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov, όσο και για τα αντίστοιχα (ανώτερα) επίπεδα σημαντικότητας, παρατίθενται στον Πίνακα A9 του Παραρτήματος Α. Εκεί, η κάθε τιμή χρωματίζεται διαφορετικά, ανάλογα με το επίπεδο σημαντικότητας στο οποίο εντάσσεται η προκύπτουσα απόσταση, συναρτήσει και του μεγέθους του εκάστοτε δείγματος.



Εικόνα 3.16 Συγκριτικό γράφημα μεταξύ της μεθόδου των L-ροπών (LMOM.) και της μεθόδου Μέγιστης Πιθανοφάνειας (MLE), ως προς τα ποσοστά των μηνιαίων θεωρητικών κατανομών που εκτιμήθηκαν από κάθε μια και εντάσσονται στα αντίστοιχα επίπεδα σημαντικότητας $\alpha=0.01, 0.05, 0.1$, βάση του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov.

Εντονότερες γίνονται οι διαφορές των δύο μεθόδων, εξετάζοντας τις τιμές που προκύπτουν για το μέσο απόλυτο (MAE) και μέσο τετραγωνικό σφάλμα (RMSE). Για το μεν πρώτο, η μέθοδος μέγιστης πιθανοφάνειας παρουσιάζει μικρότερες τιμές στο 71% του συνόλου των ετήσιων κατανομών, ενώ για το δεύτερο στο 97% του συνόλου. Αντίστοιχα υψηλά είναι και τα ποσοστά για τις μηνιαίες θεωρητικές κατανομές της μεθόδου (72% και 93% αντίστοιχα για τα δύο σφάλματα), έναντι αυτών που εκτιμήθηκαν με L-ροπές. Η διαφορά των τιμών των δύο παραπάνω σφαλμάτων, έγκειται στο γεγονός ότι για τον υπολογισμό του δεύτερου, οι διαφορές των ταχυτήτων, υψώνονται αρχικά στο τετράγωνο. Μέσω αυτής της διαδικασίας, τα βάρη των ακραίων τιμών στον υπολογισμό της μέσης τιμής, είναι μεγαλύτερα και κατ' αναλογία υψηλότερες τιμές φανερώνουν εντονότερη επίδραση. Για το λόγο αυτό, κατά κανόνα το RMSE παίρνει τιμές μεγαλύτερες ή ίσες από το MAE. Αυτή η παρατήρηση οδηγεί στο συμπέρασμα, ότι η μέθοδος μέγιστης πιθανοφάνειας, περιγράφει πιο ικανοποιητικά τις ακραίες τιμές (υψηλές ταχύτητες) των δειγμάτων, γεγονός που σχετίζεται και με το ότι οι παράμετροι σχήματος των θεωρητικών κατανομών που εκτιμώνται μέσω της μεθόδου αυτής, παίρνουν γενικά μικρότερες τιμές σε σχέση με αυτές της μεθόδου των L-ροπών και κατά συνέπεια έχουν πιο «μακριές» (δεξιές) ουρές.

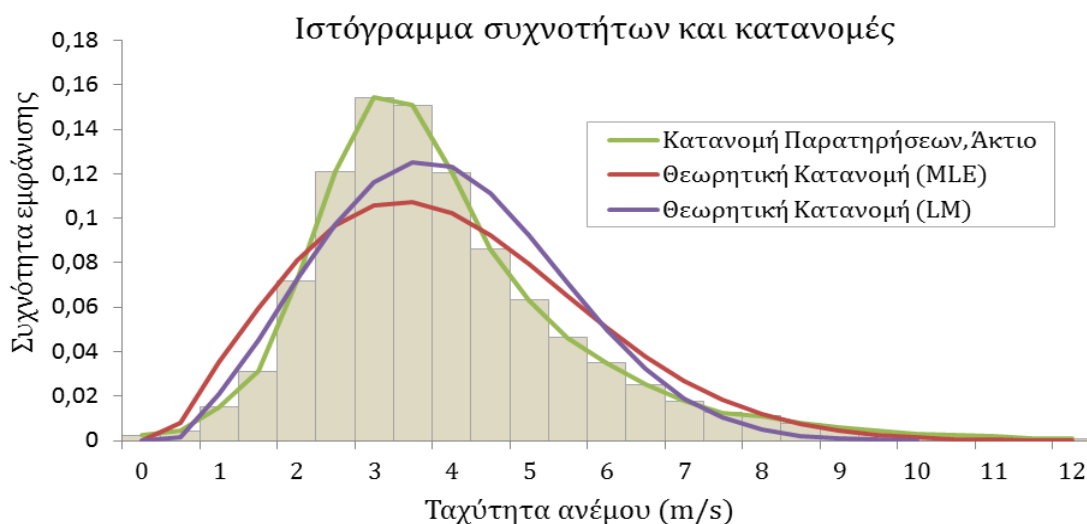
Συνοπτικά η συμπεριφορά των θεωρητικών κατανομών που προέκυψαν από την εφαρμογή των δύο μεθόδων, όσον αφορά στα κριτήρια που αναφέρθηκαν νωρίτερα, αποτυπώνεται στην εικόνα που ακολουθεί (3.17). Οι τρεις στήλες στα αριστερά του γραφήματος αναφέρονται στα ποσοστά των ετήσιων θεωρητικών κατανομών που εμφανίζουν μικρότερες τιμές για κάθε έναν από τους δείκτες, ενώ οι δεξιά στήλες στα αντίστοιχα ποσοστά των μηνιαίων θεωρητικών κατανομών.



Εικόνα 3.17 Συγκριτικό γράφημα όπου αποτυπώνεται η καταλληλότητα των θεωρητικών κατανομών που προέκυψαν από την μέθοδο της Μέγιστης Πιθανοφάνειας (MLE) και των L-ροπών (LMOM.) στο να περιγράψουν καλύτερα τις δειγματικές κατανομές, σύμφωνα με τους δείκτες που αναφέρονται στον άξονα των τετμημένων. Τα ποσοστά αναφέρονται στο σύνολο των ετήσιων (3 στήλες στα αριστερά της εικόνας) και μηνιαίων (3 στήλες στα δεξιά της εικόνας) δειγματικών κατανομών για κάθε σταθμό.

Αν και τα ποσοστά που αναφέρθηκαν προηγούμενα, παρέχουν αρχικά μια συγκριτική εικόνα ανάμεσα στις δύο μεθόδους, οι διαφορές τους ωστόσο, φαίνονται ίσως εντονότερα, στις

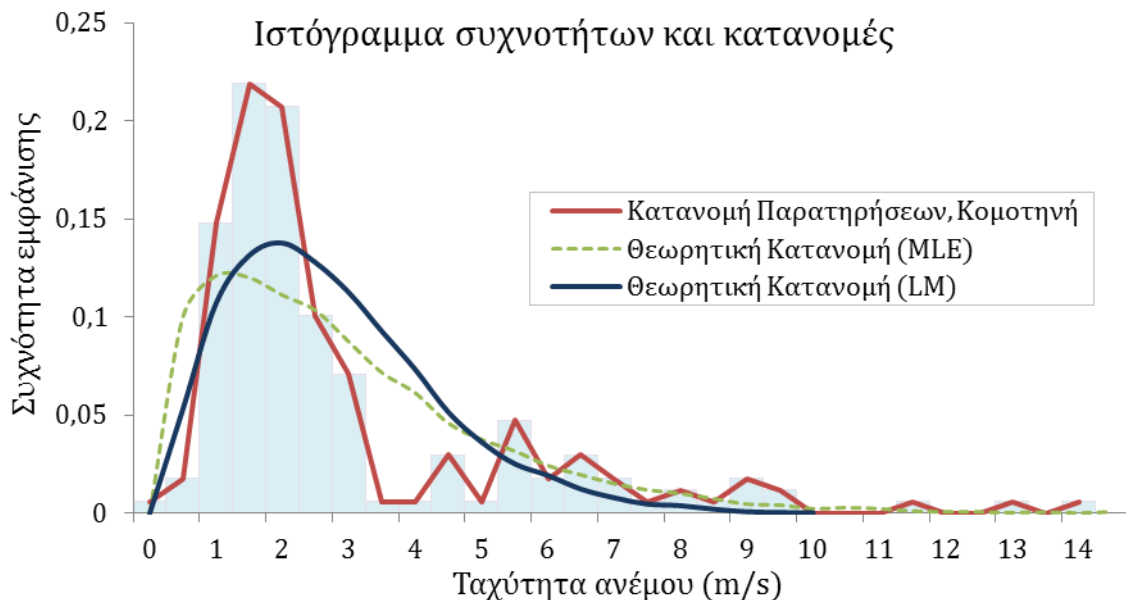
περιπτώσεις εκείνες, για τις οποίες οι θεωρητικές κατανομές που εκτιμώνται και από τις δύο, αποτυγχάνουν να περιγράψουν ικανοποιητικά τις κατανομές των παρατηρήσεων. Ένα τέτοιο παράδειγμα, παρατίθεται στην εικόνα, η οποία αποτελεί το ιστόγραμμα συχνοτήτων της μέσης ετήσιας ημερήσιας ταχύτητας για τον σταθμό του Ακτίου (εικόνα 3.18). Όπως διαπιστώνεται, η μεν θεωρητική κατανομή που εκτιμήθηκε μέσω της μεθόδου των L-ροπών ($k=2.587$, $c=4.116$ m/s), προσεγγίζει πιο ικανοποιητικά την κατανομή των παρατηρήσεων από την κορυφή της και αριστερά, ενώ αντίθετα, η θεωρητική κατανομή που εκτιμήθηκε με την μέθοδο μέγιστης πιθανοφάνειας ($k=2.145$, $c=4.173$ m/s), φαίνεται να πλησιάζει πιο κοντά στην δεξιά ουρά της κατανομής, ακόμα και για τη συχνότητα εμφάνισης της μέγιστης καταγραφής. (Ενδεικτικά, η απόσταση D_{max} του ελέγχου Kolmogorov-Smirnov, προέκυψε για την μεν θεωρητική της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας $D_{max}=0.077$, ενώ για την θεωρητική της μεθόδου των L-ροπών $D_{max}=0.076$). Με αυτήν την παρατήρηση, δικαιολογούνται και οι τιμές των σφαλμάτων που υπολογίζονται για τις δύο μεθόδους. Έτσι, το μέσο απόλυτο σφάλμα (MAE), προκύπτει μεγαλύτερο για τη θεωρητική κατανομή στην περίπτωση της μέγιστης πιθανοφάνειας (MAE=0.29 m/s έναντι του MAE=0.267 m/s της θεωρητικής κατανομής της μεθόδου των L-ροπών), αφού φαίνεται να απέχει αρκετά τόσο από την κορυφή, όσο και από την αριστερή ουρά της κατανομής των παρατηρήσεων. Αντίθετα όμως, το μέσο τετραγωνικό σφάλμα (RMSE) για αυτήν την κατανομή (RMSE=0.398 m/s), προκύπτει μικρότερο από εκείνο της θεωρητικής που εκτιμήθηκε με L-ροπές (RMSE=0.528 m/s), αφού για την δεύτερη, οι μεγαλύτερες αποστάσεις από την κατανομή των παρατηρήσεων, εμφανίζονται στις ταχύτητες μετά την κορυφή και πολύ περισσότερο στο δεξί άκρο της. Όπως εύκολα προκύπτει από τα παραπάνω, η εξέταση καθενός από τα δύο αυτά σφάλματα, ανεξάρτητα, μπορεί να οδηγήσει σε αντικρουόμενες λύσεις. Πιο χρήσιμη κρίνεται η συγκριτική εξέταση και των δύο σφαλμάτων από κοινού, ιδιαίτερα σε εφαρμογές όπως αυτές των αιολικών, όπου δίνεται έμφαση στην εκτίμηση των συχνοτήτων, τόσο των ακραίων ταχυτήτων, όσο και των επικρατούντων εντάσεων μιας περιοχής.



Εικόνα 3.18 Ιστόγραμμα συχνοτήτων (μπαρές) και κατανομές (θεωρητικές και παρατηρήσεων-συνεχείς γραμμές), για την μέση ετήσια ημερήσια ταχύτητα ανέμου στον σταθμό του Ακτίου. Στην περίπτωση αυτή, οι θεωρητικές κατανομές και των δυο μεθόδων, αποτυγχάνουν να περιγράψουν το δείγμα καταγραφών του σταθμού.

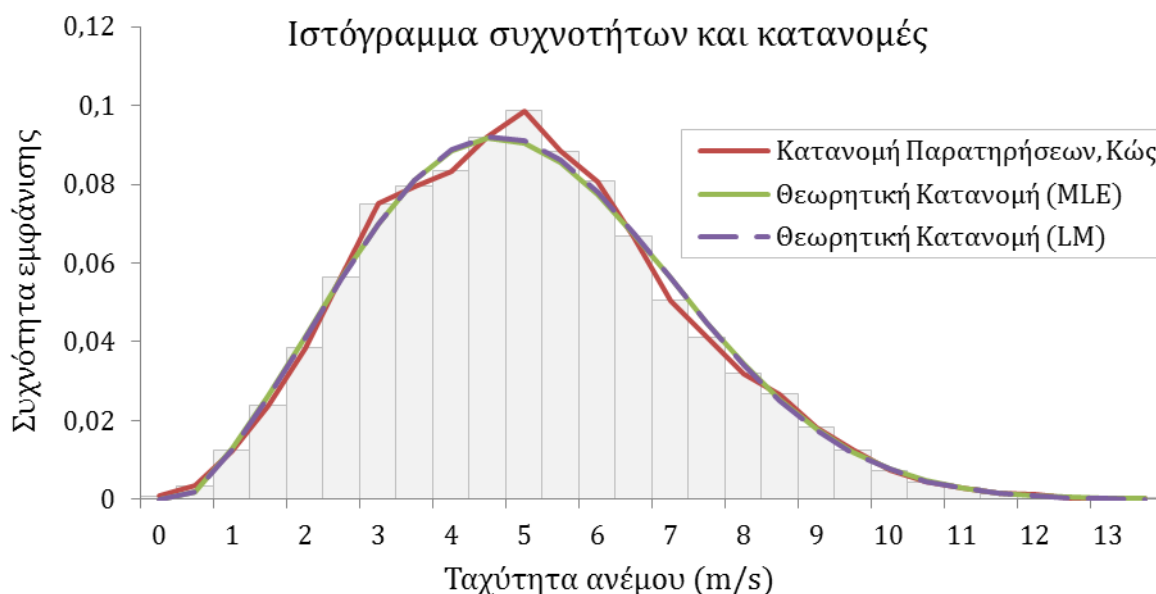
Σε αντιστοιχία με τα όσα αναφέρθηκαν προηγούμενα, παρατίθεται το ιστόγραμμα συχνοτήτων της μέσης ημερήσιας ταχύτητας του Φεβρουαρίου, για τον σταθμό της Κομοτηνής (εικόνα 3.19). Και σε αυτή την περίπτωση οι θεωρητικές κατανομές και από τις

δύο μεθόδους, αποτυγχάνουν στο να περιγράψουν ικανοποιητικά την κατανομή του δείγματος καταγραφών. Είναι μολιστατά εμφανής, η τάση που εντοπίστηκε και νωρίτερα στον σταθμό του Ακτίου, δηλαδή, η προσπάθεια της θεωρητικής κατανομής που αντιστοιχεί στη μέθοδο πιθανοφάνειας, να προσεγγίσει τις μέγιστες ταχύτητες του δείγματος. Οι παράμετροι σχήματος των θεωρητικών κατανομών είναι $k=1.26$ και $k=1.65$, ενώ οι παράμετροι κλίμακας $c=2.94$ m/s και $c=2.82$ m/s, για την μέθοδο της μέγιστης πιθανοφάνειας και των L-ροπών, αντίστοιχα.



Εικόνα 3.19 Ιστόγραμμα συχνοτήτων (μπαρές) και κατανομές (θεωρητικές και παρατηρήσεων-συνεχείς γραμμές), για την μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου τον Φεβρουάριο, στον σταθμό της Κομοτηνής. Στην περίπτωση αυτή, οι θεωρητικές κατανομές και των δυο μεθόδων, αποτυγχάνουν να περιγράψουν το δείγμα καταγραφών του σταθμού.

Αντίστοιχη εικόνα παρατηρείται από το σύνολο των ιστογραμμάτων των παρατηρήσεων. Οι περιπτώσεις όμως στις οποίες δεν προκύπτει κατάλληλη θεωρητική κατανομή για αυτά, συμπυκνώνουν αρκετά χρήσιμες πληροφορίες για την προσέγγιση που επιχειρεί η κάθε μέθοδος. Σε αντίθετη περίπτωση, οι θεωρητικές κατανομές που εκτιμώνται και από τις δύο μεθόδους, σχεδόν ταυτίζονται, με αποτέλεσμα οι πληροφορίες αυτές να γίνονται πιο «δυσανάγνωστες». Για λόγους σύγκρισης, παρατίθεται παρακάτω, το ιστογράμμα της ετήσιας κατανομής των παρατηρήσεων στην Κω (εικόνα 3.20), την οποία με βάση τους ελέγχους που αναφέρθηκαν πιο πάνω, φαίνεται να περιγράφει πιο ικανοποιητικά η θεωρητική κατανομή που εκτιμήθηκε μέσω των L-ροπών. Όπως βλέπουμε, οι δύο θεωρητικές κατανομές ταυτίζονται σχεδόν σε όλο το μήκος τους, με εξαίρεση ένα πολύ μικρό κομμάτι της κορυφής. Η τάση που παρατηρήσαμε νωρίτερα, δηλαδή η θεωρητική κατανομή που προκύπτει από την μέθοδο των ροπών, να προσεγγίζει την κορυφή της κατανομής, ισχύει και σε αυτή την περίπτωση και είναι αυτό που παίζει τον καθοριστικό ρόλο στην επιλογή μεταξύ των δύο θεωρητικών κατανομών. Οι παράμετροι σχήματος των θεωρητικών κατανομών είναι $k=2.452$ και $k=2.468$, ενώ οι παράμετροι κλίμακας $c=5.416$ m/s και $c=5.413$ m/s, για την μέθοδο της μέγιστης πιθανοφάνειας και των L-ροπών, αντίστοιχα.

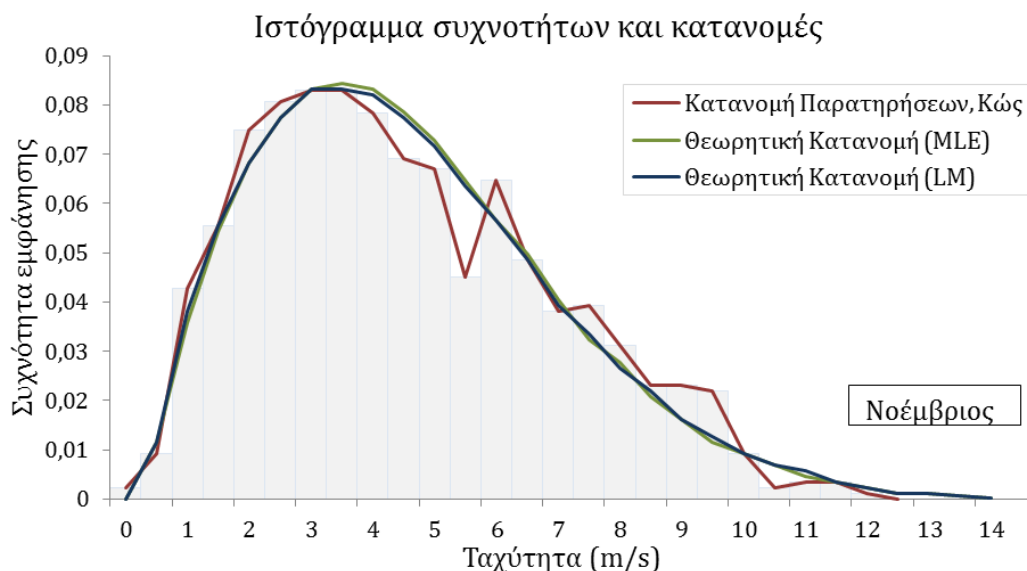
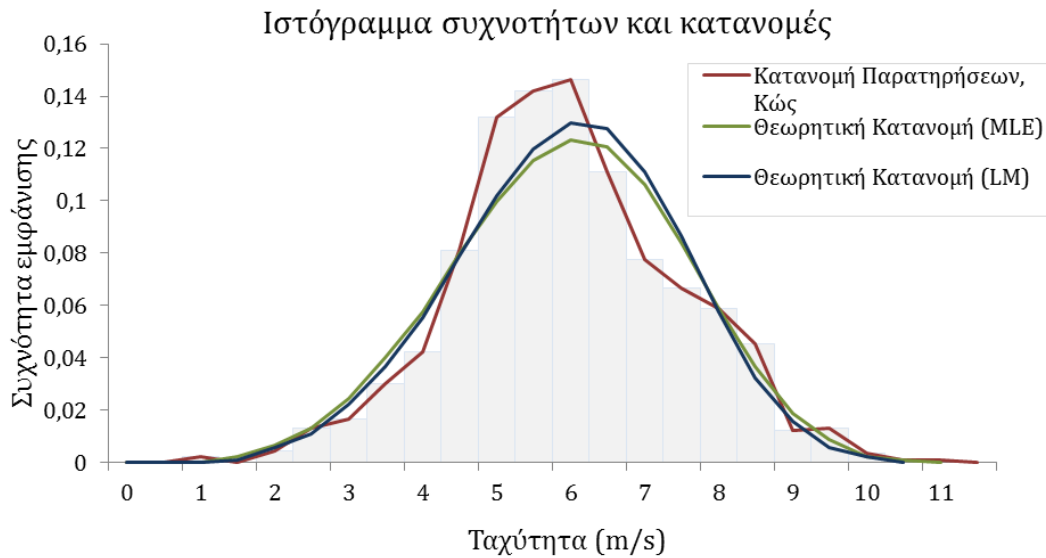


Εικόνα 3.20 Ιστόγραμμα συχνοτήτων (μπαρές) και κατανομές (θεωρητικές και παρατηρήσεων-συνεχείς γραμμές), για την μέση ετήσια ημερήσια ταχύτητα ανέμου, στον σταθμό της Κω. Στην περίπτωση αυτή, οι θεωρητικές κατανομές και των δυο μεθόδων, περιγράφουν ικανοποιητικά το δείγμα καταγραφών του σταθμού, σύμφωνα με τον έλεγχο Kolmogorov-Smirnov.

Στους σταθμούς των Δωδεκανήσων, όπως αναφέρθηκε νωρίτερα, οι τιμές των θεωρητικών κατανομών εμφανίζουν αρκετά μεγάλη διασπορά κατά τη διάρκεια του έτους. Παρατηρείται για παράδειγμα, ότι στην Κω η παράμετρος σχήματος για τις θεωρητικές κατανομές των θερινών μηνών είναι υπερδιπλάσια σε σχέση με αυτή για τις κατανομές του φθινοπώρου, χωρίς όμως να ακολουθεί την ίδια μεταβολή και η παράμετρος κλίμακας. Αυτή η μεταβολή δικαιολογείται κυρίως από τη θέση του σταθμού στο Αιγαίο, όπου όπως εξηγήθηκε στην αρχή του κεφαλαίου, κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού πνέουν σταθερά ισχυροί άνεμοι στην περιοχή, οι οποίοι καταλαγιάζουν το φθινόπωρο. Η θεώρηση προφανώς, μόνο των μέσων ταχυτήτων για κάθε μήνα, αφήνει στο σκοτάδι βασικές πληροφορίες για το είδος της κατανομής και η παρατήρηση τέτοιων διασπορών στις παραμέτρους, ίσως να ξενίζει ορισμένους. Με μια πιο κοντινή ματιά όμως, διαπιστώνεται ότι κάτι τέτοιο είναι επαρκώς δικαιολογημένο, με βάση το συγκεκριμένο δείγμα καταγραφών.

Εξετάζοντας για παράδειγμα, τα ιστογράμματα καταγραφών των ημερήσιων ταχυτήτων για τους μήνες Αύγουστο και Νοέμβριο, η εικόνα που προκύπτει είναι αρκετά διαφορετική για τους δύο μήνες (εικόνα 3.21). Τον Αύγουστο παρατηρείται εν πρώτοις μικρότερη διασπορά των ταχυτήτων γύρω από τη μέση, με σχεδόν πλήρη απουσία είτε πολύ χαμηλών είτε πολύ υψηλών ταχυτήτων, ενώ περίπου το μισό δείγμα βρίσκεται εντός ενός εύρους ταχυτήτων από 5 m/s έως 6 m/s. Η παράμετρος σχήματος λοιπόν, η οποία όπως εξηγήθηκε αντικατοπτρίζει το πόσο «αιχμηρή» είναι η κατανομή, αλλά και τον συντελεστή μεταβλητότητας του δείγματος, δικαιολογημένα προκύπτει αρκετά υψηλή. Συγκεκριμένα, η θεωρητική κατανομή της μεθόδου της μέγιστης πιθανοφάνειας, έχει παράμετρο σχήματος $k=3.99$ και παράμετρο κλίμακας $c=5.94$ m/s, ενώ η θεωρητική κατανομή της μεθόδου των L-ροπών, έχει παράμετρο σχήματος $k=4.27$ και κλίμακας $c=5.93$ m/s, αντίστοιχα. Συγκρίνοντας τις δύο θεωρητικές κατανομές, διαπιστώνεται και εδώ η ίδια συμπεριφορά που εξηγήθηκε νωρίτερα ως προς την προσέγγιση της κάθε μεθόδου. Με βάση κριτήριο Kolmogorov-Smirnov, υπερέχει η θεωρητική κατανομή της μεθόδου των L-ροπών, για την οποία η απόσταση D_{max} από την

εμπειρική του δείγματος, υπολογίστηκε σε 0.033, έναντι της αντίστοιχης $D_{max}=0.036$, της θεωρητικής της μέγιστης πιθανοφάνειας. Τον Νοέμβριο από την άλλη, το εύρος των παρατηρήσεων είναι αρκετά μεγαλύτερο σε σχέση με πριν και η κατανομή λιγότερο «αιχμηρή», εξού και οι αισθητά μικρότερες τιμές της παραμέτρου σχήματος. Οι παράμετροι σχήματος είναι $k=1.87$ και $k=1.84$, ενώ οι παράμετροι κλίμακας $c=4.87$ m/s και $c=4.88$ m/s, για την θεωρητική κατανομή της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας και L-ροπών, αντίστοιχα. Και για το δείγμα καταγραφών του Νοεμβρίου, καταλληλότερη θεωρητική κατανομή με βάση το κριτήριο Kolmogorov-Smirnov, αναδείχτηκε η θεωρητική κατανομή των L-ροπών ($D_{max}=0.024$, έναντι $D_{max}=0.027$ της θεωρητικής της μέγιστης πιθανοφάνειας).



Εικόνα 3.21 Ιστόγραμμα συχνοτήτων (μπάρες) και κατανομές (θεωρητικές και παρατηρήσεων-συνεχείς γραμμές), για την ημερήσια ταχύτητα ανέμου του Αυγούστου (πάνω) και του Νοεμβρίου (κάτω), στον σταθμό της Κω. Στην περίπτωση αυτή, οι θεωρητικές κατανομές και των δυο μεθόδων, περιγράφουν ικανοποιητικά το δείγμα καταγραφών του σταθμού, σύμφωνα με τον έλεγχο Kolmogorov-Smirnov.

3.4.1 Θεωρητικές σχέσεις που διέπουν την παραγωγή αιολικής ισχύος

Η κινητική ενέργεια (Nm) που περιέχεται σε μια μάζα αέρα m , κινούμενη με ταχύτητα u δίνεται από τη σχέση :

$$E = \frac{1}{2} mu^2 \quad (3.22)$$

Η ροή μάζας αέρα (kg/s) πυκνότητας ρ , μέσω μιας δεδομένης διατομής A στη μονάδα του χρόνου, μπορεί να εκφραστεί από τη σχέση:

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \rho u A \quad (3.23)$$

Συνδιάζοντας τις δύο παραπάνω σχέσεις (3.22) και (3.23), που εκφράζουν την κινητική ενέργεια και τη ροή μάζας, προκύπτει το ποσό της ενέργειας που διέρχεται μέσω μιας διατομής A στη μονάδα του χρόνου, δηλαδή η ισχύς P (W):

$$P = \dot{E} = \frac{1}{2} \dot{m} u^2 = \frac{1}{2} \rho A u u^2 = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (3.24)$$

Στην πράξη βέβαια, καμία αιολική μηχανή δεν μπορεί να μετατρέψει ολόκληρη την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική. Το μέγιστο ποσό της κινητικής ενέργειας που μπορεί να δεσμεύσει μια ιδανική αιολική μηχανή, υπολογίστηκε από τον Betz, μεταξύ 1922 και 1925. Θεωρώντας μια ιδανική πτερωτή (δίσκος ενέργειας), υπολόγισε τη μηχανική ισχύ που παράγεται από τον μετατροπέα της ιδανικής αιολικής μηχανής, συναρτήσει των ταχυτήτων του ρεύματος στην προσήνεμη και την υπήνεμη πλευρά της πτερωτής και της διαμέτρου αυτής. Ο λόγος της μηχανικής ισχύος που παράγεται από τον μετατροπέα, προς αυτήν του μη διαταραγμένου ρεύματος αέρα (3.24), καλείται «συντελεστής ισχύος, C_p » και εμφανίζει μέγιστο στην τιμή $C_{p,max}=16/27=0.593$, όταν ο λόγος των ταχυτήτων πρίν (μη διαταραγμένο ρεύμα) και μετά τον μετατροπέα, γίνεται 1/3. Ο ιδανικός αυτός συντελεστής ισχύος, αναφέρεται συχνά ως όριο Betz και μέσω αυτού, προκύπτει η θεωρητικά μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποδώσει μια αιολική μηχανή, σύμφωνα με τη σχέση:

$$P_{max} = C_{p,max} P = \frac{16}{27} \frac{\rho u^3}{2} A \quad (3.25)$$

Ακόμα και αυτή η τιμή βέβαια, υπόκειται σε τεχνικούς περιορισμούς που σχετίζονται με τον τύπο κάθε ανεμογεννήτριας, τον σχεδιασμό της πτερωτής, την απόδοση των ηλεκτρολογικών και μηχανολογικών εξαρτημάτων της και πολλών άλλων παραγόντων. Έτσι, οι πιο σύγχρονες τεχνολογικά ανεμογεννήτριες, επιτυγχάνουν στο μέγιστο έναν συντελεστή ισχύος, της τάξης του $C_p=0.5$.

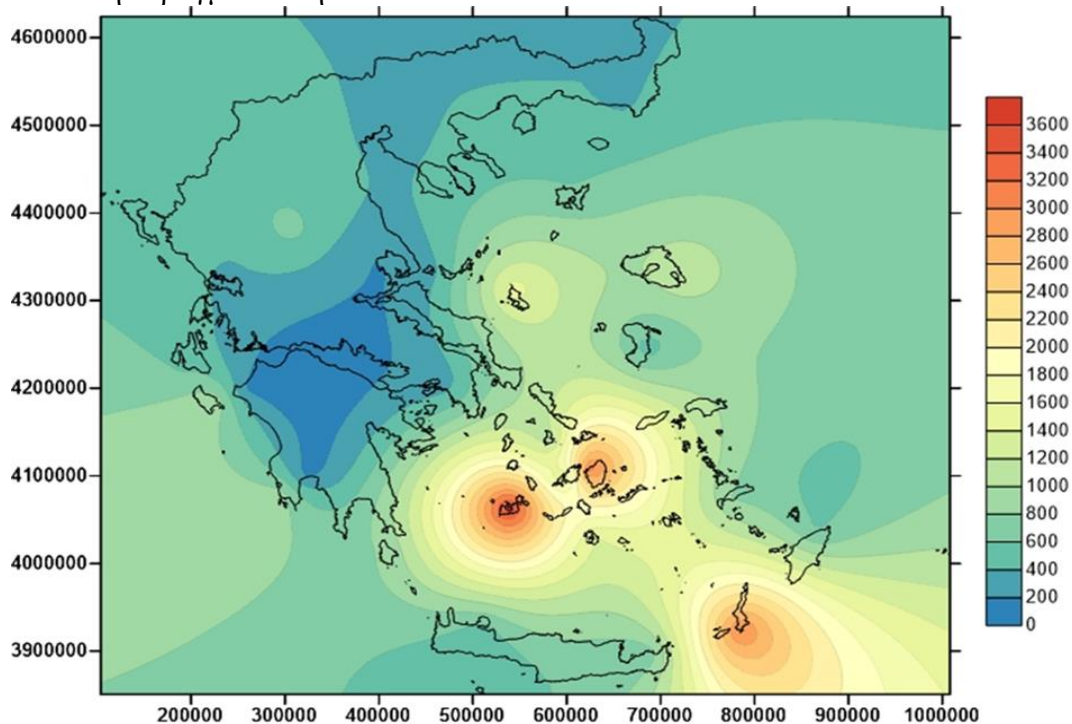
Για την εκτίμηση του θεωρητικά μέγιστου αιολικού δυναμικού, που μπορεί να παραχθεί στις περιοχές όπου είναι εγκατεστημένοι οι 35 σταθμοί μελέτης (εικόνα 3.9), αναλύθηκαν τα δείγματα καταγραφών ημερήσιας ταχύτητας, τόσο σε μηνιαία όσο και σε ετήσια βάση. Η σχέση που περιγράφει το θεωρητικά μέγιστο αιολικό δυναμικό (W/m^2), σε σύμπλευση και με όσα αναφέρθηκαν προηγουμένα, δίνεται από τη σχέση :

$$\frac{P_{max}}{A} = \frac{16}{27} \frac{\rho u^3}{2} \Leftrightarrow \frac{\bar{P}_{max}}{A} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N u_i^3 \quad (3.26)$$

όπου ρ (1.225 kg/m^3) η πυκνότητα του αέρα, N το μέγεθος του εκάστοτε δείγματος καταγραφών.

3.4.2 Εκτίμηση αιολικού δυναμικού βάσει των δειγματικών κατανομών

Ο υπολογισμός της μέγιστης ισχύος για κάθε σταθμό, αν και θα ήταν πιο απλό να υπολογιστεί μέσω της μέσης ταχύτητας για κάθε μήνα, εντούτοις, προτιμήθηκε η μελέτη των πραγματικών κατανομών των παρατηρήσεων για κάθε σταθμό, ώστε τα αποτελέσματα να είναι πιο συνεπή με την πραγματικότητα. Εξάλλου, αν και παλαιότερα συνηθίζονταν τέτοιες εκτιμήσεις με βάση τις μέσες ταχύτητες, πλέον δεν τυγχάνουν ιδιαίτερης αποδοχής, καθώς όπως συμπεραίνεται και από τα προηγούμενα κεφάλαια, μια τέτοια θεώρηση, θα υποεκτιμούσε σημαντικά την πραγματικότητα. Στην εικόνα που ακολουθεί (3.22) απεικονίζεται σε ισο-ενεργειακές καμπύλες, το θεωρητικά μέγιστο ετήσιο αιολικό δυναμικό που μπορεί να παραχθεί από κάθε περιοχή μελέτης, το οποίο προέκυψε αθροίζοντας τις αντίστοιχες μέσες μηνιαίες τιμές. Αξίζει να υπενθυμιστεί στο σημείο αυτό, ότι όλοι οι σταθμοί αναφέρονται σε κοινό υψόμετρο μέτρησης, τα 10 m από την επιφάνεια του εδάφους. Για τον υπολογισμό των καμπύλων εφαρμόστηκε η μέθοδος krigging σε περιβάλλον *Surfer-11*. Το αιολικό δυναμικό των περιοχών που απέχουν αρκετά από κάποιο σταθμό μελέτης (πχ. ενδοχώρα Πελοποννήσου) αποτελεί προσέγγιση μέσω της μεθόδου και μπορεί να διαφέρει αρκετά από την πραγματικότητα.



Εικόνα 3.22 Αποτύπωση μέσω ισο-δυναμικών καμπυλών του θεωρητικά μέγιστου ετήσιου αιολικού δυναμικού, το οποίο προέκυψε αθροίζοντας τις αντίστοιχες θεωρητικά μέγιστες μηνιαίες τιμές. Η χρωματική κλίμακα στα δεξιά του σχήματος, αναφέρεται σε τιμές W/m^2 .

Όπως εύκολα διαπιστώνεται από την παραπάνω εικόνα, οι περιοχές με το υψηλότερο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό, με βάση τα δείγματα καταγραφών, συμπίπτουν με εκείνες των μέγιστων εντάσεων. Συγκεκριμένα, τα νησιά των Κυκλάδων και τα Δωδεκάνησα, υπερέχουν σημαντικά έναντι των υπόλοιπων περιοχών που εξετάστηκαν. Τα μεγαλύτερα ετήσια αθροίσματα, διαθέσιμης ισχύος ανά τετραγωνικό μέτρο επιφάνειας ρότορα, παρατηρούνται στην Μήλο (3.6 KW/m^2), την Νάξο (3.1 KW/m^2), την Κάρπαθο (3 KW/m^2) και τη Μύκονο

(2.2 KW/m²). Στο Ιόνιο, η Ζάκυνθος (924 W/m²) και η Κεφαλονιά (551 W/m²), παρουσιάζουν επίσης πολύ ικανοποιητικά δείγματα. Στην νότια Πελοπόννησο, οι περιοχές της Μεθώνης (894 W/m²) και των Κυθήρων (866 W/m²) επιδεικνύουν αντίστοιχα αξιόλογο αιολικό δυναμικό, με αυτό σταθμών του νοτίου Αιγαίου, όπως της Κώ (791 W/m²), του Ηρακλείου (786 W/m²) και της Σητείας (703 W/m²). Από τους σταθμούς της ηπειρωτικής Ελλάδας, ξεχωρίζουν οι περιοχές των Τρικάλων (662 W/m²), του Ακτίου (419 W/m²) και του Ελληνικού (417 W/m²) στην κεντρική Ελλάδα, ενώ βορειότερα η Μακεδονία και η Θράκη εμφανίζουν μικρότερες τιμές (περί τα 380 W/m²). Οι πιο «φτωχές» ενεργειακά περιοχές με βάση το διαθέσιμο δείγμα καταγραφών φαίνεται να είναι αυτές της Καλαμάτας (117 W/m²) και της Ανδραβίδας (154 W/m²) στην Πελοπόννησο.

3.4.3 Εκτίμηση αιολικού δυναμικού μέσω θεωρητικών κατανομών

Στη συνέχεια επιχειρήθηκε να ελεγχθεί το κατά πόσο οι θεωρητικές κατανομές Weibull που εκτιμήθηκαν σε προηγούμενο στάδιο, προσεγγίζουν επαρκώς το αιολικό δυναμικό που υπολογίζεται από τα δείγματα καταγραφών. Επιλέγησαν για το σκοπό αυτό οι σταθμοί¹ (10) για τους οποίους, με βάση το κριτήριο Kolmogorov-Smirnov, οι θεωρητικές κατανομές που εκτιμήθηκαν από τις δύο μεθόδους, επιτυγχάνουν να προσεγγίσουν ικανοποιητικά τις κατανομές παρατηρήσεων τους σε επίπεδο σημαντικότητας (τουλάχιστον) $\alpha=0.05$, για όλους τους μήνες². Με βάση τις τιμές των παραμέτρων που προέκυψαν σε προηγούμενο στάδιο της ανάλυσης, υπολογίστηκαν στη συνέχεια, οι θεωρητικά μέγιστες τιμές του αιολικού δυναμικού για κάθε μήνα, σύμφωνα με τη σχέση :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \frac{16}{27} \rho A^3 c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \Leftrightarrow \frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \frac{16}{27} \rho c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (3.27)$$

όπου Γ είναι η συνάρτηση Γάμμα κατά αντιστοιχία και με τη σχέση 3.2 για την μέση τιμή της κατανομής Weibull.

Για να αξιολογηθούν τα αποτελέσματα της εκτίμησης του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού μέσω των θεωρητικών κατανομών Weibull, υπολογίστηκε το σχετικό σφάλμα μεταξύ της τιμής που προέκυψε από την κατανομή των παρατηρήσεων και εκείνη από την εκάστοτε θεωρητική κατανομή, υπό την έκφραση :

$$Err(\%) = 100 \cdot \frac{\bar{P}_{Weibull} - \bar{P}_{Παρατ.}}{\bar{P}_{Παρατ.}} \quad (3.28)$$

Σε αυτό το σημείο υπολογίστηκε επίσης, για λόγους σύγκρισης, το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό μέσω των μέσων τιμών των παρατηρημένων ταχυτήτων, το οποίο όπως αναφέρθηκε προηγουμένα, αναμένεται να παρουσιάζει μεγάλες αποκλίσεις με εκείνο που υπολογίστηκε νωρίτερα μέσω της κατανομής πυκνότητας πιθανότητας των παρατηρήσεων. Στη συνέχεια παρατίθενται συγκριτικός πίνακας με τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης, ξεχωριστά για κάθε σταθμό. Πιθανοφάνειας (WMLE) και L-ροπών (WLM), καθώς και τις αποκλίσεις

¹ Πρόκειται για τους σταθμούς: Κως, Κάρπαθος, Πάρος, Νάξος, Σαντορίνη, Σητεία, Ζάκυνθος, Μυτιλήνη, Λήμνος και Ρόδος.

² Στον Πίνακα Α9 του Παραρτήματος, παρατίθενται για μεγαλύτερη ευκρίνεια, οι αποστάσεις $D_{n,MAX}$ των θεωρητικών κατανομών των ημερήσιων ταχυτήτων κάθε μήνα για τους 10 αυτούς σταθμούς, σε διακριτές χρωματικές κλίμακες, ανάλογα με το επίπεδο σημαντικότητας στο οποίο ανήκει η απόσταση, βάσει του ελέγχου Kolmogorov-Smirnov.

Πίνακας 2. Συγκεντρωτικός πίνακας με τα αποτελέσματα της εκτίμησης του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού των περιοχών ανάλυσης (W/m^2), με βάση την κατανομή των παρατηρήσεων των δειγμάτων (ΣΠΠ), την μέση τιμή των ταχυτήτων των δειγμάτων (ΜΤ) και την μέση τιμή που υπολογίστηκε βάσει των θεωρητικών κατανομών της μεθόδου Μέγιστης Πιθανοφάνειας (WMLE) και της μεθόδου των L-ροπών (WLM). Παρατίθεται επίσης και το σχετικό σφάλμα, μεταξύ των μεθόδων ΜΤ, WMLE, WLM και ΣΠΠ.

Κώς	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
	ΙΑΝ	72,7	39,7	74,0	78,0	-45,4	1,66
ΦΕΒ	91,6	50,7	91,6	91,2	-44,6	-0,02	-0,43
ΜΑΡ	69,3	39,1	68,5	65,2	-43,6	-1,07	-5,83
ΑΠΡ	68,4	32,9	69,1	70,6	-51,9	1,03	3,24
ΜΑΙ	42,1	29,3	42,0	40,5	-30,4	-0,09	-3,63
ΙΟΥΝ	61,7	44,9	61,7	60,4	-27,2	0,06	-2,06
ΙΟΥΛ	82,3	67,8	82,5	81,2	-17,7	0,24	-1,35
ΑΥΓ	69,8	56,9	70,1	68,7	-18,5	0,37	-1,57
ΣΕΠ	56,0	38,9	56,0	53,7	-30,7	-0,13	-4,16
ΟΚΤ	49,5	28,7	49,2	47,3	-42,0	-0,63	-4,29
ΝΟΕ	59,1	29,1	60,1	61,6	-50,7	1,70	4,19
ΔΕΚ	68,4	36,2	69,1	70,6	-47,0	1,03	3,24

Κάρπαθος	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
	ΙΑΝ	163,8	94,8	163,3	161,1	-42,2	-0,32
ΦΕΒ	175,1	102,9	175,1	174,2	-41,2	0,00	-0,50
ΜΑΡ	174,2	97,6	172,6	164,6	-44,0	-0,94	-5,52
ΑΠΡ	166,2	97,9	166,2	164,7	-41,1	0,04	-0,89
ΜΑΙ	201,2	121,7	201,4	201,7	-39,5	0,10	0,27
ΙΟΥΝ	351,6	262,2	350,5	369,7	-25,4	-0,30	5,16
ΙΟΥΛ	578,8	467,1	575,6	588,4	-19,3	-0,55	1,65
ΑΥΓ	524,2	416,0	522,5	533,0	-20,6	-0,33	1,67
ΣΕΠ	298,8	190,4	300,7	314,9	-36,3	0,64	5,37
ΟΚΤ	178,1	91,6	179,6	178,3	-48,6	0,85	0,11
ΝΟΕ	126,9	62,5	125,5	120,3	-50,8	-1,10	-5,21
ΔΕΚ	136,8	77,7	137,6	139,1	-43,2	0,56	1,69

Πάρος	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
	ΙΑΝ	110,3	59,5	110,6	110,5	-46,0	0,30
ΦΕΒ	118,9	71,4	118,2	115,0	-40,0	-0,63	-3,30
ΜΑΡ	111,7	62,9	110,9	106,9	-43,7	-0,71	-4,32
ΑΠΡ	116,1	65,1	115,2	109,9	-43,9	-0,76	-5,33
ΜΑΙ	54,7	32,2	53,8	48,8	-41,1	-1,78	-10,90
ΙΟΥΝ	99,5	57,8	98,7	92,4	-41,9	-0,81	-7,20
ΙΟΥΛ	170,1	110,3	170,9	177,5	-35,2	0,45	4,35
ΑΥΓ	156,4	98,4	157,1	163,3	-37,1	0,44	4,37
ΣΕΠ	127,0	71,9	238,7	241,0	-43,4	88,02	89,86
ΟΚΤ	96,2	49,4	97,8	99,3	-48,6	1,72	3,28
ΝΟΕ	99,2	53,2	100,1	101,6	-46,4	0,93	2,41
ΔΕΚ	102,8	50,0	103,8	106,9	-51,4	0,93	3,97

Σητεία	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
	ΙΑΝ	53,0	18,6	53,8	54,8	-64,8	1,59
ΦΕΒ	51,4	22,0	52,9	54,4	-57,3	2,97	5,88
ΜΑΡ	88,3	35,0	90,7	92,1	-60,4	2,66	4,29
ΑΠΡ	59,2	17,1	57,9	54,1	-71,1	-2,25	-8,63
ΜΑΙ	29,5	8,6	27,7	23,4	-70,8	-6,07	-20,53
ΙΟΥΝ	50,5	21,0	51,8	52,8	-58,4	2,56	4,48
ΙΟΥΛ	100,6	56,5	102,8	110,8	-43,8	2,17	10,21
ΑΥΓ	78,5	34,1	82,4	90,5	-56,5	5,03	15,42
ΣΕΠ	56,7	15,1	60,0	61,0	-73,5	5,90	7,67
ΟΚΤ	45,9	10,0	46,5	42,9	-78,2	1,26	-6,48
ΝΟΕ	29,0	6,7	28,2	23,8	-76,9	-2,61	-17,72
ΔΕΚ	60,7	12,7	58,2	54,8	-79,2	-4,15	-9,73

Ζάκυνθος

	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
ΙΑΝ	121,6	50,7	123,7	121,2	-58,3	1,69	-0,32
ΦΕΒ	110,3	49,6	110,6	110,5	-55,0	0,34	0,18
ΜΑΡ	103,1	49,6	105,1	108,4	-51,8	1,96	5,15
ΑΠΡ	67,0	33,5	67,5	69,3	-50,0	0,83	3,44
ΜΑΙ	49,5	22,0	49,5	49,7	-55,6	-0,07	0,27
ΙΟΥΝ	47,4	18,3	47,9	49,3	-61,4	0,96	4,00
ΙΟΥΛ	56,1	26,1	56,1	56,0	-53,5	-0,03	-0,10
ΑΥΓ	47,1	23,3	47,6	49,0	-50,5	1,07	4,07
ΣΕΠ	51,2	29,1	50,6	49,9	-43,2	-1,19	-2,47
ΟΚΤ	77,8	33,7	77,5	74,6	-56,7	-0,39	-4,08
ΝΟΕ	79,5	32,9	81,3	81,1	-58,6	2,24	2,08
ΔΕΚ	116,5	49,6	119,4	124,9	-57,4	2,53	7,25

Σαντορίνη

	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
ΙΑΝ	159,5	90,1	158,7	154,2	-43,5	-0,46	-3,33
ΦΕΒ	172,2	104,7	173,5	180,2	-39,2	0,78	4,66
ΜΑΡ	146,2	90,6	146,5	148,3	-38,0	0,20	1,41
ΑΠΡ	103,4	62,2	103,9	105,8	-39,9	0,44	2,24
ΜΑΙ	70,8	41,6	70,3	67,9	-41,3	-0,66	-4,15
ΙΟΥΝ	85,6	56,1	85,4	83,0	-34,5	-0,26	-2,99
ΙΟΥΛ	109,5	78,7	109,5	108,9	-28,1	0,01	-0,53
ΑΥΓ	96,5	70,3	96,5	95,8	-27,1	0,03	-0,77
ΣΕΠ	87,9	51,6	87,5	84,9	-41,4	-0,50	-3,46
ΟΚΤ	94,0	48,4	96,6	102,9	-48,5	2,76	9,41
ΝΟΕ	110,6	57,3	111,6	114,8	-48,2	0,92	3,84
ΔΕΚ	149,3	78,9	150,4	152,6	-47,1	0,69	2,20

Ρόδος

	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
ΙΑΝ	53,2	19,3	53,8	52,9	-63,6	1,09	-0,42
ΦΕΒ	63,8	25,7	64,2	63,0	-59,7	0,51	-1,34
ΜΑΡ	59,4	26,7	58,3	55,8	-55,0	-1,80	-6,05
ΑΠΡ	52,7	28,5	51,8	48,6	-45,9	-1,81	-7,82
ΜΑΙ	46,3	29,9	46,3	46,4	-35,4	0,00	0,18
ΙΟΥΝ	68,4	50,4	68,3	69,7	-26,3	-0,10	1,96
ΙΟΥΛ	80,3	71,8	80,0	80,5	-10,6	-0,38	0,25
ΑΥΓ	76,3	69,4	76,1	76,4	-9,0	-0,24	0,20
ΣΕΠ	59,5	41,7	59,5	60,5	-29,9	0,04	1,75
ΟΚΤ	28,9	14,5	28,9	28,9	-49,8	0,08	-0,02
ΝΟΕ	31,5	9,9	29,9	26,1	-68,6	-4,94	-17,17
ΔΕΚ	49,8	15,0	48,7	45,2	-69,8	-2,19	-9,12

Μυτιλήνη

	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
ΙΑΝ	149,2	43,0	148,9	145,0	-71,2	-0,23	-2,83
ΦΕΒ	176,5	50,7	178,7	182,3	-71,3	1,24	3,27
ΜΑΡ	134,7	36,5	128,7	118,5	-72,9	-4,45	-12,02
ΑΠΡ	76,6	21,0	70,2	61,6	-72,5	-8,31	-19,60
ΜΑΙ	46,4	12,5	43,0	38,1	-73,1	-7,33	-17,87
ΙΟΥΝ	51,7	16,0	50,5	48,0	-69,1	-2,14	-7,13
ΙΟΥΛ	82,3	33,7	87,3	96,0	-59,0	6,06	16,63
ΑΥΓ	61,1	28,7	61,9	65,5	-53,1	1,34	7,19
ΣΕΠ	69,9	19,6	67,5	61,1	-71,9	-3,39	-12,48
ΟΚΤ	121,0	21,4	113,0	93,3	-82,3	-6,64	-22,87
ΝΟΕ	120,2	27,3	117,9	108,6	-77,3	-1,94	-9,67
ΔΕΚ	122,4	47,6	121,4	115,0	-61,1	-0,87	-6,08

Νάξος

	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
ΙΑΝ	411,1	167,5	431,1	452,1	-59,3	4,85	9,97
ΦΕΒ	444,2	192,0	468,2	506,8	-56,8	5,41	14,10
ΜΑΡ	363,8	144,2	375,3	378,3	-60,4	3,14	3,97
ΑΠΡ	154,6	71,4	149,4	131,2	-53,8	-3,40	-15,12
ΜΑΙ	99,8	48,7	96,6	85,2	-51,2	-3,20	-14,62
ΙΟΥΝ	100,1	49,3	91,7	75,5	-50,7	-8,31	-24,51
ΙΟΥΛ	201,3	116,7	203,0	205,6	-42,1	0,81	2,12
ΑΥΓ	178,3	125,0	179,6	183,4	-29,9	0,74	2,85
ΣΕΠ	232,3	119,7	238,7	241,0	-48,5	2,77	3,77
ΟΚΤ	304,9	141,8	337,6	366,0	-53,5	10,76	20,06
ΝΟΕ	317,0	118,7	341,5	368,1	-62,5	7,74	16,13
ΔΕΚ	352,5	138,3	368,2	375,1	-60,8	4,47	6,41

Λήμνος

	$P(W/m^2)$				Err(%)		
	ΣΠΠ	ΜΤ	WMLE	WLM	ΜΤ	WMLE	WLM
ΙΑΝ	142	50	157	185	-64,7	10,75	30,59
ΦΕΒ	151	57,7	158,1	164	-61,8	4,78	8,47
ΜΑΡ	115	47,2	115,1	112	-59,1	-0,24	-3,29
ΑΠΡ	52,5	23	51,24	47,3	-56,2	-2,44	-9,87
ΜΑΙ	38,8	17,8	37,26	33	-54,0	-4,07	-15,08
ΙΟΥΝ	30,7	15,9	29,76	26,6	-48,2	-3,19	-13,44
ΙΟΥΛ	51,7	29,1	50,93	47,9	-43,6	-1,45	-7,33
ΑΥΓ	61,6	36,3	61,52	61,1	-41,1	-0,06	-0,71
ΣΕΠ	65	27,7	61,84	54,9	-57,4	-4,93	-15,52
ΟΚΤ	117	40,8	119,1	115	-65,2	1,45	-1,66
ΝΟΕ	109	40,2	115,4	123	-62,9	6,28	13,71
ΔΕΚ	183	55,9	181,7	219	-69,5	-0,79	19,55

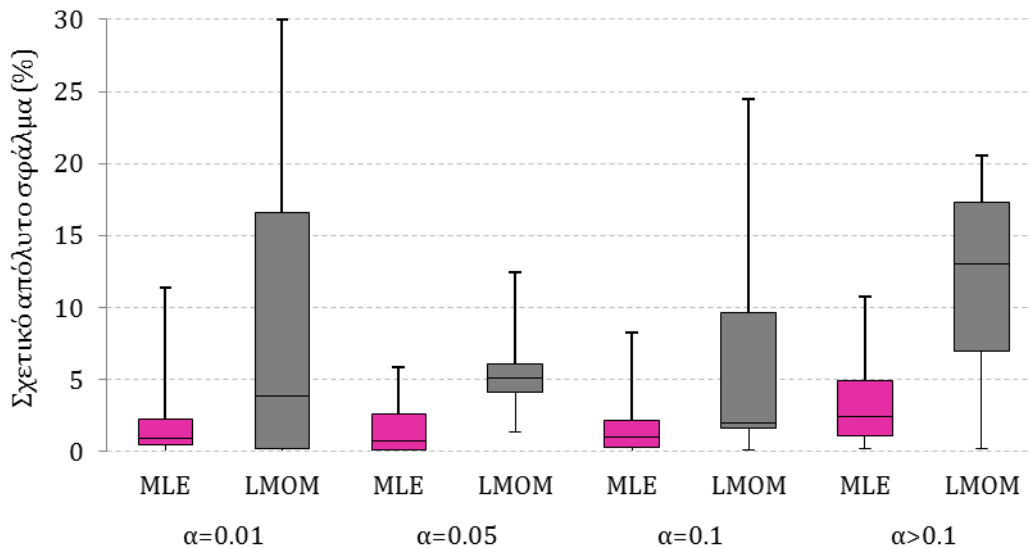
Αυτό που αποδεικνύεται και πιο συγκεκριμένα από τα παραπάνω, είναι η παρατήρηση που έγινε στην αρχή, σχετικά με την αναντιστοιχία προσέγγισης του διαθέσιμου δυναμικού μιας

περιοχής, μέσω των μέσων εντάσεων των ανέμων που πνέουν σε αυτήν. Συγκεκριμένα, για το σύνολο των μηνών κάθε σταθμού, η μέθοδος των μέσων δειγματικών τιμών, φαίνεται να υποτιμά συστηματικά την διαθέσιμη ισχύ ανά τετραγωνικό. Το σχετικό σφάλμα μεταξύ των τιμών ισχύος ανά τετραγωνικό, υπολογισμένων μέσω της κατανομής των παρατηρήσεων και των μέσων τιμών αυτών, κυμαίνεται μεταξύ 9% και 82%, με τις μισές τιμές αυτού να βρίσκονται σε εύρος 49% με 59% (άνω και κάτω 25% των σφαλμάτων). Το γεγονός αυτό, καταδεικνύει την προσέγγιση μέσω αυτής της απλοποιημένης πρακτικής, να φαντάζει άκρως αμφίβολη. Ίσως σε περιπτώσεις όπου δεν υπάρχει διαθέσιμο δείγμα καταγραφών για κάποια περιοχή, να μπορούσε να θεωρηθεί μια αντίστροφη προσέγγιση. Να χρησιμοποιηθεί δηλαδή, το εύρος που υπολογίστηκε προηγούμενα για το σχετικό σφάλμα (χονδροειδώς η μέση τιμή αυτού, ήτοι -50%) για να αντισταθμιστούν οι διαφορές με την πιο ακριβή προσέγγιση μέσω κατανομής. Αυτός ο «κανόνας» αντιστάθμισης θα μπορούσε να βρει εφαρμογή σε μικρομεσαίες ή οικιακές εγκαταστάσεις, όπου συνήθως πιο ακριβείς διαθέσιμες ανεμολογικές πληροφορίες είναι πιο περιορισμένες.

Σχετικά με την ακρίβεια προσέγγισης του θεωρητικά μέγιστου αιολικού δυναμικού των περιοχών που εξετάστηκαν, μέσω των κατανομών Weibull, προκύπτουν επίσης αρκετά ενδιαφέροντα συμπεράσματα. Αρχικά, αξίζει να σημειωθεί ότι ανεξάρτητα από τη μέθοδο με την οποία εκτιμήθηκε η κάθε θεωρητική κατανομή, η προσέγγιση της «δειγματικής» μέγιστης θεωρητικής ισχύος, δεν είναι πάντα ικανοποιητική. Η καθολική λοιπόν, χρήση της κατανομής Weibull, τίθεται για άλλη μια φορά υπό αμφισβήτηση, δεδομένου ότι εξετάστηκαν μόνο οι σταθμοί για τους οποίους οι θεωρητικές κατανομές Weibull είχαν κριθεί αξιόπιστες, βάση του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov. Μια ακόμα ενδιαφέρουσα παρατήρηση, αφορά στην συγκριτική επιλογή μεταξύ των θεωρητικών κατανομών των δύο μεθόδων. Η απάντηση στο ερώτημα, εάν εκείνη που κρίθηκε ότι εκτιμά καλύτερα την κατανομή παρατηρήσεων με βάση τον έλεγχο αξιοπιστίας Kolmogorov Smirnov, υπερέχει παράλληλα και στην εκτίμηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού που προκύπτει από το δείγμα, δεν είναι πάντοτε αυτονόητη. Στην πραγματικότητα, υπήρξαν αρκετές περιπτώσεις, όπου οι θεωρητικές κατανομές της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας, αν και απείχαν περισσότερο από τις αντίστοιχες εμπειρικές κατανομές των δειγμάτων, εντούτοις στην προσέγγιση της διαθέσιμης ισχύος, αποδείχτηκαν πιο αξιόπιστες. Για παράδειγμα, στον σταθμό της Ζακύνθου για τον Δεκέμβριο, ενώ με βάση την απόσταση D_{max} που υπολογίστηκε προηγούμενα ($D_{MLE}=0.04$ και $D_{LM}=0.037$), θα περίμενε κανείς, η προσέγγιση της διαθέσιμης ισχύος από την θεωρητική κατανομή της μεθόδου των L-ροπών να είναι πιο ακριβής, εντούτοις συνέβη το αντίθετο και μάλιστα με αρκετά καλύτερη προσέγγιση ($EIT_{MLE}= 1.39\%$ ενώ $EIT_{LM}= 5.95\%$). Υπήρξαν και περιπτώσεις όπου συνέβη το αντίστροφο, πολύ περιορισμένες τον αριθμό. Το γεγονός αυτό, πιθανόν να σχετίζεται με το ότι, όπως παρατηρήθηκε και νωρίτερα, οι θεωρητικές κατανομές της μεθόδου των L-ροπών έχουν συνήθως μεγαλύτερη παράμετρο κλίμακας, η οποία υψωμένη στον κύβο (σχέση 3.27) οδηγεί σε αρκετά μεγαλύτερες τιμές.

Στην εικόνα (3.23) επιχειρείται μια συνοπτική αποτύπωση των πιο πάνω παρατηρήσεων, συνδέοντας για κάθε θεωρητική κατανομή, το επίπεδο σημαντικότητας για την απόσταση D_{max} του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov, με βάση την οποία κρίνεται ή όχι κατάλληλη να περιγράψει το εκάστοτε δείγμα καταγραφών, με το αντίστοιχο εύρος σφαλμάτων που υπολογίστηκαν εδώ (σε απόλυτες τιμές). Όπως διαπιστώνεται, οι θεωρητικές κατανομές της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας, για όλα τα επίπεδα σημαντικότητας, φαίνεται να εκτιμούν με μεγαλύτερη ακρίβεια τις τιμές του διαθέσιμου δυναμικού, που υπολογίστηκε από το εκάστοτε δείγμα. Ακόμα όμως και για τις περιπτώσεις που δεν κρίθηκε αξιόπιστη η περιγραφή μέσω αυτής, της κατανομής των παρατηρήσεων, το μέγιστο σφάλμα μεταξύ της

ισχύος που υπολογίστηκε με βάση αυτή και την κατανομή του δείγματος, ανήλθε σε 10.9%. Η αντίστοιχη τιμή για τις κατανομές της μεθόδου των L-ροπών υπολογίστηκε σε 20.5%. Εντυπωσιακές είναι και οι διαφορές τους στην αντίστοιχη ενδιάμεση τιμή των σφαλμάτων, 2.4% για τις κατανομές της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας και 13% για τις κατανομές των L-ροπών.



Εικόνα 3.24 Κατανομή του σχετικού απόλυτου σφάλματος μεταξύ του διαθέσιμου ολικού δυναμικού που προέκυψε από την κατανομή του δείγματος παρατηρήσεων και εκείνου που υπολογίστηκε από τις θεωρητικές κατανομές των μεθόδων Μέγιστης Πιθανοφάνειας (MLE) και L-ροπών (LMOM), στα διακριτά επίπεδα σημαντικότητας στα οποία ανήκει η απόσταση D_{max} του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov, για κάθε θεωρητική κατανομή. Τα θηκογράμματα αντιστοιχούν στο 50% των τιμών, κάθε κατηγορίας.

Σχετικά με την συγκριτική αποδοτικότητα των θεωρητικών κατανομών της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας, ανάλογα με τα διακριτά επίπεδα σημαντικότητας, θα παρατηρούσε κανείς ότι συνολικά μικρότερα σφάλματα εμφανίζονται σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.05$. Το μέγιστο απόλυτο σφάλμα σε αυτή την περίπτωση είναι 5.9%, με τα μισά εξ αυτών να είναι κάτω από το 0.8%. Σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.01$ οι τιμές της μέγιστης και της ενδιάμεσης τιμής είναι 11.4% και 0.97%, ενώ σε επίπεδο $\alpha=0.1$, 1% και 8.3%, αντίστοιχα. Για τις θεωρητικές κατανομές της μεθόδου των L-ροπών, οι κατανομές των σφαλμάτων σε κάθε επίπεδο σημαντικότητας, φαίνεται να είναι αισθητά χειρότερες, επιβεβαιώνοντας ίσως την προηγούμενη παρατήρηση σχετικά με την επιρροή της παραμέτρου κλίμακας. Σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.01$, η ενδιάμεση τιμή των σφαλμάτων είναι 3.9%, πολύ μεγαλύτερη από την αντίστοιχη τιμή της μεθόδου μέγιστης πιθανοφάνειας για το άνω 75% των σφαλμάτων, ενώ η μέγιστη αγγίζει το 30%. Η αντίστοιχη όμως τιμή, για τις χαμηλότερες 25% τιμές των σφαλμάτων (0.2%) είναι μικρότερη σε σύγκριση με τις κατανομές της μέγιστης πιθανοφάνειας (0.4%). Για τις κατανομές που κρίθηκε κατάλληλη σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.05$, εμφανίζει καλύτερη συμπεριφορά σχετικά με το μέγιστο απόλυτο σφάλμα (12%) ενώ το 50% των τιμών των σφαλμάτων κυμαίνεται μεταξύ 4% και 6%. Σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.1$, η ενδιάμεση τιμή των σφαλμάτων προσέγγισης της διαθέσιμης ισχύος διαμορφώνεται σε 2.9%, με μέγιστο το 24% (τριπλάσιο του αντίστοιχου 8.3% των θεωρητικών κατανομών της μεθόδου πιθανοφάνειας).

Μια παρατήρηση που ίσως ξενίσει αρχικά, είναι η συνολικά καλύτερη «απόδοση» των θεωρητικών κατανομών και των δύο μεθόδων, επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.05$. Εάν ληφθεί όμως υπόψη, ότι οι μέγιστες αποστάσεις που καθορίζουν το επίπεδο σημαντικότητας σε κάθε δείγμα, εξαρτώνται από τον αριθμό των παρατηρήσεων που αυτό διαθέτει, διαπιστώνεται ότι σε πολύ μεγάλα δείγματα μια απόσταση η οποία για μικρότερα δείγματα μπορεί και να κρινόταν κατάλληλη σε μεγάλο επίπεδο σημαντικότητας, για αυτά να μην θεωρείται καν ικανή να περιγράψει ικανοποιητικά την κατανομή του δείγματος. Έτσι, δικαιολογείται σε μεγάλο βαθμό η παραπάνω απόκλιση, αφού κάποια από τα μεγαλύτερα δείγματα τυχαίνει να βρίσκονται σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.05$ ή και $\alpha=0.1$, με πολύ μικρότερες αποστάσεις από τις αντίστοιχες δειγμάτων με λιγότερες καταγραφές, που βρίσκονται σε $\alpha=0.01$. Υπό την παρατήρηση αυτή, συνίσταται η συγκριτική θεώρηση κυρίως των θεωρητικών κατανομών των δύο μεθόδων μεταξύ τους για κάθε δεδομένο επίπεδο σημαντικότητας και όχι τόσο η απόδοση των θεωρητικών κατανομών της ίδιας μεθόδου σε διαφορετικά επίπεδα.

3.5 Προσέγγιση πραγματικής παραγωγής ενός πάρκου, μέσω θεωρητικών κατανομών

Στο κεφάλαιο αυτό, γίνεται μια προσπάθεια εκτίμησης, του βαθμού στον οποίο η κατανομή Weibull μπορεί να περιγράψει τις ανεμολογικές συνθήκες μιας πραγματικής περιοχής εγκατάστασης. Για το σκοπό αυτό, χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα ωριαίας παραγωγής της πενταετίας 2009-2013, από έναν αιολικό σταθμό, συνολικής ονομαστικής ισχύος 30 MW, ο οποίος συνδέεται στο σύστημα υψηλής τάσης της περιφέρειας Πελοποννήσου-Ηπείρου και βρίσκεται στην Κεφαλονιά. Τα δεδομένα παραγωγής του πάρκου αυτού, αποκτήθηκαν για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2010, από την σελίδα της ΡΑΕ¹, ενώ για την περίοδο Ιανουάριος 2011-Δεκέμβριος 2013, παραχωρήθηκαν από τον ΑΔΜΗΕ. Για την ανεύρεση του τύπου των αιολικών μηχανών που είναι εγκατεστημένες στην περιοχή, έγινε αναζήτηση στη σελίδα του γεωπληροφοριακού χάρτη της ΡΑΕ², με βάση τους ειδικούς κωδικούς των συνδεδεμένων μονάδων που υπήρχαν διαθέσιμοι σε αρχείο της ΡΑΕ και αφορούσαν στις συνδέσεις του 2009. Από την περιήγηση στον εν λόγω διαδικτυακό χάρτη, δίνεται πρόσβαση στον χρήστη, σε δεδομένα που αφορούν στην γεωμετρία του πάρκου και στον τύπο και το ύψος κόμβου των αιολικών μηχανών που βρίσκονται εγκατεστημένες εκεί. Στο συγκεκριμένο πάρκο λοιπόν, είναι εγκατεστημένες 15 ανεμογεννήτριες, τύπου Enercon-E82 ισχύος 2 MW. Για τη συγκεκριμένη μηχανή, η καμπύλη ισχύος αποτυπώνεται στην ακόλουθη εικόνα (3.24), μαζί με τον συντελεστή ισχύος. Στον Πίνακα του Παραρτήματος, περιέχονται αναλυτικές πληροφορίες για τις συντεταγμένες της καμπύλης και του συντελεστή ισχύος, της εν λόγω ανεμογεννήτριας³. Το ύψος κόμβου αντιστοιχεί σε 98m.

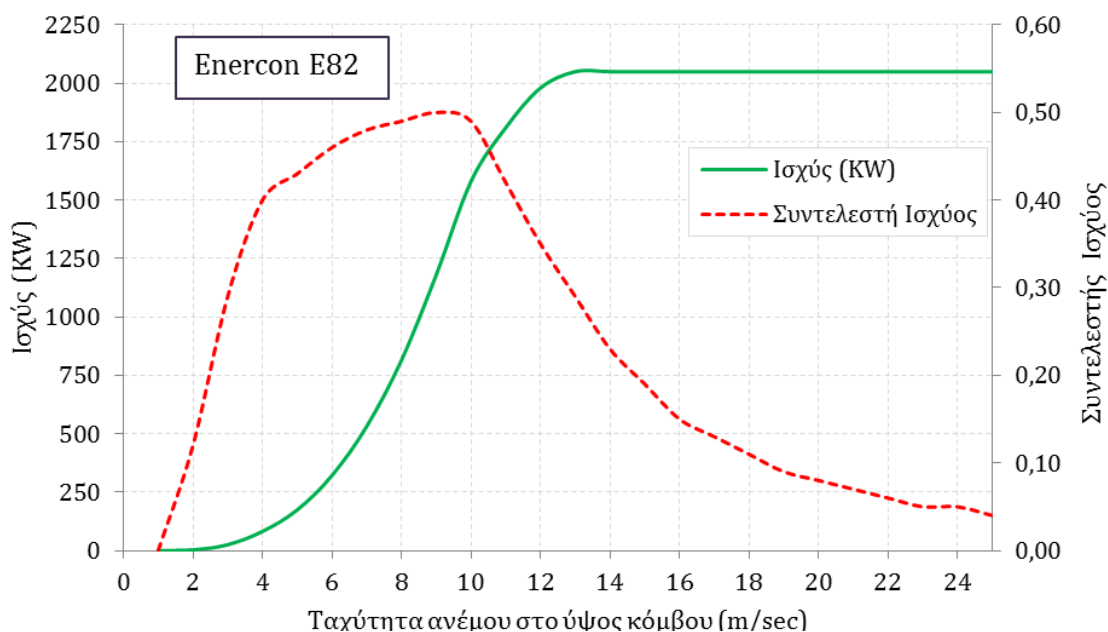
Τα ανεμολογικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν, είναι εκείνα του σταθμού της Κεφαλονιάς και αφορούν σε ημερήσιο δείγμα ταχυτήτων. Για να είναι συγκρίσιμες οι πραγματικές παραγωγές, με εκείνες που θα υπολογιστούν στη συνέχεια, μέσω του δείγματος παρατηρήσεων της Κεφαλονιάς και της δεδομένης καμπύλης ισχύος, χρειάστηκε οι πραγματικές ωριαίες παραγωγές του πάρκου, να συναθροιστούν σε ημερήσιες. Αναμένουμε

¹ Πρόκειται για το αρχείο: «Δεδομένα αιολικής παραγωγής για το έτος 2009 και στοιχεία από τη λειτουργία του Συστήματος», δημοσιευμένο το 2010. (Η σελίδα της ΡΑΕ είναι: www.rae.gr)

² www.rae.gr/geo/

³ Τα τεχνικά χαρακτηριστικά για την εν λόγω ανεμογεννήτρια, βρίσκονται διαθέσιμα στο αρχείο: http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_PU_en.pdf

βέβαια, η εκτίμηση της παραγωγής μέσω του ημερήσιου δείγματος ταχυτήτων, να υπερεκτιμά σε κάποιο βαθμό το άθροισμα, όπως έχει δείξει ανάλογη ανάλυση, στην εργασία (Ιωάννου, 2012).



Εικόνα 3.25 Καμπύλη ισχύος και συντελεστής ισχύος ανεμογεννήτριας Enercon E82. (Πηγή:www.enercon.de)

Όπως αναφέρθηκε νωρίτερα, το ύψος κόμβου των αιολικών μηχανών στην περίπτωση που εξετάζεται εδώ, είναι 98m, ενώ το αντίστοιχο υψόμετρο, στο οποίο αναφέρονται οι ταχύτητες του δείγματος, είναι τα 10m. Για να είναι αξιοποιήσιμα λοιπόν, τα δεδομένα ταχύτητας, έπρεπε να αναχθούν στο υψόμετρο κόμβου της ανεμογεννήτριας. Ως γνωστόν, η ταχύτητα του ανέμου μεταβάλλεται με το υψόμετρο και η μεταβολή αυτή μπορεί να περιγραφεί με διάφορους τρόπους. Εδώ η έκφραση που χρησιμοποιήθηκε είναι η εξής, (Κουτσογιάννης και Ξανθόπουλος,1999):

$$\frac{u_2}{u_1} = \frac{\ln(z_2 / z_1)}{\ln(z_1 / z_0)} \quad (3.29)$$

όπου u_1, u_2 η ταχύτητα ανέμου στα ύψη z_1, z_2 (10m και 98m, αντίστοιχα) και z_0 η παράμετρος τραχύτητας του εδάφους. Για την παράμετρο της τραχύτητας του εδάφους, επιλέγει η τιμή 0.1 m, καθώς ο σταθμός βρίσκεται σε μια περιοχή ενδιάμεση της δασικής και της χερσαίας.

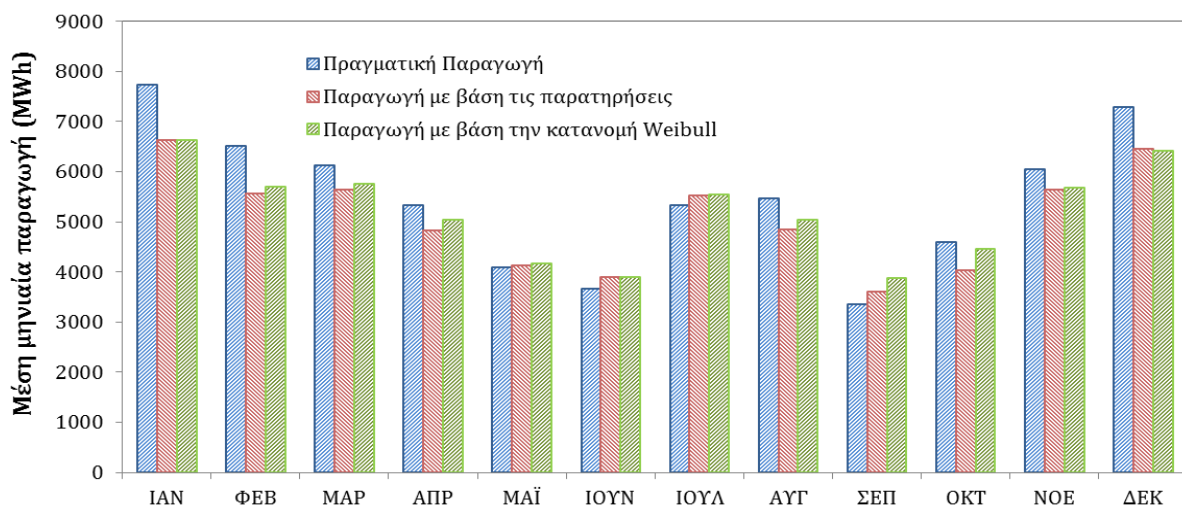
Στη συνέχεια, από το δείγμα καταγραφών του σταθμού της Κεφαλονιάς, εξήχθη η περίοδος μετρήσεων 2009-2013, με σκοπό να υπολογιστούν οι ημερήσιες παραγωγές ισχύος, βάσει της καμπύλης της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας. Αξίζει να σημειωθεί, ότι ο συντελεστής ετεροσυσχέτισης μεταξύ του δείγματος των ημερήσιων ταχυτήτων του σταθμού της Κεφαλονιάς και των ημερήσιων παραγωγών του πάρκου, υπολογίστηκε σε 0.71. Προφανώς, οι ανεμολογικές συνθήκες στο υψόμετρο εγκατάστασης του πάρκου, δεν ταυτίζονται απόλυτα με εκείνες της περιοχής τοποθέτησης του οργάνου, γι' αυτό και αναμένονται αρκετές αποκλίσεις μεταξύ των δυο παραγωγών.

Οι ημερήσιες ταχύτητες του δείγματος, μετατράπηκαν σύμφωνα με τη σχέση (3.29), ώστε να αναφέρονται στο υψόμετρο του κόμβου της ανεμογεννήτριας και στη συνέχεια εισήχθησαν

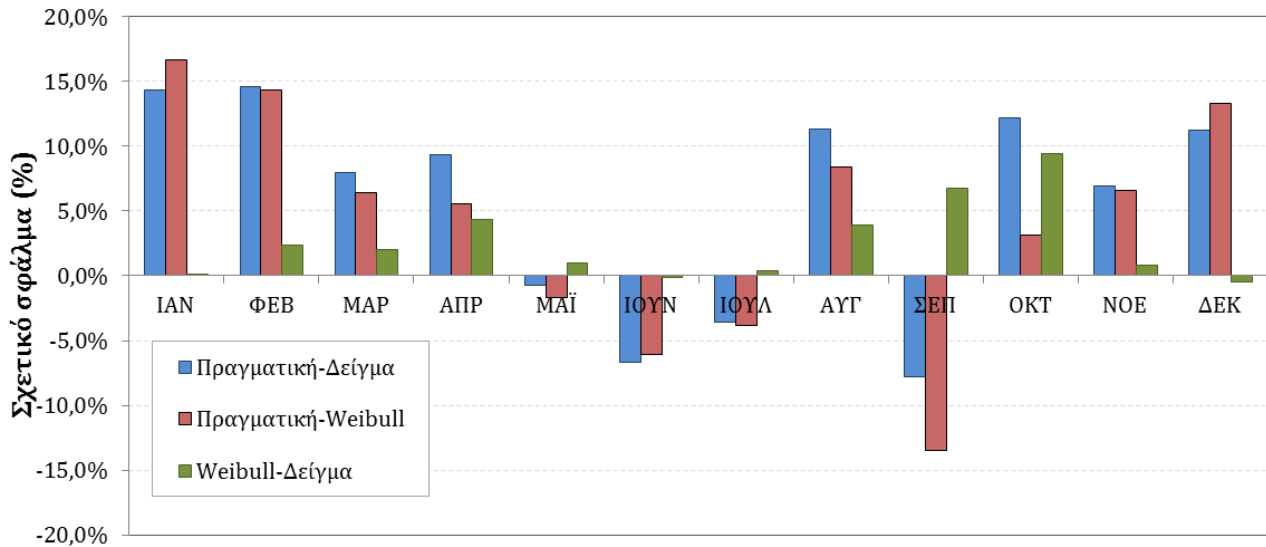
στην καμπύλη ισχύος της μηχανής, από όπου προέκυψε μια τιμή ισχύος για κάθε ταχύτητα. Οι τιμές αυτές πολλαπλασιάστηκαν με 24, όσες και οι ώρες της ημέρας και προέκυψαν οι ημερήσιες παραγωγές ενέργειας, από τις οποίες τελικά υπολογίστηκαν οι μέσες μηνιαίες παραγωγές.

