



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

Διπλωματική Εργασία

**ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΩΝ
ΠΡΟΓΝΩΣΤΙΚΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΣΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ**

ΑΝΤΩΝΙΟΣ – ΓΕΝΝΑΙΟΣ ΠΕΤΤΑΣ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ: ΑΝΔΡΕΑΣ ΕΥΣΤΡΑΤΙΑΔΗΣ, ΕΠΙΚΟΥΡΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

Αθήνα, Νοέμβριος 2020

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

Διπλωματική Εργασία

**ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΩΝ
ΠΡΟΓΝΩΣΤΙΚΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΣΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ**

ΑΝΤΩΝΙΟΣ – ΓΕΝΝΑΙΟΣ ΠΕΤΤΑΣ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ: ΑΝΔΡΕΑΣ ΕΥΣΤΡΑΤΙΑΔΗΣ, ΕΠΙΚΟΥΡΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

*Αν θέλεις να κάνεις τους ανθρώπους να
διαβάσουν ένα βιβλίο, πες τους ότι
είναι υπερεκτιμημένο.*

Nassim Nicholas Taleb

Copyright © Αντώνιος – Γενναίος Πέττας, 2020

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση σε αρχείο πληροφοριών, διανομή, αναπαραγωγή, μετάφραση ή μετάδοση της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό, υπό οποιαδήποτε μορφή και με οποιοδήποτε μέσο επικοινωνίας, ηλεκτρονικό ή μηχανικό, χωρίς την προηγούμενη έγγραφη άδεια του Αντώνιου – Γενναίου Πέττα. Επιτρέπεται η αναπαραγωγή, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν στη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Η έγκριση της διπλωματικής εργασίας από τη Σχολή Πολιτικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου δεν υποδηλώνει αποδοχή των απόψεων του (Ν.5343/1932, Άρθρο 202)

Copyright © Antonios – Gennaios Pettas, 2020

All Rights Reserved

Neither the whole nor any part of this diploma thesis may be copied, stored in a retrieval system, distributed, reproduced, translated, or transmitted for commercial purposes, in any form or by any means now or hereafter known, electronic or mechanical, without the written permission from the author. Reproducing, storing and distributing this thesis for non-profitable, educational or research purposes is allowed, without prejudice to reference to its source and to inclusion of the present text. Any queries in relation to the use of the present thesis for commercial purposes must be addressed to its author.

Approval of this diploma thesis by the School of Civil Engineering of the National Technical University of Athens (NTUA) does not constitute in any way an acceptance of the views of the author contained herein by the said academic organization (L.5343/1932, art. 202).

Το περιεχόμενο της ανά χείρας διπλωματικής εργασίας αποτελεί προϊόν της 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.

Αντώνιος – Γενναίος Πέττας

X.X.

Ευχαριστίες

Ευχαριστώ θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Ανδρέα Ευστρατιάδη για την υποστήριξη και καθοδήγησή του κατά την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, μα πάνω απ' όλα για την εμπιστοσύνη που εμπράκτως έχει δείξει στο πρόσωπό μου καθ' όλη τη διάρκεια της συνεργασίας μας.

Ευχαριστίες οφείλω επίσης στον Πολιτικό Μηχανικό Ηλία Δεληγιάννη για τον χρόνο που αφιέρωσε και την ουσιαστική βοήθεια που προσέφερε κατά τη διαδικασία συλλογής των απαραίτητων για την ανάπτυξη της μεθοδολογίας δεδομένων.

Ένα μεγάλο ευχαριστώ στο φίλο και συμφοιτητή μου Παναγιώτη Μαυριτσάκη για την άποψη συνεργασία που οδήγησε σε δύο διαδοχικές συμμετοχές στο διεθνές συνέδριο της Ευρωπαϊκής Ένωσης Γεωεπιστημών, μα κυρίως, για τις όμορφες αναμνήσεις.

Τέλος, ευχαριστώ από καρδιάς τους γονείς μου, για την ανιδιοτελή και διαρκή υποστήριξη σε κάθε μου βήμα.

Αντώνιος – Γενναίος Πέττας

Νοέμβριος, 2020

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η ανά χείρας διπλωματική εργασία πραγματεύεται την ανάπτυξη μεθοδολογίας αξιολόγησης μοντέλων πρόγνωσης στην αιολική ενέργεια. Εξετάζεται ιδιαίτερα η επίδραση της δομής της καμπύλης ισχύος των ανεμογεννητριών στην αποτελεσματικότητα των προγνωστικών μοντέλων σημειακής ταχύτητας ανέμου ως προς την παρεχόμενη ενεργειακή αξιοπιστία και την οικονομική αποδοτικότητα του εκάστοτε αιολικού συστήματος. Σε αυτό το πλαίσιο, καταστρώνεται προσομοίωση της παραγωγής αιολικής ενέργειας μέσω τυπικής ανεμογεννήτριας με δεδομένα εισόδου ιστορικές χρονοσειρές ωριαίας ταχύτητας ανέμου, καθώς και αντίστοιχες χρονοσειρές ωριαίων προγνώσεων ταχύτητας ανέμου από διάφορα μοντέλα. Πραγματοποιείται ενδεδειγμένη στατιστική ανάλυση των δεδομένων χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου, ενώ γίνεται σύγκριση μεταξύ της αποδοτικότητας των αιολικών προγνώσεων και των αντίστοιχων ενεργειακών, καθώς και εφαρμογή πληθώρας στατιστικών μέτρων επίδοσης. Εν συνεχεία, ορίζεται ένας εμπειρικός ψευδοοικονομικός δείκτης αξιολόγησης των προγνώσεων μέσω διαδικασίας «τιμολόγησης» των εκάστοτε ελλειμάτων και πλεονασμάτων παραγόμενης ενέργειας. Έτσι εξάγονται συμπεράσματα αναφορικά με την αξιοπιστία της πρόγνωσης με βάση τις κρίσιμες παραμέτρους της κάλυψης της ενεργειακής ζήτησης αλλά και της οικονομικής βιωσιμότητας της διαδικασίας παραγωγής αιολικής ενέργειας. Τέλος γίνονται προτάσεις αξιοποίησης της μεθοδολογίας τόσο σε προβλήματα αιολικής πρόγνωσης όσο και σε θέματα βελτιστοποίησης του σχεδιασμού και των λειτουργικών αποφάσεων των αιολικών συστημάτων.

Πρόδρομα αποτελέσματα της έρευνας παρουσιάστηκαν στο διεθνές συνέδριο της Ευρωπαϊκής Ένωσης Γεωεπιστημών (Pettas et al., 2020).

ABSTRACT

This thesis deals with the development of a methodology for evaluating forecasting models in wind energy. In particular, the effect of the structure of the wind turbines' power curve on the efficiency of the wind speed forecast models is examined, especially in terms of the provided energy reliability and the economic efficiency of the respective wind system. In this context, a simulation of wind energy production through a standard wind turbine with input data of historical hourly wind speed time series, as well as corresponding time series of hourly wind speed forecasts, is constructed. A thorough statistical analysis of the wind speed time series data is performed, while the efficiency of wind forecasts is compared with the corresponding energy efficiency, through the application of a variety of statistical performance measures. Subsequently an empirical pseudo economic index that derives from a simple yet effective pricing procedure of the energy deficits and surpluses is proposed. Thus, conclusions are drawn regarding the forecast's reliability based on the critical parameters of the achievement of energy demand and the economic viability of the wind energy production process. Finally, utilization of the methodology is proposed, both in problems of wind forecast and in matters of optimization of the design and operational decisions of wind systems.

Preliminary research results were presented at the European Geosciences Union General Assembly (Pettas et al., 2020)

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ.....	xv
ΛΙΣΤΑ ΓΡΑΦΗΜΑΤΩΝ.....	xix
ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ.....	xxii
ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	xxiii
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	1
1.1 Γενική Τοποθέτηση.....	1
1.2 Ερευνητικοί Στόχοι.....	2
1.3 Δομή Διπλωματικής Εργασίας.....	3
2 ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΚΑΙ ΚΟΙΝΩΝΙΚΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ.....	4
2.1 Ιστορική Αναδρομή.....	4
2.1.1 Η Εμφάνιση της Ναυσιπλοΐας.....	4
2.1.2 Σύντομη Αναδρομή στην Ιστορία των Ανεμόμυλων.....	5
2.1.3 Άνεμος και Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	7
2.2 Σύγχρονες Τάσεις Αξιοποίησης της Αιολικής Ενέργειας.....	10
2.2.1 Παγκόσμια Παραγωγή Αιολικής Ενέργειας.....	10
2.2.2 Παραγωγή Αιολικής Ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση.....	11
2.2.3 Η Αιολική Ενέργεια στο Ελληνικό Ενεργειακό Μείγμα.....	15
2.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Αιολικής Ενέργειας.....	18
3 ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ.....	21
3.1 Ο Άνεμος ως Πρώτη Ύλη.....	21
3.1.1 Η Καθ' Ύψος Διακύμανση του Ανέμου.....	22
3.1.2 Η Χρονική Διακύμανση του Ανέμου.....	23
3.2 Στοιχεία Αιολικών Μηχανών.....	25
3.2.1 Είδη Αιολικών Μηχανών.....	25
3.2.2 Τυπικός Εξοπλισμός Ανεμογεννήτριας Οριζόντιου Άξονα.....	26
3.2.3 Χαρακτηριστικά Μεγέθη.....	27
3.2.4 Αιολική Ισχύς.....	27
3.2.5 Η Καμπύλη Ισχύος της Ανεμογεννήτριας.....	28
3.3 Η Πρόκληση της Πρόγνωσης στην Αιολική Ενέργεια.....	29
3.3.1 Ανεμολογική Πρόγνωση.....	29
3.3.2 Ενεργειακή Πρόγνωση.....	30

4	ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ.....	33
4.1	Δεδομένα Εισόδου	33
4.2	Προσομοίωση Παραγωγής Ενέργειας.....	33
4.3	Επιμερισμός Καμπύλης Ισχύος Ανεμογεννήτριας σε Ζώνες.....	34
4.4	Πιθανότητες Μετάβασης.....	35
4.4.1	Θεωρητικό Υπόβαθρο.....	35
4.4.2	Μεθοδολογική Προσέγγιση	35
4.5	Στατιστικοί Δείκτες Επίδοσης.....	36
4.5.1	Normalized Root Mean Square Error	36
4.5.2	Bias	36
4.5.3	Percent Bias	37
4.5.4	Λόγος του RMSE προς την Τυπική Απόκλιση των Παρατηρήσεων.....	37
4.5.5	Λόγος των Τυπικών Αποκλίσεων	37
4.5.6	Nash-Sutcliffe Efficiency.....	37
4.5.7	Modified Nash-Sutcliffe Efficiency.....	37
4.5.8	Relative Nash-Sutcliffe Efficiency	38
4.5.9	Index of Agreement	38
4.5.10	Modified Index of Agreement	38
4.5.11	Persistence Index	38
4.5.12	Pearson' s Correlation Coefficient.....	38
4.5.13	Coefficient of Determination	38
4.6	Ορισμός Εμπειρικού Ψευδοοικονομικού Δείκτη Επίδοσης.....	39
5	ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ	42
5.1	Συλλογή Ανεμολογικών Δεδομένων	42
5.2	Χρονική Επεξεργασία Ανεμολογικών Δεδομένων	43
5.3	Υπολογισμός Πιθανότητας Νηνεμίας	45
5.4	Εμπειρική Πυκνότητα Πιθανότητας	49
5.5	Στατιστική Μέθοδος των Ροπών	52
5.5.1	Θεωρητικό Υπόβαθρο	52
5.5.2	Υπολογισμός της Δειγματικής Μέσης Τιμής.....	53
5.5.3	Υπολογισμός Τυπικής Απόκλισης.....	57
5.5.4	Υπολογισμός ασυμμετρίας της ταχύτητας του ανέμου	60
5.6	Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης.....	63
5.6.1	Θεωρητικό Υπόβαθρο.....	63

5.6.2	Ωριαίος Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης Δεδομένων Χρονοσειρών Ανέμου.....	64
5.7	Συγκεντρωτικά Στατιστικά Χαρακτηριστικά.....	68
6	ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ.....	69
6.1	Πρωτογενή Δεδομένα Εισόδου.....	69
6.2	Εμπειρικά Μοντέλα Πρόβλεψης.....	70
6.2.1	Μεθοδολογική Προσέγγιση.....	70
6.2.2	Περιγραφή Εμπειρικών Μοντέλων.....	70
6.3	Αποτελέσματα Πρωτογενούς Ανάλυσης.....	72
6.3.1	Στατιστικοί Δείκτες Επίδοσης.....	72
6.3.2	Πιθανότητες Μετάβασης.....	73
6.3.3	Εμπειρικός Ψευδοοικονομικός Δείκτης Επίδοσης.....	74
6.4	Δευτερογενή Δεδομένα Εισόδου.....	76
7	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ.....	79
7.1	Συμπεράσματα.....	79
7.2	Προτάσεις για Περαιτέρω Διερεύνηση.....	79
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	81
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....	83
A.1	Εμπειρική Πυκνότητα Πιθανότητας.....	83
A.2	Ωριαία Πιθανότητα Νηνεμίας.....	90
A.3	Δειγματική Μέση Τιμή.....	93
A.4	Τυπική Απόκλιση.....	96
A.5	Συντελεστής Ασυμμετρίας.....	99
A.6	Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης.....	102
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: ΠΙΝΑΚΕΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ.....	105
B.1	Πιθανότητες Μετάβασης.....	105
B.2	Στατιστικοί Δείκτες Επίδοσης.....	111
B.2.1	Ανεμολογική Πρόγνωση.....	111
B.2.2	Ενεργειακή Πρόγνωση.....	111
B.3	Εμπειρικός Ψευδοοικονομικός Δείκτης Επίδοσης.....	113
B.3.1	Σενάριο 1.....	113
B.3.2	Σενάριο 2.....	113
B.3.3	Σενάριο 3.....	114
B.3.4	Σενάριο 4.....	115
B.3.5	Σενάριο 5.....	115

B.3.6 Σενάριο 6.....	116
B.3.7 Σενάριο 7.....	116
B.3.8 Σενάριο 8.....	117

ΛΙΣΤΑ ΓΡΑΦΗΜΑΤΩΝ

Γράφημα 2.1: Παγκόσμια αθροιστική εγκατεστημένη αιολική ισχύς 2001 – 2019 (πηγή: https://gwec.net)	10
Γράφημα 2.2: Παγκόσμια νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά έτος 2015-2019 (πηγή: https://gwec.net)	11
Γράφημα 2.3: Παγκόσμια νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς το 2019 ανά περιοχή και αγορά (πηγή: https://gwec.net)	11
Γράφημα 2.4: Ετήσιες τιμές νέας επίγειας (onshore) και θαλάσσιας (offshore) εγκατεστημένης ισχύος ανά έτος (2009 – 2019) στην ΕΕ (πηγή: WindEurope).....	12
Γράφημα 2.5: Νέες τιμές επίγειας (onshore) και θαλάσσιας (offshore) εγκατεστημένης ισχύος για τα ευρωπαϊκά κράτη εντός 2019 (πηγή: WindEurope) ...	12
Γράφημα 2.6: Κατανομή νέας εγκατεστημένης ισχύος ανά έτος (2009 – 2019) (πηγή: WindEurope).....	13
Γράφημα 2.7: Αθροιστικές τιμές επίγειας (onshore) και θαλάσσιας (offshore) εγκατεστημένης ισχύος για τα ευρωπαϊκά κράτη ανά έτος (2009 – 2019) (πηγή: WindEurope).....	13
Γράφημα 2.8: Κατανομή συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ανά ευρωπαϊκό κράτος (πηγή: WindEurope)	14
Γράφημα 2.9: Ποσοστό κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια ανά ευρωπαϊκό κράτος το 2019 (πηγή: WindEurope)	15
Γράφημα 2.10: Μερίδιο ΑΠΕ επί της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, 1973-2015 (πηγή: IEA 2017).....	16
Γράφημα 2.11: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικής, ηλιακής και υδροηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, 2000-2015 (πηγή: IEA 2017)	17
Γράφημα 2.12: Αθροιστική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ελλάδα τα έτη 1987 - 2014 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)	17
Γράφημα 2.13: Εγκατεστημένα MW αιολικής ισχύος ανά περιφέρεια το 2014 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ).....	17
Γράφημα 3.1: Παράδειγμα της διπλής περιοδικότητας του ανέμου, όπως εμφανίζεται σε γραφήματα μέσης τιμής, τυπικής απόκλισης, συντελεστή ασυμμετρίας και συντελεστή αυτοσυσχέτισης (πηγή: Σημειώσεις μαθήματος «Ανανεώσιμη Ενέργεια και Υδροηλεκτρικά Έργα» 2019)	23
Γράφημα 3.2: Τυπικές καμπύλες ισχύος ανεμογεννητριών εμπορίου (πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία» , Μαμάσης 2013)	28
Γράφημα 3.3: Διάγραμμα ροής διαδικασίας εκτίμησης μελλοντικών τιμών παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.....	31
Γράφημα 3.4: Η συμπεριφορά της παραγόμενης ισχύος σε σχέση με την ταχύτητα ανέμου.....	31
Γράφημα 4.1: Επιμερισμός καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας σε ζώνες	35
Γράφημα 5.1: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού Ικαρίας	46
Γράφημα 5.2: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N3.....	46
Γράφημα 5.3: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N6.....	47
Γράφημα 5.4: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N119.....	47
Γράφημα 5.5: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N287.....	48

Γράφημα 5.6: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N1427.....	48
Γράφημα 5.7: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N2715.....	49
Γράφημα 5.8: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού Ικαρίας	49
Γράφημα 5.9: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N3.....	50
Γράφημα 5.10: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N6.....	50
Γράφημα 5.11: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N119.....	50
Γράφημα 5.12: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N287.....	51
Γράφημα 5.13: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N1427.....	51
Γράφημα 5.14: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N2715.....	51
Γράφημα 5.15: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός Ικαρίας	54
Γράφημα 5.16: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N3.....	54
Γράφημα 5.17: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N6.....	55
Γράφημα 5.18: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N119....	55
Γράφημα 5.19: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N287....	55
Γράφημα 5.20: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N1427..	56
Γράφημα 5.21: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N2715..	56
Γράφημα 5.22: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός Ικαρίας.....	57
Γράφημα 5.23: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N3	58
Γράφημα 5.24: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N6	58
Γράφημα 5.25: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N119	58
Γράφημα 5.26: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N287	59
Γράφημα 5.27: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N1427	59
Γράφημα 5.28: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N2715	59
Γράφημα 5.29: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός Ικαρίας.....	61
Γράφημα 5.30: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N3	61
Γράφημα 5.31: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N6	61
Γράφημα 5.32: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N119	62
Γράφημα 5.33: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N287	62
Γράφημα 5.34: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N1427	62
Γράφημα 5.35: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N2715	63
Γράφημα 5.36: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός Ικαρίας.....	64
Γράφημα 5.37: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N3	65
Γράφημα 5.38: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N6	65
Γράφημα 5.39: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N119	66
Γράφημα 5.40: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N287	66
Γράφημα 5.41: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N1427	67
Γράφημα 5.42: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N2715	67
Γράφημα 6.1: Καμπύλη ισχύος και συντελεστής ισχύς ανεμογεννήτριας Enercon E44/900.....	69

Γράφημα 6.2: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια για τα πρωτογενή δεδομένα	76
Γράφημα 6.3: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N3... ..	77
Γράφημα 6.4: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N6... ..	77
Γράφημα 6.5: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N119	77
Γράφημα 6.6: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N287	78
Γράφημα 6.7: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N1427	78
Γράφημα 6.8: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N2715	78
Γράφημα A.1: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας.....	83
Γράφημα A.2: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N3	84
Γράφημα A.3: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N6	85
Γράφημα A.4: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N119	86
Γράφημα A.5: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N287	87
Γράφημα A.6: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N1427	88
Γράφημα A.7: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N2715	89
Γράφημα A.8: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας.....	90
Γράφημα A.9: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N3	90
Γράφημα A.10: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N6.....	90
Γράφημα A.11: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N119.....	91
Γράφημα A.12: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N287.....	91
Γράφημα A.13: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N1427.....	91
Γράφημα A.14: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N2715.....	92
Γράφημα A.15: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας.....	93
Γράφημα A.16: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N3	93
Γράφημα A.17: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N6	93
Γράφημα A.18: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N119	94
Γράφημα A.19: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N287.....	94
Γράφημα A.20: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N1427	94
Γράφημα A.21: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N2715.....	95
Γράφημα A.22: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας.....	96
Γράφημα A.23: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N3	96
Γράφημα A.24: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N6	96
Γράφημα A.25: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N119	97
Γράφημα A.26: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N287	97
Γράφημα A.27: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N1427	97
Γράφημα A.28: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N2715	98
Γράφημα A.29: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας.....	99
Γράφημα A.30: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N3	99
Γράφημα A.31: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N6	99
Γράφημα A.32: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N119	100
Γράφημα A.33: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N287	100
Γράφημα A.34: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N1427	100

Γράφημα A.35: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N2715	101
Γράφημα A.36: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας	102
Γράφημα A.37: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N3	102
Γράφημα A.38: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N6.....	102
Γράφημα A.39: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N119.	103
Γράφημα A.40: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N287.	103
Γράφημα A.41: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N1427	103
Γράφημα A.42: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N2715	104

ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 2.1: Μοντέλο αρχαίας ελληνικής τριήρους, Deutsches Museum, Μόναχο, Γερμανία. (πηγή: Wikipedia).....	5
Εικόνα 2.2: Ο ανεμόμυλος του Ήρωνα (Πηγή: Wikipedia)	5
Εικόνα 2.3: Ανεμόμυλος του Kinderdijk (Πηγή: Προσωπικό αρχείο, 2017).....	6
Εικόνα 2.4: Οι ανεμόμυλοι του Kinderdijk (Πηγή: Προσωπικό αρχείο, 2017)	6
Εικόνα 2.5: Αργή αιολική μηχανή (πηγή: Wikipedia).....	7
Εικόνα 2.6: Η πρώτη αυτόματη ανεμογεννήτρια (πηγή: Wikipedia)	8
Εικόνα 2.7: Σύγχρονη ανεμογεννήτρια της κατασκευαστικής εταιρίας “Vestas Wind Systems A/S” (πηγή: https://industry europe.com/sectors/energy-utilities).....	9
Εικόνα 2.8: Κατεστραμμένη ανεμογεννήτρια μη ενεργού αιολικού πάρκου στην Κάρυστο της Εύβοιας (φωτογραφία κ.Σταυρίδη).....	19
Εικόνα 2.9: Παράδειγμα οπτικής όχλησης: Ο Αθέρας πάνω από τον Μαγγανίτη, όπως θα φαίνεται μετά την εγκατάσταση σε 28 τ.χλμ. 110 ανεμογεννητριών 3 MW, ύψους 150 μέτρων και ανοίγματος φτερών 90 μέτρων (πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία», Μαμάσης 2013).....	19
Εικόνα 3.1: Παραδείγματα δημιουργίας ανέμων (πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία», Μαμάσης 2013).....	22
Εικόνα 3.2: Συγκριτικό σχεδιάγραμμα μεταξύ σύγχρονων αιολικών μηχανών οριζοντίου και κατακόρυφου άξονα περιστροφής(πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία», Μαμάσης 2013).....	25
Εικόνα 3.3: Τυπική σύγχρονη ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα περιστροφής (πηγή: Profilnet)	25
Εικόνα 3.4: Τυπική σύγχρονη ανεμογεννήτρια κατακόρυφου άξονα περιστροφής (πηγή: Profilnet).....	26
Εικόνα 4.1: Διάγραμμα ροής διαδικασίας προσομοίωσης παραγωγής ενέργειας.....	34
Εικόνα 5.1: Κανονικοποίηση χρονικού βήματος στο περιβάλλον του λογισμικού υδρογνώμων.....	44
Εικόνα 5.2: Συνάθροιση χρονοσειρών στο περιβάλλον του λογισμικού υδρογνώμων	45
Εικόνα 6.1: Ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα Enercon E44/900 (πηγή: https://www.enercon.de/).....	69

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 3.1: Τυπικές τιμές της παραμέτρου τραχύτητας.....	22
Πίνακας 4.1: Δεδομένα Εισόδου Μεθοδολογίας.....	33
Πίνακας 5.1: Μετεωρολογικοί σταθμοί ενδιαφέροντος.....	43
Πίνακας 5.2: Ανάλυση υπολογισμού δειγματικής μέσης τιμής.....	56
Πίνακας 5.3: Συγκεντρωτικός πίνακας βασικών στατιστικών χαρακτηριστικών δεδομένων.....	68
Πίνακας 6.1: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ανεμολογικής πρόγνωσης για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου.....	72
Πίνακας 6.2: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ενεργειακής πρόγνωσης για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου.....	72
Πίνακας 6.3: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Ιστορικές παρατηρήσεις.....	73
Πίνακας 6.4: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Α.....	73
Πίνακας 6.5: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Β.....	73
Πίνακας 6.6: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Γ.....	73
Πίνακας 6.7: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Δ.....	74
Πίνακας 6.8: Τιμές βαθμολόγησης ανά σενάριο αξιολόγησης.....	74
Πίνακας 6.9: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 1.....	74
Πίνακας 6.10: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 2.....	74
Πίνακας 6.11: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 3.....	74
Πίνακας 6.12: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 4.....	75
Πίνακας 6.13: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 5.....	75
Πίνακας 6.14: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 6.....	75
Πίνακας 6.15: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 7.....	75
Πίνακας 6.16: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 8.....	75
Πίνακας Β.1: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ικαρίας.....	105
Πίνακας Β.2: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν3.....	106
Πίνακας Β.3: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν6.....	107
Πίνακας Β.4: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν119.....	108
Πίνακας Β.5: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν287.....	108
Πίνακας Β.6: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν1417.....	109
Πίνακας Β.7: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν2715.....	110

Πίνακας Β.8: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ανεμολογικής πρόγνωσης	111
Πίνακας Β.9: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ενεργειακής πρόγνωσης	112
Πίνακας Β.10: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 1	113
Πίνακας Β.11: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 2	114
Πίνακας Β.12: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 3	114
Πίνακας Β.13: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 4	115
Πίνακας Β.14: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 5	116
Πίνακας Β.15: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 6	116
Πίνακας Β.16: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 7	117
Πίνακας Β.17: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 8	117

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Γενική Τοποθέτηση

Ήδη από τις αρχές της τελευταίας δεκαετίας έχει παρατηρηθεί μια σημαντική στροφή της παγκόσμιας ενεργειακής πολιτικής, και δη της ευρωπαϊκής, η οποία θέτει ως κύριους στρατηγικούς άξονες την ανάπτυξη και βιωσιμότητα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με την αύξηση των ποσοστών συμμετοχής τους στο ενεργειακό μείγμα σε μια γενικότερη λογική «πράσινης» πολιτικής.

Σε αυτό το πλαίσιο, πολλές ευρωπαϊκές χώρες, μεταξύ των οποίων και η Ελλάδα, οδηγούνται σε σημαντικές οικονομικές επενδύσεις στον τομέα της ανανεώσιμης ενέργειας και σταδιακή υποχώρηση των συμβατικών πηγών ενεργειακής παραγωγής.

Συνάμα η επιδίωξη της ΕΕ για θεσμοθέτηση ενός κοινού πανευρωπαϊκού οικονομικού ενεργειακού μοντέλου οδηγεί σε σημαντικές μεταρρυθμίσεις στα εθνικά μοντέλα και στους κανόνες λειτουργίας που τα διέπουν. Σε εθνικό επίπεδο, το ξεκίνημα του νέου μοντέλου για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, γνωστό και ως Target Model, έχει ωθήσει τους επαγγελματίες του χώρου προς την έρευνα για βελτιστοποίηση των έως τώρα γνωστών πρακτικών και λειτουργικών διεργασιών, ώστε να ανταποκριθούν καλύτερα στο νέο ενεργειακό πλαίσιο. Το νέο μοντέλο έρχεται να αντικαταστήσει τη λογική της προστατευόμενης από «εγγυημένες» πρακτικές τιμολόγησης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ θα την διακριτοποιήσει σε τέσσερις νέες διακριτές αγορές:

- Την αγορά της επόμενης ημέρας (day-ahead)
- Την ενδοημερήσια (intraday) αγορά
- Την αγορά της εξισορρόπησης
- Προθεσμιακή αγορά

Το νέο αυτό Target Model που θα χαρακτηρίζεται από την απουσία εγγυημένων τιμών στην ενεργειακή αγορά, σε συνδυασμό με την επιδίωξη διαρκούς αύξησης του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα οδηγούν στην ανάγκη σημαντικής βελτιστοποίησης των διαχειριστικών διεργασιών των συστημάτων παραγωγής προκειμένου να εξασφαλισθεί η ταυτόχρονη ενεργειακή αξιοπιστία της αλλά και η οικονομική βιωσιμότητα των παραγωγών και των αντιστοίχων επενδύσεων.

Ιδίως σε ό,τι αφορά στην αιολική ενέργεια, καθώς εξαρτάται από εξαιρετικά αβέβαιες και, ως εκ τούτου, απρόβλεπτες διεργασίες, η προσαρμογή στην νέα ενεργειακή πραγματικότητα φαίνεται να αποτελεί πραγματική πρόκληση, ενώ αναδεικνύει την ανάγκη υιοθέτησης νέων, βελτιωμένων πρακτικών αξιολόγησης των ενεργειακών προγνώσεων και συνεπώς των αντίστοιχων οικονομικών προσφορών των συστημάτων παραγωγής στο χρηματιστήριο ενέργειας.

Η ανάγκη αυτή αποτέλεσε και το έναυσμα της συγκεκριμένης διπλωματικής εργασίας η οποία φιλοδοξεί στην ανάπτυξη μια νέας λογικής αξιολόγησης των προγνώσεων στην αιολική ενέργεια μέσω της χρήσης απλών και εύχρηστων πρακτικών και με κύριο γνώμονα τις κρίσιμες παραμέτρους της ταυτόχρονης αξιοπιστίας ως προς την κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης και της οικονομικής βιωσιμότητας των συστημάτων παραγωγής.

1.2 Ερευνητικοί Στόχοι

Βασικός στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η ανάπτυξη μεθοδολογίας αξιολόγησης των προγνώσεων που χρησιμοποιούνται στη διαδικασία παραγωγής αιολικής ενέργειας με κριτήρια εκείνα της αξιοπιστίας της ενεργειακής παραγωγής καθώς και της οικονομικής αποδοτικότητας των αιολικών συστημάτων και κατ' επέκταση των αντίστοιχων επενδύσεων.

Οι προγνώσεις αυτές βασίζονται σήμερα σε μοντέλα πρόβλεψης της σημειακής ταχύτητας ανέμου στα σημεία ενδιαφέροντος και αξιολογούνται στατιστικά κυρίως με βάση την ακρίβεια των επιμέρους προγνώσεων και την ελαχιστοποίηση των σφαλμάτων, ενώ σε αυτές θα βασίζονται οι διάφορες λειτουργικές αποφάσεις που σχετίζονται με το εκάστοτε ποσοστό συμμετοχής στο μελλοντικό ημερήσιο ενεργειακό μείγμα του νέου Target Model αλλά και οι τιμές προσφοράς.

Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στοχεύει στην απευθείας συσχέτιση αυτών των προγνωστικών σφαλμάτων με το αντίκτυπό τους στην κάλυψη της ζήτησης που αντιστοιχεί στο εκάστοτε συμφωνημένο ποσοστό του ενεργειακού μείγματος και τα κέρδη ή/και ζημίες των μονάδων παραγωγής.

Σε αυτό το πλαίσιο ανακύπτουν και οι ακόλουθοι επιμέρους ερευνητικοί στόχοι:

- Η προσομοίωση της παραγωγής αιολικής ενέργειας και αντίστοιχης ανεμολογικής και ενεργειακής πρόγνωσης
- Η διερεύνηση και ποσοτικοποίηση της επίδρασης της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας στη διαδικασία «μετάφρασης» των σφαλμάτων πρόγνωσης της ταχύτητας ανέμου σε σφάλματα ενεργειακής πρόγνωσης,
- Η αξιολόγηση και σύγκριση των ανεμολογικών και αντίστοιχων ενεργειακών προγνώσεων μέσω εφαρμογής κλασικών στατιστικών μέτρων επίδοσης,
- Η ανάπτυξη εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης των ενεργειακών προγνώσεων με βασικό μηχανισμό την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας,
- Η αξιολόγηση των ενεργειακών προγνώσεων μέσω της χρήσης του εμπειρικού δείκτη,
- Η διερεύνηση της επίδρασης των στατιστικών χαρακτηριστικών των χρονοσειρών ανέμου στα αποτελέσματα της διαδικασίας αξιολόγησης,

Συνάμα στόχος της εργασίας είναι η τεκμηριωμένη πρόταση αξιοποίησης των εξαγόμενων συμπερασμάτων σε μια νέα διαδικασία βελτιστοποίησης τόσο των ίδιων των ενεργειακών προγνώσεων στην αιολική ενέργεια, όσο και του σχεδιασμού και στρατηγικής λειτουργίας των αιολικών συστημάτων παραγωγής.

1.3 Δομή Διπλωματικής Εργασίας

Η διπλωματική εργασία αποτελείται από επτά επιμέρους κεφάλαια.

Στο **Κεφάλαιο 1** γίνεται η εισαγωγή στο αντικείμενο της εργασίας. Αναλύονται οι συνθήκες οι οποίες αποτέλεσαν το ερέθισμα της συγκεκριμένης ερευνητικής προσπάθειας καθώς και οι στόχοι της, ενώ ακολουθεί η περιγραφή της δομής της διπλωματικής εργασίας.

Το **Κεφάλαιο 2** εισάγει βασικά στοιχεία της εξέλιξης της αιολικής ενέργειας και της αξιοποίησής της στο πέρασμα της ανθρώπινης ιστορίας, ενώ αναλύει καίρια κοινωνικοοικονομικά στοιχεία αναφορικά με τις σύγχρονες τάσεις της ενεργειακής πολιτικής σε παγκόσμια, ευρωπαϊκή και εθνική κλίμακα και τον ρόλο της αιολικής ενέργειας σε αυτήν. Συνάμα αναλύονται τα βασικά πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της τεχνολογίας παραγωγής αιολικής ενέργειας.

Το **Κεφάλαιο 3** παρέχει το απαραίτητο για τον αναγνώστη θεωρητικό υπόβαθρο ως προς τις διαδικασίες παραγωγής αιολικής ενέργειας, τον τεχνικό εξοπλισμό αλλά και τις ιδιαιτερότητες που παρουσιάζει ο άνεμος και η συμπεριφορά του ως πηγή παραγωγής ενέργειας. Τέλος, αναλύεται το μείζον ζήτημα της πρόγνωσης στην αιολική ενέργεια, το οποίο αποτελεί και το βασικό σημείο αναφοράς του ερευνητικού σκέλους της εργασίας.

Στο **Κεφάλαιο 4** θεμελιώνεται το μεθοδολογικό πλαίσιο που ακολουθήθηκε κατά τη διαδικασία της έρευνας. Αναλύεται θεωρητικά και τεκμηριώνεται η συλλογιστική πορεία ενώ προσδιορίζονται όλα τα σκέλη της μεθοδολογίας και τα υπολογίσιμα μεγέθη. Τέλος ορίζεται ο νέος δείκτης αξιολόγησης των προγνωστικών μοντέλων, που αποτελεί και βασική συνεισφορά της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Το **Κεφάλαιο 5** ασχολείται με τη στατιστική ανάλυση των δεδομένων εισόδου που αξιοποιήθηκαν κατά το στάδιο εφαρμογής της μεθοδολογίας. Δίνονται τόσο το θεωρητικό υπόβαθρο των στατιστικών μεγεθών που υπολογίζονται, όσο και τα βασικά αποτελέσματα της ανάλυσης, υπό μορφές πινάκων και γραφημάτων.

Στο **Κεφάλαιο 6** παρουσιάζονται τα κύρια αποτελέσματα που προέκυψαν από την εφαρμογή της μεθοδολογίας, ενώ στο **Κεφάλαιο 7** αναφέρονται τα συμπεράσματα που προκύπτουν από τη μελέτη των αποτελεσμάτων. Τέλος εξετάζεται η επίτευξη των ερευνητικών στόχων της εργασίας, ενώ προτείνονται περεταίρω διαδικασίες διερεύνησης και βελτιστοποίησης της μεθοδολογίας αλλά και πεδία εφαρμογής της.

Τα παραπάνω κεφάλαια συνοδεύονται και από δύο παραρτήματα. Στο **Παράρτημα Α** επισυνάπτονται πίνακες και γραφήματα με το σύνολο των αποτελεσμάτων της στατιστικής ανάλυσης του Κεφαλαίου 5, ενώ στο **Παράρτημα Β** παρατίθενται οι αναλυτικοί πίνακες αποτελεσμάτων εφαρμογής της μεθοδολογίας για κάθε περίπτωση δεδομένων εισόδου που εξετάστηκε.

2 ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΚΑΙ ΚΟΙΝΩΝΙΚΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ

2.1 Ιστορική Αναδρομή

Αιολική ονομάζεται η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του πνέοντος ανέμου.

Το όνομά της προέρχεται από την ελληνική μυθολογία. Ο Αίολος είχε οριστεί από τον Δία κλειδοκράτορας των ανέμων και τους προκαλούσε ή τους σταματούσε κατά βούληση. Οι οκτώ άνεμοι ήταν ο Βορέας, ο Καικίας, ο Απηνιώτης, ο Εύρος, ο Νότος, ο Λιψ, ο Ζέφυρος και ο Σκίρων.

«Κατόπιν φτάσαμε σε ένα νησί, την Αιολία, ένα νησί που ζούσε ο Αίολος, γιός του Ιηποτάδη, φίλος των αθάνατων θεών. Το νησί ήταν πλωτό ζώσμενο από άρρηκτα χάλκινα τεύχη, που υψώνονταν κατακόρυφα στα βράχια» (Οδύσσεια 10.1)

2.1.1 Η Εμφάνιση της Ναυσιπλοΐας

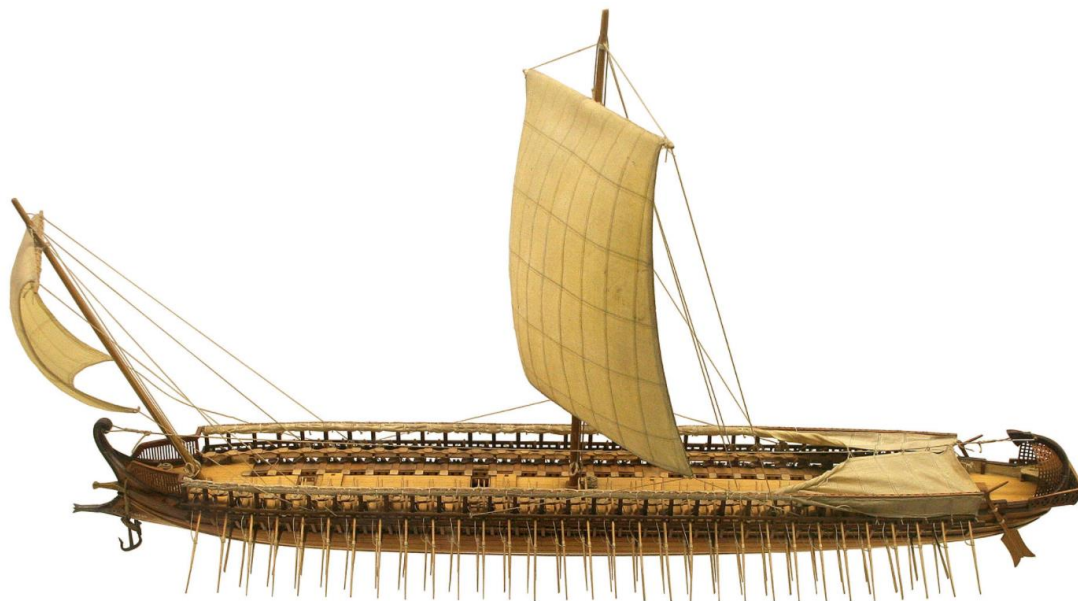
Ο άνθρωπος χειραγώγησε τους ανέμους και τη θάλασσα με την κατασκευή του πλοίου. Από τους μεσολιθικούς ήδη χρόνους (10000-8000 π.Χ.), στο Αιγαίο γίνονται οι πρώτες αποδεδειγμένες μεταφορές αγαθών. Οι αρχαιολογικές έρευνες αποδεικνύουν τη μεταφορά οψιανού από τη Μήλο στο σπήλαιο Φράχθι της Αργολίδας. Δεν γνωρίζουμε βέβαια το πλωτό μέσο της μεταφοράς. Από την πλευρά όμως της πειραματικής αρχαιολογίας έχει υποστηριχθεί ότι η μετακίνηση δια θαλάσσης επετεύχθη με παπυρένιες σχεδίες.

Στο Αιγαίο δημιουργήθηκαν τρεις σημαντικοί πολιτισμοί κατά τους προϊστορικούς χρόνους, που είχαν ως συνεκτικό κρίκο και κύρια αιτία ανάπτυξης τη θάλασσα και κατά συνέπεια τη διαχείριση των ανέμων: οι Μινωίτες, οι Μυκηναίοι και οι Φοίνικες. Προς αυτή την κατεύθυνση συνέτειναν οι ήπιες κλιματολογικές συνθήκες και η διαύγεια της ατμόσφαιρας του Αιγαίου.

Παρά την απουσία γραπτών μαρτυριών, οι παραστάσεις και ομοιώματα πλοίων, αλλά και ναυάγια της 3ης και της 2ης χιλιετίας π.Χ. αποτελούν σημαντικές ενδείξεις για την εξέλιξη της ναυσιπλοΐας στο Αιγαίο: αποκαλύπτουν τους τύπους των πλοίων, τους δρόμους που ακολουθούσαν, αλλά κυρίως, μας βοηθούν να ανιχνεύσουμε τη σχέση των ανθρώπων με τη θάλασσα και τον άνεμο.

Η αποτελεσματικότητα στην πλεύση των πλοίων έγκειται στη διαχείριση των ανέμων και των θαλασσίων ρευμάτων. Ο τρόπος δόμησης του πλοίου, σε συνδυασμό με τα εξαρτήματά του, όπως ο *ιστός* (το κατάρτι), τα *ιστία* (πανιά), το *έπικριον* (η κεραία του ιστού, όπου αναρτώνται τα πανιά), ο *έπιτονος* (το σκοινί που χρησιμοποιείται στην ανύψωση του *έπικριου*), τα επιμέρους σκοινιά, τα *έρετμά* (κουπιά), το *πηδάλιον* (το κουπί, που αναρτάται στην πρύμνη και χρησιμοποιείται από τον πηδαλιούχο) και αργότερα ο *οΐαζ* (η λαβή του πηδαλίου του πλοίου, το τιμόνι), αποτελούν καθοριστικούς παράγοντες διαχείρισης των ανέμων.

Η συνεχής επαφή με τη θάλασσα και οι μακρινοί πλόες κατέστησαν προοδευτικά τους κατοίκους του Αιγαίου έμπειρους ναυτικούς. Κατανοούσαν την κατεύθυνση των ανέμων, προνοούσαν για τις μεταβολές τους και μεριμνούσαν εγκαίρως για την βέλτιστη πλεύση, αξιοποιώντας τα κατάλληλα εξαρτήματα των πλοίων ανάλογα με τις καιρικές, θαλάσσιες και ανεμολογικές συνθήκες.



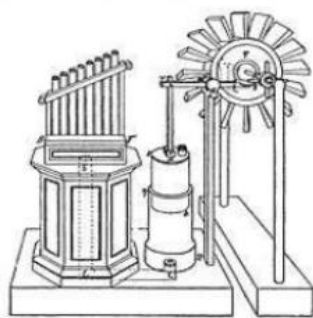
Εικόνα 2.1: Μοντέλο αρχαίας ελληνικής τριήρους, Deutsches Museum, Μόναχο, Γερμανία. (πηγή: Wikipedia)

2.1.2 Σύντομη Αναδρομή στην Ιστορία των Ανεμόμυλων

Η τεχνογνωσία που αποκτήθηκε από τη χρήση ιστίων για τις θαλάσσιες μετακινήσεις αξιοποιήθηκε και στη στεριά, οδηγώντας στην κατασκευή διατάξεων που εκμεταλλεύονταν την κινητική ενέργεια του ανέμου, τους πρώτους ανεμόμυλους (Παππά, 2014).

Ο ανεμόμυλος είναι αιολική μηχανή οριζόντιου άξονα περιστροφής που χρησιμοποιήθηκε από την αρχαιότητα για την άλεση των δημητριακών και την άντληση νερού.

Ο ανεμόμυλος που σχεδιάστηκε από τον Ήρωνα της Αλεξάνδρειας τον 1ο αιώνα μ.Χ. είναι η πρώτη γνωστή περίπτωση χρήσης τροχού που κινείται από τον άνεμο για την λειτουργία μηχανής. (Εικόνα 2.2)



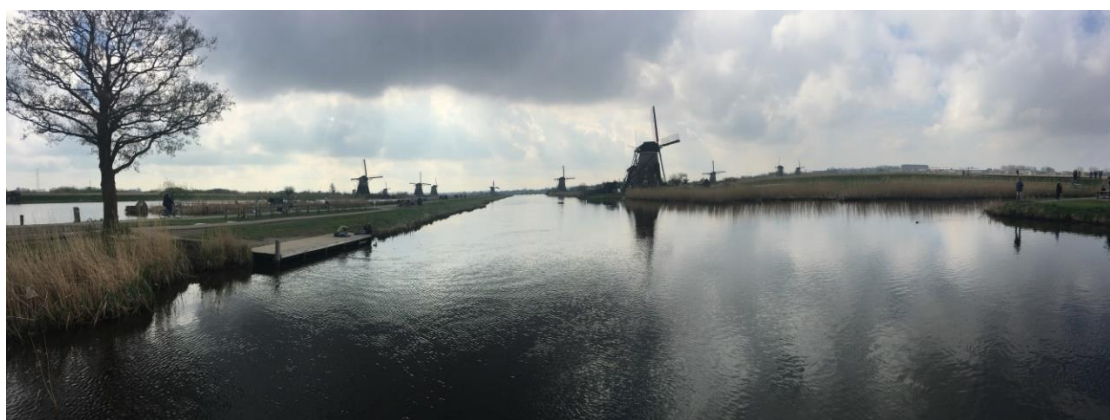
Εικόνα 2.2: Ο ανεμόμυλος του Ήρωνα (Πηγή: Wikipedia)

Οι αρχαιότεροι ανεμόμυλοι κατακόρυφου άξονα κατασκευάστηκαν στην Περσία τον 6^ο έως τον 9^ο αιώνα μ.Χ., ενώ η πρώτη γραπτή αναφορά γίνεται στην Κίνα το 13^ο αιώνα μ.Χ. Αυτούς τους ανεμόμυλους έφεραν στην Ευρώπη αρχικά οι Σταυροφόροι, μετά την Α΄ Σταυροφορία και αργότερα οι εξερευνητές της Κίνας. Γνώρισαν εξάπλωση στην Ιβηρική Χερσόνησο και τη Νότια Ευρώπη. Περί το 1500 μ.Χ., χρησιμοποιήθηκαν για πρώτη φορά στην Ολλανδία, ως μέρος του αντιπλημμυρικού συστήματος της χώρας.

Αξιοσημείωτη περίπτωση αποτελούν οι ανεμόμυλοι στο Kinderdijk της Ολλανδίας. Κατασκευάστηκαν τα έτη μεταξύ 1738 και 1740, με σκοπό την άντληση των υδάτων για την αποφυγή εκτεταμένων πλημμυρών. Οι 19 ανεμόμυλοι του Kinderdijk προστατεύονται από την UNESCO, αποτελούν εθνικό μνημείο της Ολλανδίας και διαδεδομένο τουριστικό αξιοθέατο. (Εικόνα 2.3, Εικόνα 2.4)



Εικόνα 2.3: Ανεμόμυλος του Kinderdijk (Πηγή: Προσωπικό αρχείο, 2017)



Εικόνα 2.4: Οι ανεμόμυλοι του Kinderdijk (Πηγή: Προσωπικό αρχείο, 2017)

Το 17^ο αιώνα, και καθώς η χρήση των ευρωπαϊκών ανεμόμυλων άρχισε να φθίνει, μία άλλη εκδοχή του ανεμόμυλου διαδιδόταν στις Ηνωμένες Πολιτείες, η Αργή Αιολική Μηχανή, γνωστή και ως Αμερικανικός Ανεμόμυλος. (Εικόνα 2.5) Αυτό το είδος ανεμόμυλου χρησιμοποιούνταν κυρίως για άντληση νερού στα κτηνοτροφικά αγροκτήματα της δύσης. Ξεχώριζαν για τα πολλαπλά τους πτερύγια και για το απλό αλλά αποτελεσματικό σύστημα ρύθμισης. Αυτό επέτρεπε στον κινητήριο τροχό να λειτουργεί χωρίς παρακολούθηση, για μεγάλες περιόδους.

Τέτοια συστήματα αποτέλεσαν τον προάγγελο των αυτόματων συστημάτων ελέγχου, τα οποία είναι αναπόσπαστο μέρος των σύγχρονων ανεμογεννητριών.



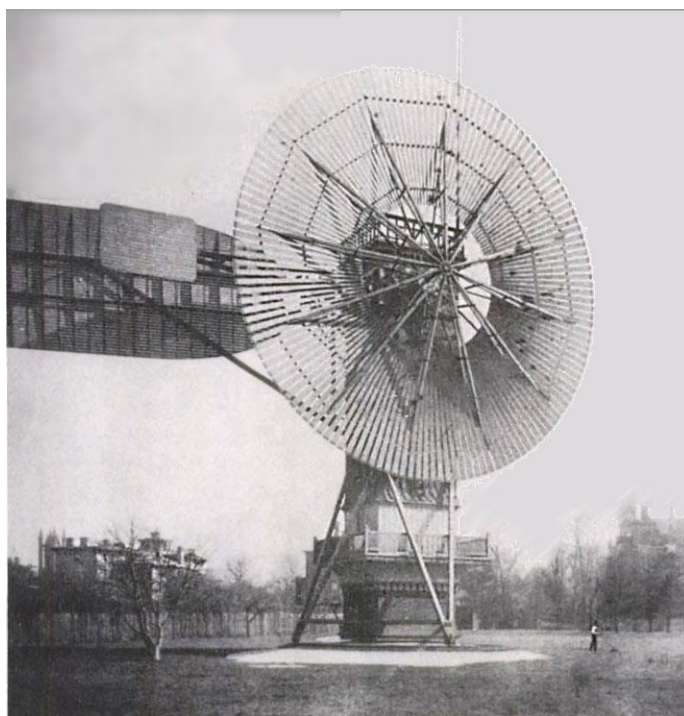
Εικόνα 2.5: Αργή αιολική μηχανή (πηγή: Wikipedia)

Στην Ελλάδα, ειδικότερα στο Αιγαίο, η χρήση ανεμόμυλων χρονολογείται από το 13ο αιώνα μ.Χ.. Ενδεικτικά, σε απογραφή του 1960 μετρήθηκαν περί τους 10000 ανεμόμυλους στο Οροπέδιο Λασιθίου, 2500 στην υπόλοιπη Κρήτη, και 600 στη Ρόδο.

2.1.3 Άνεμος και Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο άνεμος αποτέλεσε κύρια πηγή ενέργειας, μέσω της χρήσης ανεμόμυλων, στην Ευρώπη κατά την περίοδο έως τη Βιομηχανική Επανάσταση. Όμως, την περίοδο που ακολούθησε, η χρήση των ανεμόμυλων άρχισε να υποχωρεί, κάτι το οποίο αποδίδεται κυρίως στην έλλειψη δυνατότητας μεταφοράς και αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας. Ο άνθρακας είχε αρκετά πλεονεκτήματα συγκριτικά με τον άνεμο, καθώς μπορούσε να μεταφερθεί και να χρησιμοποιηθεί οπουδήποτε και οποτεδήποτε χρειαζόταν.

Ο πρώτος ανεμόμυλος για παραγωγή ηλεκτρισμού κατασκευάστηκε το 1887 στο Cleveland του Ohio, από τον Αμερικανό εφευρέτη Charles Brush. Είχε διάμετρο πτερωτής 17 μέτρα και ισχύ 12 kW. (Εικόνα 2.6)



Εικόνα 2.6: Η πρώτη αυτόματη ανεμογεννήτρια (πηγή: Wikipedia)

Στη Δανία έως το 1900, υπήρχαν περίπου 2500 ανεμόμυλοι για μηχανικά φορτία, όπως αντλίες και μύλοι, παράγοντας εκτιμώμενη συνδυασμένη ισχύ αιχμής περί τα 30 MW. Οι μεγαλύτερες μηχανές είχαν 24 μέτρα ύψος με τέσσερα πτερύγια των 23 μέτρων.

Μέχρι το 1908, λειτουργούσαν 72 αιολικές γεννήτριες στις Ηνωμένες Πολιτείες με ισχύ από 5 kW έως 25 kW. Συνάμα, την περίοδο που προηγήθηκε του Α' Παγκοσμίου Πολέμου, οι Αμερικανοί κατασκευαστές ανεμόμυλων παρήγαγαν 100.000 ανεμόμυλους αγροκτήματος κάθε χρόνο, κυρίως για άντληση νερού.

Από τη δεκαετία του 1930, οι ανεμογεννήτριες ήταν ιδιαίτερα συνηθισμένες σε αγροκτήματα, κυρίως στις ΗΠΑ, όπου δεν είχε κατασκευαστεί ακόμα δίκτυο διανομής ηλεκτρισμού. Εκείνη την περίοδο, οι τιμές του χάλυβα ήταν χαμηλές και ως εκ τούτου πολλές ανεμογεννήτριες στηρίζονταν σε χαλύβδινο σκελετό.

Ένας πρόδρομος της σύγχρονης ανεμογεννήτριας ανεγέρθη για πρώτη φορά στη Γιάλτα (Yalta) το 1931. Παρήγαγε 100 KW, είχε 30 μέτρα ύψος και συνδεόταν με το τοπικό δίκτυο διανομής. Έχει αναφερθεί πως η ετήσια ικανότητα παραγωγής έφτανε το 32%, ποσοστό που δεν διαφέρει ιδιαίτερώς από τις σύγχρονες ανεμογεννήτριες.

Το φθινόπωρο του 1941, η πρώτη ανεμογεννήτρια της τάξεως του MW εγκαταστάθηκε στο Βερμόντ. Λειτουργήσε μόνο για 1.100 ώρες πριν υποστεί σοβαρή βλάβη ενώ δεν επισκευάστηκε ποτέ, λόγω έλλειψης υλικών κατά τη διάρκεια του Β' Παγκοσμίου Πολέμου.

Η πρώτη ανεμογεννήτρια που συνδέθηκε σε εθνικό δίκτυο λειτουργήσε το 1951 στο Ηνωμένο Βασίλειο. Κατασκευάστηκε από την εταιρεία John Brown & Company στις Ορκάδες.

Οι αρχές της δεκαετίας του 1970, βρήκαν τη Δανία εν μέσω έντονων διαμαρτυριών κατά της χρήσης πυρηνικής ενέργειας, γεγονός που τελικά ώθησε τη χώρα στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών, με την κατασκευή των πρώτων μικροτουρμπίνων ικανότητας περί τα 22 kW. Κατά τη δεκαετία του 1980, πολλοί οργανισμοί και συνεταιρισμοί άσκησαν πίεση στη Δανική κυβέρνηση για την κατασκευή μεγαλύτερων τουρμπινών σε όλη τη χώρα. Το αρνητικό κλίμα απέναντι στην πυρηνική ενέργεια είχε πλέον ωριμάσει με τους ακτιβιστές να πιέζουν σε διεθνές επίπεδο προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και δη την αιολική. Εκμεταλλευόμενοι του γενικότερου αυτού κινήματος, οι νεοϊδρυθέντες κατασκευαστικές εταιρείες στην Ιαπωνία αλλά και οι επενδυτές στις ΗΠΑ πίεσαν τις κυβερνήσεις αυτών των κρατών για την κατασκευή ανεμογεννητριών.

Κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του 1990, η κατασκευή ανεμογεννητριών στράφηκε προς την Ευρώπη, συγκεκριμένα τη Δανία και τη Γερμανία. Η ανησυχία για την υπερθέρμανση του πλανήτη και οι κίνδυνοι της πυρηνικής ενέργειας οδήγησαν στην επιτακτική ανάγκη για περισσότερη αιολική ηλεκτροπαραγωγή σε πολλές χώρες. Ο 21ος αιώνας είδε κάποιους από τους κυρίαρχους ευρωπαϊούς προμηθευτές να εγκαθιστούν κατασκευαστικά εργοστάσια σε άλλες χώρες, με την εδραίωση της βιομηχανίας αιολικής ενέργειας να σφραγίζεται από την εμπλοκή της Ινδίας και της Κίνας στην παραγωγική διαδικασία.

Από το 2012, η Δανική εταιρεία “Vestas Wind Systems A/S” θεωρείται ο μεγαλύτερος κατασκευαστής ανεμογεννητριών, ενώ η χρήση της αιολικής ενέργειας έχει αυξηθεί σημαντικά σε παγκόσμια κλίμακα.



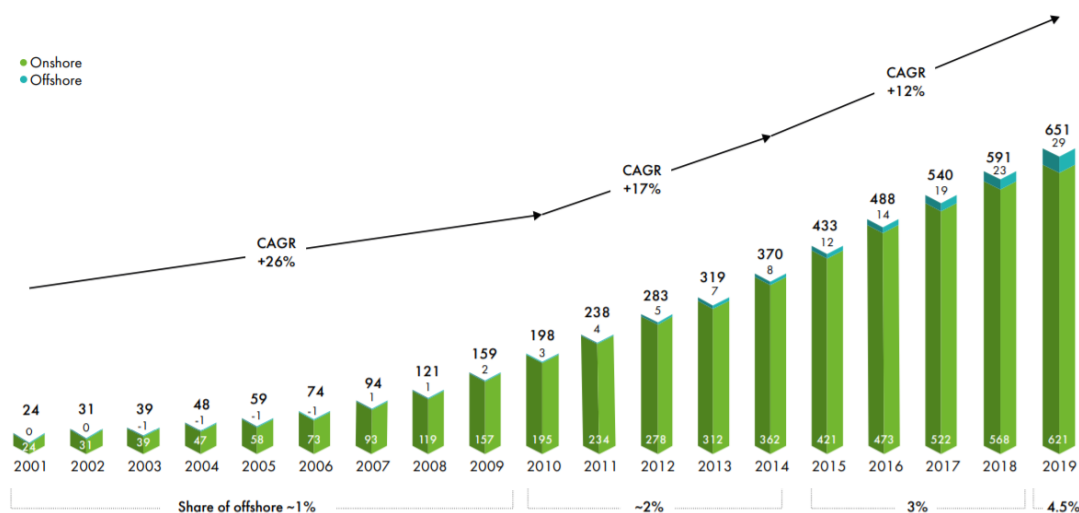
Εικόνα 2.7: Σύγχρονη ανεμογεννήτρια της κατασκευαστικής εταιρίας “Vestas Wind Systems A/S” (πηγή: <https://industry europe.com/sectors/energy-utilities>)

2.2 Σύγχρονες Τάσεις Αξιοποίησης της Αιολικής Ενέργειας

2.2.1 Παγκόσμια Παραγωγή Αιολικής Ενέργειας

Το Παγκόσμιο Συμβούλιο Αιολικής Ενέργειας (Global Wind Energy Council) ανακοινώνει ετησίως τα στατιστικά στοιχεία της αιολικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο.

Όπως σημειώνεται, η συνολική παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς το 2019 ξεπερνούσε τα 650 GW, αυξημένη κατά περίπου 280 GW την τελευταία πενταετία. (Γράφημα 2.1).



Γράφημα 2.1: Παγκόσμια αθροιστική εγκατεστημένη αιολική ισχύς 2001 – 2019 (πηγή: <https://gwec.net>)

Το 2019 έφερε στην παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύ αύξηση που ξεπερνούσε τα 60 GW, της τάξης δηλαδή του 19% σε σύγκριση με το 2018 (Γράφημα 2.2), εκτοξεύοντας την συνολικά εγκατεστημένη ισχύ στα 650 GW, κατά 10% μεγαλύτερη από την αντίστοιχη της προηγούμενης χρονιάς.

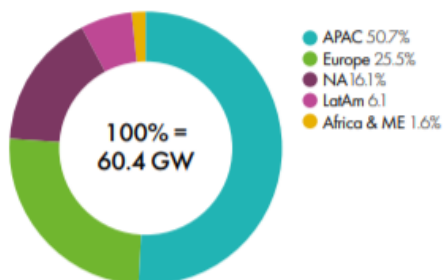
Η προστιθέμενη παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην ξηρά άγγιξε τα 54,2 GW, ενώ η υπεράκτια αιολική ισχύς ξεπέρασε το ορόσημο των 6 GW, φθάνοντας το 10% της παγκόσμιας νέας εγκατάστασης για το 2019, σημειώνοντας το υψηλότερο επίπεδο έως τώρα. (Γράφημα 2.2)

Η Ανατολική Ασία συνεχίζει να πρωτοπορεί στην παγκόσμια ανάπτυξη της βιομηχανίας αιολικής ενέργειας με συμμετοχή της τάξης του 50,7% των νέων εγκαταστάσεων για το 2019, ακολουθούμενη από Ευρώπη (25,5%), Βόρεια Αμερική (16,1%), Λατινική Αμερική (6,1%) και Αφρική & Μέση Ανατολή (1,6 τοις εκατό). Οι πέντε κορυφαίες αγορές στον κόσμο το 2019 σε ότι αφορά την προστιθέμενη για το 2019 εγκατεστημένη ισχύ ήταν η Κίνα, οι ΗΠΑ, το Ηνωμένο Βασίλειο, η Ινδία και η Ισπανία. Αυτές οι πέντε αγορές συγκέντρωσαν το 70% της παγκόσμιας νέας εγκατεστημένης ισχύος (Γράφημα 2.3). Όσον αφορά τις σωρευτικές εγκαταστάσεις, οι πέντε πρώτες αγορές ως το τέλος του 2019 παρέμειναν αμετάβλητες, με την Κίνα, τις ΗΠΑ, τη Γερμανία, την Ινδία και την Ισπανία, να διατηρούν τα ινία συγκεντρώνοντας το 72% της συνολικής παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος.