Για τον υπολογισμό των ημερήσιων παραγωγών μέσω των θεωρητικών κατανομών Weibull, χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα ανάλυσης για τον σταθμό της Κεφαλονιάς, όπως περιγράφησαν σε προηγούμενη ενότητα (3.3.3). Η επιλογή ανάμεσα στις θεωρητικές κατανομές κάθε μήνα, έγινε με βάση την ελάχιστη απόσταση αυτών από την εμπειρική συνάρτηση κατανομής του δείγματος καταγραφών, σύμφωνα με το κριτήριο Kolmogorov-Smirnov. Εν συνεχεία, κατασκευάστηκαν οι καμπύλες πυκνότητας πιθανότητας των θεωρητικών κατανομών και οι ταχύτητες που προέκυψαν, αφού ανήχθησαν στο υψόμετρο κόμβου της μηχανής σύμφωνα με τη σχέση (3.29), εισήχθησαν στην καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας. Προέκυψαν έτσι οι μέσες ημερήσιες παραγωγές ενέργειας για κάθε μήνα, οι οποίες πολλαπλασιάστηκαν με τις ημέρες του εκάστοτε μήνα, αποδίδοντας τις μέσες μηνιαίες παραγωγές.

Στην εικόνα αποτυπώνονται από κοινού, οι πραγματικές μέσες μηνιαίες παραγωγές της πενταετίας 2009-2013, με εκείνες που υπολογίστηκαν από το δείγμα των καταγραφών του σταθμού και των θεωρητικών κατανομών Weibull. Όπως προκύπτει, οι τιμές των παραγωγών που υπολογίστηκαν και από τις δύο μεθόδους, προσεγγίζουν σε μεγάλο βαθμό τις διακυμάνσεις των πραγματικών μέσων μηνιαίων παραγωγών. Ενδεικτικά, αναφέρεται ότι ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ πραγματικής παραγωγής και της παραγωγής από το δείγμα των καταγραφών του σταθμού της Κεφαλονιάς, είναι 0.975, ενώ ο αντίστοιχος συντελεστής, μεταξύ των πραγματικών παραγωγών και των παραγωγών που υπολογίστηκαν από τις θεωρητικές κατανομές Weibull, 0.98. Ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ των παραγωγών των δύο μεθόδων (παρατηρήσεις-Weibull) υπολογίστηκε αντίστοιχα στην τιμή 0.99.



Εικόνα 3.26 Συγκριτικό γράφημα μέσων μηνιαίων παραγωγών της πενταετίας 2009-2013.



Εικόνα 3.27 Σχετικό σφάλμα (%) μεταξύ των τριών μέσων μηνιαίων παραγωγών (πραγματικής, παρατηρήσεων, Weibull)

Στην παραπάνω εικόνα (3.26), αποτυπώνεται η μηνιαία διακύμανση του σχετικού σφάλματος, που υπολογίστηκε σύμφωνα με τη σχέση:

$$Err(\%) = 100 \cdot \frac{\bar{P}_{\text{Πραγματική}} - \bar{P}_i}{\bar{P}_{\text{Πραγματική}}} \quad (3.30)$$

όπου με δείκτη i συμβολίζεται η μέση παραγωγή κάθε μήνα, που αντιστοιχεί είτε στο δείγμα των παρατηρήσεων της ημερήσιας ταχύτητας του σταθμού, είτε στην αντίστοιχη θεωρητική κατανομή Weibull. Για τον υπολογισμό του σχετικού σφάλματος μεταξύ των παραγωγών που υπολογίστηκαν από τις θεωρητικές κατανομές και εκείνων που υπολογίστηκαν από τις καταγραφές, ο δείκτης i συμβολίζει τις παραγωγές των καταγραφών και στη θέση των πραγματικών, τοποθετούνται οι παραγωγές των θεωρητικών κατανομών. Όπως εύκολα γίνεται αντιληπτό από τα παραπάνω, για τους περισσότερους μήνες, οι παραγωγές που αντιστοιχούν στις θεωρητικές κατανομές Weibull, υπερεκτιμούν σε ποσοστό μεταξύ 0.1% και 9.8% τις αντίστοιχες των δειγμάτων καταγραφών, ενώ φαίνεται να περιγράφουν πιο ικανοποιητικά τις πραγματικές παραγωγές των περισσότερων μηνών¹. Για όλους τους μήνες, πλην του Μαΐου, του Ιουνίου, του Ιουλίου και του Σεπτεμβρίου, οι πραγματικές παραγωγές προέκυψαν υψηλότερες, όπως διαισθητικά περιμέναμε. Ας μην παραβλέψουμε το γεγονός ότι οι θέσεις εγκατάστασης των αιολικών πάρκων, βρίσκονται γενικά σε μεγαλύτερα υψόμετρα, απαλλαγμένα συνήθως από φυσικά εμπόδια, όπου οι εντάσεις των ανέμων είναι ισχυρότερες. Όσο για τους τέσσερις μήνες που αναφέρθηκαν νωρίτερα, οι χαμηλότερες πραγματικές παραγωγές συγκριτικά με τις άλλες δύο, προέκυψαν από μια χρονιά όπου καταγράφησαν παραγωγές στο 1/3 περίπου των αντίστοιχων παραγωγών των υπολοίπων ετών, για αυτό και όπως παρατηρούμε, οι μέσες παραγωγές των καταγραφών κατάφεραν να τις προσεγγίσουν πιο ικανοποιητικά.

¹ Στον Πίνακα A14 του Παραρτήματος A, παρατίθενται αναλυτικά οι μέσες μηνιαίες παραγωγές και για τις τρεις περιπτώσεις, καθώς και οι τιμές των σχετικών σφαλμάτων που αποτυπώνονται στην εικόνα (3.26).

4 Το διασυνδεδεμένο σύστημα και η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας σε αυτό

4.1 Το σύστημα μεταφοράς

Το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), αποτελείται από το ηλεκτρικό διασυνδεδεμένο σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών, στα επίπεδα υψηλής (150 kV και 66kV) και υπερυψηλής τάσης (400 kV). Τα νησιά που συνδέονται με το ηπειρωτικό σύστημα είναι η Άνδρος και τα νησιά του Ιονίου. Σύμφωνα με τον Νόμο 4001/2011 και την Οδηγία 2009/72/EK της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τα καθήκοντα της διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ έχει αναλάβει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) Α.Ε., τα οποία περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων, την διασφάλιση μακροπρόθεσμης κάλυψης της ζήτησης για μεταφορά ενέργειας, τη διασφάλιση συντήρησης των υποδομών του συστήματος και την περεταίρω ανάπτυξή του σε ολόκληρη τη χώρα αλλά και των διασυνδέσεων του με άλλα δίκτυα, ώστε να εξασφαλίζεται με τρόπο ασφαλή, αξιόπιστο και οικονομικά αποδοτικό, ο συνεχής εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια.

Κύριο χαρακτηριστικό του διασυνδεδεμένου συστήματος της χώρας, υπήρξε παραδοσιακά, η μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία, μεταξύ των κέντρων παραγωγής και κατανάλωσης. Η συγκέντρωση μεγάλων σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (βασικό κέντρο παραγωγής στην περιοχή της Πτολεμαΐδας), καθώς και όλων των υφιστάμενων διασυνδέσεων με άλλες χώρες (Αλβανία, Βουλγαρία, ΠΓΔΜ), δεν συμπίπτουν με τα κέντρα υψηλής κατανάλωσης του νότιου τμήματος (περιοχή Αττικής). Δημιουργείται έτσι, η ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος στον άξονα Βορρά-Νότου, η οποία εξυπηρετείται κυρίως από έναν κεντρικό κορμό υπερυψηλής τάσης, αποτελούμενο από γραμμές μεταφοράς διάφορων ειδών και τύπων (υψηλής και υπερυψηλής τάσης), οι οποίες συνδέουν τα κέντρα παραγωγής με τα κέντρα μεγάλης ζήτησης. Η λειτουργία και ο περαιτέρω σχεδιασμός των γραμμών αυτών, λόγω των πεπερασμένων τεχνικών προδιαγραφών τους (μέγιστα θερμικά όρια) και της αυξημένης φόρτισης, εξαιτίας της προαναφερθείσας ιδιαιτερότητας, παίζει βασικό ρόλο στον προγραμματισμό ένταξης νέων μονάδων παραγωγής στο σύστημα. Εξαιτίας αυτής της ανισορροπίας, σε περιόδους αιχμών των φορτίων (καλοκαιρινή περίοδος), καταγράφηκαν στο παρελθόν σημαντικά προβλήματα τάσεων, που οδήγησαν το νότιο σύστημα σε κατάρρευση ή στα όρια αυτής, καθιστώντας τον χαρακτηρισμό περιοχών, όπως η Αττική και η Πελοπόννησος, ως κρίσιμες.

Η παραπάνω εικόνα, βελτιώθηκε σημαντικά μετά και την υιοθέτηση κατάλληλων μέτρων ασφαλείας (πυκνωτές αντιστάθμισης), αλλά κυρίως εξαιτίας της αυξανόμενης ένταξης νέων μονάδων παραγωγής στο νότιο τμήμα της χώρας, καθώς και της μείωσης των μεταφερόμενων φορτίων. Με βάση τα νέα δεδομένα, το παραδοσιακό αυτό σχήμα, φαίνεται να ανατρέπεται σταδιακά. Σύμφωνα μάλιστα, με τις εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ για το επόμενο διάστημα, οι παραπάνω περιοχές θα κινδυνεύουν ενεργειακά, μόνο σε ειδικές συνθήκες παρατεταμένου καύσωνα.

Από τον Οκτώβριο του 2004, το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο σύστημα ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Το διασυνδεδεμένο αυτό σύστημα, αποτελεί μια ζώνη που εκτείνεται από την Ιβηρική χερσόνησο στα δυτικά μέχρι την Πολωνία στα ανατολικά και από την Ελλάδα μέχρι τη Δανία. Σχεδιάζεται δε, η περαιτέρω επέκταση των διασυνδέσεων του προς όλες σχεδόν τις κατευθύνσεις, προς τις χώρες της Β. Αφρικής από τη Λιβύη έως τη Μέση Ανατολή, στην ανάδειξη ενός αποκαλούμενου Μεσογειακού Δακτυλίου. Η παράλληλη λειτουργία του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος με το ευρωπαϊκό, επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ. Συνδέεται επίσης υποβρύχια, μέσω συνδέσμου συνεχούς ρεύματος, με το ηλεκτρικό σύστημα της Ιταλίας (από το 2002). Από το 2008 επίσης, έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή σύνδεσης με το ηλεκτρικό σύστημα της Τουρκίας, η οποία τέθηκε σε δοκιμαστική λειτουργία το 2010, όμως δεν έχει λειτουργήσει κανονικά ακόμα. Βέβαια, το Σεπτέμβριο του 2013 η περιφερειακή επιτροπή του ENTSO-E αξιολόγησε ως εφικτή την μόνιμη διασύνδεση του τουρκικού με το ευρωπαϊκό ηλεκτρικό σύστημα και αναμένεται πολύ σύντομα να τεθεί σε ισχύ. Η ολοκλήρωση των προγραμματισμένων διασυνδέσεων, πέρα από τις τεχνικές και οικονομικές τους δυσκολίες, αναμένεται να αναδείξει την Ελλάδα σε σημαντικό κόμβο διακίνησης ενέργειας στην περιοχή των Βαλκανίων.



Εικόνα 4.1 Σχηματική αναπαράσταση υφιστάμενων και μελλοντικών διασυνδέσεων της περιοχής των Βαλκανίων [Πηγή: ΑΔΜΗΕ 2013]

4.2 Υφιστάμενες συνδέσεις Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο σύστημα μεταφοράς

Η περίοδος 1970-2007 στην Ελλάδα, χαρακτηρίζεται από μια συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια, παρά τις δύο ενεργειακές κρίσεις (1973 και 1990) που μεσολαβούν. Η αυξανόμενη ζήτηση, ικανοποιείται κυρίως από ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από την καύση λιγνίτη, ενός καυσίμου φτωχού μεν ενεργειακά και ιδιαίτερα ρυπογόνου, πλην όμως φθηνού και εγχώριου. Η πολιτική αυτή κατάφερε να ανταπεξέλθει στις ενεργειακές απαιτήσεις της χώρας, προσφέροντας φθηνή ενέργεια και εξασφαλίζοντας παράλληλα, μια κάποια σχετική αυτονομία των τιμών αυτής, από τις ανεξέλεγκτες αυξομειώσεις των εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων.

Τις τελευταίες δεκαετίες, από τη μια μεριά οι πετρελαϊκές κρίσεις που συγκλόνισαν τις οικονομικές αγορές παγκοσμίως και από την άλλη τα περιβαλλοντικά ζητήματα που εγείρονται από την αλόγιστη καύση ορυκτών για παραγωγή ενέργειας και συνδέονται με άμεσα με την κλιματική αλλαγή, οδήγησαν στην αμφισβήτηση του παραπάνω μοντέλου ανάπτυξης. Οι βασικότεροι πυλώνες στους οποίους εδράζονται εφεξής, τα παγκόσμια πρότυπα παραγωγής που προχωρούν σε μετατροπή του παραδοσιακού προτύπου (καύση ορυκτών), είναι η μείωση της ρύπανσης και η ενίσχυση της ενεργειακής τους αυτονομίας.

Σε σχέση με το ζήτημα της αυξημένης ρύπανσης και της συντελούμενης κλιματικής αλλαγής σε παγκόσμιο επίπεδο, ο κατάλογος των διαθέσιμων ερευνών, που καταδεικνύουν την καθοριστική επίδραση της καύσης ορυκτών στην παραγωγή και τις εκπομπές αερίων από αυτή, στην περιβαλλοντική επιβάρυνση του πλανήτη, είναι μακρύς. Προς μια κατεύθυνση αντιμετώπισης των αρνητικών επιπτώσεων του παραδοσιακού μοντέλου παραγωγής, έχουν παρθεί σε παγκόσμιο επίπεδο, μια σειρά από πρωτοβουλίες (πχ. πρωτόκολλο Κιότο), οι οποίες μέσω της θέσπισης νομοθετικών ρυθμίσεων, στοχεύουν στην βελτίωση της παρούσας εικόνας.

Αναφορικά με την δεύτερη σημαντική παράμετρο που υπονομεύει την διατήρηση του παραδοσιακού μοντέλου παραγωγής αναλλοίωτου, αξίζει να σημειωθεί ότι η παγκοσμιοποιημένη αγορά ενέργειας, χαρακτηρίζεται από την έντονη μεταβλητότητα και αβεβαιότητα των τιμών του πετρελαίου, καθώς και των συμπαρασυρομένων τιμών του φυσικού αερίου, το οποίο εντάσσεται πλέον δυναμικά στις παγκόσμιες ενεργειακές αγορές. Τα χαρακτηριστικά αυτά, οφείλονται κυρίως στην πολύ περιορισμένη μερίδα κρατών που διαθέτουν τέτοια καύσιμα, σε συνδυασμό με τα συχνά φαινόμενα πολιτικής αστάθειας που παρατηρούνται σε αυτά (π.χ. Μέση Ανατολή). Η παγκόσμια ανάγκη για απεμπλοκή και ανεξαρτητοποίηση των ενεργειακών αγορών και κατ' επέκταση των κοινωνιών από τέτοια φαινόμενα, επιβάλλει την υιοθέτηση νέων μοντέλων παραγωγής, που θα εξασφαλίζουν ευημερία.

Στο κέντρο του παγκόσμιου ενδιαφέροντος, προς μια νέα κατεύθυνση ενεργειακής πολιτικής, τίθενται πλέον οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), ως απάντηση στο πολύπλευρο πρόβλημα του παραδοσιακού μοντέλου παραγωγής ενέργειας. Ο περιορισμός ωστόσο, των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, η απαίτηση για ενεργειακή αυτονομία και η εξασφάλιση ασφάλειας στην παροχή φθηνής ενέργειας προς τον τελικό καταναλωτή, δεν είναι ένα ζήτημα που μπορεί να απαντηθεί πρόχειρα και βιαστικά, πολλώ δε μάλλον να λυθεί με ημίμετρα. Το ζήτημα μάλλον, δεν είναι τεχνικό, στον αντίποδα, επιβάλλει την υιοθέτηση ενός στρατηγικού στόχου, με γνώμονα την ενίσχυση, τόσο σε παγκόσμιο, όσο και σε εθνικό επίπεδο, της ένταξης ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό μίγμα, προωθώντας όμως

παράλληλα και μια στρατηγική μείωσης της κατανάλωσης ενέργειας, ώστε να καθίσταται εφικτή η βιωσιμότητα των ενεργειακών αγορών και η ευημερία των κοινωνιών.

Η προώθηση της ένταξης των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό μίγμα, επιβάλλεται παράλληλα από τις δεσμευτικές επιταγές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η οποία από τον Απρίλιο του 2009, θεσπίζει συγκεκριμένα ποσοστά συνεισφοράς των ΑΠΕ, στην κάλυψη της ζήτησης ενέργειας των κρατών μελών της (20%). Είναι σαφές, ότι η επίτευξη του στόχου αυτού από την ελληνική πλευρά, βασίζεται κυρίως στις αλλαγές που πρέπει να γίνουν στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, μεταφράζοντας το παραπάνω ποσοστό του 20% της καταναλισκόμενης ενέργειας, σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας.

Στην κατεύθυνση επίτευξης των εθνικών δεσμεύσεων σχετικά με τη συμμετοχή ΑΠΕ, έχει ήδη επέλθει σημαντική πρόοδος. Ήδη έχει χορηγηθεί ιδιαίτερα μεγάλος αριθμός αδειών παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές (περί τα 30 GW σε όλη τη χώρα), οι οποίες αφορούν κυρίως αιολικά πάρκα (Α/Π) και φωτοβολταϊκούς σταθμούς (Φ/Β) και σε μικρότερη κλίμακα μονάδες καύσης βιομάζας και βιοαερίου (ΣΒΙΟ) και μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΜΥΗΣ). Συμπεριλαμβάνονται επίσης και οι σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Μέχρι τον Οκτώβριο του 2013, ήταν συνδεδεμένοι στο σύστημα μεταφοράς, σταθμοί ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4280 MW, εκ των οποίων τα 1520 MW αφορούν σε αιολικά και τα 2405 MW σε φωτοβολταϊκά πάρκα. Επιπλέον δεσμευτικές προσφορές σύνδεσης έχουν χορηγηθεί σε νέους σταθμούς ΑΠΕ συνολικής ισχύος 6000MW, εκ των οποίων τα 4393 MW αφορούν σε αιολικές εγκαταστάσεις. Υπό αυτό το πρίσμα, φαίνεται να υπερκαλύπτονται οι εθνικοί στόχοι για το 2020. Μένει βέβαια να απαντηθεί, το κατά πόσο οι δεσμευτικές προσφορές και οι ολοένα και αυξανόμενες αιτήσεις για ένταξη νέων μονάδων (σχεδόν εξωπραγματικός αριθμός με βάση τις ανάγκες της χώρας), μπορούν να εξυπηρετηθούν από το υπάρχον σύστημα μεταφοράς, ακόμα περισσότερο δε, εάν η νέα παραγωγή θα μπορεί ουσιαστικά να απορροφηθεί. Αναλυτικά η υφιστάμενη κατάσταση σχετικά με τις συνδέσεις ΑΠΕ στο σύστημα μεταφοράς ανά τεχνολογία, φαίνονται στην επόμενη εικόνα (τα στοιχεία αφορούν έως και τον Οκτώβριο του 2013).

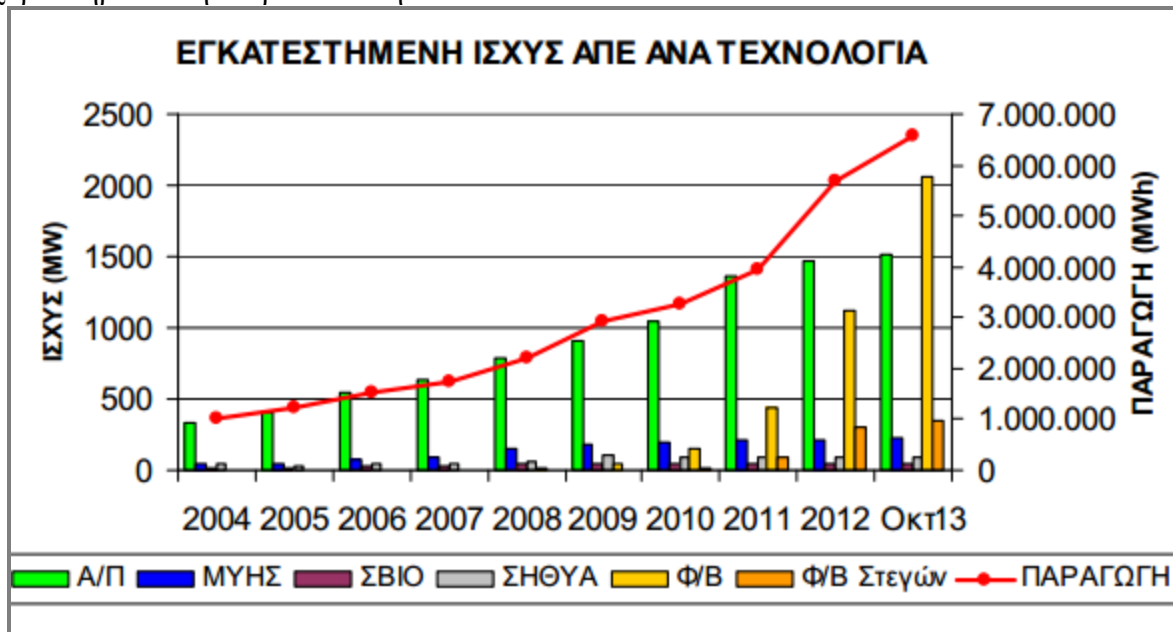
ΕΙΔΟΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)		
	Με μη Δεσμευτικές Προσφορές Σύνδεσης	Με Δεσμευτικές Προσφορές Σύνδεσης	Σε λειτουργία
Α/Π	13845	4393	1520
ΜΥΗΣ	288	78	220
ΣΗΘΥΑ	0	8	90
Φ/Β	1263	1471	2059
ΣΒΙΟ	198	50	46
Η/Θ	11	2	0
ΣΥΝΟΛΟ	15605	6002	3935

Εικόνα 4.2 Ισχύς σταθμών παραγωγής ΑΠΕ ανά είδος και ανά στάδιο ανάπτυξης (Οκτώβριος 2013) [Πηγή ΑΔΜΗΕ 2014]

Κατά το έτος 2012, το 18% της ενεργειακής ζήτησης του συστήματος μεταφοράς, καλύφθηκε από τους σταθμούς παραγωγής ΑΠΕ και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά (11 και 7% αντίστοιχα), ενώ για το πρώτο δεκάμηνο του 2013 η συμβολή ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών στο ενεργειακό ισοζύγιο ξεπερνάει το 28% της ενεργειακής ζήτησης (16 και 12% αντίστοιχα). Με

βάση λοιπόν και με τις νέες συνδέσεις που πρόκειται να πραγματοποιηθούν βραχυπρόθεσμα, το ποσοστό συμμετοχής ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, φαίνεται να μπορεί να ανέλθει σε εκείνο των εθνικών δεσμεύσεων.

Σχηματικά η εξέλιξη της συνολικά παραγόμενης ενέργειας από τις διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς, καθώς και η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία, φαίνεται στην παρακάτω εικόνα (4.3). Όπως προκύπτει, τα τελευταία χρόνια παρατηρείται εκρηκτική αύξηση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων έναντι των υπολοίπων ΑΠΕ, η οποία οφείλεται στις ιδιαίτερα ελκυστικές επενδυτικά, συνθήκες που χαρακτήρισαν την περίοδο αυτή.



Εικόνα 4.3 Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας και εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ΑΠΕ που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας [Πηγή: ΑΔΜΗΕ 2014]

Αν και σε γενικές γραμμές, παρά τις όποιες επιφυλάξεις είχαν αρχικά διατυπωθεί από τους αρμόδιους φορείς, σχετικά με την αυξημένη διείσδυσή τους στο σύστημα, οι μονάδες ΑΠΕ έχουν αποδειχτεί εξαιρετικά αξιόπιστες λειτουργικά. Τα αιολικά πάρκα και τα φωτοβολταϊκά, συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς ή το δίκτυο διανομής (συνήθως ανάλογα με τη θέση εγκατάστασης και την ισχύ τους), μέσω διατάξεων που τους επιτρέπουν να ανταπεξέρχονται αρκετά ικανοποιητικά σε ενδεχόμενες διαταραχές (βραχυκυκλώματα, βυθίσεις τάσεων κτλ.). Δεν παύει όμως, η παραγωγή τους να είναι στοχαστική, γεγονός που επηρεάζει άμεσα τη λειτουργία του συστήματος, αλλά και των συμβατικών μονάδων που είναι απαραίτητες για την κάλυψη της ζήτησης όταν εκείνες δεν παράγουν. Τέτοιοι ευέλικτοι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής είναι σχεδόν κατά αποκλειστικότητα οι (ακριβές) μονάδες φυσικού αερίου. Υπό τις παρούσες συνθήκες εγκατεστημένης παραγωγής από ΑΠΕ, διακρίνονται προβλήματα στις ώρες χαμηλών και ελάχιστων φορτίων του συστήματος, αλλά κυρίως τις απογευματινές ώρες, οπότε και σταματάει πρακτικά η παραγωγή από φωτοβολταϊκά, τα οποία κατέχουν και τη μερίδα του λέοντος στην παραγωγή. Τις ώρες αυτές, οι συμβατικές μονάδες καλούνται να παράγουν ταχύτατα, μεγάλα φορτία, ώστε να εξασφαλίζεται ισορροπία.

Όπως γίνεται κατανοητό από τα παραπάνω, από μόνες τους οι ΑΠΕ δεν είναι και ούτε μπορούν να γίνουν ο βασικός πυλώνας ανάπτυξης και χάραξης ενεργειακής πολιτικής. Πολύ

περισσότερο δε μπορεί κανείς να μιλάει για ηλεκτροπαραγωγή αποκλειστικά από ΑΠΕ, τουλάχιστον μέχρι να εφαρμοστούν τεχνικά βιώσιμοι τρόποι αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας (πχ. μέσω αντλητικών υδροηλεκτρικών σταθμών). Η παρούσα κατάσταση πάντως, που επιβάλλει την εγκατάσταση ευέλικτων συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, αυξάνει το κόστος για το κοινωνικό σύνολο, αλλά και την ενεργειακή εξάρτηση της χώρας (εισαγόμενο φυσικό αέριο). Δεν παύει όμως, η είσοδος των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, να αναδεικνύεται και στρατηγικά, σε βασική παράμετρο εξοικονόμησης ενέργειας, λόγω του χαμηλού και προβλέψιμου λειτουργικού κόστους των περισσότερων μονάδων, ενταγμένη σε ένα ευρύτερο πρόγραμμα αξιοποίησης του υδρολογικού δυναμικού (αντλιοταμίευση, υβριδική λειτουργία υδροηλεκτρικών και ΑΠΕ). Οι τεχνικές δυνατότητες είναι πλέον πραγματικές και τα οικονομικά οφέλη από την αξιοποίησή τους, τεράστια. Ταυτόχρονα όμως, σε μια περίοδο οικονομικής ύφεσης όπως η σημερινή, αναδεικνύεται η ανάγκη για ορθολογική χρήση των (φθηνών) συμβατικών καυσίμων της χώρας, με αυστηρούς περιβαλλοντικούς και άλλους περιορισμούς παράλληλα με τις ΑΠΕ, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται ενεργειακή αυτάρκεια σε ένα λογικό κόστος.

4.3 Ενσωμάτωση της αιολικής παραγωγής στη λειτουργία του συστήματος

Τα αιολικά πάρκα, λόγω της εγκατεστημένης ισχύος τους, συνδέονται συνήθως στο σύστημα μεταφοράς της υψηλής τάσης, μέσω υποσταθμών 150/20 kV. Μικρότερης ισχύος πάρκα (κάτω των 8 MW) συνδέονται στη μέση τάση, στο δίκτυο διανομής και αποτελούν μέρος τη λεγόμενης «διεσπαρμένης παραγωγή». Όπως παρουσιάστηκε και παραπάνω, με βάση τα επικαιροποιημένα στοιχεία που δημοσιεύει ο ΑΔΜΗΕ, μέχρι τον Οκτώβρη του 2013, ήταν συνδεδεμένα στο σύστημα μεταφοράς, αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 1520 MW. Η εξέλιξη των αιολικών εγκαταστάσεων φαίνεται συγκριτικά και με τις εγκαταστάσεις των υπολοίπων ΑΠΕ στην εικόνα (4.3). Από το 2004 και μετά, παρατηρείται μια ανοδική πορεία νέων εγκαταστάσεων. Η καλύτερη χρονιά για την αγορά αιολικών στην Ελλάδα, ήταν το 2011, όπου ο ρυθμός ανάπτυξης νέων εγκαταστάσεων έφτασε το 23.5%. Την επόμενη χρονιά το ποσοστό αυτό μειώθηκε αισθητά σε 6.8%, ενώ κατά το 2013 η αγορά φαίνεται να ανακάμπτει ξανά με τον ρυθμό ανάπτυξής της να φτάνει το 7.05%.

Σε επίπεδο περιφερειών, η Στερεά Ελλάδα μαζί με την Εύβοια, βρίσκεται στην κορυφή των αιολικών εγκαταστάσεων, αφού φιλοξενεί 614 MW (40.3%) και ακολουθεί η Πελοπόννησος με 464 MW (30.5%) και η Θράκη με 242 MW (15.9%). Στις υπόλοιπες περιοχές της Ελλάδας, η κατάσταση είναι στάσιμη τα τελευταία χρόνια, με εξαίρεση την δυτική Μακεδονία, όπου διπλασίασε σχεδόν τις εγκαταστάσεις της σε σχέση με το 2012, φιλοξενώντας 53 MW ισχύος (3.5%).

Η ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των αιολικών στο ενεργειακό μίγμα, συνοδεύεται όμως από προκλήσεις, σχετικές με την λειτουργία του συστήματος μεταφοράς (αλλά και του δικτύου διανομής για τα πάρκα που συνδέονται εκεί), τις οποίες καλείται να αντιμετωπίσει ο διαχειριστής του. Τα θέματα αυτά, σχετίζονται σε μεγάλο βαθμό με την εγγενή στοχαστικότητα της αιολικής παραγωγής. Η εξισορρόπηση παραγωγής και κατανάλωσης, υπό συνθήκες μεταβλητότητας του ανέμου, είναι μια διαδικασία που απαιτεί ακριβή πρόβλεψη τόσο της αιολικής παραγωγής, όσο και των μεταβολών του φορτίου που διακινείται στο σύστημα. Αν και απαιτητική, λόγω της πληθώρας παραγόντων που επηρεάζουν, τόσο την παραγωγή όσο και την εκτίμηση της ζήτησης, μια ακριβής κατά το

δυνατόν πρόβλεψη, μπορεί να εξασφαλίσει τη μειωμένη ανάγκη για εφεδρείες, που όπως εξηγήθηκε νωρίτερα, καλύπτεται κυρίως από ρυπογόνες και ακριβές, συμβατικές μονάδες.

Ένα ακόμη στοιχείο στην διαχείριση του συστήματος, υπό το πρίσμα αυξημένης διείσδυσης αιολικών, είναι η εκτίμηση των περιόδων ταυτόχρονων μεταβολών στην αιολική παραγωγή, από εγκαταστάσεις που οι παραγωγές τους συσχετίζονται σε μεγάλο βαθμό. Τέτοιες μεταβολές μπορούν να επιφέρουν μεγάλες βυθίσεις τάσεων και να θέσουν σε κίνδυνο τόσο την αξιοπιστία όσο και την ασφάλεια του συστήματος. Για το λόγο αυτό, για την επιλογή ένταξης διαφόρων αιολικών μονάδων στο σύστημα, δεν αρκεί απλά μια συστηματική μελέτη των προσδοκώμενων παραγωγών, που μεμονωμένα το κάθε πάρκο μπορεί να συνεισφέρει, αλλά επιβάλλεται και μια προσεκτική και ακριβής αποτίμηση, της αλληλεπίδρασης (συσχέτισης) που αυτό θα έχει με τα ήδη συνδεδεμένα. Αναδεικνύεται δηλαδή, άλλος ένας βασικός πυλώνας στον ορθολογικό σχεδιασμό του συστήματος.

Ένα ακόμα στοιχείο που καθορίζει την ασφαλή λειτουργία και ισορροπία του συστήματος μεταφοράς, έχει να κάνει με την διαχείριση περίσσειας της αιολικής ισχύος σε κρίσιμες περιόδους φορτίου. Ως τέτοιες, μπορεί να ορίζονται για παράδειγμα, οι περίοδοι χαμηλής ζήτησης φορτίου. Λόγω των λειτουργικών τεχνικών ελαχίστων, των συμβατικών μονάδων παραγωγής, κυρίως των θερμικών, γίνεται αναγκαία περικοπή φορτίων άλλων μονάδων. Στις περιπτώσεις αποκοπής φορτίου βέβαια, οι παραγωγοί αιολικών αποζημιώνονται με ένα ποσοστό επί της συνολικής παραγωγής του έτους.

4.4 Φόρτιση στοιχείων του συστήματος- ενεργός και άεργος ισχύς

Ισχύς σε ένα ηλεκτρικό κύκλωμα, καλείται ο ρυθμός ροής ενέργειας από ένα δεδομένο σημείο του. Σε κυκλώματα εναλλασσόμενου ρεύματος στοιχεία που αποθηκεύουν ενέργεια, όπως τα επαγωγικά και τα χωρητικά, οδηγούν σε περιοδικές αλλαγές στην κατεύθυνση ροής της ενέργειας. Το ποσοστό της ισχύος, που αθροισμένο σε ένα συνολικό κύκλο μιας εναλλασσόμενης κυματομορφής, οδηγεί σε μεταφορά ενέργειας προς μια κατεύθυνση, ονομάζεται ενεργός ισχύς και εκφράζει την ενέργεια που καταναλώνεται στα στοιχεία του κυκλώματος. Αντίθετα, το ποσοστό της ισχύος το οποίο λόγω της αποθήκευσης ενέργειας, επιστρέφει στην πηγή μετά από έναν πλήρη κύκλο, είναι γνωστό ως άεργος ισχύς. Συντελεστής ισχύος, ονομάζεται το συνημίτονο της γωνίας, μεταξύ ρεύματος και τάσης και εκφράζει, σε οποιοδήποτε σημείο του κυκλώματος, το μέρος της συνολικής ισχύος που διέρχεται από το σημείο και θα καταναλωθεί τελικά στα στοιχεία του κυκλώματος.

Σε ένα απλό κύκλωμα εναλλασσόμενου ρεύματος, που έχει μόνο ωμικές αντιστάσεις, το ρεύμα και η τάση είναι συμφασικά και κάθε στιγμή, το γινόμενο τους είναι θετικό (η κατεύθυνση ροής δεν αλλάζει). Στην περίπτωση αυτή, έχουμε μεταφορά μόνο ενεργού ισχύος. Εάν το φορτίο είναι επαγωγικό, τότε η τάση προηγείται του ρεύματος κατά 90° . Στην περίπτωση αυτή, η συνολική μεταφορά ενέργειας στο κύκλωμα είναι μηδενική, αφού την μισή περίοδο πηγαίνει προς μια κατεύθυνση και την άλλη μισή επιστρέφει. Παρόμοια συμπεριφορά, έχουμε όταν το φορτίο είναι χωρητικό, όπου όμως το ρεύμα προηγείται της τάσης.

Τα πραγματικά φορτία έχουν ωμικά, επαγωγικά και χωρητικά στοιχεία και άρα στα κυκλώματα υπάρχει ροή τόσο ενεργού όσο και άεργου ισχύος. Η άεργος ισχύς δημιουργεί μεγάλα προβλήματα στα σύγχρονα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μπορεί μάλιστα να μην καταναλώνεται από τα στοιχεία του κυκλώματος (άρα να μην χάνεται), αλλά

για τη μεταφορά της απαιτούνται κάποια ρεύματα. Συνεισφέρει έτσι, στην θέρμανση των καλωδίων, επιβαρύνοντας τη λειτουργία ολόκληρου του συστήματος μεταφοράς.

Κατά αναλογία, οι μονάδες παραγωγής πρέπει να σχεδιάζονται έτσι, ώστε να μπορούν να παράγουν πέραν της ωφέλιμης ενεργού ισχύος και την άεργο ισχύ που χρειάζεται για την ομαλή μεταφορά του φορτίου που τροφοδοτούν. Για τον έλεγχο εναρμόνισης της παραγωγής ενός αιολικού πάρκου, στο σύστημα μεταφοράς, επιστρατεύεται συνήθως ο συντελεστής ισχύος. Συχνά απαιτείται να είναι ίσος με 1, δηλαδή η τάση και το ρεύμα να είναι σε φάση. Είναι δυνατόν να αλλάξει βέβαια, σε περιόδους άπνοιας ή ισχυρών ανέμων. Εναλλακτικά, το πάρκο θα πρέπει να μπορεί να ελέγξει την παραγωγή ή κατανάλωσή του αντίστοιχα σε άεργο ισχύ, ώστε να εξασφαλίζεται έλεγχος τάσεων σε διακριτά σημεία του συστήματος.

Η διαχείριση της άεργου ισχύος στο σύστημα, είναι καθοριστικής σημασίας για την εξασφάλιση της ποιότητας ισχύος. Περιπτώσεις όπως η ύπαρξη αιολικών πάρκων σε απομακρυσμένα σημεία, η χρήση ανεμογεννητριών που απορροφούν άεργο ισχύ και η μείωση των συμβατικών πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μίγμα, αυξάνουν τις ανάγκες σε άεργο ισχύ.

4.5 Συνεισφορά ισχύος των αιολικών στο σύστημα (Capacity Credit)

Ο ορισμός του capacity credit μιας μονάδας παραγωγής ισχύος, σχετίζεται με την ικανότητά της να αυξήσει την συνολική αξιοπιστία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και αποτελεί στην ουσία, έναν δείκτη αποδοτικότητας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που συνδέονται σε ένα σύστημα. Για τα αιολικά πάρκα, ως capacity credit, ορίζεται συχνά, το ποσοστό συμβατικής ισχύος που μπορεί να αντικατασταθεί από την παραγωγή τους, χωρίς να διαταράσσεται η ασφάλεια του συστήματος, ή εναλλακτικά, ως το επιπλέον φορτίο που μπορεί να εξυπηρετήσει το σύστημα, λόγω της συμμετοχής των αιολικών, διατηρώντας την αξιοπιστία του σε σταθερά επίπεδα. (Söder, 2005)

Μια αιολική εγκατάσταση, μπορεί να συνεισφέρει στην αξιοπιστία του συστήματος, μειώνοντας την πιθανότητα απώλειας φορτίου. Το ζήτημα όμως είναι, κατά πόσο η παραγόμενη ισχύς από αυτήν, μπορεί να θεωρηθεί εγγυημένη, δεδομένης και της εγγενούς στοχαστικότητας του ανέμου. Εάν για παράδειγμα, οι ώρες αιχμής της ζήτησης στο σύστημα, συμπίπτουν με τις περιόδους εμφάνισης των μεγίστων εντάσεων ανέμου της περιοχής εγκατάστασης, τότε η συνεισφορά της εγκατάστασης στην ενίσχυση της αξιοπιστίας του συστήματος είναι θετική, αφού τις ώρες αυτές είναι αυξημένη και η πιθανότητα απώλειας φορτίου στο σύστημα. Να σημειωθεί εδώ, ότι απώλεια φορτίου για ένα σύστημα ενέργειας, σημαίνει πρακτικά την ανικανότητα κάλυψης της ζήτησης από τις συνδεδεμένες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, με αποτέλεσμα κάποιοι καταναλωτές να πρέπει να αποσυνδεθούν από αυτό. Η πιθανότητα απώλειας φορτίου, εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, με πιο σημαντικούς τα χαρακτηριστικά της ζήτησης και την διαθεσιμότητα και αξιοπιστία των μονάδων παραγωγής που συμμετέχουν στο σύστημα. Μπορεί να θεωρηθεί συνοπτικά, ότι η ένταξη μιας νέας μονάδας, από τη μια επιφέρει αύξηση του κόστους του συστήματος, αλλά μειώνει παράλληλα και την πιθανότητα αποσύνδεσης ορισμένων καταναλωτών λόγω αδυναμίας κάλυψης της ζήτησης, αυξάνει δηλαδή συνολικά, την αξιοπιστία του συστήματος.

Όσον αφορά στις αιολικές εγκαταστάσεις, οι έρευνες που έχουν γίνει σε παγκόσμιο επίπεδο, συγκλίνουν γενικά στα παρακάτω, σχετικά με το τι επηρεάζει θετικά ή αρνητικά την τιμή του capacity credit (DENA, 2005)

Παράγοντες που επιδρούν θετικά στην τιμή του capacity credit :

- Η χαμηλή διείσδυση των αιολικών στο σύστημα. Σε αυτήν την περίπτωση, το ποσοστό της συνεισφοράς των συνδεδεμένων αιολικών μονάδων στις αιχμές του φορτίου, είναι περίπου ίδιο με το μέσο ποσοστό παραγωγής τους.
- Το αυξημένο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό της περιοχής εγκατάστασης. Ειδικά σε περιπτώσεις, όπου οι περίοδοι εμφάνισης υψηλών μέσων εντάσεων ανέμου, τυχαίνει να συμπίπτουν με τις περιόδους υψηλής ζήτησης φορτίου (περίοδοι αιχμών του συστήματος).
- Η υψηλή συσχέτιση αιολικής παραγωγής και αιχμιακών φορτίων.
- Η μικρή συσχέτιση της αιολικής παραγωγής ανάμεσα στις αιολικές μονάδες που συνδέονται στο σύστημα. Αυτό πρακτικά επιτάσσει την ένταξη στο σύστημα, αιολικών πάρκων, από περιοχές της χώρας όπου δεν υπάρχει υψηλή συσχέτιση της μεταβλητής της ταχύτητας ανέμου. Η αναγκαιότητα αυτή προκύπτει για λόγους σταθερότητας του συστήματος, η οποία εξασφαλίζεται μέσω της διατήρησης σταθερού (κατά το δυνατόν) αθροίσματος αιολικής παραγωγής. Με απλά λόγια δηλαδή, απαιτείται οι αιολικές μονάδες του συστήματος να παράγουν σε διαφορετικές χρονικές στιγμές, έτσι ώστε όταν κάποιες δεν παράγουν μεγάλες ποσότητες ισχύος λόγω χαμηλότερων εντάσεων, κάποιες άλλες να παράγουν περισσότερο, ισοσκελίζοντας τις διαφορές μεταξύ τους και διατηρώντας το άθροισμα σταθερό.
- Η υψηλή διασύνδεση του συστήματος, η οποία θα επιτρέπει την ανταλλαγή ενέργειας σε περιόδους χαμηλής αιολικής παραγωγής, με περιοχές που παρουσιάζουν περίσσεια ενέργειας.
- Η σύνδεση στο σύστημα, ευέλικτων μονάδων (πχ. υδροηλεκτρικά, αεριοστρόβιλοι), οι οποίες θα μπορούν να εξισορροπήσουν ταχύτατα τις αυξομειώσεις της αιολικής παραγωγής.

Παράγοντες που επιδρούν αρνητικά στην τιμή του capacity credit :

- Η αυξημένη διείσδυση αιολικών στο σύστημα, η οποία επιφέρει μείωση του ποσοστού συμμετοχής τους στις αιχμές του φορτίου.
- Το χαμηλό αιολικό δυναμικό της περιοχής εγκατάστασης του πάρκου.
- Η χαμηλή συσχέτιση αιολικής παραγωγής και αιχμών του φορτίου.
- Η μεγάλη συσχέτιση της αιολικής παραγωγής ανάμεσα σε διαφορετικές περιοχές του συστήματος.
- Η μεγάλη συμμετοχή μη ευέλικτων μονάδων στο σύστημα (πχ. ανθρακίτες και πυρηνικά).
- Η ανάγκη εξασφάλισης υψηλών βαθμών αξιοπιστίας από το σύστημα.
- Η περιορισμένη διασύνδεση του συστήματος.

Όπως εύλογα μπορεί κανείς να συμπεράνει από τα παραπάνω, υπάρχουν πολλοί παράγοντες που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη, τόσο στον σχεδιασμό ένταξης νέων αιολικών μονάδων στο σύστημα, όσο και στην ανάλυση της οικονομικής βιωσιμότητας των αιολικών επενδύσεων. Η απρογραμμάτιστη και αλόγιστη ένταξη νέων μονάδων, με γνώμονα μόνο την επίτευξη των εθνικών στόχων για την ενέργεια, μπορεί να επιδράσει καταλυτικά σε ολόκληρο

το ενεργειακό σύστημα της χώρας. Αντί αυτού απαιτείται προσεκτικός σχεδιασμός, με βάση όλους τους συμμετέχοντες στο ενεργειακό μίγμα, ώστε να μπορούν να εκμεταλλευτούν στο βέλτιστο βαθμό, οι ανεξάντλητοι ενεργειακοί πόροι, συμβάλλοντας παράλληλα σε μια παραγωγή ενέργειας πιο «καθαρή», με το ελάχιστο δυνατό οικονομικό κόστος για το κοινωνικό σύνολο.

4.6 Αναγκαία μέτρα ενίσχυσης του συστήματος με σκοπό την ασφαλή ένταξη αιολικών

Προς μια κατεύθυνση ασφαλούς ένταξης των νέων αιολικών μονάδων στο σύστημα, υπάρχει μια σειρά μέτρων που μπορούν να παρθούν, ώστε να βελτιωθεί το υπάρχον δίκτυο. Αρχικά, είναι απαραίτητη η δημιουργία μιας ασφαλούς πλατφόρμας πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, που θα βασίζεται σε ένα δίκτυο συνεχούς συλλογής μετεωρολογικών δεδομένων ανά τοποθεσία, από το οποίο θα ενημερώνεται κεντρικά ο διαχειριστής, ώστε η προβλεπόμενη παραγωγή να περιγράφει, όσο γίνεται πιο πιστά, την πραγματική. Η διαδικασία πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής, περιέχει προφανώς, σημαντικές αβεβαιότητες, οι οποίες σχετίζονται με την δυσκολία πρόβλεψης των ταχυτήτων του ανέμου και την μοντελοποίηση της ροής του, σε συνδυασμό και με τις έντονες γεωμορφολογικές αντιθέσεις της χώρας. Σύμφωνα πάντως με μελέτες του αμερικάνικου κέντρου ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τα σύγχρονα μοντέλα πρόβλεψης, μπορούν να προσεγγίσουν την πραγματική παραγωγή, με μέσες αποκλίσεις της τάξεως του 10%, συμπεριλαμβανομένων των αβεβαιοτήτων στην μοντελοποίηση. Η εγκατάσταση τέτοιων σταθμών, κατά μήκος των γραμμών του δικτύου, μπορεί επίσης να δώσει μια δυνατότητα διεύρυνσης των ορίων του αγωγού μεταφοράς, δεδομένου ότι επηρεάζεται από τις κλιματικές συνθήκες (πχ. ψύχεται όταν φυσάει περισσότερο, αυξάνοντας την δυναμικότητά του).

Αναδεικνύεται επίσης, η ανάγκη επέκτασης των υφιστάμενων συνδέσεων του συστήματος, για να μπορεί να απορροφήσει την αυξανόμενη ένταξη μονάδων σε αυτό. Στην κατεύθυνση αυτή, σχεδιάζονται από τον ΑΔΜΗΕ νέες γραμμές μεταφοράς, που θα συνδέουν ευρύτερες περιοχές στο ηπειρωτικό κομμάτι της χώρας. Μέσα στο επόμενο διάστημα, αναμένεται επίσης και η περαιτέρω διασύνδεση με το ηπειρωτικό κομμάτι, ανεξάρτητων μέχρι τώρα δικτύων, που βρίσκονταν σε νησιά (πχ. Κρήτη, Κυκλάδες)

Ένα από τα βασικότερα ζητήματα όμως, που πρέπει να επιλυθεί, είναι η εύρεση τρόπων αποτελεσματικής αποθήκευσης ενέργειας, ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εξισορρόπηση του συστήματος, όταν αυτό είναι αναγκαίο. Η πλέον διαδεδομένη μέθοδος σε ευρεία κλίμακα, είναι η άντληση υδάτων στα υδροηλεκτρικά έργα.

5 Επεξεργασία στοιχείων αιολικής παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα (2009-2013)

Όπως αναδεικνύεται και από το προηγούμενο κεφάλαιο, η συστηματική παρακολούθηση και ανάλυση της επίδρασης των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων, στη λειτουργία και την αξιοπιστία του συστήματος, είναι καθοριστικής σημασίας. Η συλλογή και ανάλυση των σχετικών πληροφοριών από τον διαχειριστή του συστήματος, αποτελεί βάση για την διερεύνηση των θεμάτων που σχετίζονται με την μεγάλη διείσδυση της αιολικής παραγωγής. Σε αυτήν την κατεύθυνση, θα αναλυθούν στο παρών κεφάλαιο, στοιχεία της πραγματικής αιολικής έγχυσης φορτίου, των πάρκων που είναι συνδεδεμένα στο σύστημα μεταφοράς για την πενταετία 2009-2013.

Για την περίοδο 2009-2010, τα εν λόγω στοιχεία είναι δημοσιευμένα στη σελίδα της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) στα αρχεία: Α) «Δεδομένα αιολικής παραγωγής για το έτος 2009 και στοιχεία από τη λειτουργία του Συστήματος» και Β) «Δεδομένα αιολικής παραγωγής για το έτος 2010 και στοιχεία από τη λειτουργία του Συστήματος». Στο αρχείο παραγωγής για το 2009, περιέχονται οι χρονοσειρές δεδομένων της ωριαίας αιολικής παραγωγής, συνολικά και ανά γεωγραφική παραγωγή (συγκεκριμένα η παραγωγή της Εύβοιας, της Πελοποννήσου και της Θράκης), καθώς και η χρονοσειρά του συνολικού φορτίου του συστήματος. Στο αρχείο παραγωγής για το 2010, περιέχονται αντίστοιχα δεδομένα με πριν, χωρίς όμως την χρονοσειρά της ωριαίας ζήτησης φορτίου του συστήματος.

Για τις επόμενες χρονικές περιόδους, τα στοιχεία αιολικής παραγωγής παύουν να δημοσιεύονται πλέον ηλεκτρονικά. Έτσι για την απόκτηση των δεδομένων της ωριαίας αιολικής παραγωγής της τριετίας 2011-2013, χρειάστηκε προσωπική επικοινωνία με το αρμόδιο τμήμα του ΑΔΜΗΕ, το οποίο και μας τα παραχώρησε, κωδικοποιημένα ανά γεωγραφική παραγωγή. Συγκεκριμένα, το κάθε πάρκο υπάγεται σε μια από τις γεωγραφικές περιφέρειες παραγωγής (ηλεκτρικές περιφέρειες) της Πελοποννήσου-Ηπείρου, της Κεντρικής Ελλάδας και της Μακεδονίας-Θράκης.

Στα επόμενα κεφάλαια, γίνεται μια προσπάθεια να προσεγγιστούν οι παράμετροι, που όπως αναφέραμε νωρίτερα, συνδέονται με την λειτουργία και την ευστάθεια του συστήματος μεταφοράς, υπό καθεστώς διασύνδεσης αιολικών μονάδων παραγωγής (capacity credit). Συγκεκριμένα, αναλύονται οι μεταβλητές της ωριαίας παραγωγής και της μεταβολής αυτής, τόσο σε επίπεδο περιφερειών, όσο και συνολικά, καθώς και οι ετεροσυσχετίσεις των μεταβλητών αυτών ανάμεσα στους συνδεδεμένους σταθμούς. Γίνεται επίσης, στατιστική ανάλυση των δεδομένων της ωριαίας ζήτησης του συστήματος για το 2009, με έμφαση στη συμβολή των αιολικών στην διαμόρφωση των αιχμηρών φορτίων. Τέλος, σε μια κατεύθυνση διερεύνησης των πιθανών επιπτώσεων, οι οποίες θα συνδέονται με την περαιτέρω επέκταση του συστήματος, εξετάζονται οι ετεροσυσχετίσεις των ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου, μεταξύ περιοχών του ηπειρωτικού και του νησιωτικού τμήματος της χώρας.

5.1 Βασικά μεγέθη πιθανοτικής ανάλυσης

Για να εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο, τα επιμέρους άρκα διαμορφώνουν από κοινού το άθροισμα της αιολικής παραγωγής που εισέρχεται στο σύστημα, είναι σκόπιμο να περιγραφούν πρώτα, κάποιες βασικές σχέσεις από την θεωρία των πιθανοτήτων.¹

Έστω ότι η \underline{x} είναι μια συνεχής τυχαία μεταβλητή, που εκφράζει την αιολική παραγωγή σε μια θέση, με συνάρτηση κατανομής $F(x) := P\{\underline{x} \leq x\}$ και συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f(x) := \frac{dF(x)}{dx}$.

Εάν ορίσουμε τον τελεστή προσδοκώμενης τιμής ως $E[\cdot] = \int_{-\infty}^{\infty} (\cdot) f(x) dx$, προκύπτουν αντίστοιχα οι κεντρικές ροπές πρώτης και δεύτερης τάξης (μέση τιμή και διασπορά, αντίστοιχα) ως εξής:

$$\begin{aligned} m &\equiv E[\underline{x}] \\ m_2 &\equiv E[\underline{x}^2] \\ \sigma^2 := \mu_2 &\equiv E[(\underline{x} - m)^2] \equiv \text{Var}[\underline{x}] \Leftrightarrow \sigma^2 = m_2 - m^2 \end{aligned} \quad (3.30)$$

Εάν τώρα, συμβολίσουμε με X_i για $i = 1, \dots, n$, ένα δείγμα υλοποιήσεων της μεταβλητής \underline{x} στο χρόνο n βημάτων, μπορούμε να υπολογίσουμε τις αμερόληπτες δειγματικές εκτιμήτριες της μέσης τιμής και διασποράς, από τις σχέσεις :

$$\begin{aligned} \mu_x = \bar{x} &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \\ s_x^2 &= \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \mu_x)^2 \end{aligned} \quad (3.31)$$

Έστω τώρα, μια δεύτερη συνεχής τυχαία μεταβλητή \underline{y} , που εκφράζει και αυτή την αιολική παραγωγή σε ένα άλλο σημείο. Προκύπτουν αντίστοιχα με πριν, από το δείγμα υλοποιήσεων της \underline{y} στον χρόνο, οι παρακάτω αμερόληπτες εκτιμήτριες :

$$\begin{aligned} \mu_y &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i \\ s_y^2 &= \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Y_i - \mu_y)^2 \end{aligned} \quad (3.32)$$

Η συνδιασπορά σ_{xy} των δύο μεταβλητών \underline{x} και \underline{y} και ο συντελεστής συσχέτισής τους ρ_{xy} , ($-1 \leq \rho_{xy} \leq 1$), δίνονται από τις σχέσεις :

$$\begin{aligned} \sigma_{xy} &:= \mu_{11} \equiv \text{Cov}[\underline{x}, \underline{y}] \equiv E[(\underline{x} - m_x)(\underline{y} - m_y)] = E[\underline{xy}] - E[\underline{x}]E[\underline{y}] \\ \rho_{xy} &:= \frac{\text{Cov}[\underline{x}, \underline{y}]}{\sqrt{\text{Var}[\underline{x}]\text{Var}[\underline{y}]}} = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \end{aligned} \quad (3.33)$$

¹ Αναλυτικότερες πληροφορίες για τις ιδιότητες των στοχαστικών ανελίξεων και τις σχέσεις μεταξύ τυχαίων μεταβλητών, μπορούν να βρεθούν στις σημειώσεις του μαθήματος «Στοχαστικές Μέθοδοι στους Υδατικούς Πόρους», Κουτσογιάννης, 2013.

Εύκολα αποδεικνύεται από τα παραπάνω, ότι όταν οι δύο μεταβλητές x και y είναι μεταξύ τους ανεξάρτητες, η συνδιασπορά των δύο δειγμάτων και κατ' επέκταση ο συντελεστής συσχέτισής τους, παίρνουν την τιμή μηδέν.

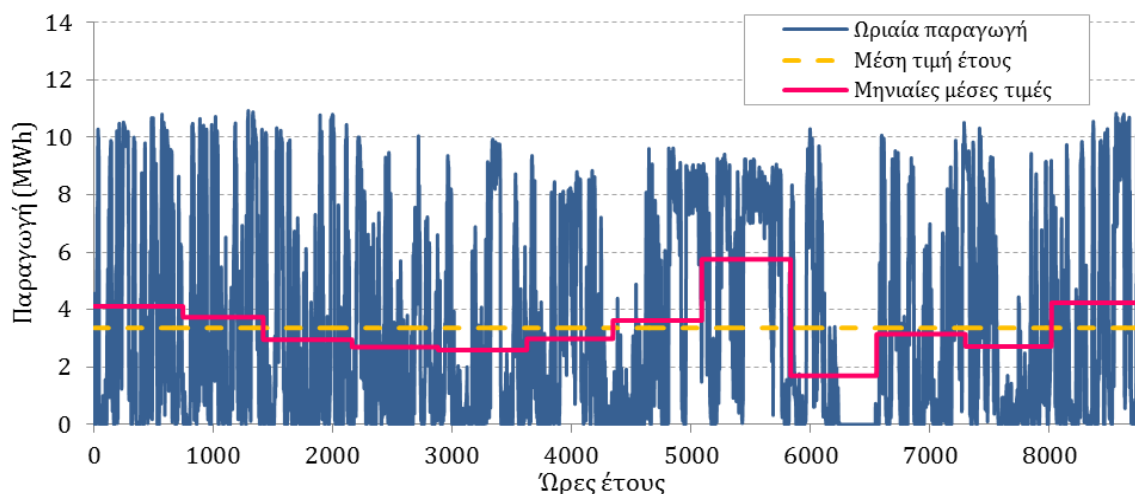
Για το δείγμα υλοποιήσεων της μεταβλητής του αθροίσματος $\Sigma=X+Y$ των παραγωγών των δύο περιοχών, η μέση τιμή και η διασπορά, θα δίνονται αντίστοιχα από τις σχέσεις:

$$\begin{aligned} \mu_{\Sigma} &= \mu_X + \mu_Y \\ \sigma_{\Sigma}^2 &= \sigma_X^2 + \sigma_Y^2 + 2\rho_{XY}\sigma_X\sigma_Y \end{aligned} \quad (3.34)$$

Με ανάλογο τρόπο, μπορούν να γενικευτούν οι παραπάνω σχέσεις για αθροίσματα παραγωγής περισσότερων πάρκων. Εάν υποθεθεί ότι οι δύο μεταβλητές X και Y , είναι μεταξύ τους ανεξάρτητες, και ακόμα ότι οι τυπικές τους αποκλίσεις είναι ίσες, τότε η διασπορά του αθροίσματός τους γίνεται ελάχιστη, ενώ εάν είναι πλήρως και θετικά συσχετισμένες, η διασπορά του αθροίσματος γίνεται μέγιστη.

Από την παρατήρηση αυτή, αν και οι παραδοχές είναι απλοϊκές, καταδεικνύεται ο πολύ σημαντικός ρόλος της ετεροσυσχέτισης μεταξύ των μεταβλητών. Γίνονται επίσης, περισσότερο κατανοητά, όσα αναφέρθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, σχετικά με τους παράγοντες που επηρεάζουν το capacity credit μιας αιολικής μονάδας παραγωγής. Η εκτίμηση των συσχετίσεων λοιπόν, μεταξύ των αιολικών πάρκων, που ανήκουν όχι μόνο στην ίδια ηλεκτρική περιοχή, αλλά ακόμα και σε διαφορετικές, από τη στιγμή που μπαίνουν στο σύστημα, αναδεικνύεται σε κομβικής σημασίας ζήτημα. Αυτό, γιατί επιδιώκεται μια όσο το δυνατόν πιο σταθερή κατάσταση στο σύστημα.

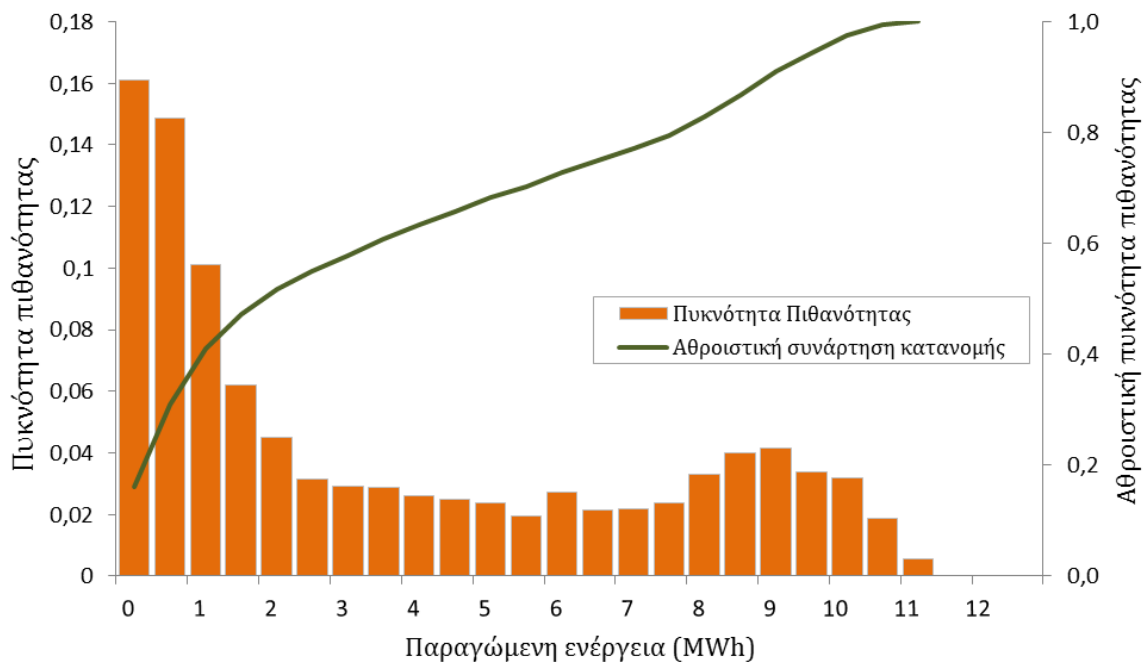
Προχωρώντας στον χώρο των πιθανοτήτων, παρουσιάζονται στη συνέχεια, το ωριαίο προφίλ (εικόνα 5.1) και το ιστόγραμμα της αιολικής παραγωγής που εισέρχεται στο σύστημα, μαζί με την αθροιστική συνάρτηση κατανομής του δείγματος (εικόνα 5.2), για ένα αιολικό πάρκο εγκατεστημένης ισχύος 12 MW που βρίσκεται στην Εύβοια. Τα στοιχεία αφορούν στην παραγωγή από τον Ιανουάριο του 2009 έως και τον Δεκέμβριο του ίδιου έτους (8760 ωριαίες παρατηρήσεις).



Εικόνα 5.1 Ωριαίο προφίλ αιολικής έγχυσης στο σύστημα μεταφοράς από πάρκο ισχύος 12 MW, κατά την περίοδο Ιανουάριος 2009- Δεκέμβριος 2013.

Όπως προκύπτει και από την εικόνα, το ωριαίο φορτίο που εισέρχεται στο σύστημα, παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις, ακολουθώντας μια γενικά πτωτική τάση από τον

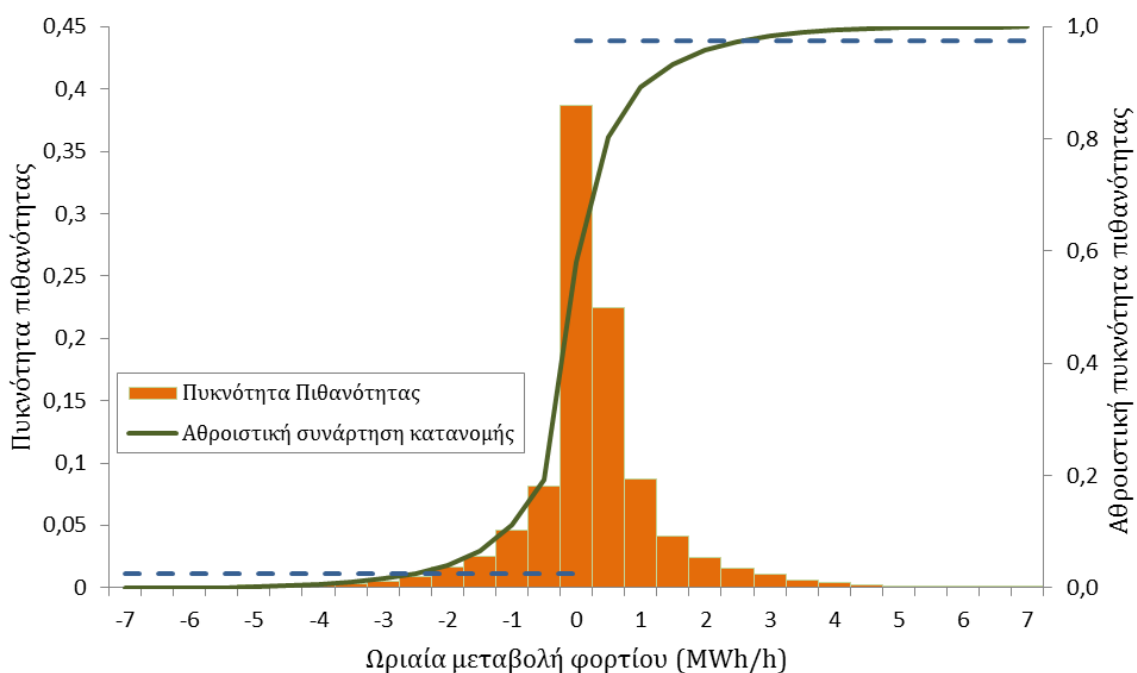
Ιανουάριο έως και τον Μάιο (πρώτες 3500 ώρες περίπου). Εν συνεχεία, αυξάνεται σταδιακά κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, με πιο σταθερές υψηλές παραγωγές κατά τη διάρκεια του Ιουλίου και του Αυγούστου (μεταξύ 5000 και 6000 ωρών). Αμέσως μετά, κατά τη διάρκεια του Σεπτεμβρίου, παρατηρείται η πιο φτωχή παραγωγικά περίοδος, η οποία πιθανόν να οφείλεται σε ένα συνδυασμό χαμηλών εντάσεων του ανέμου και μιας αποσύνδεσης πέντε ημερών από την παραγωγή, είτε για λόγους διατήρησης της ευστάθειας του συστήματος, είτε για λόγους συντήρησης του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού του πάρκου. Χαμηλές παραγωγές παρατηρήθηκαν και κατά τη διάρκεια του Νοεμβρίου, ενώ ο επόμενος μήνας παρουσίασε τις πιο υψηλές ωριαίες παραγωγές του έτους. Η μέση τιμή της ωριαίας παραγωγής για τη δεδομένη περίοδο, ανήλθε σε 3.4 MWh και συμβολίζεται στο σχήμα με διακεκομμένη γραμμή, ενώ η διασπορά και η τυπική απόκλιση αυτής, σε 12 και 3.5 MWh, αντίστοιχα.



Εικόνα 5.2 Ιστόγραμμα συχνοτήτων και αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής της αιολικής παραγωγής από πάρκο εγκατεστημένης ισχύος 12 MW

Όπως φαίνεται από το παραπάνω γράφημα (εικόνα 5.2), η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της παραγωγής που εισέρχεται στο σύστημα από ένα μεμονωμένο πάρκο, έχει χαρακτηριστικά αυξημένη πιθανότητα μηδενικής παραγωγής, η οποία οφείλεται τόσο στις ανεμολογικές συνθήκες της περιοχής εγκατάστασης, όσο και στην καμπύλη ισχύος των ανεμογεννητριών που είναι εγκατεστημένες εκεί. Συγκεκριμένα, οι μηδενικές τιμές της αποδιδόμενης στο σύστημα παραγωγής, συμπυκνώνουν τις καταστάσεις κατά τις οποίες, είτε επικρατεί άπνοια, είτε οι ταχύτητες με τις οποίες πνέει ο άνεμος, είναι πέραν των τεχνικών ορίων λειτουργίας της ανεμογεννήτριας (συνήθως 2-3 m/s και 20-25 m/s το ελάχιστο και μέγιστο όριο ταχυτήτων, αντίστοιχα). Οι μηδενικές τιμές αυτές μπορούν επίσης να αντιπροσωπεύουν και κάποιες περιόδους αποσύνδεσης του πάρκου από το σύστημα, είτε για λόγους τεχνικούς (επισκευές), είτε για λόγους ισορροπίας του συστήματος. Είναι φανερό ότι λόγω της μορφής της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητάς της, η παραγωγή του πάρκου είναι μια μεταβλητή με μεγάλη διασπορά.

Με αντίστοιχο τρόπο παρουσιάζεται και το ιστόγραμμα συχνοτήτων (εικόνα 5.3) και η αθροιστική συνάρτηση κατανομής, του ωριαίου ρυθμού μεταβολής ΔP , ο οποίος αντιστοιχεί στη διαφορά ενέργειας μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών βημάτων. Η εξέταση της μεταβλητής αυτής, κρίνεται σημαντική, καθώς μπορεί να δώσει μια εικόνα της σταθερότητας με την οποία εισέρχεται παραγωγή από ένα δεδομένο πάρκο. Σημαντικό ρόλο παίζει επίσης, τόσο στην μοντελοποίηση της παραγωγής και την πρόβλεψη, όσο και στον καθορισμό των μονάδων εφεδρείας που απαιτούνται, για την εξισορρόπηση αυτών των μεταβολών. Οι διακεκομμένες γραμμές στο πιο κάτω σχήμα, αντιστοιχούν στις $y=0.025$ και $y=0.975$ της αθροιστικής συνάρτησης κατανομής. Τα σημεία τομής των ευθειών αυτών με την αθροιστική συνάρτηση κατανομής, δίνουν το διάστημα διακύμανσης της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής, σε επίπεδο εμπιστοσύνης 95%. Από το σχήμα προκύπτει ότι η πιθανότητα: $-2.5 \text{ MWh} \leq \Delta P \leq 2.5 \text{ MWh}$ είναι 95%.



Εικόνα 5.3 Ιστόγραμμα συχνοτήτων και αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής της ωριαίας μεταβολής παραγωγής από πάρκο εγκατεστημένης ισχύος 12 MW

Η μέση τιμή της μεταβλητής είναι σχεδόν μηδενική, χαρακτηριστικό που φανερώνει και η εικόνα, το οποίο σημαίνει ότι για μεγάλες περιόδους η παραγωγή που εισέρχεται στο σύστημα από το πάρκο, είναι σταθερή ή μηδενική. Η διασπορά της όμως είναι αρκετά μεγάλη, ενώ η αθροιστική συνάρτηση κατανομής είναι περίπου συμμετρική.

Επίσης, είναι φανερό από τα παραπάνω, ότι το διάστημα διακύμανσης της μεταβλητής ΔP διευρύνεται όσο μεγαλώνει το επίπεδο βεβαιότητας. Αξίζει να σημειωθεί ακόμα, ότι η ωριαία μεταβολή για διάστημα εμπιστοσύνης 95%, δηλαδή οι $\pm 2.5 \text{ MWh/h}$, αντιστοιχούν περίπου στο 21% της εγκατεστημένης ισχύος. Το γεγονός αυτό βέβαια, δεν είναι ανεξάρτητο από τη μεγάλη διασπορά της μεταβλητής.

Όπως αναμένεται με βάση τις θεωρητικές σχέσεις (5.5), το αντίστοιχο επίπεδο διακύμανσης για την ευρύτερη ηλεκτρική περιφέρεια της Εύβοιας, θα εξαρτάται από τους συντελεστές συσχέτισης μεταξύ των ωριαίων μεταβολών των επιμέρους πάρκων που αποτελούν το άθροισμα. Όσο λιγότερο συσχετισμένες είναι μεταξύ τους οι μεταβολές, τόσο πιο σταθερό θα

είναι το φορτίο που μπαίνει στο σύστημα. Πρακτικά δηλαδή, οι επιμέρους μεταβολές θα αλληλοαναιρούνται στο σύνολο.

5.2 Ανάλυση στοιχείων παραγωγής ανά ηλεκτρική περιφέρεια

Η κωδικοποίηση των δεδομένων για τα αιολικά πάρκα που συνδέονται στο σύστημα, έχει γίνει με βάση τις ηλεκτρικές περιφέρειες, όπως τις καθορίζει ο ΑΔΜΗΕ. Υπό αυτή την έννοια, η περιφέρεια στην οποία εντάσσεται ένα πάρκο ηλεκτρικά, δεν συμπίπτει απαραίτητα με την γεωγραφική περιφέρεια της χώρας στην οποία είναι εγκατεστημένο. Αυτό είναι αναγκαίο να τονιστεί εδώ, καθώς εμφανίζονται αποκλίσεις ανάμεσα στα στοιχεία, για παράδειγμα της εγκατεστημένης ισχύος ανά περιφέρεια, όπως αυτά δημοσιοποιούνται σε άλλους φορείς (πχ. ΠΑΕ).

Όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του κεφαλαίου, η κωδικοποίηση των ηλεκτρικών περιοχών, δεν είναι ίδια για το σύνολο της εξεταζόμενης περιόδου. Γι' αυτό χρειάστηκε να μετατραπεί η αρχική κωδικοποίηση της περιόδου 2009-2010 με βάση την τελευταία περίοδο δεδομένων 2011-2013. Οι ηλεκτρικές περιοχές που εξετάζονται τελικά, είναι οι περιφέρειες της Πελοποννήσου-Ηπείρου, της Κεντρικής Ελλάδας και της Μακεδονίας-Θράκης.

Για κάθε μια από αυτές, θα παρουσιαστούν στη συνέχεια κάποια βασικά χαρακτηριστικά της παραγωγής που διείσδυσε στο σύστημα, για κάθε έτος και μήνα, καθώς και συσχετίσεις των εξεταζόμενων μεγεθών (ωριαία έγχυση φορτίου και ωριαία μεταβολή), τόσο ανάμεσα στα πάρκα που ανήκουν στην ίδια ηλεκτρική περιφέρεια, όσο και με αυτά διαφορετικών περιφερειών.

5.2.1 Εξέλιξη συνδεδεμένης ισχύος και μηνιαίας αιολικής παραγωγής

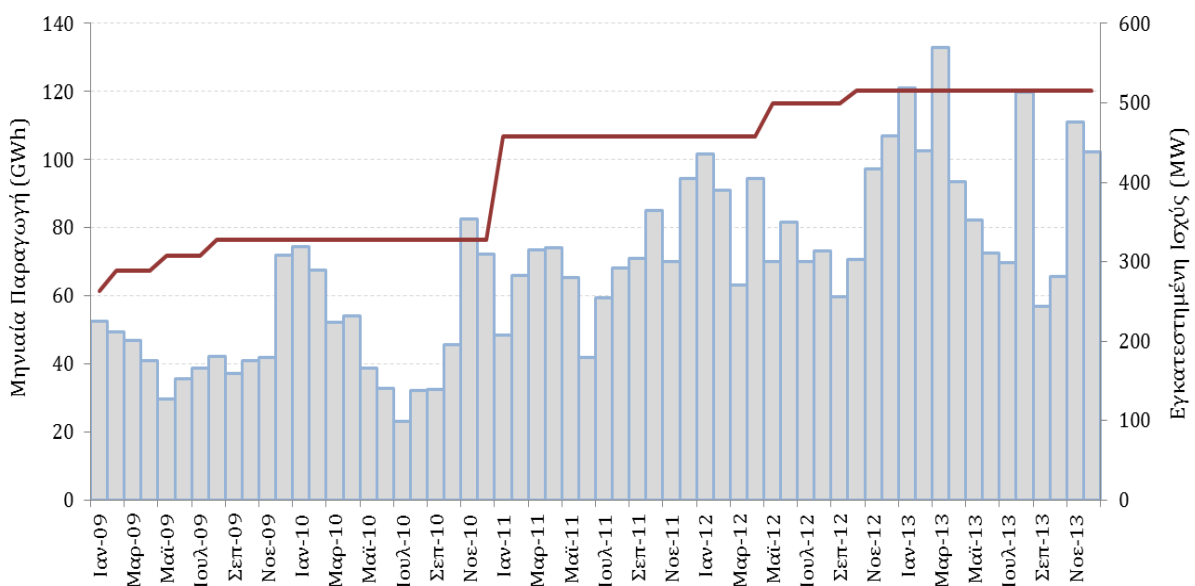
Στην ηλεκτρική περιφέρεια της Πελοποννήσου-Ηπείρου, αντιστοιχούν μέχρι και τον Δεκέμβριο του 2013, 17 ομάδες αιολικών πάρκων, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 515.8 MW. Αντίστοιχα, η περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, αριθμεί για την ίδια περίοδο, 16 ομάδες αιολικών πάρκων, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 534.82 MW, ενώ στην περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης συνδέονται 10 ομάδες αιολικών πάρκων, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 321.9 MW. Αθροιστικά λοιπόν και από τις τρεις περιφέρειες συνδέονται στην υψηλή τάση, 43 μεγάλα αιολικά πάρκα, τα οποία αντιπροσωπεύουν ισχύ 1372.52 MW.¹

Η εξέλιξη των εγκαταστάσεων ανά περιοχή, καθώς και το εισερχόμενο φορτίο για κάθε μήνα της εξεταζόμενης περιόδου, στο σύστημα, φαίνονται στις εικόνες (5.3) έως (5.5). Η συνεχής γραμμή σε κάθε σχήμα, αντιστοιχεί στην εξέλιξη της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών που συνδέονται στο σύστημα (άξονας στα δεξιά του σχήματος), ενώ κάτω εικονίζεται η συνολική ωριαία έγχυση φορτίου για κάθε μήνα της εξεταζόμενης περιόδου σε GWh (άξονας στα αριστερά του σχήματος).