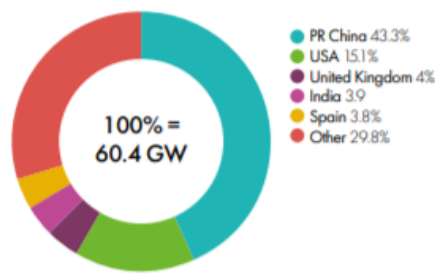


Γράφημα 2.2: Παγκόσμια νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά έτος 2015-2019 (πηγή: <https://gwec.net>)

New capacity 2019 installed by region (%)



New capacity 2019 and share of top five markets (%)

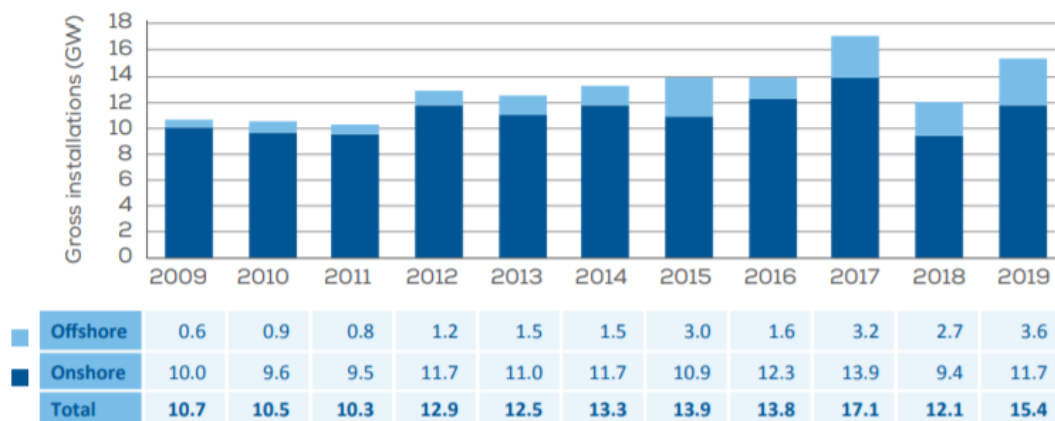


Γράφημα 2.3: Παγκόσμια νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς το 2019 ανά περιοχή και αγορά (πηγή: <https://gwec.net>)

2.2.2 Παραγωγή Αιολικής Ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση

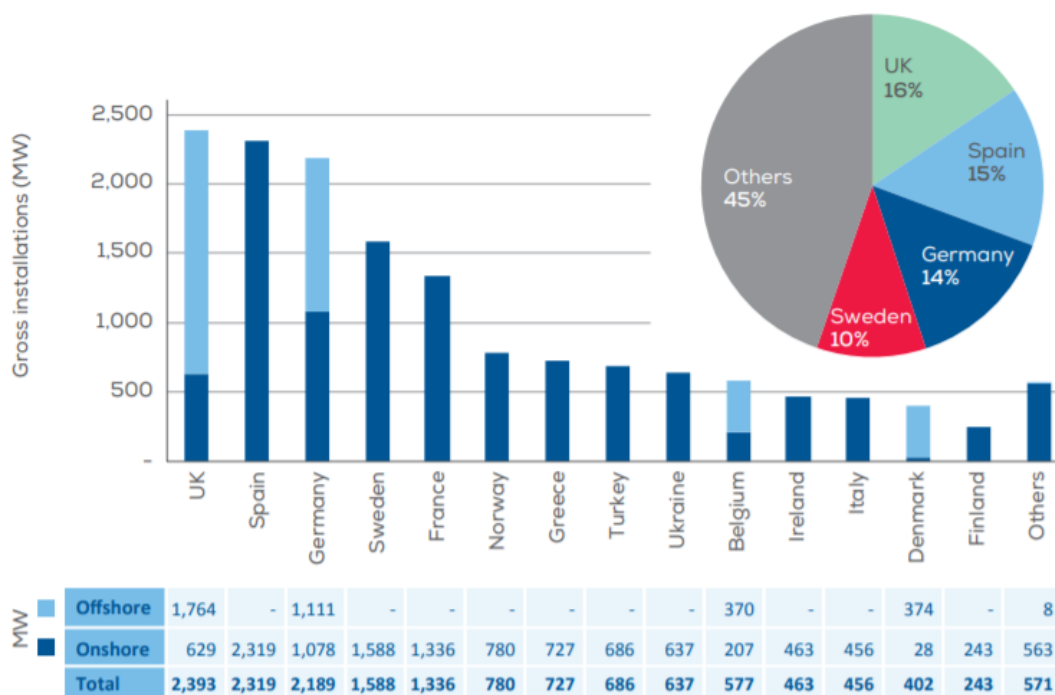
Από την προηγούμενη υποενοότητα προκύπτει ο πρωτεύων ρόλος της Ευρώπης στην παγκόσμια παραγωγή αιολικής ενέργειας. Μάλιστα, έως το 2014, η Ε.Ε. κατείχε τα πρωτεία στον κόσμο, με τη συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ να ανέρχεται στα 128.8 GW (34.8% επί του τότε παγκόσμιου συνόλου).

Βέβαια η ραγδαία ανάπτυξη της βιομηχανίας της αιολικής ενέργειας στην Ασιατική ήπειρο τα τελευταία χρόνια έχει ανατρέψει τις ισορροπίες. Συνάμα, παρά τη διαρκή ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας παρουσιάζεται καμπή της ανοδικής τάσης την τελευταία διετία με την νέα εγκατεστημένη ισχύ για τα ευρωπαϊκά κράτη-μέλη να είναι μικρότερη της αντίστοιχης του 2017 τόσο για το 2018, όσο και για το 2019 (Γράφημα 2.4).



Γράφημα 2.4: Ετήσιες τιμές νέας επίγειας (onshore) και θαλάσσιας (offshore) εγκατεστημένης ισχύος ανά έτος (2009 – 2019) στην ΕΕ (πηγή: WindEurope)

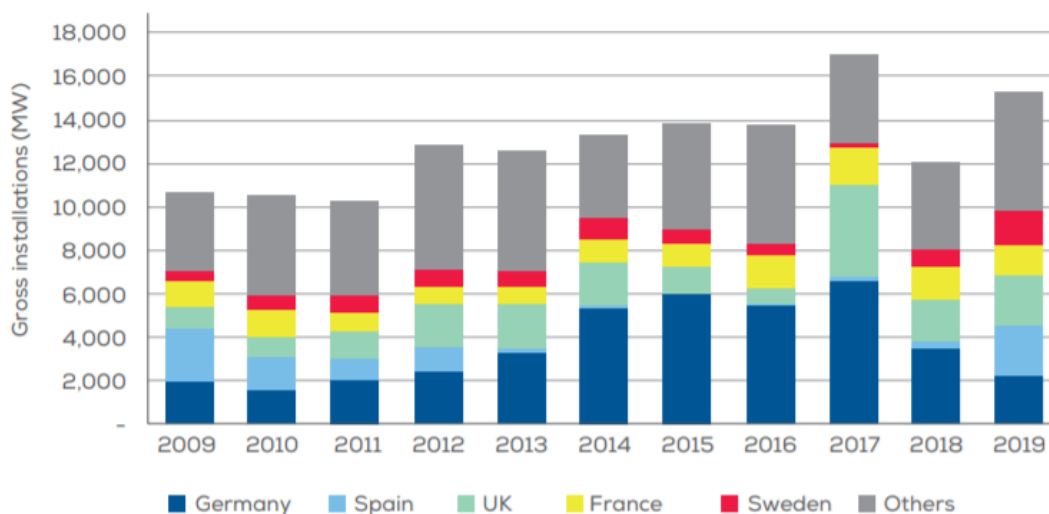
Σε ότι αφορά τις νέες εγκαταστάσεις του 2019 το Ηνωμένο Βασίλειο είχε τα πρωτεία εγκαθιστώντας ισχύ που αντιστοιχεί στο 16% των νέων ετήσιων εγκαταστάσεων στην Ευρώπη. Το 74% αυτών ήταν υπεράκτιες, όπου σημειώθηκε το ρεκόρ των 1,8 GW, το οποίο αντιστοιχεί στη μισή εγκατεστημένη ισχύ όλων των ευρωπαϊκών υπεράκτιων εγκαταστάσεων. Στο Γράφημα 2.5 παρουσιάζονται οι νέες εγκαταστάσεις για τα διάφορα ευρωπαϊκά κράτη, με την Ελλάδα να εντοπίζεται στην έβδομη θέση της κατάταξης, αμέσως μετά τη Νορβηγία και ακολουθούμενη από την Τουρκία.



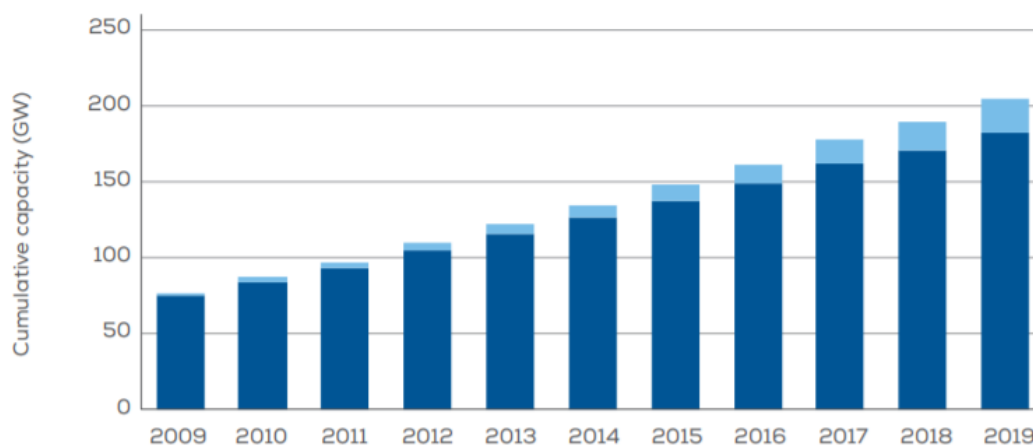
Γράφημα 2.5: Νέες τιμές επίγειας (onshore) και θαλάσσιας (offshore) εγκατεστημένης ισχύος για τα ευρωπαϊκά κράτη εντός 2019 (πηγή: WindEurope)

Στο Γράφημα 2.6 παρουσιάζεται η κατανομή ανά κράτος των νέων ετήσιων εγκαταστάσεων για την τελευταία δεκαετία, όπου διαφαίνεται η ξεκάθαρη επικράτηση

της γερμανικής συμμετοχής στην συνολική ευρωπαϊκή εγκατεστημένη ισχύ, η οποία παρουσιάζεται στα Γραφήματα 2.7 και 2.8.

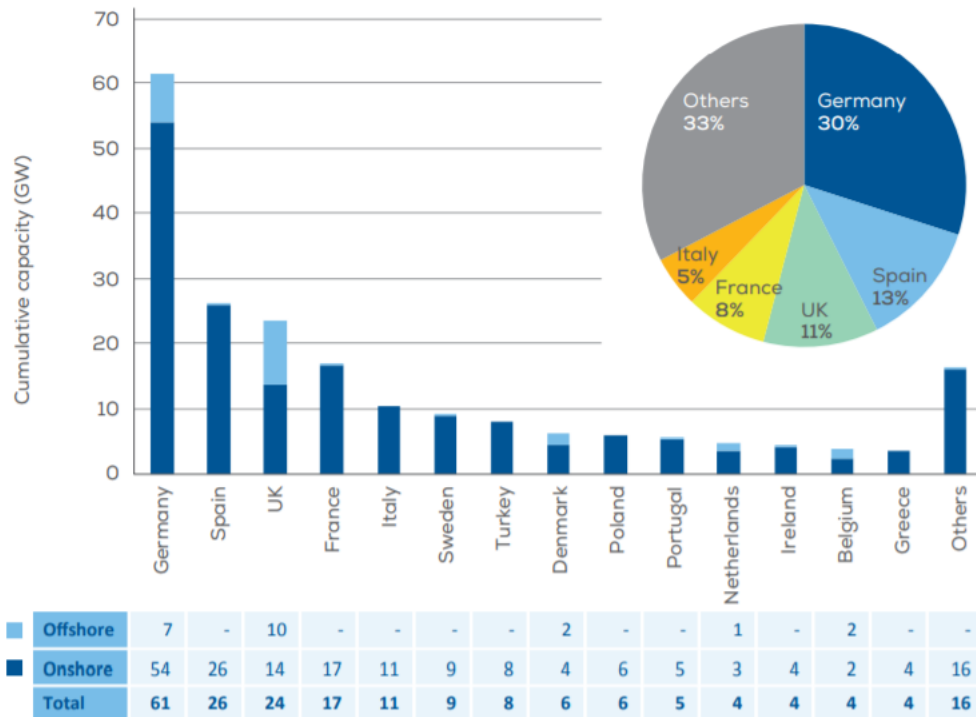


Γράφημα 2.6: Κατανομή νέας εγκατεστημένης ισχύος ανά έτος (2009 – 2019) (πηγή: WindEurope)



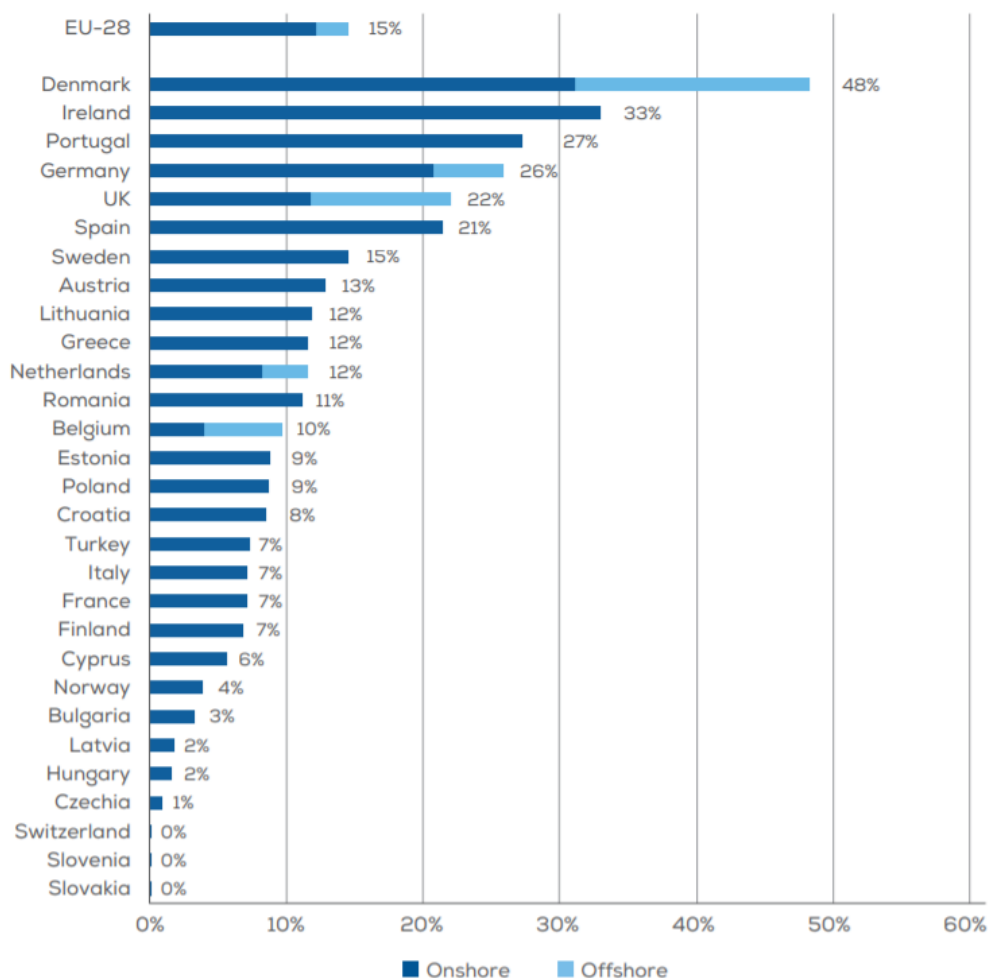
■ Offshore	2	3	4	5	7	8	11	13	16	18	22
■ Onshore	75	84	93	105	115	127	137	149	162	171	183
■ Total	77	87	97	110	122	135	148	162	178	189	205

Γράφημα 2.7: Αθροιστικές τιμές επίγειας (onshore) και θαλάσσιας (offshore) εγκατεστημένης ισχύος για τα ευρωπαϊκά κράτη ανά έτος (2009 – 2019) (πηγή: WindEurope)



Γράφημα 2.8: Κατανομή συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ανά ευρωπαϊκό κράτος (πηγή: WindEurope)

Τέλος, σημειώνεται πως η αιολική ενέργεια του 2019 παρήγαγε αρκετή ηλεκτρική ενέργεια για να καλύψει το 15% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε., ξεπερνώντας κατά μία ποσοστιαία μονάδα την κάλυψη του 2018, αύξηση που προκύπτει τόσο από τις νέες εγκαταστάσεις, όσο και από τις ετήσιες ανεμολογικές συνθήκες. Η Δανία είχε το υψηλότερο μερίδιο στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας (48%), ακολουθούμενη από την Ιρλανδία (33%), την Πορτογαλία (27%) και τη Γερμανία (26%), ενώ 12 κράτη μέλη είχαν μερίδιο ανέμου άνω του 10%, μεταξύ των οποίων και η Ελλάδα (12%). (Γράφημα 2.9)



Γράφημα 2.9: Ποσοστό κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια ανά ευρωπαϊκό κράτος το 2019 (πηγή: WindEurope)

2.2.3 Η Αιολική Ενέργεια στο Ελληνικό Ενεργειακό Μείγμα

Ιστορικά, η χρήση και η εφαρμογή των ΑΠΕ για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών υπήρξε διαδεδομένη στην Ελλάδα, ειδικά με τη χρήση θερμικών ηλιακών συστημάτων για την κάλυψη των αναγκών για ζεστό νερό, καθώς και με τη χρήση βιομάζας για την κάλυψη των θερμικών αναγκών πρωτίστως σε νοικοκυριά. Επίσης, η Ελλάδα υπήρξε πρωτοπόρος τόσο στη χρήση ανεμογεννητριών όσο και φωτοβολταϊκών συστημάτων για ηλεκτροπαραγωγή. Παρόλα αυτά, το τεράστιο δυναμικό της χώρας μας σε ΑΠΕ παραμένει σε μεγάλο βαθμό αναξιοποίητο, ενώ, με εξαίρεση τη βιομηχανία θερμικών ηλιακών συστημάτων, δεν έχει επιτευχθεί η ανάπτυξη ανταγωνιστικής εγχώριας βιομηχανικής παραγωγής συστημάτων ΑΠΕ.

Στην Ελλάδα, το μερίδιο των ΑΠΕ επί της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας έχει σημειώσει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια, ιδίως στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα, χάρη στα γενναιά δωρά feed-in-tariffs¹ και τη μείωση του τεχνολογικού κόστους. Η Ελλάδα αναπτύσσει ανταγωνιστικές δημοπρασίες για

¹ Το feed-in tariff είναι ένας στρατηγικός μηχανισμός σχεδιασμένος να επιταχύνει τις επενδύσεις σε τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προσφέροντας μακροπρόθεσμες συμβάσεις σε παραγωγούς ΑΠΕ. Στόχος τους είναι να προσφέρουν αποζημίωση βάσει κόστους σε παραγωγούς ΑΠΕ, παρέχοντας βεβαιότητα τιμής και μακροπρόθεσμες συμβάσεις που βοηθούν στη χρηματοδότηση επενδύσεων ΑΠΕ.

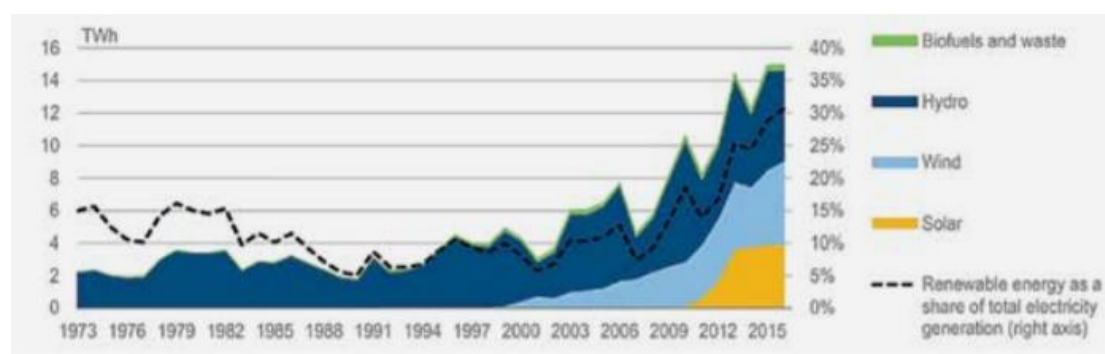
φωτοβολταϊκά και αιολική ενέργεια. Επίσης, προβλέπεται μετάβαση στο νέο καθεστώς στήριξης των ΑΠΕ, το οποίο συνδυάζει τις ανταγωνιστικές μειοδοτικές διαδικασίες με την προσαύξηση επί της αγοραίας τιμής (feed-in premium).

Λόγω της θετικής εμπειρίας των ανταγωνιστικών δημοπρασιών και των μεγάλων νησιών που διασυνδέονται με το ελληνικό ηπειρωτικό σύστημα, η αιολική ενέργεια θα μπορούσε να αυξήσει τη συνεισφορά της και να συμβάλει στη διαφοροποίηση του ελληνικού ενεργειακού μίγματος, δεδομένου του μειούμενου κόστους παραγωγής των ΑΠΕ.

Το μερίδιο των ΑΠΕ επί της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε σημαντικά τα τελευταία χρόνια, φτάνοντας σε νέο ανώτατο επίπεδο της τάξεως του 12,5% το 2016.

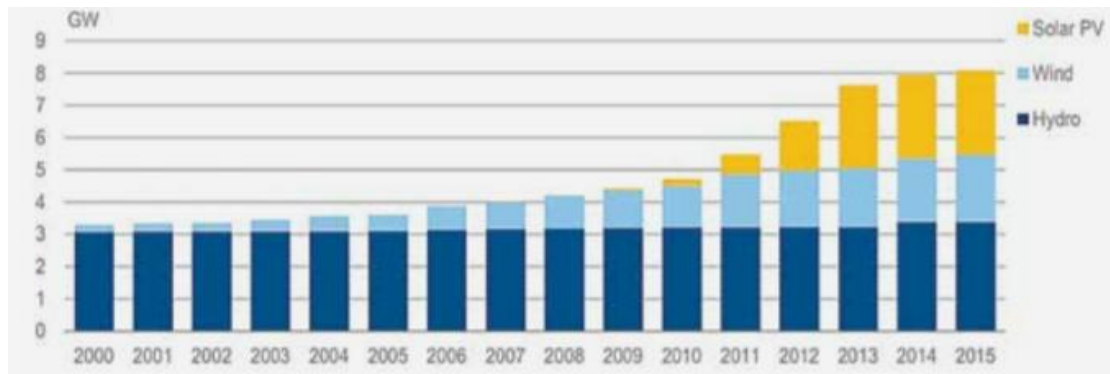
Συνάμα, το 2017, οι ΑΠΕ έφθασαν τις 10,5 TWh ή το 20,1% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνέπεια της ταχείας ανάπτυξης της εγκατεστημένης ισχύος αιολικής και ηλιακής ενέργειας και της μείωσης της συνολικής παροχής ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία δεκαετία.

Η παραγωγή αιολικής ενέργειας αυξήθηκε από τα αμελητέα επίπεδά της στα τέλη της δεκαετίας του '90 σε 5,5 TWh το 2017, ενώ η ηλιακή ενέργεια πέτυχε μία ακόμα πιο εντυπωσιακή ανάπτυξη, σημειώνοντας μία αύξηση σχεδόν είκοσι πέντε φορές μεγαλύτερη, από τις 0,16 TWh το 2010 στις 3,5 TWh το 2017. Η υδροηλεκτρική ενέργεια αποτελεί παγίως το μεγαλύτερο μερίδιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, αλλά με σημαντικές ετήσιες διακυμάνσεις. Η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ανήλθε σε περίπου 3,5 TWh το 2017, ίση με το 5,4% της συνολικής παραγωγής (χωρίς εισαγωγές). Η Ελλάδα έχει, επίσης, ένα μικρό μερίδιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιοκαύσιμα, αντιπροσωπεύοντας λιγότερο από το 1,0% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Τα παραπάνω στοιχεία συνοψίζονται στο Γράφημα 2.10.



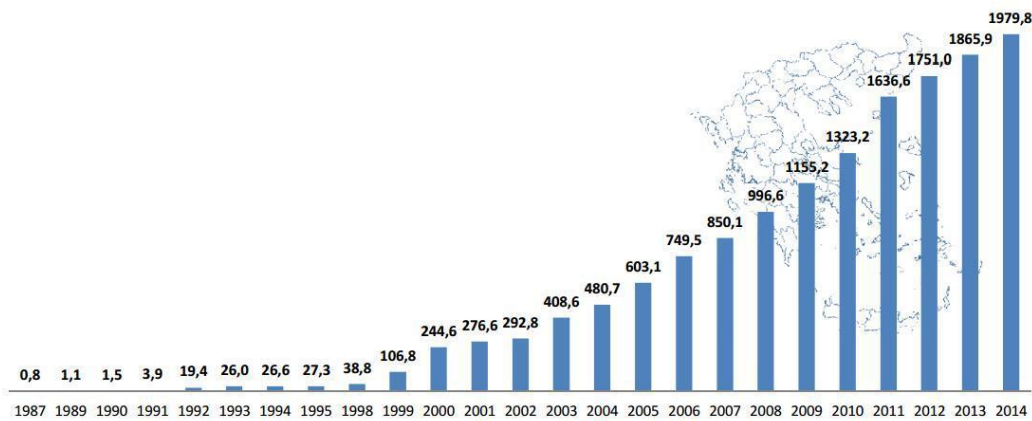
Γράφημα 2.10: Μερίδιο ΑΠΕ επί της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, 1973-2015 (πηγή: IEA 2017)

Στην Ελλάδα, το μερίδιο της διακυμαινόμενης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (δηλ. αιολική, ηλιακή και υδροηλεκτρική ενέργεια) ανήλθε στο 19% το 2016, ενώ ξεπέρασε το 25% (25.6%) το 2019. Επισημαίνεται πως ενώ ο ρυθμός εφαρμογών της αιολικής ενέργειας έχει αυξηθεί, η ανάπτυξη της ηλιακής ενέργειας έχει επιβραδυνθεί τα τελευταία χρόνια σε περισσότερο μέτρια επίπεδα, με μία αύξηση της παραγόμενης ηλιακής ενέργειας κατά 8% μεταξύ 2013 και 2016.(Γράφημα 2.11)

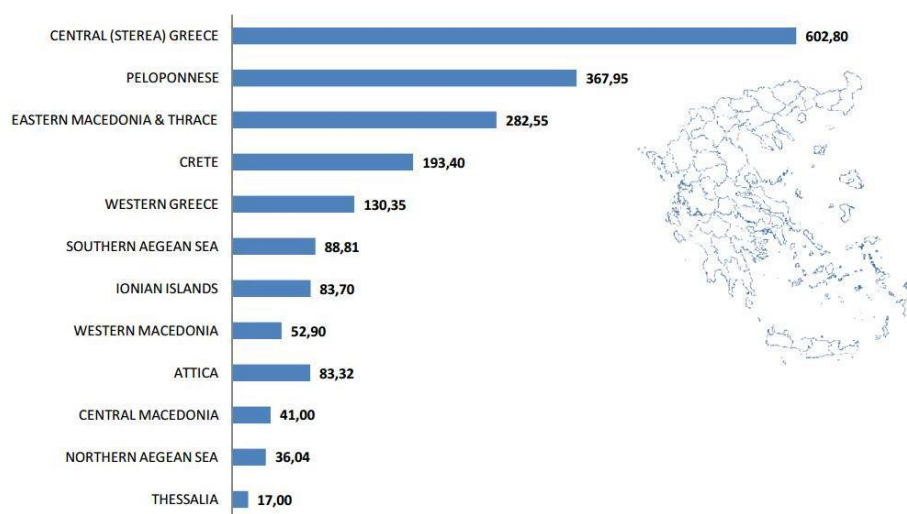


Γράφημα 2.11: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικής, ηλιακής και υδροηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, 2000-2015 (πηγή: IEA 2017)

Τέλος, παρατίθενται σε γραφήματα τα στοιχεία της αθροιστικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος έως το 2014 (Γράφημα 2.12) αλλά και της κατανομής των εγκατεστημένων MW ανά περιφέρεια (Γράφημα 2.13).



Γράφημα 2.12: Αθροιστική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ελλάδα τα έτη 1987 - 2014 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)



Γράφημα 2.13: Εγκατεστημένα MW αιολικής ισχύος ανά περιφέρεια το 2014 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)

2.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Αιολικής Ενέργειας

Θεωρείται σκόπιμο να παρουσιαστούν συγκεντρωμένα τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που απορρέουν από την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας.

Ο άνεμος, ως ελεύθερη, άφθονη και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας αποτελεί το βασικότερο πλεονέκτημα της αιολικής ενέργειας, όπως άλλωστε συμβαίνει και με κάθε άλλη ΑΠΕ. Συνάμα, η παραγωγή αιολικής ενέργειας είναι φιλική στο περιβάλλον, καθώς δεν απελευθερώνονται αέριοι ρύποι, επιβλαβείς για το περιβάλλον και την ανθρώπινη υγεία. Επιπρόσθετα, με τη βοήθεια της αιολικής ενέργειας και των υπολοίπων ΑΠΕ αποκτάται μεγαλύτερη ανεξαρτησία από τα ορυκτά καύσιμα, τα οποία δεν είναι ανεξάντλητα και η καύση τους προκαλεί περιβαλλοντικά ρυπογόνες εκπομπές. Επακόλουθη της μερικής απεξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα είναι και η ενεργειακή και κατ' επέκταση οικονομική εθνική ανεξαρτησία, καθώς μεγάλο μέρος των ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο, φυσικό αέριο) εισάγεται από χώρες του εξωτερικού, ενώ η τιμή τους είναι σε μεγάλο βαθμό αποτέλεσμα των διεθνών οικονομικών συνθηκών. Η αιολική ενέργεια αποτελεί επομένως οικονομικά ανταγωνιστική πηγή, ενώ η συναρμολόγηση και εγκατάσταση των αιολικών πάρκων μπορεί να είναι γρήγορη και τυποποιημένη. Επιπρόσθετα το λειτουργικό κόστος είναι χαμηλό και το σύστημα παραγωγής ενέργειας έχει μικρές απώλειες. Τέλος, η αιολική ενέργεια βοηθά στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, μέσω της διευρυμένης γεωγραφικής κατανομής των εγκαταστάσεων μειώνοντας απώλειες μεταφοράς ενέργειας, ιδίως σε απομακρυσμένες περιοχές, όπως τα απομονωμένα νησιά, και δημιουργεί θέσεις απασχόλησης στην περιφέρεια.

Στις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των αιολικών πάρκων και των ανεμογεννητριών συγκαταλέγεται ο εκπεμπόμενος θόρυβος που προέρχεται από τα περιστρεφόμενα μηχανικά μέσα και την περιστροφή των πτερυγίων, ο οποίος εκτιμάται σε περίπου 44 db (αντιστοιχεί σε ένταση ήχου σε ένα ήσυχο σπίτι) σε απόσταση 200 m για ταχύτητα ανέμου 8 m/s. Επιπρόσθετα σημαντικές θεωρούνται οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκύπτουν από τη δυσκολία επεξεργασίας και διάθεσης των υλικών παλιών ανεμογεννητριών και λοιπών εξαρτημάτων. Σημειώνεται πως για την κατασκευή των ανεμογεννητριών χρησιμοποιούνται σημαντικές ποσότητες μη ανακυκλώσιμων υλικών και ποικίλων ρυπογόνων ουσιών (π.χ. μηχανικά λάδια και λιπαντικά) τα οποία τελικώς θάβονται ή παραμένουν αναξιοποίητα σε ερειπωμένα σημεία εγκατάστασης χωρίς καμία δυνατότητα επαναχρησιμοποίησης αλλά και με σημαντικό αρνητικό περιβαλλοντικό αντίκτυπο. Επιπρόσθετα ενστάσεις ως προς τον οικολογικό χαρακτήρα των αιολικών πάρκων έχουν προκύψει αναφορικά με τις σημαντικές ποσότητες ενέργειας που απαιτούνται για την κατασκευή των πάρκων, τη μεταφορά των εξαρτημάτων, τις υπέρογκες ποσότητες δομικών υλικών αλλά και σπάνιων γαιών, με τις τελευταίες να οδηγούν και σε σημαντικές οικονομικές και εμπορικές εξαρτήσεις. Αντιδράσεις κατά των αιολικών εγκαταστάσεων αφορούν και τις προσκρούσεις πτηνών σε ανεμογεννήτριες. Από σχετικές μελέτες έχει προκύψει πως το ποσοστό των πτηνών που σκοτώνονται ετησίως από πρόσκρουση σε ανεμογεννήτριες είναι πολύ μικρό (0.5%) συγκριτικά με αυτό που οφείλεται σε πρόσκρουση σε οχήματα και τις γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (60%). Πάντως θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη, στη χωροθέτηση των αιολικών πάρκων, τυχόν προστατευόμενες περιοχές και να εξετάζεται η τοποθέτηση συστήματος υπερήχων, με στόχο των προστασίας της

πανίδας και των βιοτόπων της εκάστοτε περιοχής. Τέλος, οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων συχνά συσχετίζονται με αποψιλώσεις ορεινών εκτάσεων και δασικές πυρκαγιές. Βέβαια, είναι λάθος να επιρρίπτονται οι ευθύνες για αυτές τις πρακτικές στην τεχνολογία της αιολικής ενέργειας, είναι όμως σαφής η ανάγκη κινητοποίησης της πολιτείας και ενίσχυσης της διαφάνειας και του ελέγχου κάθε σχετικής επένδυσης και εγκατάστασης με σαφείς απαγορεύσεις για τις δασικές περιοχές.