Στην περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου, ήταν συνδεδεμένα τον Ιανουάριο του 2009, αιολικά πάρκα συνολικής ονομαστικής ισχύος 263.45 MW. Σταδιακά κατά τη διάρκεια του έτους, εντάχθηκαν νέες μονάδες παραγωγής στο σύστημα, με αποτέλεσμα τον Δεκέμβριο του

¹ Όπως διαπιστώσαμε νωρίτερα, στο κεφάλαιο 4 από τα στοιχεία που δημοσιεύτηκαν στο ΔΠΑ 2014-2023 από τον ΑΔΜΗΕ, η συνολική αιολική ισχύς που συνδέθηκε στο σύστημα μεταφοράς έως και τον Οκτώβριο του 2013, ανέρχεται σε 1520 MW. Η απόκλιση με τα στοιχεία που θα επεξεργαστούμε στη συνέχεια, οφείλεται πιθανόν σε κάποια πάρκα τα οποία συνδέονται στο σύστημα από τη μέση τάση, για τα οποία δεν έχουμε περαιτέρω πληροφορίες.

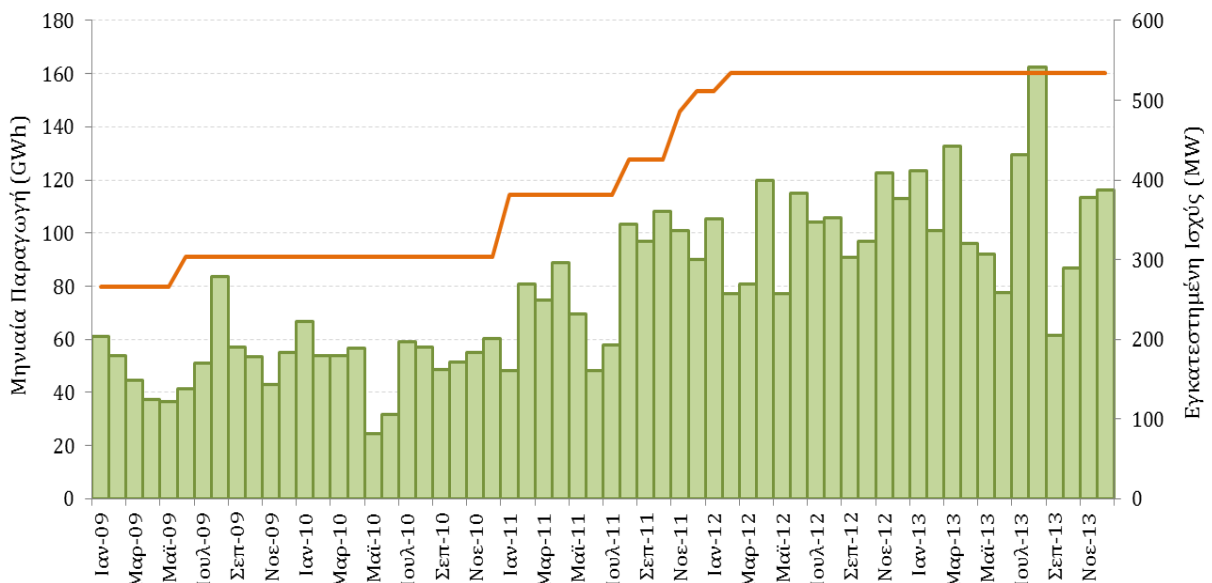
ίδιου έτους, η συνδεδεμένη ονομαστική ισχύς να διαμορφώνεται στα 327 MW, παραμένοντας σταθερή και το επόμενο έτος. Τον Ιανουάριο του 2011, η συνδεδεμένη ονομαστικής ισχύς διαμορφώθηκε σε 410.05 MW, αυξήθηκε σταδιακά στα 458.35 MW στο τέλος του 2011 και παρέμεινε έως και τον Μάιο του 2012. Από τον Οκτώβριο του 2012, η συνδεδεμένη ονομαστική ισχύς στην περιοχή, παρέμεινε σταθερή στα 515.8 MW, έως και το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου. Για τα έτη 2009 και 2010, η μηνιαία έγχυση φορτίου από τα πάρκα της περιοχής, εμφανίζει ένα σχήμα κυκλικά επαναλαμβανόμενο. Συγκεκριμένα, η μέγιστη έγχυση φορτίου συντελείται κατά τη διάρκεια των χειμερινών μηνών και μειώνεται σταδιακά κατά τη διάρκεια της άνοιξης και του καλοκαιριού. Το φθινόπωρο ακολουθεί ξανά αυξητικές τάσεις, με μικρότερες όμως παραγωγές συγκριτικά με εκείνες του χειμώνα. Τον Ιανουάριο και τον Φεβρουάριο του 2011, παρά την αύξηση των εγκαταστάσεων, οι παραγωγές ήταν γενικά μειωμένες, ενώ αντίθετα αυξήθηκαν οι παραγωγές του Μαρτίου και του Απριλίου, διατηρώντας στη συνέχεια το προηγούμενο σχήμα εποχικών διακυμάνσεων στην παραγωγή.



Εικόνα 5.4 Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) και μηνιαία έγχυση ενέργειας στο σύστημα (GWh), από τα αιολικά πάρκα της ηλεκτρικής περιφέρειας Πελοποννήσου –Ηπείρου, για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.

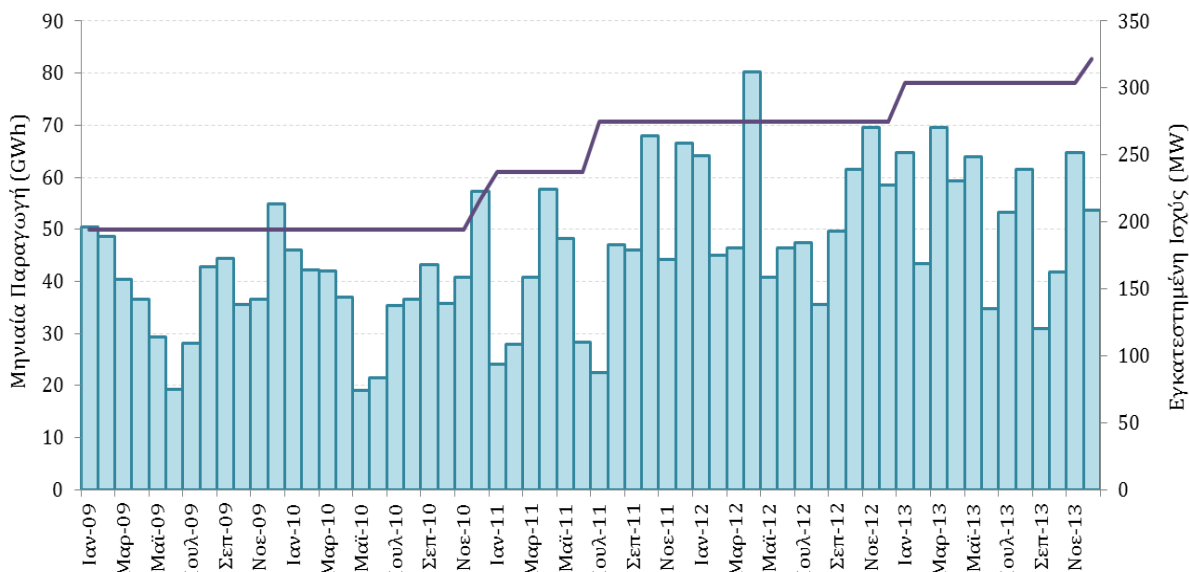
Στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, κατά τη διάρκεια των ετών 2009 και 2010, τα 2/3 των αιολικών εγκαταστάσεων, τοποθετούνται στην περιοχή της Εύβοιας, διαμορφώνοντας από κοινού με δύο μεγάλες ομάδες αιολικών της ηπειρωτικής Στερεάς Ελλάδας, το άθροισμα της ευρύτερης περιοχής. Από τον Ιανουάριο έως και τον Μάιο του 2009, η συνδεδεμένη ονομαστική ισχύς της περιφέρειας, διαμορφώθηκε στα 265.22 MW, ενώ από τον επόμενο μήνα, μετά και την ένταξη μιας ακόμη ομάδας, αυξήθηκε στα 303.22 MW, διατηρώντας τις ίδιες εγκαταστάσεις έως και τον Δεκέμβριο του 2010. Το 2011, ακολούθησε έντονη δραστηριοποίηση στον σχετικό τομέα, με συνεχώς αυξανόμενες συνδέσεις σε όλη τη διάρκεια του έτους. Ενδεικτικά, η ονομαστική ισχύς των 381.77 MW, που αντιστοιχούσε στις συνδέσεις του Ιανουαρίου, αυξήθηκε σε 510.87 MW στις αρχές του Δεκεμβρίου και σε 534.82 MW τον επόμενο μήνα, όπου και παρέμεινε μέχρι το τέλος της εξεταζόμενης περιόδου. Όσον αφορά στις μηνιαίες παραγωγές ενέργειας της περιοχής, ακολουθείται σε γενικές γραμμές, το σχήμα των εποχικών διακυμάνσεων της μεταβλητής της ταχύτητας ανέμου, στην περιοχή της ανατολικής Στερεάς Ελλάδας και της Εύβοιας, όπως αναλύθηκαν σε προηγούμενο κεφάλαιο. Παρατηρούνται έτσι, υψηλές παραγωγές κατά τη διάρκεια του

χειμώνα, οι οποίες διατηρούνται συνήθως έως και τον Μάρτιο και μειώνονται σταδιακά το επόμενο διάστημα. Στο τετράμηνο μεταξύ Μαΐου και Αυγούστου, καταγράφονται και οι εντονότερες διακυμάνσεις στην παραγωγή, καθώς το ετήσιο ελάχιστο που συνήθως εμφανίζεται στο διάστημα μεταξύ Μαΐου και Ιουνίου, ακολουθεί μια περίοδος αυξανόμενων παραγωγών, που συνήθως αντιστοιχεί και στις μέγιστες του έτους (Αύγουστος). Τον Σεπτέμβριο, μειώνονται και πάλι οι παραγωγές, όχι όμως σε επίπεδα αντίστοιχα με αυτά του Μαΐου ή του Ιουνίου και αυξάνονται σταδιακά τους επόμενους μήνες του φθινοπώρου. Εξαίρεση στο παραπάνω σχήμα, αποτελεί και για αυτήν την περιφέρεια, ο χειμώνας του 2011, κατά τη διάρκεια του οποίου, η παραγόμενη ενέργεια ήταν αρκετά μειωμένη συγκριτικά με άλλες χρονιές.



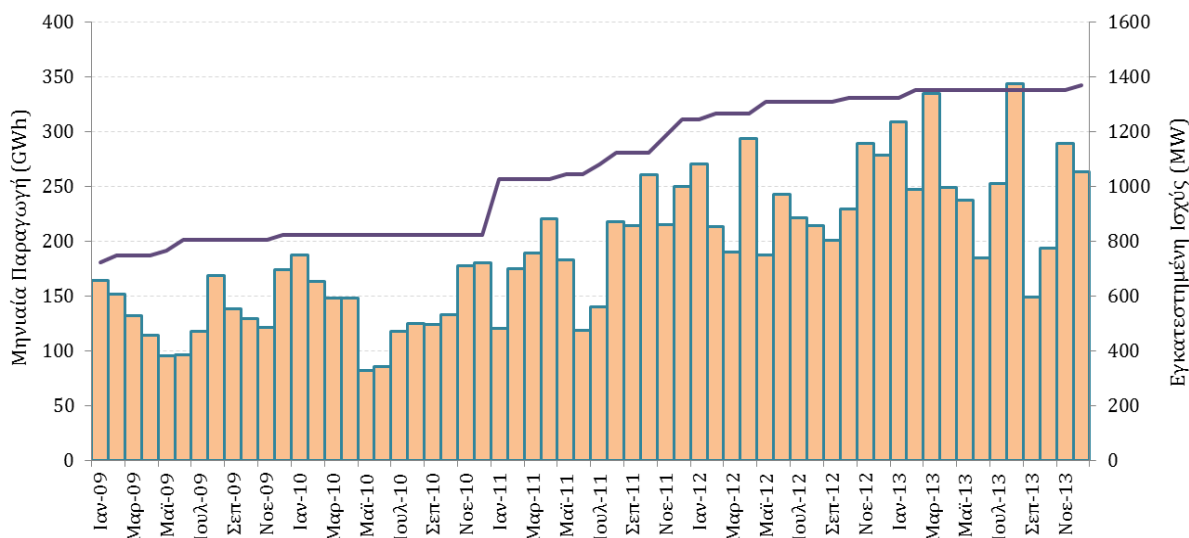
Εικόνα 5.5 Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) και μηνιαία έγχυση ενέργειας στο σύστημα (GWh), από τα αιολικά πάρκα της ηλεκτρικής περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.

Η ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης, όπου συγκεντρώνεται το υπόλοιπο κομμάτι των αιολικών εγκαταστάσεων της χώρας, για την διετία 2009-2010, μετρούσε συνδέσεις συνολικής ονομαστικής ισχύος 194.25 MW. Τον Ιανουάριο του 2011, εντάχθηκαν στο σύστημα νέες μονάδες, διαμορφώνοντας την συνδεδεμένη ισχύ στα 237 MW. Τον Ιούλιο του ίδιου έτους, η συνολική ονομαστική ισχύς διαμορφώθηκε στα 275 MW και παρέμεινε ως τέτοια, μέχρι και τον Ιανουάριο του 2013. Στο επόμενο διάστημα, εντάχθηκαν ακόμη δύο ομάδες αιολικών πάρκων, η πρώτη τον Φεβρουάριο και η δεύτερη τον Δεκέμβριο, με την εγκατεστημένη ισχύ της περιοχής να αναλογεί σε 303.9 MW και 321.9 MW, αντίστοιχα. Για τα έτη 2009 και 2010, οπότε το μίγμα των σταθμών που διαμορφώνουν το άθροισμα της περιοχής, είναι σταθερό, διακρίνεται για τις παραγωγές ένα σχήμα επαναλαμβανόμενο. Συγκεκριμένα, στο τέλος της άνοιξης και στις αρχές του καλοκαιριού, παρατηρούνται οι ελάχιστες των παραγωγών του έτους, ενώ τα διαστήματα πριν και Μετά αυτών, καταγράφονται αισθητά υψηλότερες παραγωγές. Το επόμενο διάστημα, η ένταξη νέων μονάδων στο μίγμα, έφερε εντονότερες διακυμάνσεις στη μηνιαία παραγωγή, με τις ελάχιστες να καταγράφονται κατά τη διάρκεια του Ιουλίου, για το 2011, του Αυγούστου, για το 2012 και του Σεπτεμβρίου για το 2013.



Εικόνα 5.6 Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) και μηνιαία έγχυση ενέργειας στο σύστημα (GWh), από τα αιολικά πάρκα της ηλεκτρικής περιφέρειας Μακεδονίας- Θράκης, για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013

Οι παραπάνω περιοχές συνθέτουν το ευρύτερο άθροισμα της χώρας, το οποίο αποτυπώνεται με αντίστοιχο τρόπο στην εικόνα (5.7). Με μια πρώτη ματιά, παρατηρούμε ότι οι μηνιαίες διακυμάνσεις στην παραγωγή είναι σε γενικές γραμμές πιο ήπιες, σε σχέση με εκείνες των επιμέρους περιοχών. Φαίνεται επίσης, η έντονη δραστηριότητα που συγκεντρώθηκε στα έτη 2011 και 2012, οπότε και διπλασιάστηκε σχεδόν η συνδεδεμένη αιολική ισχύς στο σύστημα.



Εικόνα 5.7 Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος (MW) και μηνιαία έγχυση αιολικής ενέργειας συνολικά στο σύστημα (GWh) μεταφοράς, για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.

5.2.2 Καμπύλες διάρκειας αιολικής παραγωγής

Η εξέταση της καμπύλης διάρκειας του εισερχόμενου φορτίου ανά ηλεκτρική περιφέρεια αλλά και συνολικά, αποτελεί ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο, τόσο για την μελέτη απόδοσης των συνδεδεμένων σταθμών συγκριτικά και με τους υπόλοιπους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που συμμετέχουν στο σύστημα, όσο και για την πρόβλεψη της παραγωγής φορτίου μακροπρόθεσμα. Η καμπύλη διάρκειας ορίζεται, ως η σχεδίαση της εγχεόμενης ενέργειας

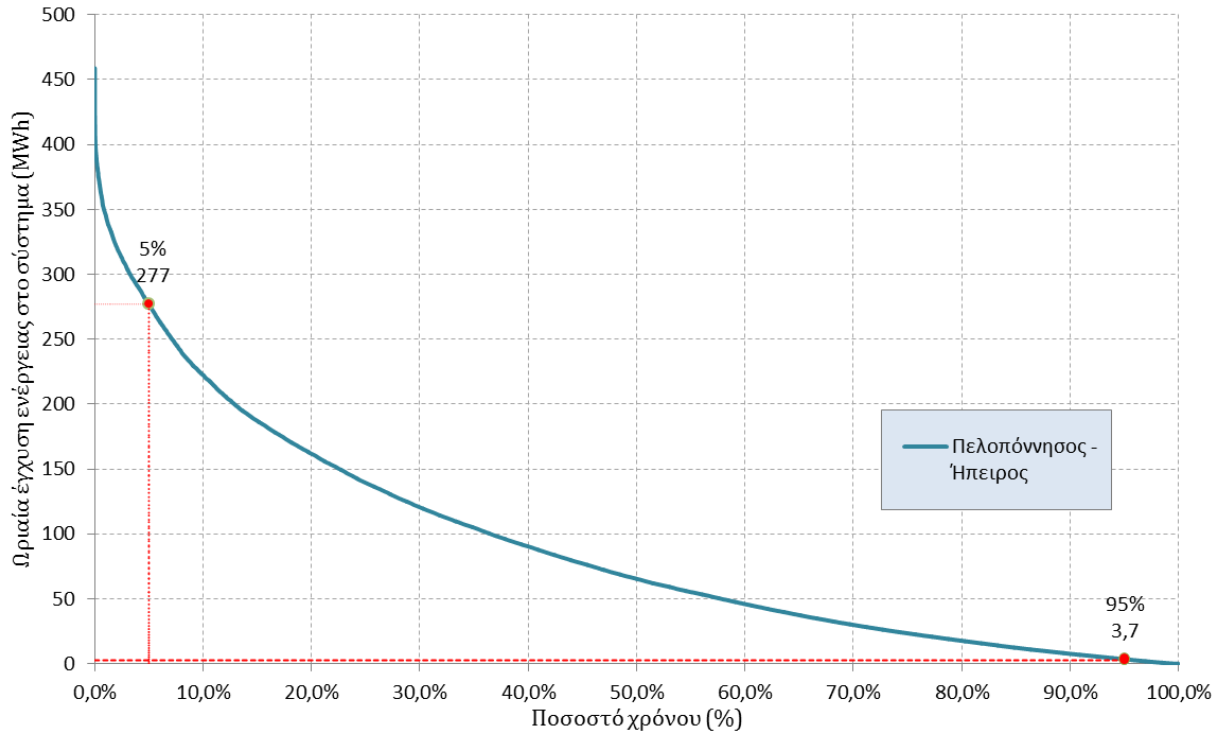
προς το ποσοστό του χρόνου κατά τη διάρκεια της περιόδου των παρατηρήσεων, για το οποίο η ενέργεια υπερβαίνει ή ισούται με μια δεδομένη τιμή.

Στην εικόνα (5.7) παρουσιάζεται η καμπύλη διαρκείας εγγυόμενης ενέργειας, για την ηλεκτρική περιφέρεια της Πελοποννήσου- Ηπείρου και αφορά στο σύνολο της εξεταζόμενης περιόδου. Όπως φαίνεται και παρακάτω, η κλίση της καμπύλης είναι αρκετά απότομη μέχρι το 10% του χρόνου, γεγονός που καταδεικνύει την μικρή συγκέντρωση υψηλών εγγεόμενων φορτίων, ενώ για μεγαλύτερα ποσοστά του χρόνου, οι τιμές της ενέργειας μειώνονται με πιο αργό ρυθμό. Για το 95% του εξεταζόμενου διαστήματος η ωριαία έγχυση ενέργειας στο σύστημα, ξεπέρασε τις 3.7 MWh, ενώ για ένα ποσοστό 5% του χρόνου κυμαινόταν μεταξύ 459 και 277 MWh. Η αντίστοιχη τιμή για το 50% του χρόνου ήταν περίπου 65 MWh.

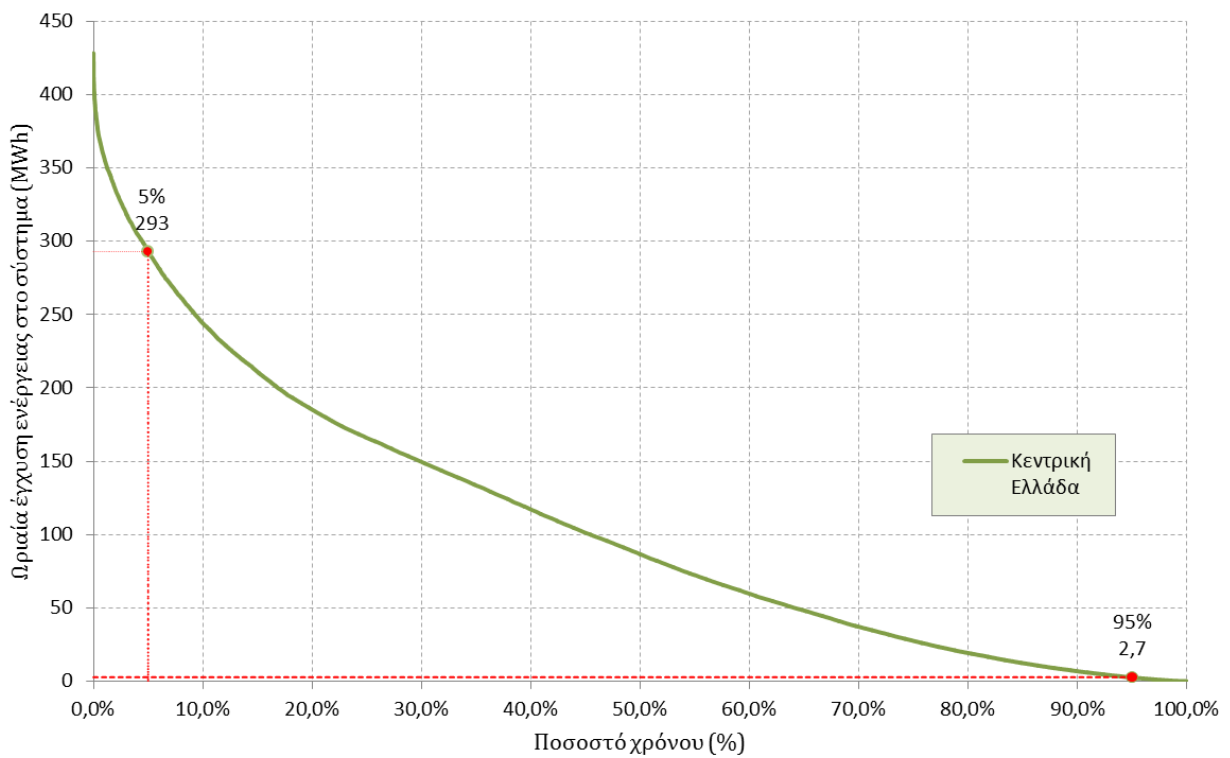
Η αντίστοιχη καμπύλη (εικόνα 5.8) για την ηλεκτρική περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, φαίνεται να έχει ηπιότερες κλίσεις σε σχέση με αυτή της προηγούμενης περιφέρειας και για ποσοστό του χρόνου περίπου 50%, στο διάστημα μεταξύ 20% και 70% του χρόνου, είναι σχεδόν γραμμική, διατηρώντας πιο αυξημένες τιμές ενέργειας συγκριτικά. Ενδεικτικό της ηπιότερης κλίσης στην αρχή της καμπύλης, είναι το γεγονός ότι η ελάχιστη ενέργεια για το 5% του χρόνου με τις υψηλότερες τιμές, ανέρχεται σε 293 MWh, ενώ η μέγιστη σε 428 MWh. Για το μισό της εξεταζόμενης περιόδου, η ενέργεια ξεπέρασε τις 82 MWh, ενώ η ελάχιστη ενέργεια που απέδωσε σε ποσοστό του χρόνου 95%, ανήλθε σε 2.7 MWh.

Αντίστοιχα στην εικόνα (5.9), αποτυπώνεται η καμπύλη διαρκείας της ωριαίας έγχυσης αιολικής ενέργειας από την περιοχή της Μακεδονίας- Θράκης. Εδώ η συνδεδεμένη ισχύς στο σύστημα είναι περίπου τα 2/3 των προηγούμενων, εξού και οι χαμηλότερες τιμές συγκριτικά. Συγκεκριμένα, η μέγιστη ωριαία τιμή της ενέργειας που εισήλθε στο σύστημα, για το σύνολο της περιόδου, ανήλθε σε 250 MWh, ενώ η ελάχιστη για το 95% αυτής, σε 0.6 MWh. Και εδώ η καμπύλη έχει σχεδόν γραμμική κλίση για μεγάλο ποσοστό του χρόνου, ενώ γίνεται σχεδόν οριζόντια στο 10% όπου εμφανίζονται οι ελάχιστες τιμές. Για το 5% του χρόνου, οι υψηλότερες ωριαίες παραγωγές, ξεπερνούν τις 170.6 MWh.

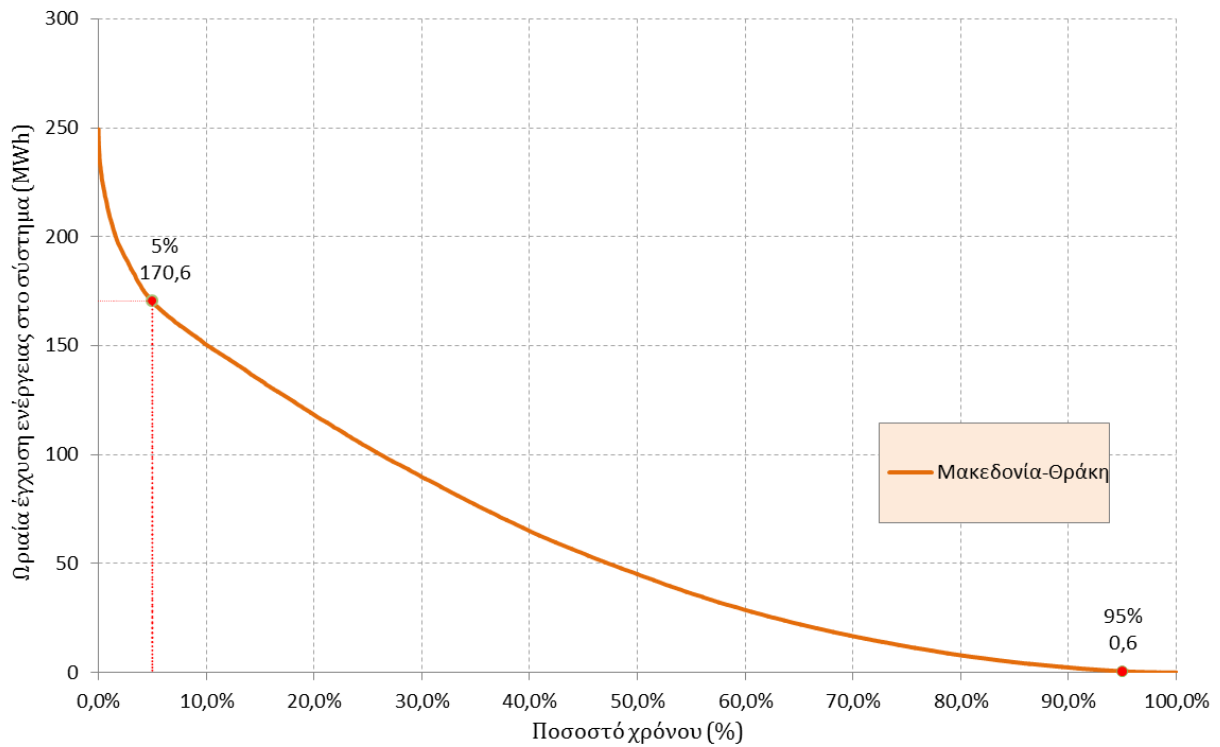
Στην εικόνα (5.10) αποτυπώνεται η καμπύλη διαρκείας του συνόλου της αιολικής ενέργειας που απορροφήθηκε από το σύστημα κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου. Όπως φαίνεται και στο σχήμα, για το 95% του χρόνου, η εγγεόμενη ενέργεια ξεπέρασε τις 22.5 MWh, ενώ για το 50% αυτού, η αντίστοιχη ενέργεια ανήλθε σε 212 MWh περίπου. Η ελάχιστη ωριαία ποσότητα ενέργειας που αποδόθηκε στο σύστημα για την εξεταζόμενη περίοδο, διαμορφώθηκε στις 0.2 MWh. Το 5% του χρόνου όπου παρατηρήθηκαν οι μέγιστες ωριαίες εγχύσεις ενέργειας από τα αιολικά πάρκα της χώρας, η τιμή αυτής ξεπέρασε τις 685 MWh, με την ανώτερη να διαμορφώνεται στις 1035.5 MWh. Καμπύλη διαρκείας αιολικής παραγωγής της ηλεκτρικής περιφέρειας Πελοποννήσου- Ηπείρου, για το διάστημα Ιανουάριος 2009- Δεκέμβριος 2013



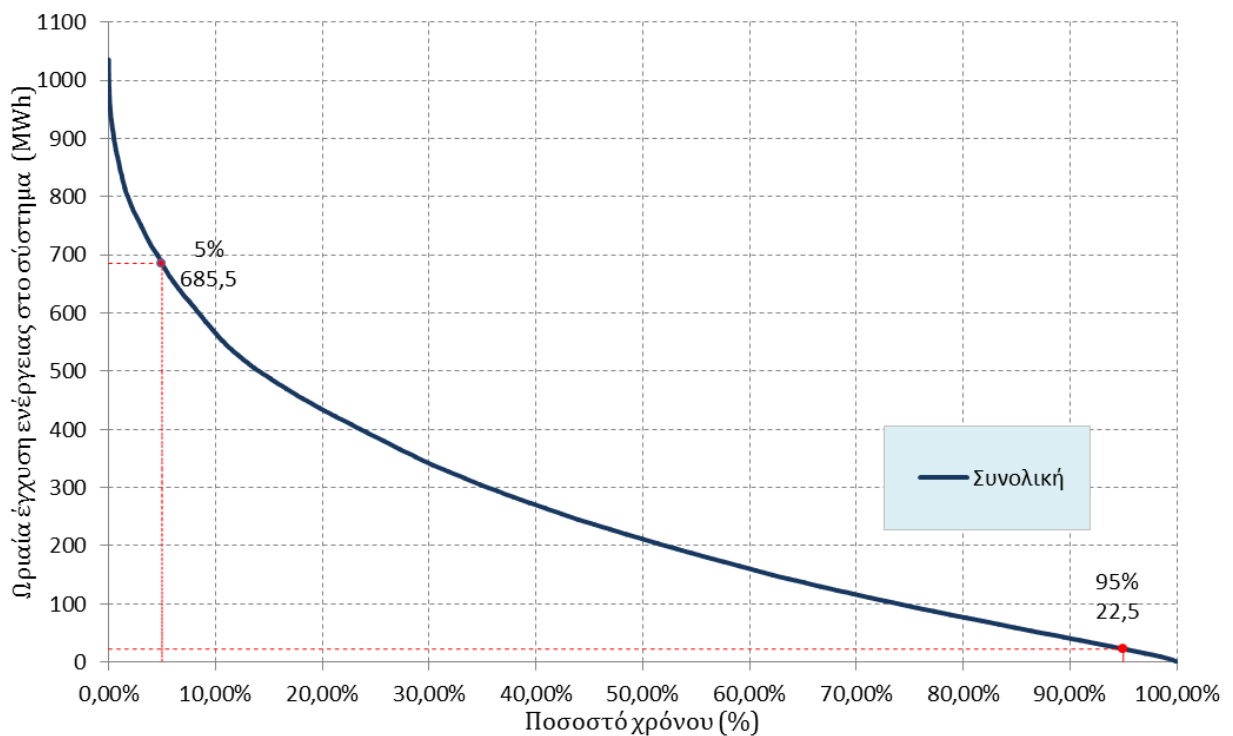
Εικόνα 5.8 Καμπύλη διάρκειας αιολικής παραγωγής συνδεδεμένης στο σύστημα υψηλής τάσης, από την ηλεκτρική περιφέρεια Πελοποννήσου- Ηπείρου, για το διάστημα Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.



Εικόνα 5.9 Καμπύλη διάρκειας αιολικής παραγωγής συνδεδεμένης στο σύστημα υψηλής τάσης, από την ηλεκτρική περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, για το διάστημα Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.



Εικόνα 5.10 Καμπύλη διάρκειας αιολικής παραγωγής συνδεδεμένης στο σύστημα υψηλής τάσης, από την ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης, για το διάστημα Ιανουάριος 2009- Δεκέμβριος 2013.



Εικόνα 5.11 Καμπύλη διάρκειας συνολικής αιολικής παραγωγής συνδεδεμένης στο σύστημα υψηλής τάσης, για το διάστημα Ιανουάριος 2009- Δεκέμβριος 2013.

5.2.3 Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor)

Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor) αποτελεί ένα μέτρο απόδοσης μιας οποιασδήποτε ηλεκτροπαραγωγικής εγκατάστασης και ορίζεται ως το πηλίκο της συνολικά παραγόμενης ενέργειας σε μια δεδομένη περίοδο, προς την ενέργεια που θα παρήγαγε εάν λειτουργούσε στην ονομαστική της ισχύ. Οι τιμές που παίρνει ο συντελεστής αυτός, διαφέρουν αρκετά ανάλογα με τον τύπο της κάθε εγκατάστασης, ενώ σε γενικές γραμμές εξαρτάται από το καύσιμο που χρησιμοποιεί η κάθε μια για την παραγωγή ενέργειας.

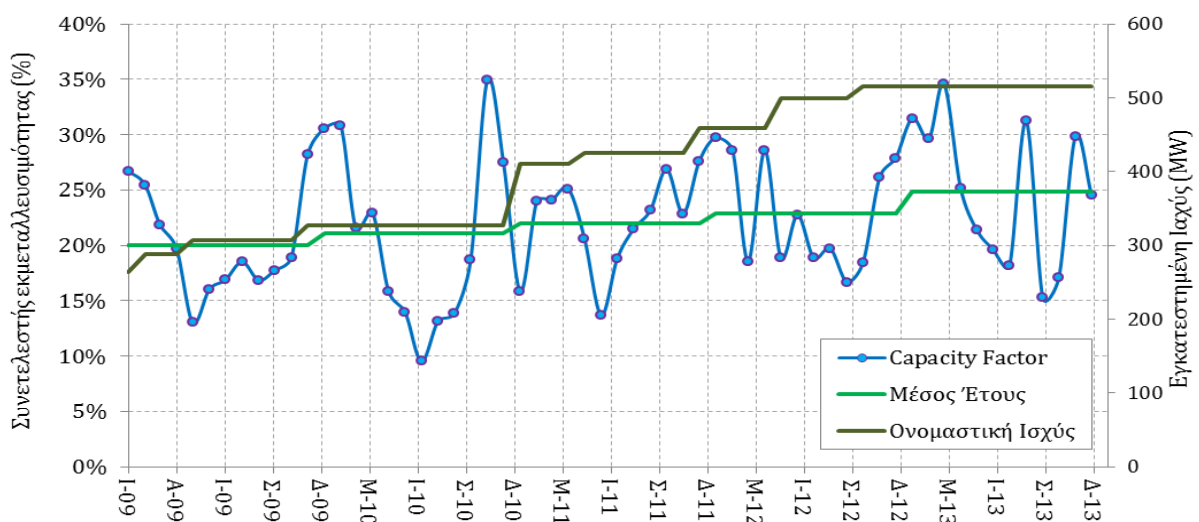
Αναφορικά με τις αιολικές εγκαταστάσεις, ο συντελεστής αυτός μπορεί να αντιστοιχεί στην αξιοποίηση της παραγωγικής ικανότητας μιας μεμονωμένης ανεμογεννήτριας, ενός αιολικού πάρκου, μιας ευρύτερης περιοχής, ακόμα και γενικά στην εκμετάλλευση της αιολικής παραγωγής σε επίπεδο χώρας. Χαρακτηριστικές τιμές του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας για την ετήσια αιολική παραγωγή, σε χώρες της Ευρώπης, κυμαίνονται μεταξύ 20% και 40% (Boccard, 2008).

Στην περίπτωση που εξετάζουμε εδώ, επειδή τα δεδομένα της ανάλυσης, αφορούν όχι στην παραγόμενη, αλλά στην απορροφούμενη από το σύστημα ενέργεια, πρέπει να γίνει μια διάκριση ανάμεσα στον θεωρητικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, όπως ορίστηκε παραπάνω και τον πραγματικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, ο οποίος αντίστοιχα, ορίζεται ως το πηλίκο της απορροφούμενης από το σύστημα ενέργειας, προς την ενέργεια που θα παραγόταν, εάν η αιολική εγκατάσταση λειτουργούσε στην ονομαστική της ισχύ, για την ίδια χρονική περίοδο. Προφανώς, ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας είναι μικρότερος του θεωρητικού, στις περιπτώσεις που γίνεται απόρριψη αιολικής ενέργειας από το σύστημα, ή ίσος με αυτόν όταν η παραγόμενη ενέργεια, απορροφάται πλήρως από αυτό. Κομβικό ρόλο στην διαμόρφωση των ορίων που τίθενται στην έγχυση αιολικού φορτίου στο σύστημα, κατέχει η επαρκής γεωγραφική διασπορά των σταθμών παραγωγής και η μορφή του μίγματος ηλεκτροπαραγωγής. Η κάλυψη της ζήτησης στο σύστημα υπό συνθήκες ένταξης αιολικών και λοιπών ΑΠΕ, επιβάλλει άλλωστε, τον σαφή καθορισμό των μονάδων εφεδρείας που χρειάζεται να λειτουργήσουν ανά πάσα στιγμή, ώστε να ικανοποιείται το απαιτούμενο φορτίο με το χαμηλότερο δυνατόν κόστος. Σε διεθνές επίπεδο, έχουν καταγραφεί περιπτώσεις, στις οποίες η στιγμιαία αιολική παραγωγή, έχει πετύχει πολύ υψηλούς συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας (θεωρητικούς και πραγματικούς). Πρώτη φορά παγκοσμίως, κάτι τέτοιο συνέβη στη Δανία το 2002, όπου για μια ώρα, η στιγμιαία έγχυση φορτίου άγγιξε το 100% (Holttinen, 2005).

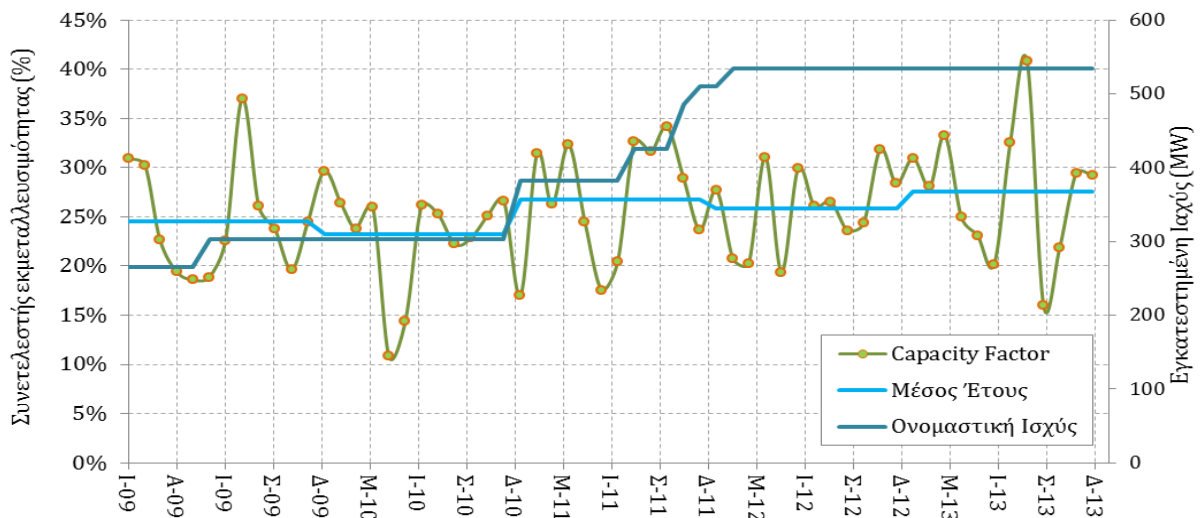
Στις επόμενες εικόνες (5.12-14), αποτυπώνεται η διακύμανση του μηνιαίου συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας για τις τρεις περιοχές και για το σύνολο της εξεταζόμενης περιόδου. Όπως προκύπτει από την εικόνα (5.12), στην περιοχή της Πελοποννήσου-Ηπείρου, ο συντελεστής παίρνει τις χαμηλότερες τιμές του κατά τους μήνες Μάιο έως Ιούλιο, με εύρος από 10-20% και τις μέγιστες, κυρίως κατά τους χειμερινούς μήνες και τον Αύγουστο, με εύρος 25-35%. Εξαίρεση αποτελεί το έτος 2011, όπου οι τιμές για τον συντελεστή εμφανίζονται ιδιαίτερα χαμηλές, με ελάχιστο τον Μάιο (13%) και μέγιστο τον Δεκέμβριο (28%). Αντίστοιχα, στην Κεντρική Ελλάδα, (εικόνα (5.13)) ελάχιστη έγχυση ενέργειας σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ της περιοχής, παρατηρείται κατά τους μήνες Μάιο και Ιούνιο, με τον συντελεστή να κυμαίνεται μεταξύ 11% και 19%, ενώ χαρακτηριστικά μεγάλες τιμές παίρνει τον Αύγουστο (27%-41%). Για τους μήνες του χειμώνα οι τιμές κυμαίνονται μεταξύ 23% και 31%, με εξαίρεση και εδώ τον Ιανουάριο του 2011 (17%). Στην ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης (εικόνα 5.14), χαμηλότερη έγχυση φορτίου σε σχέση με την ονομαστική ισχύ της περιοχής συντελείται κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού (11-20%), ενώ

και εδώ ο χειμώνας (με εξαίρεση το 2011), φαίνεται να είναι η πιο αξιοποιήσιμη ενεργειακά περίοδος του έτους με τιμές πάνω από 29% έως 38%.

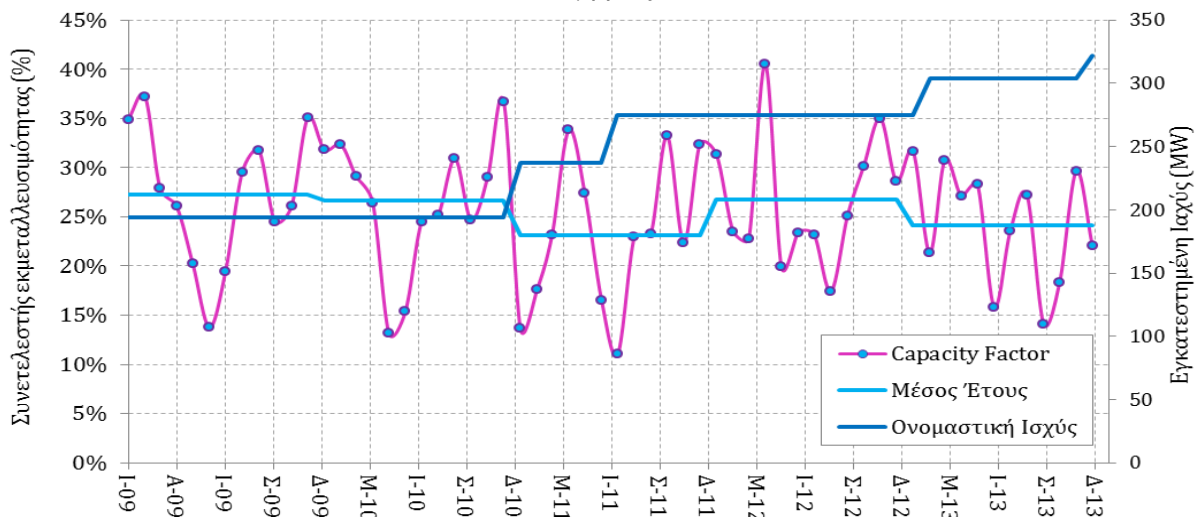
Όσον αφορά τώρα, στους μέσους ετήσιους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας παράλληλα και με την εξέλιξη της ονομαστικής ισχύος, διακρίνονται διαφορετικές τάσεις στις τρεις περιοχές. Στην περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου, η διεύρυνση των συνδέσεων, φαίνεται να συνοδεύεται από μια αυξητική πορεία του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας για κάθε έτος. Συγκεκριμένα, η συνολική ενέργεια που απορροφήθηκε από το σύστημα κατά τη διάρκεια του έτους 2009, αντιστοιχούσε στο 20% της θεωρητικά μέγιστης που θα μπορούσε να απορροφηθεί, εάν λειτουργούσε μόνιμα σε πλήρη ισχύ. Το επόμενο έτος, με μικρή αύξηση της συνδεδεμένης ονομαστικής ισχύος, η ενέργεια αυτή αντιπροσώπευε το 21.1% της μέγιστης και έφτασε σταδιακά το 2013 στο 24.8% (το 2011 και το 2012 ο ετήσιος συντελεστής ήταν 22% και 22.9%, αντίστοιχα). Από την άλλη μεριά, στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, οι ετήσιοι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας, προέκυψαν αισθητά αυξημένοι σε σχέση με της προηγούμενης περιοχής, με την οποία έχουν και συγκρίσιμες αιολικές εγκαταστάσεις. Ενδεικτικά, το 2009 ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας στην περιφέρεια, υπολογίστηκε σε 24.5%, αλλά μειώθηκε σε 23.3% το 2010, παρόλο που δεν υπήρξε κάποια μεταβολή στην ονομαστική ισχύ της περιοχής. Την επόμενη χρονιά, η οποία όπως επισημάνθηκε και νωρίτερα, χαρακτηρίστηκε από σημαντικές εξελίξεις στις συνδέσεις νέων σταθμών στην περιοχή, ο ετήσιος συντελεστής ανήλθε σε 26.7%, ενώ τα δύο τελευταία έτη, οπότε και σταθεροποιείται ο αριθμός των συνδέσεων, σε 25.8% και 27.5%, αντίστοιχα. Μπορούμε να υποθέσουμε λοιπόν και εδώ, μια έστω και οριακή τάση αύξησης του συντελεστή, με την ένταξη νέων μονάδων. Η παραπάνω εικόνα, αντιστρέφεται στην περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης, όπου οι ετήσιοι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας ακολουθούν σε γενικές γραμμές μια πορεία φθίνουσα, καθώς εξελίσσονται οι συνδέσεις στην περιοχή. Συγκεκριμένα, από το 2009, οπότε και οι ετήσιες παραγωγές που απορροφήθηκαν από το σύστημα αντιπροσώπευαν το 27.2% των θεωρητικά μεγίστων, κατέληξαν το 2013, να αντιπροσωπεύουν το 24.1% αυτών. Εξαίρεση στην πτωτική αυτή πορεία ήταν το έτος 2012, όπου παρατηρήθηκε αύξηση του συντελεστή σε 26.7% έναντι του 23.1% του 2011.



Εικόνα 5.12 Εξέλιξη μηνιαίου συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (%) και εγκατεστημένης ισχύος (MW) για την ηλεκτρική περιφέρεια της Πελοποννήσου –Ηπείρου, στην περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.



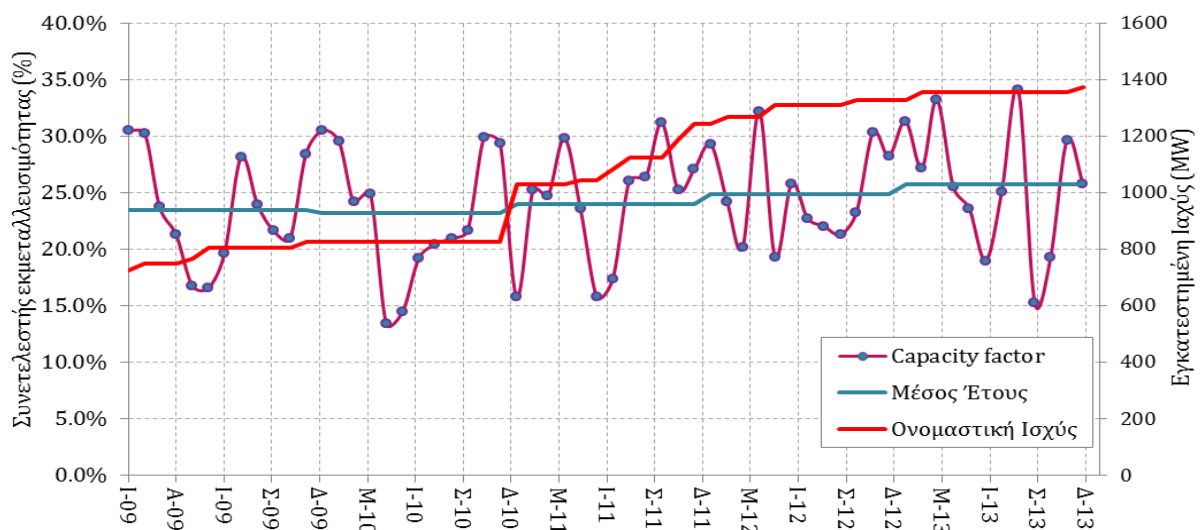
Εικόνα 5.13 Εξέλιξη μηνιαίου συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (%) και εγκατεστημένης ισχύος (MW) για την ηλεκτρική περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, στην περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.



Εικόνα 5.14 Εξέλιξη μηνιαίου συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (%) και εγκατεστημένης ισχύος (MW) για την ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης, στην περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.

Η ανάγνωση των διαφοροποιήσεων ανά περιφέρεια, προσφέρει πολύτιμες πληροφορίες, σχετικά με τις διαφορετικές ανεμολογικές συνθήκες που επικρατούν στις περιοχές, όπου συγκεντρώνεται η αιολική ισχύς και παρέχει μακροπρόθεσμα τη δυνατότητα αποτίμησης των ορίων ένταξης επιπλέον μονάδων παραγωγής σε αυτές. Όπως γίνεται όμως αντιληπτό, πολλές από τις διαφοροποιήσεις στην παραγωγή των επιμέρους περιοχών, που συναντώνται στις διακριτές χρονικές κλίμακες, τείνουν να εξομαλύνονται στο ευρύτερο άθροισμα της παραγωγής της χώρας. Υπό αυτή την έννοια, το αποτέλεσμα που προκύπτει συναθροίζοντας στο σύστημα, το πλουσιότερο αιολικό δυναμικό στην περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης με το πιο φτωχό της Κεντρικής Ελλάδας και της Πελοποννήσου, φαίνεται στην παρακάτω εικόνα (5.15). Οι μηνιαίοι συντελεστές μεταβλητότητας του αθροίσματος, παρουσιάζουν αισθητά μικρότερες διακυμάνσεις συγκριτικά με εκείνες των επιμέρους περιοχών, διατηρούν όμως, όπως είναι άλλωστε αναμενόμενο, το σχήμα εποχικών διακυμάνσεων που συναντήσαμε πιο πάνω. Έτσι και πάλι για τα έτη 2009 και 2010, στην περίοδο μεταξύ Μαΐου και Ιουλίου,

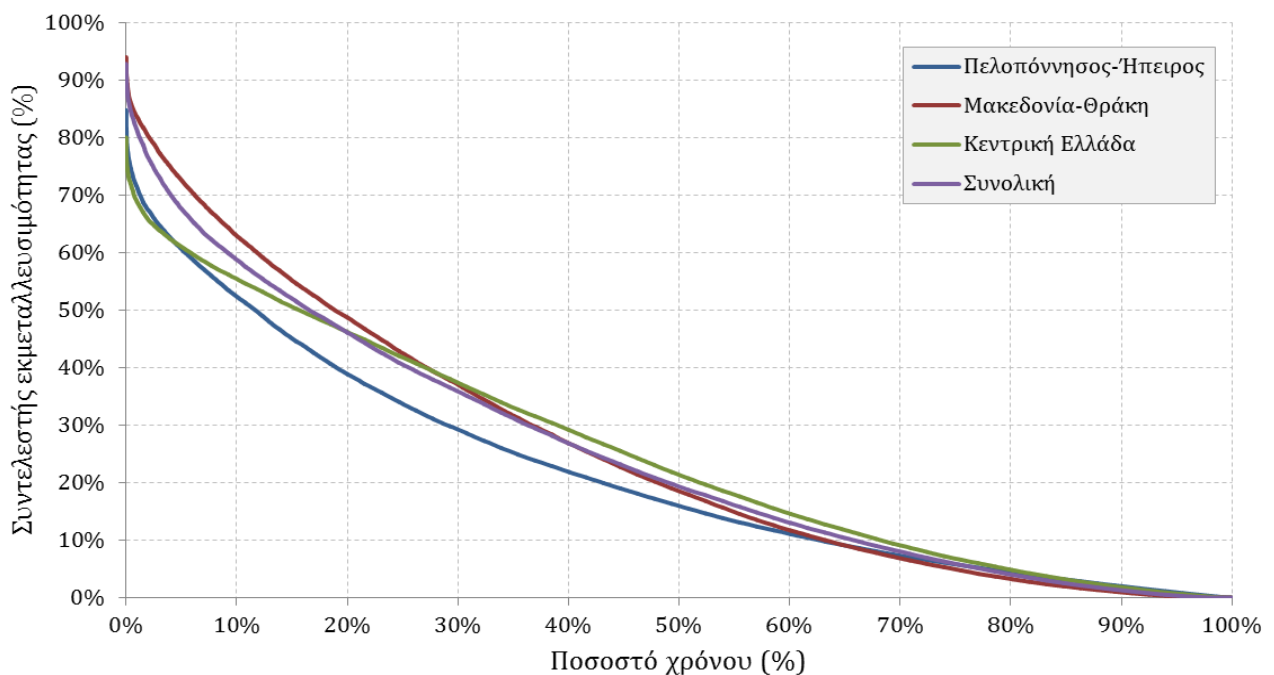
παρατηρήθηκαν οι μικρότερες παραγωγές συγκριτικά με την συνολική ονομαστική ισχύ, διαμορφώνοντας τους μέσους εποχικούς συντελεστές της άνοιξης και του καλοκαιριού στο διάστημα μεταξύ 18% και 20%. Για την περίοδο του χειμώνα, ο μέσος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας υπολογίστηκε στο 30% περίπου, ενώ για το φθινόπωρο σε 23%. Για το 2011, η φτωχή παραγωγικά περίοδος του χειμώνα, συγκριτικά με άλλα έτη, συντέλεσε στη μείωση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας σε 23.5%, παρουσιάζοντας αυξημένους όμως, εποχικούς συντελεστές, το φθινόπωρο (27.6%) και την άνοιξη (26%). Για τους καλοκαιρινούς μήνες η κατάσταση παρέμεινε σταθερή σε σχέση με τα προηγούμενα έτη (19.7%). Τα επόμενα δύο χρόνια, μετά και την ένταξη πολλών νέων σταθμών στο μίγμα, επαναλαμβάνεται το ίδιο σχήμα εποχικών διακυμάνσεων, με τους μεγαλύτερους μέσους εποχικούς συντελεστές, να συναντώνται κατά τη διάρκεια του χειμώνα (26.8% το 2012 και 28.9% το 2013) και να καταλήγουν με φθίνουσα πορεία προς το φθινόπωρο. Φαίνεται ότι οι νέοι αυτοί σταθμοί, συνέβαλαν καθοριστικά στην ενίσχυση της παραγωγής κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών, αφού για την διετία 2012-2013, οι μέσοι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας της περιόδου, υπολογίστηκαν σε 23.5% και 26.1%, αντίστοιχα. Όσο για τους μέσους ετήσιους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας, κυμάνθηκαν μεταξύ 23.2% και 25.7%, ακολουθώντας μια πορεία αύξουσα, παράλληλα και με την ενίσχυση των αιολικών εγκαταστάσεων στην επικράτεια. Μόνο το 2010, παρατηρείται μια μικρή μείωση από 23.5% που ήταν η τιμή του το 2009, στην τιμή 23.2%, γεγονός που αποδίδεται στην πολύ φτωχή παραγωγή κατά τη διάρκεια του Μαΐου (13.4%) και του Ιουνίου (14.5%), η οποία ήταν και η χαμηλότερη ολόκληρης της εξεταζόμενης περιόδου.



Εικόνα 5.15 Εξέλιξη μηνιαίου συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (%) και εγκατεστημένης ισχύος (MW) για το σύνολο της χώρας, στην περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.

Σαφέστερη εικόνα σχετικά με τις διαφοροποιήσεις ανά περιοχή, αλλά και την συμβολή αυτών, στην εξομάλυνση του συνολικού φορτίου που εισέρχεται στο σύστημα από τις αιολικές εγκαταστάσεις, μπορούμε να αποκομίσουμε εξετάζοντας από κοινού για το σύνολο της περιόδου, τις καμπύλες διαρκείας του ωριαίου συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της κάθε περιοχής (εικόνα 5.16). Όπως προκύπτει από το σχήμα, στην περιφέρεια της Κεντρικής Ελλάδας, φαίνεται να υπάρχουν καλύτερες δυνατότητες αξιοποίησης της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, αφού οι τιμές του συντελεστή προκύπτουν για μεγαλύτερο διάστημα (από 20%-100% του χρόνου), υψηλότερες σε σχέση με αυτές των άλλων δύο. Σε ποσοστό 80% του χρόνου οι τιμές δεν ξεπερνούν το 46%, ενώ στο μέσον του διαστήματος η τιμή του συντελεστή είναι 21%, υψηλότερη συγκριτικά με τις αντίστοιχες τιμές στις άλλες δύο

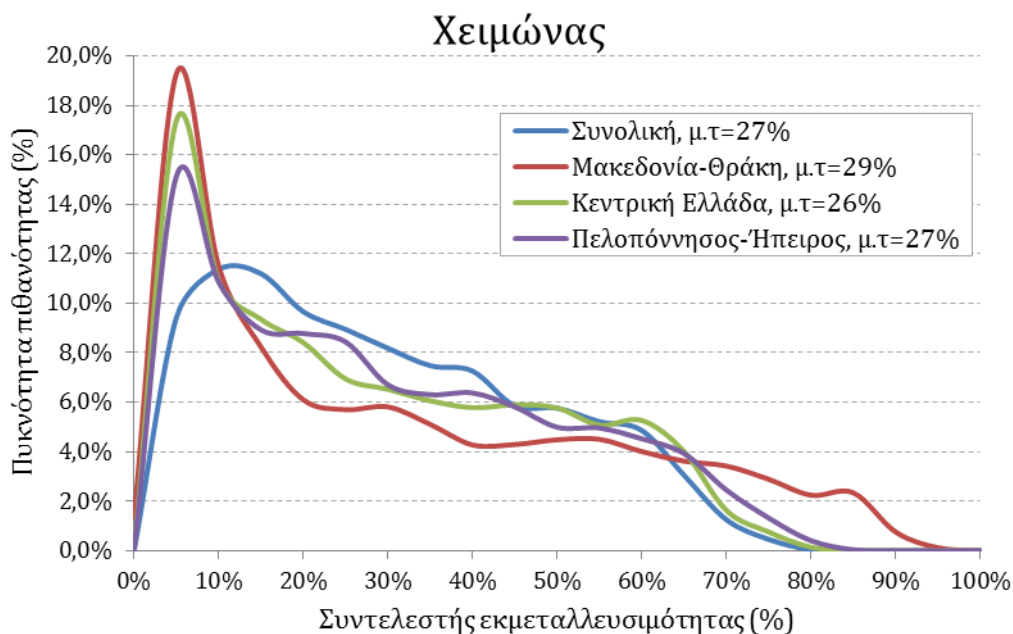
περιοχές. Στην περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης από την άλλη μεριά, παρατηρούνται ωριαίες παραγωγές πολύ κοντά σε εκείνες που θα αντιστοιχούσαν στην λειτουργία με ονομαστική ισχύ, με την αναλογία να φτάνει ακόμα και το 94%, ενώ για τιμές του συντελεστή έως και 40%, που αντιστοιχούν στο διάστημα 0-27% του χρόνου, η καμπύλη διαρκείας της υπερέρχει των άλλων δύο. Από εκεί και μετά η καμπύλη διαρκείας παίρνει πιο απότομες κλίσεις συγκριτικά με εκείνη της Κεντρικής Ελλάδας και για το 50% του χρόνου ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας κυμαίνεται σε επίπεδα κάτω του 20%. Στην περιφέρεια Πελοποννήσου- Ηπείρου, παρατηρούνται γενικότερα, οι πιο φτωχές παραγωγές, συγκριτικά με την εγκατεστημένη ισχύ της περιοχής, αφού περίπου το 90% του χρόνου η αναλογία πραγματικής παραγωγής και θεωρητικά μέγιστης, δεν ξεπερνά το 50%. Ενδεικτικά επίσης, για το 80% και το 50% του χρόνου, ο συντελεστής παίρνει τιμές κάτω του 39% και 17%, αντίστοιχα. Τα επίπεδα στα οποία κυμαίνεται ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του αθροίσματος για το μισό του εξεταζόμενου διαστήματος είναι περίπου 20%, ενώ για ένα 10% αυτού, οι τιμές του συντελεστή είναι μεγαλύτερες του 60%, με μέγιστη το 93%. Φαίνεται έτσι ξεκάθαρα η τάση εξομάλυνσης των διαφορών των επιμέρους αθροισμάτων, όταν αυτά ενώνονται για να διαμορφώσουν το σύνολο της αιολικής παραγωγής της χώρας.



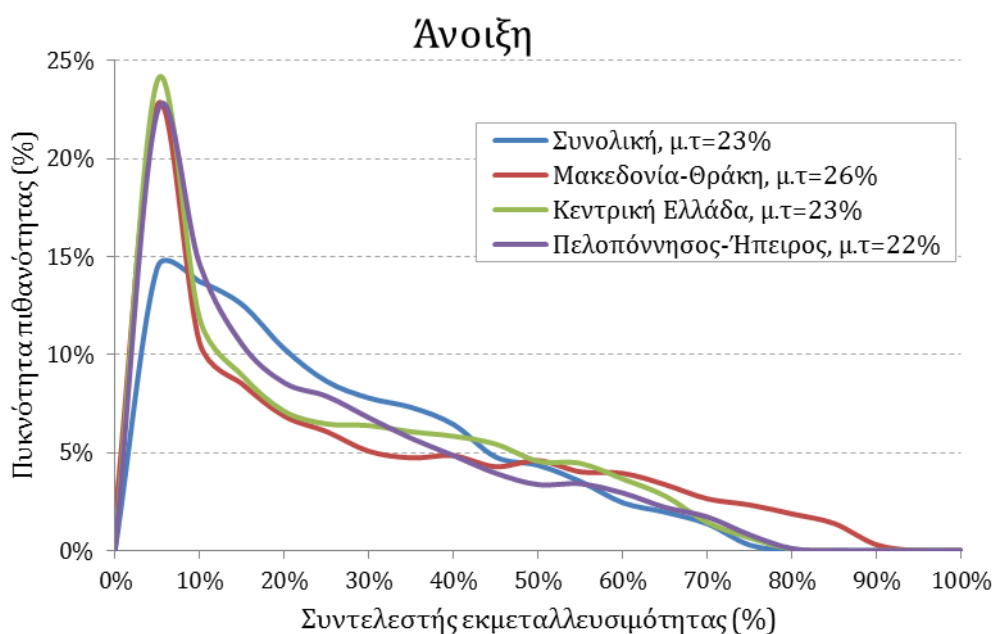
Εικόνα 5.16 Συγκριτικό γράφημα καμπυλών διαρκείας των ωριαίων συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας, του συνόλου των ηλεκτρικών περιφερειών και του αθροίσματος αυτών, για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η λεπτομερέστερη εξέταση των εποχικών διακυμάνσεων των συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας, στις ηλεκτρικές περιφέρειες αλλά και κεντρικά, καθώς μπορούμε να αποκομίσουμε ένα σαφέστερο δείγμα του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού στις περιοχές εγκατάστασης. Στις εικόνες που ακολουθούν, αποτυπώνονται οι συναρτήσεις κατανομής των συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας και οι μέσες τιμές για κάθε εποχή, στις διάφορες ηλεκτρικές περιφέρειες, αλλά και στο σύνολο του συστήματος υψηλής τάσης. Όπως προκύπτει, ο χειμώνας συγκεντρώνει τις μεγαλύτερες ωριαίες αιχμές της παραγωγής, καθώς και τις μικρότερες περιόδους ηρεμίας. Μεγαλύτερα αιχμιακά φορτία συγκριτικά με την εγκατεστημένη ισχύ, εισέρχονται στο σύστημα από τα πάρκα της περιφέρειας Μακεδονίας-Θράκης και της Πελοποννήσου-Ηπείρου, η οποία παρουσιάζει στο σύνολο των χειμερινών μηνών, καλύτερη συμπεριφορά συγκριτικά με τις άλλες δύο. Το

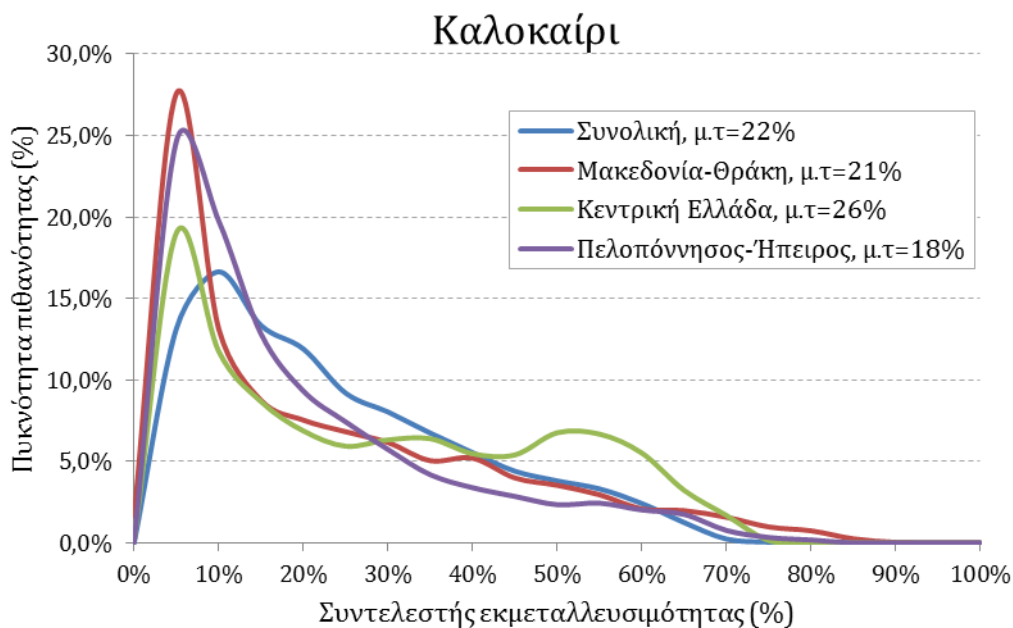
άθροισμα που διαμορφώνεται από τις παραγωγές των επιμέρους περιοχών, εμφανίζει μικρότερες περιόδους χαμηλών φορτίων και μεγαλύτερες πιθανότητες για τιμές του συντελεστή έως και 60%. Οι πιθανότητες βέβαια των αιχμιακών φορτίων στην περίπτωση αυτή, προκύπτουν αισθητά μειωμένες. Την άνοιξη, αυξάνονται οι πιθανότητες χαμηλών παραγωγών και μειώνονται γενικά οι παραγωγές σε όλες τις περιφέρειες. Τις μικρότερες μεταβολές παρουσιάζει η περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης, όπου ακολουθεί και εδώ το ίδιο περίπου σχήμα με αυτό του χειμώνα, με μεγαλύτερες πιθανότητες εμφάνισης αιχμιακών φορτίων και αισθητά χαμηλότερες πιθανότητες στο φάσμα τιμών από 10% έως και 60%, συγκριτικά με τις υπόλοιπες περιφέρειες. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του αθροίσματος, παρουσιάζει εδώ σχεδόν γραμμική κλίση για τιμές του συντελεστή μεταξύ 5% και 75%, όπου και μηδενίζεται. Το καλοκαίρι, οπότε και εμφανίζονται οι χαμηλότερες αιολικές παραγωγές στο σύνολο, αναδεικνύεται ο ρυθμιστικός ρόλος των πάρκων που είναι εγκατεστημένα στην περιφέρεια της Κεντρικής Ελλάδας. Όπως έχουμε παρατηρήσει, η περιοχή της Εύβοιας, όπου συγκεντρώνεται μεγάλο κομμάτι των εγκαταστάσεων της περιφέρειας, παρουσιάζει πλουσιότερο αιολικό δυναμικό, συγκριτικά με τις περιοχές της ηπειρωτικής Ελλάδας, για την περίοδο του καλοκαιριού, εξαιτίας της θέσης της κοντά στο ανοιχτό πέλαγος. Έτσι, εκτός από το ότι εμφανίζει τις μικρότερες πιθανότητες ηρεμίας, παρουσιάζει και τις μεγαλύτερες συγκεντρώσεις σε τιμές του συντελεστή στο διάστημα 30% έως 80%, συμβάλλοντας στην διατήρηση του αθροίσματος σε συγκρίσιμα ποσοστά με αυτά των υπολοίπων περιόδων του έτους. Ενδεικτικά, οι μέσες τιμές των εποχικών συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας του αθροίσματος για κάθε εποχή διαμορφώθηκαν σε 27%, 23%, 22% και 24%, ξεκινώντας από τον χειμώνα και καταλήγοντας στο φθινόπωρο. Στην τελευταία αυτή περίοδο του έτους, καθώς προχωράμε προς τον χειμώνα, αυξάνονται σταδιακά οι πιθανότητες των αιχμιακών φορτίων στο άθροισμα, το οποίο οφείλεται κατά κύριο λόγο στις παραγωγές της περιφέρειας Μακεδονίας-Θράκης, ενώ αντίστοιχα οι αυξημένες πιθανότητες της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, στο φάσμα τιμών 10% έως 70%, συμβάλλουν στην διατήρηση των πιθανοτήτων του αθροίσματος σε πιο υψηλά επίπεδα. Ενδεικτικό είναι και το γεγονός ότι μειώνονται αισθητά οι περίοδοι ηρεμίας συνολικά στο σύστημα. Όσον αφορά τώρα στο σχήμα που ακολουθούν οι μέσες τιμές των συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας σε κάθε περιφέρεια, μπορούμε να πούμε ότι στην Πελοπόννησο-Ήπειρο και την Μακεδονία-Θράκη, οι μέσοι εποχικοί συντελεστές μειώνονται σταδιακά από τον χειμώνα οπότε παίρνουν τις μέγιστες τιμές τους, προς το καλοκαίρι και αυξάνονται και πάλι το φθινόπωρο, όπως γίνεται και στην επικράτεια της χώρας. Αντίθετα όμως, στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, οι μέσοι εποχικοί συντελεστές εμφανίζουν δύο μέγιστα, το ένα κατά τη διάρκεια του χειμώνα και το δεύτερο κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού.



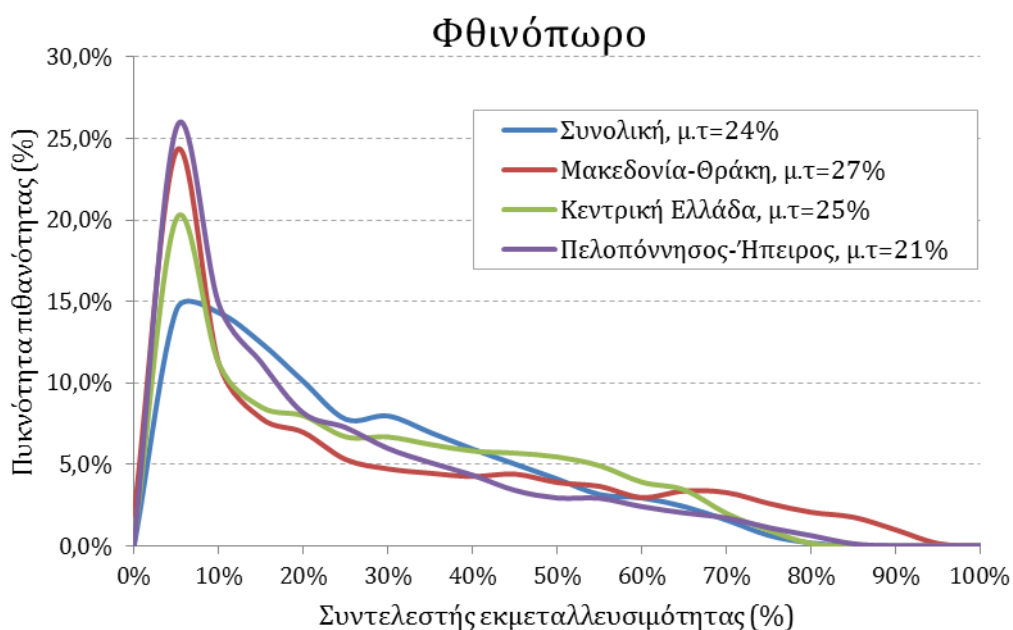
Εικόνα 5.17 Συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των ωριαίων συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας των επιμέρους περιφερειών και του συνόλου της αιολικής έγχυσης, για την εποχή του χειμώνα. (Περίοδος μελέτης, Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013)



Εικόνα 5.18 Συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των ωριαίων συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας των επιμέρους περιφερειών και του συνόλου της αιολικής έγχυσης, για την εποχή της άνοιξης. (Περίοδος μελέτης, Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013)



Εικόνα 5.19 Συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των ωριαίων συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας των επιμέρους περιφερειών και του συνόλου της αιολικής έγχυσης, για την εποχή του καλοκαιριού. (Περίοδος μελέτης, Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013)



Εικόνα 5.20 Συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των ωριαίων συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας των επιμέρους περιφερειών και του συνόλου της αιολικής έγχυσης, για την εποχή του φθινοπώρου. (Περίοδος μελέτης, Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013)

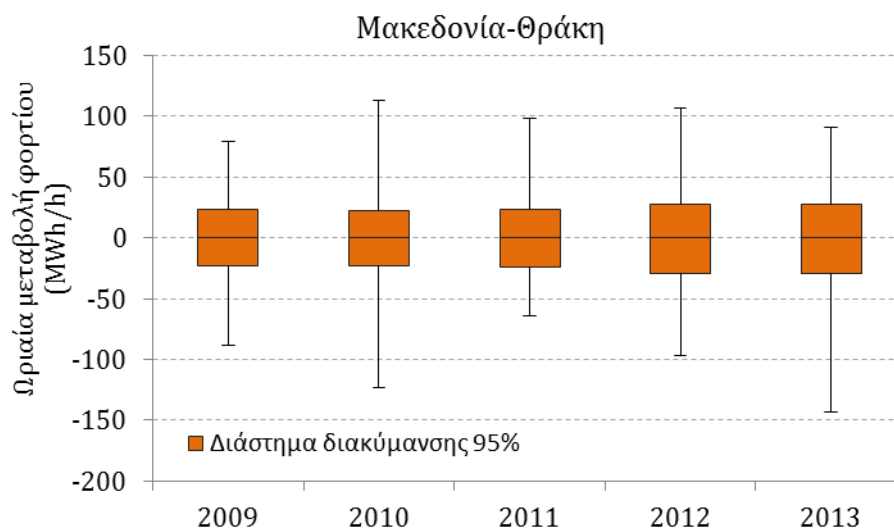
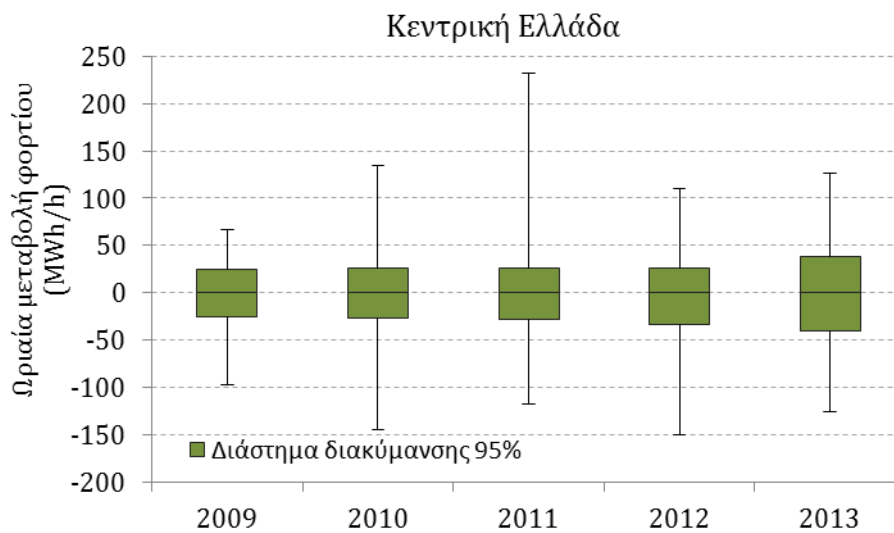
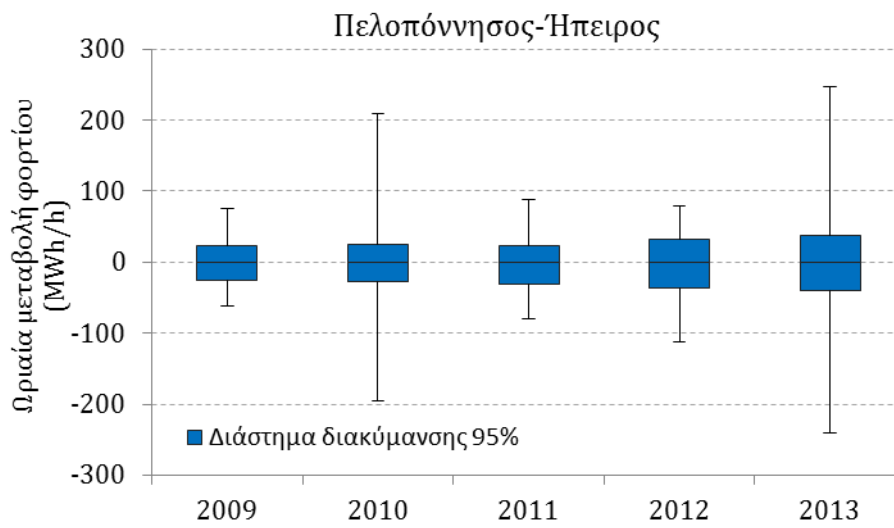
5.2.4 Ωριαίες μεταβολές αιολικής έγχυσης

Η διαχείριση των μεταβολών της αιολικής παραγωγής, αποτελεί ένα από τα πιο κρίσιμα ζητήματα στην εξισορρόπηση του φορτίου ολόκληρου του συστήματος μεταφοράς. Ιδιαίτερα σε περιπτώσεις υψηλά συσχετισμένων μεταβολών, οπότε και αυξάνεται η διασπορά του αθροίσματος της εγγεόμενης αιολικής ενέργειας, μπορεί να κινδυνεύσει η ασφάλεια ολόκληρου του δικτύου, είτε λόγω μεγάλων βυθίσεων τάσης, είτε εξαιτίας της αυξημένης περίσσειας φορτίου. Όπως παρατηρήσαμε και παραπάνω, από την εξέταση του ωριαίου προφίλ της έγχυσης φορτίου στο σύστημα, για την περίπτωση ενός μόνο πάρκου (εικόνα 5.1), η διασπορά της παραγόμενης ενέργειας είναι πολύ υψηλή, εξαιτίας και της στοχαστικότητας του ανέμου. Στη συνέχεια, σε μια προσπάθεια να αποτιμηθεί η εξέλιξη των ωριαίων μεταβολών φορτίου ανά περιοχή, παράλληλα και με την ένταξη νέων μονάδων παραγωγής, παρουσιάζονται για κάθε έτος και μήνα, τα διαστήματα στα οποία κινούνται οι μεταβολές αυτές, σε επίπεδο εμπιστοσύνης 95%.