Εικόνα 2.8: Κατεστραμμένη ανεμογεννήτρια μη ενεργού αιολικού πάρκου στην Κάρυστο της Εύβοιας (φωτογραφία κ.Σταυρίδη)

Η οπτική όχληση αποτελεί ένα ζήτημα υποκειμενικής φύσεως. Δεδομένου ότι οι ανεμογεννήτριες είναι ορατές από απόσταση, απαραίτητη κρίνεται η προσπάθεια ενσωμάτωσής τους στο φυσικό τοπίο. Αντιδράσεις προκύπτουν συχνά από τοπικές κοινότητες αναφορικά με την παρεμπόδιση των γεωργικών και κτηνοτροφικών δραστηριοτήτων από τις αιολικές εγκαταστάσεις παρά το ότι ένα μεγάλο μέρος της γης που φιλοξενεί ένα αιολικό πάρκο μπορεί να είναι διαθέσιμο και για άλλες χρήσεις.



Εικόνα 2.9: Παράδειγμα οπτικής όχλησης: Ο Αθέρας πάνω από τον Μαγγανίτη, όπως θα φαίνεται μετά την εγκατάσταση σε 28 τ.χλμ. 110 ανεμογεννητριών 3 MW, ύψους 150 μέτρων και ανοίγματος φτερών 90 μέτρων (πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία», Μαμάσης 2013)

Το σημαντικότερο, πάντως, μειονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι η αδυναμία της ακριβούς πρόβλεψης των ανεμολογικών συνθηκών και κατ' επέκταση της

παραγόμενης ενέργειας. Η ανακριβής αυτή πρόβλεψη, σε συνδυασμό με την αδυναμία αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας οδηγεί σε σημαντικές αβεβαιότητες ως προς την σταθερή κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης σε κάθε χρονική κλίμακα, οδηγώντας σε αναγκαία συμμετοχή συμβατικών, μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο εκάστοτε ενεργειακό μείγμα. Συνάμα η έντονη μεταβλητότητα του ανέμου έχει σαν αποτέλεσμα την ασταθή διακύμανση της παραγόμενης ενέργειας, κάνοντάς την ακατάλληλη για απευθείας διάθεση στο σύστημα ηλεκτροδότησης και καθιστώντας απαραίτητη την παρεμβολή ισχυρών μετασχηματιστών. Σύμφωνα με έρευνες, εάν το ποσοστό συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα) στην παραγωγή ξεπεράσει το 20%, το σύστημα παραγωγής ενέργειας γίνεται αρκετά ασταθές με κίνδυνο να προκληθεί ολική διακοπή της ηλεκτροδότησης εάν παρουσιαστούν αξιόλογες μεταβολές στις ανεμολογικές ή/και ηλιακές συνθήκες.

Μία λύση σε αυτό το πρόβλημα, αποτελούν τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας που συνδυάζουν την υδροηλεκτρική παραγωγή με την αιολική και τα φωτοβολταϊκά. Εδώ ο αιολικός και ο φωτοβολταϊκός σταθμός συνδέονται με την αντλία του υδροηλεκτρικού έργου κι όχι με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικού ρεύματος. Όταν παράγει ενέργεια ο αιολικός σταθμός, το ρεύμα χρησιμοποιείται για την άντληση νερού από ένα ταμιευτήρα σε έναν άλλο που βρίσκεται σε μεγαλύτερο υψόμετρο, οδηγώντας έτσι σε μια μορφή αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας. Όταν η παραγωγή ενέργειας δεν καλύπτει την ζήτηση, ελευθερώνεται ποσότητα νερού από τον άνω ταμιευτήρα και με τη λειτουργία στροβίλου αυτή τη φορά, παράγεται ενέργεια που εξυπηρετεί τις ανάγκες του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο το κεντρικό σύστημα δεν επηρεάζεται από την έντονη διακύμανση της αιολικής παραγωγής, με σημαντικές πάντως απώλειες ενέργειας που όμως αντισταθμίζονται από τα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη της πιο διευρυμένης χρήσης ΑΠΕ.

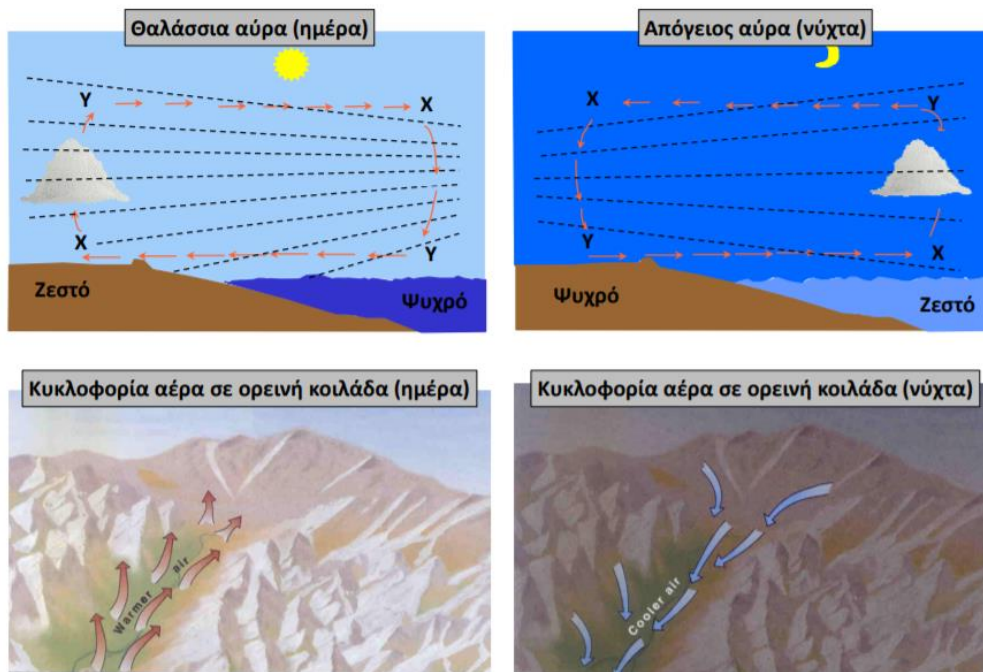
Τέλος, το υψηλό κόστος κατασκευής του έργου αποτελεί έναν ανασταλτικό παράγοντα τέτοιων επενδύσεων και εγκαταστάσεων. Απαραίτητη καθίσταται η προσεκτική έρευνα του αιολικού δυναμικού κάθε περιοχής εγκατάστασης, καθώς από τη σωστή εκτίμησή του εξαρτάται η βιωσιμότητα και το κέρδος του έργου. Πέρα από τις ιστορικές καταγραφές της έντασης του ανέμου στην ευρύτερη περιοχή του έργου, είναι αναγκαία και η μέτρηση του αιολικού δυναμικού στη θέση του έργου, με τοποθέτηση ανεμομέτρων για τουλάχιστον ένα έτος. Το κόστος, λοιπόν, του υπολογισμού του αιολικού δυναμικού είναι αρκετά υψηλό, όπως επίσης και το κόστος διαμόρφωσης του αιολικού πάρκου, των ανεμογεννητριών και της ανέγερσής τους, ενώ πολλές φορές είναι απαραίτητο να διαμορφωθεί ειδικά το οδικό δίκτυο, για λόγους μεταφοράς των ανεμογεννητριών και των λοιπών εγκαταστάσεων.

3 ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ

3.1 Ο Άνεμος ως Πρώτη Ύλη

Ο άνεμος είναι μια πηγή ενέργειας που προέρχεται από τις διαφοροποιήσεις στην ατμοσφαιρική πίεση, οι οποίες οφείλονται στην άνιση θέρμανση της επιφάνειας της γης και της θάλασσας από τον ήλιο. Επομένως, η αιολική ενέργεια είναι έμμεση μορφή της ηλιακής ενέργειας και περίπου 1 - 2% της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνεια της γης μετατρέπεται σε άνεμο. Καθώς ο αέρας θερμαίνεται στις τροπικές ζώνες αρχικά ανυψώνεται στην ατμόσφαιρα και κατόπιν οδεύει προς τους πόλους. Η ατμοσφαιρική αυτή κίνηση επηρεάζεται σημαντικά από την περιστροφή της γης, η επίδραση της οποίας είναι μεγαλύτερη στον ισημερινό και μηδενική στους πόλους, από την αναλογία της επιφάνειας της ξηράς προς την αντίστοιχη της θάλασσας, τα μορφολογικά χαρακτηριστικά της ξηράς (βουνά, πεδιάδες) και από την εκάστοτε χρονική περίοδο/εποχή. Ως αποτέλεσμα των παραπάνω δημιουργούνται συγκεκριμένα «πρότυπα» της κίνησης των ανέμων (Ανδρίτσος, 2008). Ο άνεμος κινείται από τις ζώνες υψηλής βαρομετρικής πίεσης προς τις ζώνες χαμηλής βαρομετρικής πίεσης και η κίνησή του επηρεάζεται από την περιστροφή της γης, ιδίως σε μεγάλα γεωγραφικά πλάτη. Αποτέλεσμα αυτής της επίδρασης είναι η μεταβολή της διεύθυνσης του ανέμου από διεύθυνση κάθετη στις ισοβαρείς γραμμές, σε διεύθυνση παράλληλη σε αυτές. Στο βόρειο ημισφαίριο, ο άνεμος κινείται γύρω από τις περιοχές χαμηλού βαρομετρικού κατά φορά αντίθετη της περιστροφής των δεικτών του ρολογιού, ενώ σε περιοχές υψηλού βαρομετρικού κατά την φορά περιστροφής των δεικτών του ρολογιού. Στο νότιο ημισφαίριο οι διευθύνσεις κίνησης του ανέμου είναι αντίθετες των προαναφερόμενων.

Άνεμοι δημιουργούνται και σε τοπική κλίμακα με διάφορους μηχανισμούς, όπως η δημιουργία θαλάσσιας ή απογείου αύρας καθώς και τα καθοδικά ρεύματα από τα όρη προς τις κοιλάδες. Η θαλάσσια αύρα αρχίζει δύο με τρεις ώρες μετά την ανατολή του ηλίου. Το μέγιστο της έντασής της σημειώνεται την ώρα της μέγιστης θερμοκρασιακής διαφοράς ξηράς – θάλασσας, ενώ παύει να πνέει κατά τις πρώτες νυχτερινές. Όταν το ανάγλυφο του εδάφους είναι ομαλό και η θερμοκρασιακή διαφορά μεγάλη, η θαλάσσια αύρα μπορεί να φτάσει έως και τα 20 - 40 χιλιόμετρα από την ακτογραμμή, με ύψος ρεύματος έως και 500 μέτρα. Η απόγειος αύρα πνέει τις βραδινές ώρες έως περίπου την ανατολή του ήλιου. Η ένταση και το ύψος της είναι μικρότερο από τα αντίστοιχα της θαλάσσιας αύρας. Οι αύρες κοιλάδων και ορών πνέουν κατά τη διάρκεια της ημέρας από τα χαμηλότερα στα ψηλότερα σημεία επικλινών εδαφών (αύρα κοιλάδων) ενώ κατά τις βραδινές πνέουν αντίθετα (αύρα βουνών). Η αύρα κοιλάδων είναι εντονότερη στις νότιες πλαγιές και μερικές φορές φτάνει τα 5 m/s, ενώ γίνεται αισθητή και σε ύψη 100 - 150 μέτρα από το έδαφος. Κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όταν ο ανερχόμενος αέρας ψύχεται, συμπυκνώνεται ένα μέρος των υδρατμών του και δημιουργούνται συνήθως βροχές ή και καταιγίδες. Η νυκτερινή αύρα ορών είναι συνήθως ασθενέστερη κοντά στο έδαφος (TEE, 2013).



Εικόνα 3.1: Παραδείγματα δημιουργίας ανέμων (πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία», Μαμάσης 2013)

Οι ταχύτητες του ανέμου διαφέρουν ανάλογα με το ανάγλυφο της εκάστοτε περιοχής και ποικίλλουν σημαντικά τόσο σε εποχική, όσο και σε ωριαία κλίμακα. Ως εκ τούτου, ο άνεμος αποτελεί ένα ιδιαίτερα μεταβλητό μέγεθος, τόσο χρονικά όσο και χωρικά, καθ' ύψος. (Ανδρίτσος Ν., 2008).

3.1.1 Η Καθ' Ύψος Διακύμανση του Ανέμου

Η ένταση του ανέμου αυξάνεται με την αύξηση του ύψους και η κατακόρυφη κατανομή του αέρα ακολουθεί τη συμπεριφορά τυρβώδους οριακού στρώματος. Σύμφωνα με τους Κουτσογιάννη και Ξανθόπουλο (1999), η υψομετρική μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου δίνεται από τη σχέση 3.1

$$\frac{u_2}{u_1} = \frac{\ln \frac{z_2}{z_0}}{\ln \frac{z_1}{z_0}} \quad (3.1)$$

Όπου u_1 και u_2 , η ταχύτητα του ανέμου σε ύψη z_1 και z_2 αντίστοιχα και z_0 η παράμετρος τραχύτητας. Ακολουθεί ο Πίνακας 3.1 με τις τυπικές τιμές της παραμέτρου τραχύτητας, για διάφορες φυσικές επιφάνειες.

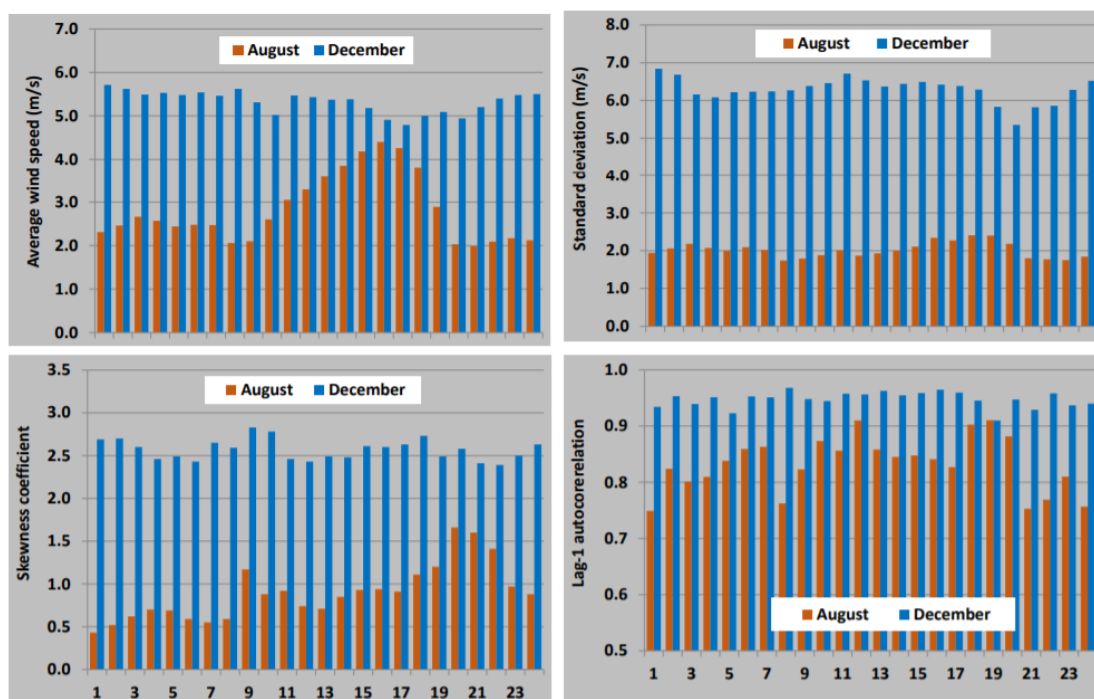
Πάγος	0.001
Ασφαλτοστρωμένη επιφάνεια	0.002
Υδάτινη επιφάνεια	0.01 – 0.06
Χλόη ύψους μέχρι 1 cm	0.1
Χλόη ύψους μέχρι 1-10 cm	0.1 – 0.2
Χλόη-σιτηρά κλπ ύψους 10-50 cm	2 – 5
Φυτοκάλυψη ύψους 1-2 m	20
Δένδρα ύψους 10-15 m	40 - 70

Πίνακας 3.1: Τυπικές τιμές της παραμέτρου τραχύτητας

Οι καλύτερες θέσεις για εγκατάσταση αιολικών πάρκων είναι η κορυφή ομαλών και απομονωμένων λόφων, ενώ οι βέλτιστες συνθήκες επιτυγχάνονται εάν προηγείται επίπεδη επιφάνεια ή θάλασσα για εκατοντάδες μέτρα, όπως υπαγορεύουν οι μηχανισμοί δημιουργίας ανέμου που προαναφέρθηκαν.

3.1.2 Η Χρονική Διακύμανση του Ανέμου

Η χρονική διακύμανση του ανέμου παρατηρείται τόσο σε επίπεδο ημέρας (εικοσιτετράωρο), όσο και σε επίπεδο μήνα ή εποχής (εποχικότητα). Το φαινόμενο αυτό συνηθίζεται να αποκαλείται ως διπλή περιοδικότητα του ανέμου. (Γράφημα 3.1)



Γράφημα 3.1: Παράδειγμα της διπλής περιοδικότητας του ανέμου, όπως εμφανίζεται σε γραφήματα μέσης τιμής, τυπικής απόκλισης, συντελεστή ασυμμετρίας και συντελεστή αυτοσυσχέτισης (πηγή: Σημειώσεις μαθήματος «Ανανεώσιμη Ενέργεια και Υδροηλεκτρικά Έργα» 2019)

Η ταχύτητα του ανέμου υφίσταται συνεχείς διακυμάνσεις, οι οποίες μεταφράζονται σε αντίστοιχες μεταβολές της περιεχόμενης στον άνεμο ενέργειας. Το ακριβές μέγεθος των μεταβολών αυτών εξαιτίας των ανεμολογικών διακυμάνσεων εξαρτάται τόσο από τις καιρικές συνθήκες, όσο και από την υφιστάμενη επιφανειακή τραχύτητα και τις γεωμορφολογικές συνθήκες που παρεμβάλλονται στην ροή του ανέμου. Στις περισσότερες περιοχές της γης οι άνεμοι κατά την διάρκεια της ημέρας είναι ισχυρότεροι από τους αντίστοιχους ανέμους που επικρατούν κατά τις βραδινές ώρες. Αυτή η παρατηρούμενη μεταβλητότητα είναι αποτέλεσμα κυρίως των μεγαλύτερων θερμοκρασιακών διαφορών, μεταξύ της θάλασσας και της ξηράς, οι οποίες σημειώνονται κατά την διάρκεια της ημέρας, συγκριτικά με τις αντίστοιχες κατά την διάρκεια της νύχτας. Έναν ακόμη παράγοντα ενίσχυσης της έντασης και συχνότητας των ημερήσιων μεταβολών αποτελούν και τα εντονότερα τυρβώδη χαρακτηριστικά αλλά και οι αντίστοιχα έντονες αλλαγές διεύθυνσης που σημειώνονται στατιστικά συχνότερα κατά τη διάρκεια των μεσημβρινών ωρών.

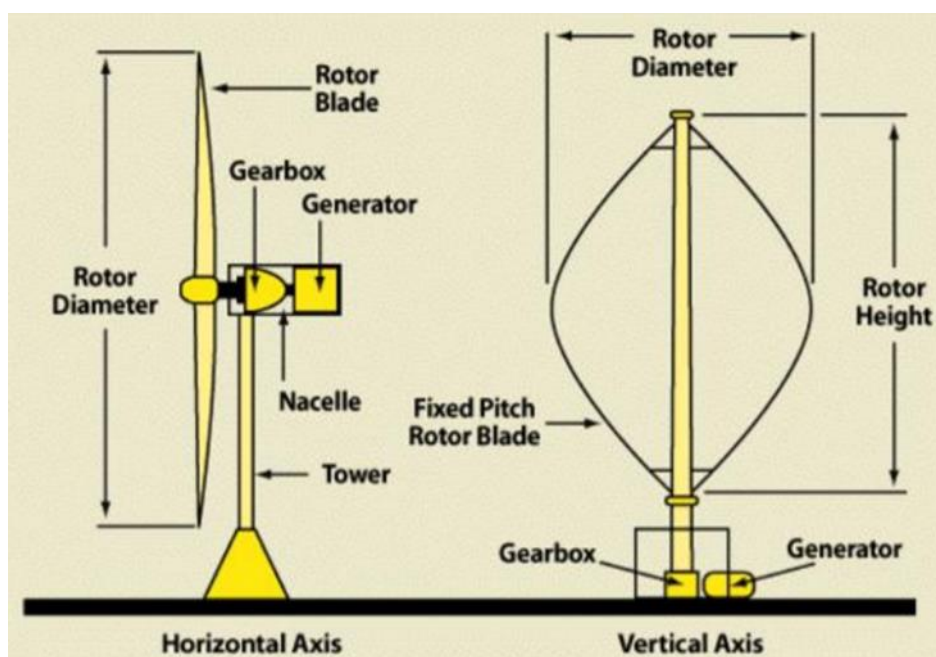
Μία εργασία στην οποία καταδεικνύονται η εποχικότητα και η περιοδικότητα του ανέμου μέσα στην ημέρα, είναι αυτή των Abdalla και Attili (1991), όπου μελετήθηκε η ημερήσια και η ωριαία κατανομή της ταχύτητας του ανέμου στο Μπαχρέιν. Όσον αφορά την ημερήσια κατανομή της ταχύτητας μέσα στο μήνα, σε μετρήσεις που έγιναν για 11 συνεχή έτη, παρατηρήθηκε ότι η ταχύτητα του ανέμου παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις τις ημέρες των χειμερινών μηνών, ενώ η διακύμανση στις ημερήσιες ταχύτητες, για τους μήνες από τον Αύγουστο έως το Σεπτέμβριο είναι μικρότερη. Γενικότερα ισχυρότεροι ημερήσιοι άνεμοι παρατηρήθηκαν το χειμώνα (Νοέμβριο με Ιανουάριο) και το καλοκαίρι (Ιούνιο και Ιούλιο), γνωστοί ως Shamal, που σημαίνει «άνεμος προερχόμενος από το βορρά». Αναφορικά με την ωριαία χρονική κλίμακα, η μέγιστη τιμή της ταχύτητας σημειώνεται κατά τη διάρκεια της ημέρας, λόγω της επίδρασης της ηλιακής ακτινοβολίας στο προφίλ της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου. Ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες, υπάρχει ξεκάθαρη διαφορά της ταχύτητας του ανέμου μεταξύ των ωρών της ημέρας και της νύκτας. Αυτό οφείλεται στην ένταση της ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας που, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, προσπίπτει στην επιφάνεια της γης και μετατρέπεται σε άνεμο. Σε κάθε περίπτωση, και στην ωριαία κατανομή διακρίνεται ξεκάθαρη η εποχικότητα του ανέμου, καθώς από το Σεπτέμβριο έως το Νοέμβριο, ο άνεμος είναι σχετικά μικρής έντασης, αλλά δυναμώνει από το Δεκέμβριο έως το Μάρτιο, ενώ ο ισχυρότερος άνεμος παρατηρήθηκε τους μήνες Ιούνιο και Ιούλιο εξαιτίας των ανέμων Shamal.

Σε αυτό το σημείο τονίζεται πως η δομή και η ένταση της παρατηρούμενης ανεμολογικής περιοδικότητας σε κάθε κλίμακα εξαρτώνται άμεσα από τα ιδιαίτερα τοπολογικά και γεωγραφικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε περιοχής αναφοράς. Έτσι για γεωγραφικά κατανομημένες περιοχές μελέτης εμφανίζεται συχνά μια εξίσου κατανομημένη στο χρόνο περιοδικότητα της ταχύτητας του ανέμου, όπως θα αναδειχθεί και στο αντίστοιχο κεφάλαιο της Στατιστικής Ανάλυσης της παρούσης εργασίας.

3.2 Στοιχεία Αιολικών Μηχανών

3.2.1 Είδη Αιολικών Μηχανών

Οι αιολικές μηχανές διακρίνονται σε δυο κύριους τύπους: κατακόρυφου άξονα περιστροφής και οριζόντιου άξονα περιστροφής. Στις ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα ο δρομέας είναι ελικοειδούς τύπου και βρίσκεται συνεχώς παράλληλος με την κατεύθυνση του ανέμου και του εδάφους. Στις ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα ο δρομέας παραμένει σταθερός και είναι κάθετος προς την επιφάνεια του εδάφους.



Εικόνα 3.2: Συγκριτικό σχεδιάγραμμα μεταξύ σύγχρονων αιολικών μηχανών οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα περιστροφής(πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία», Μαμάσης 2013)

Στην παγκόσμια αγορά έχουν επικρατήσει οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα για την ηλεκτροπαραγωγή, σε ποσοστό 90 %. Η ισχύς τους φτάνει τα 14 MW, η διάμετρος του δρομέα κυμαίνεται μεταξύ 40 και 120 μέτρων, το ύψος του πύργου εγγίζει τα 120 μέτρα και λειτουργούν σε ένα παράθυρο ταχυτήτων ανέμου 3 ως 30 m/s, ενώ μπορούν να συνδεθούν απευθείας στο ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας.



Εικόνα 3.3: Τυπική σύγχρονη ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα περιστροφής (πηγή: Profilnet)

Αναφορικά με τις ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα, αυτές παρουσιάζουν ως βασικά πλεονεκτήματα την τοποθέτηση ηλεκτρικής γεννήτριας στο έδαφος, αντί της κεφαλής, αλλά και την έλλειψη αναγκαιότητας συστήματος προσανατολισμού. Ωστόσο είναι ικανές για εκμετάλλευση μικρότερων ταχυτήτων ανέμου αλλά και με χαμηλότερο συντελεστή απόδοσης, στοιχεία που συνδυαζόμενα με την κατάληψη μεγαλύτερου εμβαδού συγκριτικά με τις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα δικαιολογούν την τάση της παγκόσμια αγοράς που προαναφέρθηκε.



Εικόνα 3.4: Τυπική σύγχρονη ανεμογεννήτρια κατακόρυφου άξονα περιστροφής (πηγή: Profilnet)

3.2.2 Τυπικός Εξοπλισμός Ανεμογεννήτριας Οριζόντιου Άξονα

Παρουσιάζεται συνοπτικά ο βασικός εξοπλισμός μιας τυπικής ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα περιστροφής. Αυτός συνίσταται από τα εξής συστατικά μέρη:

- Δρομέας: Αποτελείται από δύο ή (συνήθως) τρία πτερύγια από ενισχυμένο πολυεστέρα, τα οποία προσδένονται σε μια πλήμνη, είτε σταθερά ή με δυνατότητα περιστροφής γύρω από τον διαμήκη άξονα τους. Κατασκευάζονται από σύνθετα υλικά (υαλονήματα και ειδικές ρητίνες), ώστε να αντέχουν πολύ μεγάλες καταπονήσεις.
- Σύστημα μετάδοσης κίνησης: Αποτελείται από τον κύριο άξονα, τα έδρανά του και το κιβώτιο πολλαπλασιασμού στροφών, που προσαρμόζει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα στη σύγχρονη ταχύτητα της γεννήτριας (η ταχύτητα παραμένει σταθερή κατά τη λειτουργία της Α/Γ).
- Ηλεκτρογεννήτρια: Συνδέεται με την έξοδο του πολλαπλασιαστή, μέσω ελαστικού ή υδραυλικού συνδέσμου.
- Σύστημα πέδης: Σύνηθες δισκόφρενο που τοποθετείται στον κύριο άξονα ή στον άξονα της γεννήτριας.
- Σύστημα προσανατολισμού: Αναγκάζει τον άξονα περιστροφής να βρίσκεται συνεχώς παράλληλα με τη διεύθυνση του ανέμου.
- Ηλεκτρονικός πίνακας & πίνακας ελέγχου: Τοποθετούνται στη βάση του πύργου και περιλαμβάνουν υποσυστήματα μικροελεγκτών, που εξασφαλίζουν την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία της Α/Γ σε όλες τις συνθήκες ανέμου.

Αναφορικά με τον πύργο (πυλώνα) της ανεμογεννήτριας αυτός ανάλογα με τον τρόπο κατασκευής διακρίνεται σε δικτυωτό ή σωληνοειδή. Η αύξηση του ύψους του πυλώνα οδηγεί σε ταυτόχρονη αύξηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού και σε μείωση της επίδρασης των εμποδίων του εδάφους. Σε κάθε περίπτωση, πάντως, η επιλογή του κατάλληλου ύψους είναι αναγκαίο να προκύπτει από προσεκτική μελέτη του αιολικού δυναμικού της περιοχής, των διαθέσιμων ιστορικών καταγραφών ταχύτητας ανέμου αλλά και των ιδιαίτερων τοπολογικών χαρακτηριστικών της εκάστοτε περιοχής.

3.2.3 Χαρακτηριστικά Μεγέθη

Ακολουθεί συνοπτική αναφορά στα βασικά χαρακτηριστικά μεγέθη που αφορούν την παραγωγή αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα:

- Ονομαστική ισχύς: Αναφέρεται στη μέγιστη ισχύ που μπορεί να παράξει η ανεμογεννήτρια.
- Συντελεστής ισχύος: Υπολογίζεται ως το πηλίκο της μέσης ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος προς την μέση ετήσια εισερχόμενη αιολική ενέργεια.
- Καμπύλη ισχύος: Γραφική απεικόνιση της σχέσης ταχύτητας ανέμου – ηλεκτρικής παραγόμενης ισχύος.
- Διάμετρος πτερωτής: Η τιμή της διαμέτρου αναφέρεται στην εμπορική ονομασία της ανεμογεννήτριας. Ενδεικτικά, μια τυπική ανεμογεννήτρια ισχύος 1 MW έχει διάμετρο πτερωτής 55 m, ενώ η μεγαλύτερη εμπορική ανεμογεννήτρια παγκοσμίως (Vestas V164, ισχύος 8 MW) έχει διάμετρο 164 m και ύψος 220 m.
- Πλήθος πτερυγίων: Γενικά έχουν επικρατήσει οι αιολικές μηχανές με τρία πτερύγια, καθώς με λιγότερα πτερύγια απαιτείται μεγαλύτερη ταχύτητα περιστροφής για το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα, το οποίο συνεπάγεται περισσότερο θόρυβο και φθορές, με μόνο πλεονέκτημα το μικρότερο κόστος. Από την άλλη πλευρά, περισσότερα από τρία πτερύγια εξασφαλίζουν ελάχιστα καλύτερη απόδοση, με δυσανάλογα υψηλότερο κόστος.

3.2.4 Αιολική Ισχύς

Η θεωρητική αιολική ισχύς δίνεται από οποιαδήποτε μορφή της σχέσης 3.2:

$$I = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \frac{mV^2}{t} = \frac{1}{2} \frac{\rho LAV^2}{t} = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (3.2)$$

όπου:

- I : η αιολική ισχύς (W)
- E : η κινητική ενέργεια (J)
- t : ο χρόνος (s)
- m : η μάζα αέρα (kg)
- V : η ταχύτητα ανέμου (m/s)
- ρ : η πυκνότητα αέρα (kg/m³)
- A : η επιφάνεια αναφοράς (m²)
- L : η διαδρομή του ανέμου σε χρόνο t (m)

Αντίθετα, η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας εξαρτάται άμεσα από τρεις (3) βασικούς συντελεστές: τον συντελεστή ισχύος, τον βαθμό απόδοσης του μηχανικού συστήματος και τον βαθμό απόδοσης της ηλεκτρομηχανικής μετατροπής.

Δίνεται από τη σχέση 3.3:

$$I = \frac{1}{2} C \eta_M \eta_E \rho A V^3 \quad (3.3)$$

όπου:

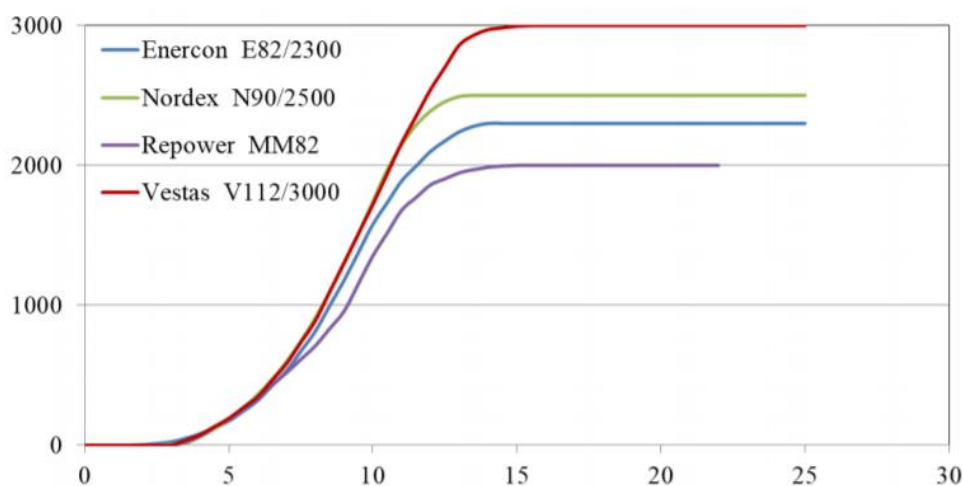
- C : ο συντελεστής ισχύος
- η_M : ο βαθμός απόδοσης μηχανικού συστήματος
- η_E : ο βαθμός απόδοσης ηλεκτρομηχανικής μετατροπής

3.2.5 Η Καμπύλη Ισχύος της Ανεμογεννήτριας

Ιδιαίτερη αναφορά αξίζει να γίνει στην καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας, ο ρόλος της οποίας θα είναι καθοριστικός στην ανάπτυξη της μεθοδολογικής προσέγγισης, όπως θα φανεί στα επόμενα εδάφια.