Στην ηλεκτρική περιφέρεια της Πελοποννήσου- Ηπείρου, το εύρος διακύμανσης των μεταβολών του φορτίου (ΔP) σε απόλυτες τιμές, αυξάνεται σταδιακά κάθε έτος με την ένταξη νέων μονάδων παραγωγής στο μίγμα. Συγκεκριμένα, το διάστημα που κινήθηκαν οι ωριαίες μεταβολές σε επίπεδο εμπιστοσύνης 95% για το έτος 2009, οπότε και η μέση εγκατεστημένη ισχύς ανήλθε σε 306 MW, διαμορφώθηκε σε $-25 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 24 \text{ MWh/h}$ και κατέληξε με μικρές αυξήσεις σε $-39 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 33 \text{ MWh/h}$, κατά το έτος 2013, οπότε και η ονομαστική ισχύς των συνδεδεμένων μονάδων έφτασε στα 515.8 MW. Οι μέγιστες παρατηρημένες ωριαίες μεταβολές για τα έτη 2009, 2011 και 2012 διαμορφώθηκαν μεταξύ των 62 MWh/h και 110 MWh/h, ενώ οι αντίστοιχες τιμές για τα έτη 2010 και 2013, ήταν υπερδιπλάσιες των προηγούμενων, κινούμενες μεταξύ των 195 MWh/h και 250 MWh/h.

Αντίστοιχες παρατηρήσεις προκύπτουν και για την περιφέρεια της Κεντρικής Ελλάδας, με το διάστημα μεταβολών σε επίπεδο εμπιστοσύνης 95%, να διαμορφώνεται για το έτος 2009 (303 MW εγκατεστημένης ισχύος), στις $-26 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 25 \text{ MWh/h}$, ενώ για το 2013 (534.8 MW εγκατεστημένης ισχύος) στις $-39 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 38 \text{ MWh/h}$, αντίστοιχα. Για την περιοχή αυτή, οι μέγιστες παρατηρημένες ωριαίες μεταβολές είναι σχετικά υψηλότερες σε σχέση με της προηγούμενης περιφέρειας για τα ίδια έτη, με τη μέγιστη ωριαία αύξηση φορτίου να ανέρχεται στις 232 MWh/h για το 2011, ενώ αντίστοιχα τη μέγιστη μείωση στις 151 MWh/h, για το έτος 2012. Για τα υπόλοιπα έτη, οι μέγιστες ωριαίες αυξήσεις φορτίου κυμάνθηκαν μεταξύ των 67 MWh/h (2009) και των 135 MWh/h (2010), ενώ οι μέγιστες παρατηρημένες μειώσεις ανάμεσα στις 97 MWh/h (2009) και 145 MWh/h (2010), αντίστοιχα.

Στην ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης, δεδομένου ότι η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών μονάδων παραγωγής, είναι μικρότερη συγκριτικά με εκείνες των άλλων δύο, τα διαστήματα στα οποία κυμαίνονται οι ωριαίες μεταβολές για επίπεδο βεβαιότητας 95%, προκύπτουν σχετικά μειωμένα. Συγκεκριμένα, από τις $\pm 23 \text{ MWh/h}$ για το 2009, οπότε και η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στην περιοχή ανέρχεται στα 194.2 MW, καταλήγει για το 2013 (303.9 MW), στο διάστημα $-29.2 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 27.2 \text{ MWh/h}$. Οι μέγιστες παρατηρημένες ωριαίες διακυμάνσεις φορτίου, κινούνται παρ' όλα αυτά σε υψηλά επίπεδα, συγκρίσιμα με εκείνα των υπολοίπων περιοχών. Η μέγιστη ωριαία αύξηση καταγράφηκε στις 141 MWh/h, το έτος 2013, ενώ η μέγιστη βύθιση του φορτίου στις 113 MWh/h, το έτος 2010. Για τα υπόλοιπα έτη, οι μέγιστες ωριαίες αυξήσεις φορτίου κυμάνθηκαν μεταξύ των 63 MWh/h (2011) και των 122 MWh/h (2010), ενώ οι μέγιστες παρατηρημένες μειώσεις ανάμεσα στις 79 MWh/h (2009) και 108 MWh/h (2012), αντίστοιχα.



Εικόνα 5.21 Ετήσιες μέγιστες ωριαίες αυξήσεις και βυθίσεις φορτίου και διαστήματα διακύμανσης για το 95% των ωριαίων μεταβολών κάθε περιφέρειας.

Αναλυτικότερα, στην περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου, για το 2009, οι ωριαίες διακυμάνσεις της εγγεόμενης ενέργειας κάθε μήνα, για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% κυμάνθηκαν μεταξύ των $-30.9 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 29.4 \text{ MWh/h}$, με τις μέγιστες μεταβολές να παρατηρούνται τους μήνες Μάρτιο, Νοέμβριο και Δεκέμβριο. Χαρακτηριστικά, τον Μάρτιο το διάστημα των ωριαίων μεταβολών αντιστοιχεί περίπου στο 10% της ονομαστικής ισχύος, ενώ για τον Νοέμβριο και τον Δεκέμβριο στο 8% και 9%, αντίστοιχα (Πίνακας 1). Την επόμενη χρονιά, οι μηνιαίες μεταβολές κυμάνθηκαν μεταξύ των $\pm 32 \text{ MWh/h}$, με τις μέγιστες ωριαίες διακυμάνσεις φορτίου να παρατηρούνται εδώ, κατά τη διάρκεια του Φεβρουαρίου, του Μαρτίου και του Οκτωβρίου και να αντιπροσωπεύουν περίπου το 10% της εγκατεστημένης ισχύος. Το 2011, οπότε και η ονομαστική ισχύς των συνδεδεμένων μονάδων διαμορφώθηκε στα 458.3 MW, έναντι των 327 MW της προηγούμενης, το μέγιστο διάστημα των ωριαίων μεταβολών σε επίπεδο εμπιστοσύνης 95%, ανήλθε σε $\pm 36 \text{ MWh/h}$ περίπου (8% της ονομαστικής ισχύος) και παρατηρήθηκε κατά τη διάρκεια του Ιουνίου. Αντίστοιχα μεγάλο εύρος διακυμάνσεων παρουσίασαν και ο Μάιος με τον Ιανουάριο, σε ποσοστό 7.3% και 7% επί της εγκατεστημένης ισχύος, αντίστοιχα. Το 2012 το διάστημα των μεταβολών διευρύνθηκε στις $\pm 43 \text{ MWh/h}$, με τον Ιανουάριο, τον Απρίλιο και τον Δεκέμβριο να παρουσιάζουν μεταβολές σε ποσοστό 8%, 7.3% και 8.2% αντίστοιχα, επί της εγκατεστημένης ισχύος του κάθε μήνα. Τέλος, το 2013 κατά τη διάρκεια του οποίου φιλοξενούνται πάρα συνολικής ονομαστικής ισχύος 515.8 MW, το διάστημα των υπόψη μεταβολών διευρύνθηκε στις $\pm 45 \text{ MWh/h}$, με τις μεταβολές κάθε μήνα να αντιστοιχούν σε ποσοστό 7% με 9% επί της εγκατεστημένης ισχύος, με εξαίρεση τους μήνες Ιούλιο, Σεπτέμβριο και Οκτώβριο κατά τη διάρκεια των οποίων, οι μεταβολές προέκυψαν ηπιότερες (5% με 7% της ισχύος).

Για όλα τα έτη της εξεταζόμενης περιόδου, οι μέσες τιμές των ωριαίων μεταβολών κάθε μήνα, προέκυψαν πολύ κοντά στο μηδέν, ενώ οι τυπικές αποκλίσεις αυτών, εκπεφρασμένες ως ποσοστό της συνολικής ονομαστικής ισχύος, παρουσίασαν τις ελάχιστες τιμές τους, κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών και τις μέγιστες κατά τη διάρκεια του χειμώνα.

Αντίστοιχα στοιχεία με αυτά που παρατίθενται παρακάτω για τα έτη 2009 και 2013, υπάρχουν αναλυτικά και για τα υπόλοιπα έτη της εξεταζόμενης περιόδου, στο Παράρτημα Γ.

Πίνακας 3. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔP) για κάθε μήνα του έτους 2009, στην περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου.

2009	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔP για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)		Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)		Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	263,45	48,0	-59,3	-24,0	23,3	-9,1%	8,8%	11,4	4,3%
ΦΕΒ	288,1	54,0	-50,2	-25,3	24,1	-8,8%	8,4%	12,2	4,2%
ΜΑΡ	288,1	75,2	-61,3	-27,4	29,4	-9,5%	10,2%	13,2	4,6%
ΑΠΡ	288,1	43,9	-60,7	-25,7	22,2	-8,9%	7,7%	11,6	4,0%
ΜΑΙ	307	41,5	-62,2	-24,1	21,4	-7,8%	7,0%	10,2	3,3%
ΙΟΥΝ	307	45,6	-54,2	-25,1	23,0	-8,2%	7,5%	11,7	3,8%
ΙΟΥΛ	307	54,6	-45,4	-24,6	20,7	-8,0%	6,7%	10,4	3,4%
ΑΥΓ	327	37,4	-53,1	-21,6	20,7	-6,6%	6,3%	9,9	3,0%
ΣΕΠ	327	43,0	-39,9	-22,1	23,7	-6,7%	7,3%	10,4	3,2%
ΟΚΤ	327	50,1	-34,6	-23,8	20,3	-7,3%	6,2%	10,4	3,2%
ΝΟΕ	327	55,2	-51,8	-27,5	24,5	-8,4%	7,5%	11,7	3,6%
ΔΕΚ	327	44,8	-55,6	-30,9	28,9	-9,5%	8,8%	14,4	4,4%

Πίνακας 4. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔΡ) για κάθε μήνα του έτους 2013, στην περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου.

2013	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη	Μέγιστη	Διάστημα μεταβολής		Ποσοστό μεταβολής		Τυπική απόκλιση	
		Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	επί της ονομαστικής ισχύος (%)	επί της ονομαστικής ισχύος (%)	(MWh/h)	(%)	
ΙΑΝ	515,8	87,1	-122,6	-45,7	45,1	-8,9%	8,8%	21,4	4,2%
ΦΕΒ	515,8	83,3	-64,5	-40,5	42,6	-7,9%	8,2%	20,6	4,0%
ΜΑΡ	515,8	247,4	-240,7	-43,8	40,7	-8,5%	7,9%	23,9	4,6%
ΑΠΡ	515,8	71,5	-77,1	-45,3	39,2	-8,8%	7,6%	19,2	3,7%
ΜΑΙ	515,8	105,0	-71,1	-36,2	36,5	-7,0%	7,1%	17,8	3,5%
ΙΟΥΝ	515,8	58,0	-69,6	-36,7	35,0	-7,1%	6,8%	16,2	3,2%
ΙΟΥΛ	515,8	47,0	-66,6	-29,7	26,2	-5,8%	5,1%	14,1	2,7%
ΑΥΓ	515,8	61,0	-70,3	-41,3	36,0	-8,0%	7,0%	19,1	3,7%
ΣΕΠ	515,8	64,8	-71,1	-35,7	29,7	-6,9%	5,8%	16,0	3,1%
ΟΚΤ	515,8	101,7	-83,5	-32,7	31,9	-6,3%	6,2%	15,5	3,0%
ΝΟΕ	515,8	112,6	-96,6	-43,9	42,0	-8,5%	8,1%	21,2	4,1%
ΔΕΚ	515,8	66,8	-83,6	-40,9	35,2	-7,9%	6,8%	17,5	3,4%

Στην περιφέρεια της Κεντρικής Ελλάδας για το έτος 2009, οι μεγαλύτερες ωριαίες διακυμάνσεις σε επίπεδο εμπιστοσύνης 95%, παρατηρήθηκαν καθ' όλη τη διάρκεια του χειμώνα και του Μαρτίου (μεταξύ 30MWh/h και 33MWh/h) και αντιστοιχούν σε ποσοστό 10%-11% της εγκατεστημένης ισχύος των 303.22 MW. Με την ίδια εγκατεστημένη ισχύ, για την επόμενη χρονιά, ο Φεβρουάριος παρουσίασε τις μέγιστες μεταβολές φορτίου για επίπεδο εμπιστοσύνης 95%, οι οποίες αντιστοιχούν σε ποσοστό 12% επί της ονομαστικής ισχύος, ενώ και κατά τη διάρκεια του Μαρτίου παρατηρήθηκαν αντίστοιχα μεγάλες μεταβολές (10% επί της ονομαστικής ισχύος). Την επόμενη χρονιά αυξήθηκαν σταδιακά οι εγκαταστάσεις, από 381.77 MW κατά τη διάρκεια του Ιανουαρίου, σε 534.82 MW τον Δεκέμβριο. Το μεγαλύτερο εύρος διακυμάνσεων, εμφανίστηκε στο διάστημα μεταξύ Φεβρουαρίου και Μαΐου (από 30 MWh/h έως 32 MWh/h) και αντιστοιχεί σε ποσοστό 7% με 8% επί της ονομαστικής ισχύος των 381.77 MW, ενώ αντίστοιχα και κατά τη διάρκεια του Δεκεμβρίου παρατηρήθηκαν υψηλές μεταβολές (33 MWh/h έως -36 MWh/h), οι οποίες αντιστοιχούν σε ποσοστό περίπου 7% επί της ισχύος των 534.82 MW. Κατά τη διάρκεια του 2012, οπότε και η εγκατεστημένη ισχύς των πάρκων παρέμεινε στα 534.82 MW, το διάστημα διακύμανσης των μεταβολών, διαμορφώθηκε στο μέγιστο μεταξύ των 44 MWh/h και -46 MWh/h, το οποίο αντιστοιχεί στο 8.5% περίπου της ονομαστικής ισχύος, και παρατηρήθηκε κατά τη διάρκεια του Απριλίου, ενώ επίσης και τον Δεκέμβριο, οι μεταβολές αντιστοιχούν σε ποσοστό 8% επί της ονομαστικής ισχύος. Τους υπόλοιπους μήνες, οι διακυμάνσεις των ωριαίων μεταβολών σε επίπεδο βεβαιότητας 95%, αντιστοιχούν σε ποσοστά 5% με 7% επί της ονομαστικής ισχύος. Για το 2013, τα διαστήματα στα οποία κινήθηκαν οι ωριαίες μεταβολές, διευρύνθηκαν σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά κατά 1% περίπου επί της ισχύος των 534.82 MW, με εξαίρεση τον Δεκέμβριο για τον οποίο το διάστημα διακύμανσης, αντιστοιχεί εδώ, σε ποσοστό 6.5% επί της ονομαστικής ισχύος. Το μέγιστο διάστημα διακυμάνσεων παρατηρήθηκε και πάλι κατά τη διάρκεια του Απριλίου αλλά και του Ιανουαρίου (41 MWh/h έως -46 MWh/h και για τους δύο μήνες), ενώ αντίστοιχα υψηλές μεταβολές παρατηρήθηκαν και κατά τη διάρκεια του Φεβρουαρίου και του Μαρτίου (8%). Όπως φαίνεται και στους πίνακες που ακολουθούν (3 και 4) με αναλυτικότερα στοιχεία για τα έτη 2009 και 2013, αντίστοιχα και σε αυτή την περιφέρεια, οι ελάχιστες τυπικές αποκλίσεις των ωριαίων

μεταβολών ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος, παρατηρούνται κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών.

Πίνακας 5. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔP) για κάθε μήνα του έτους 2009, στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας.

2009	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔP για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)		
ΙΑΝ	303,22	67,1	-82,3	-27,3	30,4	-9,0%	10,0%	13,7	4,5%
ΦΕΒ	303,22	52,8	-76,0	-30,5	29,0	-10,1%	9,6%	14,6	4,8%
ΜΑΡ	303,22	61,5	-63,8	-33,5	30,4	-11,1%	10,0%	14,5	4,8%
ΑΠΡ	303,22	45,3	-97,4	-27,1	24,9	-9,0%	8,2%	12,4	4,1%
ΜΑΙ	303,22	48,0	-51,5	-19,8	21,0	-6,5%	6,9%	9,7	3,2%
ΙΟΥΝ	303,22	41,0	-48,4	-23,9	22,3	-7,9%	7,3%	10,3	3,4%
ΙΟΥΛ	303,22	27,7	-53,6	-17,5	15,6	-5,8%	5,1%	8,2	2,7%
ΑΥΓ	303,22	35,1	-30,1	-17,3	19,4	-5,7%	6,4%	8,4	2,8%
ΣΕΠ	303,22	34,9	-43,0	-20,7	17,8	-6,8%	5,9%	9,4	3,1%
ΟΚΤ	303,22	50,6	-63,9	-26,1	23,8	-8,6%	7,8%	11,5	3,8%
ΝΟΕ	303,22	44,7	-51,2	-25,5	24,4	-8,4%	8,1%	11,1	3,6%
ΔΕΚ	303,22	67,2	-60,5	-28,0	29,0	-9,2%	9,6%	13,7	4,5%

Πίνακας 6. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔP) για κάθε μήνα του έτους 2013, στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας.

2013	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔP για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)		
ΙΑΝ	534,82	97,4	-125,8	-46,0	41,7	-8,6%	7,8%	22,1	4,1%
ΦΕΒ	534,82	78,9	-61,4	-40,2	40,5	-7,5%	7,6%	20,4	3,8%
ΜΑΡ	534,82	75,5	-65,2	-43,6	45,1	-8,2%	8,4%	21,2	4,0%
ΑΠΡ	534,82	67,3	-89,8	-46,8	41,1	-8,8%	7,7%	20,5	3,8%
ΜΑΙ	534,82	76,6	-82,8	-40,4	38,9	-7,5%	7,3%	18,8	3,5%
ΙΟΥΝ	534,82	106,6	-73,7	-36,5	37,8	-6,8%	7,1%	18,5	3,5%
ΙΟΥΛ	534,82	54,9	-54,7	-31,6	30,7	-5,9%	5,7%	15,4	2,9%
ΑΥΓ	534,82	51,9	-67,3	-31,0	32,6	-5,8%	6,1%	16,0	3,0%
ΣΕΠ	534,82	76,1	-78,4	-34,1	33,9	-6,4%	6,3%	16,4	3,1%
ΟΚΤ	534,82	82,9	-90,6	-32,4	33,7	-6,1%	6,3%	16,4	3,1%
ΝΟΕ	534,82	127,3	-86,0	-37,9	44,3	-7,1%	8,3%	20,2	3,8%
ΔΕΚ	534,82	70,9	-107,1	-35,6	35,5	-6,7%	6,6%	17,9	3,4%

Στην περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης, για όλο το 2009 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων που συνδέονται στο σύστημα, διαμορφώθηκε στα 194.25 MW. Το εύρος διακύμανσης της ωριαίας μεταβολής φορτίου, σε επίπεδο εμπιστοσύνης 95%, μειοτοποιήθηκε κατά τη διάρκεια του Ιανουαρίου (-31 MWh/h έως 28 MWh/h) και αντιστοιχεί σε ποσοστό 16% και 15%, επί της ισχύος των 194.25 MW. Για όλη τη διάρκεια του έτους, το εύρος διακύμανσης της ωριαίας μεταβολής, εκπεφρασμένο ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος, διατηρήθηκε σε επίπεδα ανώτερα του 10% για το 95% των

μεταβολών, γεγονός που χαρακτήρισε και τις μεταβολές του επόμενου έτους. Το μέγιστο εύρος διακύμανσης στο παραπάνω επίπεδο βεβαιότητας, παρατηρήθηκε για το 2010, κατά τη διάρκεια του Φεβρουαρίου (-27 MWh/h έως 33 MWh/h) και αντιστοιχεί σε ποσοστό 14% και 17%, επί της συνολικά εγκατεστημένης ισχύος. Κατά τη διάρκεια του 2011, η συνολική ονομαστική ισχύς των συνδεδεμένων πάρκων, διαμορφώθηκε στα 237 MW έως τον Ιούνιο, οπότε και παρατηρήθηκε το μεγαλύτερο εύρος διακύμανσης της ωριαίας μεταβολής φορτίου, για το 95% των μεταβολών (-30 MWh/h έως 24 MWh/h). Από τον Ιούλιο έως τον Δεκέμβριο, η συνδεδεμένη στο σύστημα ισχύς, αυξήθηκε στα 275 MW, με τις ωριαίες μεταβολές φορτίου για αυτή την περίοδο, σε επίπεδο βεβαιότητας 95%, να κυμαίνονται στο μέγιστο μεταξύ -28 MWh/h και 29 MWh/h, κατά τη διάρκεια του Δεκεμβρίου. Το 2012, παρέμεινε η εγκατεστημένη ισχύς των 275 MW και το μέγιστο διάστημα διακύμανσης στο εξεταζόμενο επίπεδο, εμφανίστηκε τον Απρίλιο και αντιστοιχεί σε ± 38 MWh/h (δηλαδή σε ποσοστό 14% της ισχύος των 275 MW), ενώ και το υπόλοιπο του έτους οι ωριαίες μεταβολές αντιστοιχούν σε ποσοστά 8% έως 12% επί της εγκατεστημένης ισχύος. Το 2013, συνδέθηκαν στην περιοχή νέες μονάδες παραγωγής, διαμορφώνοντας την εγκατεστημένη ισχύ στα 303.9 MW μέχρι και τον Νοέμβριο και στα 321.9 τον Δεκέμβριο. Την περίοδο αυτή, το διάστημα διακύμανσης των μεταβολών στο εξεταζόμενο επίπεδο βεβαιότητας, έγινε μέγιστο κατά τη διάρκεια του Μαρτίου και του Μαΐου (± 31 MWh/h), αντιστοιχώντας σε ποσοστό 10% περίπου επί της ισχύος των 303.9 MW, ενώ αντίστοιχα υψηλές μεταβολές παρατηρήθηκαν και τον Νοέμβριο (± 30 MWh/h).

Όπως φαίνεται στον επόμενο πίνακα (5), ο οποίος περιέχει τα βασικά στατιστικά στοιχεία της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου για το έτος 2009, οι μηνιαίες τυπικές αποκλίσεις στην περιοχή, προκύπτουν εντονότερες κατά τη διάρκεια του χειμώνα και της άνοιξης. Αντιστοιχούν όμως, σε αισθητά μεγαλύτερο ποσοστό της ονομαστικής ισχύος, συγκριτικά με τις υπόλοιπες περιοχές. Μεγάλες διαφορές παρατηρούνται επίσης, με τις αντίστοιχες τιμές του έτους 2013 (πίνακας 6), όπου πέραν της σχετικής μείωσης των τυπικών αποκλίσεων, ανατρέπεται και το παραδοσιακό σχήμα των εποχικών διακυμάνσεων.

Πίνακας 7. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔP) για κάθε μήνα του έτους 2009, στην περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης.

2009	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔP για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	194,25	58,7	-75,7	-31,4 28,5	-16,1% 14,7%	13,9	7,1%
ΦΕΒ	194,25	50,6	-52,4	-24,3 26,1	-12,5% 13,4%	11,6	5,9%
ΜΑΡ	194,25	74,3	-69,9	-23,3 22,8	-12,0% 11,8%	11,5	5,9%
ΑΠΡ	194,25	46,5	-44,8	-22,8 24,3	-11,7% 12,5%	10,6	5,5%
ΜΑΙ	194,25	44,3	-71,4	-20,0 19,1	-10,3% 9,8%	9,4	4,8%
ΙΟΥΝ	194,25	44,8	-79,0	-26,5 22,1	-13,6% 11,4%	10,8	5,5%
ΙΟΥΛ	194,25	34,8	-51,5	-23,4 18,7	-12,0% 9,6%	9,8	5,1%
ΑΥΓ	194,25	39,4	-47,1	-21,4 18,8	-11,0% 9,7%	9,4	4,8%
ΣΕΠ	194,25	47,4	-49,4	-20,8 21,9	-10,7% 11,3%	9,9	5,1%
ΟΚΤ	194,25	46,5	-53,7	-19,8 23,9	-10,2% 12,3%	9,7	5,0%
ΝΟΕ	194,25	36,0	-49,8	-20,5 21,0	-10,5% 10,8%	9,4	4,9%
ΔΕΚ	194,25	88,8	-59,7	-23,0 24,2	-11,9% 12,5%	11,7	6,0%

Πίνακας 8. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔP) για κάθε μήνα του έτους 2013, στην περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης.

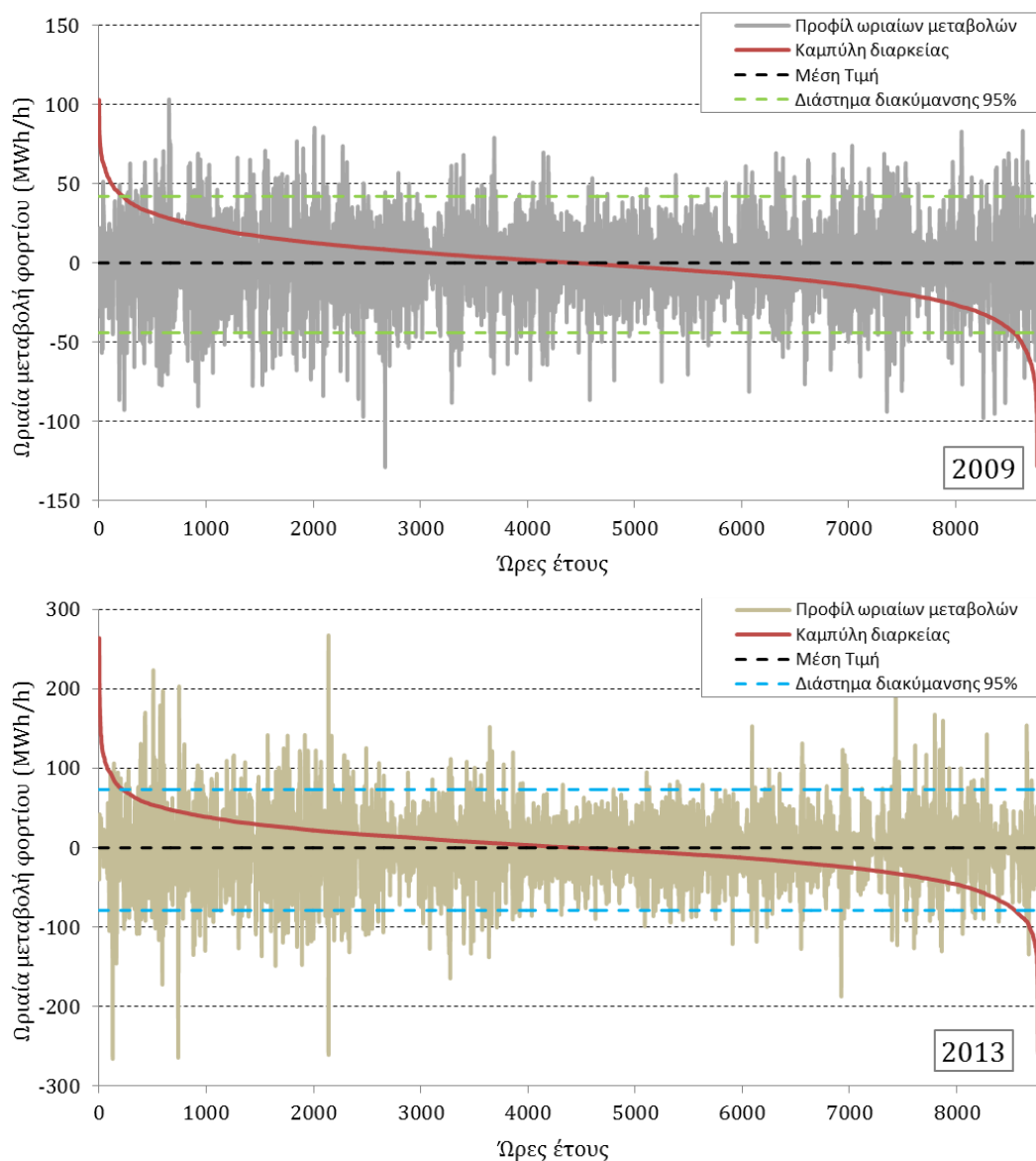
2013	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη	Μέγιστη	Διάστημα μεταβολής		Ποσοστό μεταβολής		Τυπική απόκλιση	
		Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	ΔP για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	επί της ονομαστικής ισχύος (%)	επί της ονομαστικής ισχύος (%)	(MWh/h)	(%)	
ΙΑΝ	303,9	141,5	-51,4	-24,9	26,8	-8,2%	8,8%	13,4	4,4%
ΦΕΒ	303,9	49,0	-36,4	-23,5	23,7	-7,7%	7,8%	10,8	3,6%
ΜΑΡ	303,9	75,4	-61,4	-31,2	30,3	-10,3%	10,0%	14,7	4,8%
ΑΠΡ	303,9	55,4	-79,3	-28,1	28,9	-9,2%	9,5%	13,5	4,4%
ΜΑΙ	303,9	59,9	-72,3	-31,4	31,5	-10,3%	10,4%	15,0	4,9%
ΙΟΥΝ	303,9	47,8	-79,0	-33,5	27,3	-11,0%	9,0%	13,9	4,6%
ΙΟΥΛ	303,9	47,8	-92,8	-29,5	20,8	-9,7%	6,8%	12,2	4,0%
ΑΥΓ	303,9	36,8	-63,2	-25,2	22,1	-8,3%	7,3%	11,2	3,7%
ΣΕΠ	303,9	100,7	-73,4	-31,3	25,2	-10,3%	8,3%	13,2	4,3%
ΟΚΤ	303,9	58,3	-71,8	-25,8	25,9	-8,5%	8,5%	11,9	3,9%
ΝΟΕ	303,9	126,6	-56,4	-29,5	30,3	-9,7%	10,0%	14,4	4,7%
ΔΕΚ	321,9	69,1	-51,0	-29,5	26,5	-9,2%	8,2%	13,5	4,2%

Αθροίζοντας τώρα τις παραγωγές των επιμέρους περιοχών, τα διαστήματα στα οποία κυμαίνεται το 95% των μεταβολών, διευρύνονται σε απόλυτες τιμές, όπως ήταν άλλωστε αναμενόμενο. Ξεκινώντας από μεταβολές στο φάσμα $-44 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 42 \text{ MWh/h}$ κατά τη διάρκεια του 2009, οπότε και η μέση εγκατεστημένη ισχύς, ανήλθε σε 782 MW περίπου, κατέληξε αντίστοιχα το 2013 στο διάστημα $-78.7 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 73.4 \text{ MWh/h}$, με τη μέση ονομαστική ισχύ να αντιστοιχεί σε 1353 MW. Τα διαστήματα αυτά, κυμαίνονται σε όλη την διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου, σε ποσοστά αντίστοιχα με το 4.5% έως 5.8% της μέσης ονομαστικής ισχύος κάθε έτους. Οι μέγιστες παρατηρημένες ωριαίες μεταβολές φορτίου, πήραν τιμές μεταξύ των $\pm 264 \text{ MWh/h}$ περίπου (2013) και αντιστοιχούσαν σε ποσοστό 20% της ονομαστικής ισχύος του έτους. Η μέγιστη ωριαία μεταβολή ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος ($257.1[\text{MWh/h}] / 824.47[\text{MW}]$), συνέβη κατά τη διάρκεια του 2010 και αντιστοιχούσε στο 31%. Σε όλη την διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου, οι μέσες τιμές των μεταβολών, προέκυψαν κοντά στο μηδέν, με τις αντίστοιχες τιμές των διαμέσων να είναι μεγαλύτερες, γεγονός που καταδεικνύει ότι οι μεταβολές τείνουν να είναι θετικές παρά αρνητικές για μεγαλύτερο διάστημα. Οι τυπικές αποκλίσεις των ωριαίων μεταβολών κάθε έτους, κυμάνθηκαν σε ποσοστά 2.2% έως 2.7% επί της εκάστοτε εγκατεστημένης ισχύος.

Πίνακας 9. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου συνολικά στο σύστημα υψηλής τάσης για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013.

Έτη	Μέση Εγκατεστημένη Ισχύς Έτους (MW)	Μέγιστη	Μέγιστη	Διάστημα		Ποσοστό		Μέση Τιμή (MWh/h)	Διάμεσος (MWh/h)	Τυπική απόκλιση	
		Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	μεταβολής ΔP για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	επί της ονομαστικής ισχύος (%)	επί της ονομαστικής ισχύος (%)	(MWh/h)			(%)	
2009	781,95	102,8	-128,2	42,0	-44,0	5,4%	-5,6%	-0,05	0,22	20,58	2,6%
2010	824,47	257,1	-244,9	44,3	-46,2	5,4%	-5,6%	0,05	0,32	22,17	2,7%
2011	1091,04	124,5	-126,7	48,7	-52,8	4,5%	-4,8%	-0,05	0,44	24,20	2,2%
2012	1297,39	145,6	-158,3	61,8	-65,2	4,8%	-5,0%	0,02	0,73	30,91	2,4%
2013	1353,61	264,0	-264,3	73,4	-78,7	5,4%	-5,8%	0,00	0,44	36,66	2,7%

Στην επόμενη εικόνα (5.22) αποτυπώνονται σε χρονολογική σειρά, τα προφίλ των ωριαίων μεταβολών για τα έτη 2009 και 2013 σε MWh/h. Στα ίδια σχήματα, συμπεριλαμβάνονται και οι καμπύλες διάρκειας της μεταβλητής των ωριαίων μεταβολών, καθώς και τα διαστήματα στα οποία κινήθηκε το 95% των μεταβολών κάθε έτους (διακεκομμένες γραμμές). Οι μέγιστες ωριαίες αυξήσεις, αντιπροσώπευσαν το 13% και 20% της μέσης εγκατεστημένης ισχύος των ετών 2009 και 2013 αντίστοιχα, ενώ οι μέγιστες βυθίσεις το 16% και 20%. Δεδομένου ότι οι μέσοι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας για τα δύο έτη υπολογίστηκαν σε 23.5% (2009) και 25.7% (2013), οι μεταβολές αυτές αντιστοιχούν στο 55% και 68% (αυξήσεις και βυθίσεις αντίστοιχα) της μέσης παραγωγής του 2009 και στο 79% της μέσης παραγωγής του 2013. Αυτές ήταν βέβαια οι ακραίες τιμές των μεταβολών, για το μεγαλύτερο διάστημα κάθε έτους (8300 ώρες περίπου) όμως, οι ωριαίες μεταβολές αντιστοιχούν και στις δύο περιπτώσεις στο $\pm 5.5\%$ της μέσης εγκατεστημένης ισχύος, περίπου δηλαδή σε ποσοστό 21% της μέσης ετήσιας παραγωγής.



Εικόνα 5.22 Χρονολογικό προφίλ και καμπύλη διάρκειας των ωριαίων μεταβολών αιολικής έγχυσης φορτίου στο σύστημα υψηλής τάσης από το σύνολο των εγκαταστάσεων, για τα έτη 2009 (πάνω) και 2013(κάτω).

Για λόγους άμεσης σύγκρισης με τα αντίστοιχα στατιστικά μεγέθη των ωριαίων μεταβολών κάθε μήνα, παρατίθενται στη συνέχεια οι πίνακες 8 και 9, για τα έτη 2009 και 2013, αντίστοιχα. Παρατηρούμε σαφώς, την αισθητή μείωση των τυπικών αποκλίσεων και των διαστημάτων στα οποία κινήθηκε το μεγαλύτερο μέρος των συνολικών μεταβολών, εκπεφρασμένων ως ποσοστών της εγκατεστημένης ισχύος κάθε μήνα. Και για τα δύο έτη, οι μεγαλύτερες διασπορές (ποσοστιαία) παρατηρούνται κατά τη διάρκεια των χειμερινών μηνών και της άνοιξης, ενώ αντίθετα τον Ιούλιο, οι μεταβολές είναι πιο κοντά στη μέση τιμή και αντιστοιχούν στο 2.1% και 1.9% της ονομαστικής ισχύος. Από τη συνολικότερη εικόνα των μεταβολών για κάθε μήνα και έτος της εξεταζόμενης περιόδου, αποκομίζουμε ότι οι τυπικές αποκλίσεις αυτών, αντιστοιχούν σε ποσοστά 2%-3%, ενώ οι ωριαίες μεταβολές σε ποσοστά 4% με 8% της εγκατεστημένης ισχύος.

Πίνακας 11. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔΡ) για κάθε μήνα του έτους 2009, συνολικά στο σύστημα υψηλής τάσης.

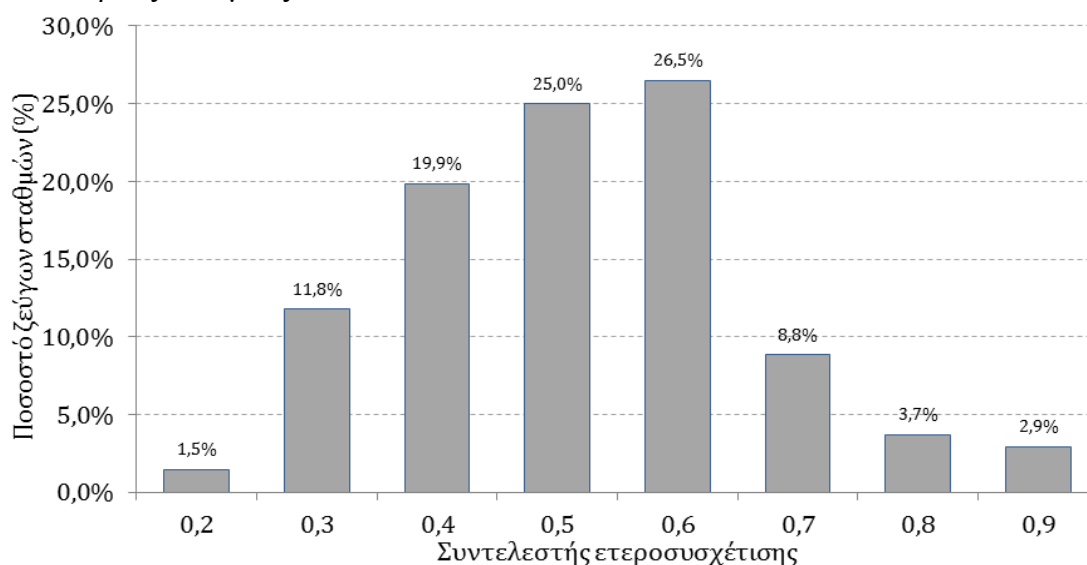
2009	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)		
ΙΑΝ	722,92	102,8	-92,4	-51,5	45,2	-7,1%	6,3%	23,3	3,2%
ΦΕΒ	747,57	67,5	-90,3	-47,2	44,7	-6,3%	6,0%	22,5	3,0%
ΜΑΡ	747,57	84,7	-80,8	-56,6	51,1	-7,6%	6,8%	24,4	3,3%
ΑΠΡ	747,57	73,0	-128,2	-44,2	37,4	-5,9%	5,0%	20,7	2,8%
ΜΑΙ	766,47	67,9	-87,5	-37,8	39,6	-4,9%	5,2%	18,1	2,4%
ΙΟΥΝ	804,47	77,4	-73,7	-45,3	39,4	-5,6%	4,9%	20,0	2,5%
ΙΟΥΛ	804,47	53,5	-86,4	-35,5	32,9	-4,4%	4,1%	17,0	2,1%
ΑΥΓ	804,47	55,2	-72,9	-34,2	32,0	-4,2%	4,0%	16,9	2,1%
ΣΕΠ	804,47	68,3	-81,0	-36,7	38,3	-4,6%	4,8%	18,1	2,2%
ΟΚΤ	804,47	73,8	-75,2	-42,1	42,2	-5,2%	5,2%	19,6	2,4%
ΝΟΕ	804,47	68,8	-93,9	-47,9	41,8	-6,0%	5,2%	20,4	2,5%
ΔΕΚ	824,47	83,2	-97,7	-49,8	51,5	-6,0%	6,3%	24,3	2,9%

Πίνακας 10. Βασικά στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου (ΔΡ) για κάθε μήνα του έτους 2013, συνολικά στο σύστημα υψηλής τάσης.

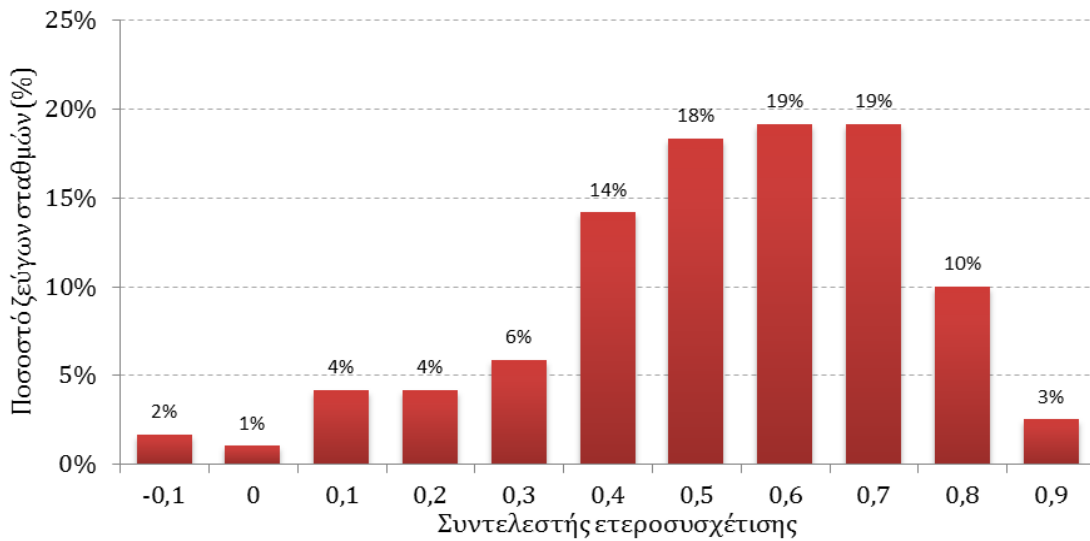
2013	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)		
ΙΑΝ	1325,62	223,5	-264,3	-93,5	95,0	-7,1%	7,2%	47,9	3,6%
ΦΕΒ	1354,52	203,1	-134,9	-80,6	87,8	-6,0%	6,5%	42,4	3,1%
ΜΑΡ	1354,52	264,0	-256,7	-94,1	97,2	-6,9%	7,2%	47,0	3,5%
ΑΠΡ	1354,52	139,4	-131,4	-83,9	73,4	-6,2%	5,4%	38,1	2,8%
ΜΑΙ	1354,52	111,8	-164,4	-84,8	71,6	-6,3%	5,3%	36,7	2,7%
ΙΟΥΝ	1354,52	152,1	-137,8	-69,5	61,9	-5,1%	4,6%	32,2	2,4%
ΙΟΥΛ	1354,52	73,5	-87,6	-55,6	50,1	-4,1%	3,7%	26,0	1,9%
ΑΥΓ	1354,52	95,1	-98,5	-69,3	54,4	-5,1%	4,0%	31,6	2,3%
ΣΕΠ	1354,52	151,2	-125,6	-68,8	55,2	-5,1%	4,1%	30,9	2,3%
ΟΚΤ	1354,52	131,4	-186,3	-54,8	61,6	-4,0%	4,5%	28,8	2,1%
ΝΟΕ	1354,52	189,3	-130,3	-76,3	75,5	-5,6%	5,6%	38,6	2,9%
ΔΕΚ	1372,52	153,3	-133,6	-69,6	63,9	-5,1%	4,7%	33,1	2,4%

5.2.5 Υπολογισμός ετεροσυσχετίσεων

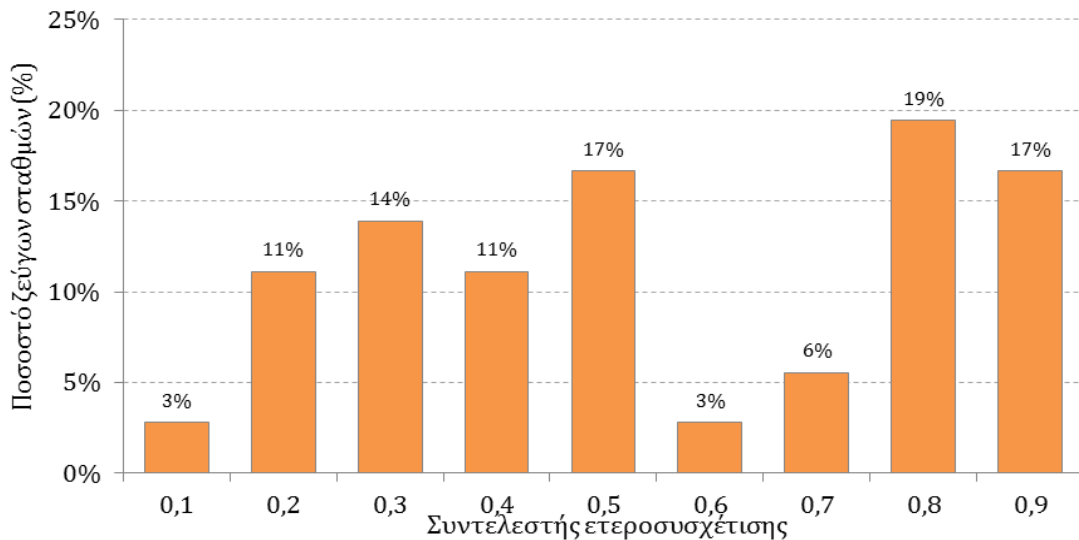
Εξετάζοντας τις ετεροσυσχετίσεις της ωριαίας παραγωγής, μεταξύ των σταθμών ανά περιφέρεια, για τις περιόδους κοινής λειτουργίας τους, παρατηρούνται αρκετές διαφοροποιήσεις. Συγκεκριμένα για την περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου, περίπου το 33% των ετεροσυσχετίσεων μεταξύ των πάρκων, παίρνει τιμές κάτω του 0.4, το οποίο με βάση την θεωρητική ανάλυση που παρουσιάστηκε νωρίτερα, αποτελεί θετικό δείγμα όσον αφορά στην ευστάθεια του φορτίου που εισέρχεται στο σύστημα, αφού οι αυξομειώσεις του από κάθε μεμονωμένο πάρκο, τείνουν να αλληλοαναιρούνται στο σύνολο. Το υπόλοιπο 50% περίπου των ετεροσυσχετίσεων, κυμαίνεται μεταξύ 0.5 και 0.6, ενώ υπάρχει και ένα ποσοστό 2.9% στο οποίο οι ετεροσυσχετίσεις είναι πολύ υψηλές και κυμαίνονται μεταξύ 0.8 και 0.9 (εικόνα (5.23)) Αυτές λογικά, αφορούν σε πάρκα τα οποία βρίσκονται σε πολύ μικρή απόσταση μεταξύ τους, οπότε οι κοινές ανεμολογικές συνθήκες επηρεάζουν με παρόμοιο τρόπο το παραγόμενο, άρα και το εγγεόμενο φορτίο των πάρκων. Αξίζει βέβαια να σημειωθεί ότι το ποσοστό αυτό, υψηλών συσχετίσεων, είναι το μικρότερο συγκριτικά με τις άλλες δύο περιφέρειες, πιθανώς και λόγω της εύρύτερης περιοχής στην οποία αναφέρεται. Στην περιοχή της Κεντρικής Ελλάδας, ένας εκ των σταθμών, παρουσιάζει με 3 άλλους της ίδιας ηλεκτρικής περιοχής, αρνητική ετεροσυσχέτιση (περίπου -0.15), το οποίο πρακτικά σημαίνει ότι όταν οι παραγωγές σε αυτόν αυξάνονται, στους άλλους 3 μειώνονται και αντιστρόφως. Κάτι τέτοιο, δεν παρατηρείται σε καμία άλλη εκ των εξεταζόμενων περιοχών. Εδώ, σε ποσοστό 57%, οι ετεροσυσχετίσεις μεταξύ των σταθμών κυμαίνονται μεταξύ 0.5 και 0.7 (εικόνα (5.24)). Στην ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης, ενώ υπάρχει ένα ποσοστό 15% περίπου «ζευγών» σταθμών για τα οποία οι συντελεστές ετεροσυσχέτισης παίρνουν ιδιαίτερα χαμηλές τιμές έως 0.2, υπάρχει αντίστοιχα ένα άλλο 36% για το οποίο οι αντίστοιχες τιμές, κυμαίνονται μεταξύ 0.8 και 0.9 (εικόνα (5.24)). Οι μεγάλες συσχετίσεις εμφανίζονται στους σταθμούς που υπήρχαν στο σύστημα από την αρχή της περιόδου εξέτασης, οπότε και η διείσδυση αιολικών στο σύστημα δεν ήταν τόσο υψηλή. Ίσως γι' αυτό το λόγο, επιλέγησαν αρχικά περιοχές εγκατάστασης, με κύριο κριτήριο το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό και όχι τόσο την χωρική διασπορά μεταξύ των σταθμών. Πάντως οι σταθμοί που εντάσσονται αργότερα, εμφανίζουν αισθητά μικρότερες συσχετίσεις, τόσο μεταξύ τους όσο και με τους παλαιότερους σταθμούς.



Εικόνα 5.23 Ποσοστά ζευγών ετεροσυσχέτισης εγγεόμενου φορτίου ανάμεσα στους σταθμούς της περιφέρειας Πελοποννήσου-Ηπείρου



Εικόνα 5.24 Ποσοστά ζευγών ετεροσυσχέτισης εγχεόμενου φορτίου ανάμεσα στους σταθμούς της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας.



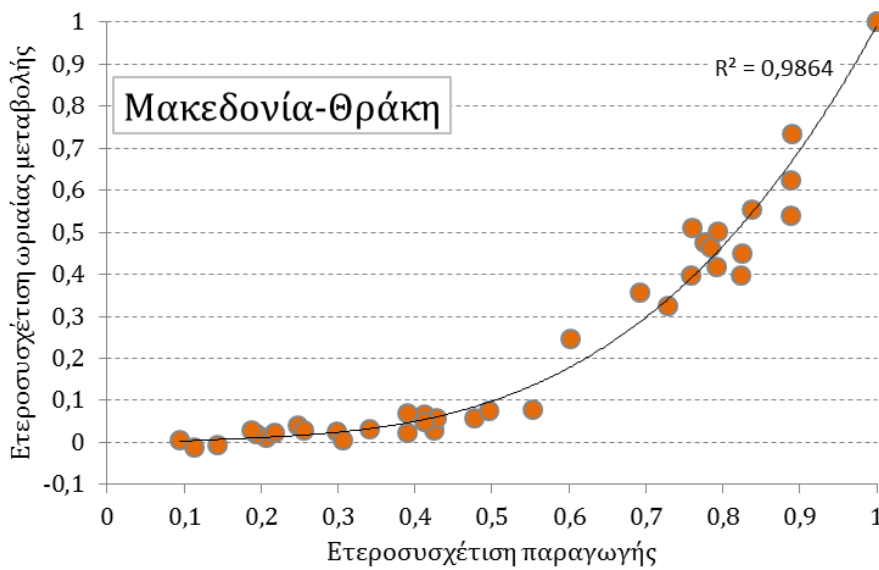
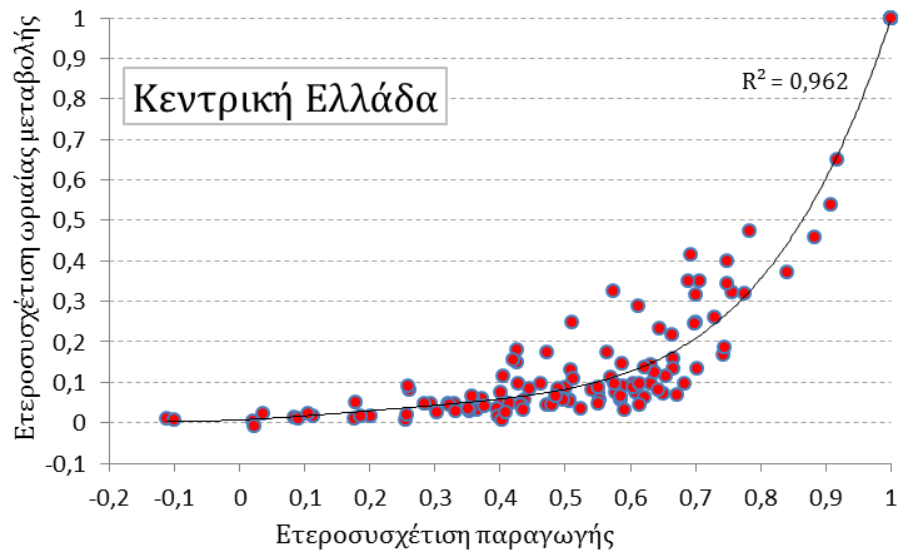
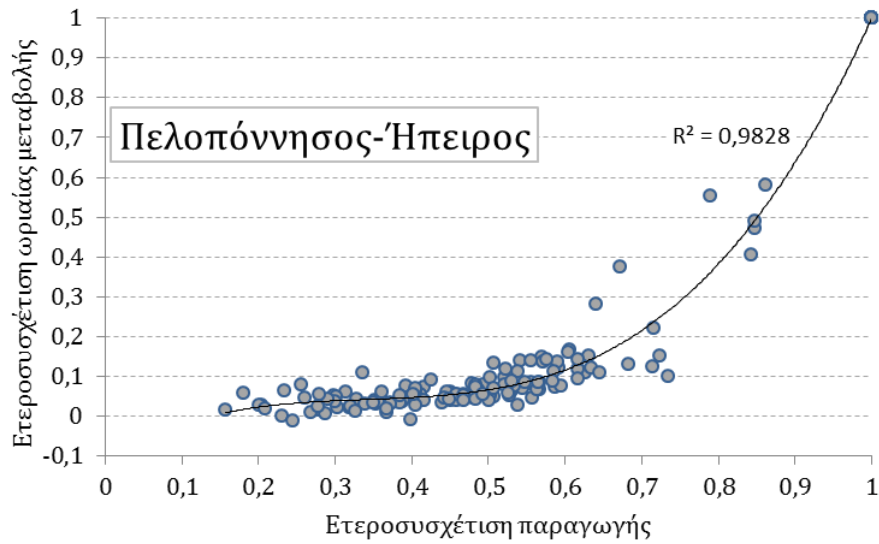
Εικόνα 5.25 Ποσοστά ζευγών ετεροσυσχέτισης εγχεόμενου φορτίου ανάμεσα στους σταθμούς της περιφέρειας Μακεδονίας-Θράκης.

Κοινό χαρακτηριστικό και των τριών περιοχών, αποτελεί το γεγονός ότι για τα έτη 2009 και 2010, διαμορφώνονται διακριτές ομάδες υψηλών ετεροσυσχετίσεων στην παραγωγή, οι οποίες συγκεντρώνουν και την πλειοψηφία της εγκατεστημένης ισχύος. Αυτό πρακτικά δηλώνει, ότι την δεδομένη περίοδο, εντάσσονται στο μίγμα, αιολικά πάρκα με περιορισμένη γεωγραφική διασπορά, με βασικό κριτήριο ίσως το πλούσιο δυναμικό στις περιοχές εγκατάστασης. Σταδιακά όμως, η ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση νέων μονάδων στο σύστημα, επέβαλε την εγκατάσταση πάρκων σε διαφορετικές περιοχές, με άλλες ανεμολογικές συνθήκες, ώστε το εγχεόμενο φορτίο να διατηρείται όσο το δυνατόν πιο σταθερό. Τα πάρκα που εισέρχονται αργότερα στα επιμέρους μίγματα, παρουσιάζουν έτσι, χαμηλότερες ετεροσυσχετίσεις στην παραγωγή, τόσο με τα προϋπάρχοντα, όσο και σε μεγάλο βαθμό με όσα συνδέονται την ίδια περίοδο.

Εξετάζοντας τις ετεροσυσχετίσεις των ωριαίων μεταβολών, μεταξύ των σταθμών που διαμορφώνουν τα αθροίσματα των ηλεκτρικών περιφερειών, δημιουργείται μια σαφέστερη

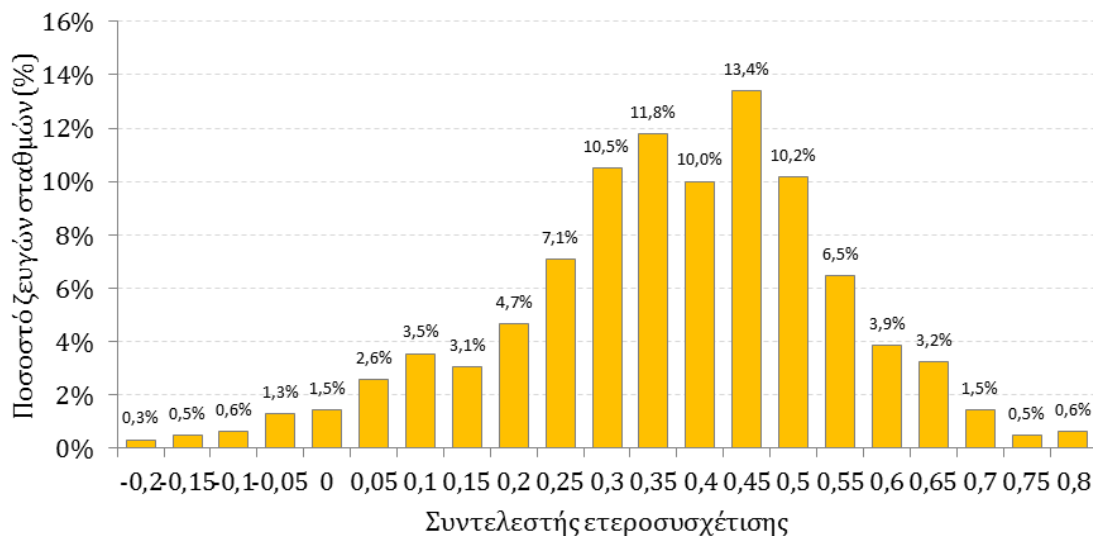
εικόνα, σχετικά με τις διαφορές που παρατηρήθηκαν σε κάθε μια, τόσο σε σχέση με τα διαστήματα στα οποία κινήθηκε το 95% των ωριαίων μεταβολών, όσο και στη διαμόρφωση των μεγίστων αυξήσεων και βυθίσεων του εγχεόμενου φορτίου. Όπως παρατηρήθηκε και παραπάνω, από την εξέταση των ετεροσυσχετίσεων των παραγωγών στις επιμέρους περιοχές, στην περιφέρεια Πελοποννήσου- Ηπείρου, συνδέονται πάρα τα οποία σε μεγάλο ποσοστό, εμφανίζουν χαμηλότερες συσχετίσεις στην παραγωγή συγκριτικά με τις άλλες δύο περιοχές. Αυτό αποτελεί δείγμα της ικανοποιητικής γεωγραφικής διασποράς των πάρκων που διαμορφώνουν το άθροισμα της περιοχής. Κατ' αυτόν τον τρόπο και οι ωριαίες μεταβολές της παραγωγής των επιμέρους σταθμών, προκύπτουν σε μεγάλο ποσοστό πολύ χαμηλά συσχετισμένες μεταξύ τους, οδηγώντας αθροιστικά, σε μεταβολές με χαμηλότερη διασπορά. Στον αντίποδα, η περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης, φιλοξενεί πάρα τα οποία απολαμβάνουν παρόμοιες ανεμολογικές συνθήκες, με αποτέλεσμα οι παραγωγές τους να είναι σε μεγάλο βαθμό συσχετισμένες, γεγονός που οδηγεί και σε υψηλά συσχετισμένες ωριαίες μεταβολές. Γι' αυτό και τα διαστήματα στα οποία κινούνται οι ωριαίες μεταβολές φορτίου στην περιοχή, εκπεφρασμένα ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος, προκύπτουν περισσότερο διευρυμένα συγκριτικά με των υπολοίπων περιοχών. Στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, υπάρχει μια ομάδα πάρκων, η οποία χαρακτηρίζεται από πολύ υψηλές ετεροσυσχετίσεις στην παραγωγή (συντελεστής ετεροσυσχέτισης, $\rho > 0.7$) και αποτελεί τα 2/3 περίπου της εγκατεστημένης ισχύος για τα έτη 2009 και 2010. Η ομάδα αυτή ευθύνεται σε μεγάλο βαθμό για τη διασπορά των ωριαίων μεταβολών του αθροιστικού φορτίου και κάθε νέο πάρκο που εντάσσεται, ανάλογα με το πόσο συσχετισμένη είναι η παραγωγή του με της ομάδας αυτής, συμβάλλει είτε στην σταθεροποίηση του εγχεόμενου φορτίου (για μικρές και αρνητικές ετεροσυσχετίσεις), είτε στην αύξηση της διασποράς αυτού. Ενδεικτικά, το 2013, οι ελαφρώς αυξημένες συσχετίσεις στην παραγωγή, μεταξύ των πάρκων της ομάδας αυτής, συγκριτικά με εκείνες της προηγούμενης χρονιάς, οδήγησαν σε διεύρυνση του διαστήματος στο οποίο κυμάνθηκαν οι ωριαίες μεταβολές με βεβαιότητα 95%, από $-37 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 34 \text{ MWh/h}$ που ήταν το 2012, σε $-39 \text{ MWh/h} \leq \Delta P \leq 38 \text{ MWh/h}$ για το 2013.

Στις παρακάτω εικόνες (5.26), αποτυπώνεται για κάθε ζεύγος σταθμών, ο συντελεστής ετεροσυσχέτισης της παραγωγής (άξονας των τετμημένων), έναντι του αντίστοιχου συντελεστή ετεροσυσχέτισης για την μεταβλητή της ωριαίας μεταβολής φορτίου (άξονας των τεταγμένων), σε κάθε περιφέρεια. Η σχέση μεταξύ των δύο συντελεστών ετεροσυσχέτισης, προσεγγίζεται ικανοποιητικά από αύξουσες πολυωνυμικές καμπύλες. Όπως γίνεται κατανοητό από τη συγκριτική εξέταση των εικόνων και στις τρεις περιοχές, όταν οι παραγωγές μεταξύ των σταθμών είναι χαμηλά συσχετισμένες, οι ωριαίες μεταβολές των φορτίων τους, είναι σε γενικές γραμμές ασυσχέτιστες. Ακόμα και για συντελεστές ετεροσυσχέτισης της τάξης του 0.5, η αντίστοιχη ετεροσυσχέτιση των ωριαίων μεταβολών προκύπτει μικρότερη του 0.1, με μεγάλες συγκεντρώσεις τιμών κοντά στο μηδέν. Παρατηρούνται επίσης σε όλες τις περιφέρειες, αρνητικές συσχετίσεις της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής φορτίου, ακόμα και όταν οι συντελεστές συσχέτισης των παραγωγών στα αντίστοιχα ζεύγη σταθμών είναι 0.4. Για τα ζεύγη σταθμών, των οποίων οι παραγωγές συσχετίζονται σε μεγάλο βαθμό ($\rho > 0.8$), στην περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου, οι ετεροσυσχετίσεις των αντίστοιχων ωριαίων μεταβολών, προκύπτουν μικρότερες συγκριτικά με των άλλων περιφερειών.



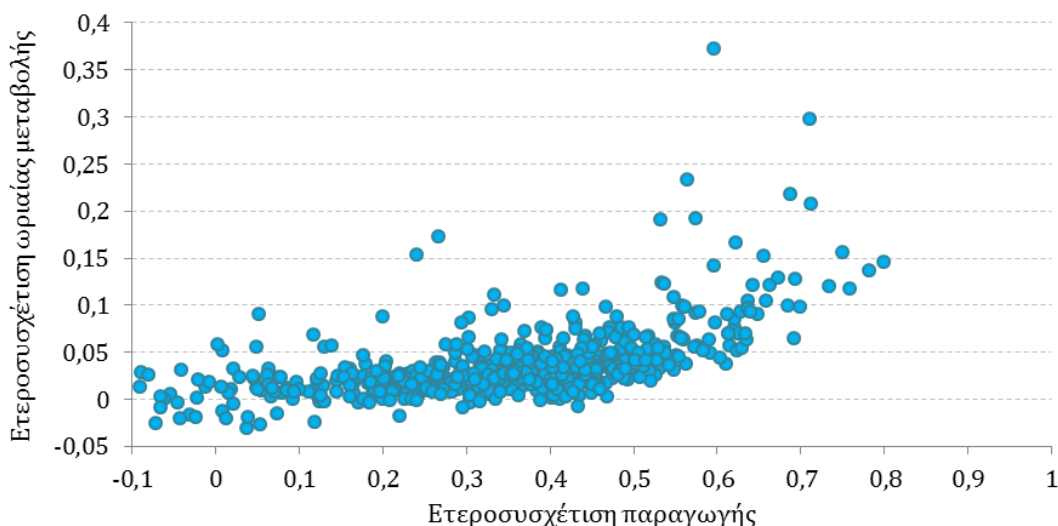
Εικόνα 5.26 Ο συντελεστής ετεροσυσχέτισης της παραγωγής μεταξύ δύο πάρκων, έναντι του συντελεστή ετεροσυσχέτισης των ωριαίων μεταβολών αυτής, στην περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου (πάνω), στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας (μέση) και στην περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης (κάτω).

Για το σύνολο των αιολικών εγκαταστάσεων που συνδέονται στο σύστημα υψηλής τάσης, οι αντίστοιχες συσχετίσεις μεταξύ των επιμέρους πάρκων αποτυπώνονται στις παρακάτω εικόνες (5.27 και 5.28). Συνοπτικά, οι ετεροσυσχετίσεις στην παραγωγή μεταξύ των πάρκων της περιφέρειας Πελοποννήσου-Ηπείρου και της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, κυμαίνονται μεταξύ των τιμών 0.015 και 0.8, με το 70% των ζευγών να παρουσιάζουν ετεροσυσχετίσεις μεταξύ των τιμών 0.3 και 0.6. Αντίστοιχα, για τα ζεύγη σταθμών της Πελοποννήσου-Ηπείρου και της Μακεδονίας-Θράκης, οι συντελεστές ετεροσυσχέτισης των παραγωγών, κυμαίνονται μεταξύ -0.19 και 0.48, με το 25% αυτών στο διάστημα -0.19 και 0.2. Οι ετεροσυσχετίσεις τέλος, των παραγωγών μεταξύ των πάρκων της Κεντρικής Ελλάδας και της Μακεδονίας-Θράκης, κινούνται στο διάστημα -0.22 και 0.54, με το 70% των τιμών στο διάστημα 0.3 έως 0.54. Διαμορφώνεται τελικά στο σύνολο, η ακόλουθη εικόνα (5.27).



Εικόνα 5.27 Ποσοστά ζευγών ετεροσυσχέτισης εγγεόμενου φορτίου ανάμεσα στους σταθμούς που συνδέονται στο σύστημα υψηλής τάσης.

Στο σύνολο, οι τιμές των ετεροσυσχετίσεων μεταξύ των ωριαίων μεταβολών, εμφανίζουν μεγάλες συγκεντρώσεις κοντά στο μηδέν. Ενδεικτικά, για το 90% των ζευγών σταθμών μεταξύ των περιφερειών Πελοποννήσου-Ηπείρου και Κεντρικής Ελλάδας, οι τιμές των ετεροσυσχετίσεων είναι κάτω από 0.1., ενώ αντίστοιχα, οι ετεροσυσχετίσεις των ωριαίων μεταβολών μεταξύ των πάρκων Πελοποννήσου-Ηπείρου και Μακεδονίας-Θράκης, διαμορφώνονται στο μέγιστο στην τιμή 0.06. Και στην περίπτωση όμως, που τα ζεύγη εξέτασης, αφορούν στα πάρκα της Κεντρικής Ελλάδας και της Μακεδονίας-Θράκης, οι ετεροσυσχετίσεις προκύπτουν πολύ χαμηλές, με μέγιστη τιμή το 0.08. Το νέφος σημείων που διαμορφώνεται από τη σχεδίαση των συντελεστών ετεροσυσχέτισης παραγωγής και ωριαίων μεταβολών, για το σύνολο των συνδεδεμένων πάρκων, καταδεικνύει ότι στο άθροισμά τους, ακόμα και οι σταθμοί των οποίων οι παραγωγές συσχετίζονται σε μεγάλο βαθμό, δεν εμφανίζουν απαραίτητα παρόμοιες διακυμάνσεις φορτίου (εικόνα 5.28). Για την διατήρηση ευστάθειας λοιπόν και τον υπολογισμό των απαραίτητων εφεδρειών, δεν απαιτείται η συνεχής εξισορρόπηση των φορτίων κάθε μεμονωμένου πάρκου, αλλά ελέγχεται η συνολικότερη συμπεριφορά τους. Σε αντίθετη περίπτωση, ο υπολογισμός των αναγκαίων εφεδρειών που χρειάζεται το σύστημα, εξαιτίας της γενικότερης ένταξης σε αυτό, στοχαστικά μεταβαλλόμενων παραγωγών (αιολικά, φωτοβολταϊκά κτλ.), θα οδηγούταν σε αναντίστοιχες με την πραγματικότητα υπερεκτιμήσεις.



Εικόνα 5.28 Ο συντελεστής ετεροσυσχέτισης της παραγωγής μεταξύ δύο πάρκων, έναντι του συντελεστή ετεροσυσχέτισης των ωριαίων μεταβολών αυτής, για το σύνολο των αιολικών πάρκων που συνδέονται στο σύστημα υψηλής τάσης.

Αν και υπό τις υφιστάμενες συνδέσεις, δεν έχει αναφερθεί κάποιο συγκεκριμένο ζήτημα που να προκύπτει από την συσχέτιση των παραγωγών ή των μεταβολών, στις περιοχές που αναλύονται εδώ, δεν πρέπει να παραβλέπουμε ωστόσο, ότι οι εν λόγω περιφέρειες είναι πλέον σε μεγάλο βαθμό κορεσμένες¹ και το ενδιαφέρον στρέφεται στην αναζήτηση νέων θέσεων για τις μελλοντικές εγκαταστάσεις. Υπό το πρίσμα μάλιστα, της αναμενόμενης ολοκλήρωσης των διασυνδέσεων μεταξύ του συστήματος του ηπειρωτικού τμήματος και ορισμένων αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων (πχ. Κρήτη και Κυκλάδες²), η διατήρηση της ισορροπίας των τάσεων στο σύστημα, γίνεται αισθητά δυσκολότερη.

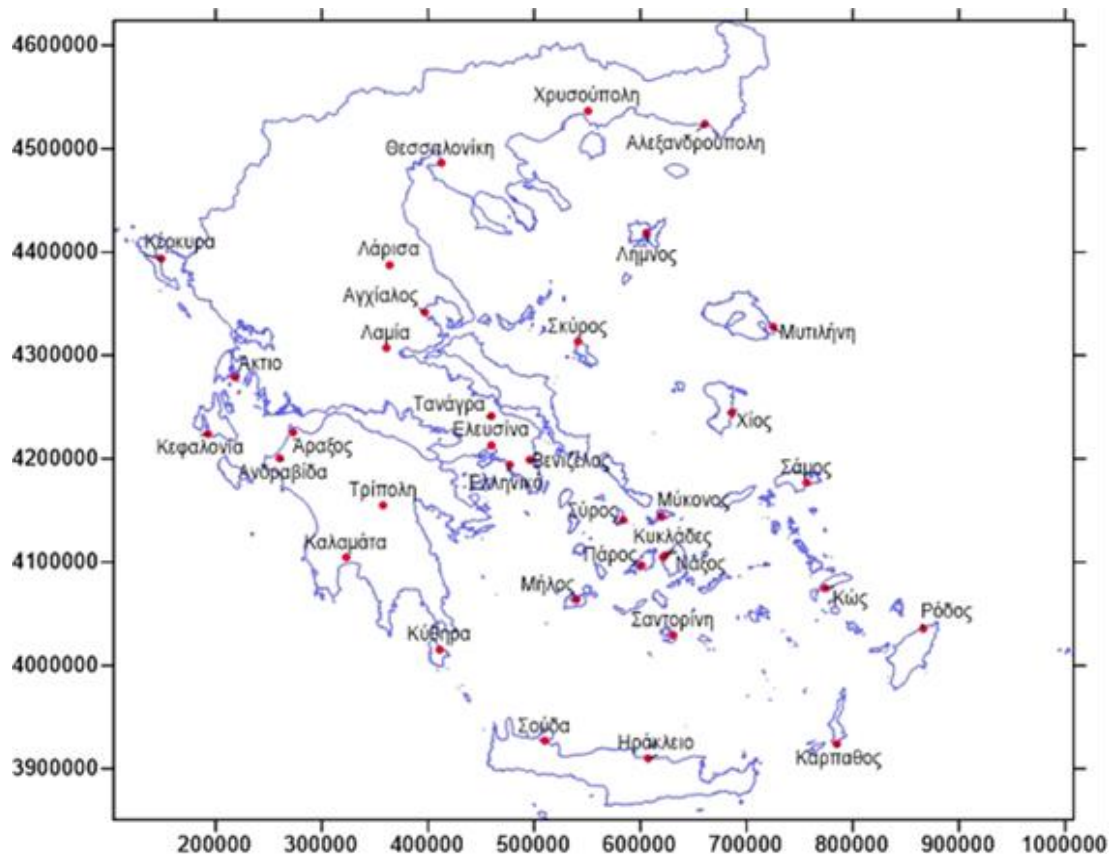
Στην κατεύθυνση αυτή, επιχειρήσαμε να προσεγγίσουμε σε κάποιο βαθμό τις αναμενόμενες ετεροσυσχετίσεις των παραγωγών σε διάφορες περιοχές της χώρας, μέσω της εξέτασης των ετεροσυσχετίσεων μεταξύ των ταχυτήτων ανέμου. Για το σκοπό αυτό, χρησιμοποιήθηκαν τα δείγματα καταγραφών³ των σταθμών που αναλύθηκαν νωρίτερα στο Κεφάλαιο 3, τα οποία αφορούσαν στην τελευταία δεκαετία (2003-2013). Η επιλογή, έγινε με γνώμονα, αφενός οι καταγραφές να έχουν κοινή περίοδο αναφοράς και αφετέρου να συμπεριληφθούν όσο το δυνατόν περισσότεροι σταθμοί στην ανάλυση. Για να είναι όμως, οι τιμές των συντελεστών ετεροσυσχέτισης που θα υπολογιστούν στη συνέχεια, όσο το δυνατόν πιο συνεπείς με την πραγματικότητα, έγινε επιπλέον επιλογή μεταξύ αυτών, βάσει των ελλειπών μετρήσεων του καθενός. Οι σταθμοί που επιλέγησαν στην ανάλυση επιχειρήθηκε να έχουν καταγραφές για πάνω από το 90% της περιόδου εξέτασης. Για λόγους πληρέστερης γεωγραφικής διασποράς των σταθμών και αντιπροσώπευσης μεγαλύτερων τμημάτων της χώρας, συμπεριλήφθηκαν στην ανάλυση, οι σταθμοί των Κυθήρων και της Χρυσούπολης, παρά το γεγονός ότι τα δείγματά τους ήταν πλήρη σε ποσοστά, αντίστοιχα. Συγκεντρωτικές πληροφορίες σχετικά με τους σταθμούς (35) που εξετάστηκαν, καθώς και τα ποσοστά πληρότητας του κάθε

¹ Σύμφωνα με την απόφαση 699-2012 της ΡΑΕ, το δίκτυο της περιοχής της Πελοποννήσου, χαρακτηρίστηκε ως κορεσμένο, σχετικά με την δυνατότητα επιπλέον απορρόφησης ισχύος από σταθμούς ΑΠΕ. Ο χαρακτηρισμός βέβαια, αφορά στις ισχύουσες για εκείνη την περίοδο διατάξεις του συστήματος και είναι δυνατόν να αντιστραφεί, υπό καθεστώς περαιτέρω επέκτασής του.

² Αναλυτικότερες πληροφορίες σχετικά με τις αναμενόμενες επεκτάσεις και ενισχύσεις του συστήματος μεταφοράς για την δεκαετία 2015-2024, μπορούν να αναζητηθούν στη σελίδα του ΑΔΜΗΕ (www.admie.gr).

³ Υπενθυμίζεται ότι οι χρονοσειρές ανάλυσης των σταθμών, αφορούν σε μέσες ημερήσιες ταχύτητες ανέμου.

δείγματος, περιέχονται στον πίνακα Γ13 του Παραρτήματος Γ. Εδώ αποτυπώνεται στη συνέχεια, η γεωγραφική κατανομή τους στο χώρο (εικόνα 5.23), σε σύστημα συντεταγμένων ΕΓΣΑ 87. Αναλυτικά, οι συντελεστές ετεροσυσχέτισης της μεταβλητής της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου, μεταξύ των 35 σταθμών ανάλυσης, περιέχονται χάριν οικονομίας χώρου, στον πίνακα Γ15 του Παραρτήματος Γ.

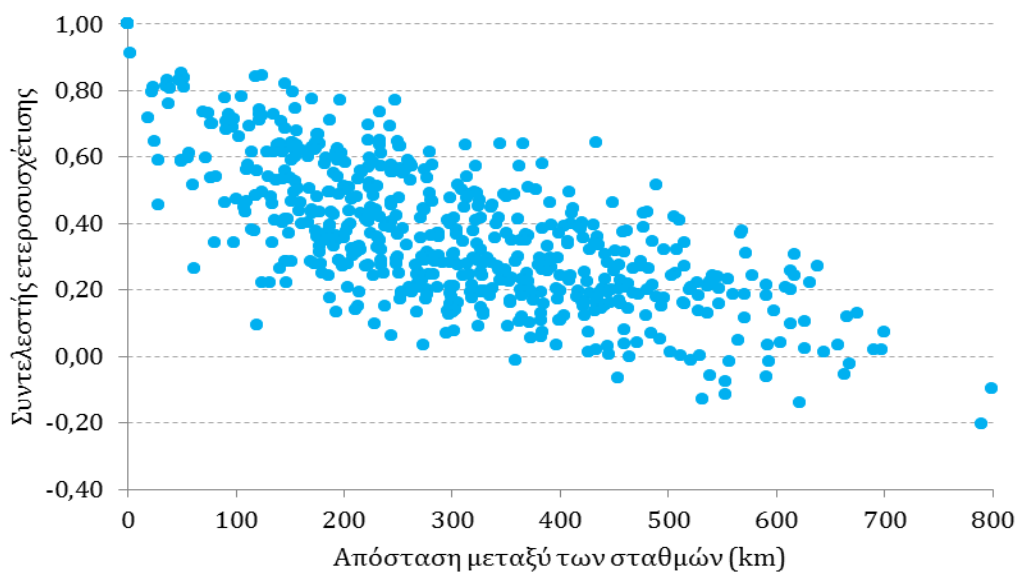


Εικόνα 5.29 Γεωγραφική κατανομή των υπό εξέταση σταθμών σε σύστημα συντεταγμένων ΕΓΣΑ 87

Από την αρχική ανάγνωση των αποτελεσμάτων των ετεροσυσχετίσεων μεταξύ των σταθμών, παρατηρήθηκαν σχετικά υψηλές τιμές συσχέτισης, ακόμα και μεταξύ σταθμών των οποίων οι χιλιομετρικές αποστάσεις είναι αρκετά μεγάλες. Κάτι παρόμοιο είδαμε και νωρίτερα στον υπολογισμό των ετεροσυσχετίσεων μεταξύ των παραγωγών αιολικών πάρκων που είναι εγκατεστημένα σε αρκετά απομακρυσμένες γεωγραφικά περιφέρειες (Πελοποννήσου-Ηπείρου και Μακεδονίας-Θράκης). Η συγκεκριμένη παρατήρηση, κρίθηκε ιδιαίτερα ενδιαφέρουσα στα πλαίσια της παρούσας ανάλυσης και για το λόγο αυτό, διερευνήθηκε περαιτέρω. Στην κατεύθυνση αυτή, υπολογίστηκαν επιπλέον, οι αποστάσεις μεταξύ κάθε ζεύγους σταθμών, με βάση τις γεωγραφικές τους συντεταγμένες¹. Σχεδιάστηκαν στη συνέχεια σε κοινό γράφημα, οι συντελεστές ετεροσυσχέτισης των ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου που υπολογίστηκαν παραπάνω, συναρτήσει της απόστασης των μετεωρολογικών ιστών και προέκυψε τελικά, το νέφος σημείων της παρακάτω εικόνας (5.30). Όπως εύκολα διαπιστώνεται, ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ δύο σημείων μέτρησης, παρουσιάζει μια τάση (εκθετικής) μείωσης, όσο διευρύνεται η χιλιομετρική απόσταση. Ακόμα όμως και για αποστάσεις αρκετά μεγάλες για τα ελληνικά δεδομένα, ο συντελεστής συσχέτισης της ταχύτητας του ανέμου, διατηρεί σχετικά υψηλές τιμές. Παρατηρούνται επίσης ζεύγη

¹ Αναλυτικά οι αποστάσεις μεταξύ των σταθμών, περιλαμβάνονται στον πίνακα Γ14 του Παραρτήματος Γ.

σταθμών, τα οποία παρά τις κοντινές τους θέσεις, οι ταχύτητες του ανέμου δεν συσχετίζονται σε μεγάλο βαθμό. Η πλειονότητα των περιπτώσεων αυτών, αφορά στους σταθμούς της Πελοποννήσου, οι ταχύτητες των οποίων, τυχάνει να συσχετίζονται σε μεγαλύτερο βαθμό, με τις ταχύτητες σταθμών που βρίσκονται σε πιο απομακρυσμένες περιοχές. Ενδεικτικά, ο συντελεστής συσχέτισης των ταχυτήτων μεταξύ του σταθμού του Αράξου και της Σκύρου είναι 0.58 (απόσταση μεταξύ των σταθμών 281km), ενώ αντίστοιχα μεταξύ του Αράξου και της γειτονικής Ανδραβίδας (28.4km) μόλις 0.46. Υπάρχουν επίσης και σταθμοί, οι ταχύτητες των οποίων είναι μεταξύ τους αρνητικά συσχετισμένες. Οι περιπτώσεις αυτές, αφορούν στις ετεροσυσχετίσεις των ταχυτήτων, μεταξύ των σταθμών του Καρπαθίου Πελάγους (Κάρπαθος, Ρόδος) και του Ιονίου. Κάτι τέτοιο ήταν ως ένα βαθμό αναμενόμενο, καθώς όπως παρατηρήσαμε και στην αρχή του Κεφαλαίου 3, οι εποχικές διακυμάνσεις των ταχυτήτων στις περιοχές αυτές, διαφέρουν αισθητά.



Εικόνα 5.30 Ο συντελεστής συσχέτισης της μεταβλητής της ταχύτητας του ανέμου μεταξύ δύο σημείων μέτρησης, συναρτήσεως της μεταξύ τους απόστασης

Από την συγκριτική ανάγνωση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν για τις ετεροσυσχετίσεις μεταξύ των ωριαίων αιολικών παραγωγών και των αντίστοιχων συντελεστών, μεταξύ των ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου, διακρίνεται μια γενικότερη κατεύθυνση σύμπτωσης. Θα είχε βέβαια, ακόμη μεγαλύτερο ενδιαφέρον να γνωρίζουμε τις ακριβείς θέσεις εγκατάστασης των αιολικών πάρκων, ώστε να μπορούμε να αποκτήσουμε ακριβέστερη εικόνα για την επιρροή της απόστασης στις τιμές των ετεροσυσχετίσεων στην παραγωγή.

Για να προσεγγιστούν ως ένα βαθμό, οι ετεροσυσχετίσεις μεταξύ των παραγωγών των υφιστάμενων συνδέσεων αιολικής παραγωγής στο σύστημα, με εκείνες των περιοχών που αναμένεται να συνδεθούν στο επόμενο διάστημα, υπολογίστηκαν στη συνέχεια, οι ετεροσυσχετίσεις μεταξύ των παραγωγών των διαφόρων περιφερειών και των ταχυτήτων των διαθέσιμων ανεμολογικών ιστών. Για το σκοπό αυτό, οι ωριαίες παραγωγές των αιολικών πάρκων της κάθε περιφέρειας, συναθροίστηκαν σε ημερήσιο χρονικό βήμα, με χρήση του λογισμικού Hydrognomon. Ο υπολογισμός των ετεροσυσχετίσεων, αφορά στην κοινή περίοδο παρατηρήσεων των δύο μεταβλητών, δηλαδή στο διάστημα Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013. Οι τιμές των συντελεστών που προέκυψαν, παρατίθενται κατανομημένες σε φθίνουσα σειρά, ξεχωριστά για κάθε περιφέρεια, αλλά και για το σύνολο των αιολικών εγκαταστάσεων, στον ακόλουθο πίνακα (12).

Πίνακας 12. Συντελεστές ετεροσυσχέτισης μεταξύ της ημερήσιας αιολικής παραγωγής των διακριτών ηλεκτρικών περιφερειών καθώς και του αθροίσματος αυτών και των ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου στους ανεμολογικούς σταθμούς, για την περίοδο Ιανουάριος 2009-Δεκέμβριος 2013. Οι συντελεστές ετεροσυσχέτισης είναι κατανεμημένοι σε φθίνουσα διάταξη

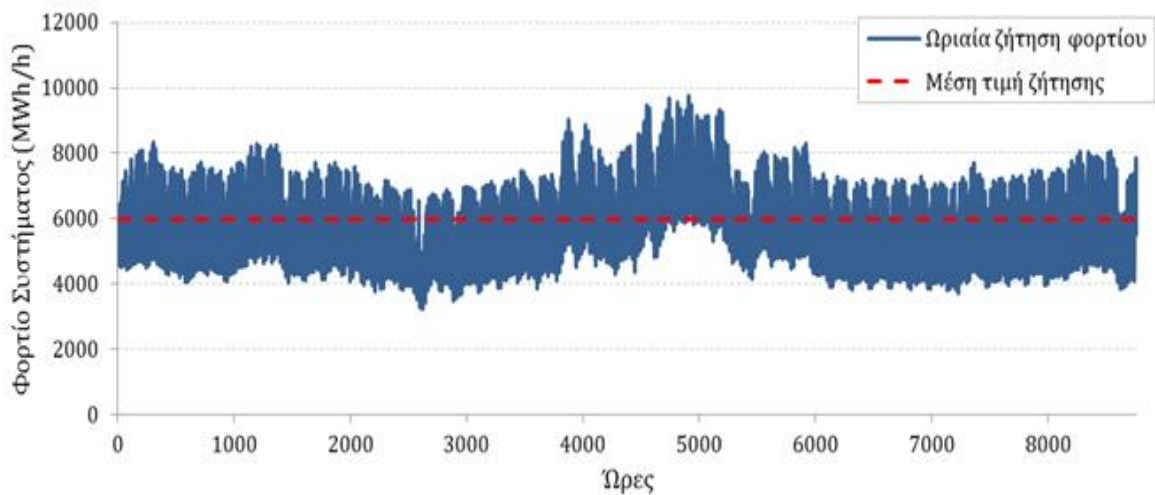
Περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου						Περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης					
Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ
Τρίπολη	0,68	Σούδα	0,43	Πάρος	0,25	Λήμνος	0,67	Ανδραβίδα	0,40	Κέρκυρα	0,30
Άραξος	0,65	Αλεξανδρ.	0,43	Αγχίαλος	0,24	Σκύρος	0,65	Πάρος	0,38	Λάρισα	0,27
Κύθηρα	0,59	Μήλος	0,40	Κυκλάδες	0,24	Αλεξανδρ.	0,56	Σαντορίνη	0,37	Άκτιο	0,27
Ελληνικό	0,58	Χρυσούπ.	0,40	Λάρισα	0,21	Μυτιλήνη	0,55	Νάξος	0,37	Κεφαλονία	0,25
Μυτιλήνη	0,57	Χίος	0,40	Λαμία	0,19	Ελ. Βενιζ.	0,53	Κυκλάδες	0,36	Αγχίαλος	0,24
Ανδραβίδα	0,56	Κέρκυρα	0,38	Κώς	0,18	Τανάγρα	0,53	Σάμος	0,35	Σούδα	0,22
Σκύρος	0,56	Ηράκλειο	0,37	Μύκονος	0,17	Μήλος	0,46	Άραξος	0,35	Θεσσαλον.	0,18
Τανάγρα	0,54	Σαντορίνη	0,37	Καλαμάτα	0,16	Σύρος	0,46	Μύκονος	0,35	Λαμία	0,17
Βενιζέλος	0,54	Κεφαλονία	0,36	Θεσσαλον.	0,11	Χίος	0,45	Κύθηρα	0,34	Καλαμάτα	0,09
Λήμνος	0,51	Ελευσίνα	0,32	Κάρπαθος	-0,15	Ελευσίνα	0,44	Τρίπολη	0,33	Κάρπαθος	0,04
Άκτιο	0,49	Νάξος	0,27	Ρόδος	-0,19	Ελληνικό	0,43	Χρυσούπ.	0,33	Ρόδος	0,00
Σύρος	0,49	Σάμος	0,26			Ηράκλειο	0,43	Κώς	0,32		
Περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας						Σύνολο αιολικών εγκαταστάσεων					
Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ	Σταθμοί	ρ
Βενιζέλος	0,83	Ελευσίνα	0,61	Άκτιο	0,37	Σκύρος	0,72	Μήλος	0,50	Λάρισα	0,29
Σύρος	0,76	Κυκλάδες	0,57	Αγχίαλος	0,28	Βενιζέλος	0,70	Νάξος	0,49	Σούδα	0,29
Σκύρος	0,76	Άραξος	0,56	Λάρισα	0,24	Λήμνος	0,68	Ηράκλειο	0,49	Αγχίαλος	0,28
Λήμνος	0,73	Ηράκλειο	0,55	Κεφαλονία	0,20	Σύρος	0,63	Κυκλάδες	0,49	Κώς	0,27
Χίος	0,73	Αλεξανδρ.	0,54	Κέρκυρα	0,19	Τανάγρα	0,62	Πάρος	0,48	Κεφαλονία	0,26
Μήλος	0,71	Σαντορίνη	0,53	Κάρπαθος	0,18	Ελληνικό	0,62	Ανδραβίδα	0,47	Κέρκυρα	0,26
Πάρος	0,65	Κύθηρα	0,52	Λαμία	0,18	Χίος	0,60	Σαντορίνη	0,45	Λαμία	0,23
Μυτιλήνη	0,65	Σάμος	0,50	Σούδα	0,18	Τρίπολη	0,59	Κύθηρα	0,43	Καλαμάτα	0,17
Μύκονος	0,64	Τρίπολη	0,45	Καλαμάτα	0,15	Άραξος	0,58	Μύκονος	0,43	Θεσσαλον.	0,14
Ελληνικό	0,64	Χρυσούπ.	0,38	Θεσσαλον.	0,09	Μυτιλήνη	0,58	Σάμος	0,41	Κάρπαθος	0,07
Νάξος	0,62	Κώς	0,38	Ρόδος	-0,01	Αλεξανδρ.	0,54	Χρυσούπ.	0,39	Ρόδος	-0,08
Τανάγρα	0,61	Ανδραβίδα	0,37			Ελευσίνα	0,53	Άκτιο	0,37		

Όπως ήταν άλλωστε αναμενόμενο, υψηλότερες τιμές ετεροσυσχετίσεων μεταξύ αιολικής παραγωγής και ταχυτήτων ανέμου, παρατηρούνται μεταξύ σταθμών και πάρκων που βρίσκονται στην ίδια γεωγραφική περιοχή. Σχετικά τώρα, με τις ετεροσυσχετίσεις μεταξύ των υφιστάμενων συνδέσεων αιολικών πάρκων στο σύστημα μεταφοράς και των ανεμολογικών σταθμών, από περιοχές που αναμένεται να συνδεθούν στο άμεσο μέλλον, προκύπτουν ενδιαφέροντα συμπεράσματα. Οι ταχύτητες του σταθμού του Ηρακλείου για παράδειγμα, εμφανίζουν συντελεστές ετεροσυσχέτισης με τις παραγωγές των περιφερειών Μακεδονίας-Θράκης και Κεντρικής Ελλάδας, 0.43 και 0.55, αντίστοιχα. Και για τους σταθμούς των Κυκλάδων όμως, οι ετεροσυσχετίσεις με τις υφιστάμενες παραγωγές είναι αντίστοιχα υψηλές, ιδιαίτερα με εκείνες της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας. Ενδεικτικά, οι συντελεστές συσχέτισης της χρονοσειράς του σταθμού της Σύρου με εκείνες των αιολικών παραγωγών, κυμαίνονται μεταξύ 0.46 και 0.76. Οι παρατηρήσεις αυτές, αποδεικνύουν ότι απαιτείται ιδιαίτερη προσοχή στην μελέτη ένταξης των νέων συστημάτων, καθώς όπως φαίνεται οι παραγωγές τους αναμένεται να συσχετίζονται αρκετά με αυτές των υφιστάμενων συνδέσεων.

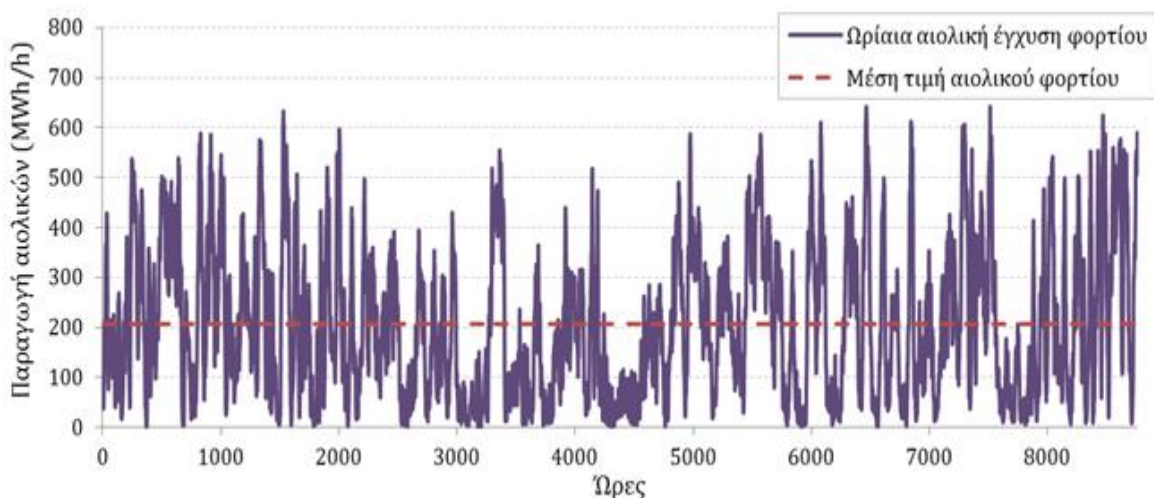
5.2.6 Συμβολή στην κάλυψη της ζήτησης το έτος 2009

Σε προηγούμενο κεφάλαιο (4.5) αναφέρθηκαν κάποια βασικά στοιχεία, σχετικά με τους παράγοντες που επηρεάζουν το capacity credit των αιολικών εγκαταστάσεων, δηλαδή, τον δείκτη που συνοψίζει την επίδραση αυτών, στην ευρύτερη αξιοπιστία του διασυνδεδεμένου συστήματος. Με γνώμονα τους παράγοντες αυτούς, θα αναλυθούν περαιτέρω τα στοιχεία παραγωγής του 2009, παράλληλα με το συνολικό φορτίο του συστήματος (ζήτηση) για το ίδιο έτος.

Το ωριαίο προφίλ του φορτίου στο ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα για το 2009, φαίνεται στην εικόνα (5.31). Ο μέσος όρος της ζήτησης για το έτος αυτό, υπολογίζεται σε 5985MWh/h, ενώ η τυπική απόκλιση και η αιχμή του φορτίου σε 1182 MW και 9761MW, αντίστοιχα. Η περίοδος εμφάνισης των μεγίστων φορτίων στο σύστημα είναι το καλοκαίρι, με την αιχμή του φορτίου να συντελείται στις 24 Ιουλίου το μεσημέρι. Το αντίστοιχο προφίλ της αιολικής παραγωγής για το ίδιο έτος, αποτυπώνεται στην εικόνα (5.32). Η μέση τιμή της αιολικής παραγωγής ανήλθε σε 207 MWh/h, ενώ η τυπική απόκλιση και η αιχμή του αιολικού φορτίου σε 152 MW και 642 MW αντίστοιχα.



Εικόνα 5.31 Ωριαίο προφίλ της ζήτησης στο σύστημα υψηλής τάσης για το έτος 2009.



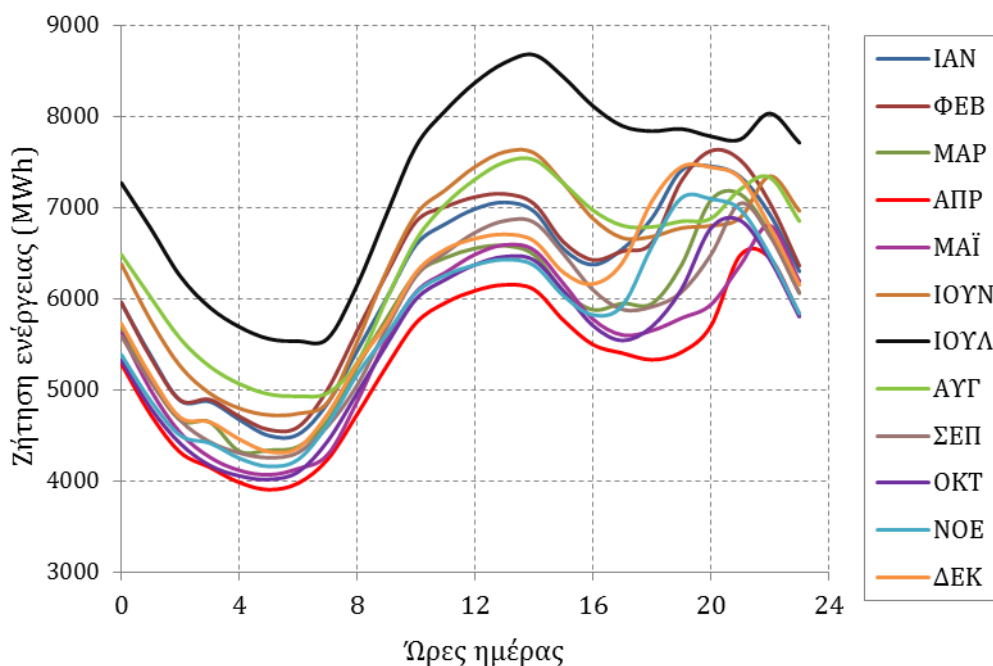
Εικόνα 5.32 Ωριαία έγχυση αιολικού φορτίου στο σύστημα υψηλής τάσης για το έτος 2009

Ήδη από την συγκριτική επισκόπηση των δύο εικόνων, συμπεραίνουμε ότι οι δύο μεταβλητές, ζήτησης συστήματος και φορτίου αιολικών, είναι μεταξύ τους ανεξάρτητες, γεγονός που επιβεβαιώνει και ο συντελεστής ετεροσυσχέτισής τους, ο οποίος είναι 0.028. Το πρόβλημα αυτό, φαίνεται εντονότερα στην περίοδο που η ζήτηση αρχίζει να αυξάνεται, δηλαδή στο διάστημα μεταξύ 4000 και 5000 ωρών το οποίο αντιστοιχεί στην περίοδο ελάχιστης αιολικής παραγωγής, όπως είδαμε και σε προηγούμενα κεφάλαια (Μάιος- Ιούνιος), οπότε και παρατηρείται ελάχιστη συμβολή στην κάλυψη της ζήτησης.

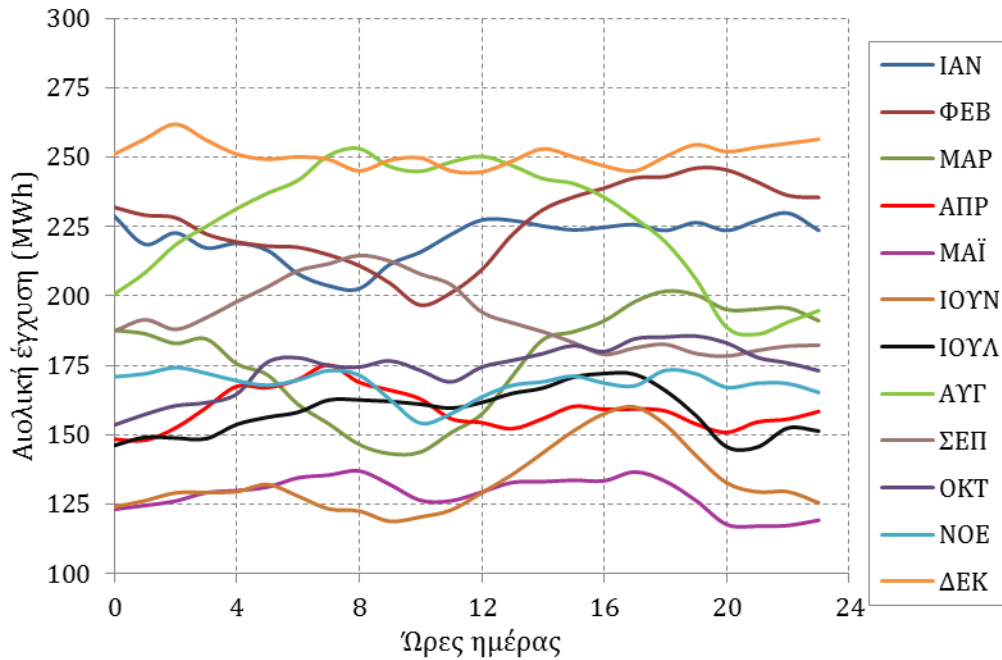
Κατά τη διάρκεια της ημέρας, οι μέσες τιμές της ζήτησης φορτίου του συστήματος, για κάθε μήνα του έτους 2009, διαμορφώθηκαν σύμφωνα με την εικόνα (5.33). Όπως φαίνεται, ανεξάρτητα από τον μήνα, η ζήτηση στο σύστημα χαρακτηρίζεται από δύο τοπικά μέγιστα, ένα κοντά στις 12:00 το μεσημέρι και ένα κοντά στις 8:00 το απόγευμα. Το μεσημεριανό μέγιστο εκτινάσσεται λαμβάνοντας μεγαλύτερες τιμές τους καλοκαιρινούς μήνες, με μέγιστη τιμή τον Ιούλιο, προφανώς εξαιτίας των αυξημένων αναγκών για κλιματισμό. Οι αντίστοιχες μέσες τιμές της αιολικής παραγωγής για το έτος, αποτυπώνονται στην εικόνα (5.34). Όπως προκύπτει από την συγκριτική επισκόπηση των δύο εικόνων, η αιολική παραγωγή, δεν ακολουθεί για όλους τους μήνες τα δύο τοπικά μέγιστα της ζήτησης. Οι συντελεστές συσχέτισης αιολικής παραγωγής και φορτίου συστήματος για κάθε μήνα, κυμαίνονται μεταξύ του -0.54 και 0.66, ενώ αναλυτικά αποτυπώνονται στον πίνακα που ακολουθεί (13).

Πίνακας 13. Μηνιαίοι συντελεστές ετεροσυσχέτισης αιολικής παραγωγής και φορτίου ζήτησης του συστήματος υψηλής τάσης, για το έτος 2009.

Συντελεστές ετεροσυσχέτισης											
ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
0,66	0,30	0,25	-0,54	-0,37	0,32	0,34	-0,25	-0,50	0,47	-0,29	-0,13

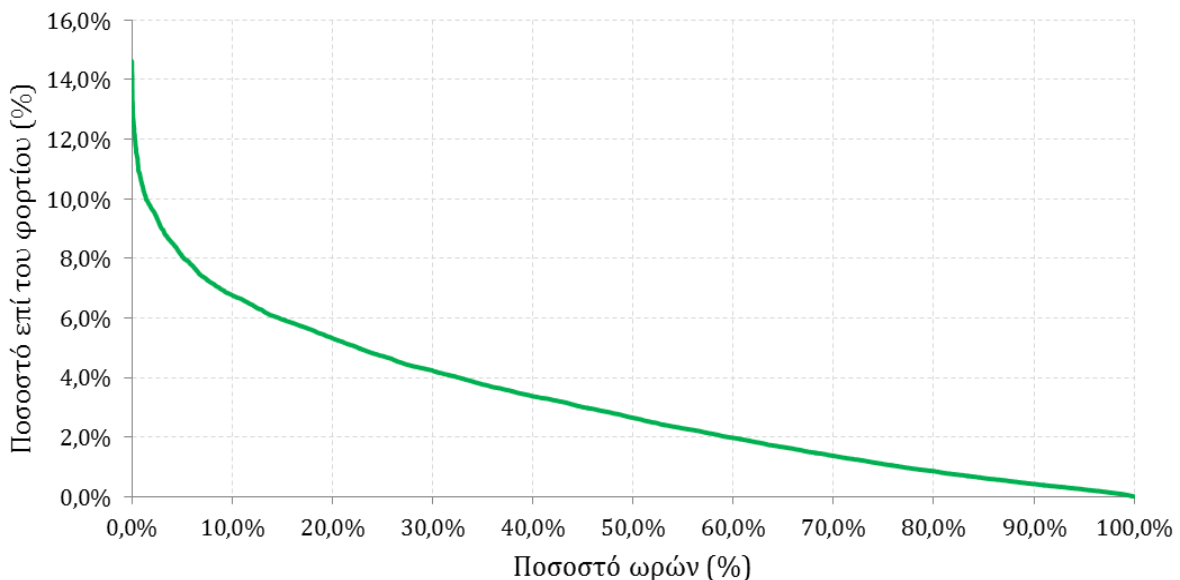


Εικόνα 5.33 Μέση ωριαία ζήτηση φορτίου στο σύστημα υψηλής τάσης, για το έτος 2009.



Εικόνα 5.34 Μέση ωριαία κατανομή ανά μήνα της αιολικής παραγωγής, για το έτος 2009.

Αναλυτικότερα, η συμβολή της αιολικής παραγωγής στο φορτίο του συστήματος, φαίνεται στην εικόνα (5.35), όπου αποτυπώνεται η καμπύλη διάρκειας του ποσοστού της παραγωγής των αιολικών ως προς το φορτίο της ωριαίας ζήτησης. Όπως προκύπτει, η μέγιστη συμβολή στο φορτίο του συστήματος ανήλθε σε 14.5%, ενώ για το μισό έτος κυμάνθηκε σε επίπεδα κατώτερα του 2.7%. Για 90 περίπου ώρες, η συμμετοχή των αιολικών ξεπέρασε το 10%, ενώ για πάνω από 1500 ώρες η συμμετοχή είναι μικρότερη του 1% επί του φορτίου του συστήματος.

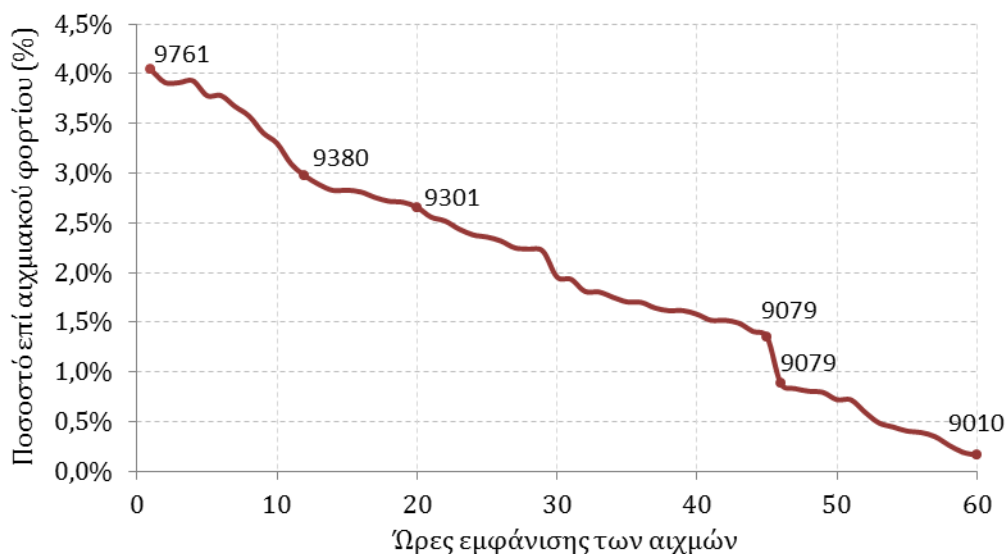


Εικόνα 5.35 Καμπύλη διάρκειας του ποσοστού της παραγωγής των αιολικών ως προς το φορτίο της ωριαίας ζήτησης για το έτος 2009.

Επειδή όμως, όπως ήδη έχει αναφερθεί, η αξιοπιστία ενός συστήματος σχετίζεται σε μεγάλο βαθμό με την ικανότητά του να μπορεί να καλύψει τις αιχμές της ζήτησης, κρίνεται σκόπιμο

να αναλυθεί περαιτέρω, η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στα διάφορα χρονικά στάδια των αιχμών της ζήτησης.

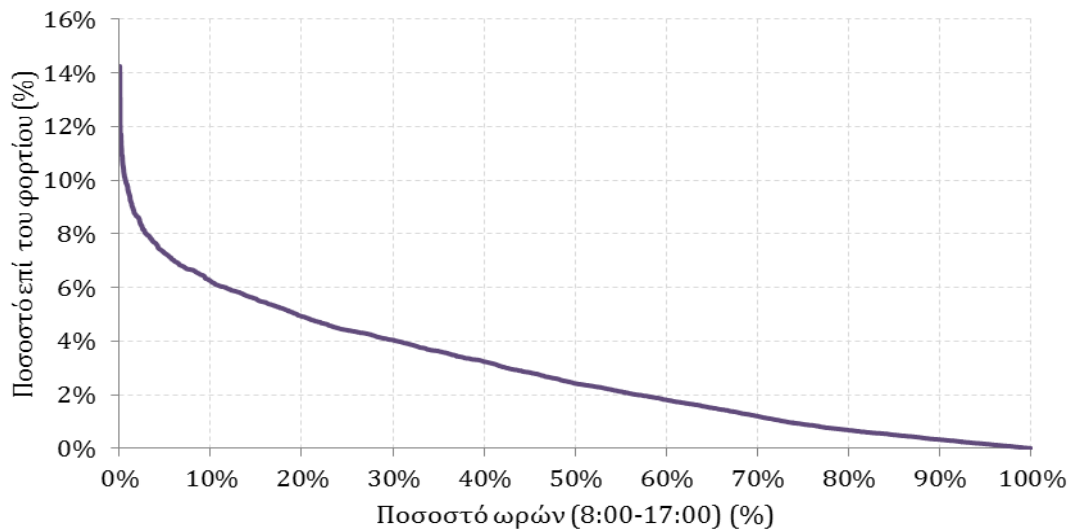
Αρχικά, εξετάζεται η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής, στις 60 ώρες του έτους, για τις οποίες το φορτίο της ζήτησης ήταν μεγαλύτερο (ή ίσο) από 9000 MW. Αυτές οι ώρες αποτελούν σε γενικές γραμμές τις «απόλυτες» αιχμές του συστήματος. Το όριο των 9000 MW, επιλέγει με βάση τις τιμές της μέγιστης ζήτησης των τελευταίων ετών, η οποία συμβαίνει κατά τη διάρκεια του Ιουλίου και ξεπερνάει τα 9500 MW. Αναλυτικά λοιπόν, φαίνεται στην παρακάτω εικόνα (5.36) η συμβολή της αιολικής παραγωγής, ως ποσοστό του φορτίου αιχμής του έτους. Για την κατασκευή της καμπύλης οι 60 τιμές, έχουν ταξινομηθεί σε φθίνουσα ωριαία ισχύ και στη συνέχεια υπολογίστηκαν τα ποσοστά συμμετοχής αιολικής ισχύος στην κάθε μια. Όπως επισημάνθηκε και νωρίτερα, από την συγκριτική εξέταση των προφίλ ζήτησης και αιολικής παραγωγής, οι ώρες εμφάνισης των μεγίστων της πρώτης, δεν συμπίπτουν με τις αιχμές της δεύτερης, γι' αυτό και η συμμετοχή είναι αρκετά περιορισμένη. Μέγιστη συμβολή, σε ποσοστό 4%, είχαν τα αιολικά, στην διαμόρφωση της απόλυτης αιχμής των 9761 MW, ενώ σε ποσοστό έως 3% συμμετείχαν στα φορτία έως και 9380 MW (12 ώρες). Στα φορτία μεταξύ 9380 MW και 9300 MW (12-20 ώρες) η συμμετοχή τους κυμαίνεται από 3% έως 2.7% ενώ σε ποσοστό ανάμεσα σε 2.7% έως 1.4%, συμμετέχουν στα φορτία μεταξύ 9300 MW και 9079 MW (20-45 ώρες). Για τα υπόλοιπα φορτία, η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής υπολογίστηκε σε κάτω του 1%, με ελάχιστη συμμετοχή 0.2% στο φορτίο των 9010 MW.



Εικόνα 5.36 Ποσοστά συμμετοχής αιολικού φορτίου στη διαμόρφωση των φορτίων άνω των 9000 MW, για το έτος 2009.

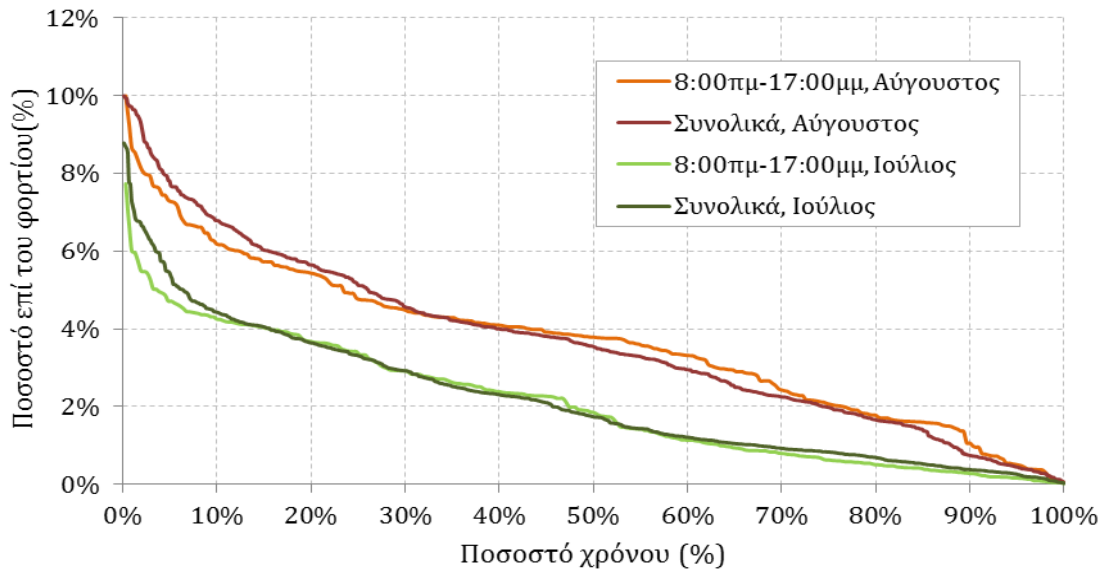
Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης, η εξέταση του ποσοστού συμμετοχής της αιολικής παραγωγής, στην κάλυψη του φορτίου της ζήτησης, για τις ώρες της ημέρας, κατά τη διάρκεια των οποίων, πραγματοποιούνται οι περισσότερες παραγωγικές δραστηριότητες. Το διάστημα αυτό, αφορά στις ώρες μεταξύ 8:00πμ και 17:00μμ, όπου και το φορτίο του συστήματος παρουσιάζει την πρώτη ημερήσια αιχμή του. Όπως προκύπτει και από την ακόλουθη εικόνα (5.37), η μέγιστη συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στην διαμόρφωση του φορτίου του συστήματος για το παραπάνω διάστημα, ανήλθε σε 14.3%, ενώ η κλίση της καμπύλης είναι σχεδόν κατακόρυφη για το 1% του χρόνου με τη μεγαλύτερη συμμετοχή, με το χαμηλότερο ποσοστό σε αυτό το διάστημα να αντιστοιχεί περίπου στο 10% επί του

φορτίου. Για το 90% του χρόνου, το ποσοστό συμμετοχής κυμαίνεται σε επίπεδα κάτω του 6%, ενώ για το μισό διάστημα κάτω του 2.4%. Τέλος, για ένα διάστημα περίπου 10% των ωρών, η συμβολή στην κάλυψη της ζήτησης, δεν ξεπερνά το 0.2%. Εξετάζοντας κάθε μήνα ξεχωριστά, η μέγιστη συμβολή (14.3%) παρατηρήθηκε τον Σεπτέμβριο, ενώ αντίστοιχα υψηλές μέγιστες συμμετοχές παρατηρούνται καθ' όλη την διάρκεια του φθινοπώρου (11% Οκτώβριος, 11.7% Νοέμβριος), του Δεκεμβρίου (11.7%) και του Μαρτίου (11.3%). Οι χαμηλότερες μέγιστες συμβολές στη διαμόρφωση του φορτίου παρατηρήθηκαν κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών (7% τον Ιούνιο, 7.7% τον Ιούλιο και 10% τον Αύγουστο), ενώ για τους υπόλοιπους μήνες του έτους, η μέγιστη συμμετοχή κυμάνθηκε σε ποσοστό 8% περίπου, επί του φορτίου.



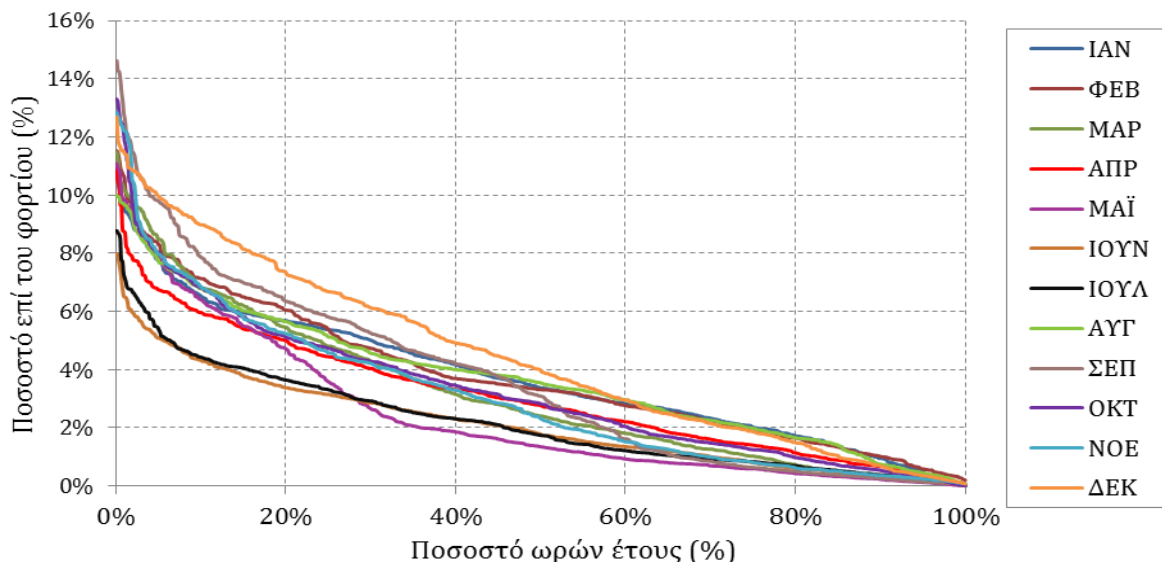
Εικόνα 5.37 Καμπύλη διαρκείας των ποσοστών συμμετοχής των αιολικών φορτίων στην κάλυψη της ζήτησης του συστήματος, στο διάστημα μεταξύ 8:00πμ-17:00μμ, για το έτος 2009.

Πιο συγκεκριμένα, τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο, οπότε και παρουσιάστηκαν οι αιχμές της ζήτησης, η συμμετοχή των αιολικών στην διαμόρφωση του φορτίου του συστήματος, αποτυπώνεται στην πιο πάνω εικόνα (5.38). Όπως επισημάνθηκε και παραπάνω, η συμβολή της παραγωγής τους μήνες αυτούς, είναι σε γενικές γραμμές, η πιο χαμηλή του έτους. Τον Ιούλιο, η συμμετοχή, τόσο συνολικά στην κάλυψη της ζήτησης, όσο και κατά τη διάρκεια των ωρών της ημέρας όπου παρατηρούνται οι αιχμές αυτής, κυμάνθηκε σε επίπεδα κάτω του 9%. Αν και παρατηρούνται ελάχιστα μεγαλύτερες συμμετοχές στις ώρες εκτός του διαστήματος 8:00πμ-17:00μμ, εντούτοις, σε γενικές γραμμές οι δύο καμπύλες ταυτίζονται, γεγονός που δηλώνει παρόμοια συμπεριφορά καθόλη τη διάρκεια της ημέρας. Από την άλλη μεριά, τον Αύγουστο, οι συμμετοχές κυμάνθηκαν σε υψηλότερα επίπεδα συγκριτικά, με μέγιστες και για τα δύο εξεταζόμενα διαστήματα στο 10% επί του φορτίου του συστήματος. Εδώ, οι συμμετοχές για τα δύο διαστήματα παρουσιάζουν διαφορές. Συγκεκριμένα, η καμπύλη διαρκείας των ποσοστών συμμετοχής στο διάστημα των ημερήσιων αιχμών της ζήτησης, βρίσκεται κάτω από την αντίστοιχη συνολική, σε ποσοστό του χρόνου 30%, γεγονός που δηλώνει ότι η συμμετοχή διατηρείται σε σχετικά υψηλά επίπεδα για περισσότερες ώρες μέσα στην ημέρα. Για το υπόλοιπο 70% του χρόνου όμως, η συμμετοχή στο διάστημα των ημερήσιων αιχμών, εμφανίζεται υψηλότερη σε σχέση με την συνολική. Θα μπορούσαμε να πούμε λοιπόν ότι η μεγαλύτερη συμβολή στη διαμόρφωση του φορτίου παρατηρείται στο διάστημα των αιχμών της ζήτησης.



Εικόνα 5.38 Καμπύλη διάρκειας των ποσοστών συμμετοχής των αιολικών φορτίων στην κάλυψη της ζήτησης του συστήματος των μηνών Ιούλιος και Αύγουστος, για το σύνολο των ωρών των δύο μηνών και στο διάστημα μεταξύ 8:00πμ-17:00μμ, για το έτος 2009.

Η συμμετοχή της αιολικής παραγωγής, στη διαμόρφωση του φορτίου του συστήματος για κάθε μήνα του έτους 2009, αποτυπώνεται στην ακόλουθη εικόνα (5.39). Όπως προκύπτει, οι μήνες με την χαμηλότερη συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης του φορτίου, είναι ο Ιούνιος και ο Ιούλιος, κατά τη διάρκεια των οποίων, η αιολική παραγωγή συνέβαλε στο μέγιστο, σε ποσοστό 8% και 9%, αντίστοιχα. Αντίθετα, κατά τη διάρκεια του Δεκεμβρίου, παρατηρήθηκαν τα μεγαλύτερα ποσοστά συμμετοχής καθόλη τη διάρκεια του μήνα, με το μισό της περιόδου να αντιστοιχεί σε ποσοστά ανώτερα του 4%.



Εικόνα 5.39 Μηνιαία ποσοστά συμμετοχής της αιολικής παραγωγής στη διαμόρφωση του φορτίου του συστήματος υψηλής τάσης, για το έτος 2009.

6 Συμπεράσματα

- Οι χαμηλότερες μέσες ετήσιες ημερήσιες ταχύτητες ανέμου εμφανίζονται στη δυτική και βορειοδυτική Ελλάδα, με τιμές που κυμαίνονται από 0,5 m/s έως 2,5 m/s. Όσο κατευθυνόμαστε νοτιότερα στα δυτικά παράλια της χώρας, εξαιτίας της απουσίας φυσικών εμποδίων, το μέτωπο επιταχύνεται σταδιακά από τα 3 m/s στο νησί της Λευκάδας και φτάνει τα 4,5 m/s στα νοτιοδυτικά παράλια της Πελοποννήσου, συνεχίζοντας νοτιοανατολικά και προς την Κρήτη. Προχωρώντας προς την ηπειρωτική ενδοχώρα, η παρουσία των μεγάλων ορεινών όγκων που εκτείνονται δυτικά, ανακόπτει την διέλευση του μετώπου προς την ανατολή και έτσι σχεδόν όλη η ηπειρωτική Ελλάδα εμφανίζει χαμηλές ταχύτητες της τάξης του 1 m/s έως 2,5 m/s, με εξαίρεση μια περιοχή που περικλείει τους νομούς Άρτας και Τρικάλων, καθώς και την ανατολική Πελοπόννησο, με τις ταχύτητες εκεί να κυμαίνονται από 3 m/s έως 4,5 m/s. Το μέτωπο επιταχύνεται ξανά στο Αιγαίο, με ταχύτητες που ξεκινούν από τα 3 m/s στα παράλια της Θράκης και αυξάνονται εντυπωσιακά προχωρώντας νοτιότερα στο ανοιχτό πέλαγος. Ισχυρότεροι άνεμοι πνέουν κεντρικά (Κυκλάδες) και στην περιοχή νοτιοανατολικής διαπλάτυνσης (Κάρπαθος, Ρόδος), φτάνοντας τα 7,5 m/s.
- Σε μηνιαία και εποχική βάση, για τις μέσες ημερήσιες ταχύτητες ανέμου, παρατηρείται παρόμοια συμπεριφορά με εκείνη της μέσης ετήσιας, με τις μέγιστες να εμφανίζονται στις ίδιες περιοχές. Ο χειμώνας φαίνεται να είναι η πιο ανεμώδης εποχή του έτους, με αυξημένες εντάσεις περί το 0,5 m/s στο ηπειρωτικό κομμάτι και το Ιόνιο και με μεγαλύτερο ακόμα εύρος στο Αιγαίο, πλην της περιοχής της νοτιοανατολικής διαπλάτυνσης (Καρπάθιο Πέλαγος). Την άνοιξη, το δυτικό μέτωπο επιταχύνεται κατά τη διέλευσή του πάνω από την Στερεά Ελλάδα, οδηγώντας σε αυξημένες εντάσεις στην περιοχή, ενώ τα υπόλοιπα τμήματα της χώρας, εμφανίζουν χαμηλότερες εντάσεις σε σχέση με αυτές του χειμώνα. Το καλοκαίρι, εξαιτίας της εμφάνισης των ετησίων, οι εντάσεις στο Αιγαίο και στα παράλια αυτού, επανέρχονται στα μέγιστα του χειμώνα, με εντυπωσιακά υψηλές ταχύτητες στην περιοχή νοτιοανατολικής διαπλάτυνσης του Αιγαίου και την ανατολική Κρήτη, με μέγιστη τιμή στην Κάρπαθο τα 10,1 m/s. Σε γενικές γραμμές, κατά τη διάρκεια του φθινοπώρου παρατηρούνται σε ολόκληρη την ελληνική επικράτεια, οι χαμηλότερες ταχύτητες του έτους.
- Η τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου, είναι αρκετά μικρή (1 m/s έως 2 m/s) στην ηπειρωτική Ελλάδα, λόγω της παρουσίας ορεινών όγκων, οι οποίοι παρεμποδίζουν τις έντονες διακυμάνσεις στην ταχύτητα. Αντίθετα, στις παραλιακές περιοχές της χώρας, στις περιοχές όπου απουσιάζει έντονη μορφολογία και στα νησιά, λόγω της απουσίας εμποδίων, η ταχύτητα εμφανίζει μεγαλύτερη διασπορά. Ειδικά στο Αιγαίο, η παρουσία πλήθους νησιών που προβάλλουν από τη θάλασσα, σε συνδυασμό με τους στενούς διαύλους που δημιουργούνται μεταξύ αυτών, καναλίζουν τον άνεμο και οδηγούν στην συνεχή αλλαγή του διανύσμάτος του, εξού και οι μεγαλύτερες διακυμάνσεις στην ταχύτητα. Το Ιόνιο από την άλλη πλευρά, ως ανοιχτή θάλασσα, μπορεί να παρουσιάζει μια έντονη κατάσταση από πλευράς ταχύτητας ανέμου, αλλά λόγω της απουσίας στενών, ο άνεμος πνέει πιο σταθερά και με μικρότερες διακυμάνσεις σε σχέση με το Αιγαίο. Οι περιοχές που εμφανίζουν τις υψηλότερες

εντάσεις χαρακτηρίζονται και από μεγαλύτερες διακυμάνσεις στην ταχύτητα, φτάνοντας τα 3,5 m/s στις Κυκλάδες και την Κάρπαθο.

- Οι συντελεστές μεταβλητότητας της μέσης ετήσιας ημερήσιας ταχύτητας ανέμου, κυμαίνονται μεταξύ 0,4 και 0,9. Οι σταθμοί της κεντρικής Ελλάδας, οι οποίοι προστατεύονται από ισχυρούς ανέμους, λόγω της Πίνδου, εμφανίζουν μικρότερο λόγο διασποράς ως προς την μέση τιμή των ταχυτήτων. Αντίθετα, οι παραλιακοί σταθμοί και οι περιοχές στη βόρεια Ελλάδα, όπου δεν είναι σπάνια η πιθανότητα εμφάνισης ισχυρών ρευμάτων, συγκριτικά με τις μέσες ανεμολογικές συνθήκες, εμφανίζουν μεγαλύτερους συντελεστές μεταβλητότητας. Εξάιρεση αποτελούν οι σταθμοί των νότιων Κυκλάδων και της νοτιοανατολικής διαπλάτυνσης του Αιγαίου, όπου ναί μεν τα δείγματα ταχυτήτων εμφανίζουν μεγάλες διασπορές, αλλά οι άνεμοι πνέουν κατά μέσο όρο εντονότεροι, με αποτέλεσμα να εμφανίζουν και μειωμένους συντελεστές μεταβλητότητας.
- Οι τιμές των παραμέτρων των θεωρητικών κατανομών Weibull, που εκτιμήθηκαν από τις δύο μεθόδους (Μέγιστη Πιθανοφάνεια και L-ροπές), δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερες αποκλίσεις μεταξύ τους. Η παράμετρος σχήματος k , παίρνει τιμές μεταξύ 1.36 και 2.82. Στους σταθμούς της βόρειας Ελλάδας κυμαίνεται μεταξύ των τιμών 1.36 και 1.78, ενώ αντίστοιχα, στους σταθμούς της κεντρικής Ελλάδας μεταξύ 1.93 έως 2.82. Προχωρώντας νοτιότερα στους σταθμούς της Πελοποννήσου, το εύρος τιμών διαμορφώνεται μεταξύ 1.4 έως 2.35, με τις μεγαλύτερες τιμές να εμφανίζονται νοτιοδυτικά στην περιοχή της Μεθώνης και τις μικρότερες στα νότια (Κύθηρα) και ανατολικά παράλια. Στους νησιωτικούς σταθμούς του βορείου Αιγαίου, η παράμετρος σχήματος παίρνει τιμές μεταξύ του 1.5 και 1.65 και αυξάνεται σταδιακά προχωρώντας νοτιότερα προς τις Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα, με μέγιστο στον σταθμό της Κω 2.47 και της Καρπάθου 2.23. Σε μηνιαία βάση, για τις τιμές της παραμέτρου, αποτυπώνεται η ίδια περίπου συμπεριφορά, με σχετικά αυξημένες τιμές κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών, ιδιαίτερα στους σταθμούς του Καρπαθίου Πελάγους. Η παράμετρος κλίμακας c , ακολουθεί σε γενικές γραμμές την χωρική διασπορά των μέσων ετήσιων εντάσεων, λαμβάνοντας τιμές μεταξύ των 2.70 m/s και 8.40 m/s. Έτσι, στο Αιγαίο εμφανίζονται οι υψηλότερες τιμές της παραμέτρου, με αυξητική τάση προς τα νότια και νοτιοανατολικά (μέγιστη τιμή πανελλαδικά στην Κάρπαθο, 8.4 m/s). Σε εύρος 4-5 m/s κυμαίνονται οι τιμές της στους σταθμούς ολόκληρου του δυτικού παραλιακού μετώπου, στο Ιόνιο, στα νοτιοδυτικά παράλια της Πελοποννήσου και την Κρήτη, ενώ στις ηπειρωτικής Ελλάδας, παίρνει τιμές από 2,7 έως 3,5 m/s, με εξαίρεση τους σταθμούς των Τρικάλων και της Άρτας, όπου φτάνει τα 4.9 m/s και 4 m/s αντίστοιχα. Σε μηνιαία βάση, οι μέγιστες τιμές της παραμέτρου για κάθε σταθμό, εμφανίζονται στις περιόδους μεγίστων εντάσεων ανέμου και παρατηρούνται αρκετά εντονότερες διακυμάνσεις χρονικά, συγκριτικά με τις διακυμάνσεις των τιμών της παραμέτρου σχήματος.
- Από την εφαρμογή του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov, μεταξύ των θεωρητικών κατανομών Weibull και των αντίστοιχων εμπειρικών από τα δείγματα των μέσων ετήσιων ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου, μόνο επτά θεωρητικές κατανομές κρίθηκαν κατάλληλες. Οι θεωρητικές κατανομές, υπολογισμένες με τη μέθοδο μέγιστης πιθανοφάνειας, προσέγγισαν ικανοποιητικά, τις εμπειρικές κατανομές της Κω και της Σαντορίνης σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.01$, της Λήμνου σε επίπεδο $\alpha=0.05$ και της Χίου και Μυτιλήνης σε $\alpha=0.10$. Αντίστοιχα από τις θεωρητικές κατανομές της

μεθόδου των L-ροπών ικανοποιούν το κριτήριο, μόνο εκείνες της $K\omega$ σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.01$ και της Σαντορίνης σε επίπεδο σημαντικότητας $\alpha=0.1$.

- Αντίστοιχα, οι μισές σχεδόν, εμπειρικές κατανομές των ημερήσιων ταχυτήτων κάθε μήνα, δεν προσεγγίστηκαν ικανοποιητικά από κάποια θεωρητική κατανομή Weibull. Σε ποσοστό 55% επί του συνόλου, οι θεωρητικές κατανομές της μεθόδου Μέγιστης Πιθανοφάνειας, εμφάνισαν μικρότερη απόσταση από τις εμπειρικές. Εξετάζοντας όμως, λεπτομερέστερα, με γνώμονα τα επίπεδα σημαντικότητας στα οποία εντάσσονται οι προκύπτουσες αποστάσεις ($\alpha=0.01, 0.05, 0.10$), παρατηρείται ότι οι θεωρητικές κατανομές της μεθόδου των L-ροπών, όχι απλά αποτυγχάνουν λιγότερες φορές να ενταχθούν σε κάποιο από αυτά, αλλά εμφανίζουν οριακά μεγαλύτερα ποσοστά θεωρητικών κατανομών που εντάσσονται στο κάθε ένα. Αναδεικνύεται έτσι το γεγονός, ότι η καθολική χρήση της κατανομής Weibull δεν είναι πάντα η πιο «ασφαλής» επιλογή. Απεναντίας, χρειάζεται να γίνουν δοκιμές και με άλλες κατανομές, ακόμα και συνδυασμό περισσότερων από μιας (για παράδειγμα συνδυασμό Γκαουσιανής με Weibull ή Log-Normal), που να μπορούν να περιγράψουν πιο ικανοποιητικά, τόσο τις πιθανότητες απουσίας ανέμου (για τις οποίες η Weibull έχει μηδενικές πιθανότητες εμφάνισης), όσο και τις ουρές της κατανομής των παρατηρήσεων.
- Από τον υπολογισμό του μέσου απόλυτου και μέσου τετραγωνικού σφάλματος (MAE και RMSE, αντίστοιχα) μεταξύ θεωρητικών κατανομών και δειγματικών, για το MAE, οι θεωρητικές κατανομές της μεθόδου Μέγιστης Πιθανοφάνειας παρουσιάζουν μικρότερες τιμές στο 71% του συνόλου των ετήσιων κατανομών, ενώ για το RMSE στο 97% του συνόλου. Αντίστοιχα υψηλά είναι και τα ποσοστά για τις μηνιαίες θεωρητικές κατανομές της μεθόδου (72 και 93% αντίστοιχα για τα δύο σφάλματα), έναντι αυτών που εκτιμήθηκαν με L-ροπές. Αυτό δείχνει ότι οι θεωρητικές κατανομές που εκτιμήθηκαν με τη μέθοδο Μέγιστης Πιθανοφάνειας, τείνουν να περιγράφουν πιο ικανοποιητικά τις ακραίες τιμές των δειγμάτων (δεξιά ουρά), εν αντιθέσει με εκείνες της μεθόδου των L-ροπών, που ακολουθούν καλύτερα την κατανομή των παρατηρήσεων σε όλο το εύρος όπου συγκεντρώνονται υψηλότερες συχνότητες παρατηρήσεων (από την κορυφή της και αριστερά).
- Από την εκτίμηση του θεωρητικά μέγιστου αιολικού δυναμικού, από την κατανομή των παρατηρήσεων κάθε σταθμού, διαπιστώθηκε πως οι περιοχές με το υψηλότερο μέσο ετήσιο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό, συμπίπτουν με εκείνες των μέγιστων εντάσεων ανέμου. Οι νησιωτικοί σταθμοί των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων, υπερέχουν σημαντικά έναντι των υπόλοιπων σταθμών που εξετάστηκαν. Τα μεγαλύτερα ετήσια αθροίσματα, διαθέσιμης ισχύος ανά τετραγωνικό μέτρο επιφάνειας ρότορα, παρατηρούνται στην Μήλο (3.6 kW/m^2), την Νάξο (3.1 kW/m^2), την Κάρπαθο (3 kW/m^2) και τη Μύκονο (2.2 kW/m^2). Στο Ιόνιο, η Ζάκυνθος (924 W/m^2) και η Κεφαλονιά (551 W/m^2), παρουσιάζουν επίσης πολύ ικανοποιητικά δείγματα. Στην νότια Πελοπόννησο, οι περιοχές της Μεθώνης (894 W/m^2) και των Κυθήρων (866 W/m^2) επιδεικνύουν αντίστοιχα αξιόλογο αιολικό δυναμικό, με αυτό σταθμών του νοτίου Αιγαίου, όπως της Κω (791 W/m^2), του Ηρακλείου (786 W/m^2) και της Σητείας (703 W/m^2). Από τους σταθμούς της ηπειρωτικής Ελλάδας, ξεχωρίζουν οι περιοχές των Τρικάλων (662 W/m^2), του Ακτίου (419 W/m^2) και του Ελληνικού (417 W/m^2) στην κεντρική Ελλάδα, ενώ βορειότερα οι σταθμοί της Μακεδονίας και της Θράκης εμφανίζουν μικρότερες τιμές (περί τα 380 W/m^2). Οι πιο «φτωχές» ενεργειακά περιοχές με βάση το διαθέσιμο δείγμα καταγραφών φαίνεται να

είναι αυτές της Καλαμάτας (117 W/m^2) και της Ανδραβίδας (154 W/m^2) στην Πελοπόννησο.

- Η χρήση της μέσης τιμής της ταχύτητας ανέμου από το δείγμα καταγραφών κάθε σταθμού, για την εκτίμηση του μέσου μηνιαίου αιολικού δυναμικού, φαίνεται να υποεκτιμά συστηματικά την διαθέσιμη ισχύ ανά τετραγωνικό. Το σχετικό σφάλμα μεταξύ των τιμών ισχύος ανά τετραγωνικό, υπολογισμένων μέσω της κατανομής των παρατηρήσεων και των μέσων τιμών αυτών, κυμαίνεται μεταξύ 9% και 82%, με τις μισές τιμές αυτού να βρίσκονται σε εύρος 49% με 59% (άνω και κάτω 25% των σφαλμάτων). Το γεγονός αυτό, καταδεικνύει την προσέγγιση μέσω αυτής της απλοποιημένης πρακτικής, να φαντάζει άκρως αμφίβολη. Ίσως σε περιπτώσεις όπου δεν υπάρχει διαθέσιμο δείγμα καταγραφών για κάποια περιοχή, να μπορούσε να θεωρηθεί μια αντίστροφη προσέγγιση. Να χρησιμοποιηθεί δηλαδή, το εύρος που υπολογίστηκε προηγουμένα για το σχετικό σφάλμα (χονδροειδώς η μέση τιμή αυτού, ήτοι -50%) για να αντισταθμιστούν οι διαφορές με την πιο ακριβή προσέγγιση μέσω κατανομής. Αυτός ο «κανόνας» αντιστάθμισης θα μπορούσε να βρει εφαρμογή σε μικρομεσαίες ή οικιακές εγκαταστάσεις, όπου συνήθως πιο ακριβείς διαθέσιμες ανεμολογικές πληροφορίες είναι πιο περιορισμένες.
- Η εκτίμηση του μηνιαίου διαθέσιμου αιολικού δυναμικού, μέσω των παραμέτρων των θεωρητικών κατανομών Weibull που κρίθηκαν κατάλληλες με βάση τον έλεγχο Kolmogorov-Smirnov, εμφάνισε αποκλίσεις σε (απόλυτο) εύρος 0% έως 30%, σε σχέση με εκείνο που εκτιμήθηκε από την κατανομή του δείγματος κάθε σταθμού. Μεγαλύτερα σχετικά σφάλματα παρουσίασαν οι τιμές δυναμικού που αντιστοιχούν στις θεωρητικές κατανομές της μεθόδου των L-ροπών, λόγω των μεγαλύτερων παραμέτρων κλίμακας, οι οποίες υψωμένες στον κύβο στη σχέση του δυναμικού, αποδίδουν μεγαλύτερες τιμές (μέγιστο απόλυτο σχετικό σφάλμα 30%). Συνοπτικά λοιπόν συμπεραίνουμε, ότι για τα δείγματα που εξετάστηκαν, η προσέγγιση του δυναμικού μέσω των παραμέτρων των θεωρητικών κατανομών που εκτιμήθηκαν με τη μέθοδο Μέγιστης Πιθανοφάνειας, οδηγεί σε πιο συντηρητικές τιμές αλλά παράλληλα πιο κοντά στην πραγματικότητα (μέγιστο απόλυτο σχετικό σφάλμα 11%).
- Στην προσπάθεια προσέγγισης της πραγματικής παραγωγής του πάρκου της Κεφαλονιάς, παρατηρήσαμε ότι παρόλο που οι ανεμολογικές συνθήκες του μετεωρολογικού σταθμού του νησιού, δεν αντιπροσωπεύουν πλήρως τις αντίστοιχες συνθήκες της περιοχής εγκατάστασης του πάρκου, εντούτοις οι μέσες μηνιαίες παραγωγές τους είναι συσχετισμένες σε μεγάλο βαθμό. Ιδιαίτερα ενδιαφέροντα συμπεράσματα αποκομίσαμε από την σύγκριση των παραγωγών που εκτιμήθηκαν μέσω των θεωρητικών κατανομών Weibull και των αντίστοιχων μέσω των δειγματικών καταγραφών. Παρατηρήθηκε ότι σε πραγματικές συνθήκες και για τη δεδομένη καμπύλη ισχύος, οι παραγωγές που αντιστοιχούν στις θεωρητικές κατανομές υπερεκτιμούν σε ποσοστό 0%-10%, τις αντίστοιχες παραγωγές των δειγμάτων.

Από την πιθανοτική ανάλυση των δεδομένων ωριαίας έγχυσης φορτίου στο σύστημα υψηλής τάσης για την πενταετία 2009-2013, προκύπτουν ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα, τόσο για την αποτίμηση της κατάστασης στο σύστημα υπό το καθεστώς των υφιστάμενων συνδέσεων, όσο και για την ανάγνωση κάποιων βασικών στοιχείων που πιθανόν να επηρεάσουν την εξέλιξή του.

- Μέχρι και τον Δεκέμβριο του 2013, την πλειοψηφία των συνδέσεων στο σύστημα υψηλής τάσης, κατέχει η ηλεκτρική περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας και ακολουθούν οι περιφέρειες Πελοποννήσου-Ηπείρου και Μακεδονίας-Θράκης.
- Από την μελέτη των συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας για κάθε περιφέρεια, προέκυψε ότι η ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης, εμφανίζει εν γένει μεγαλύτερες παραγωγές συγκριτικά με την εγκατεστημένη ισχύ της, για μικρό όμως ποσοστό ωρών του έτους. Η περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, παρουσιάζει μεν μικρότερα αιχμιακά φορτία συγκριτικά με τα θεωρητικά μέγιστα που θα μπορούσε να αποδώσει, από την άλλη όμως, εμφανίζει μεγαλύτερους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας για μεγαλύτερο ποσοστό ωρών, συγκριτικά με τις υπόλοιπες περιοχές. Τέλος στην ηλεκτρική περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου, πέραν της συμβολής της με αιχμιακά φορτία για ένα περιορισμένο διάστημα μέσα στο έτος, σε όλη την υπόλοιπη διάρκεια, παρατηρούνται εκεί πιο μικροί συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας.
- Με την αύξηση των εγκαταστάσεων στις περιφέρειες της Κεντρικής Ελλάδας και της Πελοποννήσου-Ηπείρου, παρατηρείται μια τάση αύξησης των μέσων ετήσιων συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας, σχήμα το οποίο αντιστρέφεται στην περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης. Αυξητική τάση παρατηρείται και για το άθροισμα της αιολικής παραγωγής στο σύστημα υψηλής τάσης. Συγκεκριμένα οι μέσοι ετήσιοι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας για την πενταετία, κυμάνθηκαν μεταξύ 23.2% και 25.7%.
- Σε εποχική βάση, η πιο πλούσια παραγωγικά περίοδος του έτους, φαίνεται να είναι ο χειμώνας, ο οποίος συγκεντρώνει τις μεγαλύτερες ωριαίες αιχμές της παραγωγής, καθώς και τις μικρότερες περιόδους ηρεμίας. Μεγαλύτερα αιχμιακά φορτία συγκριτικά με την εγκατεστημένη ισχύ, εισέρχονται στο σύστημα από τα πάρκα της περιφέρειας Μακεδονίας-Θράκης και της Πελοποννήσου-Ηπείρου, η οποία παρουσιάζει στο σύνολο των χειμερινών μηνών, καλύτερη συμπεριφορά συγκριτικά με τις άλλες δύο. Την άνοιξη, αυξάνονται οι πιθανότητες χαμηλών παραγωγών και μειώνονται γενικά οι παραγωγές σε όλες τις περιφέρειες. Τις μικρότερες μεταβολές παρουσιάζει η περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης, με μεγαλύτερες πιθανότητες εμφάνισης αιχμιακών φορτίων και αισθητά χαμηλότερες πιθανότητες στο φάσμα τιμών από 10% έως και 60%, συγκριτικά με τις υπόλοιπες περιφέρειες. Το καλοκαίρι, οπότε και εμφανίζονται οι χαμηλότερες αιολικές παραγωγές στο σύνολο, αναδεικνύεται ο ρυθμιστικός ρόλος των πάρκων που είναι εγκατεστημένα στην Εύβοια, όπου συγκεντρώνεται μεγάλο κομμάτι των εγκαταστάσεων της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, η οποία παρουσιάζει πλουσιότερο αιολικό δυναμικό, συγκριτικά με τις περιοχές της ηπειρωτικής Ελλάδας, για την περίοδο του καλοκαιριού, εξαιτίας της θέσης της κοντά στο ανοιχτό πέλαγος. Έτσι, εκτός από το ότι εμφανίζει τις μικρότερες πιθανότητες ηρεμίας, παρουσιάζει και τις μεγαλύτερες συγκεντρώσεις σε τιμές του συντελεστή στο διάστημα 30% έως 80%, συμβάλλοντας στην διατήρηση του αθροίσματος σε συγκρίσιμα ποσοστά με αυτά των υπολοίπων περιόδων του έτους. Το φθινόπωρο, καθώς προχωράμε προς τον χειμώνα, αυξάνονται σταδιακά οι πιθανότητες των αιχμιακών φορτίων στο άθροισμα, το οποίο οφείλεται κατά κύριο λόγο στις παραγωγές της περιφέρειας Μακεδονίας-Θράκης, ενώ αντίστοιχα οι αυξημένες πιθανότητες της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, στο φάσμα τιμών 10% έως 70%, συμβάλλουν στην διατήρηση των πιθανοτήτων του αθροίσματος σε πιο υψηλά επίπεδα. Ενδεικτικό είναι και το γεγονός ότι μειώνονται αισθητά οι περίοδοι ηρεμίας συνολικά στο σύστημα.

- Όσον αφορά τώρα στο σχήμα που ακολουθούν οι μέσες τιμές των συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας σε κάθε περιφέρεια, μπορούμε να πούμε ότι στην Πελοπόννησο-Ήπειρο και την Μακεδονία-Θράκη, οι μέσοι εποχικοί συντελεστές μειώνονται σταδιακά από τον χειμώνα οπότε παίρνουν τις μέγιστες τιμές τους, προς το καλοκαίρι και αυξάνονται και πάλι το φθινόπωρο, όπως γίνεται και στην επικράτεια της χώρας. Αντίθετα όμως, στην περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας, οι μέσοι εποχικοί συντελεστές εμφανίζουν δύο μέγιστα, το ένα κατά τη διάρκεια του χειμώνα και το δεύτερο κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού. Για το σύνολο της αιολικής παραγωγής του συστήματος υψηλής τάσης, οι μέσες τιμές των εποχικών συντελεστών εκμεταλλευσιμότητας για κάθε εποχή διαμορφώθηκαν σε 27%, 23%, 22% και 24%, ξεκινώντας από τον χειμώνα και καταλήγοντας στο φθινόπωρο.
- Οι ωριαίες μεταβολές φορτίου, συγκριτικά με την εγκατεστημένη ισχύ, παρουσίασαν μεγαλύτερη τυπική απόκλιση στην περιφέρεια Μακεδονίας-Θράκης, φτάνοντας για κάποιους μήνες να αντιπροσωπεύουν ακόμα και το 9% της ισχύος. Στις άλλες δύο περιφέρειες, οι τυπικές αποκλίσεις των μεταβολών, προέκυψαν αισθητά μειωμένες και αντιπροσώπευσαν στο μέγιστο το 4%-6% της ονομαστικής ισχύος.
- Στο άθροισμα όμως, εξαιτίας της χαμηλής συσχέτισης μεταξύ των επιμέρους παραγωγών, παρατηρήθηκε μια σχετική εξομάλυνση των ωριαίων μεταβολών (smoothing effect). Έτσι, οι τυπικές αποκλίσεις των ωριαίων μεταβολών κάθε έτους, κυμάνθηκαν σε ποσοστά 2.2% έως 2.7% επί της εκάστοτε εγκατεστημένης ισχύος. Τα διαστήματα στα οποία κυμάνθηκε το 95% των μεταβολών του έτους, διαμορφώθηκαν σε ποσοστά αντίστοιχα με το 4.5% έως 5.8% της μέσης ονομαστικής ισχύος. Σε όλη την διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου, οι μέσες τιμές των μεταβολών, προέκυψαν κοντά στο μηδέν, με τις αντίστοιχες τιμές των διαμέσων να είναι μεγαλύτερες. Το γεγονός αυτό, καταδεικνύει ότι τα φορτία που απορροφώνται από το σύστημα τείνουν να αυξάνονται για μεγαλύτερο διάστημα μέσα στο έτος.
- Οι μέγιστες παρατηρημένες ωριαίες μεταβολές του συνολικού αιολικού φορτίου, διαμορφώθηκαν μεταξύ των ± 264 MWh/h (2013) και αντιστοιχούσαν σε ποσοστό 20% της ονομαστικής ισχύος του έτους. Η μέγιστη ωριαία μεταβολή ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος, καταγράφηκε το 2010 και αντιστοιχούσε στο 31%. Οι διακυμάνσεις αυτές, αντιπροσωπεύουν συνήθως τις ώρες, κατά τις οποίες οι ταχύτητες του ανέμου, ξεπερνούν τα τεχνικά μέγιστα των ανεμογεννητριών.
- Κοινό χαρακτηριστικό και των τριών περιφερειών, αποτελεί το γεγονός ότι για τα έτη 2009 και 2010, διαμορφώνονται διακριτές ομάδες υψηλών ετεροσυσχετίσεων στην παραγωγή (συντελεστές ετεροσυσχέτισης μεταξύ 0.8-0.9), οι οποίες συγκεντρώνουν και την πλειονότητα της εγκατεστημένης ισχύος. Αυτό πρακτικά δηλώνει, ότι την δεδομένη περίοδο, εντάσσονται στο μίγμα, αιολικά πάρκα με περιορισμένη γεωγραφική διασπορά, με βασικό κριτήριο το πλούσιο δυναμικό στις περιοχές εγκατάστασης. Σταδιακά όμως, η ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση νέων μονάδων στο σύστημα, επέβαλε την εγκατάσταση πάρκων σε διαφορετικές περιοχές, με άλλες ανεμολογικές συνθήκες, ώστε το εγχεόμενο φορτίο να διατηρείται όσο το δυνατόν πιο σταθερό. Έτσι τα πάρκα που εισέρχονται αργότερα στα επιμέρους μίγματα, και των τριών περιφερειών παρουσιάζουν χαμηλότερες ετεροσυσχετίσεις στην παραγωγή (το 60% των ετεροσυσχετίσεων κυμαίνεται μεταξύ 0.3 και 0.5), τόσο με τα προϋπάρχοντα, όσο και σε μεγάλο βαθμό με όσα συνδέονται την ίδια περίοδο.

- Ακόμα όμως και στις περιπτώσεις για τις οποίες οι συντελεστές ετεροσυσχέτισης μεταξύ των παραγωγών προέκυψαν αρκετά υψηλοί, οι αντίστοιχοι συντελεστές ετεροσυσχέτισης μεταξύ των ωριαίων μεταβολών των φορτίων δεν παρουσίασαν την ίδια συμπεριφορά. Αντιθέτως, τόσο ξεχωριστά σε κάθε περιφέρεια, όσο και ευρύτερα στο σύνολο των εγκαταστάσεων, η πλειονότητα των συντελεστών συγκεντρώθηκε στις τιμές μεταξύ 0 και 0.1.
- Από την ανάλυση των ετεροσυσχετίσεων μεταξύ των χρονοσειρών των ημερήσιων ταχυτήτων ανέμου, διαπιστώθηκε η σαφής εξάρτηση αυτών, από την απόσταση μεταξύ των σημείων αναφοράς.
- Στην προσπάθεια προσέγγισης των ετεροσυσχετίσεων μεταξύ των παραγωγών των υφιστάμενων συνδέσεων του συστήματος μεταφοράς και εκείνων που πρόκειται άμεσα να ενταχθούν σε αυτό (Κρήτη και Κυκλάδες), διαπιστώθηκαν υψηλές συσχετίσεις
- Για το έτος 2009, για το οποίο αναλύθηκε η συμβολή της αιολικής παραγωγής στην κάλυψη του φορτίου ζήτησης του συστήματος μεταφοράς, προέκυψαν αρκετά ενδιαφέροντα συμπεράσματα. Αρχικά, διαπιστώθηκε ότι η μεταβλητή της ωριαίας ζήτησης φορτίου και εκείνη της ωριαίας αιολικής παραγωγής, είναι μεταξύ τους πολύ χαμηλά συσχετισμένες (0.028), ενώ σε μηνιαία βάση, οι ετεροσυσχετίσεις τους κυμαίνονται μεταξύ -0.54 και 0.6. Για όλη τη διάρκεια του έτους, η μέγιστη συμβολή της αιολικής παραγωγής στη διαμόρφωση του φορτίου του συστήματος, ανήλθε σε ποσοστό 14%, ενώ για το 50% του έτους κυμάνθηκε σε επίπεδα κατώτερα του 2.7%. Ο μήνας με τις μεγαλύτερες συμμετοχές συνολικά ήταν ο Δεκέμβριος (μέγιστη 12.5%), ενώ με τις ελάχιστες ο Ιούλιος (μέγιστη 9%). Η συμμετοχή τους στην κάλυψη των αιχμακών φορτίων (>90 MWh/h) ανήλθε στο μέγιστο σε ποσοστό 4%, ενώ στην κάλυψη των μεσημεριανών αιχμών, συνέβαλαν σε ποσοστό 14.3% .