Ως καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας ορίζεται η σχέση μεταξύ της καθαρής παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος και της ταχύτητας του ανέμου στη συγκεκριμένη θέση. Αν και υπάρχει η θεωρητικά υπολογιζόμενη απόδοση της ανεμογεννήτριας, οι καμπύλες ισχύος συνήθως εκτιμώνται εμπειρικά, από μετρήσεις πεδίου της ταχύτητας ανέμου με ανεμόμετρο και της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Ως εκ τούτου παρουσιάζονται αβεβαιότητες στην εκτίμηση των καμπυλών που σχετίζονται τόσο με τη μέτρηση της ταχύτητας όσο και με την ποσότητα του αέρα που εισέρχεται στην πτερωτή.

Στο Γράφημα 3.2 παρουσιάζονται τυπικές καμπύλες ισχύος διαφόρων ανεμογεννητριών εμπορίου.



Γράφημα 3.2: Τυπικές καμπύλες ισχύος ανεμογεννητριών εμπορίου (πηγή: Σημειώσεις του μαθήματος «Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία», Μαμάσης 2013)

Είναι φανερή η σταθερή δομή που διατηρούν οι καμπύλες παρά το ότι περιγράφουν τον κανόνα λειτουργίας διαφορετικών ανεμογεννητριών. Η δομή αυτή γίνεται εύκολα κατανοητή ερμηνεύοντας τη διαδικασία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από

ανεμογεννήτριες. Έτσι οι πολύ χαμηλές ταχύτητες ανέμου κρίνονται μη ικανές να κινήσουν τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας, γεγονός που εξηγεί τη σταθερή μηδενική τιμή της καμπύλης. Από μια τιμή αναφοράς και έπειτα τα πτερύγια κινούνται με διαρκώς αυξανόμενη ταχύτητα, αποδίδοντας μεγαλύτερη ισχύ. Είναι βεβαίως φανερό πως δεν υπάρχει αναλογία μεταξύ αυξανόμενης ταχύτητας ανέμου και αυξανόμενης παραγωγής, ωστόσο η αντιστοιχία περιγράφεται από μια μη – γραμμική σχέση, όπως καταδεικνύεται από τη μορφή και των τεσσάρων καμπυλών του γραφήματος. Η αύξηση αυτή της παραγόμενης ισχύος συνεχίζεται έως το σημείο απόδοσης της μέγιστης ονομαστικής τιμής για την εκάστοτε ανεμογεννήτρια. Από εκείνη την ταχύτητα ανέμου και έπειτα το σύστημα αποδίδει σταθερά τη μέγιστη ισχύ ενώ για αρκετά υψηλότερες ταχύτητες ανέμου ο μηχανισμός σταματά τη λειτουργία του για λόγους ασφαλείας, διαδικασία που υπαγορεύει την επιστροφή του γραφήματος σε μηδενικές τιμές ισχύος για μεγάλες ταχύτητες.

3.3 Η Πρόκληση της Πρόγνωσης στην Αιολική Ενέργεια

Από τις προηγούμενες ενότητες γίνεται σαφής η άμεση εξάρτηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, όχι μόνο από τις γενικές ανεμολογικές συνθήκες αλλά και από τις ακριβείς τιμές της σημειακής ταχύτητας ανέμου, καθώς εκείνες καθορίζουν μέσω της καμπύλης της εκάστοτε ανεμογεννήτριας την αποδιδόμενη ισχύ.

Βασική επιδίωξη κάθε συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι η κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης, κάλυψη η οποία καθορίζει και την αποδοτικότητα και συνεπώς αξιοπιστία του συστήματος. Κρίνεται λοιπόν αναγκαία, για κάθε πηγή παραγωγής ενέργειας η δυνατότητα εκ των προτέρων εκτίμησης τόσο της ενεργειακής ζήτησης όσο και της παραγωγής.

Η ενεργειακή ζήτηση εύκολα καθορίζεται και ακολουθεί γνωστά εποχιακά μοτίβα για κάθε περιοχή. Σε ότι αφορά την παραγωγή ενέργειας τα ορυκτά καύσιμα έχουν ασφαλές προβάδισμα έναντι των ΑΠΕ, χάρη στη σταθερή διάθεσή τους στο σύστημα παραγωγής, διαδικασία η οποία μπορεί να αντιμετωπίσει προβλήματα κάλυψης της μόνο σε περιπτώσεις σοβαρών μηχανικών βλαβών ή σπάνιας και εκτεταμένης διακοπής της εφοδιαστικής αλυσίδας.

Ωστόσο οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας εξαρτώνται άμεσα από τις φυσικές, καιρικές και κλιματικές συνθήκες, γεγονός που μεταφράζει την πρόγνωση της μελλοντικής παραγωγής σε πρόγνωση ακριβώς αυτών των συνθηκών.

Ιδίως στην αιολική ενέργεια, η εκτίμηση της δυνατότητας κάλυψης της ενεργειακής ζήτησης, οι μελλοντικές προσφορές παραγόμενης ενέργειας και οι τιμές διάθεσής της, ανάγονται στην καλή πρόγνωση του ασταθούς και γεμάτου διακυμάνσεων ανέμου. Είναι λοιπόν φανερό η άμεση εξάρτηση της οικονομικής βιωσιμότητας κάθε αιολικού συστήματος παραγωγής ενέργειας από την ανεμολογική πρόγνωση.

3.3.1 Ανεμολογική Πρόγνωση

Το εγχείρημα της πρόβλεψης φυσικών διεργασιών υποστηρίζεται από την επιδίωξη για βαθιά κατανόηση της συμπεριφοράς της υπό διερεύνηση διεργασίας και προϋποθέτει την ύπαρξη αξιόπιστης και επαρκούς ιστορικής πληροφορίας. Τέλεια κατανόηση θα σήμαινε δυνατότητα για απολύτως ασφαλείς σημειακές προβλέψεις. Ωστόσο, κάτι

τέτοιο δεν είναι εφικτό, καθώς η αβεβαιότητα είναι εγγενής ιδιότητα των συγκεκριμένων διεργασιών και δη των ανεμολογικών.

Η αποδοχή της εν λόγω αδυναμίας έχει οδηγήσει στην καθιέρωση της μοντελοποίησης τέτοιων διεργασιών με στοχαστικές ανελίξεις και την περιγραφή και πρόβλεψη της μελλοντικής συμπεριφοράς τους με στοχαστικές μεθόδους. Σημαντική θέση στον χώρο της στοχαστικής πρόγνωσης κατέχει η ποσοτικοποίηση της αβεβαιότητας που συνοδεύει τις προβλέψεις, όπως γίνεται για παράδειγμα στους Koutsoyiannis et al. (2007) και Tyralis and Koutsoyiannis (2014). Η πρώτη εργασία υπολογίζει τα διαστήματα εμπιστοσύνης χρησιμοποιώντας κλασική στατιστική, ενώ η δεύτερη τις περιοχές εμπιστοσύνης χρησιμοποιώντας μπεϋζιανή στατιστική.

Ο Murphy (1993) διατυπώνει τρία κριτήρια για την αξιολόγηση των προβλέψεων. Τα εν λόγω κριτήρια είναι η συνέπεια κατά την εξαγωγή των προβλέψεων, η ποιότητα ή ο βαθμός αντιστοιχίας των προβλέψεων με τις παρατηρήσεις - στόχους και η αξία ή το όφελος που οι προβλέψεις παρέχουν τελικώς στους χρήστες.

Ιδίως σε ότι αφορά την πρόγνωση των σημειακών ταχυτήτων ανέμου, οι έντονες ανεμολογικές διακυμάνσεις οδηγούν σε σύνθετο πρόβλημα το οποίο δυσχεραίνεται ακόμη περισσότερο τόσο από τις κατά περιόδους εμφανίσεις συνθηκών νηνεμίας (μηδενικές σημειακές τιμές ταχύτητας ανέμου), όσο και από το εκάστοτε πλήθος των μελλοντικών χρονικών βημάτων (lead time) για τα οποία απαιτείται πρόβλεψη. Μάλιστα η συνήθης έλλειψη καταγραφών μεγάλου μήκους για τις χρονοσειρές της σημειακής ταχύτητας ανέμου σε συνδυασμό με τον απαιτούμενο, υψηλό βαθμό αξιοπιστίας των προβλέψεων ανάγουν το εγχείρημα της πρόγνωσης της σημειακής αιολικής ταχύτητας σε ένα από τα πλέον σύνθετα και απαιτητικά προβλήματα πρόγνωσης.

Φυσικά, τα σύγχρονα στοχαστικά μοντέλα, οι μέθοδοι νευρωνικών δικτύων και μηχανικής μάθησης αλλά και ο συνδυασμός αυτών με προηγμένα μετεωρολογικά μοντέλα και μοντέλα θερμοκρασιακής πρόβλεψης (τονίζεται η συσχέτιση θερμοκρασίας και ανέμου, όπως περιεγράφηκε στην ενότητα 3.1) οδηγούν πλέον σε σημαντική αξιοπιστία των εκάστοτε προβλέψεων με αρκετά μικρές αστοχίες, η οποία πάντως μειώνεται για μεγάλα lead times.

3.3.2 Ενεργειακή Πρόγνωση

Όπως αναλύθηκε στα παραπάνω χωρία, η γνώση της σημειακής ταχύτητας ανέμου οδηγεί μέσω της καμπύλης ισχύος της εκάστοτε ανεμογεννήτριας στη γνώση της αναμενόμενης παραγόμενης ισχύος και κατά συνέπεια στη γνώση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, γνωρίζοντας τις προβλεπόμενες σημειακές ταχύτητες ανέμου, ως αποτελέσματα ενός προγνωστικού μοντέλου, είναι κανείς σε θέση να γνωρίζει τη μελλοντική παραγωγή και συνεπώς τις δυνατότητες μελλοντικής κάλυψης της ενεργειακής ζήτησης, για όσα χρονικά βήματα διαθέτει προγνωστική πληροφορία, που είναι άλλωστε και το σημαντικότερο ζητούμενο. (Γράφημα 3.3)

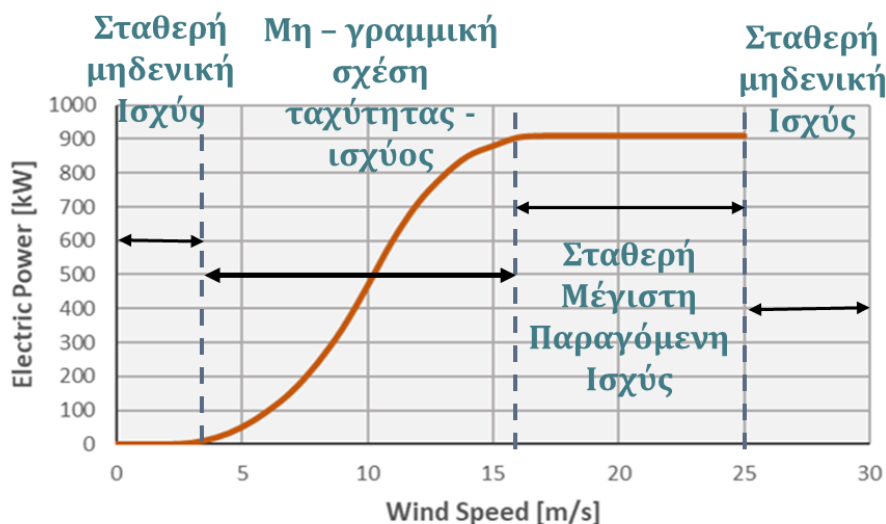


Γράφημα 3.3: Διάγραμμα ροής διαδικασίας εκτίμησης μελλοντικών τιμών παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας

Σε αυτές τις εκτιμήσεις βασίζονται τα ποσοστά συμμετοχής των διαφόρων πηγών ενέργειας στα ημερήσια ενεργειακά μείγματα αλλά και οι τιμές διάθεσης και αγοράς της ενέργειας από τους διαχειριστές του εκάστοτε συστήματος. Μάλιστα σε ένα υποθετικό σύστημα απολύτως ελεύθερης αγοράς ενέργειας χωρίς εγγυημένες τιμές και feed-in traffic κανόνες, οι εκτιμήσεις αυτές θα έπαιζαν καθοριστικό ρόλο για τη βιωσιμότητα κάθε συστήματος ΑΠΕ. (Mavritsakis et al. 2019)

Γίνεται λοιπόν κατανοητό πως η αξιοπιστία της ενεργειακής πρόγνωσης αποτελεί καθ' αυτή το βασικότερο «κριτήριο αξιολόγησης» της κάθε ανεμολογικής πρόγνωσης σε ό,τι αφορά τον σχεδιασμό και λειτουργία συστημάτων παραγωγής αιολικής ενέργειας. Φυσικά, μια ακριβής πρόγνωση των σημειακών ταχυτήτων ανέμου οδηγεί συνήθως σε μια επίσης ακριβή ενεργειακή πρόβλεψη για τα αντίστοιχα χρονικά βήματα.

Βάσει όμως της δομής της καμπύλης ισχύος, όπως αυτή περιεγράφηκε στην ενότητα 3.2.5, αλλά και του ουσιαστικού ρόλου της στην εξαγωγή των αποτελεσμάτων της ενεργειακής πρόγνωσης (Γράφημα 3.3), προκύπτει η άμεση εξάρτηση της ενεργειακής πρόγνωσης από την εκάστοτε καμπύλη ανεμογεννήτριας και η αντίστοιχη αύξηση ή μείωση του βαθμού αξιοπιστίας.



Γράφημα 3.4: Η συμπεριφορά της παραγόμενης ισχύος σε σχέση με την ταχύτητα ανέμου

Όπως φαίνεται στο Γράφημα 3.4 για σημαντικό εύρος ταχυτήτων ανέμου η αποδιδόμενη ισχύς από την ανεμογεννήτρια είναι σταθερή, είτε στη μηδενική τιμή (ανεμογεννήτρια εκτός λειτουργίας είτε λόγω πολύ χαμηλών είτε λόγω πολύ υψηλών ταχυτήτων ανέμου) είτε στη μέγιστη ονομαστική της τιμή. Η συμπεριφορά αυτή οδηγεί ασφαλώς σε βελτίωση της αξιοπιστίας της ενεργειακής πρόγνωσης, καθώς για

ταχύτητες εντός των συγκεκριμένων ορίων, οι όποιες αποκλίσεις στις σημειακές προβλέψεις θα οδηγούσαν επίσης σε απολύτως ασφαλείς προβλέψεις για την παραγωγή ενέργειας. Αντιθέτως, η μετάβαση της παραγόμενης ισχύος από τη μέγιστη στη μηδενική τιμή στο ανώτατο όριο λειτουργίας της ανεμογεννήτριας είναι ικανή να οδηγήσει σε σημαντικά σφάλματα ενεργειακής πρόγνωσης ακόμη και για τις πιο ακριβείς σημειακές προβλέψεις με φαινομενικά ασήμαντες αποκλίσεις. Μάλιστα, τέτοιας φύσεως αποκλίσεις επιδρούν σημαντικά στην οικονομική βιωσιμότητα των συστημάτων αιολικής ενέργειας, ιδίως σε ελεύθερες αγορές χωρίς εγγυημένες τιμές feed – in tariff, καθώς για δεδομένη πρόγνωση μέγιστης παραγωγής τα οικονομικά «penalties» ενδεχόμενης μηδενικής παραγωγής θα ήταν πολύ σημαντικά.

Φανερόνεται, λοιπόν, η άμεση εξάρτηση της αξιοπιστίας της ενεργειακής πρόγνωσης όχι μόνο από τις σημειακές ανεμολογικές προβλέψεις αλλά και από την εκάστοτε καμπύλης ισχύος. Μάλιστα, για αιολικά πάρκα που αποτελούνται από διαφορετικού τύπου ή/και ισχύος ανεμογεννήτριες, η επίδραση αυτή καθίσταται ακόμη εντονότερη λόγω της ύπαρξης καμπυλών με διαφορετικά όρια ταχύτητας – ισχύος.

Ανακύπτει, συνεπώς, η ανάγκη αξιολόγησης της επίδρασης της καμπύλης ισχύος στην ενεργειακή πρόγνωση. Η επίδραση αυτή φαίνεται απαραίτητο να λαμβάνεται υπόψη τόσο κατά τη διάρκεια σχεδιασμού των αιολικών εγκαταστάσεων όσο και κατά τη διάρκεια αξιολόγησης των ανεμολογικών προγνώσεων, πριν τη λήψη λειτουργικών αποφάσεων.

4 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

Όπως αναλύθηκε στην ενότητα 3.5 η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στα αποτελέσματα των ενεργειακών προγνώσεων καθώς η δομή της είναι ικανή τόσο να αυξήσει δραστικά, όσο και να μειώσει την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων αυτών συγκριτικά με τα αντίστοιχα των σημειακών ανεμολογικών προγνώσεων.

Η ποσοτικοποίηση αυτής της επίδρασης, σε συνδυασμό με την αξιοποίηση μεθόδων εμπειρικής «τιμολόγησης» της παραγόμενης ενέργειας, φαίνεται να είναι ικανή να οδηγήσει σε μία μεθοδολογία αξιολόγησης των μοντέλων πρόγνωσης ανέμου, όχι τόσο με βάση την ακρίβεια των σημειακών τιμών, όσο με βάση την αξιοπιστία της παραγωγής αιολικής ενέργειας και την κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης και κατ' επέκταση την οικονομική βιωσιμότητα των αιολικών συστημάτων.

Η παρούσα ανάλυση φιλοδοξεί στην ανάπτυξη μιας τέτοιας εμπειρικής μεθοδολογίας αξιολόγησης των ανεμολογικών προγνώσεων σε όρους ενεργειακής και οικονομικής αξιοπιστίας των αιολικών συστημάτων, προσφέροντας ένα πρακτικό επιχειρησιακό εργαλείο βελτιστοποίησης τόσο του σχεδιασμού, όσο και των λειτουργικών αποφάσεων των αντίστοιχων εγκαταστάσεων.

4.1 Δεδομένα Εισόδου

Για τη θεωρητική τεκμηρίωση της μεθοδολογίας ως απαραίτητα δεδομένα εισόδου λαμβάνονται μια χρονοσειρά ιστορικών παρατηρήσεων ταχύτητας ανέμου και μία τυπική καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας.

Επιπρόσθετα θεωρείται γνωστή μια χρονοσειρά σημειακών προγνώσεων ταχύτητας ανέμου, για το ίδιο χρονικό διάστημα με την ιστορική χρονοσειρά, ως αποτέλεσμα ενός τυχαίου μοντέλου αιολικής πρόγνωσης, ενώ σημειώνεται πως και οι δύο χρονοσειρές έχουν σταθερό ωριαίο χρονικό βήμα.

Τα δεδομένα εισόδου, τα οποία φαίνονται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 4.1, αξιοποιούνται στη διαδικασία προσομοίωσης παραγωγής αιολικής ενέργειας, οδηγώντας στις αντίστοιχες χρονοσειρές ενεργειακών παρατηρήσεων και προγνώσεων, όπως αναλύεται στην επόμενη ενότητα.

Ιστορική Χρονοσειρά	Χρονοσειρά Προγνώσεων	Καμπύλη Ισχύος
x_i	f_i	S

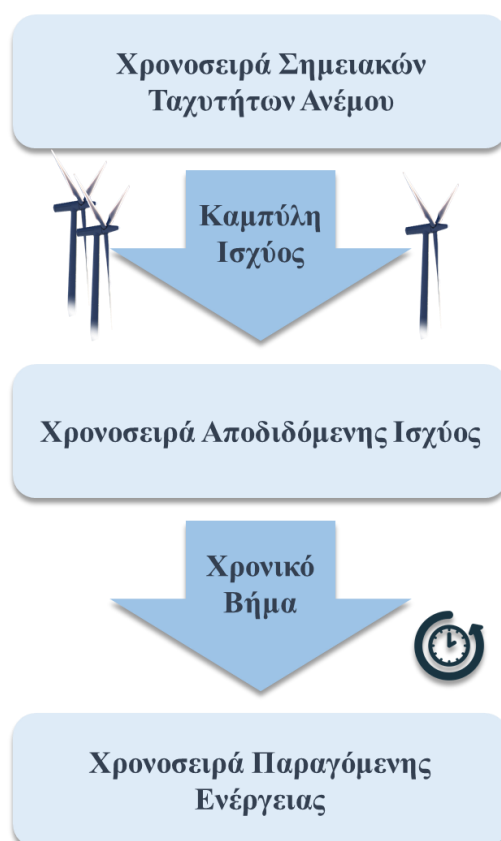
Πίνακας 4.1: Δεδομένα Εισόδου Μεθοδολογίας

4.2 Προσομοίωση Παραγωγής Ενέργειας

Όπως αναλύεται στις ενότητες 3.2 και 3.3 γνωρίζοντας τις ταχύτητες ανέμου στο σημείο εγκατάστασης της εκάστοτε ανεμογεννήτριας, αλλά και την αντίστοιχη καμπύλη ισχύος, είναι δυνατή η προσομοίωση της παραγωγής αιολικής ενέργειας και συνεπώς η κατασκευή της αντίστοιχης χρονοσειράς παραγόμενης ενέργειας.

Πιο συγκεκριμένα, κάθε σημειακή ταχύτητα ανέμου αντιστοιχίζεται μέσω της καμπύλης της ανεμογεννήτριας στην αποδιδόμενη ισχύ, ενώ πολλαπλασιάζοντας με το αντίστοιχο χρονικό διάστημα προκύπτει η τιμή της παραγόμενης αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διαδικασία προσομοίωσης παρουσιάζεται σχηματικά στο ακόλουθο διάγραμμα ροής.



Εικόνα 4.1: Διάγραμμα ροής διαδικασίας προσομοίωσης παραγωγής ενέργειας

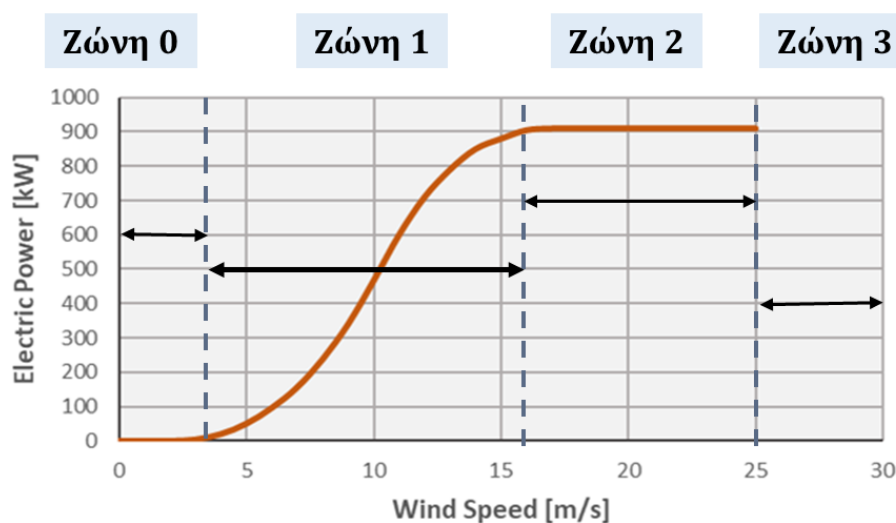
Η συγκεκριμένη διαδικασία προσομοίωσης πραγματοποιείται δύο φορές. Την πρώτη, ως δεδομένα εισόδου εισάγονται οι ιστορικές παρατηρήσεις ταχύτητας, ενώ τη δεύτερη η χρονοσειρά προγνώσεων. Έτσι προκύπτει η χρονοσειρά παρατηρήσεων παραγόμενης ενέργειας αλλά και χρονοσειρά ενεργειακών προγνώσεων ως αποτέλεσμα του εκάστοτε μοντέλου αιολικής πρόβλεψης.

4.3 Επιμερισμός Καμπύλης Ισχύος Ανεμογεννήτριας σε Ζώνες

Όπως αναλύθηκε στην ενότητα 3.3, η δομή κάθε καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας αποτελείται από τέσσερις χαρακτηριστικές περιοχές, τρεις εκ των οποίων χαρακτηρίζονται από σταθερή τιμή ισχύος (μηδενική ή μέγιστη) και μία που εμφανίζεται ως μη – γραμμική συνάρτηση της ταχύτητας ανέμου. Ήδη από την ενότητα 3.3 έχει γίνει σαφής η σημασία της συγκεκριμένης δομής και η ικανότητά της να βελτιώσει ή/και να ταπεινώσει σημαντικά την αξιοπιστία της ενεργειακής πρόγνωσης.

Προκειμένου, λοιπόν, η συγκεκριμένη «συμπεριφορά» να αξιοποιηθεί στην ανάπτυξης της μεθοδολογίας αξιολόγησης των προγνώσεων σε όρους ενεργειακής και οικονομικής αξιοπιστίας, είναι θεμιτός ο σαφής προσδιορισμός των προαναφερθέντων περιοχών, ως εξής (Γράφημα 4.1):

- **Ζώνη 0:** Ορίζεται ως η περιοχή **σταθερής** μηδενικής ισχύος λόγω πολύ χαμηλών ταχυτήτων ανέμου.
- **Ζώνη 1:** Ορίζεται ως η περιοχή της καμπύλης που περιγράφεται από μια **μη – γραμμική συνάρτηση** της ταχύτητας του ανέμου.
- **Ζώνη 2:** Ορίζεται ως η περιοχή **σταθερής** μέγιστης ονομαστικής ισχύος της ανεμογεννήτριας.
- **Ζώνη 3:** Ορίζεται ως η περιοχή **σταθερής** μηδενικής ισχύος λόγω πολύ υψηλών ταχυτήτων ανέμου.



Γράφημα 4.1: Επιμερισμός καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας σε ζώνες

4.4 Πιθανότητες Μετάβασης

4.4.1 Θεωρητικό Υπόβαθρο

Ως πιθανότητα μετάβασης μονού βήματος ορίζεται η πιθανότητα μετάβασης από μία κατάσταση σε μία άλλη σε ένα μόνο χρονικό βήμα (Εξίσωση 4.1).

$$p_{ij} = Pr\{x_n = j | x_{n-1} = i\} \quad (4.1)$$

Σε πινακοποιημένη μορφή, οι πιθανότητες μετάβασης μονού βήματος διαμορφώνουν τον Πίνακα Πιθανοτήτων Μετάβασης Μονού Βήματος (Transition Probability Matrix) P.

4.4.2 Μεθοδολογική Προσέγγιση

Η διαδικασία προσομοίωσης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δίνει ως αποτελέσματα τις χρονοσειρές παραγόμενης ενέργειας που αντιστοιχούν τόσο στα ιστορικά δεδομένα όσο και στις χρονοσειρές – αποτελέσματα των εκάστοτε μοντέλων ανεμολογικής πρόγνωσης. Έτσι για κάθε μοντέλο υπολογίζονται οι πιθανότητες μετάβασης της προβλεπόμενης αποδιδόμενης ισχύος (άρα και αιολικής ενέργειας) από τη μία ζώνη

στην άλλη, όπως αυτές ορίστηκαν στην προηγούμενη υποενότητα. Στόχος της παρούσας υπολογιστικής διαδικασίας είναι η διερεύνηση της επίδρασης της δομής της καμπύλης ισχύος στην αξιοπιστία της ενεργειακής πρόγνωσης. Σημαντικά επίσης αποτελέσματα δύναται να προκύψουν σχετικά με την ιδιαίτερη σημασία της μετάβασης από μέγιστη σε μηδενική ισχύ στα άνω όρια ταχύτητας της καμπύλης αλλά και με το κατά πόσο, μια μικρότερης ακρίβειας ανεμολογική πρόγνωση καλής, όμως, απόδοσης αναφορικά με την πρόβλεψη ενεργειακής ζώνης του εκάστοτε χρονικού βήματος, είναι ικανή να υπερτερεί έναντι μιας ακριβέστερης σημειακά ανεμολογικής πρόγνωσης με συχνά, όμως, οριακά σφάλματα μεταξύ Ζώνης 2 και 3.

Φυσικά η εξαγωγή τέτοιων συμπερασμάτων εξαρτάται αναπόφευκτα και από τη φύση των δεδομένων εισόδου καθώς απαραίτητη, ίσως, αποδεικνύεται η πληθώρα χρονικών βημάτων με ταχύτητες ανέμου στη συγκεκριμένη οριακή περιοχή.

4.5 Στατιστικοί Δείκτες Επίδοσης

Γίνεται προσπάθεια αρχικής αξιολόγησης των ανεμολογικών προγνώσεων μέσω της χρήσης κλασικών, στατιστικών μέτρων επίδοσης. Οι συγκεκριμένοι δείκτες αξιολογούν τις ανεμολογικές προγνώσεις ως προς την ακρίβεια, την αμεροληψία και άλλα χαρακτηριστικά, συγκρίνοντάς τις με τις ιστορικές παρατηρήσεις των αντίστοιχων χρονικών βημάτων.

Αντίστοιχη αξιολόγηση επιχειρείται και στα αποτελέσματα της ενεργειακής πρόγνωσης, με σύγκριση των ενεργειακών προγνώσεων και των ιστορικών παρατηρήσεων, όπως αυτές προέκυψαν από τη διαδικασία της προσομοίωσης παραγωγής ενέργειας, και εφαρμογή των επιμέρους στατιστικών μέτρων.

Για τον ορισμό των δεικτών επίδοσης θεωρείται μία χρονοσειρά N παρατηρήσεων. Έστω επίσης ότι προσαρμόζεται ένα μοντέλο στις $N - n$ πρώτες παρατηρήσεις της με σκοπό πρόβλεψη των τιμών των τελευταίων n παρατηρήσεων, έστω x_1, x_2, \dots, x_n . Έστω τέλος ότι οι προβλέψεις που προκύπτουν είναι οι f_1, f_2, \dots, f_n .

4.5.1 Normalized Root Mean Square Error

Έστω x_{\max} και x_{\min} η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή των παρατηρήσεων αντίστοιχα.

Τότε ορίζεται το μέτρο normalized Root Mean Square Error (nRMSE) με την εξίσωση (4.1):

$$nRMSE := \left(\frac{100}{x_{\max} - x_{\min}} \right) \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - x_i)^2} \quad (4.2)$$

Το συγκεκριμένο μέτρο αποτελεί μια αδιαστατοποιημένη μορφή του γνωστού Root Mean Square Error (RMSE).

4.5.2 Bias

Το συγκεκριμένο μέτρο χρησιμοποιείται συχνά για εκτίμηση της επίδοσης μια μεθόδου ως προς την αμεροληψία και ορίζεται από την εξίσωση (4.2):

$$Bias := \frac{\bar{x} - \bar{f}}{\bar{x}} \quad (4.3)$$

4.5.3 Percent Bias

Το μέτρο Percent Bias (PBias) ορίζεται από την εξίσωση (4.3):

$$PBias := 100 \sum_{i=1}^n (f_i - x_i) / \sum_{i=1}^n x_i \quad (4.4)$$

Το συγκεκριμένο μέτρο είναι αδιάστατο και επίσης χρησιμοποιείται για μέτρηση της επίδοσης μιας μεθόδου ως προς την αμεροληψία.

4.5.4 Λόγος του RMSE προς την Τυπική Απόκλιση των Παρατηρήσεων

Έστω \bar{x} η μέση τιμή και s_x η τυπική απόκλιση των παρατηρήσεων.

Τότε ορίζεται το μέτρο του λόγου του RMSE προς την τυπική απόκλιση των παρατηρήσεων (rSR) με την εξίσωση (4.4):

$$rSR := \frac{1}{s_x} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - x_i)^2} \quad (4.5)$$

Το συγκεκριμένο μέτρο αποτελεί μία αδιαστατοποιημένη εκδοχή του μέτρου RMSE.

4.5.5 Λόγος των Τυπικών Αποκλίσεων

Έστω \bar{f} η μέση τιμή και s_f η τυπική απόκλιση των προβλέψεων.

Τότε ορίζεται ως δείκτης επίδοσης ο λόγος των τυπικών αποκλίσεων (rSD) μέσω της εξίσωσης (4.5):

$$rSD := \frac{s_f}{s_x} \quad (4.6)$$

Το συγκεκριμένο μέτρο είναι αδιάστατο και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να μετρήσει την επίδοση μιας μεθόδου πρόβλεψης σε σχέση με την ιδιότητα της αμεροληψίας ως προς την τυπική απόκλιση.

4.5.6 Nash-Sutcliffe Efficiency

Ο δείκτης Nash-Sutcliffe Efficiency (NSE) ορίζεται από την εξίσωση (4.6):

$$NSE := 1 - (\sum_{i=1}^n (f_i - x_i)^2 / \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2) \quad (4.7)$$

Ο συγκεκριμένος δείκτης είναι ευρέως χρησιμοποιούμενος στον χώρο της υδρολογίας (Krause et al. 2005). Είναι κατάλληλος για αξιολόγηση μιας μεθόδου πρόβλεψης ως προς την ακρίβεια. Τιμές μικρότερες του μηδενός καταδεικνύουν ότι η πρόβλεψη με βάση τη συγκεκριμένη μέθοδο είναι λιγότερο ακριβής από την μέση τιμή των αντίστοιχων παρατηρήσεων.

4.5.7 Modified Nash-Sutcliffe Efficiency

Ο δείκτης Modified Nash-Sutcliffe Efficiency (mNSE) ορίζεται από την εξίσωση (4.7):

$$mNSE := 1 - (\sum_{i=1}^n |f_i - x_i| / \sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}|) \quad (4.8)$$

Ο συγκεκριμένος δείκτης αποτελεί παραλλαγή του δείκτη NSE παρουσιάζοντας μικρότερη ευαισθησία από αυτόν όσον αφορά τις ακραίες τιμές.

4.5.8 Relative Nash-Sutcliffe Efficiency

Ο δείκτης Relative Nash-Sutcliffe Efficiency (rNSE) ορίζεται από την εξίσωση (4.8):

$$rNSE := 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{f_i - x_i}{\bar{x}} \right)^2}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \bar{x}}{\bar{x}} \right)^2} \right) \quad (4.9)$$

Ο συγκεκριμένος δείκτης αποτελεί παραλλαγή του δείκτη NSE, η οποία στοχεύει στην εξομοίωση της επίδρασης άστοχων προβλέψεων για όλες τις παρατηρήσεις ανεξαρτήτως της τιμής τους.

4.5.9 Index of Agreement

Ο δείκτης Index of Agreement (d) ορίζεται από την εξίσωση (4.9):

$$d := 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^n (f_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^n (|f_i - \bar{x}| + |x_i - \bar{x}|)^2} \right) \quad (4.10)$$

Ο συγκεκριμένος δείκτης χρησιμοποιείται για συναξιολόγηση μιας μεθόδου πρόβλεψης σε ό,τι αφορά την ακρίβεια και την αμεροληψία ως προς την τυπική απόκλιση. Εμφανίζει ευαισθησία ως προς τις ακραίες μεγάλες τιμές (Krause et al. 2005).

4.5.10 Modified Index of Agreement

Ο δείκτης modified Index of Agreement (md) ορίζεται από την εξίσωση (4.10):

$$md := 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - f_i)}{\sum_{i=1}^n (|f_i - \bar{x}| + |x_i - \bar{x}|)} \right) \quad (4.11)$$

Ο συγκεκριμένος δείκτης αποτελεί μια παραλλαγή του δείκτη d παρουσιάζοντας μικρότερη ευαισθησία από αυτόν σε ό,τι αφορά τις ακραίες μεγάλες τιμές και μεγαλύτερη στις ακραίες μικρές τιμές.

4.5.11 Persistence Index

Ορίζεται το μέτρο Persistence Index (cp) από την εξίσωση (4.11):

$$cp := 1 - \left(\frac{\sum_{i=2}^n (f_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^{n-1} (x_{i+1} - x_i)^2} \right) \quad (4.12)$$

Το συγκεκριμένο μέτρο συγκρίνει τις προβλέψεις μιας μεθόδου με μια άλλη σειρά προβλέψεων της οποίας κάθε πρόβλεψη ισούται με την προηγούμενη παρατήρηση. Τιμές μικρότερες του μηδενός καταδεικνύουν εξαιρετικά χαμηλή επίδοση της υπό διερεύνηση μεθόδου.

4.5.12 Pearson's Correlation Coefficient

Ορίζεται ο δείκτης Pearson's Correlation Coefficient (Pr) από την εξίσωση (4.12):

$$Pr := \left(\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(f_i - \bar{f})}{\left(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (f_i - \bar{f})^2 \right)^{0.5}} \right) \quad (4.13)$$

Ο συγκεκριμένος δείκτης χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση μεθόδων ως προς την συσχέτιση μεταξύ προβλέψεων και αντίστοιχων παρατηρήσεων.

4.5.13 Coefficient of Determination

Ορίζεται ο δείκτης Coefficient of Determination (R2) από την εξίσωση (4.13):

$$R2 := (Pr)^2 \quad (4.14)$$

4.6 Ορισμός Εμπειρικού Ψευδοοικονομικού Δείκτη Επίδοσης

Όπως γίνεται αντιληπτό από τα στοιχεία της προηγούμενης υποενότητας υπάρχει διαθέσιμη πληθώρα δεικτών και μέτρων επίδοσης ικανών για την αξιολόγηση των προγνωστικών μοντέλων.

Ειδικά για την αιολική ενέργεια, τέτοιοι δείκτες μπορούν να εφαρμοσθούν τόσο στην περίπτωση προγνώσεων σημειακής ταχύτητας ανέμου όσο και σε ενεργειακές προγνώσεις, όπως αυτές προκύπτουν από τη διαδικασία προσομοίωσης παραγωγής ενέργειας με δεδομένα εισόδου τις προβλεπόμενες ανεμολογικές ταχύτητες.

Ωστόσο, η έλλειψη ομοιογένειας στα κριτήρια αξιολόγησης καθιστά δυσχερή την ουσιαστική σύγκριση των αποτελεσμάτων της διαδικασίας αξιολόγησης, ενώ εμφανής είναι η αδυναμία εξαγωγής γενικών συμπερασμάτων τα οποία να αφορούν τις κρίσιμες για την αιολική ενέργεια παραμέτρους της ενεργειακής και οικονομικής αξιοπιστίας και βιωσιμότητας.

Όπως ήδη έχει αναφερθεί, στόχο του μεθοδολογικού πλαισίου αποτελεί η θεμελίωση μιας διαδικασίας αξιολόγησης των προγνώσεων η οποία θα στηρίζεται σε ακριβώς αυτές τις κρίσιμες παραμέτρους. Ωστόσο, θεμελιώδη επιδίωξη, τουλάχιστον σε αυτήν την πρώτη ερευνητική προσπάθεια, αποτελεί η διατήρηση του πλεονεκτήματος των προαναφερθέντων δεικτών αναφορικά με την ευχρηστία εφαρμογής. Επιδιώκεται, δηλαδή, η εξαγωγή ενός απλού, πρακτικού μέτρου, η εφαρμογή του οποίου θα οδηγήσει σε αποτελέσματα – βαθμολογίες άμεσα συσχετιζόμενα με την ενεργειακή και οικονομική αποδοτικότητα που προσφέρει στο αιολικό σύστημα το εκάστοτε υπό αξιολόγηση μοντέλο.

Ερέθισμα για την έμπνευση του εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης που αναπτύσσεται αποτέλεσε η διαδικασία τιμολόγησης της υδροηλεκτρικής ενέργειας. Κατά τη διαδικασία αυτή ορίζονται συγκεκριμένες τιμές αγοράς της παραγόμενης ενέργειας, διαφορετικές για την πρωτεύουσα και τη δευτερεύουσα παραγωγή. Συνάμα ορίζεται οικονομική ποινή (penalty) για τις περιπτώσεις αποτυχίας κάλυψης της ενεργειακής ζήτησης. Έτσι για κάθε μονάδα πρωτεύουσας παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας αποδίδεται στο εκάστοτε σύστημα παραγωγής συγκεκριμένη τιμή κέρδους. Στις περιπτώσεις παραγωγής ενεργειακών πλεονασμάτων, αποδίδεται στο σύστημα ποσοστό της μονάδας κέρδους ανά μονάδα δευτερεύουσας ενέργειας, ιδίως σε περιπτώσεις υβριδικών συστημάτων, όπου υπάρχει η δυνατότητα μερικής αποθήκευσης των πλεονασμάτων. Πάντως είναι δυνατό να μην υπάρχει κέρδος για τις μονάδες πλεονάζουσας παραγόμενης ενέργειας, ανάλογα με τις ιδιαίτερες συνθήκες του εκάστοτε συστήματος. Τέλος, σε περιπτώσεις αδυναμίας της παραγωγής να καλύψει την ενεργειακή ζήτηση, το υδροηλεκτρικό σύστημα παραγωγής χρεώνεται ανά μονάδα ελλείματος ζημία πολλαπλάσια της μονάδας κέρδους της πρωτεύουσας ενέργειας.

Σε αυτό το πλαίσιο γίνεται ένα παραλληλισμός μεταξύ τιμολόγησης της υδροηλεκτρικής ενέργειας και της βαθμολογίας των ενεργειακών προγνώσεων στα αιολικά συστήματα. Υπό το πρίσμα αυτού του παραλληλισμού οι ιστορικές τιμές παραγωγής ενέργειας θεωρούνται ενεργειακή ζήτηση και οι τιμές των ενεργειακών προγνώσεων ενεργειακή παραγωγή. Έτσι, οι προγνωστικές τιμές κάθε χρονικού

βήματος δύναται να αξιολογηθούν ανάλογα με το κατά πόσο ανταποκρίνονται στις πραγματικές παρατηρήσεις.

Ωστόσο μια απλή καταγραφή αυτής της απόκλισης από την πραγματικότητα δεν θα προσέφερε σημαντικότερη πληροφορία σχετικά με την οικονομική αποδοτικότητα που τα υπό διερεύνηση μοντέλα θα απέδιδαν στο σύστημα παραγωγής και θα αφορούσε απλώς την ποσοστιαία κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης χωρίς να προσδιορίζεται ο οικονομικός αντίκτυπος αυτής.

Στα πλαίσια, όμως, της λογικής τιμολόγησης αποδίδονται στις τιμές κάθε χρονικού βήματος βαθμολογίες αντίστοιχης δυναμικής με τις τιμές κέρδους πρωτεύουσας και δευτερεύουσας υδροηλεκτρικής ενέργειας και τις οικονομικές ποινές των ενεργειακών ελλειμμάτων. Συγκεκριμένα, για κάθε μονάδα κάλυψης της υποθετικής ζήτησης (πραγματικές τιμές ενεργειακής παραγωγής) από την υποθετική παραγωγή αιολικής ενέργειας (προγνώσεις ενεργειακής παραγωγής) αποδίδεται βαθμολογία θετικής μονάδας «κέρδους». Σε περιπτώσεις θεωρητικού πλεονάσματος, δηλαδή σε περιπτώσεις όπου οι πραγματικές τιμές παραγωγής είναι μεγαλύτερες των προβλεπόμενων αποδίδονται θετικές μονάδες βαθμολογίας «κέρδους» για κάθε μονάδα κάλυψης της «ζήτησης» ενώ ποσοστό της θετικής μονάδας βαθμολογίας για κάθε μονάδα ενεργειακού «πλεονάσματος». Τέλος αρνητική βαθμολογία, πολλαπλάσια κατά απόλυτη τιμή της θετικής βαθμολογίας «πρωτεύουσας παραγωγής», αποδίδεται σε κάθε μονάδα «ενεργειακού ελλείματος», δηλαδή σε περιπτώσεις όπου οι πραγματικές τιμές παραγόμενης ενέργειας είναι μικρότερες από τις αντίστοιχες ενεργειακές προβλέψεις του εκάστοτε μοντέλου.

Με απλή άθροιση των επιμέρους βαθμολογιών για όλα τα υπό εξέταση χρονικά βήματα προκύπτει η συνολική βαθμολογία του υπό εξέταση προγνωστικού μοντέλου. Εν συνεχεία το συγκεκριμένο μέγεθος αδιαστατοποιείται καθώς λογίζεται με την βαθμολογία είτε ενός μοντέλου αναφοράς (διαδικασία benchmarking²) είτε μιας «τέλειας» πρόβλεψης, όπου σε κάθε χρονικό βήμα θεωρείται απόλυτη ταύτιση πραγματικής παραγωγής και ενεργειακής πρόβλεψης.

Έτσι, ορίζεται ένας **εμπειρικός ψευδοοικονομικός δείκτης αξιολόγησης** των προγνώσεων στην αιολική ενέργεια ως:

$$EPOI = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{\sum_{i=1}^n p_i} \quad (4.15)$$

όπου, r_i οι επιμέρους σταθμισμένες βαθμολογίες για το υπό εξέταση μοντέλο και p_i οι βαθμολογίες αναφοράς.

Η παραπάνω λογική αξιολόγησης παρουσιάζει τα πλεονεκτήματα της εύκολης εφαρμογής αλλά και της άμεσης συσχέτισης των προγνωστικών σφαλμάτων με το οικονομικό τους αντίκτυπο. Μάλιστα, σε οικονομικά μοντέλα αντίστοιχα με το Target Model που περιγράφεται στο εισαγωγικό κεφάλαιο της παρούσας εργασίας, η

² Η συγκριτική αξιολόγηση (benchmarking) είναι η πρακτική σύγκρισης επιχειρηματικών διαδικασιών και μετρήσεων απόδοσης με άλλες πρακτικές γνωστής αποδοτικότητας. Η συγκριτική αξιολόγηση χρησιμοποιείται για τη μέτρηση της απόδοσης χρησιμοποιώντας έναν συγκεκριμένο δείκτη με αποτέλεσμα μια μέτρηση απόδοσης που στη συνέχεια συγκρίνεται με άλλες υπό εξέταση πρακτικές.

συγκεκριμένη διαδικασία δύναται να τροποποιηθεί κατάλληλα, ώστε οι τιμές βαθμολόγησης να προσομοιάζουν τα πραγματικά μεγέθη των οικονομικών κανόνων του χρηματιστηρίου ενέργειας και έτσι να αποδώσει μια ρεαλιστική εικόνα της οικονομικής αποδοτικότητας της εκάστοτε μεθοδολογίας αιολικής πρόγνωσης.

Σε ότι αφορά την εφαρμογή του δείκτη, πολλοί διαφορετικοί συνδυασμοί των τιμών βαθμολόγησης μπορούν να εξεταστούν οδηγώντας έτσι ανά περίπτωση σε αυστηρότερα ή λιγότερα αυστηρά σενάρια αξιολόγησης και κατ' επέκταση οικονομικά συστήματα.

Σημειώνεται πάντως πως η συγκεκριμένη διαδικασία αξιολόγησης είναι εξ ορισμού συγκριτική, είτε μέσω της σύγκρισης με κάποιο συγκεκριμένο μοντέλο αναφοράς, εισάγοντας τις αντίστοιχες βαθμολογίες αναφοράς στην εξίσωση 4.15, είτε μέσω της σύγκρισης πολλαπλών μοντέλων μεταξύ τους εισάγοντας για όλα τις ίδιες τιμές αναφοράς στην 4.15.

5 ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο περιγράφεται η διαδικασία στατιστικής επεξεργασίας των δεδομένων ταχύτητας ανέμου που χρησιμοποιήθηκαν για την εφαρμογή της μεθοδολογίας, ενώ παρατίθενται και τα αντίστοιχα γραφήματα.

Έγινε χρονική επεξεργασία των δεδομένων και εξαγωγή διαγραμμάτων πυκνότητας πιθανότητας. Επιπλέον, υπολογίσθηκαν τα στατιστικά χαρακτηριστικά των χρονοσειρών εισόδου ακολουθώντας τη μέθοδο των ροπών, ενώ έμφαση δόθηκε και στον υπολογισμό της πιθανότητας νηνεμίας και του ωριαίου συντελεστή αυτοσυσχέτισης.

Οι υπολογισμοί έγιναν τόσο στο Microsoft Excel[®], όσο και στο προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB[®], ενώ η αρχική επεξεργασία των δεδομένων εκτελέστηκε μέσω του λογισμικού Υδρογνώμων.

5.1 Συλλογή Ανεμολογικών Δεδομένων

Για την εφαρμογή και αξιολόγηση της μεθοδολογίας αξιοποιήθηκαν επτά (7) διαφορετικές χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου.

Ως πρωτογενή δεδομένα εισόδου ελήφθησαν δεκάλεπτα ανεμολογικά δεδομένα της νήσου Ικαρία μήκους επτά ετών (2012-2018), τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για την τεκμηρίωση της μεθοδολογίας.

Στη συνέχεια επιλέχθηκαν ακόμη έξι (6) χρονοσειρές ανέμου από μεγάλη βάση δεδομένων 15000 μετεωρολογικών σταθμών παγκοσμίως, εκ των οποίων 7572 λειτουργούν μέχρι σήμερα (πηγή: National Oceanic and Atmospheric Administration, NOAA, <https://www.ncdc.noaa.gov/cdoweb/>)³. Βασικό κριτήριο επιλογής αποτέλεσε η κατά το δυνατόν μεγαλύτερη χρονική συνέπεια των παρατηρήσεων και η ύπαρξη σημαντικού μήκους συνεχόμενων τιμών μέτρησης ταχύτητας ανέμου. Η ύπαρξη κενών δεν θα εξυπηρετούσε την προσομοίωση παραγωγής ενέργειας και την επακόλουθη σύγκριση με τα αποτελέσματα των μοντέλων πρόβλεψης, που θα οδηγούσε στον δείκτη αξιολόγησης, όπως περιεγράφη στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Συνάμα, έγινε προσπάθεια επιλογής χρονοσειρών μήκους περί τα επτά (7) χρόνια, αντίστοιχου δηλαδή με εκείνο των πρωτογενών δεδομένων του σταθμού της νήσου Ικαρία, αλλά και με πιθανότητα νηνεμίας [0 m/s] μικρότερη του 15%.

Παράλληλα, κρίθηκε σκόπιμη η επιλογή μετεωρολογικών σταθμών σε περιοχές με διαφορετικές γεωγραφικές και τοπολογικές συνθήκες και με κατά το δυνατόν διαφορετικά στατιστικά χαρακτηριστικά. Αυτή η πολυμορφία δεδομένων προσφέρει τόσο τη δυνατότητα επαλήθευσης της μεθοδολογίας κάτω από διαφορετικές «αρχικές συνθήκες», όσο και την ευκαιρία διερεύνησης της συσχέτισης των αποτελεσμάτων με τα στατιστικά χαρακτηριστικά των ανεμολογικών παρατηρήσεων.

³ Η εν λόγω βάση δεδομένων αξιοποιήθηκε στη διπλωματική εργασία «Διερεύνηση διπλής κυκλοστασιμότητας ανέμου για εφαρμογή σε στοχαστικά μοντέλα πρόβλεψης». Πρόδρομα αποτελέσματα της επεξεργασίας των δεδομένων αξιοποιήθηκαν ως βάση δεδομένων για την παρούσα διπλωματική.

Οι μετεωρολογικοί σταθμοί που προέκυψαν από τη διαδικασία επιλογής φαίνονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 5.1), μαζί με τις κωδικές τους ονομασίες και τις γεωγραφικές συντεταγμένες, ενώ επισυνάπτεται και ο σχετικός χάρτης. (Χάρτης 5.1)

Κωδικός	Περιοχή	Γεωγραφικό Μήκος (dd)	Γεωγραφικό Πλάτος (dd)	Υψόμετρο (m)
Ικαρία	Ικαρία, Ελλάδα	26.3	37.6	35
N3	Γιαν Μαγιέν, Νορβηγία	15.47	78.25	0
N6	Τρόμσο, Νορβηγία	18.92	69.68	40
N119	Νήσοι Σέτλαντ	2.03	61.03	0
N287	Νόρσεπινγκ, Σουηδία	16.25	58.58	25
N1427	Πορντεντόνε, Ιταλία	12.62	46.03	100
N2715	Αλάσκα, Η.Π.Α	-166.03	61.78	230

Πίνακας 5.1: Μετεωρολογικοί σταθμοί ενδιαφέροντος



Χάρτης 5.1: Γεωγραφική κατανομή μετεωρολογικών σταθμών ενδιαφέροντος

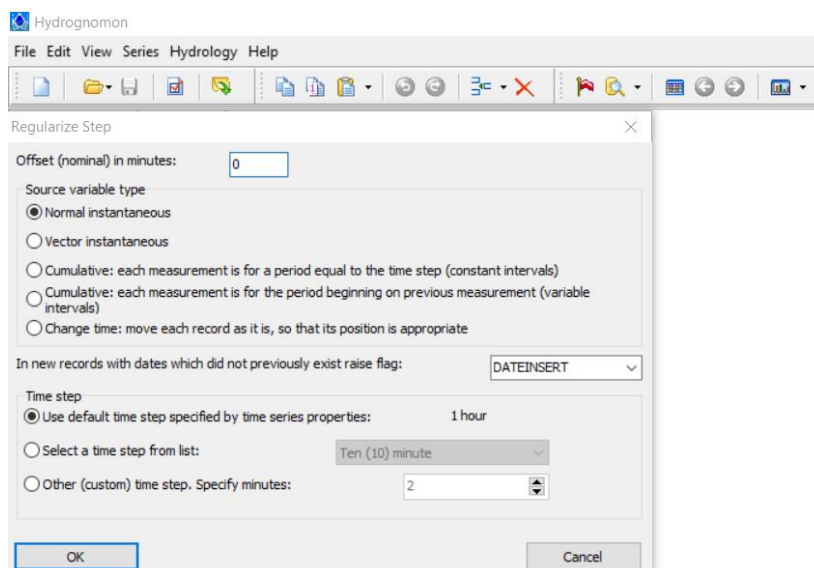
5.2 Χρονική Επεξεργασία Ανεμολογικών Δεδομένων

Στο σύνολο των δεδομένων χρονοσειρών το χρονικό βήμα μέτρησης δεν ήταν πάντοτε σταθερό ενώ διαφορετική ήταν και η χρονική κλίμακα του βήματος.

Στόχος της χρονικής επεξεργασίας των δεδομένων είναι η κανονικοποίηση του χρονικού βήματος σε ωριαίο, δηλαδή η αναφορά όλων των μετρήσεων στο πρώτο λεπτό της ώρας.

Για την επεξεργασία του χρονικού βήματος χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό Υδρογνώμων (<https://www.itia.ntua.gr/el/docinfo/928/>).

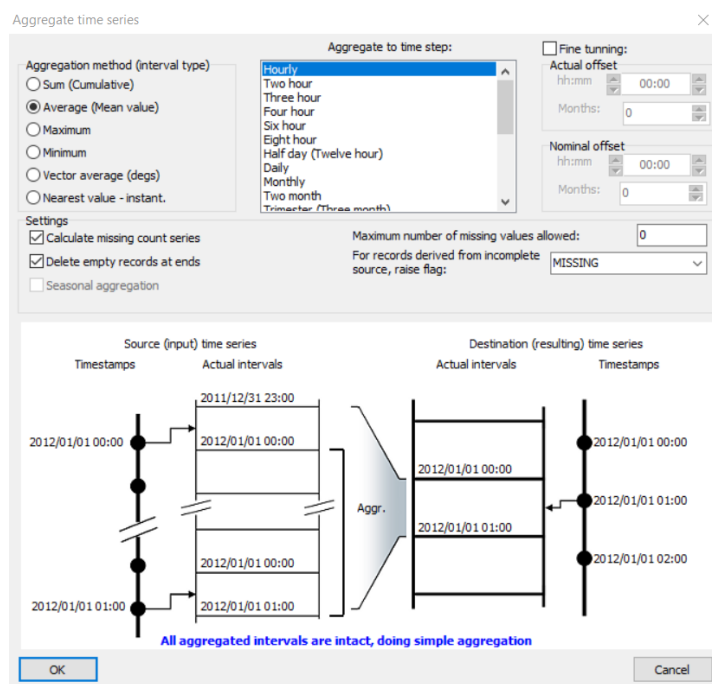
Αρχικά διεγράφησαν οι τιμές '999.9' που υπήρχαν στα δεδομένα καθώς αφορούν σε σφάλματα μέτρησης. Έπειτα με τη βοήθεια του λογισμικού, έγινε κανονικοποίηση του χρονικού βήματος για τις χρονοσειρές μετρήσεων κάθε σταθμού, με χρήση της εντολής «regularize step» (Εικόνα 5.1), απ' όπου εξήχθησαν χρονοσειρές με ωριαίο χρονικό βήμα για κάθε σταθμό.



Εικόνα 5.1: Κανονικοποίηση χρονικού βήματος στο περιβάλλον του λογισμικού υδρογνώμων

Τέλος, στις χρονοσειρές εκείνες όπου το χρονικό βήμα ήταν σταθερό, αλλά μικρότερης κλίμακας από την ωριαία, όπως στη δεκάλεπτη χρονοσειρά του σταθμού της Ικαρίας, ακολουθήθηκε η διαδικασία της συνάθροισης (aggregation). (Εικόνα 5.2)

Οι λειτουργίες συνάθροισης αφορούν στην παραγωγή χρονοσειρών με μεγαλύτερο χρονικό βήμα από την αρχική χρονοσειρά, π.χ. δεκάλεπτη → ωριαία → ημερήσια → μηνιαία → ετήσια.



Εικόνα 5.2: Συνάθροιση χρονοσειρών στο περιβάλλον του λογισμικού υδρογνώμων

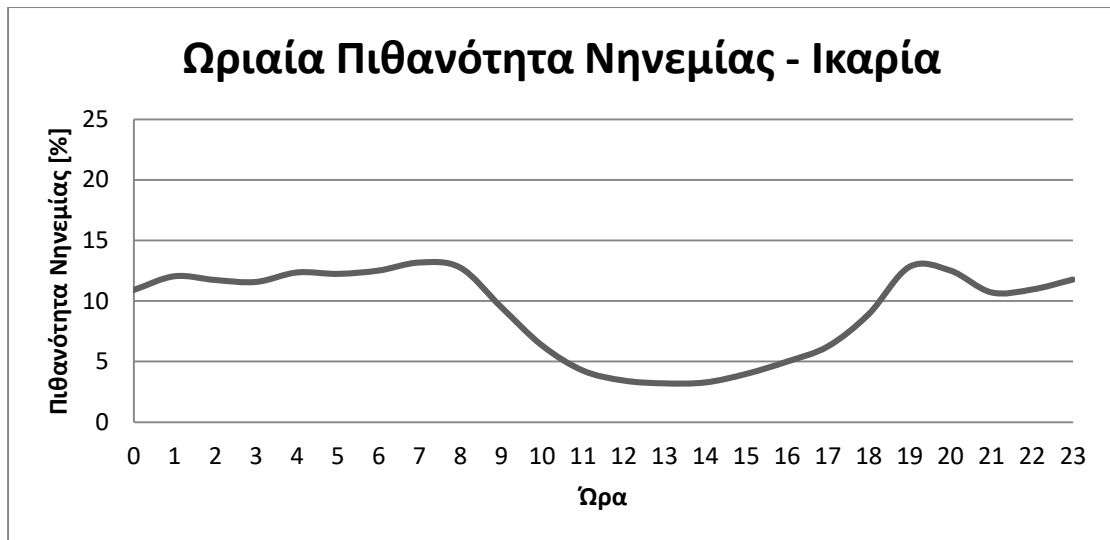
5.3 Υπολογισμός Πιθανότητας Νηνεμίας

Έγινε υπολογισμός του ωριαίου ποσοστού νηνεμίας (του κλάσματος του αριθμού μετρήσεων μηδενικής ταχύτητας του ανέμου προς το συνολικό αριθμό των μετρήσεων την εκάστοτε ώρα) σε κάθε εξεταζόμενο σταθμό, στο αντίστοιχο ύψος ανεμογεννήτριας.

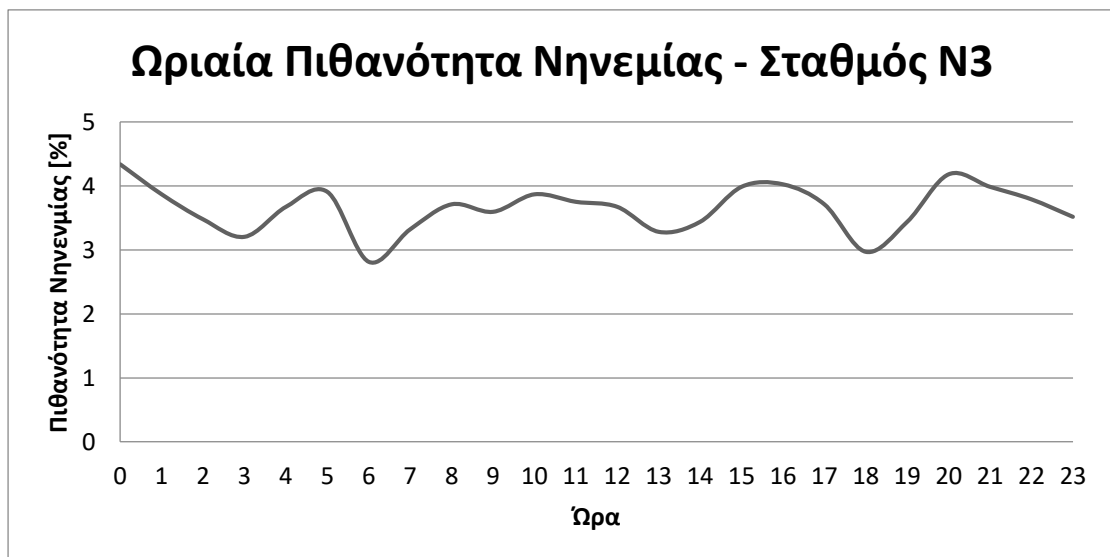
Παρακάτω, παρουσιάζονται τα γραφήματα με τα ωριαία ποσοστά νηνεμίας, συγκεντρωτικά για όλους τους μήνες, για κάθε σταθμό χωριστά. (Γράφημα 5.1 - Γράφημα 5.7)

Στο Παράρτημα Α επισυνάπτονται γραφήματα με τις πιθανότητες νηνεμίας των σταθμών για κάθε ώρα και μήνα.⁴

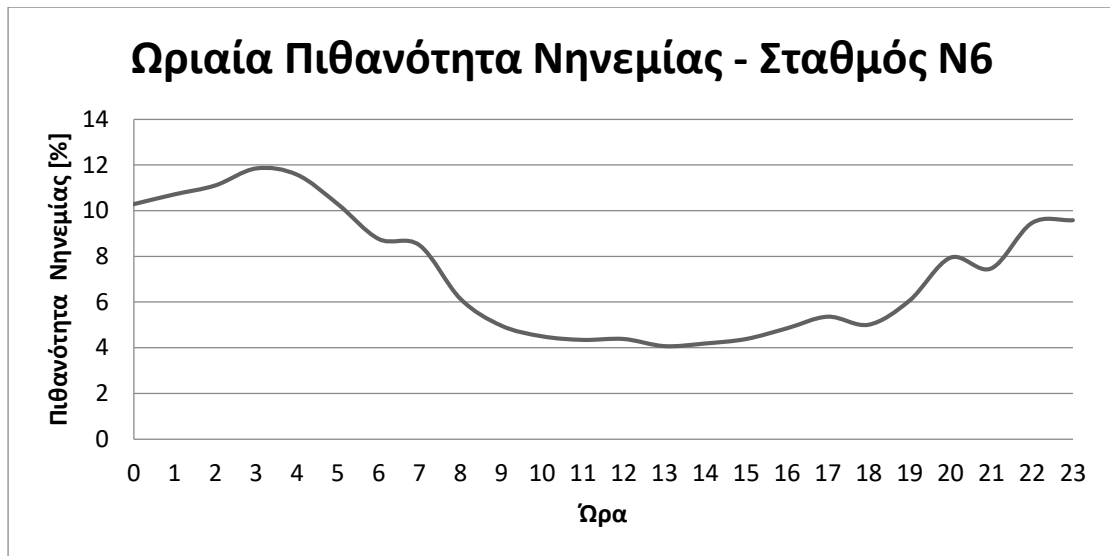
⁴ Σημειώνεται πως η χρονική διάσταση των γραφημάτων αφορά στην ελληνική ζώνη ώρας (GMT+3), γεγονός που δικαιολογεί τις διαφορετικές στατιστικές δομές που εντοπίζονται μεταξύ των χρονοσειρών των γεωγραφικά καταναμημένων σταθμών κατά τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου.