Βιβλιογραφικές Αναφορές

Ιωάννου, Χ. (2012). Στοχαστική προσομοίωση και βελτιστοποίηση υβριδικού συστήματος ανανεώσιμης ενέργειας. ΕΜΠ.

Καλδέλλης, Ι. (2005). Διαχείριση της αιολικής ενέργειας (Εκδόσεις Σταμούλη).

Κουτσογιάννης, Δ., και Ξανθόπουλος, Θ. (1999). Τεχνική Υδρολογία. Αθήνα, ΕΜΠ.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. and Bossanyi, E., (2001). Wind Energy Handbook. Wiley, 643 pp.

Brano, V., Orioli, A., Ciulla, G., and Culotta, S. (2011). Quality of wind speed fitting distributions for the urban area of Palermo, Italy. *Renew. Energy* 36, 1026–1039.

Carta, J.A., Ramírez, P., and Velázquez, S. (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 13, 933–955.

Chronopoulou, S., Nastos, P.T., and Kampanis, N.A. (2010). Estimation of the wind potential in Greece. In *Proceedings of 5th International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South-Eastern Europe*,.

Cohen, C.A., and Whitten, B. (1982). Modified maximum likelihood and modified moment estimators for the three-parameter weibull distribution. *Commun. Stat. - Theory Methods* 11, 2631–2656.

Conradsen, K., Nielsen, L.B., and Prahm, L.P. (1984). Review of Weibull Statistics for Estimation of Wind Speed Distributions. *J. Clim. Appl. Meteorol.* 23, 1173–1183.

DENA (2005). *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Köln Dtsch. Energ. Agent. DENA.

Harter, H.L., and Moore, A.H. (1965). Maximum-Likelihood Estimation of the Parameters of Gamma and Weibull Populations from Complete and from Censored Samples. *Technometrics* 7, 639–643.

Harter, H.L., and Moore, A.H. (1967). Asymptotic Variances and Covariances of Maximum-Likelihood Estimators, from Censored Samples, of the Parameters of Weibull and Gamma Populations. *Ann. Math. Stat.* 38, 557–570.

Holtinen, H. (2005). Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries. *Wind Energy* 8, 197–218.

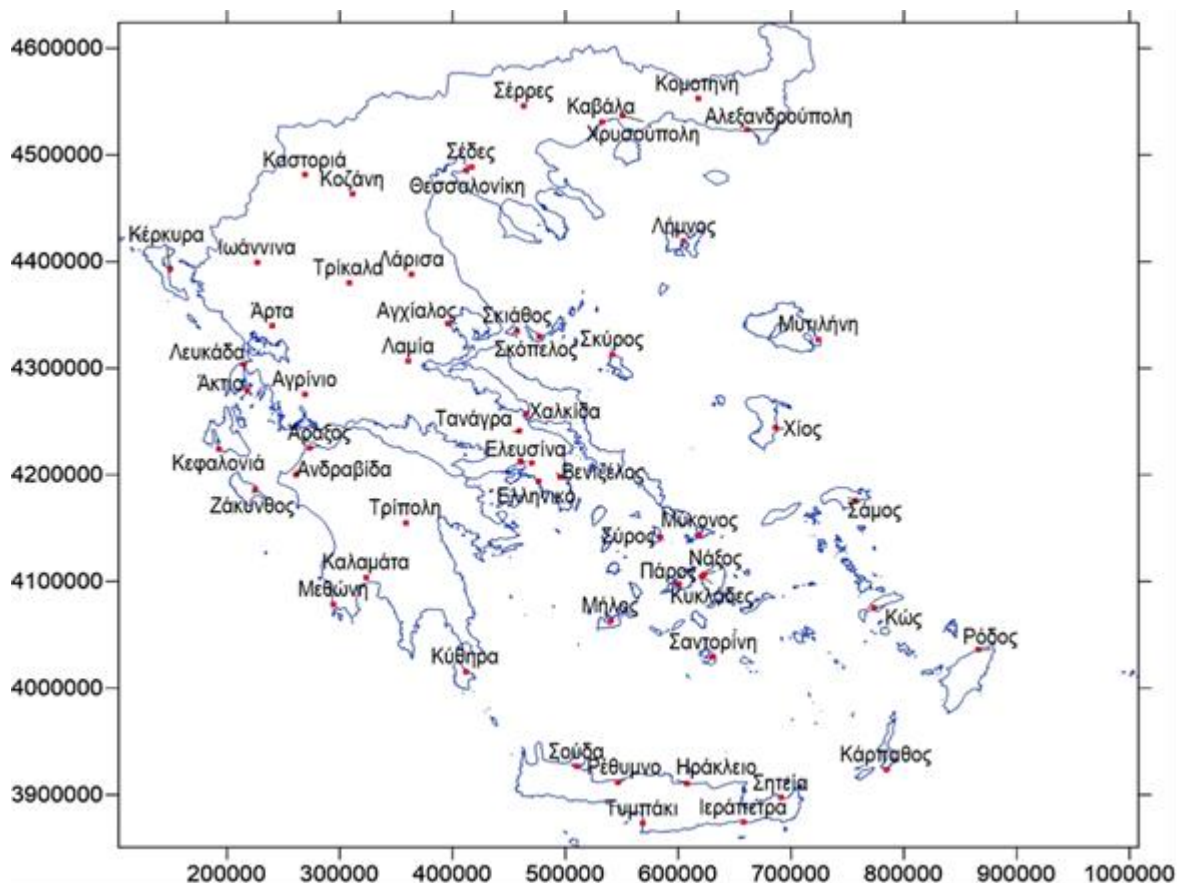
Holtinen, H., and Hirvonen, R. (2005). Power System Requirements for Wind Power. In *Wind Power in Power Systems*, T.A.Ms. Researcher, ed. (John Wiley & Sons, Ltd), pp. 143–167.

Hosking, J.R.M. (1990). L-moments analysis and estimation of distributions using linear combination of order statistics. *J. R. Stat. Soc. Ser. B Methodol.* 52.

- Justus, C.G., Hargraves, W.R., and Yalcin, A. (1976). Nationwide Assessment of Potential Output from Wind-Powered Generators. *J. Appl. Meteorol.* 15, 673–678.
- Katsoulis, B.D. (1993). A survey on the assessment of wind energy potential in Greece. *Theor. Appl. Climatol.* 47, 51–63.
- Nelson, V. (2009). *Wind Energy: Renewable Energy and the Environment* (Boca Raton: CRC Press).
- Redlinger, R.Y., Andersen, P.D., and Morthorst, P.E. (2002). *Wind Energy in the 21st Century: Economics, Policy, Technology and the Changing Electricity Industry* (Palgrave Macmillan).
- Resch, G., Ragwitz, M., Held, A., Faber, T., and Haas, R. (2007). Feed-in tariffs and quotas for renewable energy in Europe. *CESifo DICE Rep.* 4, 26–32.
- Söder, L. (2005). The Value of Wind Power. In *Wind Power in Power Systems*, T.A.Ms. Researcher, ed. (John Wiley & Sons, Ltd), pp. 169–195.
- Soukissian, T., Karathanasi, F., and Falcieri, F. (2014). Wind speed distributions in the Italian coasts. *Renew. Energy Power Qual. J.* ISSN 2172-038 X.

Παράρτημα Α

Στην παρούσα ενότητα, συγκεντρώνονται δεδομένα αναφοράς, των σταθμών που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση του Κεφαλαίου 3, καθώς και τα αποτελέσματα της στατιστικής επεξεργασίας της μεταβλητής της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου (Πίνακας Α1- Πίνακας Α6). Εν συνεχεία, παρατίθενται αναλυτικά, οι παράμετροι των θεωρητικών κατανομών Weibull, που εκτιμήθηκαν με τις μεθόδους Μέγιστης Πιθανοφάνειας και L-ροπών και τα αποτελέσματα των ελέγχων καλής προσαρμογής, μεταξύ αυτών και των εμπειρικών κατανομών των δειγμάτων καταγραφής (Πίνακας Α7- Πίνακας Α11). Περιλαμβάνεται επίσης, ο Πίνακας Α12, με τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα από την εκτίμηση του θεωρητικά μέγιστου διαθέσιμου αιολικού δυναμικού των υπό εξέταση σταθμών, βάσει των δειγμάτων καταγραφής. Τέλος, παρατίθεται ο Πίνακας Α13, με τις συντεταγμένες της καμπύλης ισχύος, της ανεμογεννήτριας Enercon E-82, καθώς και ο Πίνακας Α14, με τα συγκριτικά αποτελέσματα της προσέγγισης της πραγματικής παραγωγής του πάρκου της Κεφαλονιάς.



Εικόνα Α1. Γεωγραφική διασπορά των 56 σταθμών ανάλυσης, στους οποίους αναφέρονται τα επόμενα. (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ'87)

Πίνακας Α1. Δεδομένα των 56 σταθμών αναφοράς, που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση του ανεμολογικού καθεστώτος.

Α/Α	Όνομασία Σταθμού	Γεωγραφικό Μήκος (°)	Γεωγραφικό Πλάτος (°)	Υψόμετρο (m)	Περίοδος Καταγραφών	
					Αρχή	Τέλος
1	Agrinion (Air.)	38.600	21.350	24	1/1/1938	10/5/1970
2	Aktion (Air.)	38.617	20.767	4	1/1/1973	31/12/2013
3	Alexandroupoli (Air.)	40.850	25.917	3	1/11/1932	31/12/2013
4	Anchialos (Air.)	39.217	22.800	15	4/12/1965	31/12/2013
5	Andravida (Air.)	37.917	21.283	14	24/4/1965	31/12/2013
6	Araxos (Air.)	38.150	21.417	12	1/1/1942	31/12/2013
7	Arta	39.167	21.000	42	4/11/1966	14/5/1970
8	Athina /Filadelfia	38.050	23.667	138	30/9/1949	17/11/2009
9	Athina/ Helliniko	37.900	23.733	15	1/3/1949	31/12/2013
10	Chalkis	38.467	23.600	6.099	5/12/1965	14/5/1970
11	Chios (Air.)	38.333	26.133	4	28/8/1991	31/12/2013
12	Chrysoupoli (Air.)	40.983	24.600	5	27/8/1991	31/12/2013
13	Cyclades Islands	37.083	25.367	3	10/5/2004	31/12/2013
14	Elefsis (Air.)	38.067	23.550	31	4/12/1965	31/12/2013
15	Eleftherios Venizelos	37.933	23.950	94	5/1/2004	31/12/2013
16	Heraklion (Air.)	35.333	25.183	39	1/11/1932	31/12/2013
17	Ierapetra	35.000	25.733	13	4/12/1965	6/3/2006
18	Ioannina (Air.)	39.700	20.817	483	1/11/1932	31/12/2013
19	Kalamata (Air.)	37.067	22.017	8	12/5/1973	31/12/2013
20	Karpathos	35.417	27.133	20	1/2/1998	31/12/2013
21	Kastoria (Air.)	40.450	21.283	604	14/10/1980	31/12/2013
22	Kavala/Amigdhaleon	40.933	24.383	62	1/1/1936	16/3/2003
23	Kefalhnia (Air.)	38.117	20.500	22	4/12/1965	31/12/2013
24	Kerkyra (Air.)	39.617	19.917	4	1/11/1932	31/12/2013
25	Komotini	41.117	25.400	31	4/12/1965	17/10/2003
26	Kos (Air.)	36.783	27.067	129	1/10/1982	31/12/2013
27	Kozani (Air.)	40.300	21.783	627	3/1/1938	31/12/2013
28	Kythira	36.283	23.017	167	1/1/1933	31/12/2013
29	Lamia	38.900	22.400	144	1/11/1932	31/12/2013
30	Larisa (Air.)	39.633	22.417	74	1/11/1932	31/12/2013
31	Lefkas	38.833	20.717	3	2/1/1933	18/3/1971
32	Limnos (Air.)	39.917	25.233	4	17/2/1977	31/12/2013
33	Methoni	36.833	21.700	34	1/2/1934	31/12/2013
34	Mikonos	37.433	25.350	123	27/8/1991	31/12/2013
35	Milos	36.717	24.450	183	1/11/1932	31/12/2013
36	Mytilini (Air.)	39.067	26.600	5	13/7/1960	31/12/2013
37	Naxos	37.100	25.383	9	10/10/1938	31/12/2013
38	Paros	37.017	25.133	36	13/7/2004	31/12/2013
39	Rethymnon	35.350	24.517	7	17/3/1967	17/3/2003
40	Rhodes (Air.)	36.400	28.083	11	1/1/1935	31/12/2013
41	Samos (Air.)	37.700	26.917	7	7/4/1978	31/12/2013
42	Santorini	36.400	25.467	39	1/8/1991	31/12/2013
43	Sedes	40.550	23.017	57	1/10/1949	20/5/1970
44	Serrai	41.067	23.567	35	1/11/1932	30/6/2012
45	Sitia	35.200	26.100	28	1/1/1964	17/11/2009
46	Skiathos	39.167	23.500	16	27/8/1991	31/12/2013
47	Skopelos Island	39.117	23.733	11	1/1/1964	18/3/1971
48	Skyros (Air.)	38.967	24.483	28	1/10/1949	31/12/2013
49	Souda (Air.)	35.483	24.117	151	1/11/1932	31/12/2013
50	Syros	37.417	24.950	72	1/2/1998	31/12/2013
51	Tanagra (Air.)	38.317	23.533	140	4/12/1965	31/12/2013
52	Thessaloniki (Air.)	40.517	22.967	4	1/7/1960	31/12/2013
53	Trikala	39.550	21.767	116	1/1/1939	9/9/2005
54	Tripolis (Air.)	37.533	22.400	652	1/11/1932	31/12/2013
55	Tymbakion (Air.)	35.000	24.750	7	8/1/1942	17/11/2009
56	Zakynthos	37.783	20.883	4	1/11/1932	18/3/1971

Πίνακας Α2. Συντεταγμένες των σταθμών ανάλυσης, εκπεφρασμένες στο σύστημα ΕΓΣΑ 87.

Α/Α	Ονομασία Σταθμού	Συντεταγμένες ΕΓΣΑ '87	
		Χ	Υ
1	Agrinion (Air.)	269077,0	4275433,1
2	Aktion (Air.)	218357,2	4278942,1
3	Alexandroupoli (Air.)	661439,7	4523588,6
4	Anchialos (Air.)	396257,0	4341250,7
5	Andravida (Air.)	260994,2	4199794,1
6	Araxos (Air.)	273508,2	4225292,4
7	Arta	240661,8	4339303,6
8	Athina /Filadelfia	470629,4	4211096,7
9	Athina/ Helliniko	476357,8	4194435,1
10	Chalkis	464955,9	4257414,0
11	Chios (Air.)	686265,1	4244603,4
12	Chrysoupoli (Air.)	550325,7	4536733,0
13	Cyclades Islands	621348,2	4104641,2
14	Elefsis (Air.)	460378,0	4213050,8
15	Eleftherios Venizelos	495457,3	4198070,2
16	Heraklion (Air.)	607345,7	3910300,9
17	Ierapetra	657978,8	3874125,9
18	Ioannina (Air.)	226933,4	4399019,5
19	Kalamata (Air.)	323551,1	4103850,0
20	Karpathos	784312,4	3923502,7
21	Kastoria (Air.)	269424,2	4480965,0
22	Kavala/Amigdhaleon	532076,3	4531079,8
23	Kefalhnia (Air.)	193001,8	4224291,8
24	Kerkyra (Air.)	149325,0	4392927,8
25	Komotini	617364,1	4552397,7
26	Kos (Air.)	773548,5	4074875,9
27	Kozani (Air.)	311410,8	4463097,0
28	Kythira	411566,5	4015473,2
29	Lamia	361080,3	4306578,8
30	Larisa (Air.)	363996,9	4387911,1
31	Lefkas	214862,5	4303055,6
32	Limnos (Air.)	605210,2	4418979,9
33	Methoni	294742,5	4078502,6
34	Mikonos	619288,1	4143451,0
35	Milos	540038,6	4063279,0
36	Mytilini (Air.)	724794,8	4327136,2
37	Naxos	622727,8	4106572,2
38	Paros	600621,2	4097063,8
39	Rethymnon	546821,8	3911691,8
40	Rhodes (Air.)	866050,0	4035746,2
41	Samos (Air.)	757020,4	4176247,5
42	Santorini	631397,8	4028996,0
43	Sedes	416613,4	4488952,3
44	Serrai	463467,1	4545993,4
45	Sitia	691027,2	3896953,9
46	Skiathos	456656,9	4335135,0
47	Skopelos Island	476749,9	4329501,3
48	Skyros (Air.)	541675,6	4312932,2
49	Souda (Air.)	510459,5	3926301,1
50	Syros	583916,1	4141262,6
51	Tanagra (Air.)	459007,2	4240797,5
52	Thessaloniki (Air.)	412337,1	4485362,2
53	Trikala	307981,7	4379877,5
54	Tripolis (Air.)	358458,9	4154893,0
55	Tymbakion (Air.)	568290,8	3873011,2
56	Zakynthos	225326,7	4186004,2

Πίνακας Α3. Διαθέσιμες παρατηρήσεις της χρονοσειράς ημερήσιας ταχύτητας ανέμου, για τους 56 σταθμούς ανάλυσης.

Α/Α	Ονομασία Σταθμού	Ποσοστό Ελλειπουσών Τιμών (%)	Διαθέσιμες Καταγραφές
1	Agrinion (Air.)	45,0%	6537
2	Aktion (Air.)	2,0%	14567
3	Alexandroupoli (Air.)	34,0%	19487
4	Anchialos (Air.)	47,2%	9320
5	Andravida (Air.)	0,6%	13944
6	Araxos (Air.)	48,8%	13517
7	Arta	76,9%	981
8	Athina /Filadelfia	76,9%	5072
9	Athina/ Helliniko	3,4%	22849
10	Chalkis	44,3%	895
11	Chios (Air.)	26,3%	5991
12	Chrysoupoli (Air.)	34,4%	4812
13	Cyclades Islands	5,5%	3310
14	Elefsis (Air.)	7,4%	16241
15	Eleftherios Venizelos	0,0%	3618
16	Heraklion (Air.)	13,0%	17951
17	Ierapetra	92,6%	1776
18	Ioannina (Air.)	64,0%	10753
19	Kalamata (Air.)	14,5%	8589
20	Karpathos	5,6%	5469
21	Kastoria (Air.)	48,3%	6291
22	Kavala/Amigdhaleon	60,4%	4970
23	Kefalhnia (Air.)	52,5%	8402
24	Kerkyra (Air.)	30,6%	20567
25	Komotini	85,9%	1921
26	Kos (Air.)	3,5%	10886
27	Kozani (Air.)	62,9%	10388
28	Kythira	41,6%	17329
29	Lamia	43,9%	16668
30	Larisa (Air.)	31,5%	20288
31	Lefkas	40,6%	7177
32	Limnos (Air.)	0,3%	13391
33	Methoni	29,3%	14609
34	Mikonos	16,3%	6834
35	Milos	42,8%	17012
36	Mytilini (Air.)	13,2%	15848
37	Naxos	38,1%	17045
38	Paros	8,8%	3141
39	Rethymnon	88,0%	1379
40	Rhodes (Air.)	12,2%	18104
41	Samos (Air.)	0,5%	12961
42	Santorini	4,1%	7803
43	Sedes	38,2%	4649
44	Serrai	88,6%	3202
45	Sitia	86,6%	2239
46	Skiathos	47,0%	4379
47	Skopelos Island	27,3%	1900
48	Skyros (Air.)	9,8%	15796
49	Souda (Air.)	8,0%	16132
50	Syros	10,4%	4897
51	Tanagra (Air.)	39,9%	10597
52	Thessaloniki (Air.)	4,5%	17491
53	Trikala	73,1%	3041
54	Tripolis (Air.)	37,2%	18659
55	Tymbakion (Air.)	89,7%	2557
56	Zakynthos	72,8%	3811

Πίνακας Α4. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου στους 56 σταθμούς (m/s).

Α/Α	Όνομασία Σταθμού	Μέση ταχύτητα ανέμου της ημερήσιας χρονοσειράς (m/s)												
		Ι	Φ	Μ	Α	Μ	Ι	Ι	Α	Σ	Ο	Ν	Δ	ΕΤ
1	Agrinion (Air.)	2,09	2,22	2,60	2,39	2,18	2,16	2,16	2,12	1,90	2,07	1,82	2,13	2,16
2	Aktion (Air.)	3,97	4,08	3,81	3,62	3,45	3,72	3,69	3,48	3,33	3,44	3,64	3,97	3,68
3	Alexandroupoli (Air.)	3,82	3,87	3,80	3,08	2,70	2,74	3,28	3,36	3,24	3,47	3,28	3,83	3,37
4	Anchialos (Air.)	3,02	3,05	3,05	2,87	2,95	3,15	3,18	3,10	2,84	2,64	2,51	3,00	2,95
5	Andravida (Air.)	2,39	2,80	2,72	2,53	2,35	2,31	2,31	2,33	2,19	2,09	2,39	2,44	2,40
6	Araxos (Air.)	2,58	2,68	3,01	2,46	2,19	2,11	2,19	2,15	2,01	2,53	2,48	2,61	2,42
7	Arta	3,55	3,91	4,02	4,02	3,79	3,72	3,76	3,27	2,71	3,85	3,40	3,96	3,67
8	Athina/Filadelfia	2,44	2,33	2,91	2,38	1,80	2,27	3,08	2,81	2,31	2,58	2,13	2,21	2,44
9	Athina/Helliniko	3,68	3,71	3,53	3,07	2,91	3,28	3,96	3,94	3,43	3,39	3,22	3,62	3,51
10	Chalkis	3,95	3,45	4,46	3,72	3,53	4,22	4,99	4,52	4,55	4,24	3,24	3,50	4,01
11	Chios (Air.)	3,98	4,06	3,73	3,11	2,83	3,40	3,89	4,07	3,52	3,54	3,27	3,96	3,60
12	Chrysoupoli (Air.)	2,34	2,48	2,74	2,47	2,15	1,94	2,06	2,26	2,31	2,24	2,17	2,28	2,30
13	Cyclades Islands	6,20	6,24	5,79	5,90	5,03	5,18	6,19	6,05	6,08	5,72	5,92	5,62	5,80
14	Elefsis (Air.)	3,09	3,14	2,94	2,72	2,86	3,16	3,78	3,72	3,21	3,06	2,64	2,79	3,09
15	Eleftherios Venizelos	3,92	4,07	3,99	3,88	3,44	3,86	4,86	4,61	4,19	3,86	3,69	3,55	3,99
16	Heraklion (Air.)	4,90	5,09	4,66	4,20	3,49	3,81	4,78	4,77	4,08	4,12	4,39	4,87	4,43
17	Ierapetra	4,83	4,26	4,86	4,10	3,46	3,91	6,51	5,79	4,77	4,67	2,91	5,26	4,67
18	Ioannina (Air.)	1,07	0,98	1,5	1,11	1,12	1,29	1,57	1,31	1,19	1,29	0,63	0,73	1,15
19	Kalamata (Air.)	2,35	2,48	2,31	2,19	2,31	2,71	2,84	2,72	2,43	2,08	2,14	2,28	2,40
20	Karpathos	6,39	6,57	6,46	6,46	6,95	8,97	10,88	10,47	8,06	6,32	5,56	5,98	7,63
21	Kastoria (Air.)	1,71	1,80	2,18	2,17	1,80	1,99	2,10	1,75	1,53	1,34	1,50	1,69	1,80
22	Kavala/Amigdhaleon	3,22	2,78	2,55	3,35	3,45	3,35	3,29	3,02	2,53	2,18	2,63	2,59	2,91
23	Kefalhnia (Air.)	3,87	3,81	3,80	3,53	3,21	3,33	3,88	3,61	3,23	3,29	3,35	4,03	3,58
24	Kerkyra (Air.)	2,40	2,71	2,52	2,24	1,87	1,91	1,89	1,85	1,81	1,96	2,48	2,75	2,20
25	Komotini	3,04	2,72	3,63	2,68	2,48	2,46	3,28	2,40	2,89	3,18	2,24	2,25	2,60
26	Kos (Air.)	4,78	5,19	4,76	4,49	4,32	4,98	5,72	5,39	4,75	4,29	4,31	4,64	4,80
27	Kozani (Air.)	2,39	2,69	2,51	1,92	1,90	2,18	2,44	1,96	1,82	1,73	1,80	2,36	2,14
28	Kythira	6,63	6,44	6,24	5,52	4,96	4,43	4,36	4,44	4,83	5,73	5,69	6,55	5,48
29	Lamia	2,66	2,87	2,94	3,22	3,27	3,48	3,37	3,10	2,80	2,34	2,20	2,54	2,90
30	Larisa (Air.)	1,58	1,62	1,76	1,92	1,98	2,23	2,26	2,09	1,84	1,52	1,09	1,17	1,75
31	Lefkas	3,15	3,81	2,81	3,25	3,10	3,54	3,34	3,05	2,27	2,61	2,13	2,56	2,99
32	Limnos (Air.)	5,16	5,42	5,07	3,99	3,66	3,53	4,31	4,64	4,24	4,83	4,80	5,36	4,58
33	Methoni	5,10	5,26	5,02	5,02	4,45	4,66	4,83	4,72	4,38	4,11	4,57	5,09	4,77
34	Mikonos	6,40	6,75	6,38	6,33	6,17	6,74	8,03	8,14	6,77	6,39	6,29	6,35	6,75
35	Milos	7,92	8,06	7,21	5,98	5,10	4,97	6,21	6,23	5,95	6,06	6,75	7,37	6,48
36	Mytilini (Air.)	4,91	5,19	4,65	3,87	3,25	3,53	4,53	4,29	3,78	3,89	4,22	5,08	4,27
37	Naxos	7,73	8,09	7,35	5,82	5,12	5,14	6,85	7,01	6,91	7,31	6,89	7,25	6,79
38	Paros	5,47	5,82	5,57	5,64	4,46	5,42	6,72	6,47	5,83	5,14	5,27	5,16	5,58
39	Rethymnon	4,28	4,96	4,20	3,56	2,48	2,73	2,61	2,12	2,25	2,71	2,94	4,75	3,30
40	Rhodes (Air.)	3,76	4,14	4,19	4,28	4,35	5,18	5,83	5,76	4,86	3,42	3,01	3,46	4,35
41	Samos (Air.)	5,17	5,29	4,64	3,88	3,80	4,38	5,92	5,74	4,85	4,42	4,59	5,17	4,82
42	Santorini	6,28	6,61	6,30	5,55	4,86	5,37	6,01	5,79	5,22	5,11	5,40	6,01	5,70
43	Sedes	2,69	2,84	2,47	2,31	1,74	2,12	2,18	2,12	2,11	2,35	2,67	2,44	2,34
44	Serrai	2,58	3,32	3,63	3,40	3,88	3,57	3,73	3,30	2,57	2,80	2,75	2,81	3,19
45	Sitia	3,72	3,93	4,59	3,61	2,87	3,87	5,38	4,55	3,46	3,02	2,64	3,27	3,74
46	Skiathos	3,18	3,30	3,23	2,38	2,70	2,94	3,01	2,87	2,77	2,87	2,63	3,05	2,91
47	Skopelos Island	3,82	2,67	3,42	2,53	2,39	2,65	2,97	1,75	3,18	3,72	2,47	3,30	2,91
48	Skyros (Air.)	5,94	6,11	5,32	4,06	3,39	3,41	4,01	4,30	4,28	5,06	4,98	5,72	4,71
49	Souda (Air.)	3,93	4,18	4,12	3,87	3,63	3,72	3,41	3,30	3,21	3,11	3,18	3,68	3,61
50	Syros	5,79	5,90	5,24	4,95	4,22	4,66	5,41	5,46	5,05	5,21	5,31	5,54	5,23
51	Tanagra (Air.)	2,78	2,77	2,63	2,45	2,40	2,65	2,98	2,95	2,46	2,31	2,12	2,74	2,61
52	Thessaloniki (Air.)	3,01	3,04	2,92	2,77	2,67	3,20	3,39	2,98	2,81	2,90	2,54	2,62	2,87
53	Trikala	4,29	4,60	4,76	4,60	4,91	5,63	5,51	5,40	4,78	4,10	3,96	4,43	4,77
54	Tripolis (Air.)	2,29	2,64	2,66	2,47	2,19	2,36	2,42	2,35	2,10	1,97	1,76	2,15	2,28
55	Tymbakion (Air.)	3,93	3,50	4,43	3,58	3,38	3,59	5,14	4,65	3,58	2,91	2,16	2,98	3,60
56	Zakynthos	5,19	5,15	5,15	4,52	3,93	3,70	4,16	4,00	4,31	4,53	4,49	5,15	4,52

Πίνακας Α5. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου στους 56 σταθμούς (m/s).

Α/Α	Όνομασία Σταθμού	Τυπική Απόκλιση της ταχύτητας ανέμου της ημερήσιας χρονοσειράς (m/s)												
		I	Φ	M	A	M	I	I	A	Σ	Ο	N	Δ	ΕΤ
1	Agrinion (Air.)	1,69	1,73	1,99	1,71	1,45	1,30	1,17	1,26	1,20	1,59	1,58	1,82	1,58
2	Aktion (Air.)	2,42	2,25	2,03	1,65	1,48	1,44	1,31	1,12	1,33	1,79	2,05	2,24	1,81
3	Alexandroupoli (Air.)	2,28	2,34	2,72	2,74	2,64	2,15	1,75	1,61	1,22	1,43	1,53	1,70	2,09
4	Anchialos (Air.)	1,69	1,67	1,62	1,50	1,29	1,30	1,26	0,99	1,11	1,38	1,41	1,58	1,43
5	Andravida (Air.)	1,85	1,87	1,75	1,44	1,28	1,08	1,13	1,13	1,14	1,42	1,78	1,92	1,53
6	Araxos (Air.)	2,18	2,16	2,46	2,05	1,62	1,38	1,53	1,46	1,59	2,18	2,18	2,19	1,97
7	Arta	1,86	2,03	1,81	1,63	1,11	1,37	1,04	1,08	1,24	2,40	1,18	2,30	1,71
8	Athina/Filadelfia	1,45	1,43	1,65	1,31	1,93	2,14	2,35	2,13	2,18	2,13	2,22	2,26	1,93
9	Athina/ Helliniko	2,46	2,38	2,32	1,86	1,63	1,70	2,04	2,08	1,92	2,14	2,25	2,33	2,13
10	Chalkis	2,78	2,37	2,30	2,39	2,19	2,14	2,01	2,07	2,00	2,58	2,33	2,75	2,40
11	Chios (Air.)	2,79	2,61	2,37	1,97	1,75	1,81	1,91	1,94	2,09	2,40	2,36	2,74	2,29
12	Chrysoupoli (Air.)	1,71	1,71	1,64	1,23	1,12	0,84	0,89	0,95	1,18	1,44	1,69	1,75	1,41
13	Cyclades Islands	3,12	3,04	2,73	2,62	2,13	2,00	1,99	2,19	2,47	2,68	2,94	3,02	2,60
14	Elefsis (Air.)	2,50	2,36	2,05	1,71	1,65	1,52	1,76	1,65	1,72	2,16	2,10	2,35	2,02
15	Eleftherios Venizelos	2,41	2,36	2,10	1,76	1,57	1,84	2,20	2,09	2,08	2,18	2,24	2,06	2,12
16	Heraklion (Air.)	2,70	2,72	2,70	2,34	2,08	2,06	2,21	2,08	2,06	2,38	2,64	2,73	2,45
17	Ierapetra	3,35	3,04	3,57	3,75	3,08	2,99	4,37	4,56	3,62	4,87	2,66	4,43	3,87
18	Ioannina (Air.)	1,134	1,661	1,924	1,119	1,081	1,116	0,739	0,938	1,012	0,829	0,795	0,768	1,27
19	Kalamata (Air.)	1,44	1,33	1,23	0,97	1,00	1,08	1,05	0,96	0,88	0,99	1,30	1,33	1,17
20	Karpathos	3,02	3,08	3,14	3,02	3,16	3,21	3,06	3,07	3,45	3,29	3,06	2,92	3,55
21	Kastoria (Air.)	1,40	1,39	1,68	1,57	1,36	1,35	1,37	1,31	1,31	1,28	1,27	1,31	1,38
22	Kavala/Amigdhaleon	1,20	1,24	1,36	2,04	2,10	1,85	1,82	1,96	0,93	1,08	1,33	1,06	1,52
23	Kefalhnia (Air.)	2,75	2,55	2,69	2,46	2,10	2,00	2,28	2,06	2,06	2,46	2,55	2,71	2,42
24	Kerkyra (Air.)	2,39	2,25	2,03	1,71	1,31	1,19	1,28	1,18	1,37	1,91	2,49	2,55	1,90
25	Komotini	2,85	2,49	2,93	2,32	1,87	1,60	2,17	1,56	2,34	2,55	2,14	2,44	2,35
26	Kos (Air.)	2,43	2,57	2,29	1,99	1,60	1,73	1,52	1,47	1,77	2,02	2,41	2,42	2,09
27	Kozani (Air.)	2,29	2,38	2,33	1,16	1,00	2,09	2,18	2,07	1,96	2,28	2,48	2,93	2,10
28	Kythira	4,67	4,35	4,45	3,90	3,61	3,00	2,86	3,03	3,65	4,59	4,14	4,40	4,01
29	Lamia	1,28	1,43	1,68	1,72	1,64	1,67	1,70	1,58	1,51	1,27	1,16	1,19	1,54
30	Larisa (Air.)	1,53	1,10	1,11	1,32	1,09	1,20	1,80	1,40	1,48	1,16	0,79	1,42	1,28
31	Lefkas	2,63	1,99	1,18	2,66	2,17	2,33	2,03	1,93	1,70	1,81	2,44	2,55	2,32
32	Limnos (Air.)	3,66	3,64	3,22	2,39	2,09	1,82	2,07	2,20	2,56	3,43	3,32	3,86	3,00
33	Methoni	2,73	2,53	2,52	2,37	2,00	2,02	1,99	2,00	1,82	1,75	2,50	2,70	2,24
34	Mikonos	3,20	3,23	3,32	3,04	3,23	3,41	3,34	3,40	3,04	3,31	3,18	3,19	3,30
35	Milos	4,53	4,45	4,04	3,42	3,07	3,01	3,44	3,32	3,62	4,11	4,15	4,30	3,95
36	Mytilini (Air.)	2,21	2,48	2,35	2,65	2,35	2,46	2,44	2,23	2,60	3,48	3,36	3,05	2,64
37	Naxos	4,02	4,05	3,87	3,74	3,16	3,19	3,50	3,31	4,02	4,08	4,09	4,13	3,76
38	Paros	2,92	2,85	2,91	2,75	2,18	2,55	2,84	2,73	2,87	2,79	2,75	2,83	2,81
39	Rethymnon	2,83	3,11	2,78	2,73	2,13	2,11	2,07	1,46	1,45	2,08	2,06	2,99	2,32
40	Rhodes (Air.)	2,60	2,67	2,47	2,19	1,82	1,79	1,59	1,66	1,82	1,85	2,22	2,62	2,31
41	Samos (Air.)	3,06	2,86	2,61	2,42	2,26	2,38	2,70	2,48	2,63	2,71	3,04	2,99	2,76
42	Santorini	3,05	3,07	2,84	2,55	2,29	2,18	2,15	2,02	2,45	2,77	2,92	3,14	2,69
43	Sedes	2,16	2,18	2,25	2,20	1,74	2,07	2,04	2,03	2,01	2,14	2,08	2,11	2,08
44	Serrai	1,75	2,55	2,10	2,33	1,91	1,81	2,05	2,11	1,70	1,92	2,16	2,06	2,12
45	Sitia	2,60	2,46	3,02	2,82	2,22	2,46	2,69	2,82	2,73	2,59	2,33	2,68	2,72
46	Skiathos	2,72	2,77	2,71	1,91	1,57	1,45	1,53	1,44	1,67	2,31	2,44	2,27	1,96
47	Skopelos Island	3,21	2,05	3,06	1,80	1,80	1,37	2,02	1,43	2,33	2,19	1,43	2,29	2,08
48	Skyros (Air.)	4,29	3,97	3,59	2,64	2,33	2,19	2,53	2,56	3,00	3,71	3,53	3,94	3,39
49	Souda (Air.)	2,55	2,57	2,42	2,39	2,12	2,15	1,93	1,75	1,77	1,99	2,33	2,59	2,26
50	Syros	2,98	2,87	2,88	2,62	2,37	2,34	2,55	2,50	2,56	2,89	2,98	2,95	2,75
51	Tanagra (Air.)	2,10	2,14	1,83	1,59	1,50	1,27	1,51	1,52	1,56	1,60	1,78	2,03	1,74
52	Thessaloniki (Air.)	2,88	2,59	2,06	1,72	1,47	1,59	1,81	1,52	1,67	2,09	1,82	2,46	2,71
53	Trikala	2,04	1,97	1,93	1,79	1,98	1,66	1,77	1,71	1,59	1,78	1,67	2,31	1,92
54	Tripolis (Air.)	2,34	2,27	2,00	1,77	1,52	1,55	1,52	1,56	1,58	1,76	1,88	2,30	1,88
55	Tymbakion (Air.)	3,41	3,29	4,12	3,07	2,93	2,70	3,57	3,59	3,03	2,81	2,44	2,96	3,28
56	Zakynthos	2,88	3,08	2,87	2,61	1,92	1,83	1,93	1,70	2,03	2,73	2,76	2,83	2,53

Πίνακας Α6. Συντελεστής μεταβλητότητας της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου στους 56 σταθμούς.

Α/Α	Ονομασία Σταθμού	Συντελεστής μεταβλητότητας της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου												
		Ι	Φ	Μ	Α	Μ	Ι	Ι	Α	Σ	Ο	Ν	Δ	ΕΤ
1	Agrinion (Air.)	0,81	0,78	0,76	0,72	0,67	0,60	0,54	0,59	0,63	0,77	0,87	0,85	0,73
2	Aktion (Air.)	0,61	0,55	0,53	0,46	0,43	0,39	0,35	0,32	0,40	0,52	0,56	0,56	0,49
3	Alexandroupoli (Air.)	0,60	0,61	0,71	0,89	0,98	0,78	0,53	0,48	0,38	0,41	0,47	0,44	0,62
4	Anchialos (Air.)	0,56	0,55	0,53	0,52	0,44	0,41	0,40	0,32	0,39	0,52	0,56	0,53	0,48
5	Andravida (Air.)	0,77	0,67	0,64	0,57	0,55	0,47	0,49	0,49	0,52	0,68	0,75	0,79	0,64
6	Araxos (Air.)	0,84	0,81	0,82	0,83	0,74	0,66	0,70	0,68	0,79	0,86	0,88	0,84	0,81
7	Arta	0,52	0,52	0,45	0,41	0,29	0,37	0,28	0,33	0,46	0,62	0,35	0,58	0,47
8	Athina/Filadelfia	0,59	0,62	0,57	0,55	1,07	0,94	0,76	0,76	0,95	0,83	1,04	1,02	0,79
9	Athina/ Helliniko	0,67	0,64	0,66	0,61	0,56	0,52	0,52	0,53	0,56	0,63	0,70	0,64	0,61
10	Chalkis	0,71	0,69	0,52	0,64	0,62	0,51	0,40	0,46	0,44	0,61	0,72	0,79	0,60
11	Chios (Air.)	0,70	0,64	0,64	0,63	0,62	0,53	0,49	0,48	0,59	0,68	0,72	0,69	0,64
12	Chrysoupoli (Air.)	0,73	0,69	0,60	0,50	0,52	0,44	0,43	0,42	0,51	0,64	0,78	0,77	0,61
13	Cyclades Islands	0,50	0,49	0,47	0,44	0,42	0,39	0,32	0,36	0,41	0,47	0,50	0,54	0,45
14	Elefsis (Air.)	0,81	0,75	0,70	0,63	0,58	0,48	0,47	0,44	0,54	0,71	0,80	0,84	0,65
15	Eleftherios Venizelos	0,62	0,58	0,53	0,45	0,46	0,48	0,45	0,45	0,50	0,57	0,61	0,58	0,53
16	Heraklion (Air.)	0,55	0,53	0,58	0,56	0,60	0,54	0,46	0,44	0,51	0,58	0,60	0,56	0,55
17	Ierapetra	0,69	0,71	0,74	0,91	0,89	0,76	0,67	0,79	0,76	1,04	0,92	0,84	0,83
18	Ioannina (Air.)	1,06	1,694	1,283	1,008	0,965	0,865	0,471	0,716	0,851	0,642	1,262	1,052	1,11
19	Kalamata (Air.)	0,61	0,54	0,53	0,44	0,43	0,40	0,37	0,35	0,36	0,48	0,61	0,59	0,49
20	Karpathos	0,47	0,47	0,49	0,47	0,45	0,36	0,28	0,29	0,43	0,52	0,55	0,49	0,47
21	Kastoria (Air.)	0,82	0,78	0,77	0,72	0,75	0,68	0,65	0,75	0,86	0,95	0,85	0,77	0,77
22	Kavala/Amigdhaleon	0,37	0,45	0,53	0,61	0,61	0,55	0,55	0,65	0,37	0,49	0,50	0,41	0,52
23	Kefalhnia (Air.)	0,71	0,67	0,71	0,70	0,65	0,60	0,59	0,57	0,64	0,75	0,76	0,67	0,68
24	Kerkyra (Air.)	0,99	0,83	0,80	0,76	0,70	0,62	0,68	0,64	0,76	0,97	1,00	0,93	0,87
25	Komotini	0,94	0,92	0,81	0,86	0,76	0,65	0,66	0,65	0,81	0,80	0,95	1,08	0,91
26	Kos (Air.)	0,51	0,50	0,48	0,44	0,37	0,35	0,27	0,27	0,37	0,47	0,56	0,52	0,44
27	Kozani (Air.)	0,96	0,89	0,93	0,60	0,52	0,96	0,89	1,06	1,08	1,32	1,38	1,24	0,98
28	Kythira	0,70	0,68	0,71	0,71	0,73	0,68	0,66	0,68	0,76	0,80	0,73	0,67	0,73
29	Lamia	0,48	0,50	0,57	0,53	0,50	0,48	0,51	0,51	0,54	0,54	0,53	0,47	0,53
30	Larisa (Air.)	0,97	0,68	0,63	0,69	0,55	0,54	0,80	0,67	0,80	0,76	0,73	1,21	0,73
31	Lefkas	0,84	0,52	0,42	0,82	0,70	0,66	0,61	0,63	0,75	0,69	1,15	1,00	0,78
32	Limnos (Air.)	0,71	0,67	0,64	0,60	0,57	0,52	0,48	0,47	0,60	0,71	0,69	0,72	0,65
33	Methoni	0,54	0,48	0,50	0,47	0,45	0,43	0,41	0,42	0,42	0,43	0,55	0,53	0,47
34	Mikonos	0,50	0,48	0,52	0,48	0,52	0,51	0,42	0,42	0,45	0,52	0,51	0,50	0,49
35	Milos	0,57	0,55	0,56	0,57	0,60	0,61	0,55	0,53	0,61	0,68	0,61	0,58	0,61
36	Mytilini (Air.)	0,45	0,48	0,51	0,69	0,72	0,70	0,54	0,52	0,69	0,89	0,80	0,60	0,62
37	Naxos	0,52	0,50	0,53	0,64	0,62	0,62	0,51	0,47	0,58	0,56	0,59	0,57	0,55
38	Paros	0,53	0,49	0,52	0,49	0,49	0,47	0,42	0,42	0,49	0,54	0,52	0,55	0,50
39	Rethymnon	0,66	0,63	0,66	0,77	0,86	0,77	0,79	0,69	0,64	0,77	0,70	0,63	0,70
40	Rhodes (Air.)	0,69	0,64	0,59	0,51	0,42	0,35	0,27	0,29	0,37	0,54	0,74	0,76	0,53
41	Samos (Air.)	0,59	0,54	0,56	0,62	0,59	0,54	0,46	0,43	0,54	0,61	0,66	0,58	0,57
42	Santorini	0,49	0,47	0,45	0,46	0,47	0,41	0,36	0,35	0,47	0,54	0,54	0,52	0,47
43	Sedes	0,80	0,77	0,91	0,95	1,00	0,98	0,93	0,96	0,95	0,91	0,78	0,87	0,89
44	Serrai	0,68	0,77	0,58	0,69	0,49	0,51	0,55	0,64	0,66	0,69	0,79	0,73	0,66
45	Sitia	0,70	0,63	0,66	0,78	0,77	0,64	0,50	0,62	0,79	0,86	0,88	0,82	0,73
46	Skiathos	0,86	0,84	0,84	0,80	0,58	0,49	0,51	0,50	0,60	0,81	0,93	0,74	0,67
47	Skopelos Island	0,84	0,77	0,89	0,71	0,75	0,52	0,68	0,82	0,73	0,59	0,58	0,69	0,72
48	Skyros (Air.)	0,72	0,65	0,68	0,65	0,69	0,64	0,63	0,59	0,70	0,73	0,71	0,69	0,72
49	Souda (Air.)	0,65	0,62	0,59	0,62	0,58	0,58	0,57	0,53	0,55	0,64	0,73	0,70	0,63
50	Syros	0,51	0,49	0,55	0,53	0,56	0,50	0,47	0,46	0,51	0,55	0,56	0,53	0,53
51	Tanagra (Air.)	0,76	0,77	0,69	0,65	0,63	0,48	0,51	0,52	0,63	0,69	0,84	0,74	0,67
52	Thessaloniki (Air.)	0,96	0,85	0,71	0,62	0,55	0,50	0,53	0,51	0,59	0,72	0,72	0,94	0,95
53	Trikala	0,48	0,43	0,41	0,39	0,40	0,29	0,32	0,32	0,33	0,43	0,42	0,52	0,40
54	Tripolis (Air.)	1,02	0,86	0,75	0,72	0,69	0,65	0,63	0,66	0,75	0,89	1,07	1,07	0,82
55	Tymbakion (Air.)	0,87	0,94	0,93	0,86	0,87	0,75	0,69	0,77	0,85	0,96	1,13	0,99	0,91
56	Zakynthos	0,55	0,60	0,56	0,58	0,49	0,49	0,46	0,43	0,47	0,60	0,61	0,55	0,56

Πίνακας Α7. Τιμές της παραμέτρου σχήματος k των ημερήσιων θεωρητικών κατανομών Weibull, σε μηνιαία βάση. Η εκτίμηση των παραμέτρων των θεωρητικών κατανομών στους 35 σταθμούς ανάλυσης, έγινε με τη μέθοδο Μέγιστης Πιθανοφάνειας (MLE) και τη μέθοδο των L-ροπών (LMOM).

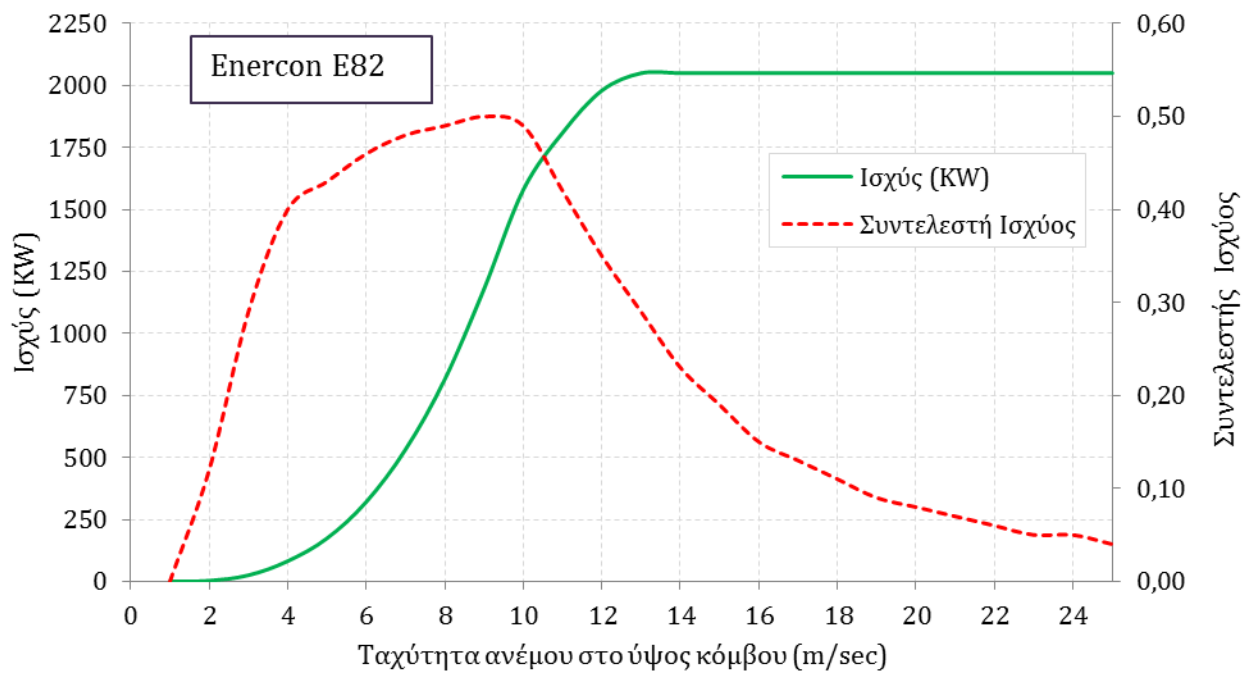
k	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ		ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ		ΜΑΡΤΙΟΣ		ΑΠΡΙΛΙΟΣ		ΜΑΪΟΣ		ΙΟΥΝΙΟΣ		ΙΟΥΛΙΟΣ		ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ		ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ		ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ		ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ		ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	
	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM	MLE	LMOM
Αγχιάλος	1,99	2,10	2,11	2,21	2,00	2,02	2,05	2,16	2,44	2,61	2,67	3,17	2,94	3,37	3,42	3,76	2,80	3,00	2,13	2,37	1,99	2,03	2,12	2,21
Άκτιο	1,78	2,05	1,94	2,14	2,00	2,32	2,34	2,70	2,47	2,78	2,66	3,35	2,96	3,44	3,20	3,82	2,52	3,20	2,03	2,51	1,92	2,25	1,90	2,13
Αλεξανδ.	1,27	1,26	1,39	1,43	1,77	1,91	1,83	2,05	1,94	2,32	2,37	2,82	2,37	2,73	2,22	2,41	1,87	2,06	1,52	1,59	1,36	1,37	1,37	1,34
Ανδραβ.	1,34	1,30	1,54	1,53	1,65	1,76	1,87	1,99	1,98	2,40	2,27	2,70	2,19	2,62	2,19	2,62	2,05	2,47	1,57	1,72	1,37	1,35	1,33	1,29
Άρτα	2,05	2,83	2,07	2,76	2,41	2,66	2,64	2,89	3,65	4,12	2,91	3,33	3,61	4,96	3,23	3,71	2,31	2,60	1,75	2,01	3,06	3,42	1,87	2,19
Ελευσίνα	1,32	1,25	1,44	1,41	1,54	1,61	1,75	1,84	1,89	2,09	2,22	2,46	2,36	2,49	2,45	2,50	2,01	2,13	1,48	1,49	1,36	1,31	1,29	1,23
Ελληνικό	1,54	1,52	1,63	1,62	1,63	1,72	1,87	2,05	1,93	2,09	2,05	2,31	2,04	2,28	2,02	2,19	1,91	2,09	1,68	1,76	1,48	1,47	1,55	1,49
Ζάκυνθος	1,62	1,64	1,74	1,75	1,79	1,75	1,72	1,69	1,83	1,83	1,93	1,89	1,94	1,95	1,95	1,91	1,79	1,81	1,62	1,65	1,60	1,60	1,71	1,67
Ηράκλειο	1,91	1,96	1,98	2,11	1,85	2,01	1,94	2,07	1,83	1,97	1,99	2,06	2,33	2,29	2,50	2,38	2,11	2,11	1,87	2,05	1,76	1,85	1,90	2,05
Θεσσαλ.	1,11	1,19	1,30	1,45	1,52	1,77	1,72	2,17	1,91	2,64	2,06	2,67	1,95	2,72	2,00	2,87	1,78	2,44	1,53	1,90	1,18	1,34	1,14	1,21
Καλαμάτα	1,78	1,84	2,00	2,27	2,01	2,29	2,34	2,51	2,44	2,73	2,55	3,01	2,84	3,25	2,99	3,35	2,80	3,06	2,25	2,23	1,69	1,83	1,77	1,82
Κάρπαθος	2,26	2,30	2,28	2,30	2,19	2,30	2,30	2,32	2,36	2,36	3,24	2,93	4,08	3,80	3,89	3,67	2,53	2,40	2,00	2,01	1,92	1,98	2,18	2,16
Κεφαλονιά	1,50	1,46	1,54	1,54	1,51	1,54	1,58	1,64	1,69	1,79	1,81	1,89	1,89	2,04	1,97	2,15	1,74	1,93	1,49	1,64	1,39	1,39	1,58	1,53
Κομοτηνή	1,19	1,40	1,26	1,65	1,35	1,63	1,44	1,94	1,52	2,07	1,77	2,42	1,64	1,87	1,82	2,31	1,37	1,67	1,30	1,57	1,22	1,58	1,23	1,52
Κύθηρα	1,47	1,52	1,60	1,60	1,54	1,69	1,52	1,63	1,46	1,55	1,56	1,61	1,64	1,75	1,53	1,68	1,43	1,57	1,34	1,37	1,53	1,64	1,61	1,69
Κώς	2,07	1,98	2,13	2,14	2,21	2,32	2,02	1,98	2,90	3,09	3,11	3,25	4,11	4,34	3,99	4,27	2,88	3,09	2,28	2,36	1,87	1,84	2,02	1,98
Λαμία	1,69	1,81	1,85	2,07	1,88	2,13	1,99	2,40	2,13	2,59	2,36	2,77	2,72	3,21	2,73	3,37	2,41	2,86	1,96	2,23	1,72	1,87	1,64	1,74
Λήμνος	1,36	1,28	1,50	1,47	1,63	1,66	1,76	1,85	1,86	2,03	2,07	2,29	2,22	2,36	2,23	2,24	1,76	1,90	1,44	1,46	1,45	1,40	1,33	1,24
Μεθώνη	2,00	2,55	2,22	2,66	2,15	2,65	2,27	2,60	2,40	2,71	2,53	2,82	2,59	2,88	2,52	2,84	2,56	3,08	2,52	3,19	2,03	2,58	2,08	2,51
Μήλος	1,75	1,67	1,93	1,82	1,73	1,73	1,70	1,85	1,61	1,65	1,51	1,60	1,77	1,72	2,02	1,93	1,61	1,59	1,45	1,48	1,60	1,54	1,75	1,68
Μύκονος	2,03	1,97	2,10	2,05	1,97	1,98	2,10	2,04	1,99	2,03	2,05	2,04	2,60	2,38	2,52	2,28	2,37	2,20	2,00	1,97	1,97	1,82	2,04	2,04
Μυτιλήνη	1,96	2,00	1,85	1,83	1,67	1,76	1,67	1,82	1,66	1,78	1,66	1,72	2,24	2,06	2,20	2,10	1,82	1,95	1,47	1,60	1,56	1,62	1,90	1,98
Νάξος	1,56	1,52	1,62	1,55	1,55	1,55	1,47	1,57	1,56	1,67	1,52	1,68	1,99	1,97	2,03	2,00	1,69	1,68	1,47	1,42	1,50	1,45	1,47	1,46
Πάρος	1,94	1,95	2,09	2,15	1,96	2,02	2,22	2,33	2,21	2,43	2,29	2,46	2,58	2,47	2,65	2,52	2,16	2,19	1,94	1,92	2,04	2,02	1,95	1,91
Ρόδος	1,52	1,54	1,64	1,66	1,81	1,87	2,12	2,25	2,60	2,60	3,20	3,07	4,72	4,56	4,67	4,58	2,91	2,83	1,95	1,95	1,48	1,58	1,40	1,44
Σάμος	1,78	1,68	1,90	1,80	1,85	1,82	1,70	1,73	1,78	1,85	1,94	1,88	2,34	2,31	2,46	2,33	1,93	1,86	1,68	1,61	1,53	1,43	1,79	1,70
Ξανθορίνη	2,20	2,26	2,30	2,22	2,40	2,37	2,34	2,30	2,28	2,36	2,66	2,77	3,06	3,09	3,15	3,20	2,27	2,34	1,91	1,83	1,95	1,91	2,03	2,00
Ξέρρες	1,57	1,69	1,40	1,54	1,78	1,78	1,79	1,92	2,11	2,25	2,14	2,47	1,99	2,15	1,82	2,00	2,80	3,00	2,13	2,37	1,34	1,54	1,37	1,55
Σητεία	1,54	1,53	1,68	1,66	1,57	1,56	1,36	1,40	1,39	1,49	1,63	1,62	2,10	1,98	1,65	1,57	1,40	1,39	1,34	1,38	1,21	1,28	1,58	1,64
Σκιάθος	0,93	0,83	0,95	0,88	1,07	1,00	1,20	1,14	1,66	1,63	1,93	2,02	2,00	2,08	2,01	2,14	1,67	1,67	1,17	1,13	0,87	0,83	1,00	0,91
Σκύρος	1,46	1,46	1,54	1,50	1,53	1,55	1,53	1,59	1,51	1,62	1,58	1,71	1,70	1,78	1,73	1,78	1,41	1,49	1,39	1,38	1,45	1,50	1,56	1,45
Σούδα	1,58	1,55	1,69	1,66	1,78	1,78	1,77	1,85	1,83	2,02	1,92	2,17	2,00	2,46	2,05	2,45	1,89	2,16	1,67	1,82	1,43	1,47	1,49	1,47
Σύρος	2,10	1,95	2,50	2,45	1,81	1,79	2,14	2,04	1,89	2,12	2,08	2,20	2,19	2,22	2,47	2,32	2,33	2,25	2,03	1,97	1,99	1,77	2,05	2,05
Τρίκαλα	1,90	1,89	1,92	2,02	1,86	1,82	1,96	1,83	2,11	1,99	2,37	2,21	2,49	2,23	2,21	1,98	2,27	2,10	1,95	1,92	2,03	2,03	1,78	1,82
Χίος	1,47	1,41	1,63	1,56	1,64	1,65	1,66	1,70	1,68	1,71	1,97	1,89	2,07	1,92	2,20	1,92	1,73	1,69	1,52	1,53	1,40	1,37	1,43	1,39

Πίνακας Α12. Μέσες μηνιαίες και ετήσιες τιμές, της θεωρητικά μέγιστης αιολικής ισχύος (W/m^2), με βάση τα δείγματα καταγραφών των 35 σταθμών ανάλυσης (μηνιαία και ετήσιο).

	Θεωρητικά μέγιστη ισχύς (W/m^2)												
	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ	ΕΤΟΣ
Αγχίαλος	19,9	19,4	20,4	16,8	15,1	17,1	16,3	14,1	12,3	12,7	11,2	16,9	17,3
Άκτιο	56,3	51,4	41,3	29,6	24,3	28,7	25,8	20,4	21,5	30,8	38,7	49,8	34,9
Αλεξανδρ.	51,4	50,6	38,3	22,3	19,0	12,5	19,9	20,8	20,8	36,2	34,0	54,6	42,9
Ανδραβ.	16,8	20,9	18,6	12,6	10,2	8,0	8,3	8,5	7,6	9,4	15,3	18,4	12,9
Άρτα	34,1	44,3	39,2	36,1	24,9	26,8	24,1	17,1	12,4	50,3	19,6	50,6	32,5
Ελευσίνα	38,8	33,7	26,5	17,5	18,6	20,5	32,6	30,2	23,6	30,1	23,0	31,1	28,0
Ελληνικό	45,6	43,8	41,7	25,9	18,8	23,6	40,8	41,4	29,4	32,8	32,6	40,2	34,7
Ζάκυνθος	121,6	110,3	103,1	67,0	49,5	47,4	56,1	47,1	51,2	77,8	79,5	116,5	77,2
Ηράκλειο	87,8	95,4	82,3	56,7	35,5	40,2	66,3	62,6	45,4	55,2	70,8	88,1	65,8
Θεσσαλ.	51,3	43,6	28,7	20,1	16,3	23,1	30,7	21,4	20,6	19,0	34,2	44,6	29,8
Καλαμάτα	11,0	11,6	9,9	6,6	7,5	11,9	12,6	10,7	8,3	5,7	10,5	11,0	9,8
Κάρπαθος	163,8	175,1	174,2	166,2	201,2	351,6	578,8	524,2	298,8	178,1	126,9	136,8	256,3
Κεφαλονιά	59,9	59,2	54,3	45,4	32,6	32,4	48,7	37,8	31,9	42,5	45,0	60,8	46,3
Κομοτηνή	50,8	36,5	63,4	34,2	19,8	16,5	32,8	15,3	31,6	39,9	22,2	35,9	34,1
Κύθηρα	114,1	105,6	100,3	70,8	48,3	35,2	34,0	35,9	51,2	87,7	74,6	108,5	81,0
Κώς	72,7	91,6	69,3	68,4	42,1	61,7	82,3	69,8	56,0	49,5	59,1	68,4	96,9
Λαμία	18,2	18,6	20,6	24,3	22,9	24,2	20,2	16,1	12,5	10,1	10,9	16,5	18,0
Λήμνος	80,0	78,4	76,0	39,5	24,0	15,1	35,2	37,9	37,0	83,7	59,2	67,7	91,1
Μεθώνη	101,6	96,6	91,5	82,3	55,5	63,5	63,8	61,0	50,3	44,8	80,3	103,5	79,8
Μήλος	537,7	540,2	342,5	210,0	124,1	107,7	225,3	213,1	229,7	302,0	351,3	424,1	300,6
Μύκονος	164,3	182,0	168,4	158,5	154,3	191,8	270,7	285,8	175,5	184,2	153,3	163,2	187,7
Μυτιλήνη	149,2	176,5	134,7	76,6	46,4	51,7	35,2	61,1	69,9	121,0	120,2	122,4	101,6
Νάξος	411,1	444,2	363,8	154,6	99,8	100,1	201,3	178,3	232,3	304,9	317,0	352,5	267,3
Πάρος	110,3	118,9	111,7	116,1	54,7	99,5	170,1	156,4	127,0	96,2	99,2	102,8	113,8
Ρόδος	53,2	63,8	59,4	52,7	46,3	68,4	31,5	49,4	59,5	28,9	31,5	49,8	57,7
Σάμος	107,5	105,2	74,9	50,6	44,8	59,6	124,6	108,3	80,6	70,9	90,0	106,7	85,6
Σαντορίνη	159,5	172,2	146,2	103,4	70,8	85,6	109,5	96,5	87,9	94,0	110,6	149,3	116,6
Σέρες	16,6	45,3	37,4	50,3	37,0	34,5	41,4	38,8	18,0	22,6	26,5	23,4	33,1
Σητεία	53,0	51,4	88,3	59,2	29,5	50,5	100,6	78,5	56,7	45,9	29,0	60,7	59,1
Σκιάθος	49,5	46,9	45,7	19,2	15,4	16,3	17,5	15,0	16,9	28,3	32,5	37,7	28,4
Σκύρος	279,9	248,2	164,3	66,7	43,5	43,3	61,5	78,2	97,6	163,8	93,0	162,7	125,2
Σούδα	55,3	62,0	55,8	52,2	38,8	43,1	35,2	27,6	23,9	27,6	36,2	52,8	42,7
Σύρος	134,9	115,0	98,1	99,7	43,4	53,3	83,9	119,7	78,3	95,5	97,9	85,9	97,6
Τρίκαλα	48,4	55,9	48,0	49,6	56,4	73,5	85,2	72,4	47,7	40,0	33,6	52,1	55,7
Χίος	60,2	55,7	45,5	26,4	19,3	27,0	39,1	40,8	34,9	42,4	37,4	63,6	41,0

Πίνακας Α13. Συντεταγμένες της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας Enercon-E82, ονομαστικής ισχύος 2 MW.

Ταχύτητα ανέμου (m/sec)	Ισχύς (KW)	Συντελεστής Ισχύος
1	0	0,00
2	3	0,12
3	25	0,29
4	82	0,4
5	174	0,43
6	321	0,46
7	532	0,48
8	815	0,49
9	1180	0,5
10	1580	0,49
11	1810	0,42
12	1980	0,35
13	2050	0,29
14	2050	0,23
15	2050	0,19
16	2050	0,15
17	2050	0,13
18	2050	0,11
19	2050	0,09
20	2050	0,08
21	2050	0,07
22	2050	0,06
23	2050	0,05
24	2050	0,05
25	2050	0,04



Εικόνα Α2. Καμπύλη ισχύος και συντελεστής ισχύος, της ανεμογεννήτριας Enercon E82.

E-82 E2 / 2,000 kW

Technical Data Images

Rated power:	2,000 kW
Rotor diameter:	82 m
Hub height:	78 m / 85 m / 98 m / 108 m / 138 m
Wind zone (DIBt):	WZ III
Wind class (IEC):	IEC/NVN IIA
Turbine concept:	Gearless, variable speed, single blade adjustment
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	5,281 m ²
Blade material:	GRP (epoxy resin); integrated lightning protection
Rotational speed:	variable, 6 - 17.5 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system, one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply
Drive train with generator	
Main bearing:	Double-row tapered / cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive annular generator
Grid feeding:	ENERCON inverter
Brake systems:	3 independent pitch control systems with emergency power supply, rotor brake, rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28 - 34 m/s (with ENERCON storm control)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Technical Data Images



E-82



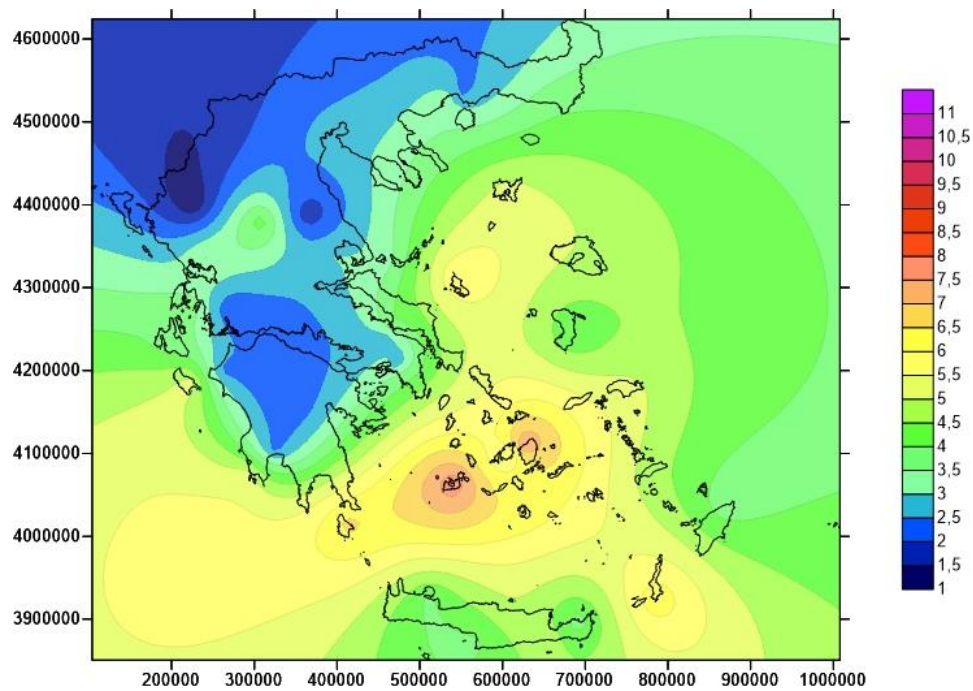
Εικόνα Α3. Τεχνικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας Enercon E82 (Πηγή: www.enercon.de)

Πίνακας Α14. Μέση μηνιαία αιολική παραγωγή πάρκου ονομαστικής ισχύος 30 MW για την πενταετία 2009-2013 και σχετικό σφάλμα μεταξύ πραγματικής τιμής και εκτιμήσεων. Με την ένδειξη RPR συμβολίζεται η πραγματική παραγωγή του πάρκου, ενώ με Pobs και Pweib, συμβολίζεται η εκτίμηση της πραγματικής παραγωγής, μέσω του δείγματος παρατηρήσεων του μετεωρολογικού σταθμού της Κεφαλονιάς και των θεωρητικών κατανομών Weibull, αντίστοιχα.

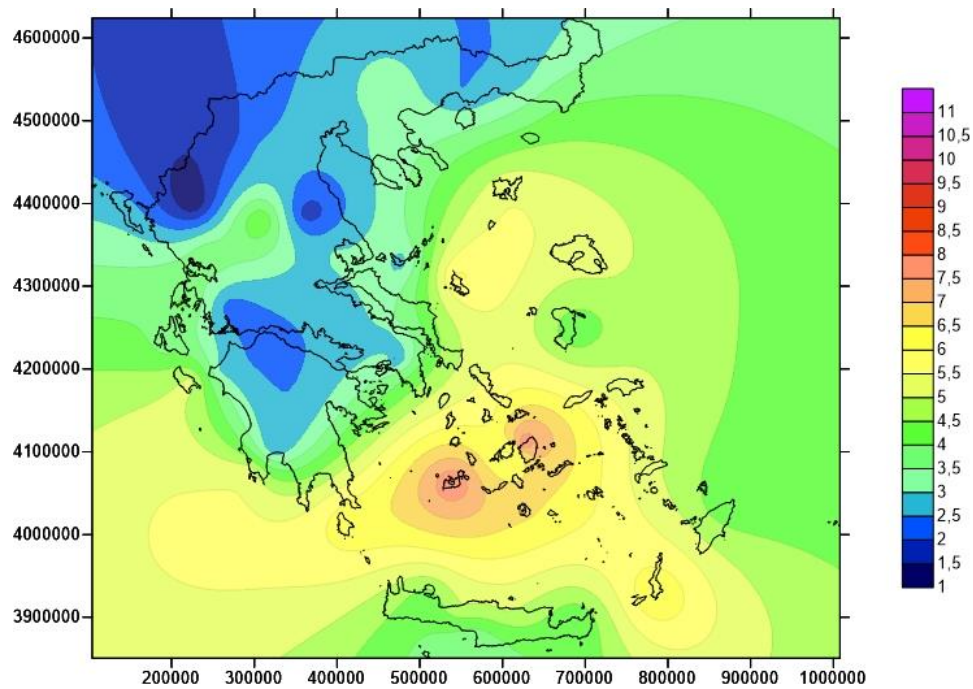
	Μέση παραγωγή πενταετίας (GWh)			Σχετικό σφάλμα (%)		
	RPR	Pobs	Pweib	RPR-Pobs	RPR-Pweib	Pweib-Pobs
ΙΑΝ	7,740	6,630	6,634	14,3%	16,7%	0,1%
ΦΕΒ	6,515	5,565	5,698	14,6%	14,3%	2,3%
ΜΑΡ	6,131	5,645	5,762	7,9%	6,4%	2,0%
ΑΠΡ	5,334	4,836	5,055	9,3%	5,5%	4,3%
ΜΑΪ	4,098	4,128	4,169	-0,7%	-1,7%	1,0%
ΙΟΥΝ	3,668	3,911	3,907	-6,6%	-6,1%	-0,1%
ΙΟΥΛ	5,342	5,532	5,555	-3,6%	-3,8%	0,4%
ΑΥΓ	5,464	4,844	5,043	11,4%	8,4%	3,9%
ΣΕΠ	3,352	3,612	3,875	-7,8%	-13,5%	6,8%
ΟΚΤ	4,595	4,036	4,455	12,2%	3,1%	9,4%
ΝΟΕ	6,063	5,642	5,687	6,9%	6,6%	0,8%
ΔΕΚ	7,285	6,465	6,432	11,3%	13,3%	-0,5%

Παράρτημα Β

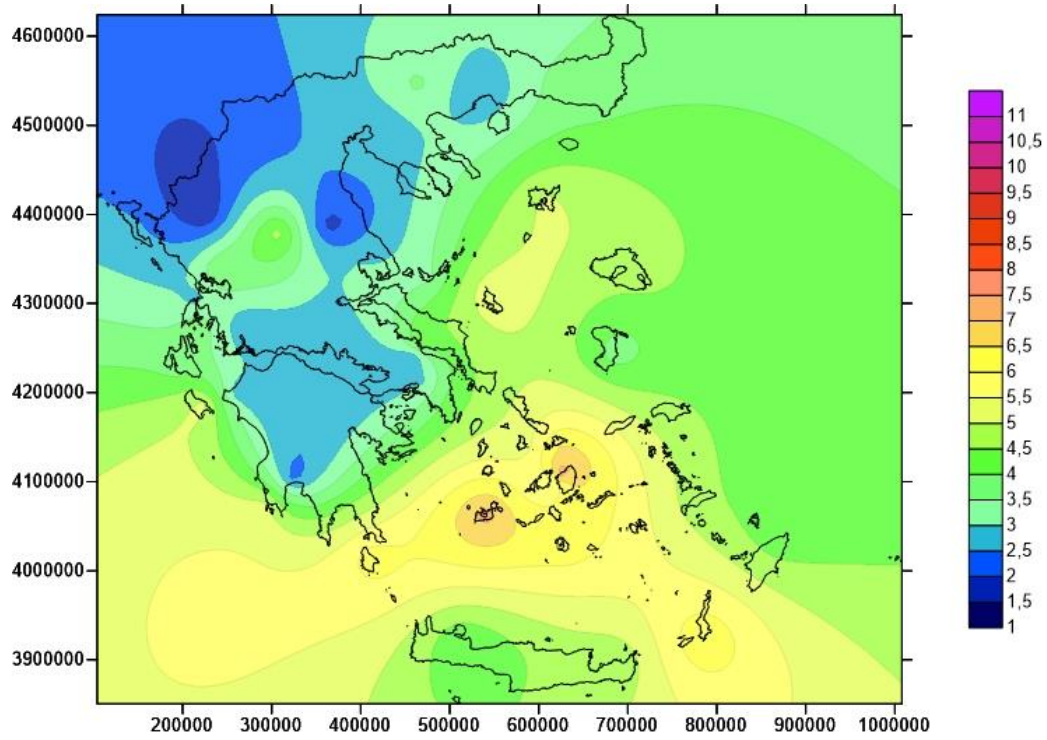
B1. Αποτύπωση της μηνιαίας διακύμανσης της μέσης τιμής της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου, στους 56 σταθμούς ανάλυσης.



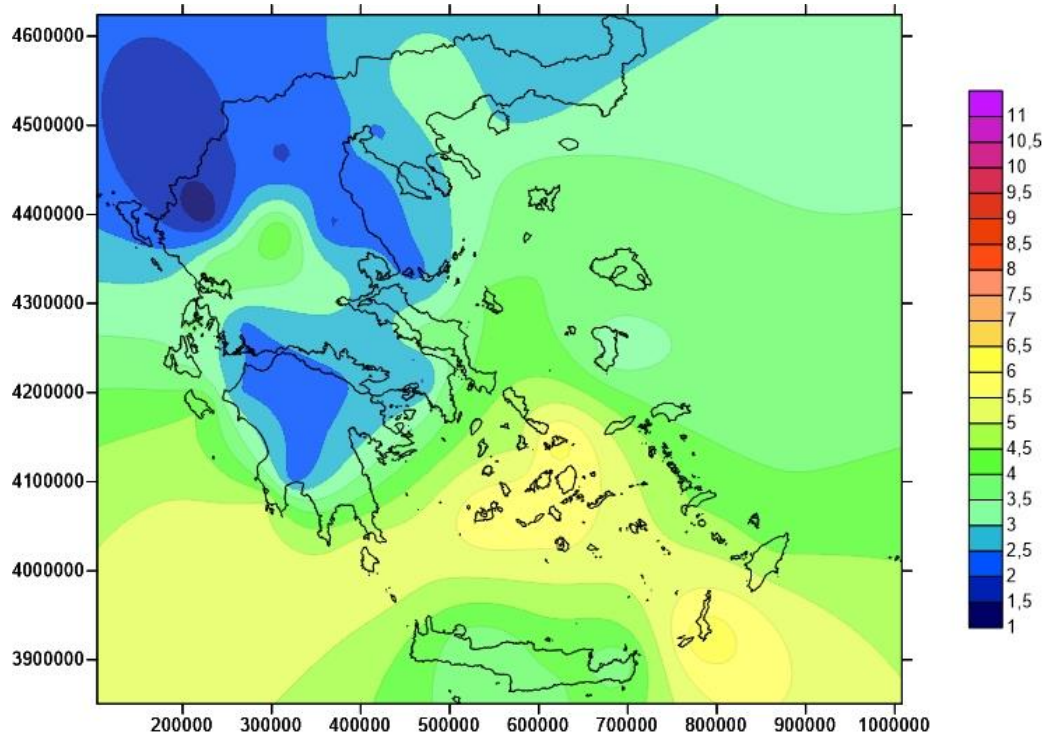
Εικόνα Β1. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Ιανουάριο.



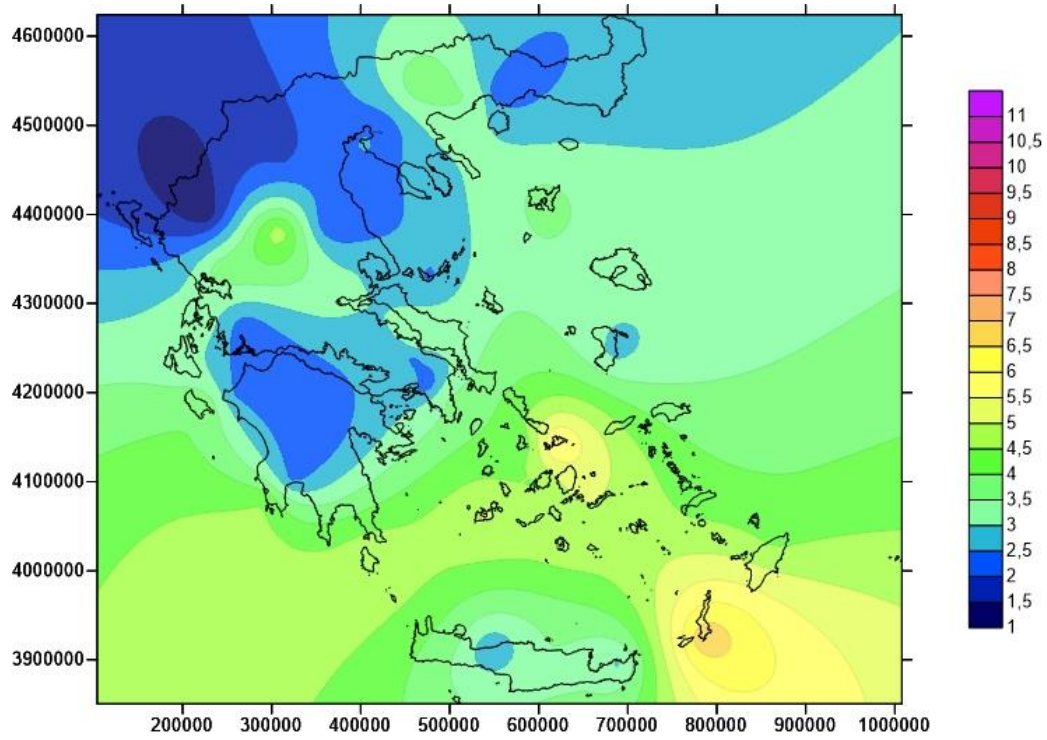
Εικόνα Β2. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Φεβρουάριο.



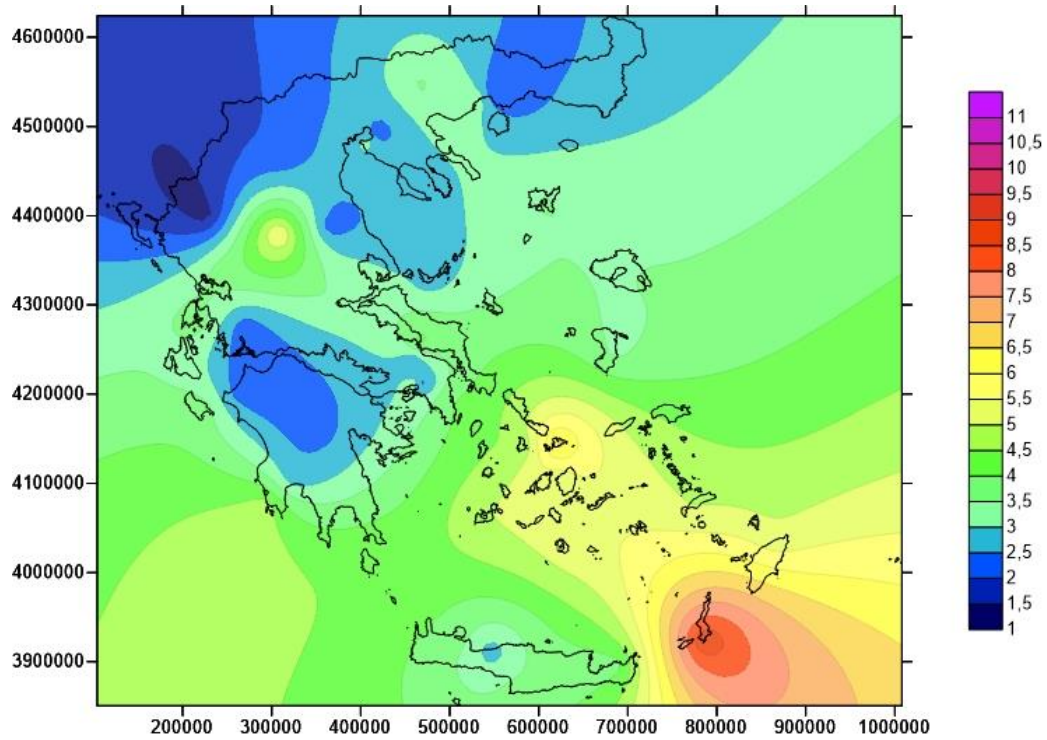
Εικόνα Β3. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Μάρτιο.



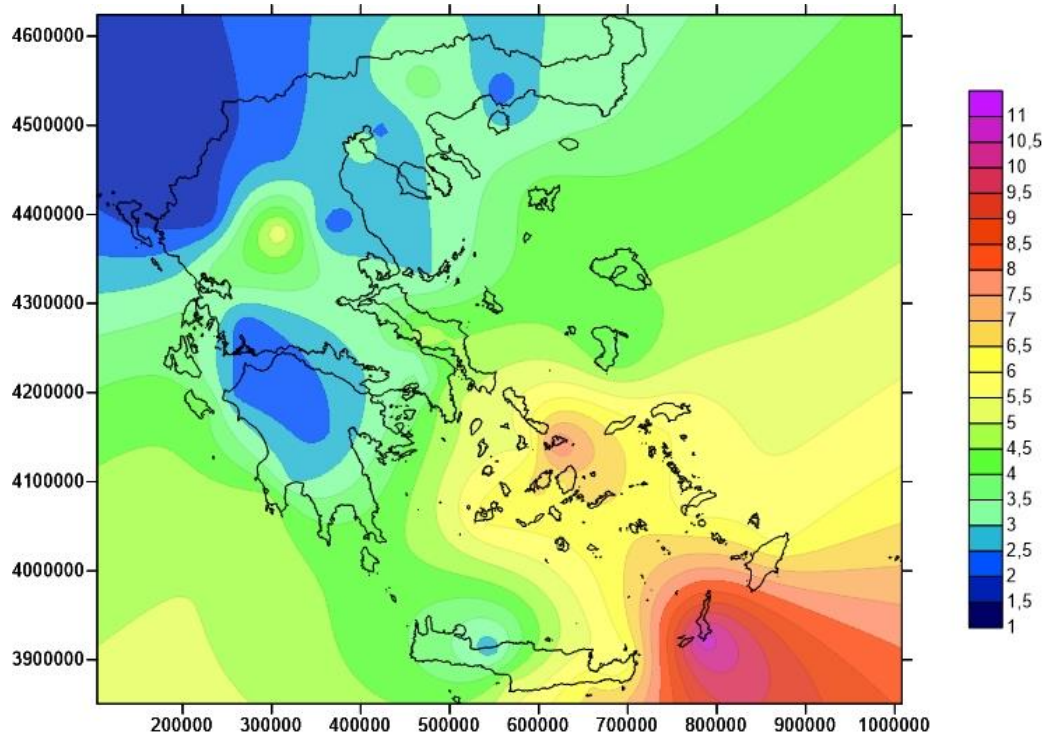
Εικόνα Β4. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Απρίλιο.



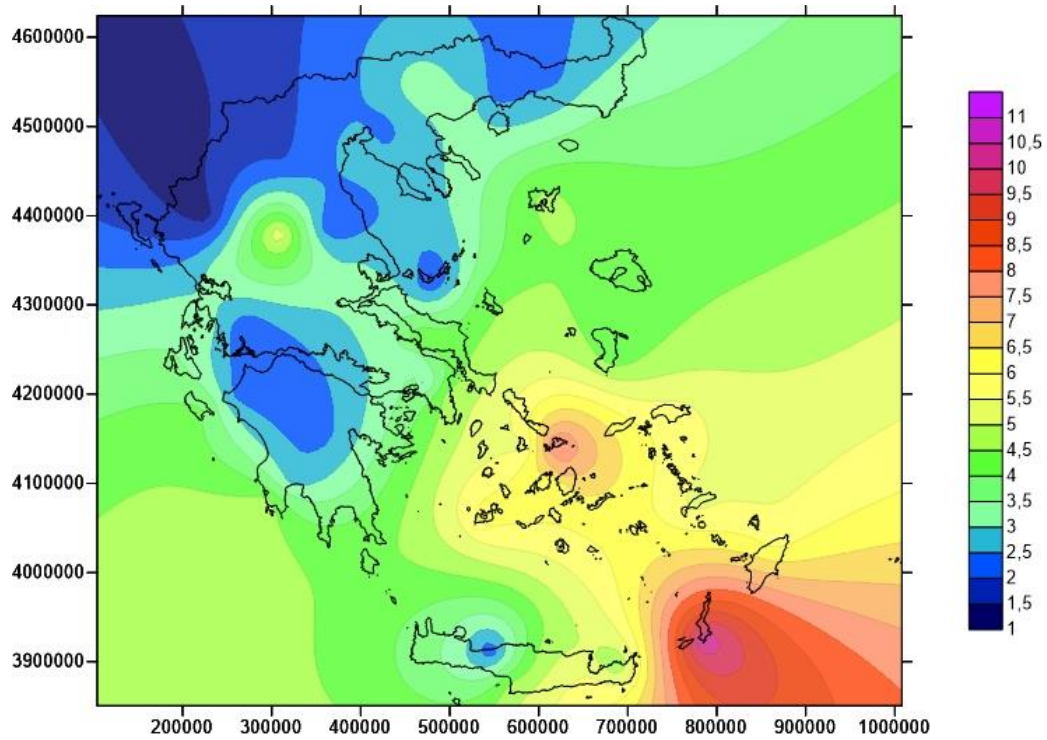
Εικόνα Β5. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Μάιο.



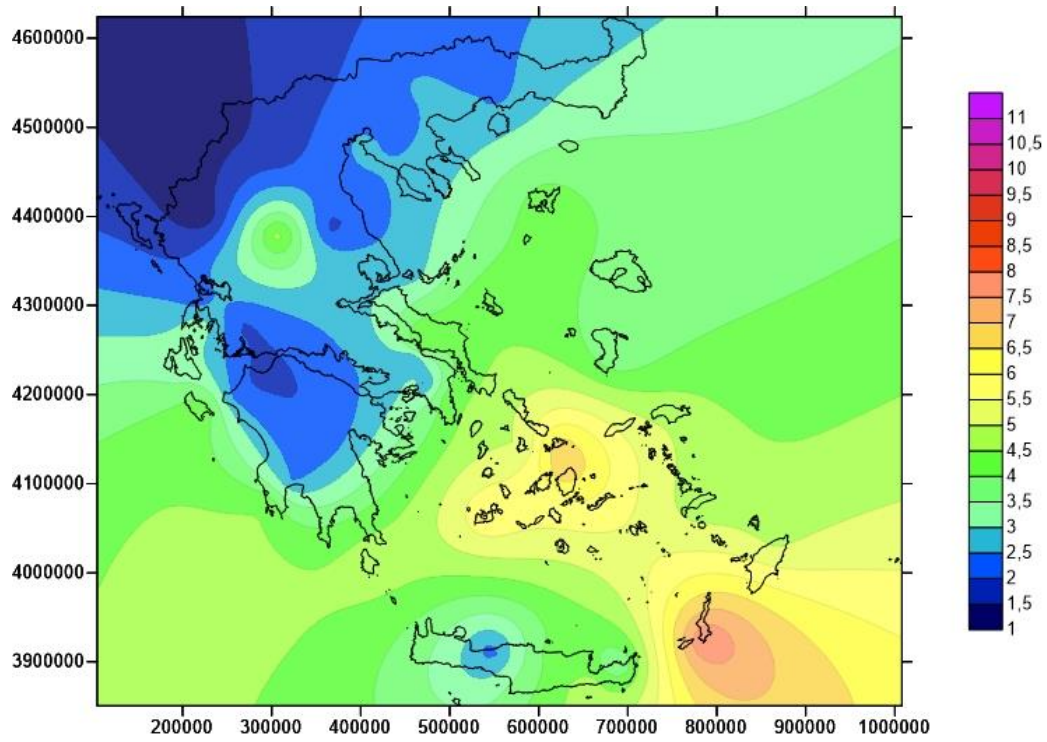
Εικόνα Β6. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Ιούνιο.



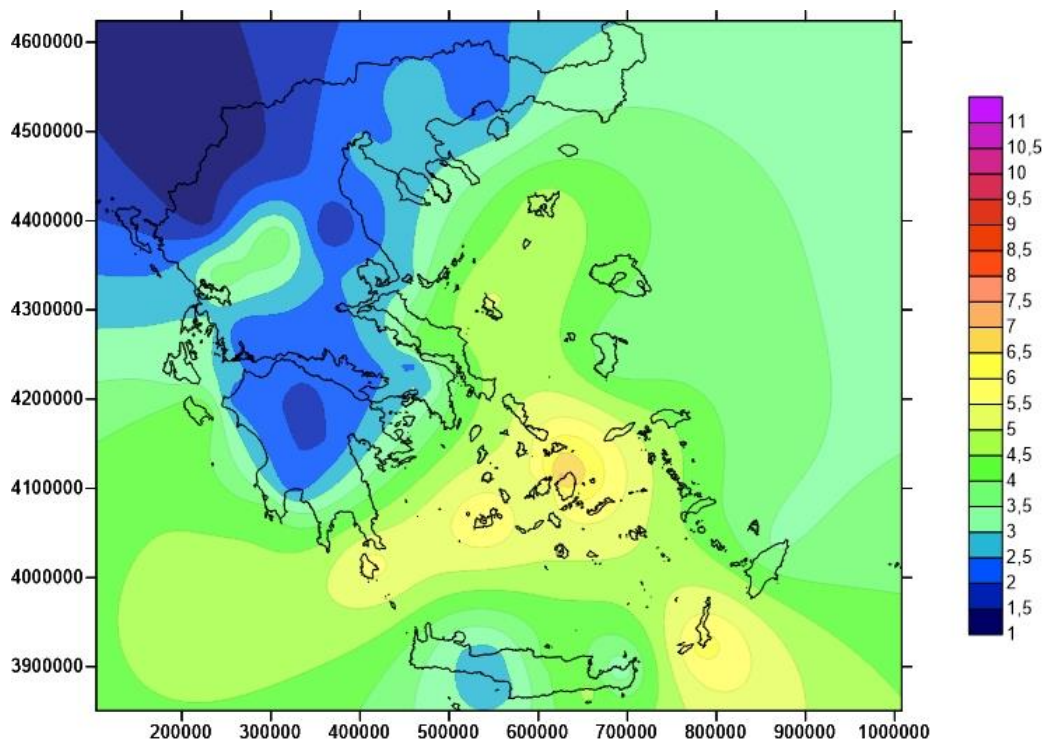
Εικόνα Β7. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Ιούλιο.



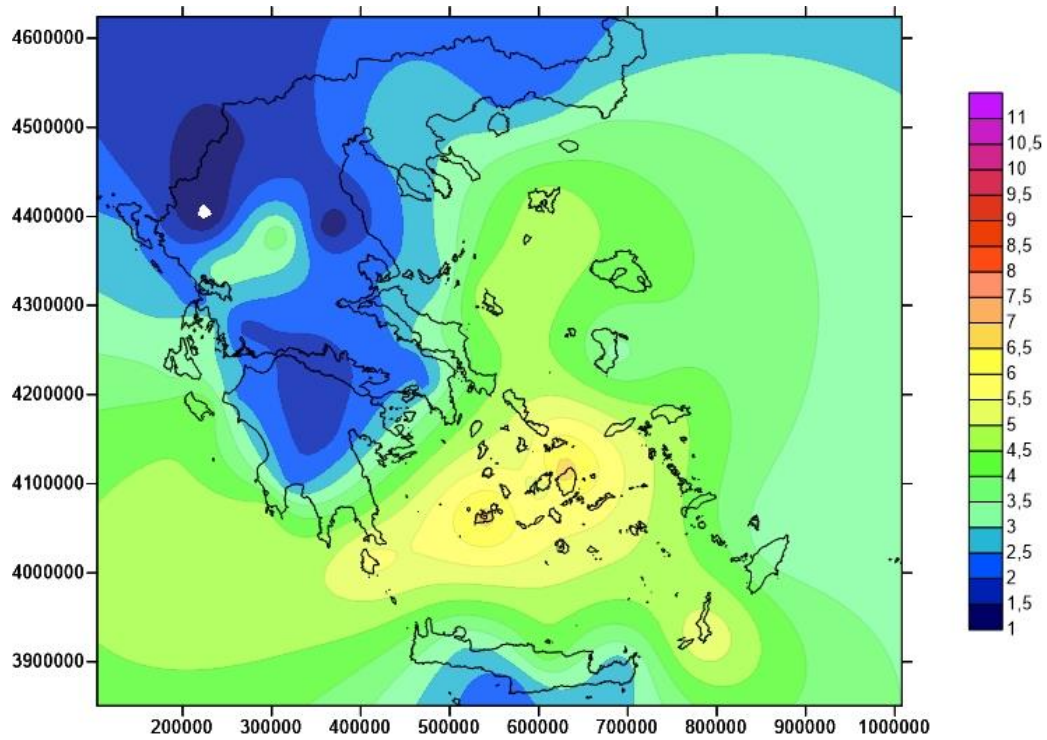
Εικόνα Β8. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Αύγουστο.



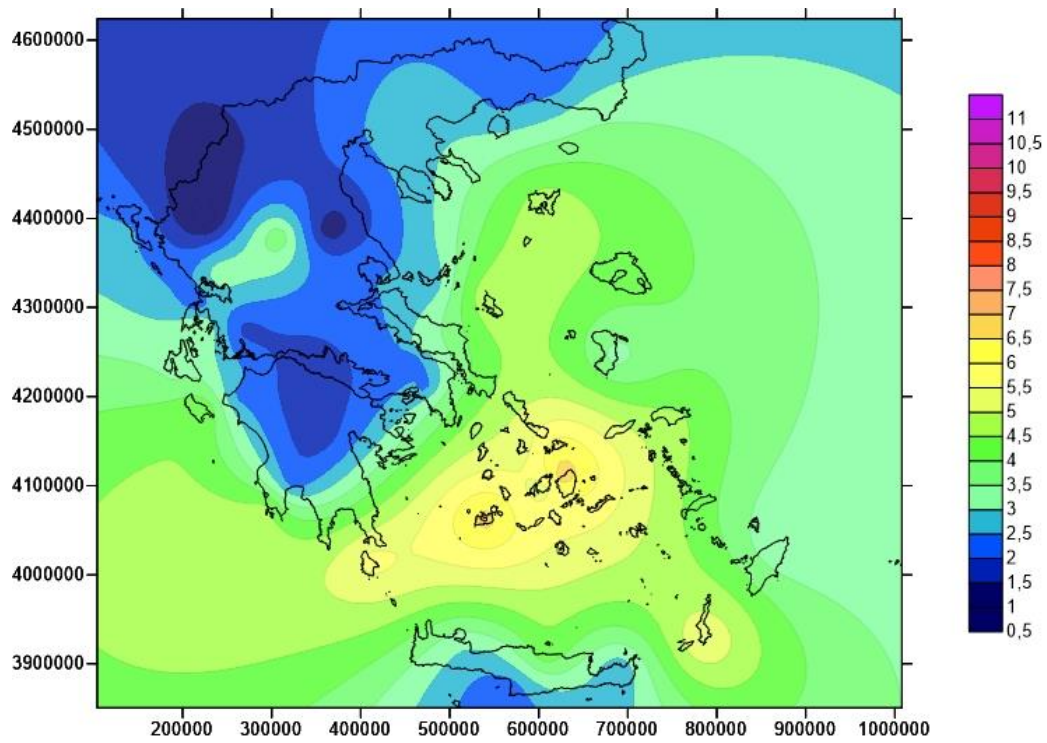
Εικόνα Β9. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Σεπτέμβριο.



Εικόνα Β10. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Οκτώβριο.

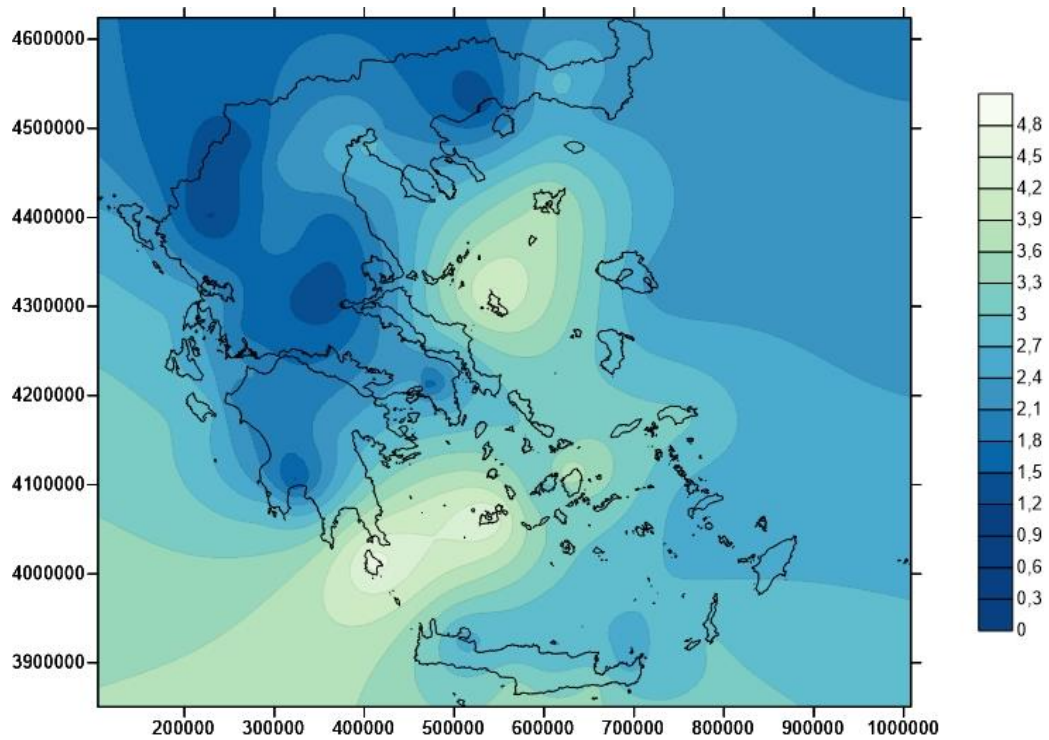


Εικόνα Β11. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Νοέμβριο.

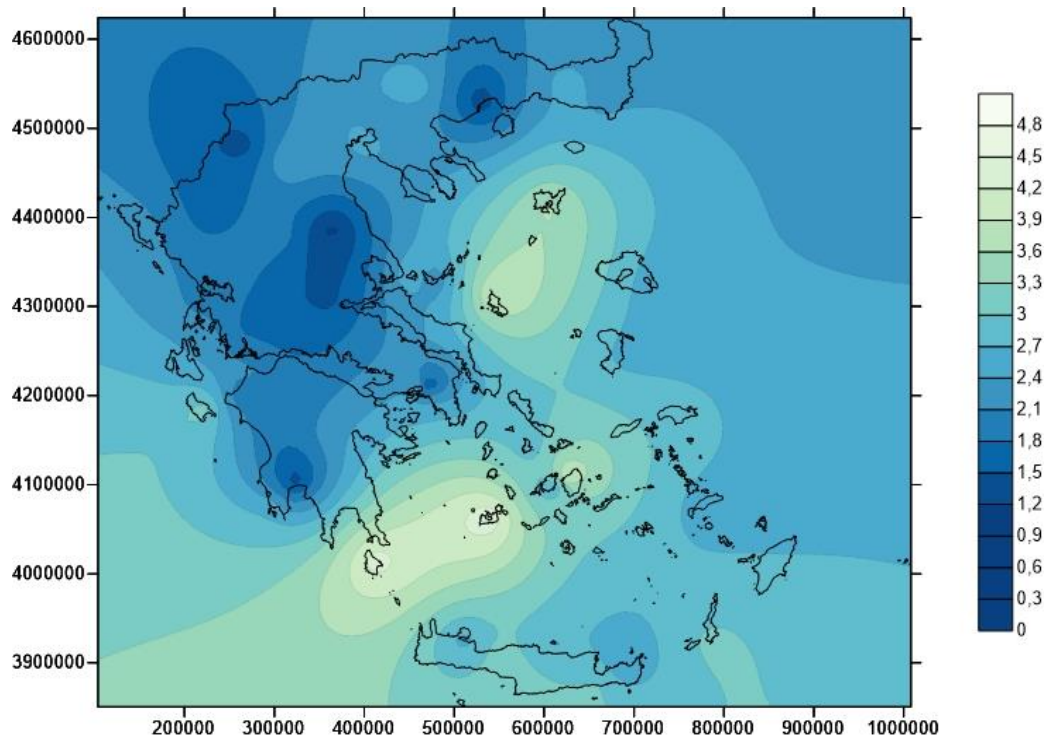


Εικόνα Β12. Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου (m/s), για τον Δεκέμβριο.

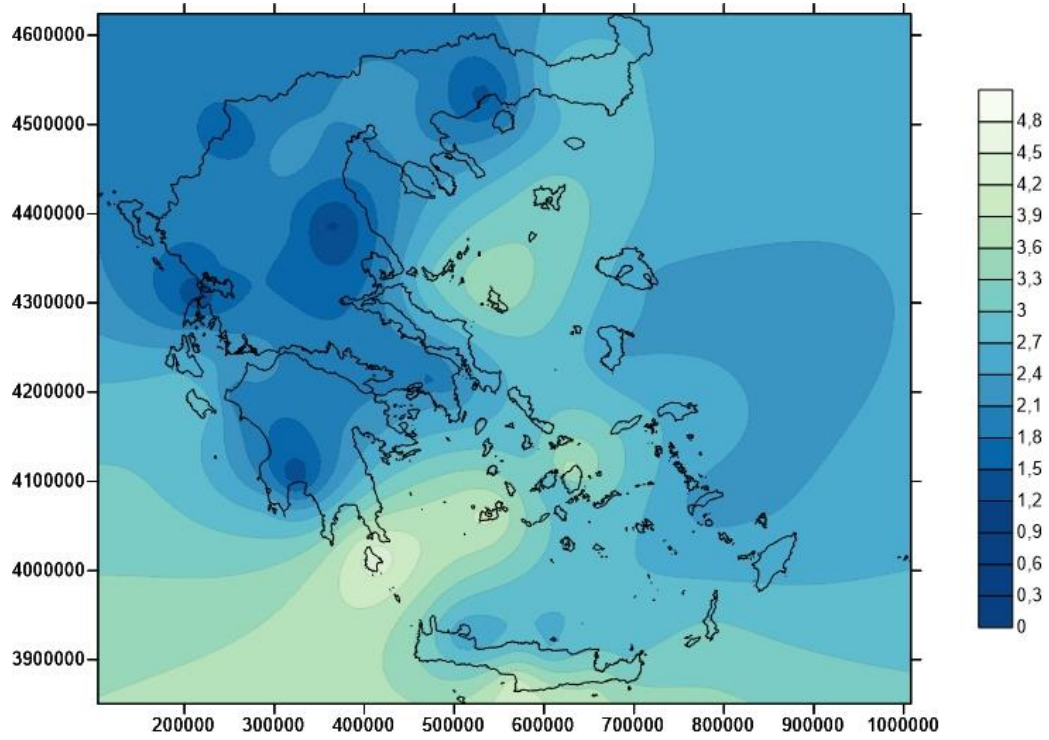
B2. Αποτύπωση της μηνιαίας διακύμανσης της τυπικής απόκλισης, της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου, στους 56 σταθμούς ανάλυσης.



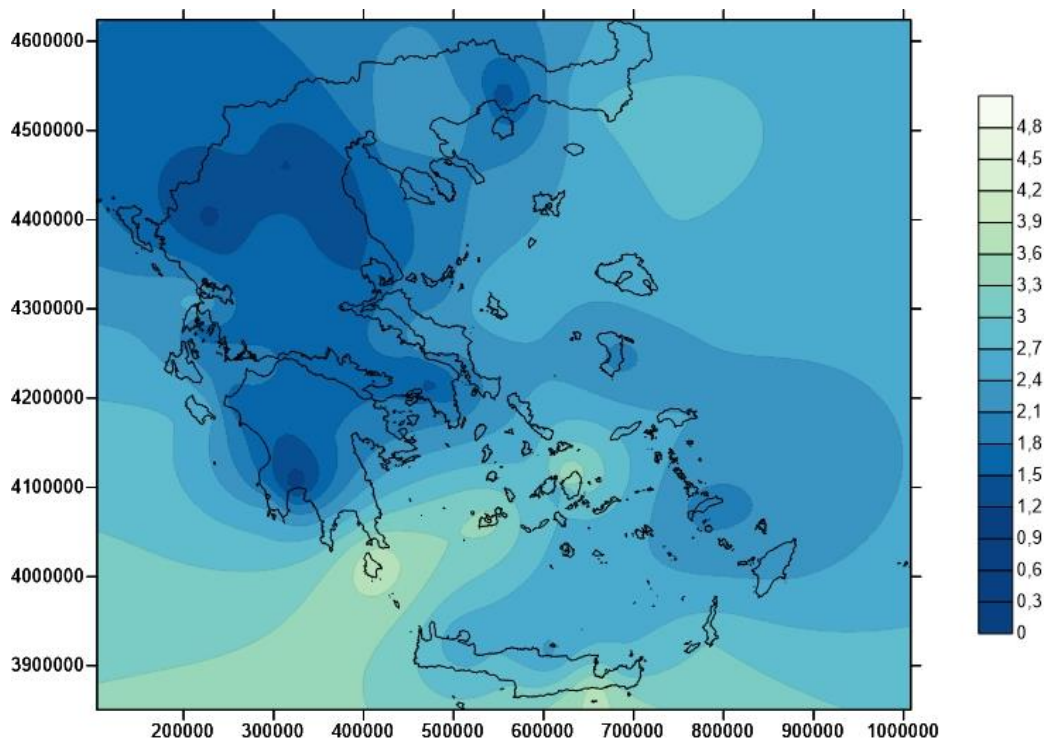
Εικόνα Β13. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Ιανουάριο.



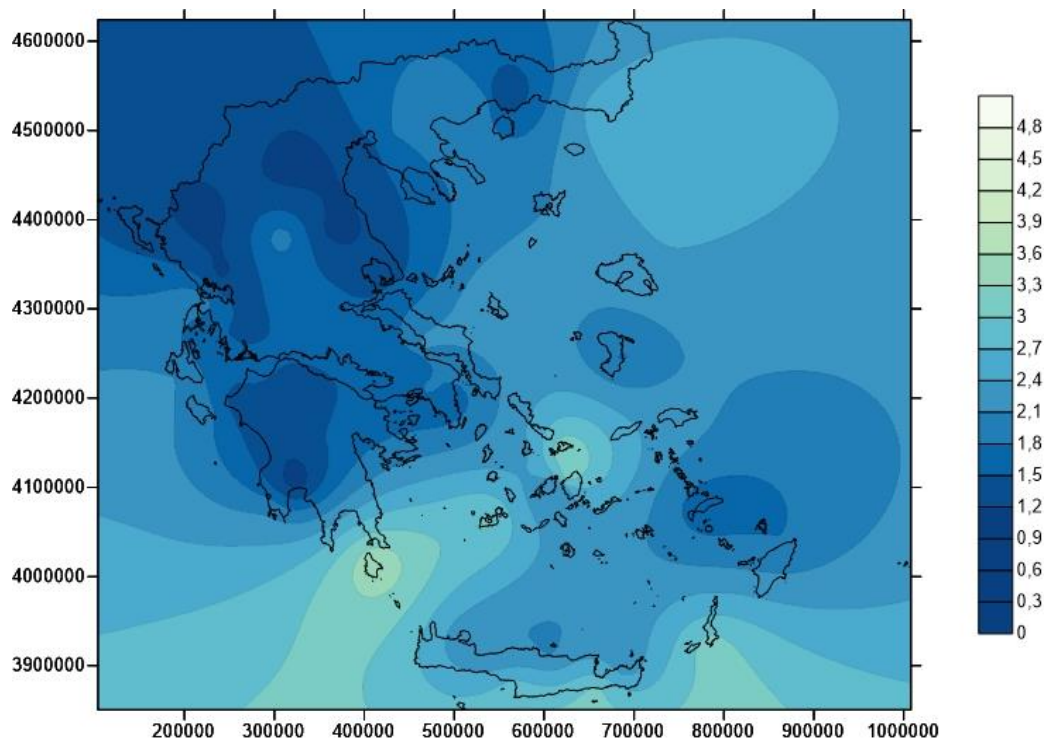
Εικόνα Β14. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Φεβρουάριο.



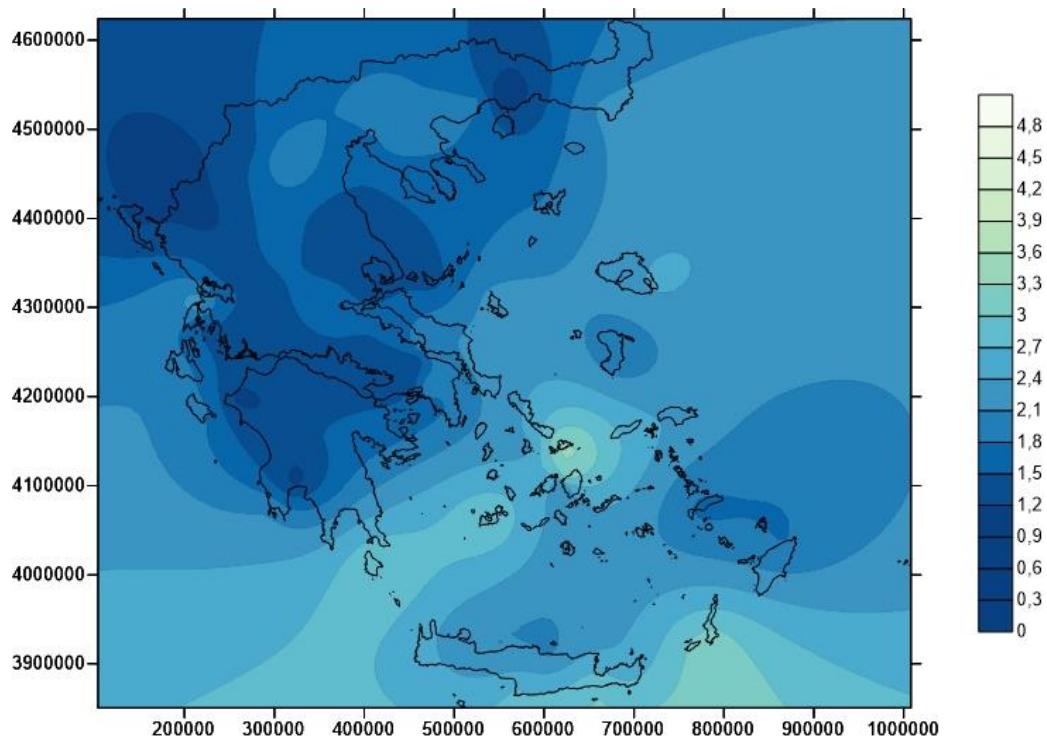
Εικόνα Β15. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Μάρτιο.



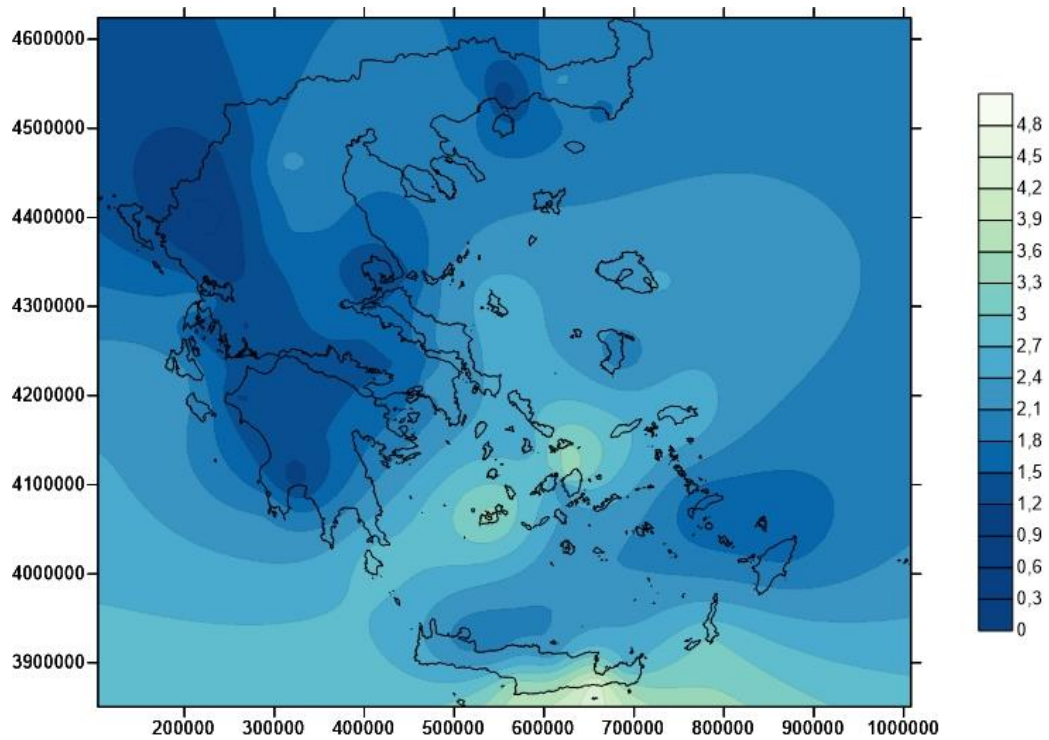
Εικόνα Β16. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Απρίλιο.



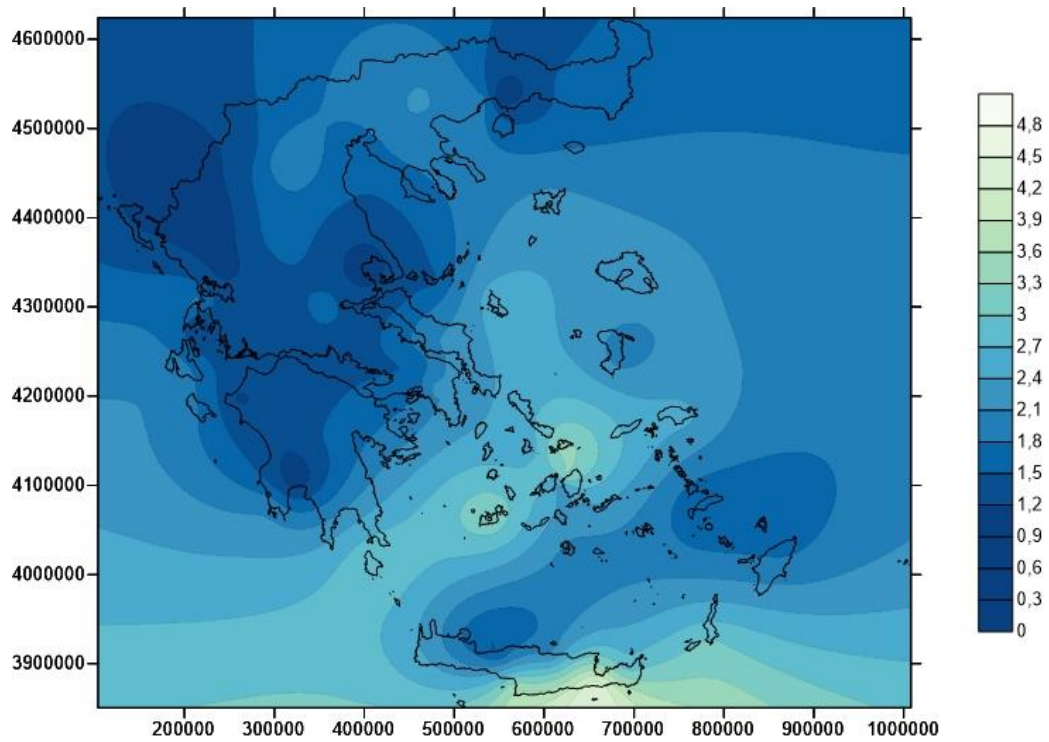
Εικόνα Β17. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Μάιο.



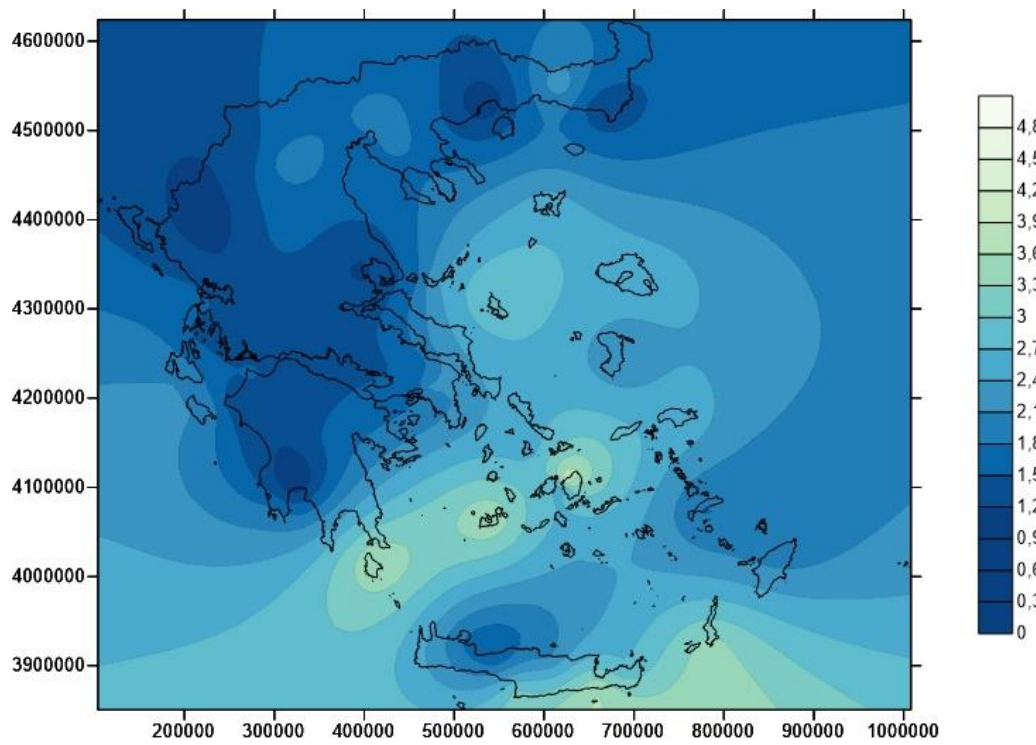
Εικόνα Β18. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Ιούνιο.



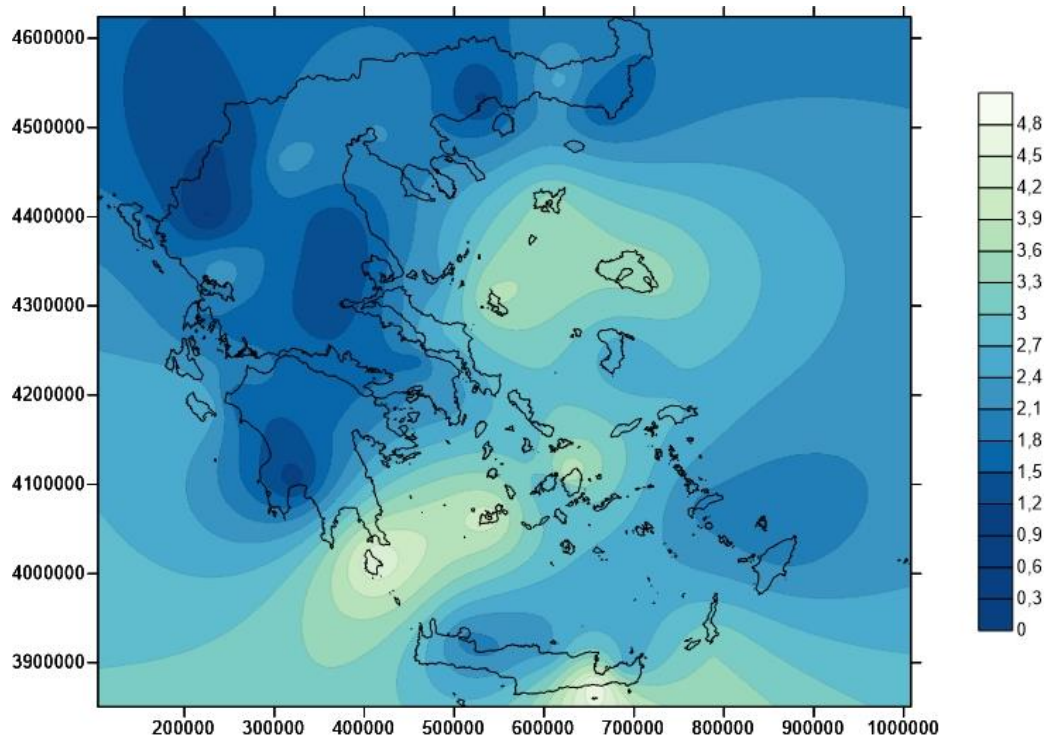
Εικόνα Β19. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Ιούλιο.



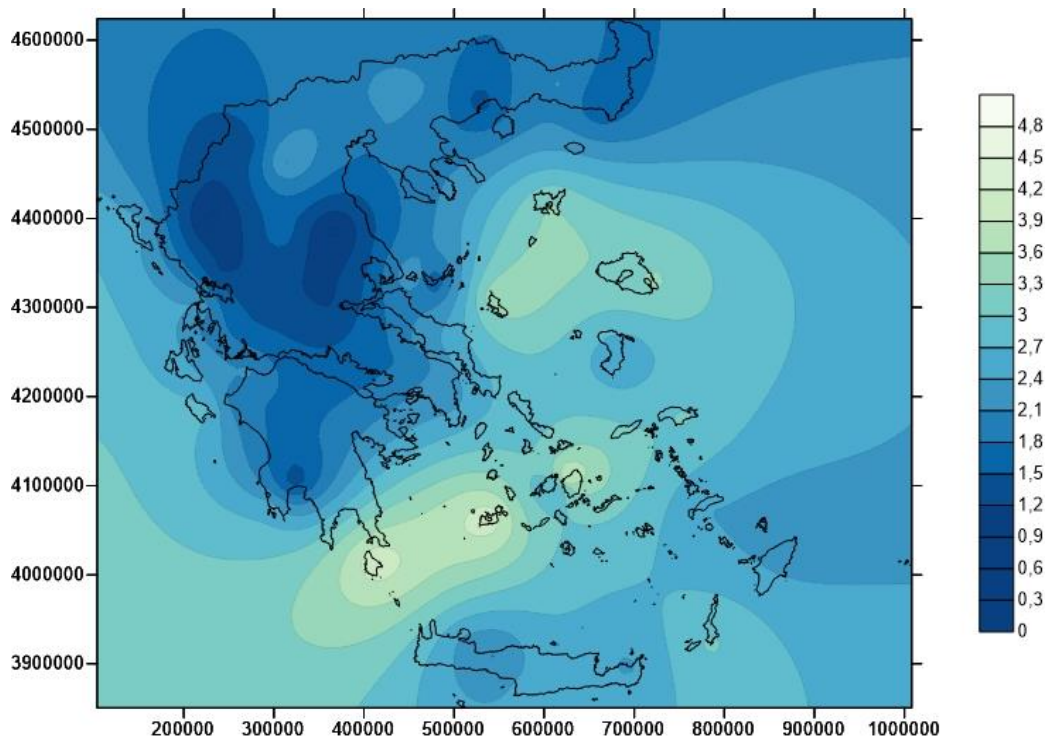
Εικόνα Β20. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Αύγουστο.



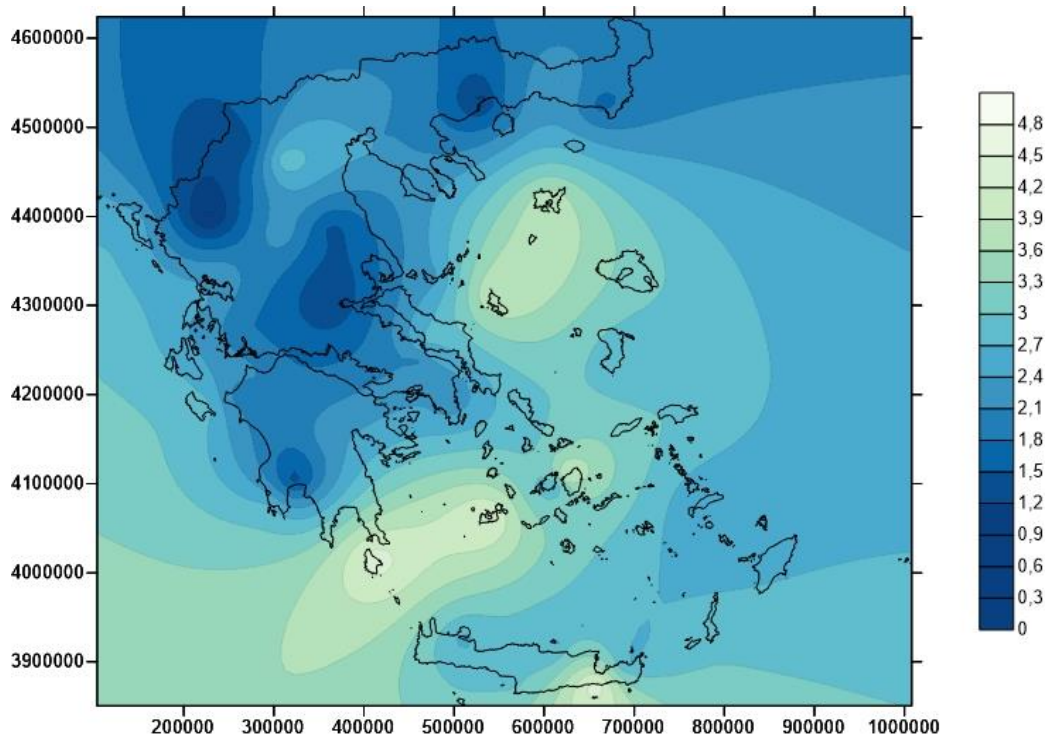
Εικόνα Β21. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Σεπτέμβριο.



Εικόνα Β22. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Οκτώβριο.

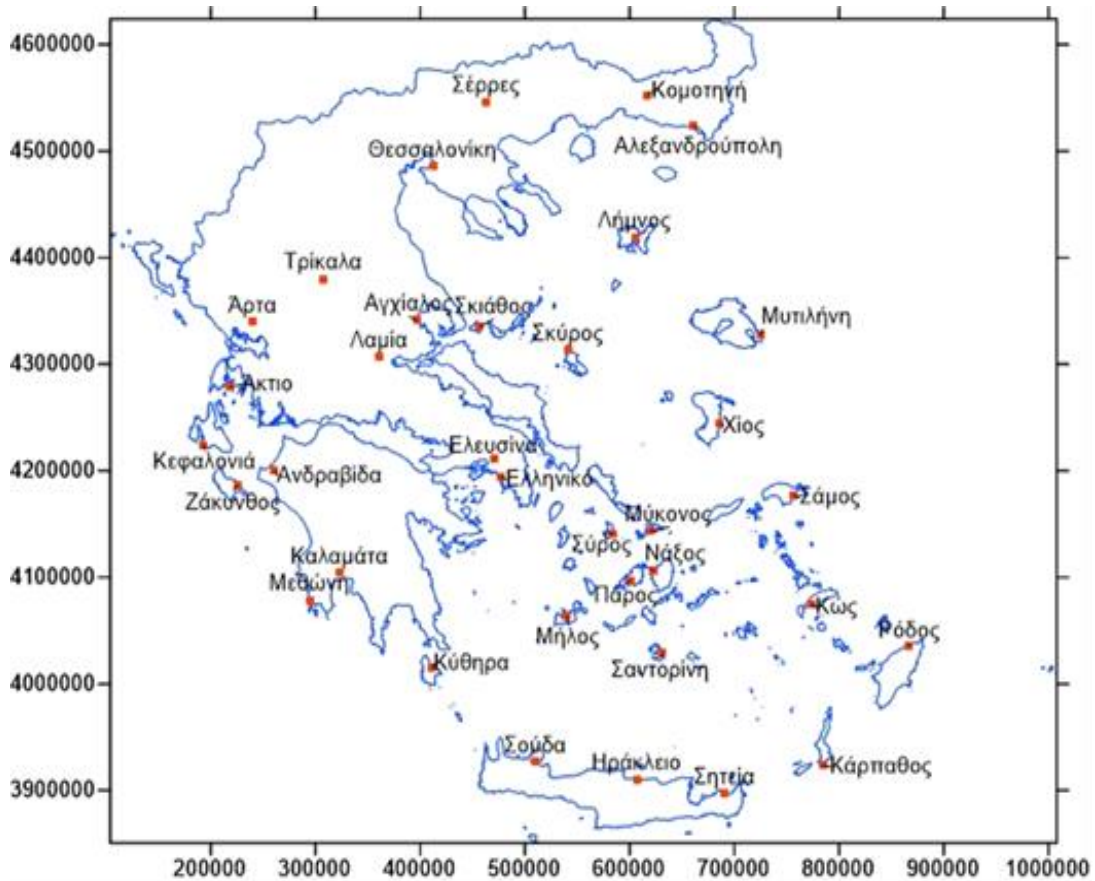


Εικόνα Β23. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Νοέμβριο.

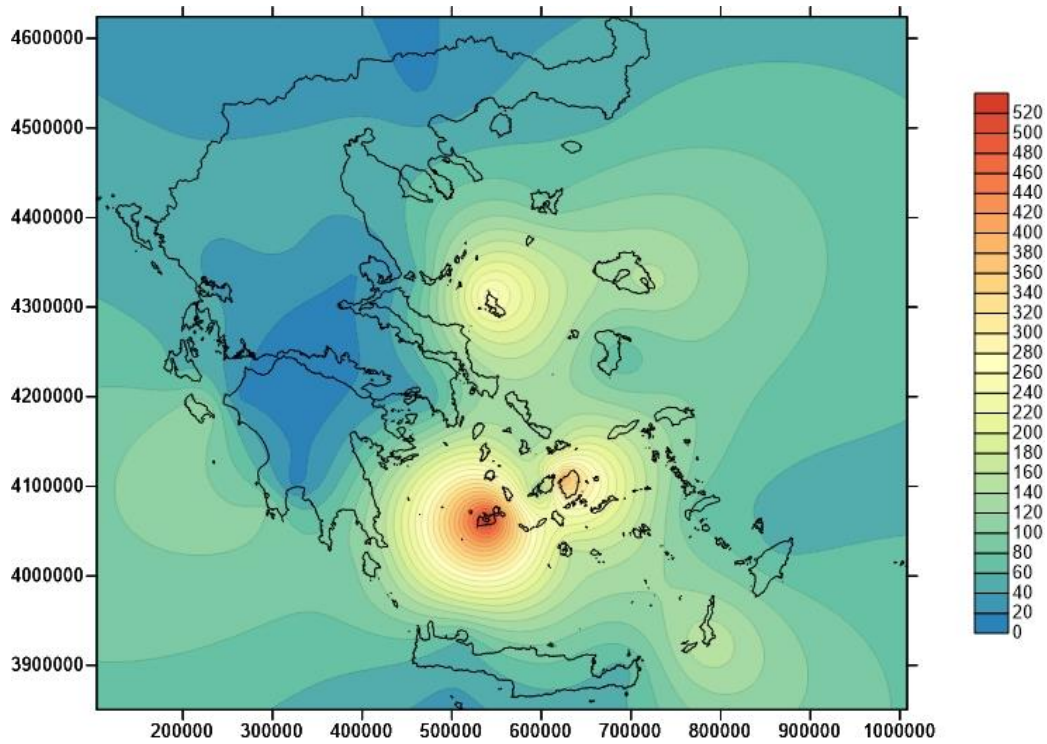


Εικόνα Β24. Τυπική απόκλιση της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου (m/s), για τον Δεκέμβριο.

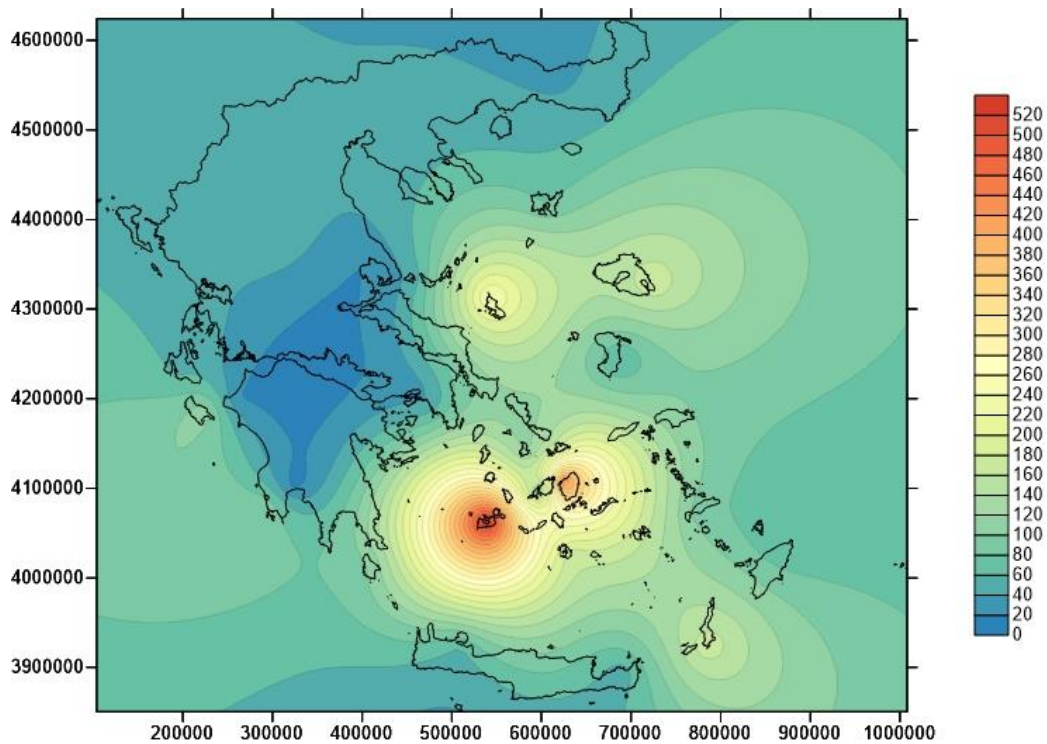
B3. Αποτύπωση της μηνιαίας διακύμανσης της θεωρητικά μέγιστης αιολικής ισχύος, υπολογισμένης από τις ημερήσιες χρονοσειρές των 35 σταθμών ανάλυσης. Για την εκτίμηση έχει ληφθεί υπόψιν το όριο Betz και υιοθετήθηκε, τυπική τιμή πυκνότητας ρεύματος αέρα στο ύψος κόμβου του ρότορα, $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$.



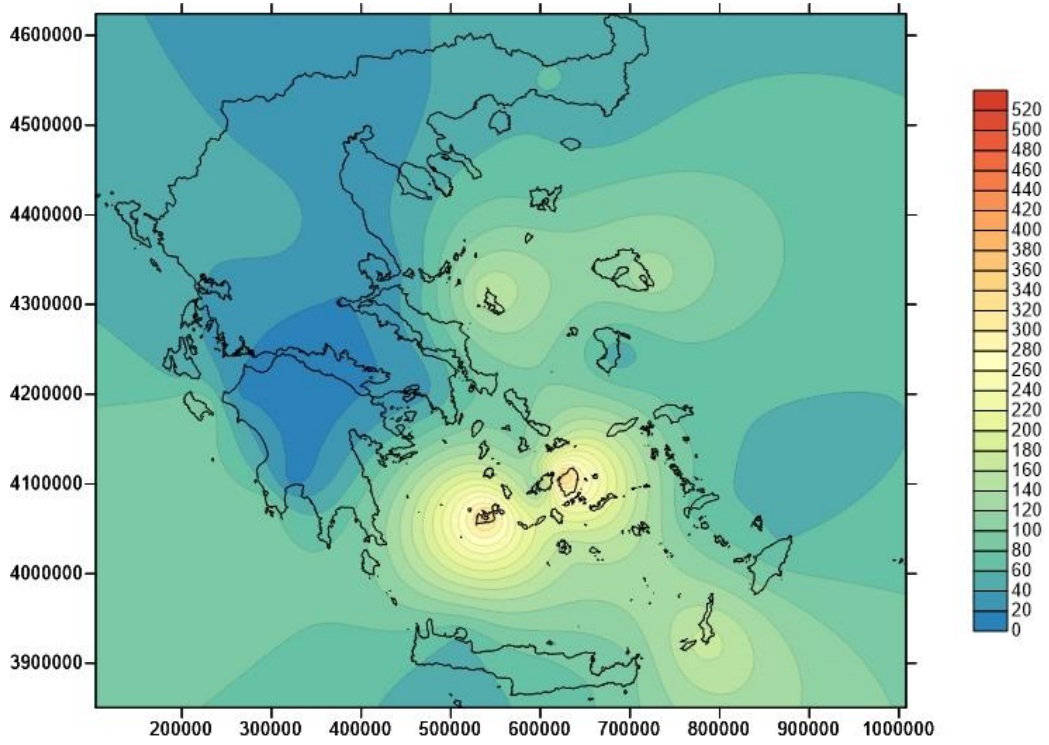
Εικόνα B25. Γεωγραφική διασπορά των 35 σταθμών, βάσει των δειγμάτων των οποίων, έχει εκτιμηθεί η θεωρητικά μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς (Συντεταγμένες ΕΓΣΑ'87).



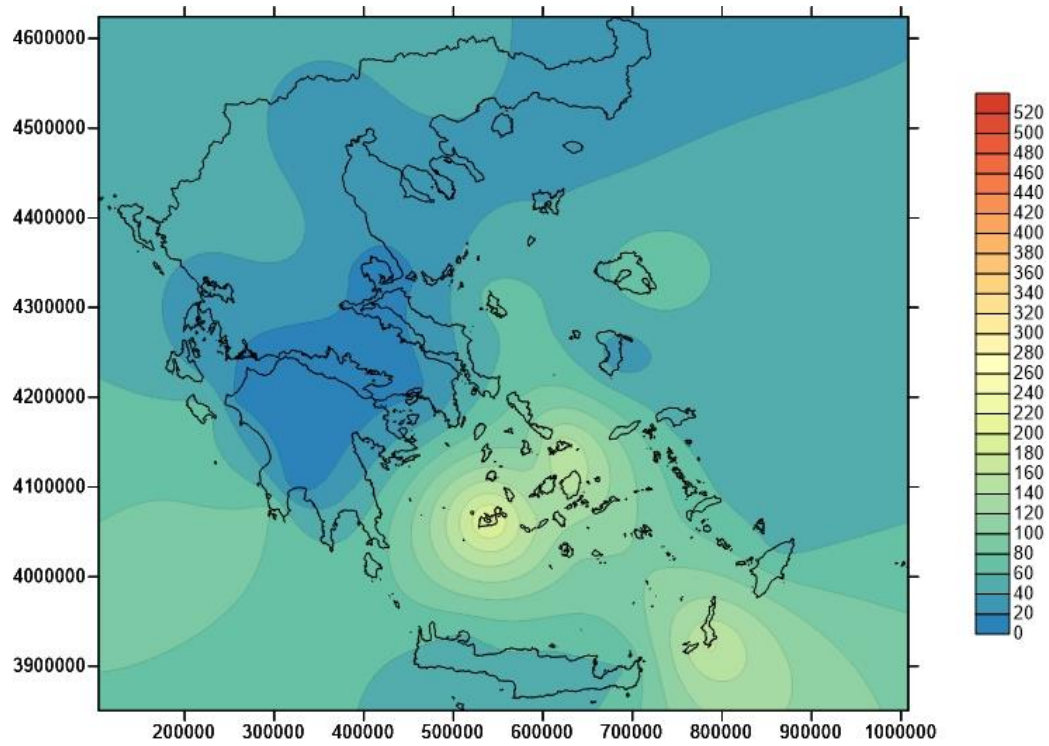
Εικόνα Β26. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Ιανουάριο.



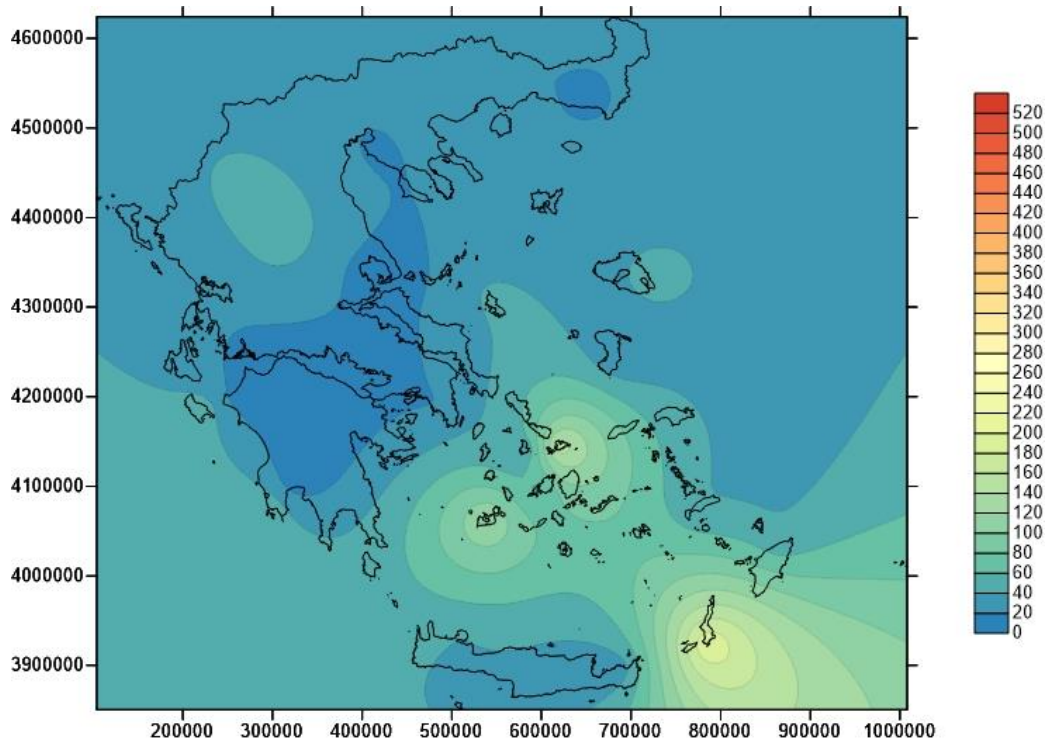
Εικόνα Β27. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Φεβρουάριο.



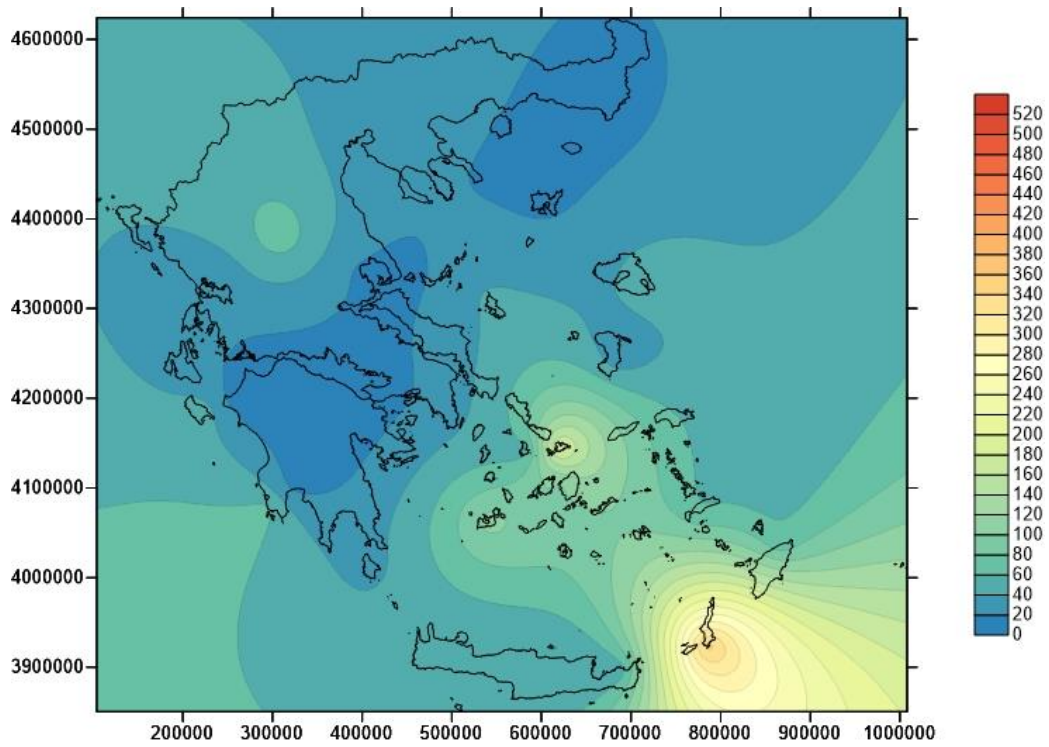
Εικόνα B28. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Μάρτιο.



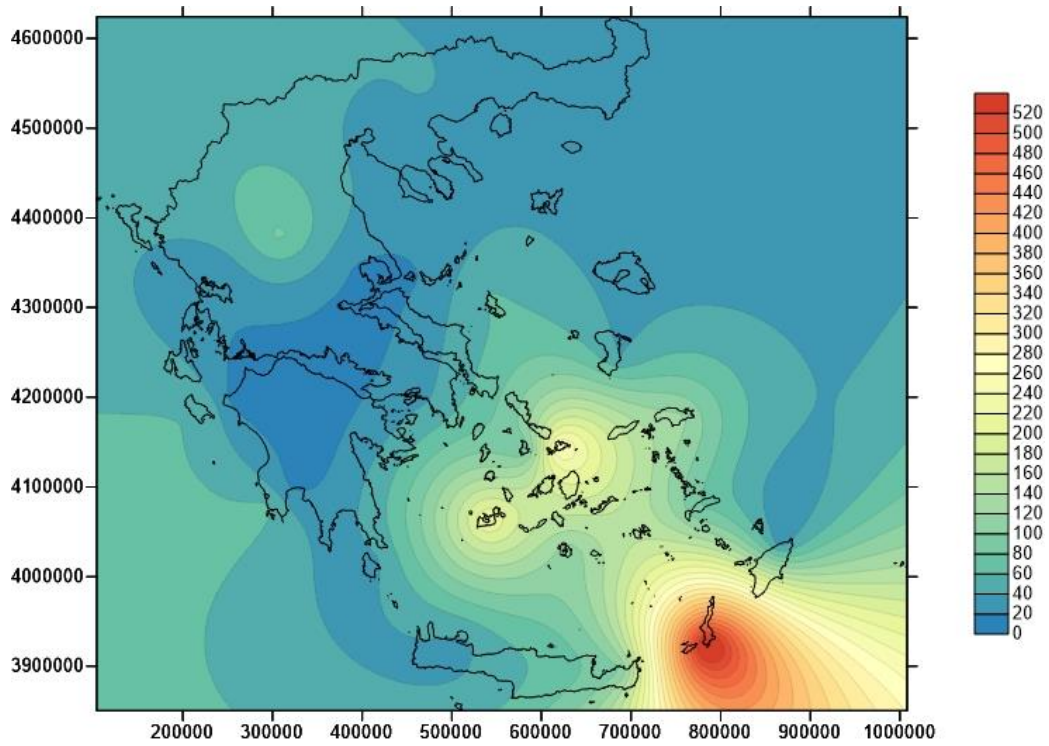
Εικόνα B29. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Απρίλιο.



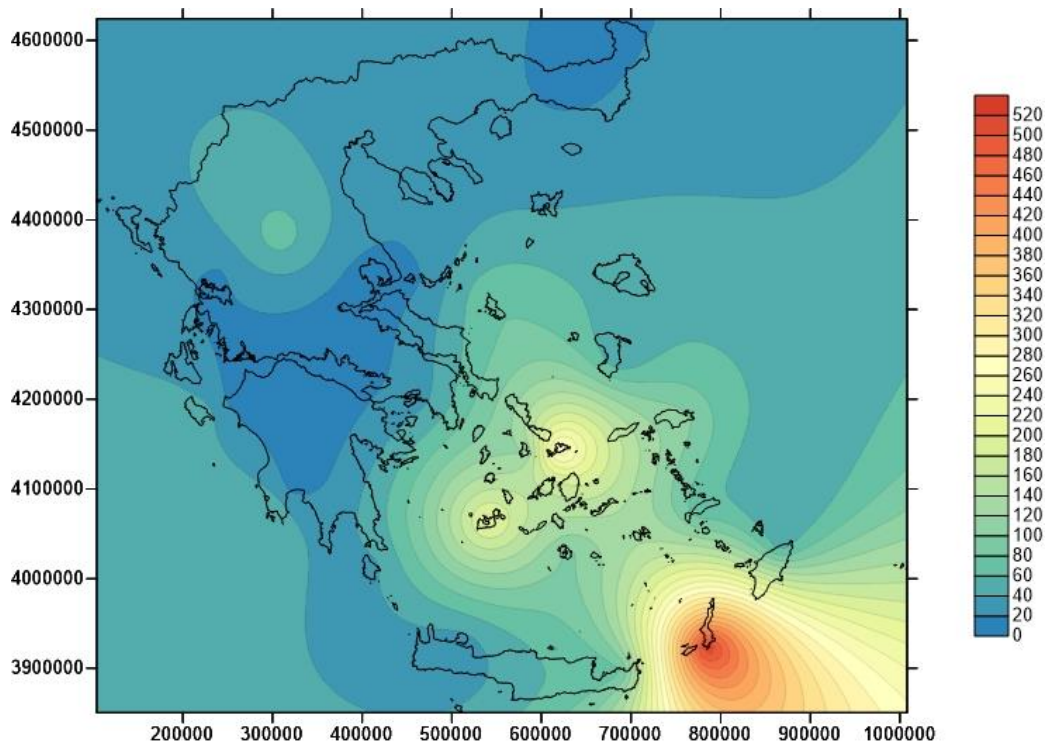
Εικόνα B30. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Μάιο.



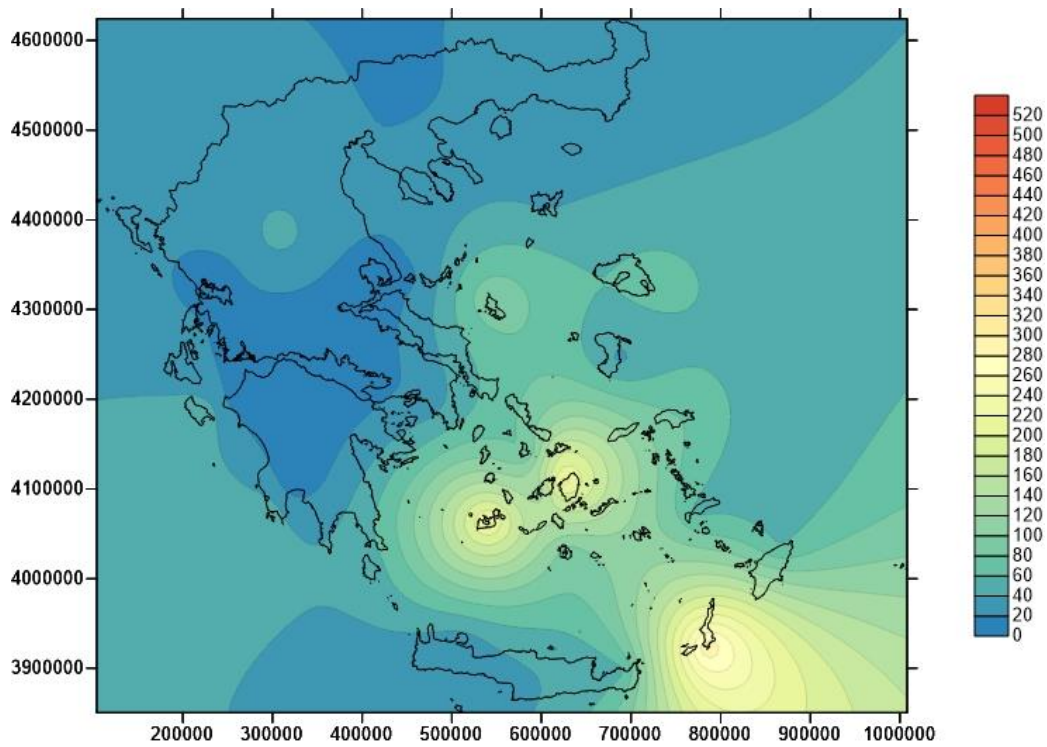
Εικόνα B31. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Ιούνιο.



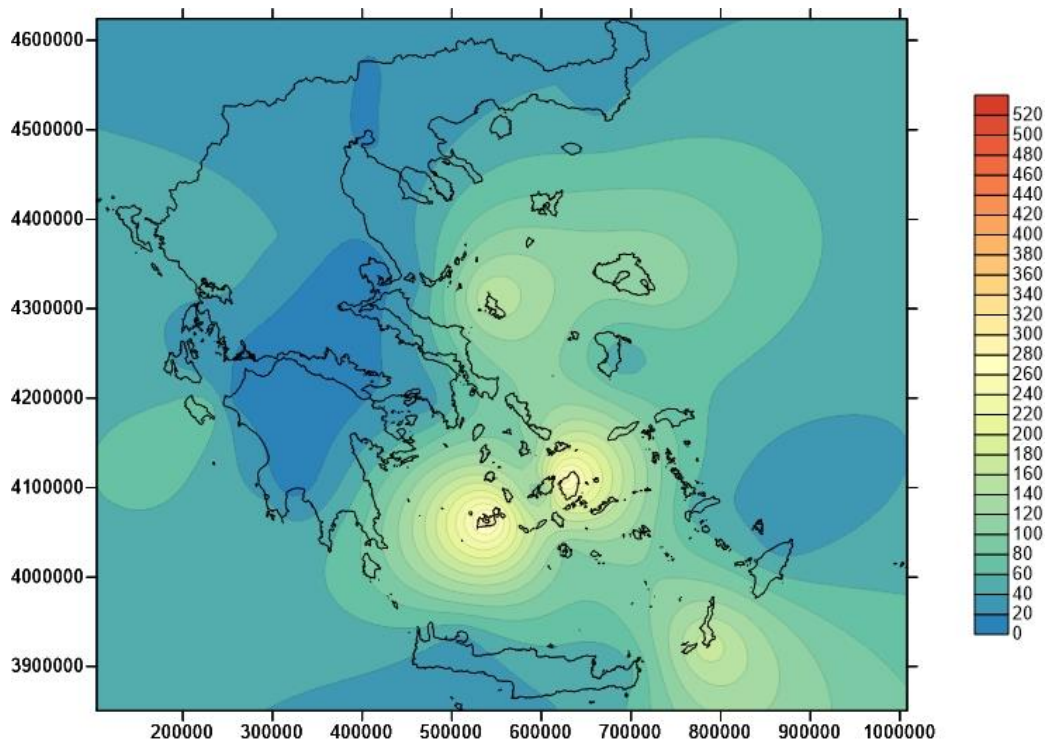
Εικόνα Β32. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Ιούλιο.