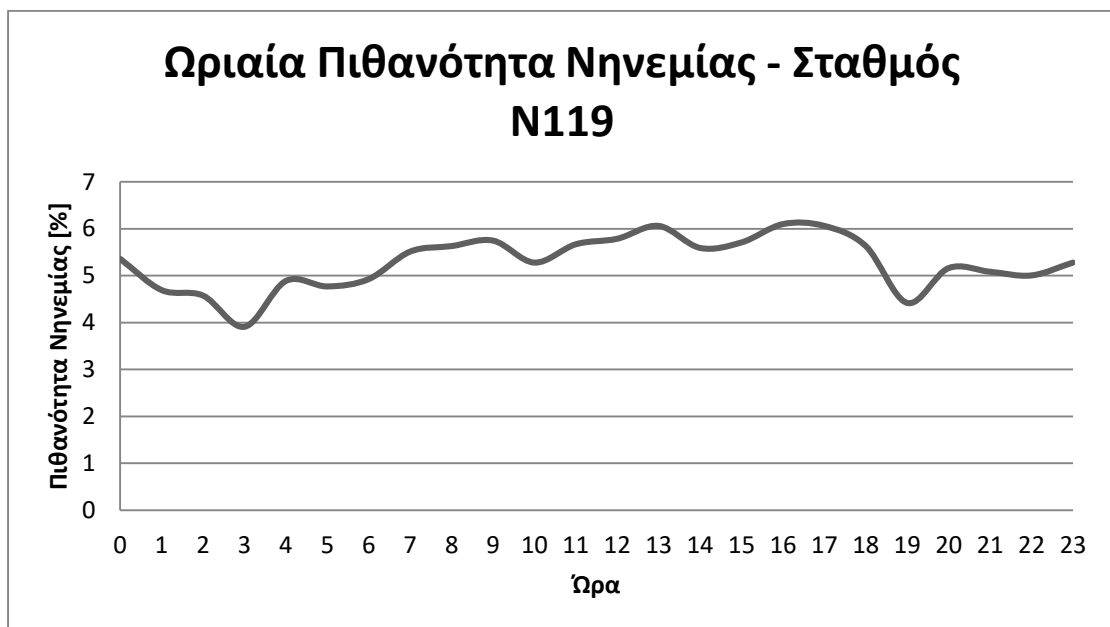
Γράφημα 5.1: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού Ικαρίας



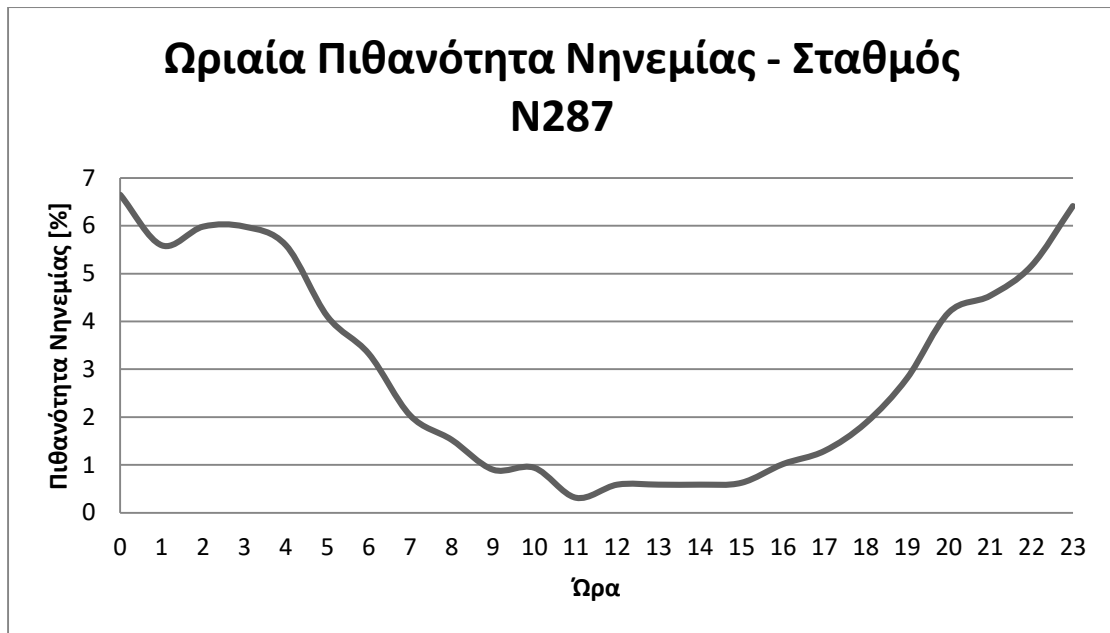
Γράφημα 5.2: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού Ν3



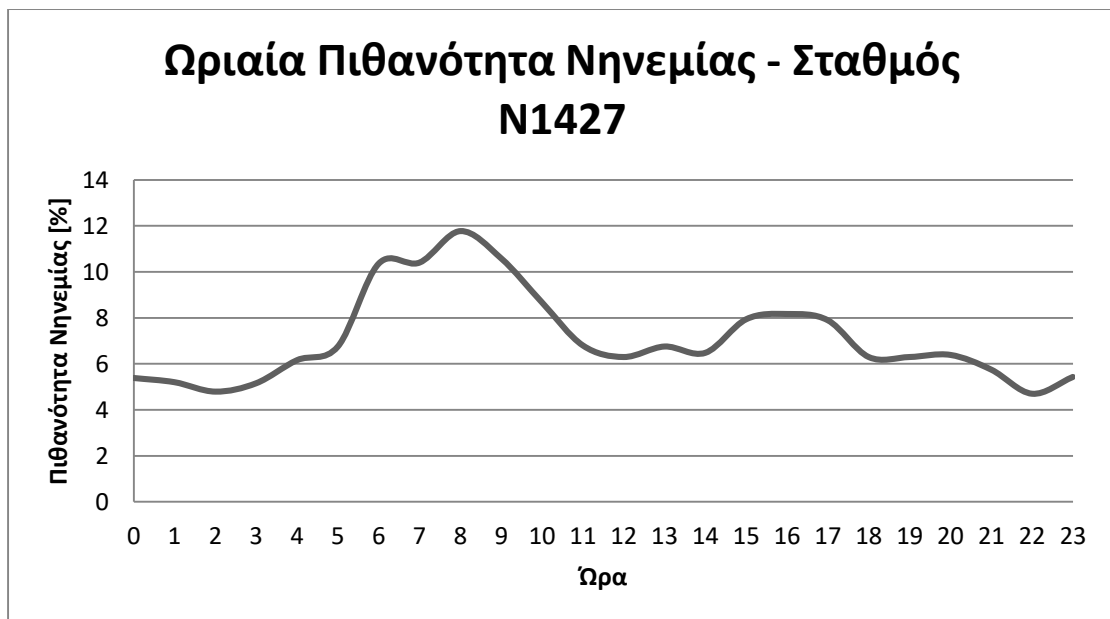
Γράφημα 5.3: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N6



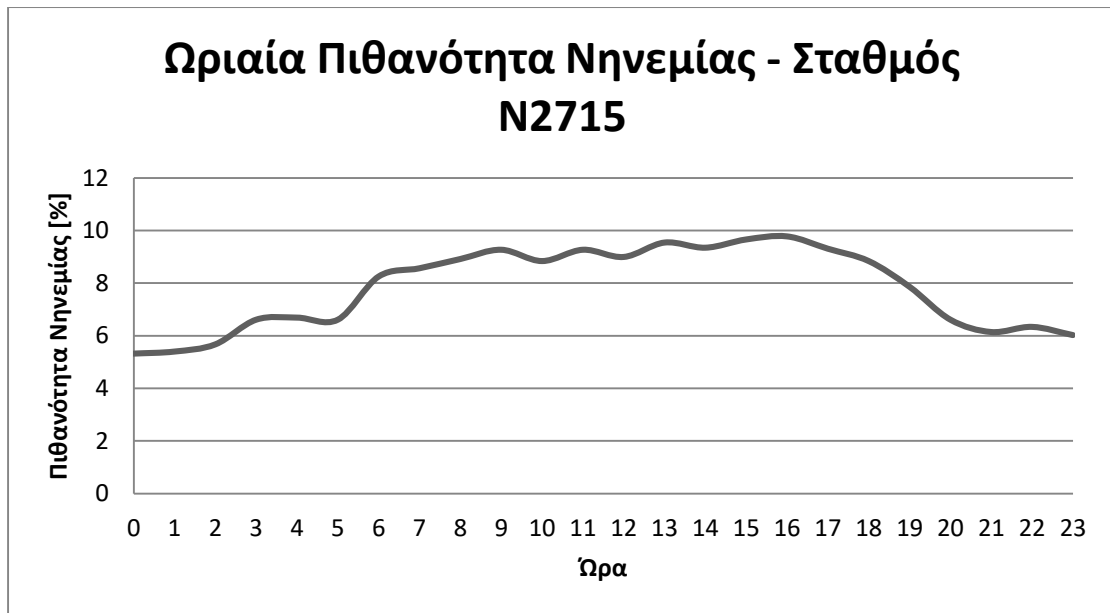
Γράφημα 5.4: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N119



Γράφημα 5.5: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N287



Γράφημα 5.6: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N1427

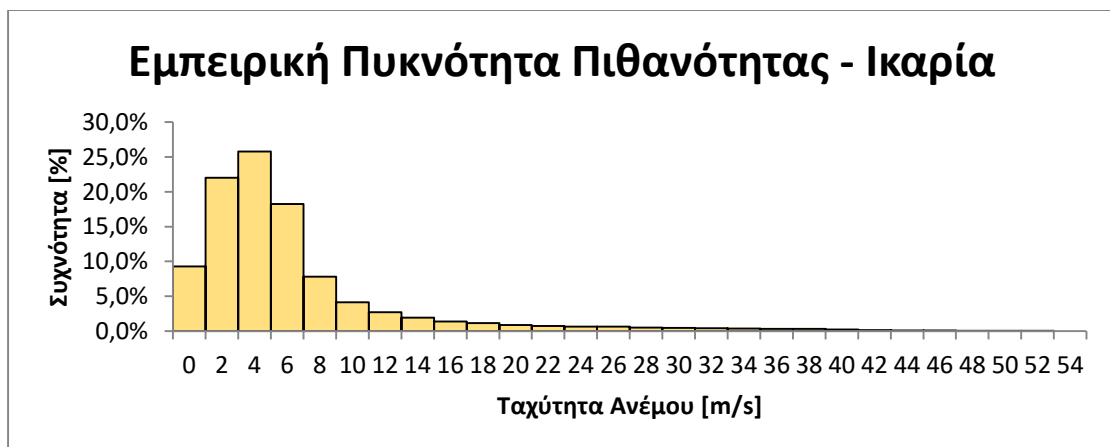


Γράφημα 5.7: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας σταθμού N2715

5.4 Εμπειρική Πυκνότητα Πιθανότητας

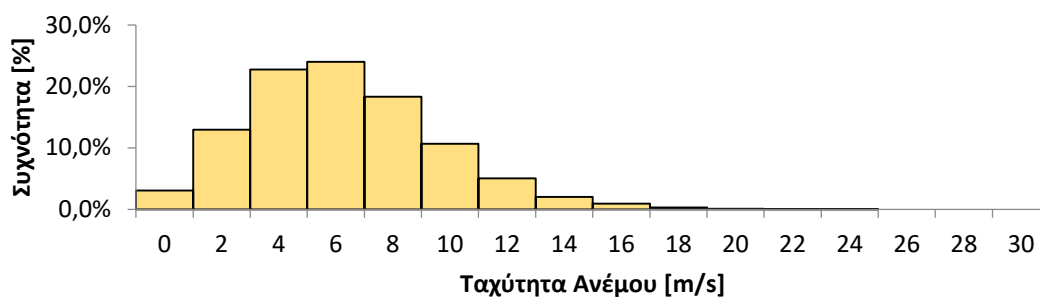
Παρακάτω απεικονίζεται η εμπειρική κατανομή πυκνότητας πιθανότητας (probability density function) της ωριαίας ταχύτητας του ανέμου για κάθε σταθμό ενδιαφέροντος, στο αντίστοιχο ύψος ανεμογεννήτριας. Η εξαγωγή των αντίστοιχων γραφημάτων προέκυψε μέσω της πρόσθετης λειτουργίας ανάλυσης δεδομένων και παραγωγής ιστογραμμάτων του Microsoft Excel®. Ως δεδομένα εισόδου δόθηκαν οι ανεμολογικές μετρήσεις, όπως προέκυψαν μετά τη χρονική επεξεργασία που περιεγράφηκε στην ενότητα 5.2.

Επιπρόσθετα, πέραν των γραφημάτων εμπειρικής κατανομής πυκνότητας πιθανότητας της ωριαίας ταχύτητας ανέμου για το σύνολο των μετρήσεων κάθε σταθμού, στο Παράρτημα Α παρουσιάζονται τα αντίστοιχα γραφήματα PDF για κάθε μήνα του έτους, για όλους τους σταθμούς ενδιαφέροντος.



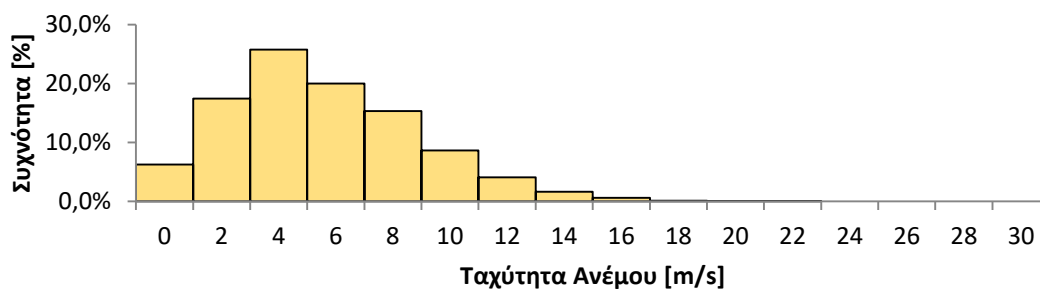
Γράφημα 5.8: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού Ικαρίας

Εμπειρική Πυκνότητα Πιθανότητας - Σταθμός N3



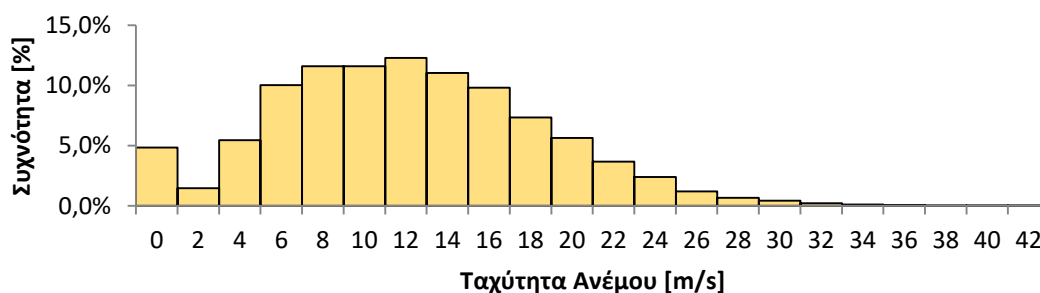
Γράφημα 5.9: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N3

Εμπειρική Πυκνότητα Πιθανότητας - Σταθμός N6

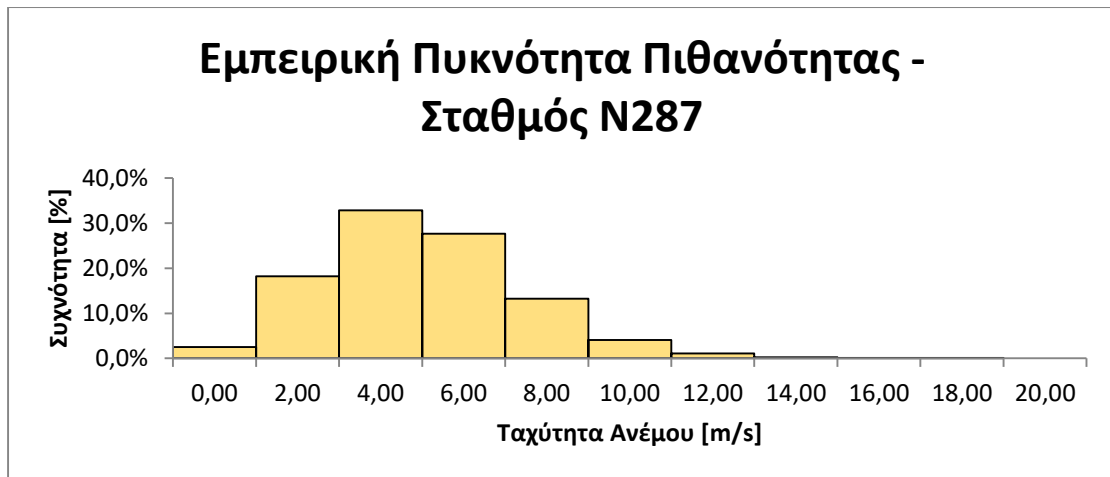


Γράφημα 5.10: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N6

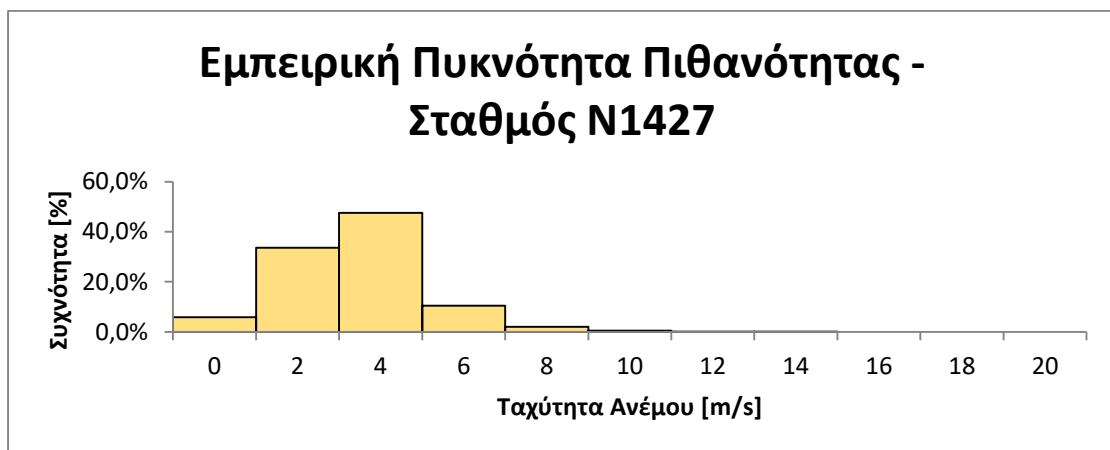
Εμπειρική Πυκνότητα Πιθανότητας - Σταθμός N119



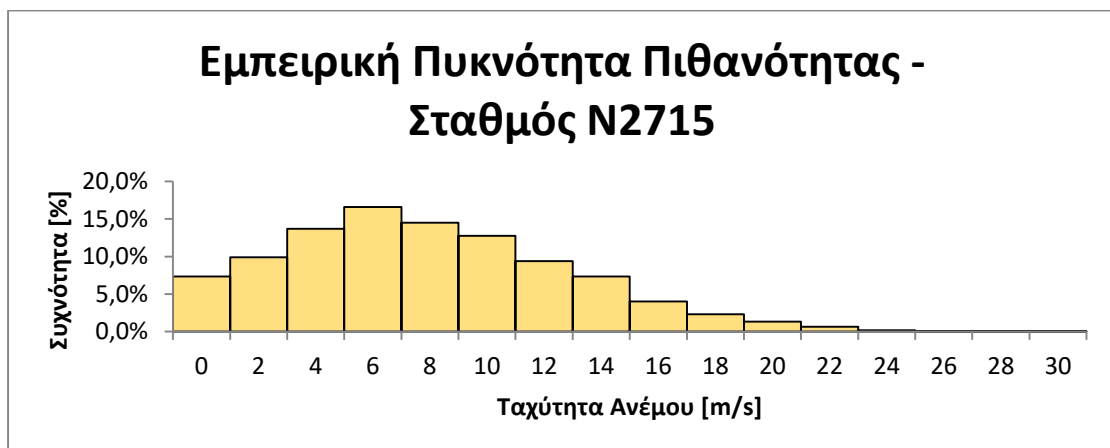
Γράφημα 5.11: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N119



Γράφημα 5.12: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N287



Γράφημα 5.13: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N1427



Γράφημα 5.14: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας για το σύνολο των παρατηρήσεων σταθμού N2715

5.5 Στατιστική Μέθοδος των Ροπών

5.5.1 Θεωρητικό Υπόβαθρο⁵

Η μέθοδος των ροπών βασίζεται στην εξίσωση των θεωρητικών ροπών της κατανομής της X με τις αντίστοιχες δειγματικές εκτιμήσεις των ροπών. Έτσι αν r είναι ο αριθμός των άγνωστων παραμέτρων της κατανομής, μπορούμε να γράψουμε r εξισώσεις της μορφής:

$$m_X^{(k)} = \hat{m}_X^{(k)} \quad k = 1, 2, \dots, r \quad (5.1)$$

όπου τα $m_X^{(k)}$ είναι οι θεωρητικές ροπές περί την αρχή, οι οποίες είναι συναρτήσεις των άγνωστων παραμέτρων και δίνονται από την σχέση:

$$m_X^{(k)} = \int_{-\infty}^{+\infty} x^k f_X(x, \theta_1, \dots, \theta_r) dx \quad (5.2)$$

ενώ τα $\hat{m}_X^{(k)}$ είναι οι αριθμητικές εκτιμήσεις που υπολογίζονται από το δείγμα σύμφωνα με τη σχέση:

$$\hat{m}_X^{(k)} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^k \quad (5.3)$$

Με την κατάστρωση και στη συνέχεια επίλυση των r εξισώσεων υπολογίζονται οι άγνωστες παράμετροι $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_r$. Σημειώνουμε ότι κατά κανόνα το σύστημα των εξισώσεων δεν είναι γραμμικό και έτσι μπορεί να μη επιλύεται αναλυτικά αλλά μόνο αριθμητικά.

Ισοδύναμα μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τις κεντρικές ροπές, αντί των ροπών περί την αρχή, για $k > 1$, οπότε το σύστημα των εξισώσεων γίνεται:

$$\mu_X = \bar{x} \quad \mu_X^{(k)} = \hat{\mu}_X^{(k)} \quad k = 2, \dots, r \quad (5.4)$$

όπου $\mu_X = m_X^{(1)}$ η θεωρητική μέση τιμή του πληθυσμού, $\bar{x} = \hat{m}_X^{(1)}$ η δειγματική μέση τιμή, $\mu_X^{(k)}$ οι θεωρητικές κεντρικές ροπές που δίνονται από τη σχέση:

$$\mu_X^{(k)} = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu_X)^k f_X(x, \theta_1, \dots, \theta_r) dx \quad (5.5)$$

και $\hat{\mu}_X^{(k)}$ οι αντίστοιχες δειγματικές εκτιμήσεις που υπολογίζονται από τη σχέση:

$$\hat{\mu}_X^{(k)} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^k \quad (5.6)$$

Υπενθυμίζεται πως οι ροπές περί την αρχή που υπολογίζονται από την (5.3) είναι αμερόληπτες εκτιμήσεις, ενώ οι κεντρικές ροπές της (5.6) είναι μεροληπτικές. Πάντως, συχνά χρησιμοποιούνται οι αμερόληπτες εκτιμήσεις των κεντρικών ροπών αντί των μεροληπτικών. Σημειώνεται ότι η μέθοδος των ροπών γενικά δεν οδηγεί σε

⁵ Η παράγραφος του Θεωρητικού Υπόβαθρου αποτελεί αναδιατύπωση της ενότητας «3.4.1 Η μέθοδος των ροπών» του συγγράμματος «Στατιστική Υδρολογία» του Καθηγητή Ε.Μ.Π. Δ. Κουτσογιάννη. (<http://www.itia.ntua.gr/el/getfile/122/4/documents/1997StatHydrolChap3.pdf>)

αμερόληπτες εκτιμήσεις των παραμέτρων $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_r$ (εκτός από ορισμένες ειδικές περιπτώσεις), όποιες και αν είναι οι εκτιμήσεις των ροπών που χρησιμοποιούνται.

Στην ενότητα αυτή υπολογίζονται οι πιο τυπικές εκτιμήτριες που αναφέρονται σε στατιστικές ροπές του πληθυσμού. Συγκεκριμένα, δίνονται εκτιμήτριες για τη μέση τιμή, τη διασπορά και την τρίτη κεντρική ροπή μίας μεταβλητής.

Δε γίνεται υπολογισμός ροπών μεγαλύτερης τάξης, διότι η εξαγωγή αμερόληπτων εκτιμητριών είναι αρκετά πολύπλοκη και η αποτελεσματικότητά τους είναι περιορισμένη για μικρά δείγματα, με αποτέλεσμα οι αντίστοιχες εκτιμήσεις να είναι ασαφείς.

Ακόμη, η εκτίμηση της τρίτης ροπής είναι αρκετά ασαφής για μικρά δείγματα, όμως αυτή χρησιμοποιείται συχνά καθώς περιγράφει την ασυμμετρία της κατανομής (Κουτσογιάννης, 1997).

5.5.2 Υπολογισμός της Δειγματικής Μέσης Τιμής

Η δειγματική μέση τιμή υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (5.7)$$

όπου x_i είναι οι τιμές των μετρήσεων και n το πλήθος του δείγματος.

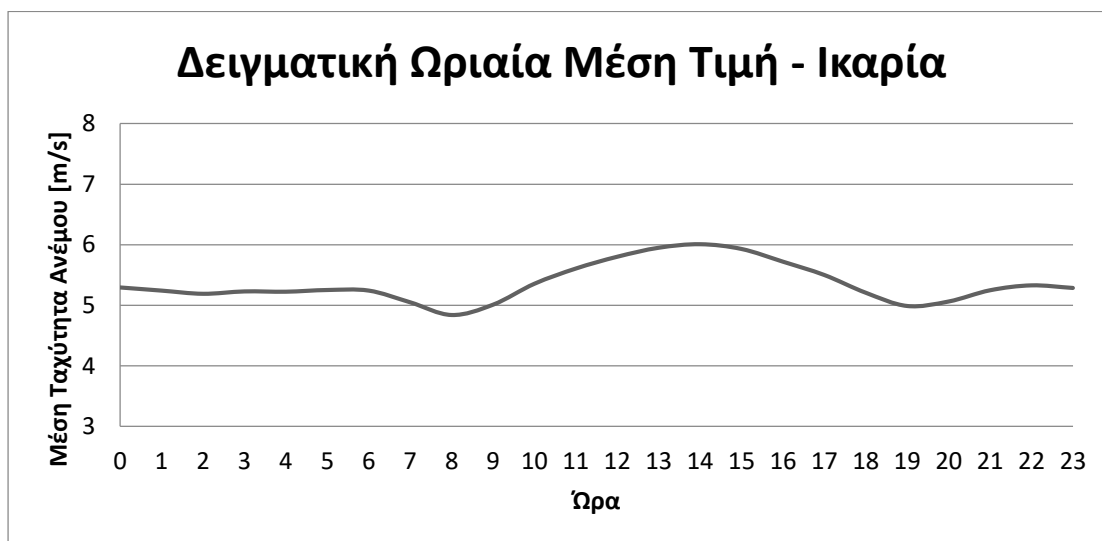
Συγκεκριμένα για κάθε σταθμό μετρήσεων έγινε υπολογισμός των μέσων ωριαίων τιμών για κάθε μήνα και όλα τα έτη μέτρησης, στο αντίστοιχο ύψος ανεμογεννήτριας. Οι πίνακες και τα διαγράμματα που προέκυψαν για κάθε μήνα, ώρα και κάθε σταθμό έχουν συγκεντρωθεί στο Παράρτημα Α. Τα γραφήματα που παρατίθενται παρακάτω απεικονίζουν τις μέσες ωριαίες ταχύτητες του ανέμου μέσα στο εικοσιτετράωρο, όπως υπολογίστηκαν λαμβάνοντας υπόψη όλους τους μήνες και τα έτη μετρήσεων για κάθε σταθμό (Γράφημα 5.15 - Γράφημα 5.21).

Συνολικά, παρατηρείται πως ο άνεμος δεν παραμένει σταθερός μέσα στην ημέρα. Αντιθέτως, είναι ασφαλές να πούμε πως η ταχύτητα ανέμου παρουσιάζει διακύμανση και έχει περιοδικότητα στο εικοσιτετράωρο.

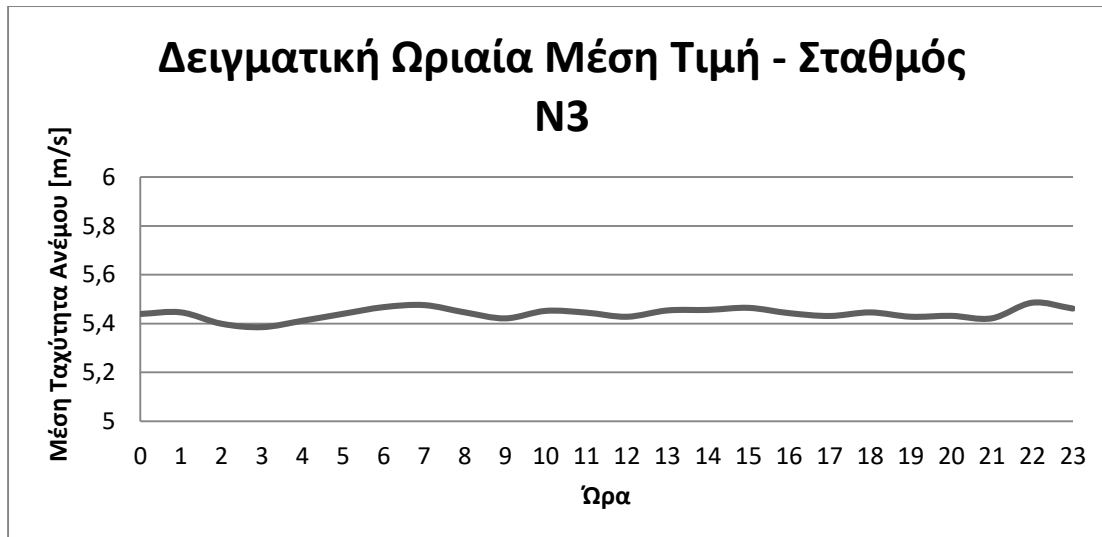
Ωστόσο, η «ένταση» και η δομή αυτής της περιοδικότητας εξαρτάται άμεσα από τις ιδιαίτερες τοπολογικές και κλιματικές συνθήκες της εκάστοτε περιοχής. Στα διαγράμματα που περιλαμβάνουν όλες τις τιμές της ταχύτητας, η μέγιστη μέση ταχύτητα ανέμου συναντάται, γενικώς, τις μεσημβρινές ώρες, ενώ οι μικρότερες ταχύτητες ανέμου σημειώνονται τις βραδινές ώρες. Καθώς, όμως, η χρονική διάσταση των γραφημάτων αφορά στην ελληνική ζώνη ώρας (GMT+3) παρουσιάζονται εμφανείς οπτικές διαφοροποιήσεις στη χρονική δομή της περιοδικότητας μεταξύ των γραφημάτων των χρονοσειρών των γεωγραφικά κατανεμημένων σταθμών κατά τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου.