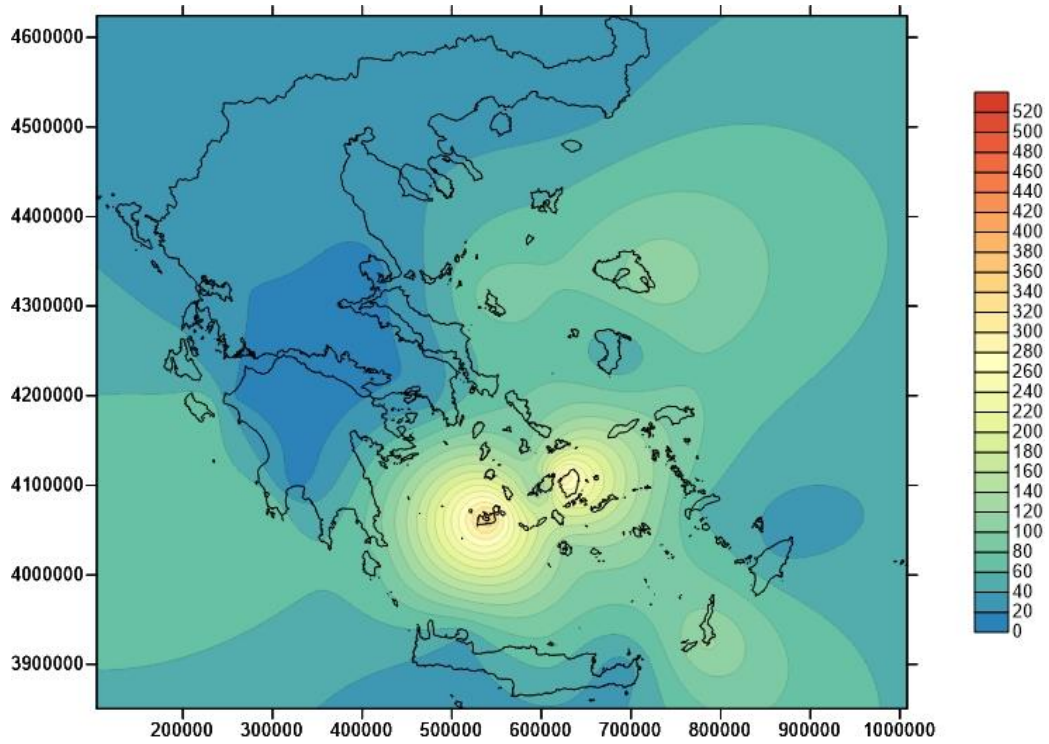
Εικόνα Β33. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Αύγουστο.



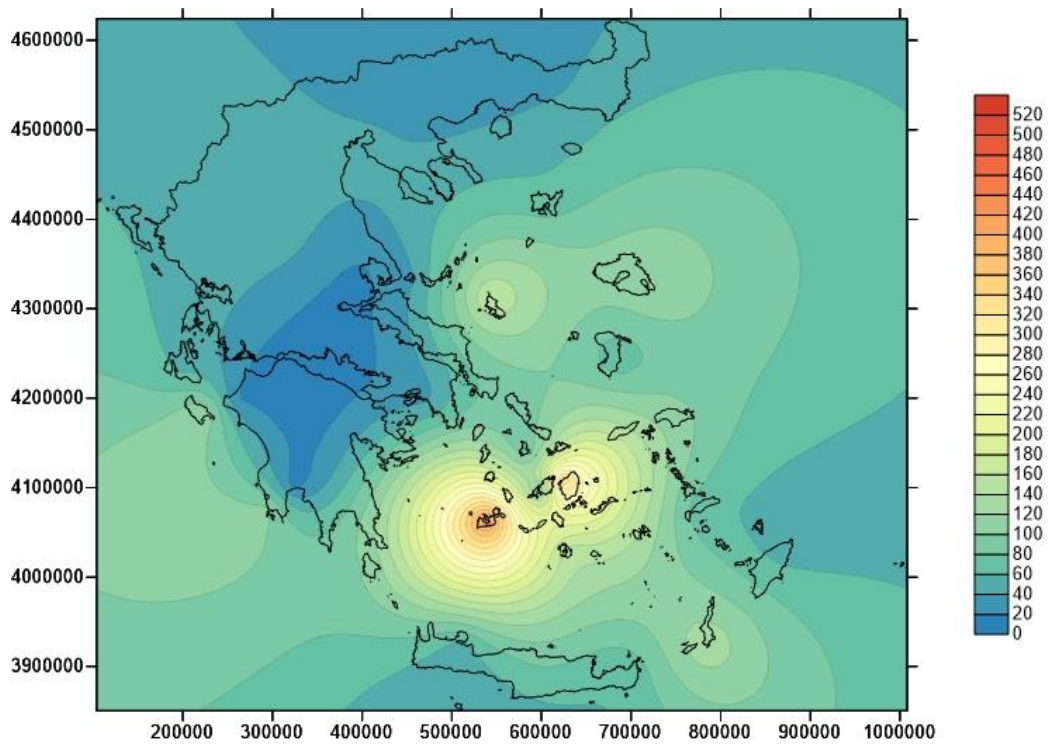
Εικόνα Β34. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Σεπτέμβριο.



Εικόνα Β35. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Οκτώβριο.

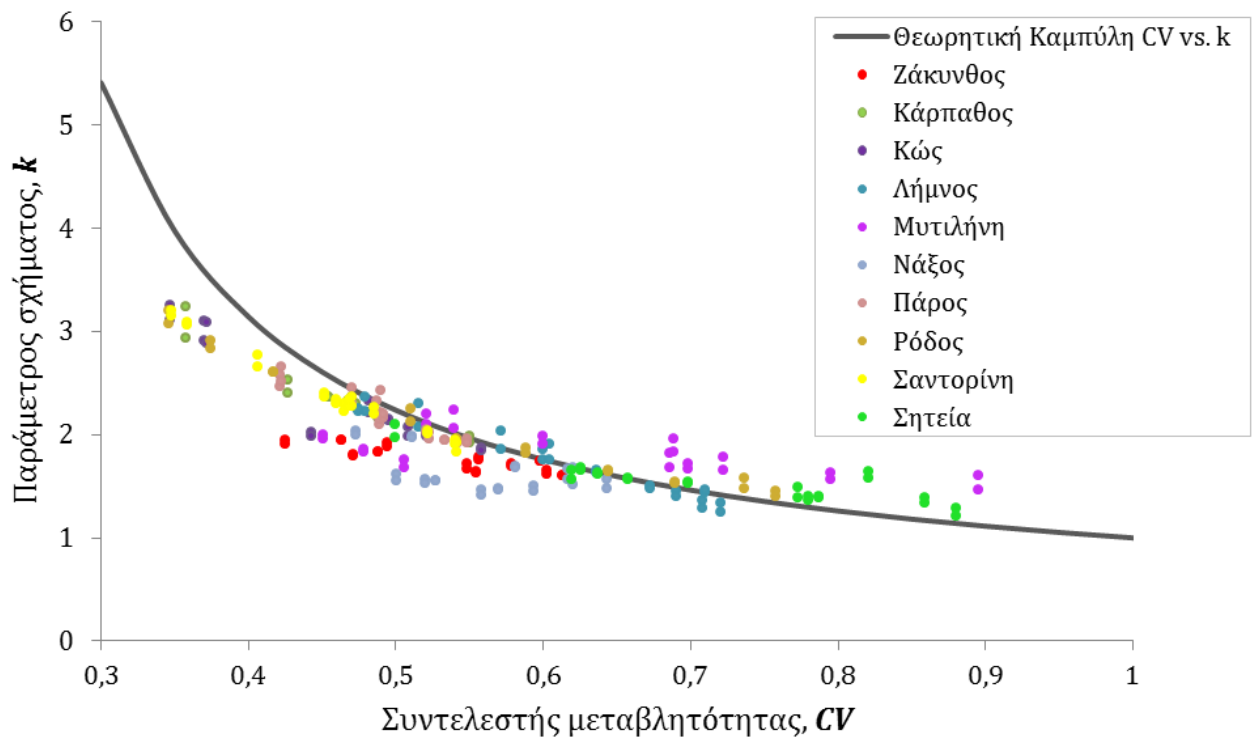


Εικόνα B36. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Νοέμβριο.



Εικόνα B37. Μέγιστη διαθέσιμη αιολική ισχύς σε W/m^2 , για τον Δεκέμβριο.

B4. Οι παράμετροι κλίμακας k των θεωρητικών κατανομών Weibull, οι οποίες εκτιμήθηκαν από τις μεθόδους Μέγιστης Πιθανοφάνειας και L-ροπών και κρίθηκαν κατάλληλες βάσει του κριτηρίου Kolmogorov-Smirnov, έναντι των θεωρητικά αναμενόμενων τιμών τους.



Εικόνα B38. Θεωρητική καμπύλη που περιγράφει τη σχέση μεταξύ συντελεστή μεταβλητότητας και παραμέτρου σχήματος της κατανομής Weibull (συνεχής γραμμή) και νέφος σημείων που αντιπροσωπεύουν τις εκτιμήσεις των παραμέτρων σχήματος, έναντι των αντίστοιχων δειγματικών συντελεστών μεταβλητότητας, για το σύνολο των μηνών του έτους, στους υπό εξέταση σταθμούς.

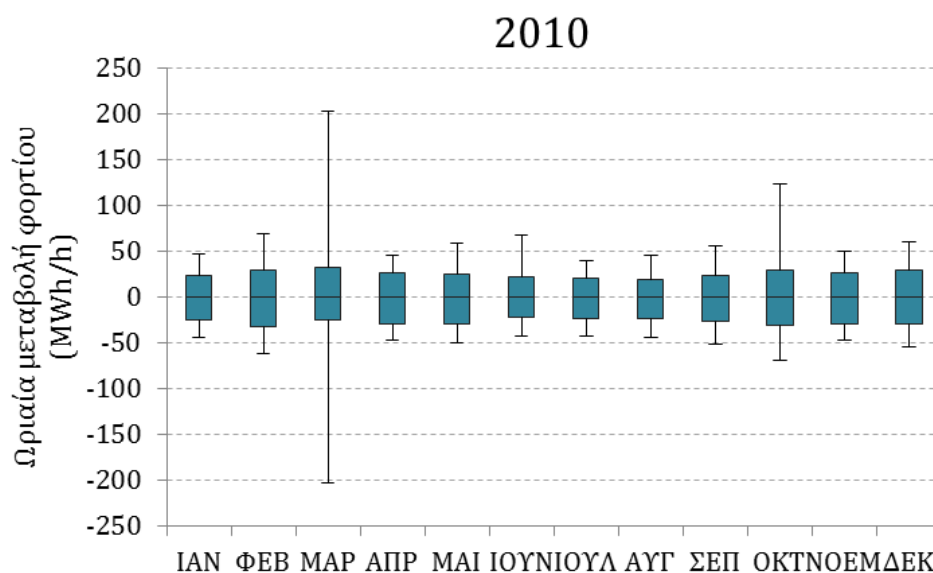
Παράρτημα Γ

Γ1. Πίνακες βασικών στατιστικών χαρακτηριστικών της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου στο σύστημα υψηλής τάσης.

Ηλεκτρική περιφέρεια Πελοποννήσου-Ηπείρου.

Πίνακας Γ1. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Πελοποννήσου- Ηπείρου, για το έτος 2010.

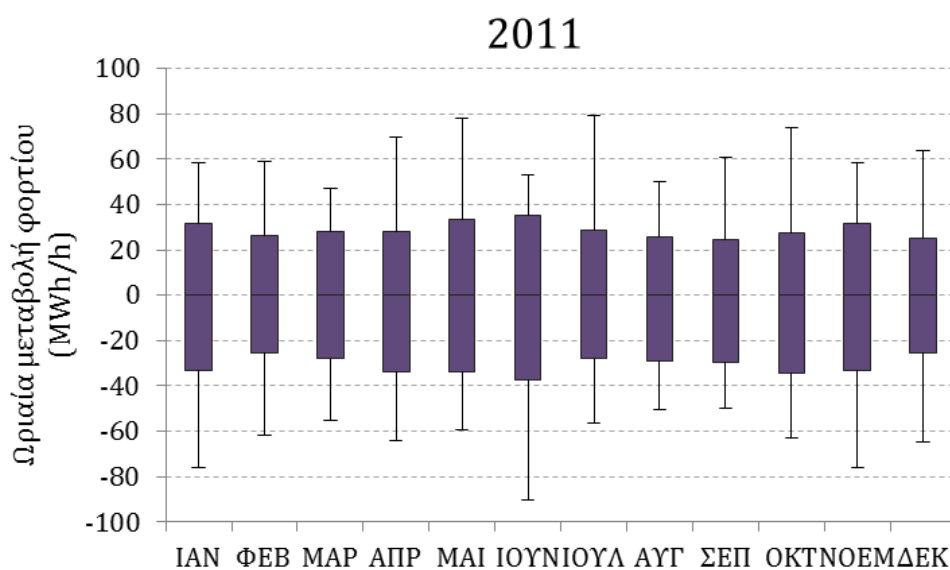
2010	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	327	42,1	-48,2	-25,1 23,0	-7,7% 7,0%	11,3	3,5%
ΦΕΒ	327	59,1	-72,4	-31,7 28,7	-9,7% 8,8%	15,0	4,6%
ΜΑΡ	327	209,1	-195,6	-25,6 32,1	-7,8% 9,8%	16,5	5,1%
ΑΠΡ	327	44,4	-47,9	-28,7 26,2	-8,8% 8,0%	12,3	3,8%
ΜΑΙ	327	46,8	-62,5	-28,7 25,7	-8,8% 7,8%	12,3	3,8%
ΙΟΥΝ	327	43,5	-67,7	-21,3 21,8	-6,5% 6,7%	10,8	3,3%
ΙΟΥΛ	327	40,6	-42,1	-22,8 20,6	-7,0% 6,3%	9,7	3,0%
ΑΥΓ	327	39,7	-48,8	-22,6 19,3	-6,9% 5,9%	10,1	3,1%
ΣΕΠ	327	50,3	-57,2	-25,6 24,2	-7,8% 7,4%	11,1	3,4%
ΟΚΤ	327	65,7	-126,1	-31,3 28,8	-9,6% 8,8%	14,5	4,4%
ΝΟΕ	327	44,3	-53,2	-29,5 26,8	-9,0% 8,2%	13,3	4,1%
ΔΕΚ	327	54,5	-60,7	-28,9 28,7	-8,8% 8,8%	14,0	4,3%



Εικόνα Γ1. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγχεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2010.

Πίνακας Γ2. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγγεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Πελοποννήσου- Ηπείρου, για το έτος 2011.

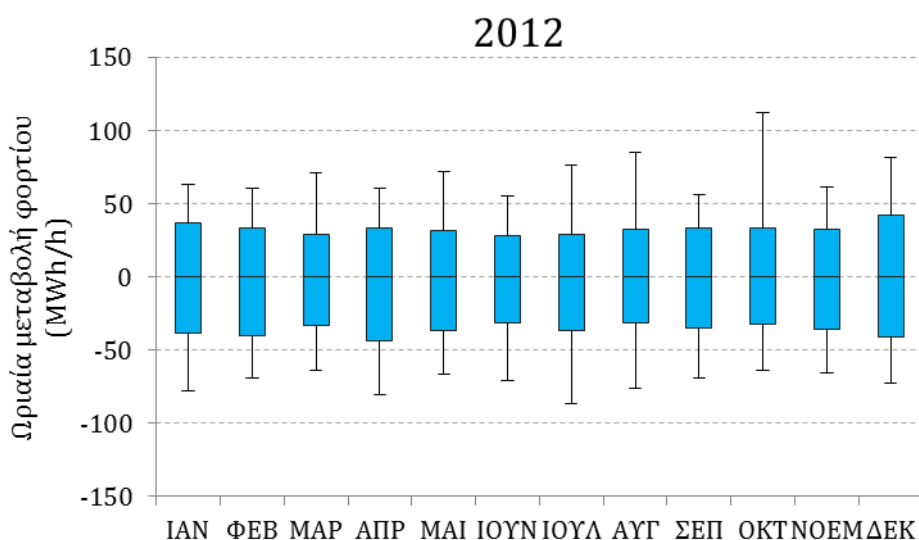
2011	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)		Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)		Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	458,35	74,4	-59,5	-33,1	31,8	-7,2%	6,9%	15,3	3,3%
ΦΕΒ	458,35	62,7	-58,2	-25,2	26,2	-5,5%	5,7%	11,8	2,6%
ΜΑΡ	458,35	55,4	-47,0	-27,9	28,3	-6,1%	6,2%	13,7	3,0%
ΑΠΡ	458,35	59,3	-74,4	-32,9	28,9	-7,2%	6,3%	14,9	3,3%
ΜΑΙ	458,35	58,9	-78,4	-33,5	33,9	-7,3%	7,4%	15,3	3,3%
ΙΟΥΝ	458,35	87,9	-54,9	-37,2	35,4	-8,1%	7,7%	17,1	3,7%
ΙΟΥΛ	458,35	57,2	-78,8	-27,9	28,7	-6,1%	6,3%	13,8	3,0%
ΑΥΓ	458,35	47,8	-52,7	-28,3	25,8	-6,2%	5,6%	13,1	2,9%
ΣΕΠ	458,35	45,3	-64,8	-29,0	25,4	-6,3%	5,5%	13,1	2,8%
ΟΚΤ	458,35	56,6	-80,2	-33,8	28,5	-7,4%	6,2%	15,0	3,3%
ΝΟΕ	458,35	74,4	-59,5	-33,1	31,8	-7,2%	6,9%	15,3	3,3%
ΔΕΚ	458,35	64,4	-63,6	-25,1	25,1	-5,5%	5,5%	11,7	2,6%



Εικόνα Γ2. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγγεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2011.

Πίνακας Γ3. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Πελοποννήσου- Ηπείρου, για το έτος 2012.

2012	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)		Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)		Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	458,35	75,8	-65,1	-33,1	36,6	-7,2%	8,0%	17,4	3,8%
ΦΕΒ	458,35	62,3	-67,2	-25,2	33,4	-5,5%	7,3%	17,0	3,7%
ΜΑΡ	458,35	59,7	-75,6	-27,9	28,8	-6,1%	6,3%	14,7	3,2%
ΑΠΡ	458,35	70,3	-71,1	-32,9	33,6	-7,2%	7,3%	18,7	4,1%
ΜΑΙ	498,8	62,8	-75,4	-33,5	32,8	-6,7%	6,6%	16,7	3,3%
ΙΟΥΝ	498,8	67,7	-58,9	-37,2	28,4	-7,5%	5,7%	14,8	3,0%
ΙΟΥΛ	498,8	80,2	-82,9	-27,9	30,0	-5,6%	6,0%	16,0	3,2%
ΑΥΓ	498,8	75,7	-84,8	-28,3	31,7	-5,7%	6,4%	15,7	3,1%
ΣΕΠ	498,8	68,0	-57,3	-29,0	33,4	-5,8%	6,7%	15,8	3,2%
ΟΚΤ	515,8	64,5	-111,1	-33,8	33,3	-6,6%	6,5%	16,1	3,1%
ΝΟΕ	515,8	62,6	-64,3	-33,1	32,7	-6,4%	6,3%	16,5	3,2%
ΔΕΚ	515,8	73,6	-80,6	-25,1	42,5	-4,9%	8,2%	19,8	3,8%

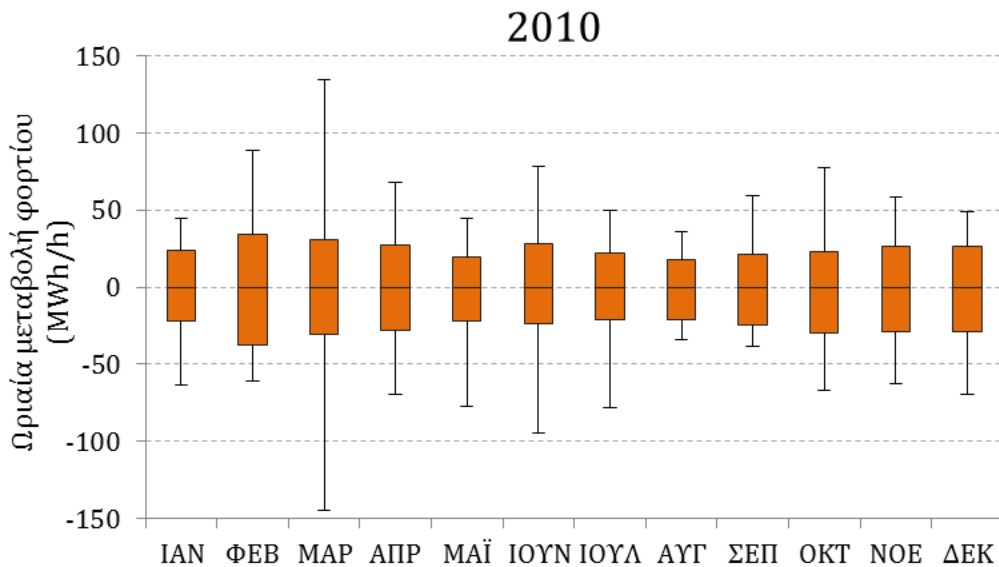


Εικόνα Γ3. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγχεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2012.

Ηλεκτρική περιφέρεια Κεντρικής Ελλάδας.

Πίνακας Γ4. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγγεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, για το έτος 2010.

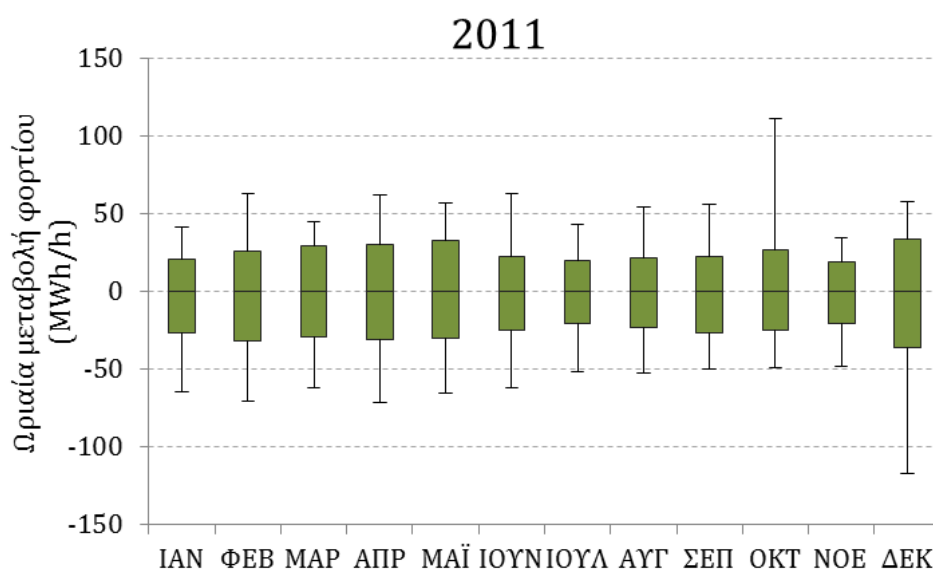
2010	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία		Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95%		Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)		Τυπική απόκλιση	
		Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	(MWh/h)	(MWh/h)	(%)	(%)	(MWh/h)	(%)
ΙΑΝ	303,22	45,2	-63,1	-21,4	23,9	-7,1%	7,9%	10,7	3,5%
ΦΕΒ	303,22	89,0	-61,1	-37,0	34,7	-12,2%	11,4%	16,3	5,4%
ΜΑΡ	303,22	134,9	-145,0	-30,8	30,6	-10,2%	10,1%	16,2	5,4%
ΑΠΡ	303,22	68,3	-69,9	-27,8	27,4	-9,2%	9,0%	12,8	4,2%
ΜΑΙ	303,22	44,2	-77,7	-21,9	19,4	-7,2%	6,4%	9,6	3,2%
ΙΟΥΝ	303,22	77,9	-94,5	-23,9	27,9	-7,9%	9,2%	12,4	4,1%
ΙΟΥΛ	303,22	49,9	-78,1	-21,2	22,1	-7,0%	7,3%	11,2	3,7%
ΑΥΓ	303,22	35,7	-34,3	-21,0	18,1	-6,9%	6,0%	9,5	3,1%
ΣΕΠ	303,22	59,9	-37,7	-23,9	21,6	-7,9%	7,1%	10,9	3,6%
ΟΚΤ	303,22	77,6	-66,3	-29,8	23,1	-9,8%	7,6%	13,4	4,4%
ΝΟΕ	303,22	58,2	-62,5	-28,7	26,2	-9,5%	8,6%	12,7	4,2%
ΔΕΚ	303,22	49,6	-69,0	-28,5	26,9	-9,4%	8,9%	12,7	4,2%



Εικόνα Γ4. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγγεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2010.

Πίνακας Γ5. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, για το έτος 2011.

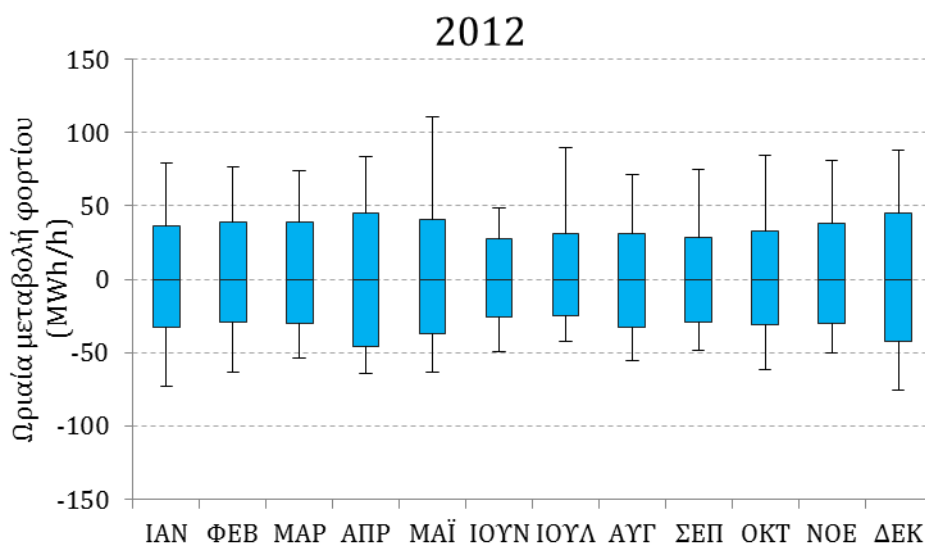
2011	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)		
ΙΑΝ	381,77	41,0	-64,8	-27,0	20,6	-7,1%	5,4%	11,1	2,9%
ΦΕΒ	381,77	62,8	-70,3	-31,2	25,9	-8,2%	6,8%	13,9	3,7%
ΜΑΡ	381,77	45,1	-62,5	-29,5	28,9	-7,7%	7,6%	13,6	3,6%
ΑΠΡ	381,77	61,3	-72,0	-31,4	29,8	-8,2%	7,8%	15,3	4,0%
ΜΑΪ	381,77	56,4	-65,9	-30,0	32,8	-7,9%	8,6%	14,6	3,8%
ΙΟΥΝ	381,77	62,8	-62,1	-25,5	21,9	-6,7%	5,7%	11,6	3,0%
ΙΟΥΛ	381,77	42,9	-51,9	-20,4	20,2	-5,3%	5,3%	10,1	2,6%
ΑΥΓ	425,32	54,4	-52,6	-23,1	21,5	-5,4%	5,1%	11,1	2,6%
ΣΕΠ	425,32	55,5	-49,8	-26,9	22,1	-6,3%	5,2%	11,8	2,8%
ΟΚΤ	425,32	110,9	-49,1	-25,4	26,6	-6,0%	6,2%	13,4	3,1%
ΝΟΕ	510,82	34,4	-48,4	-21,0	19,0	-4,1%	3,7%	9,8	1,9%
ΔΕΚ	534,82	57,5	-117,2	-36,3	33,4	-6,8%	6,3%	16,7	3,1%



Εικόνα Γ5. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγχεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2011.

Πίνακας Γ6. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Κεντρικής Ελλάδας, για το έτος 2012.

2012	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	534,82	78,8	-73,9	-33,5 35,9	-6,3% 6,7%	17,1	3,2%
ΦΕΒ	534,82	76,3	-63,8	-29,4 38,2	-5,5% 7,1%	16,8	3,1%
ΜΑΡ	534,82	73,6	-54,1	-30,4 38,4	-5,7% 7,2%	15,9	3,0%
ΑΠΡ	534,82	82,5	-65,0	-46,4 44,6	-8,7% 8,3%	22,3	4,2%
ΜΑΙ	534,82	110,3	-63,7	-37,8 39,9	-7,1% 7,5%	18,2	3,4%
ΙΟΥΝ	534,82	49,0	-48,6	-25,5 28,2	-4,8% 5,3%	12,8	2,4%
ΙΟΥΛ	534,82	89,4	-43,0	-25,3 31,0	-4,7% 5,8%	14,4	2,7%
ΑΥΓ	534,82	71,6	-55,1	-32,1 31,7	-6,0% 5,9%	15,4	2,9%
ΣΕΠ	534,82	74,6	-49,1	-29,9 28,0	-5,6% 5,2%	14,8	2,8%
ΟΚΤ	534,82	84,2	-62,4	-31,4 32,7	-5,9% 6,1%	16,0	3,0%
ΝΟΕ	534,82	80,5	-50,5	-30,6 38,0	-5,7% 7,1%	16,1	3,0%
ΔΕΚ	534,82	87,0	-76,2	-42,7 44,7	-8,0% 8,4%	20,2	3,8%

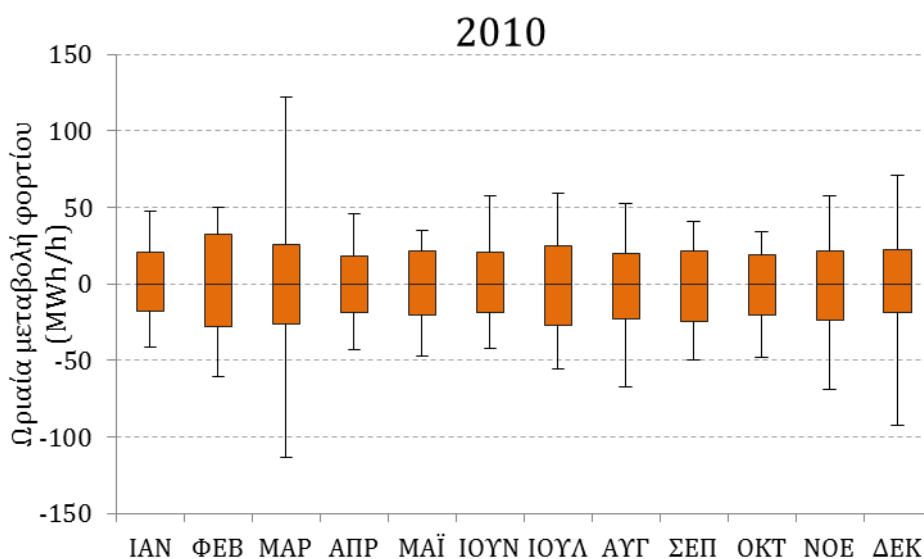


Εικόνα Γ6. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγχεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2012.

Ηλεκτρική περιφέρεια Μακεδονίας- Θράκης.

Πίνακας Γ7. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Μακεδονίας- Θράκης, για το έτος 2010.

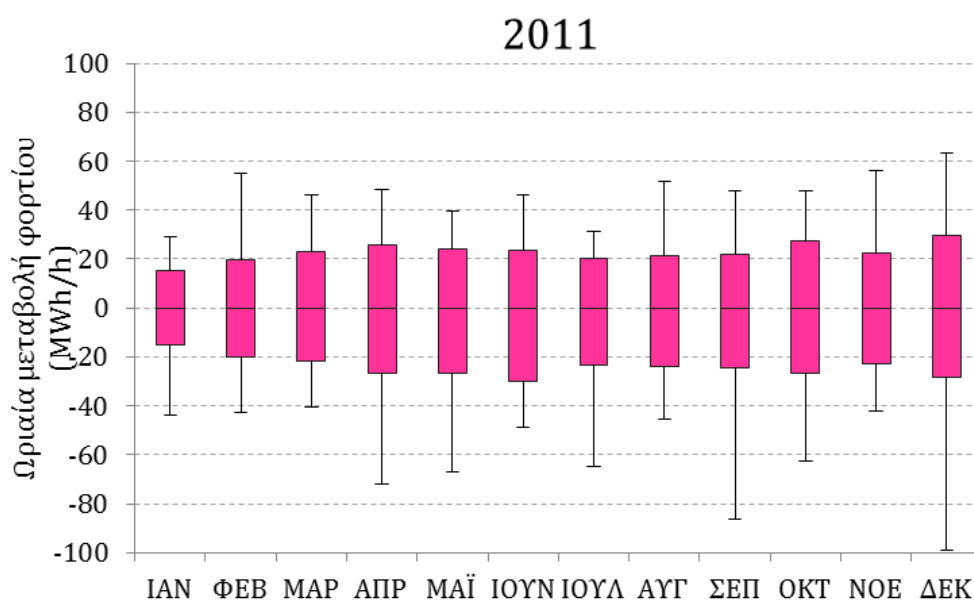
2010	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)		Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)		Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	194,25	47,8	-41,5	-17,5	20,5	-9,0%	10,6%	8,6	4,4%
ΦΕΒ	194,25	50,3	-60,3	-27,8	32,7	-14,3%	16,9%	13,7	7,1%
ΜΑΡ	194,25	122,2	-113,4	-26,1	25,7	-13,5%	13,2%	13,2	6,8%
ΑΠΡ	194,25	46,0	-43,2	-18,8	17,9	-9,7%	9,2%	8,9	4,6%
ΜΑΙ	194,25	34,9	-47,5	-20,7	21,3	-10,7%	11,0%	9,0	4,7%
ΙΟΥΝ	194,25	57,6	-41,8	-18,4	20,7	-9,5%	10,7%	9,4	4,8%
ΙΟΥΛ	194,25	58,9	-55,7	-27,2	25,2	-14,0%	13,0%	12,0	6,2%
ΑΥΓ	194,25	53,0	-67,4	-22,7	20,1	-11,7%	10,3%	10,3	5,3%
ΣΕΠ	194,25	40,7	-49,5	-24,4	21,8	-12,5%	11,2%	10,7	5,5%
ΟΚΤ	194,25	33,9	-48,0	-20,6	18,7	-10,6%	9,6%	9,3	4,8%
ΝΟΕ	194,25	57,5	-68,7	-24,0	21,7	-12,4%	11,2%	11,2	5,8%
ΔΕΚ	217,2	71,2	-92,0	-19,0	22,5	-8,7%	10,4%	11,3	5,2%



Εικόνα Γ7. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγχεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2010.

Πίνακας Γ8. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγγεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Μακεδονίας- Θράκης, για το έτος 2011.

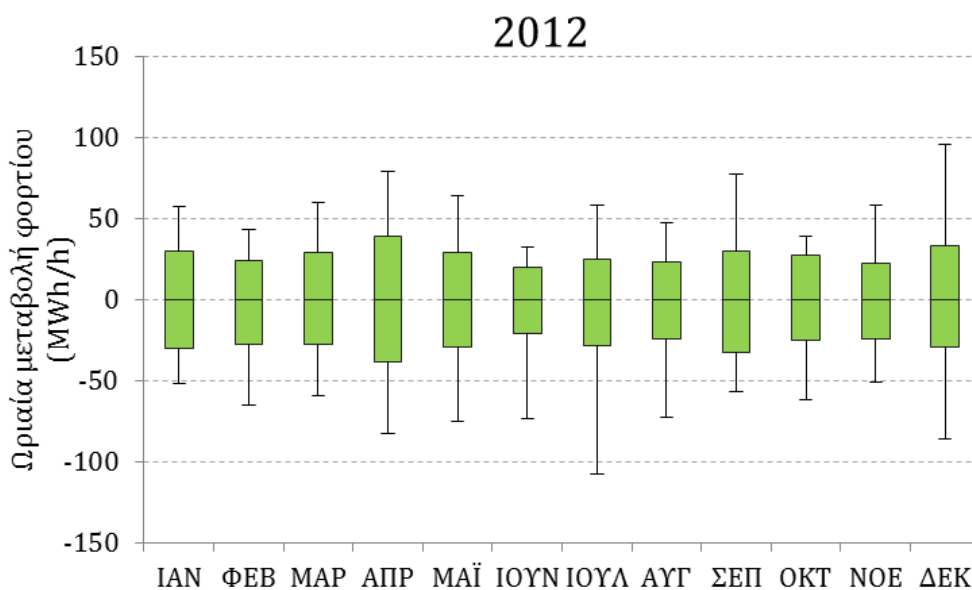
2011	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη	Μέγιστη	Διάστημα μεταβολής		Ποσοστό μεταβολής		Τυπική απόκλιση	
		Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	επί της ονομαστικής ισχύος (%)	(MWh/h)	(%)		
ΙΑΝ	237	29,2	-43,8	-15,3	15,0	-6,5%	6,3%	7,4	3,1%
ΦΕΒ	237	55,3	-42,8	-19,9	19,7	-8,4%	8,3%	9,7	4,1%
ΜΑΡ	237	46,4	-40,5	-21,6	22,8	-9,1%	9,6%	9,9	4,2%
ΑΠΡ	237	48,6	-71,4	-26,2	26,3	-11,0%	11,1%	12,5	5,3%
ΜΑΙ	237	39,7	-67,3	-26,8	24,2	-11,3%	10,2%	12,4	5,2%
ΙΟΥΝ	237	46,3	-48,8	-29,8	23,8	-12,6%	10,0%	12,0	5,1%
ΙΟΥΛ	275	31,5	-64,8	-23,2	20,2	-8,4%	7,3%	9,9	3,6%
ΑΥΓ	275	51,7	-45,0	-23,8	21,6	-8,6%	7,9%	10,8	3,9%
ΣΕΠ	275	48,0	-86,4	-24,4	22,1	-8,9%	8,0%	11,3	4,1%
ΟΚΤ	275	48,0	-62,6	-26,4	27,4	-9,6%	10,0%	12,4	4,5%
ΝΟΕ	275	56,3	-42,0	-22,7	22,3	-8,2%	8,1%	10,9	4,0%
ΔΕΚ	275	63,5	-99,2	-28,6	29,3	-10,4%	10,6%	13,9	5,1%



Εικόνα Γ8. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγγεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2011.

Πίνακας Γ9. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγγεόμενου φορτίου από τα πάρκα της περιφέρειας Μακεδονίας- Θράκης, για το έτος 2012.

2012	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)		Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)		Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	275	57,2	-51,8	-30,3	29,6	-11,0%	10,8%	13,4	4,9%
ΦΕΒ	275	43,9	-64,2	-27,4	24,6	-10,0%	8,9%	11,9	4,3%
ΜΑΡ	275	60,0	-59,8	-27,9	29,3	-10,1%	10,6%	13,0	4,7%
ΑΠΡ	275	78,4	-82,8	-38,6	38,6	-14,0%	14,0%	17,8	6,5%
ΜΑΙ	275	64,3	-74,8	-29,3	29,0	-10,6%	10,6%	13,7	5,0%
ΙΟΥΝ	275	32,1	-73,4	-21,3	19,3	-7,7%	7,0%	10,1	3,7%
ΙΟΥΛ	275	58,0	-108,0	-28,8	25,1	-10,5%	9,1%	12,9	4,7%
ΑΥΓ	275	47,1	-72,3	-24,3	23,6	-8,8%	8,6%	11,7	4,3%
ΣΕΠ	275	78,0	-56,5	-32,4	29,7	-11,8%	10,8%	14,4	5,2%
ΟΚΤ	275	39,0	-61,4	-25,5	27,5	-9,3%	10,0%	12,2	4,4%
ΝΟΕ	275	57,9	-51,3	-24,3	22,3	-8,8%	8,1%	12,0	4,3%
ΔΕΚ	275	95,7	-85,5	-29,2	33,5	-10,6%	12,2%	14,7	5,4%

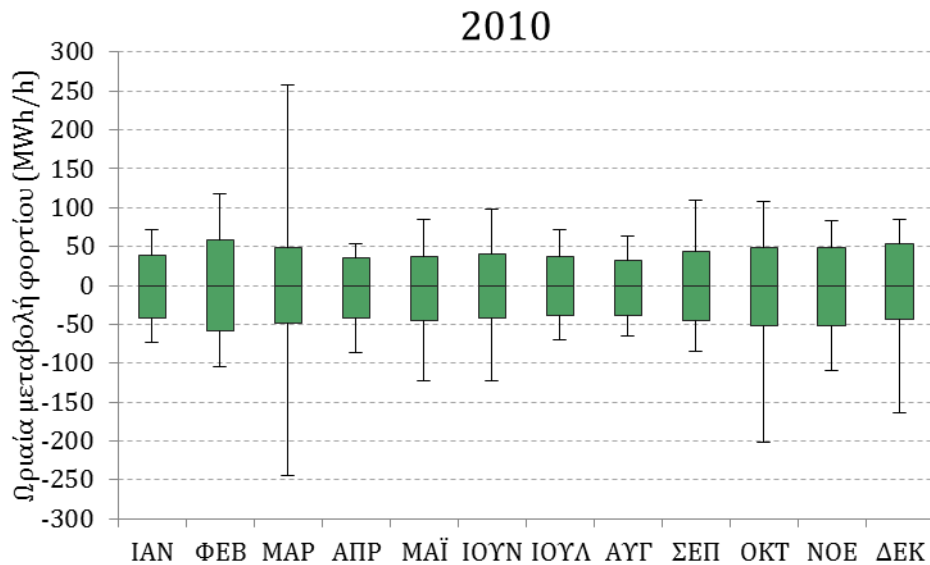


Εικόνα Γ9. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγγεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2012.

**Άθροισμα αιολικού φορτίου στο Σύστημα
υψηλής τάσης.**

Πίνακας Γ10. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου από το σύνολο των πάρκων της χώρας στο σύστημα υψηλής τάσης, για το έτος 2010.

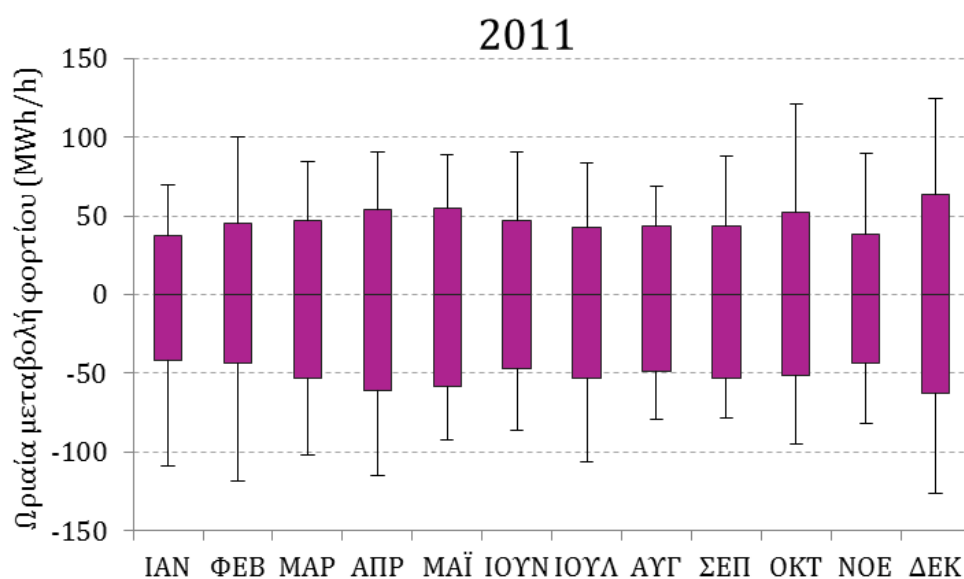
2010	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)	
ΙΑΝ	824,47	72,4	-73,0	-41,1 39,4	-5,0%	4,8%	19,0	2,3%
ΦΕΒ	824,47	116,5	-104,5	-58,3 57,6	-7,1%	7,0%	28,7	3,5%
ΜΑΡ	824,47	257,1	-244,9	-48,5 47,8	-5,9%	5,8%	27,2	3,3%
ΑΠΡ	824,47	54,7	-86,6	-40,8 36,2	-4,9%	4,4%	19,9	2,4%
ΜΑΙ	824,47	85,3	-121,8	-45,2 37,2	-5,5%	4,5%	20,2	2,4%
ΙΟΥΝ	824,47	98,8	-121,9	-41,6 40,0	-5,0%	4,9%	19,6	2,4%
ΙΟΥΛ	824,47	71,5	-69,2	-39,1 38,0	-4,7%	4,6%	18,7	2,3%
ΑΥΓ	824,47	64,7	-65,5	-38,0 31,9	-4,6%	3,9%	17,7	2,1%
ΣΕΠ	824,47	110,4	-85,1	-44,3 43,5	-5,4%	5,3%	20,6	2,5%
ΟΚΤ	824,47	107,7	-201,8	-51,1 48,3	-6,2%	5,9%	24,4	3,0%
ΝΟΕ	824,47	83,0	-110,7	-53,1 47,8	-6,4%	5,8%	23,8	2,9%
ΔΕΚ	824,47	84,5	-163,3	-43,5 53,4	-5,3%	6,5%	23,7	2,9%



Εικόνα Γ10. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγχεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2010.

Πίνακας Γ11. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγγεόμενου φορτίου από το σύνολο των πάρκων της χώρας στο σύστημα υψηλής τάσης, για το έτος 2011.

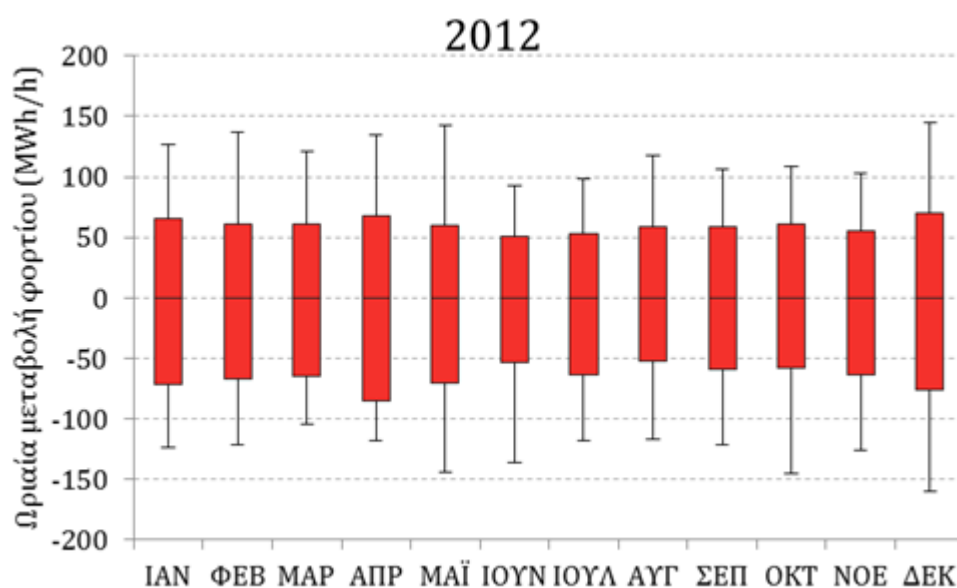
2011	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)		Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)		Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	1028,82	69,6	-108,4	-41,9	37,9	-4,1%	3,7%	18,8	1,8%
ΦΕΒ	1028,82	100,4	-117,9	-42,6	46,4	-4,1%	4,5%	22,5	2,2%
ΜΑΡ	1028,82	83,7	-102,5	-53,2	46,8	-5,2%	4,5%	24,2	2,4%
ΑΠΡ	1028,82	92,8	-112,8	-58,9	56,1	-5,7%	5,5%	28,0	2,7%
ΜΑΙ	1044,12	90,1	-91,2	-57,7	55,6	-5,5%	5,3%	27,4	2,6%
ΙΟΥΝ	1044,12	90,1	-86,5	-47,3	46,6	-4,5%	4,5%	23,0	2,2%
ΙΟΥΛ	1082,12	84,4	-104,7	-52,3	43,8	-4,8%	4,0%	22,5	2,1%
ΑΥΓ	1125,67	69,5	-78,8	-48,3	44,4	-4,3%	3,9%	21,1	1,9%
ΣΕΠ	1125,67	88,5	-78,0	-52,7	44,2	-4,7%	3,9%	23,5	2,1%
ΟΚΤ	1125,67	122,2	-94,3	-50,3	53,3	-4,5%	4,7%	25,6	2,3%
ΝΟΕ	1185,67	90,8	-81,3	-43,0	39,2	-3,6%	3,3%	20,6	1,7%
ΔΕΚ	1244,17	124,5	-126,7	-63,1	63,2	-5,1%	5,1%	30,6	2,5%



Εικόνα Γ11. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγγεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2011.

Πίνακας Γ12. Στατιστικά χαρακτηριστικά της μεταβλητής της ωριαίας μεταβολής εγχεόμενου φορτίου από το σύνολο των πάρκων της χώρας στο σύστημα υψηλής τάσης, για το έτος 2012.

2012	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Ωριαία Αύξηση Φορτίου (MWh/h)	Μέγιστη Ωριαία Βύθιση Φορτίου (MWh/h)	Διάστημα μεταβολής ΔΡ για επίπεδο εμπιστοσύνης 95% (MWh/h)	66,6	Ποσοστό μεταβολής επί της ονομαστικής ισχύος (%)	5,3%	Τυπική απόκλιση (MWh/h)	Τυπική απόκλιση (%)
ΙΑΝ	1244,17	127,1	-122,6	-70,3	66,6	-5,7%	5,3%	32,3	2,6%
ΦΕΒ	1268,17	138,4	-120,6	-65,5	62,2	-5,2%	4,9%	29,8	2,4%
ΜΑΡ	1268,17	120,9	-104,6	-64,7	61,5	-5,1%	4,9%	29,4	2,3%
ΑΠΡ	1268,17	136,7	-115,8	-82,9	69,5	-6,5%	5,5%	38,1	3,0%
ΜΑΙ	1308,62	144,4	-141,9	-67,7	62,4	-5,2%	4,8%	32,7	2,5%
ΙΟΥΝ	1308,62	93,0	-135,7	-52,8	50,8	-4,0%	3,9%	25,8	2,0%
ΙΟΥΛ	1308,62	100,1	-116,2	-62,2	54,8	-4,8%	4,2%	28,7	2,2%
ΑΥΓ	1308,62	118,2	-116,9	-52,3	58,7	-4,0%	4,5%	27,9	2,1%
ΣΕΠ	1308,62	106,9	-120,6	-59,0	59,8	-4,5%	4,6%	28,4	2,2%
ΟΚΤ	1325,62	108,5	-145,9	-58,0	60,4	-4,4%	4,6%	29,6	2,2%
ΝΟΕ	1325,62	102,7	-125,5	-63,7	55,1	-4,8%	4,2%	30,2	2,3%
ΔΕΚ	1325,62	145,6	-158,3	-74,9	70,7	-5,7%	5,3%	35,8	2,7%



Εικόνα Γ12. Θυκογράμματα που αναπαριστούν τα επίπεδα διακύμανσης του 95% των ωριαίων μεταβολών του εγχεόμενου φορτίου κάθε μήνα, για το έτος 2012.

Γ2. Ετεροσυσχετίσεις της μεταβλητής της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου στους 35 σταθμούς ανάλυσης, για την περίοδο 2003-2013.

Πίνακας Γ13. Οι σταθμοί με διαθέσιμο δείγμα ημερήσιων καταγραφών στην περίοδο 2003-2013 και τα ποσοστά πληρότητας κάθε δείγματος.

A/A	Σταθμός	Πληρότητα
1	Αγχιάλος	90,81%
2	Άκτιο	96,67%
3	Αλεξανδρούπολη	96,53%
4	Ανδραβίδα	100,00%
5	Άραξος	99,97%
6	Βενιζέλος	100,00%
7	Ελευσίνα	99,92%
8	Ελληνικό	98,36%
9	Ηράκλειο	99,84%
10	Θεσσαλονίκη	100,00%
11	Καλαμάτα	99,97%
12	Κάρπαθος	94,29%
13	Καστοριά	20,67%
14	Κέρκυρα	100,00%
15	Κεφαλονιά	97,29%
16	Κύθηρα	71,25%
17	Κυκλάδες	92,00%
18	Κώς	98,91%
19	Λαμία	94,42%
20	Λάρισα	99,92%
21	Λήμνος	99,90%
22	Μεθώνη	40,98%
23	Μήλος	90,43%
24	Μύκονος	90,51%
25	Μυτιλήνη	99,87%
26	Νάξος	94,63%
27	Πάρος	90,98%
28	Ρόδος	100,00%
29	Σάμος	99,84%
30	Σαντορίνη	98,59%
31	Σκιάθος	38,93%
32	Σκύρος	99,84%
33	Σούδα	99,82%
34	Σύρος	92,75%
35	Τανάγρα	86,62%
36	Τρίπολη	97,42%
37	Χίος	99,90%
38	Χρυσούπολη	75,82%



Εικόνα Γ13. Γεωγραφική αποτύπωση των τελικών 35 σταθμών ανάλυσης με διαθέσιμο δείγμα ημερήσιων καταγραφών, για την περίοδο 2003-2013, σε σύστημα συντεταγμένων ΕΓΣΑ '87

Πίνακας Γ14. Χιλιομετρικές αποστάσεις μεταξύ των 35 σταθμών ανάλυσης (km).

Dist. (km)	Αγχιάλος	Άκτιο	Αλεξανδρ.	Ανδραβ.	Άραξος	Ελευσίνα	Ελληνικό	Ηράκλειο	Θεσσαλον.	Καλαμάτα	Κάρπαθος	Κέρκυρα	Κεφαλον.	Κύθηρα	Κώς	Λαμία	Λάρσα	Λήμνος	Μήλος	Μύκονος	Μυτιλήνη	Νάξος	Ρόδος	Σάμος	Σαντορίνη	Σκύρος	Σούδα	Σύρος	Τανάγρα	Τρίπολη	Χίος	Χρυσούπ.	Βενιζέλος	Κυκλάδες	Πάρος
Αγχιάλος	0,0	188,1	321,5	195,7	168,8	143,5	167,4	480,6	145,3	248,7	570,3	251,6	234,2	326,8	461,5	49,3	56,8	222,6	313,4	298,0	328,1	326,2	559,8	396,1	391,1	147,9	431,2	274,3	118,5	190,5	305,2	249,0	174,3	326,6	318,6
Άκτιο	188,1	0,0	505,4	89,9	76,9	250,3	270,9	535,8	283,2	204,3	667,6	133,2	60,3	326,8	590,4	145,0	181,7	410,7	386,9	422,4	507,6	438,9	690,5	547,2	482,2	324,4	458,0	389,9	243,1	187,0	468,1	420,0	288,1	438,4	422,7
Αλεξανδρ.	321,5	505,4	0,0	514,6	489,0	370,2	377,9	616,8	251,5	539,0	613,4	527,3	555,2	566,9	463,1	370,2	326,4	118,8	476,8	383,1	206,6	419,5	529,3	360,7	496,4	242,5	617,1	390,7	347,9	477,3	280,5	111,6	365,7	421,6	431,6
Ανδραβ.	195,7	89,9	514,6	0,0	28,4	199,4	214,9	451,2	323,4	114,6	591,0	223,1	72,1	238,0	526,5	146,4	214,6	407,7	310,2	361,9	480,0	372,8	625,6	495,5	407,3	302,1	370,2	327,5	201,8	107,1	426,7	444,2	233,9	372,0	354,2
Άραξος	168,8	76,9	489,0	28,4	0,0	186,8	204,8	459,0	295,0	131,5	592,7	208,5	80,3	251,3	521,2	119,4	186,2	383,7	311,6	354,6	461,7	368,2	620,9	484,9	407,7	281,6	381,7	321,0	185,7	110,3	412,3	416,7	223,1	367,5	350,8
Ελευσίνα	143,5	250,3	370,2	199,4	186,8	0,0	24,5	337,1	277,0	175,0	434,4	358,7	267,0	203,9	341,8	136,4	199,9	251,9	169,9	173,2	287,5	194,0	442,0	298,3	251,3	128,9	291,7	142,7	27,8	117,2	227,6	336,5	38,1	193,9	182,0
Ελληνικό	167,4	270,9	377,9	214,9	204,8	24,5	0,0	313,4	298,4	177,5	410,1	382,0	284,3	190,7	319,8	160,8	223,9	259,1	146,0	151,5	281,3	170,6	420,0	280,6	226,8	135,4	270,9	119,8	49,6	124,1	215,4	350,8	19,4	170,4	157,8
Ηράκλειο	480,6	535,8	616,8	451,2	459,0	337,1	313,4	0,0	608,3	343,3	177,0	665,2	519,5	222,1	233,8	467,1	536,8	509,7	167,4	234,0	433,7	197,3	287,0	305,4	121,4	408,8	98,0	232,7	362,8	349,0	344,1	630,3	309,3	195,3	187,3
Θεσσαλον.	145,3	283,2	251,5	323,4	295,0	277,0	298,4	608,3	0,0	392,4	674,3	278,2	340,9	470,8	546,8	186,2	108,9	203,6	441,7	400,0	349,7	433,8	638,5	462,8	506,8	215,6	568,7	385,0	249,4	335,4	147,0	299,5	149,0	295,8	432,1
Καλαμάτα	248,7	204,3	539,0	114,6	131,5	175,0	177,5	343,3	392,4	0,0	494,0	337,5	177,5	124,7	450,0	206,6	287,4	422,7	219,8	297,8	458,6	298,6	545,5	438,6	316,2	302,1	257,8	192,6	61,9	388,5	489,2	298,5	297,2	276,6	
Κάρπαθος	570,3	667,6	613,4	591,0	592,7	434,4	410,1	177,0	674,3	494,0	0,0	789,0	662,5	383,2	152,0	570,7	626,5	527,5	281,1	275,1	408,6	244,2	138,8	254,6	185,6	459,2	273,3	296,0	454,4	484,1	336,2	657,2	398,5	243,7	252,7
Κέρκυρα	251,6	133,2	527,3	223,1	208,5	358,7	382,0	665,2	278,2	337,5	789,0	0,0	174,3	459,6	699,5	228,2	214,1	455,5	510,8	531,2	577,8	552,5	799,4	643,9	603,5	399,5	590,1	501,5	344,4	316,7	555,9	425,1	396,5	552,3	539,0
Κεφαλον.	234,2	60,3	555,2	72,1	80,3	267,0	284,3	519,5	340,9	177,5	662,5	174,3	0,0	302,1	598,2	186,8	236,5	455,2	382,0	432,9	540,5	444,7	697,5	564,8	479,2	359,0	435,2	398,8	265,9	179,1	492,6	474,4	302,9	443,9	426,2
Κύθηρα	326,8	326,8	566,9	238,0	251,3	203,9	190,7	222,1	470,8	124,7	383,2	459,6	302,1	0,0	366,1	296,0	376,2	448,2	136,9	243,8	441,8	229,7	453,9	380,5	219,8	325,2	133,2	213,3	230,7	149,4	357,6	540,4	201,3	227,6	205,7
Κώς	461,5	590,4	463,1	526,5	521,2	341,8	319,8	233,8	546,8	450,0	152,0	699,5	598,2	366,1	0,0	472,5	515,1	383,4	233,3	168,5	257,3	153,8	100,2	102,8	149,1	332,3	301,8	355,1	421,9	191,0	513,5	303,7	154,7	173,9	
Λαμία	49,3	145,0	370,2	146,4	119,4	136,4	160,8	467,1	186,2	206,6	570,7	228,2	186,8	296,0	472,5	0,0	81,5	268,4	302,2	305,1	363,5	329,2	572,2	416,1	387,5	180,3	409,2	277,3	117,9	152,0	330,4	298,0	172,6	329,2	318,2
Λάρσα	56,8	181,7	326,4	214,6	186,2	199,9	223,9	536,8	108,9	287,4	626,5	214,1	236,5	376,2	515,1	81,5	0,0	242,7	369,7	353,4	365,1	382,3	612,7	445,8	192,6	485,2	330,5	352,2	238,3	231,1	382,8	231,1	382,8	375,1	
Λήμνος	222,6	410,7	118,8	407,7	383,7	251,9	259,1	509,7	203,6	422,7	527,5	455,5	455,2	448,2	383,4	268,4	242,7	0,0	362,3	276,4	150,6	313,5	463,6	286,5	391,6	123,7	502,7	279,1	230,6	361,4	192,5	130,1	246,9	315,3	322,6
Μήλος	313,4	386,9	476,8	310,2	311,6	169,9	146,0	167,4	441,7	219,8	281,1	510,8	382,0	136,9	233,3	302,2	369,7	362,3	0,0	112,8	322,3	93,2	326,4	244,3	97,4	250,2	140,4	89,6	195,4	203,1	233,1	474,5	142,3	91,1	69,3
Μύκονος	298,0	422,4	383,1	361,9	354,6	173,2	151,5	234,0	400,0	297,8	275,1	531,2	432,9	243,8	168,5	305,1	353,4	276,4	112,8	0,0	212,0	37,1	268,7	141,3	115,3	186,6	243,3	35,4	187,3	260,5	121,4	400,0	135,2	38,9	50,1
Μυτιλήνη	328,1	507,6	206,6	480,0	461,7	287,5	281,3	433,7	349,7	458,6	408,6	577,8	540,5	441,8	257,3	363,5	365,1	150,6	322,3	212,0	0,0	243,3	324,0	154,5	312,8	183,2	455,0	233,3	278,9	404,2	91,1	272,7	262,8	245,6	261,6
Νάξος	326,2	438,9	419,5	372,8	368,2	194,0	170,6	197,3	433,8	298,6	244,2	552,5	444,7	229,7	153,8	329,2	382,3	313,5	93,2	37,1	243,3	0,0	252,8	151,0	78,2	222,1	212,6	52,1	211,6	268,1	152,1	437,0	156,7	2,4	24,0
Ρόδος	559,8	690,5	529,3	625,6	620,9	442,0	420,0	287,0	638,5	545,5	138,8	799,4	697,5	453,9	100,2	572,2	612,7	463,6	326,4	268,7	252,8	0,0	177,8	234,1	426,4	371,3	300,6	455,1	520,3	275,5	592,4	403,9	253,6	271,8	
Σάμος	396,1	547,2	360,7	495,5	484,9	298,3	280,6	305,4	462,8	438,6	254,6	643,9	564,8	380,5	102,8	416,1	445,8	286,5	244,3	141,3	154,5	151,0	177,8	0,0	193,5	254,8	351,1	176,2	304,3	398,2	98,3	415,8	261,9	153,2	175,0
Σαντορίνη	391,1	482,2	496,4	407,3	407,7	251,3	226,8	121,4	506,8	316,2	185,6	603,5	479,2	219,8	149,1	387,5	447,8	391,6	97,4	115,3	312,8	78,2	234,1	193,5	0,0	298,3	158,6	122,1	273,2	300,2	222,9	515,1	217,1	76,5	74,8
Σκύρος	147,9	324,4	242,5	302,1	281,6	128,9	135,4	408,8	215,6	302,1	459,2	399,5	359,0	325,2	332,3	180,3	192,6	123,7	250,2	186,6	183,2	222,1	426,4	254,8	298,3	0,0	388,8	177,1	109,7	241,9	159,7	224,4	124,0	223,3	224,2
Σούδα	431,2	458,0	617,1	370,2	381,7	291,7	270,9	98,0	568,7	257,8	273,3	590,1	435,2	133,2	301,8	409,2	485,2	502,7	140,4	243,3	455,0	212,6	371,3	351,1	158,6	388,8	0,0	227,6	319,4	274,8	364,1	613,0	272,8	210,2	193,4
Σύρος	274,3	389,9	390,7	327,5	321,0	142,7	119,8	232,7	385,0	262,5	296,0	501,5	398,8	213,3	200,5	277,3	330,5	279,1	89,6	35,4	233,3	52,1	176,2	122,1	177,1	227,6	0,0	159,6	225,4	145,4	397,7	105,1	52,4	47,3	
Τανάγρα	118,5	243,1	347,9	201,8	185,7	27,8	49,6	362,8	249,4	192,6	454,4	344,4	265,9	230,7	355,1	117,9	175,3	230,6	195,4	187,3	278,9	211,6	455,1	304,3	273,2	109,7	319,4	159,6	0,0	132,2	226,8	310,2	56,2	211,8	201,8
Τρίπολη	190,5	187,0	477,3	107,1	110,3	117,2	124,1	349,0	335,4	61,9	484,1	316,7	179,1	149,4	421,9	152,0	233,5	361,4	203,1	260,5	404,2	268,1	520,3	398,2	300,2	241,9	274,8	225,4	132,2	0,0	339,2	427,8	143,4	261,7	248,5
Χίος	305,2	468,1	280,5	426,7	412,3	227,6	215,4	344,1	364,5	388,5	336,2	555,9	492,6	357,6	191,0	330,4	352,2	192,5	233,1	121,4	91,1	152,1	275,2	98,3	222,9	159,7	364,1	145,4	226,8	339,2	0,0	322,6	196,0	154,5	170,8
Χρυσούπ.	249,0	420,0	111,6	444,2	416,7	336,5	350,8	630,3	147,0	489,2	657,2	425,1	474,4	540,4	513,5	298,0	238,3	130,1	474,5	400,0	272,7	437,0	592,4	415,8	515,1	224,4	613,0	397,7	310,2	427,8	322,6	0,0	343,7	438,7	443,4
Βενιζέλος	174,3	288,1	365,7	233,9	223,1	38,1	19,4	309,3	299,5	195,8	398,5	396,5	302,9	201,3	303,7	172,6	231,1	246,9	142,3	135,2	262,8	156,7	403,9	261,9	217,1	124,0	272,8	105,1	56,2	143,4	196,0	343,7	0,0	156,7	145,8
Κυκλάδες	326,6	438,4	421,6	372,0	367,5	193,9	1																												

Πίνακας Γ15. Ετεροσυσχετίσεις της μεταβλητής της ημερήσιας ταχύτητας ανέμου μεταξύ των 35 σταθμών ανάλυσης, υπολογισμένες από το δείγμα καταγραφών της περιόδου 2003-2013.

Correl	Αγγιάλος	Άκτιο	Αλεξανδρ.	Ανδραβ.	Άραρος	Ελευσίνα	Ελληνικό	Ηράκλειο	Θεσσαλον.	Καλαμάτα	Κάρπαθος	Κέρκυρα	Κεφαλον.	Κύθηρα	Κώς	Λαμία	Λάρσα	Λήμνος	Μήλος	Μύκονος	Μυτιλήνη	Νάξος	Ρόδος	Σάμος	Σαντορίνη	Σκύρος	Σούδα	Σύρος	Τανάγρα	Τρίπολη	Χίος	Χρυσούπ.	Βενιζέλος	Κυκλάδες	Πάρος
Αγγιάλος	1,00	0,44	0,41	0,29	0,29	0,40	0,40	0,20	0,41	0,29	0,12	0,17	0,27	0,25	0,21	0,59	0,61	0,41	0,28	0,19	0,28	0,20	0,19	0,20	0,30	0,41	0,40	0,29	0,48	0,33	0,27	0,42	0,38	0,19	0,21
Άκτιο	0,44	1,00	0,42	0,46	0,54	0,30	0,42	0,21	0,25	0,44	-0,02	0,46	0,51	0,32	0,18	0,29	0,35	0,43	0,27	0,12	0,32	0,16	0,02	0,16	0,26	0,45	0,37	0,27	0,39	0,39	0,26	0,40	0,36	0,15	0,16
Αλεξανδρ.	0,41	0,42	1,00	0,34	0,52	0,51	0,50	0,31	0,25	0,23	0,10	0,18	0,23	0,23	0,42	0,84	0,43	0,38	0,47	0,38	0,00	0,30	0,32	0,69	0,24	0,46	0,49	0,39	0,47	0,58	0,64	0,36	0,36	0,34	
Ανδραβ.	0,29	0,46	0,34	1,00	0,46	0,27	0,43	0,32	0,34	0,38	-0,06	0,65	0,60	0,15	0,22	0,29	0,33	0,34	0,24	0,11	0,43	0,06	0,02	0,18	0,24	0,42	0,36	0,24	0,50	0,45	0,19	0,28	0,32	0,10	0,17
Άραρος	0,29	0,54	0,52	0,46	1,00	0,40	0,51	0,32	0,07	0,22	-0,01	0,30	0,34	0,63	0,21	0,09	0,24	0,58	0,45	0,35	0,38	0,37	-0,14	0,21	0,35	0,58	0,30	0,49	0,37	0,47	0,45	0,39	0,60	0,35	0,37
Ελευσίνα	0,40	0,30	0,51	0,27	0,40	1,00	0,65	0,45	0,31	0,36	0,36	-0,01	0,13	0,39	0,27	0,41	0,36	0,63	0,63	0,62	0,37	0,59	0,23	0,40	0,48	0,62	0,28	0,61	0,59	0,38	0,58	0,28	0,76	0,54	0,58
Ελληνικό	0,40	0,42	0,50	0,43	0,51	0,65	1,00	0,48	0,28	0,36	0,24	0,19	0,29	0,43	0,30	0,40	0,42	0,59	0,56	0,47	0,47	0,43	0,16	0,36	0,48	0,61	0,36	0,56	0,59	0,49	0,56	0,48	0,72	0,44	0,50
Ηράκλειο	0,20	0,21	0,31	0,32	0,32	0,45	0,48	1,00	0,21	0,26	0,44	0,12	0,20	0,27	0,61	0,19	0,13	0,41	0,60	0,57	0,64	0,61	0,21	0,52	0,71	0,50	0,34	0,64	0,35	0,26	0,64	0,22	0,50	0,60	0,71
Θεσσαλον.	0,41	0,25	0,25	0,34	0,07	0,31	0,28	0,21	1,00	0,27	0,13	0,25	0,40	0,04	0,20	0,38	0,43	0,21	0,15	0,11	0,23	0,16	0,27	0,14	0,25	0,32	0,38	0,16	0,37	0,18	0,12	0,22	0,18	0,18	0,14
Καλαμάτα	0,29	0,44	0,23	0,38	0,22	0,36	0,36	0,26	0,27	1,00	0,15	0,20	0,33	0,22	0,26	0,32	0,30	0,26	0,27	0,16	0,22	0,15	0,24	0,20	0,25	0,31	0,34	0,20	0,35	0,26	0,26	0,18	0,29	0,13	0,19
Κάρπαθος	0,12	-0,02	0,10	-0,06	-0,01	0,36	0,24	0,44	0,13	0,15	1,00	-0,20	-0,05	0,07	0,59	0,19	0,10	0,14	0,30	0,56	0,23	0,45	0,64	0,55	0,49	0,08	0,03	0,41	0,17	0,07	0,45	0,03	0,37	0,47	0,57
Κέρκυρα	0,17	0,46	0,18	0,65	0,30	-0,01	0,19	0,12	0,25	0,20	-0,20	1,00	0,64	0,04	0,07	0,10	0,19	0,16	0,00	-0,13	0,24	-0,11	-0,10	0,01	0,04	0,24	0,21	0,01	0,23	0,19	-0,02	0,23	0,03	-0,07	-0,06
Κεφαλον.	0,27	0,51	0,23	0,60	0,34	0,13	0,29	0,20	0,40	0,33	-0,05	0,64	1,00	0,08	0,14	0,18	0,25	0,23	0,06	0,02	0,22	0,01	0,02	0,05	0,12	0,29	0,34	0,11	0,28	0,28	0,05	0,27	0,14	0,03	0,07
Κύθηρα	0,25	0,32	0,37	0,15	0,63	0,39	0,43	0,27	0,04	0,22	0,07	0,04	0,08	1,00	0,19	0,14	0,19	0,46	0,53	0,41	0,31	0,44	-0,07	0,28	0,41	0,47	0,34	0,53	0,33	0,37	0,49	0,24	0,58	0,43	0,40
Κώς	0,21	0,18	0,22	0,22	0,21	0,27	0,30	0,61	0,20	0,26	0,59	0,07	0,14	0,19	1,00	0,19	0,16	0,26	0,42	0,51	0,56	0,50	0,47	0,66	0,63	0,30	0,21	0,51	0,24	0,15	0,55	0,16	0,37	0,53	0,62
Λαμία	0,59	0,29	0,23	0,29	0,09	0,41	0,40	0,19	0,38	0,32	0,19	0,10	0,18	0,14	0,19	1,00	0,54	0,22	0,28	0,16	0,20	0,13	0,31	0,20	0,29	0,25	0,40	0,20	0,48	0,29	0,20	0,21	0,28	0,13	0,18
Λάρσα	0,61	0,35	0,42	0,33	0,24	0,36	0,42	0,13	0,43	0,30	0,10	0,19	0,25	0,19	0,16	0,54	1,00	0,40	0,25	0,16	0,23	0,11	0,20	0,16	0,20	0,36	0,35	0,19	0,48	0,35	0,23	0,39	0,36	0,13	0,17
Λήμνος	0,41	0,43	0,84	0,34	0,58	0,63	0,59	0,41	0,21	0,26	0,14	0,16	0,23	0,46	0,26	0,22	0,40	1,00	0,57	0,54	0,54	0,54	0,00	0,37	0,40	0,85	0,24	0,62	0,51	0,41	0,62	0,54	0,77	0,49	0,49
Μήλος	0,28	0,27	0,43	0,24	0,45	0,63	0,56	0,60	0,15	0,27	0,30	0,00	0,06	0,53	0,42	0,28	0,25	0,57	1,00	0,69	0,57	0,73	0,15	0,58	0,69	0,65	0,26	0,78	0,49	0,28	0,74	0,29	0,71	0,68	0,74
Μύκονος	0,19	0,12	0,38	0,11	0,35	0,62	0,47	0,57	0,11	0,16	0,56	-0,13	0,02	0,41	0,51	0,16	0,16	0,54	0,69	1,00	0,48	0,83	0,25	0,64	0,62	0,49	0,06	0,82	0,36	0,21	0,74	0,20	0,73	0,81	0,85
Μυτιλήνη	0,28	0,32	0,47	0,43	0,38	0,37	0,47	0,64	0,23	0,22	0,23	0,24	0,22	0,31	0,56	0,20	0,23	0,54	0,57	0,48	1,00	0,55	0,09	0,60	0,64	0,60	0,28	0,65	0,49	0,39	0,71	0,30	0,57	0,56	0,58
Νάξος	0,20	0,16	0,38	0,06	0,37	0,59	0,43	0,61	0,16	0,15	0,45	-0,11	0,01	0,44	0,50	0,13	0,11	0,54	0,73	0,83	0,55	1,00	0,19	0,64	0,70	0,57	0,15	0,84	0,31	0,21	0,79	0,19	0,68	0,91	0,81
Ρόδος	0,19	0,02	0,00	0,02	-0,14	0,23	0,16	0,21	0,27	0,24	0,64	-0,10	0,02	-0,07	0,47	0,31	0,20	0,00	0,15	0,25	0,09	0,19	1,00	0,31	0,29	0,01	0,20	0,13	0,20	-0,01	0,17	0,03	0,12	0,19	0,23
Σάμος	0,20	0,16	0,30	0,18	0,21	0,40	0,36	0,52	0,14	0,20	0,55	0,01	0,05	0,28	0,66	0,20	0,16	0,37	0,58	0,64	0,60	0,64	0,31	1,00	0,62	0,38	0,09	0,67	0,38	0,17	0,71	0,18	0,53	0,64	0,67
Σαντορίνη	0,30	0,26	0,32	0,24	0,35	0,48	0,48	0,71	0,25	0,25	0,49	0,04	0,12	0,41	0,63	0,29	0,20	0,40	0,69	0,62	0,64	0,70	0,29	0,62	1,00	0,48	0,44	0,73	0,44	0,31	0,70	0,27	0,55	0,70	0,73
Σκύρος	0,41	0,45	0,69	0,42	0,58	0,62	0,61	0,50	0,32	0,31	0,08	0,24	0,29	0,47	0,30	0,25	0,36	0,85	0,65	0,49	0,60	0,57	0,01	0,38	0,48	1,00	0,33	0,64	0,56	0,40	0,62	0,45	0,72	0,52	0,51
Σούδα	0,40	0,37	0,24	0,36	0,30	0,28	0,36	0,34	0,38	0,34	0,03	0,21	0,34	0,34	0,21	0,40	0,35	0,24	0,26	0,06	0,28	0,15	0,20	0,09	0,44	0,33	1,00	0,24	0,38	0,44	0,18	0,26	0,24	0,14	0,13
Σύρος	0,29	0,27	0,46	0,24	0,49	0,61	0,56	0,64	0,16	0,20	0,41	0,01	0,11	0,53	0,51	0,20	0,19	0,62	0,78	0,82	0,65	0,84	0,13	0,67	0,73	0,64	0,24	1,00	0,46	0,37	0,82	0,30	0,78	0,81	0,83
Τανάγρα	0,48	0,39	0,49	0,50	0,37	0,59	0,59	0,35	0,37	0,35	0,17	0,23	0,28	0,33	0,24	0,48	0,48	0,51	0,49	0,36	0,49	0,31	0,20	0,38	0,44	0,56	0,38	0,46	1,00	0,48	0,43	0,35	0,60	0,33	0,38
Τρίπολη	0,33	0,39	0,39	0,45	0,47	0,38	0,49	0,26	0,18	0,26	0,07	0,19	0,28	0,37	0,15	0,29	0,35	0,41	0,28	0,21	0,39	0,21	-0,01	0,17	0,31	0,40	0,44	0,37	0,48	1,00	0,36	0,32	0,53	0,25	0,28
Χίος	0,27	0,26	0,47	0,19	0,45	0,58	0,56	0,64	0,12	0,26	0,45	-0,02	0,05	0,49	0,55	0,20	0,23	0,62	0,74	0,74	0,71	0,79	0,17	0,71	0,70	0,62	0,18	0,82	0,43	0,36	1,00	0,29	0,77	0,75	0,78
Χρυσούπ.	0,42	0,40	0,58	0,28	0,39	0,28	0,48	0,22	0,22	0,18	0,03	0,23	0,27	0,24	0,16	0,21	0,39	0,54	0,29	0,20	0,30	0,19	0,03	0,18	0,27	0,45	0,26	0,30	0,35	0,32	0,29	1,00	0,42	0,20	0,19
Βενιζέλος	0,38	0,36	0,64	0,32	0,60	0,76	0,72	0,50	0,18	0,29	0,37	0,03	0																						