Αυτή η διακύμανση, πάντως μπορεί να εξηγηθεί τόσο λόγω της επίδρασης της ηλιακής ακτινοβολίας στο προφίλ της ημερήσιας ταχύτητας του ανέμου, όσο και λόγω της επίδρασης του φαινομένου της θαλάσσιας αύρας στις παραθαλάσσιες, κυρίως, περιοχές. Σημειώνεται ότι η αιολική ενέργεια είναι έμμεση μορφή της ηλιακής ενέργειας και περίπου 1 - 2% της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνεια

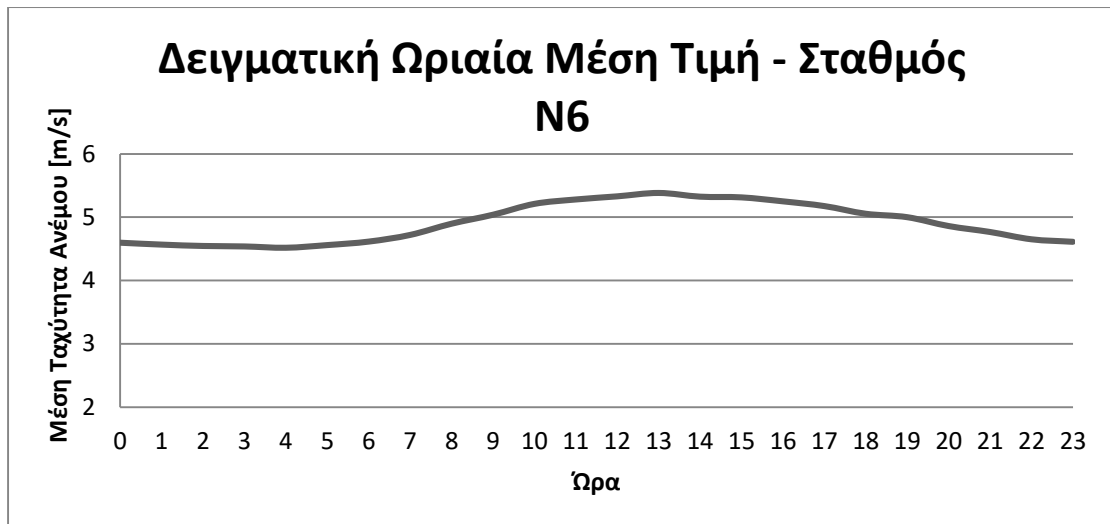
της γης μετατρέπεται σε άνεμο, ενώ αναφορικά με τη θαλάσσια αύρα, το φαινόμενο ξεκινά, συνήθως, δύο με τρεις ώρες μετά την ανατολή του ηλίου και το μέγιστο της έντασής της σημειώνεται την ώρα της μέγιστης θερμοκρασιακής διαφοράς γης – θάλασσας, η οποία διαφοροποιείται ανά περιοχή ενδιαφέροντος.



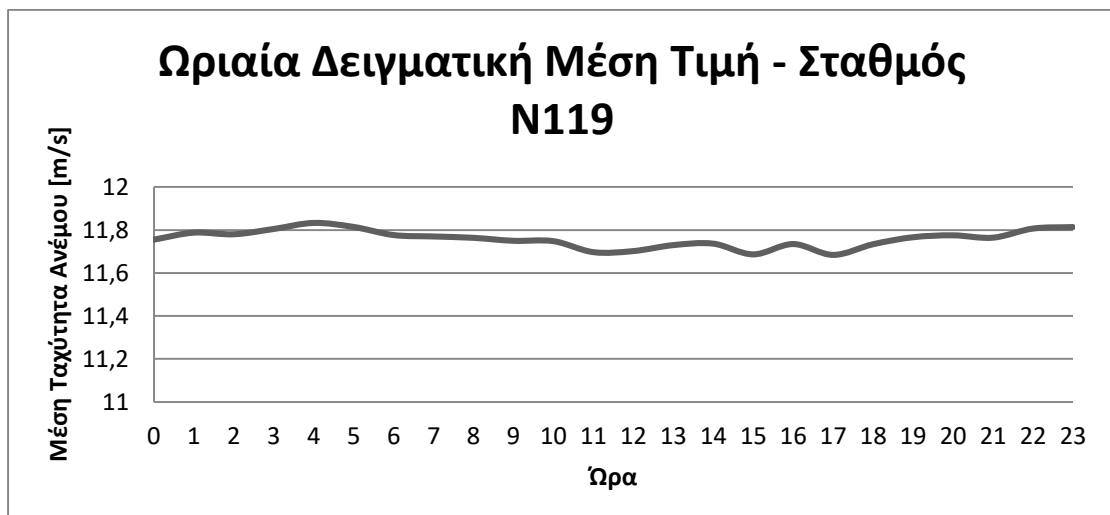
Γράφημα 5.15: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός Ικαρίας



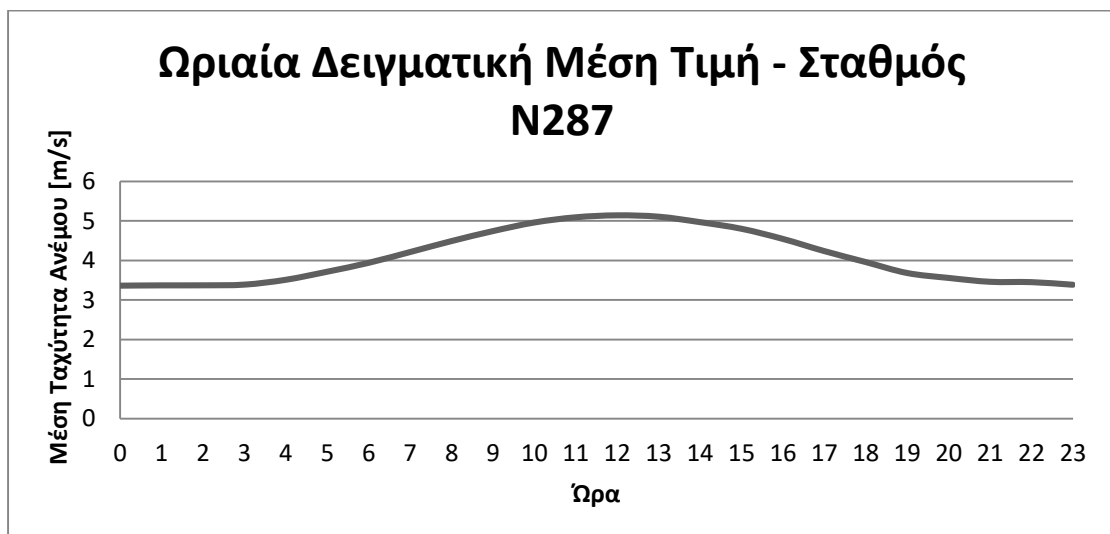
Γράφημα 5.16: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N3



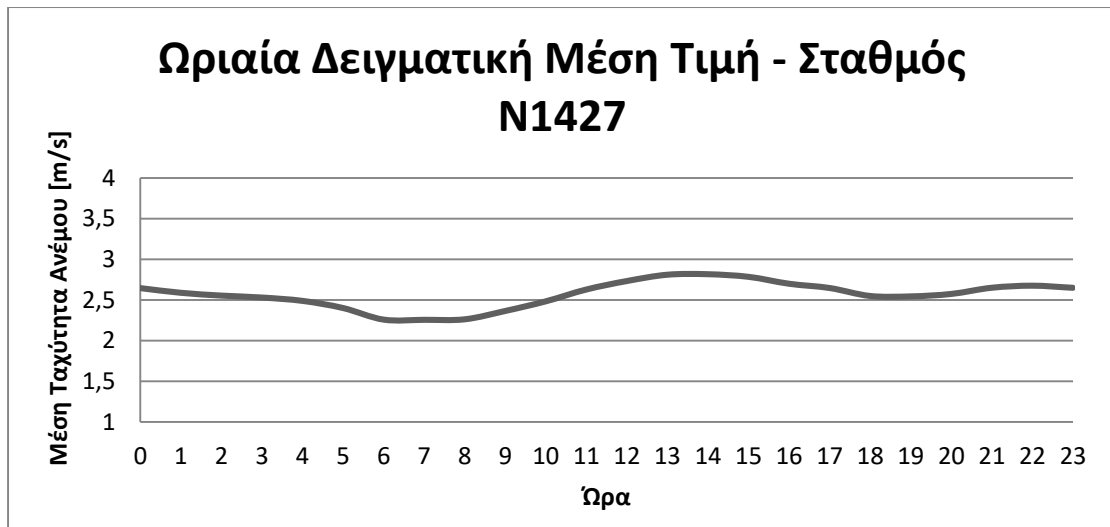
Γράφημα 5.17: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N6



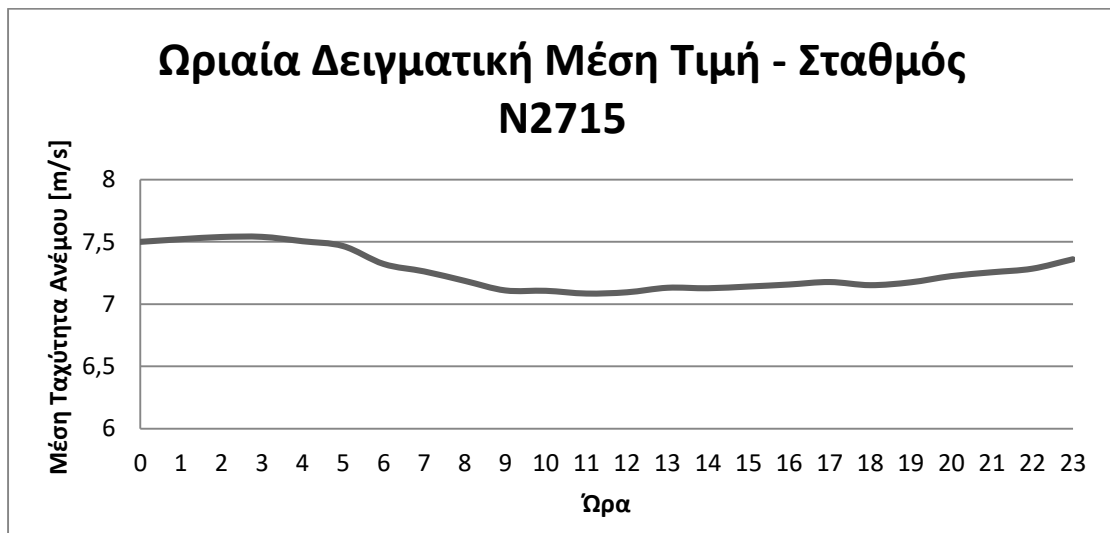
Γράφημα 5.18: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N119



Γράφημα 5.19: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N287



Γράφημα 5.20: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N1427



Γράφημα 5.21: Δειγματική ωριαία μέση τιμή ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N2715

Τέλος, στον πίνακα που ακολουθεί (Πίνακας 5.2) παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα της ανάλυσης υπολογισμού δειγματικής μέσης τιμής για το σύνολο των σταθμών ενδιαφέροντος.

Σταθμός	Μέση Ταχύτητα (m/s)	Μέγιστη Μέση Ταχύτητα (m/s)	Ελάχιστη Μέση Ταχύτητα (m/s)	Μέγιστη Ταχύτητα (m/s)
Ικαρία	5.4	6.0	4.8	51.9
N3	5.4	5.6	5.3	23.3
N6	4.9	5.4	4.5	21.2
N119	11.7	11.8	11.7	40.1
N287	4.1	5.1	3.4	17.5
N1427	2.5	2.9	2.2	14.2
N2715	7.2	7.6	6.9	29.8

Πίνακας 5.2: Ανάλυση υπολογισμού δειγματικής μέσης τιμής

5.5.3 Υπολογισμός Τυπικής Απόκλισης

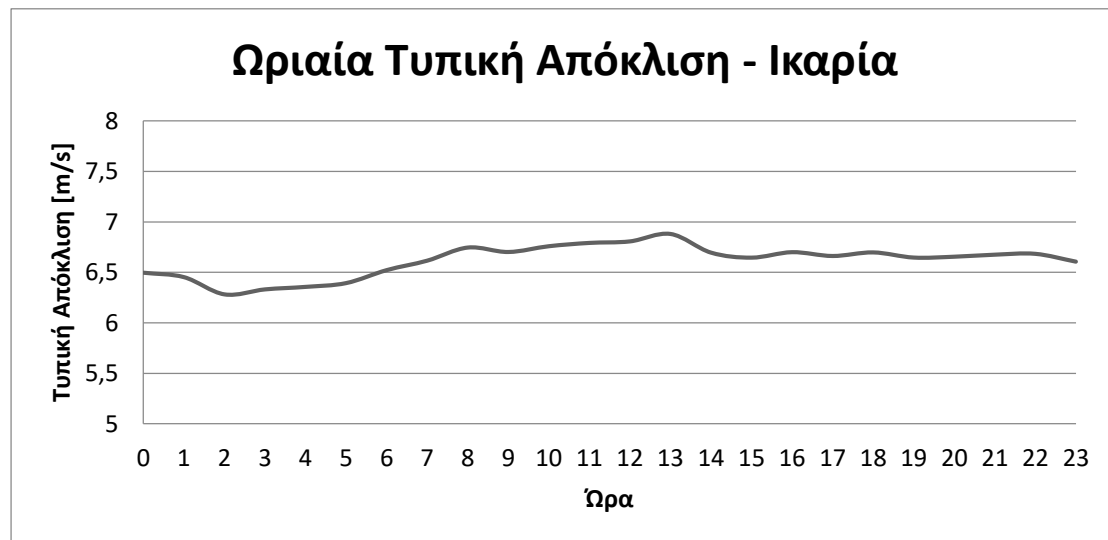
Η εκτίμηση της διασποράς s^2 δίνεται στη σχέση (5.8), ενώ η τυπική απόκλιση s (5.9) είναι απλώς η τετραγωνική της ρίζα.

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (5.8)$$

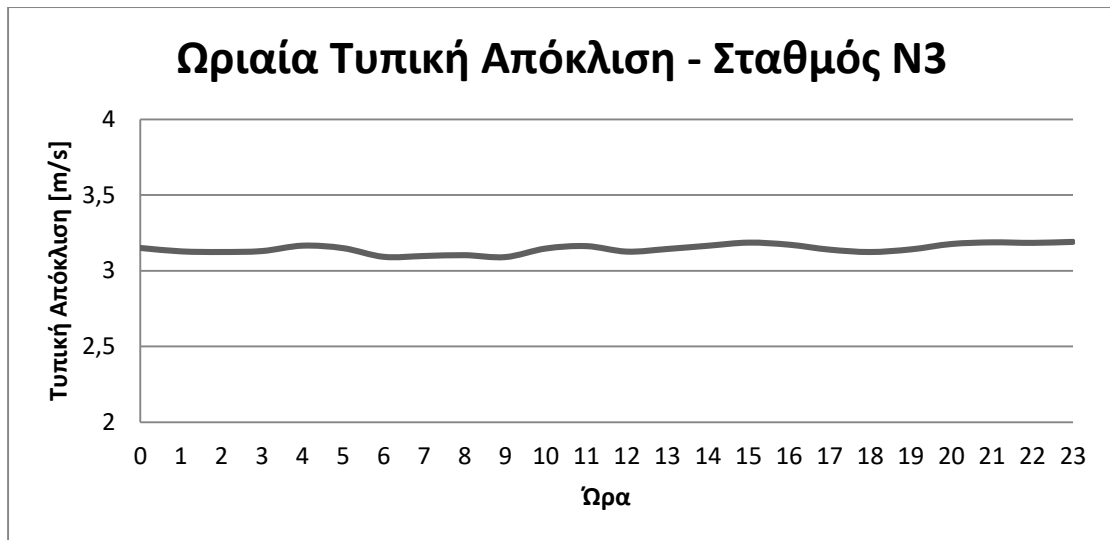
$$s = \sqrt{s^2} \quad (5.9)$$

όπου x_i είναι οι τιμές των μετρήσεων, n ο αριθμός του δείγματος και \bar{x} ο μέσος όρος των μετρήσεων.

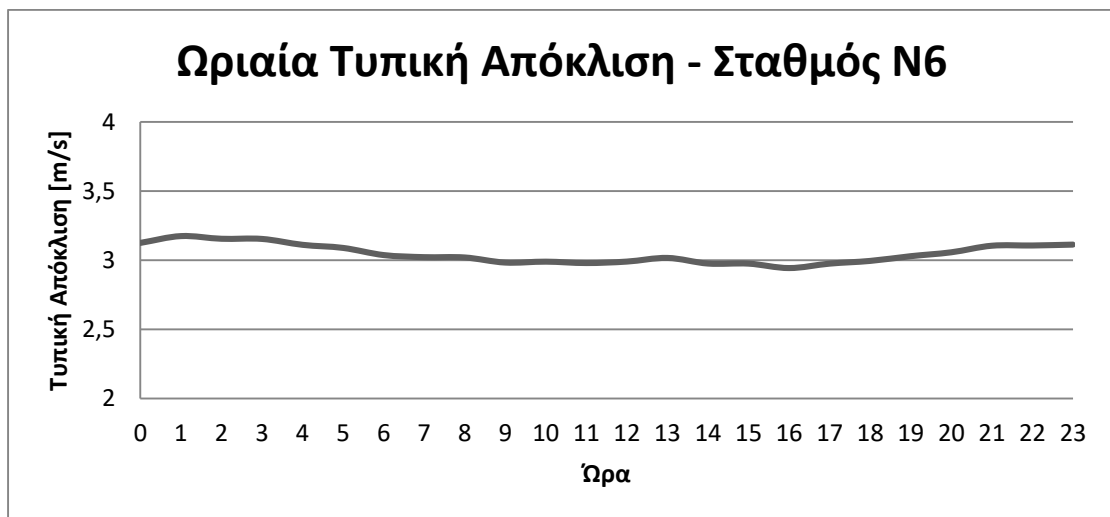
Ακολουθούν τα γραφήματα (Γράφημα 5.22 - Γράφημα 5.28) που απεικονίζουν τις τυπικές αποκλίσεις για κάθε σταθμό μέσα στο εικοσιτετράωρο για το σύνολο των δεδομένων, στο αντίστοιχο ύψος ανεμογεννήτριας. Οι πίνακες και τα διαγράμματα αυτών των αποτελεσμάτων για κάθε μήνα, ώρα και σταθμό έχουν συγκεντρωθεί στο Παράρτημα Α.



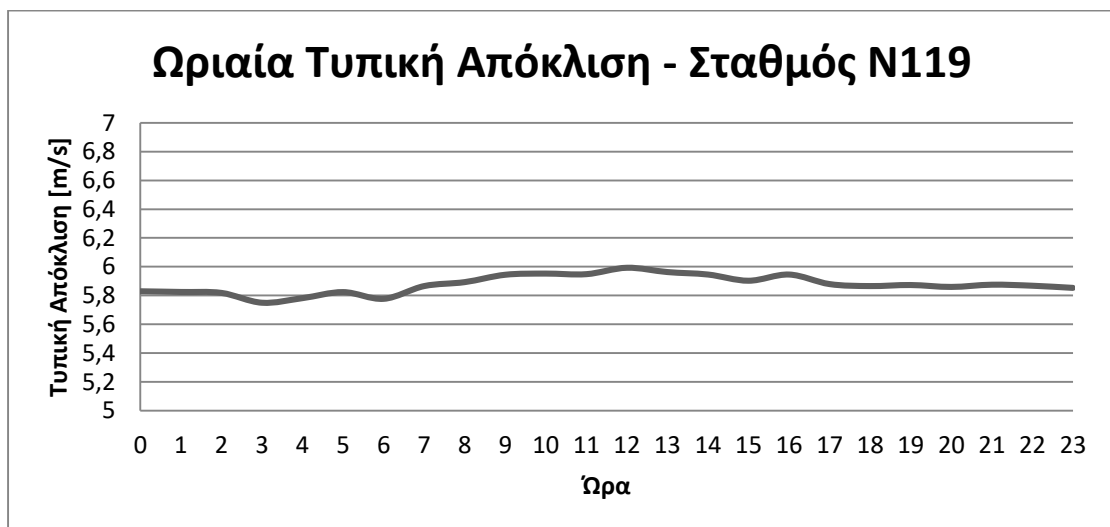
Γράφημα 5.22: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός Ικαρίας



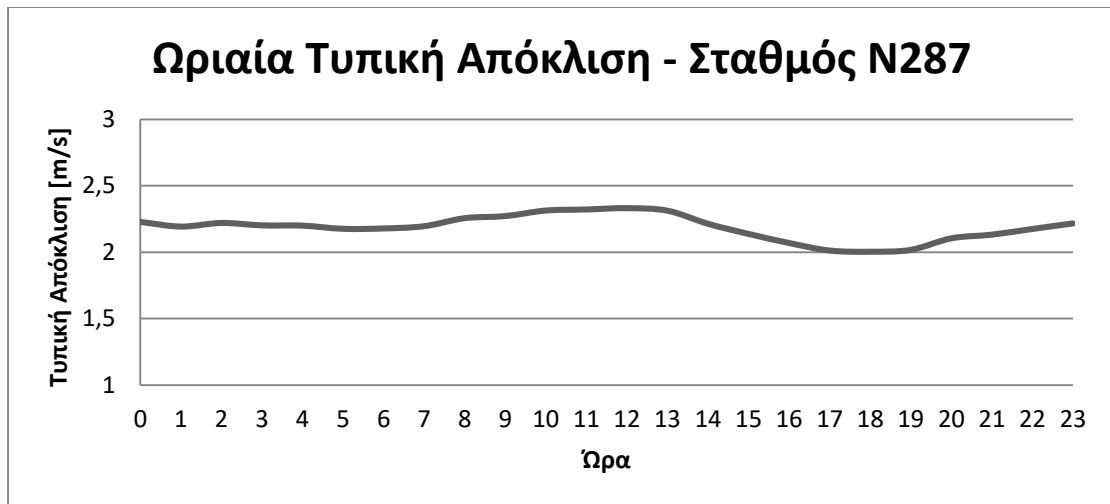
Γράφημα 5.23: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N3



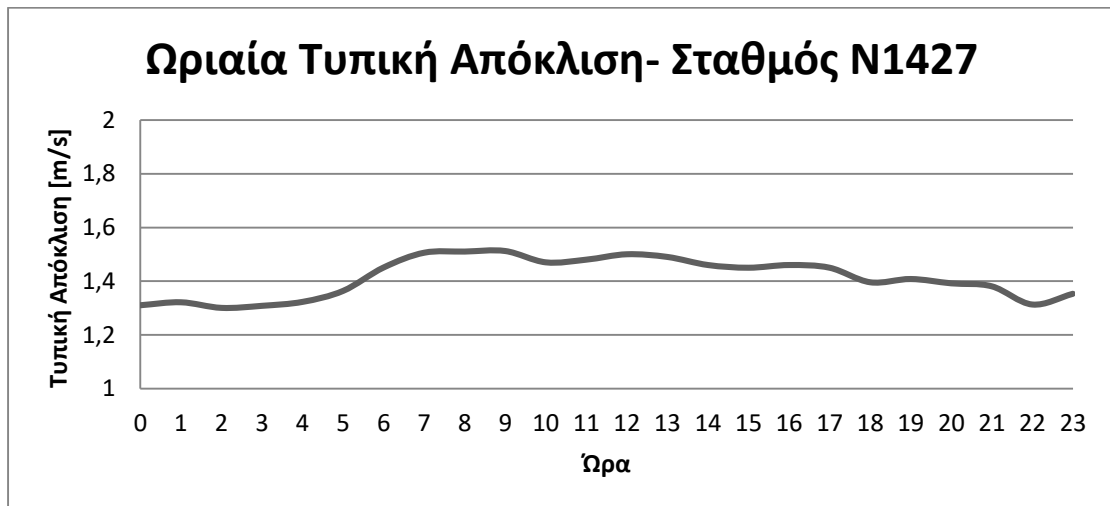
Γράφημα 5.24: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N6



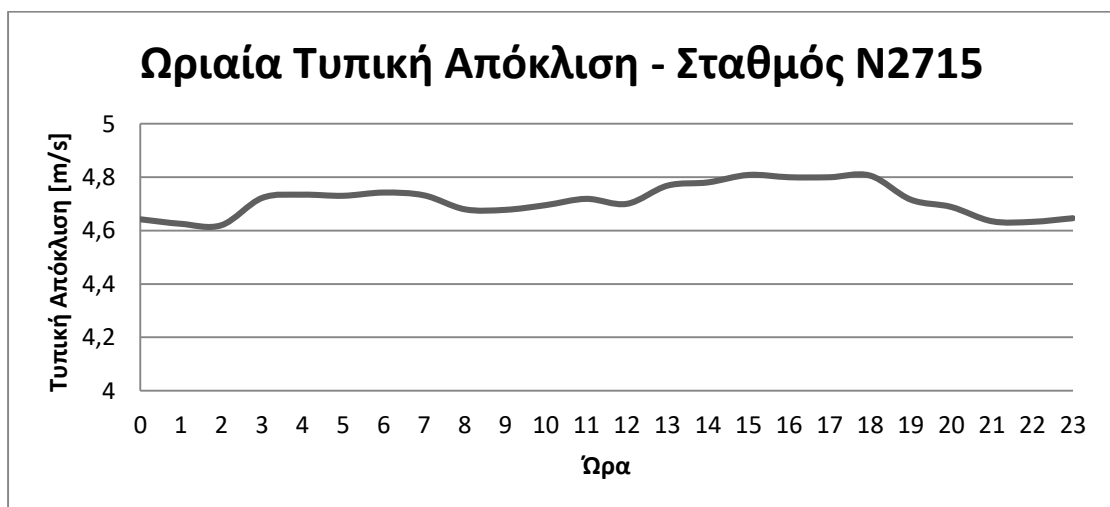
Γράφημα 5.25: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N119



Γράφημα 5.26: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N287



Γράφημα 5.27: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N1427



Γράφημα 5.28: Ωριαία τυπική απόκλιση ταχύτητας ανέμου – Σταθμός N2715

Σε ό,τι αφορά τα συνολικά δεδομένα, παρατηρείται πως η τυπική απόκλιση της ταχύτητας του ανέμου παρουσιάζει μικρή διακύμανση μέσα στο εικοσιτετράωρο. Σημειώνεται μία μικρή αύξηση, σε όλους τους σταθμούς μελέτης, κατά τη διάρκεια της ημέρας, κυρίως τις μεσημεριανές ώρες, ενώ φαίνεται πως η μέση τυπική απόκλιση της ημέρας ακολουθεί παραπλήσια συμπεριφορά σε όλους τους σταθμούς, με κάποιες πιο έντονες διαφοροποιήσεις στους σταθμούς N1427 και N2715.

5.5.4 Υπολογισμός ασυμμετρίας της ταχύτητας του ανέμου

Το μέτρο ασυμμετρίας ελέγχει κατά πόσο μία κατανομή είναι συμμετρική ή ασύμμετρη, καθώς και αν η ασυμμετρία είναι θετική (οι περισσότερες τιμές είναι συγκεντρωμένες αριστερά της κορυφής της κατανομής) ή αρνητική (οι περισσότερες τιμές είναι συγκεντρωμένες δεξιά της κορυφής της κατανομής).

Βασικό μέτρο ασυμμετρίας είναι ο συντελεστής ασυμμετρίας, που ορίζεται από τη σχέση (5.10)

$$C_s = \frac{\mu_3}{\sigma^3} \quad (5.10)$$

όπου μ_3 η τρίτη κεντρική ροπή και σ η τυπική απόκλιση. Η κεντρική ροπή r τάξης δίνεται στη σχέση (5.11), όπου μ η μέση τιμή του πληθυσμού και $f_X(x)$ η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της τυχαίας μεταβλητής X .

$$\mu_r = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^r f_X(x) dx \quad (5.11)$$

Η εκτίμηση του συντελεστή ασυμμετρίας C_s δίνεται στη σχέση (5.12)

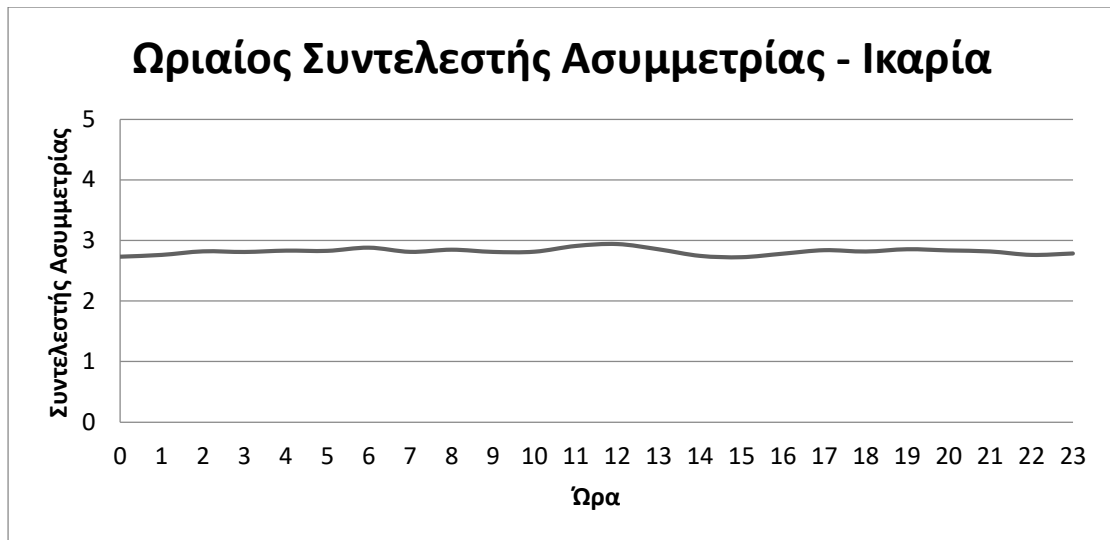
$$C_s = \frac{n}{(n-1)(n-2)} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \bar{x}}{s} \right)^3 \quad (5.12)$$

Θετική τιμή του C_s σημαίνει πως οι περισσότερες τιμές βρίσκονται δεξιά της επικρατούσας τιμής, ενώ αρνητική, κατά αναλογία, αριστερά.

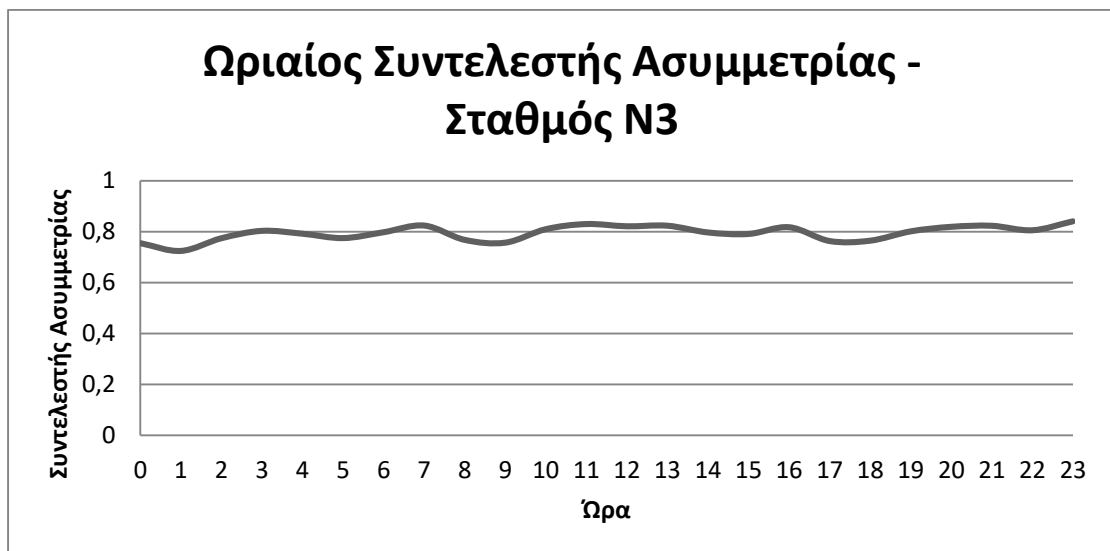
Όπως έχει αναφερθεί, η εκτίμηση της τρίτης ροπής είναι ασαφής για τα μικρά δείγματα. Επομένως, απαιτείται προσοχή στα συμπεράσματα που θα εξαχθούν από τον υπολογισμό της ασυμμετρίας.

Ακολουθούν τα γραφήματα (Γράφημα 5.29 - Γράφημα 5.35) που απεικονίζουν τους συντελεστές ασυμμετρίας για κάθε σταθμό μέσα στο εικοσιτετράωρο για όλους τους μήνες συγκεντρωτικά. Οι πίνακες και τα διαγράμματα αυτών των αποτελεσμάτων για κάθε μήνα, ώρα και σταθμό έχουν συγκεντρωθεί στο Παράρτημα Α.

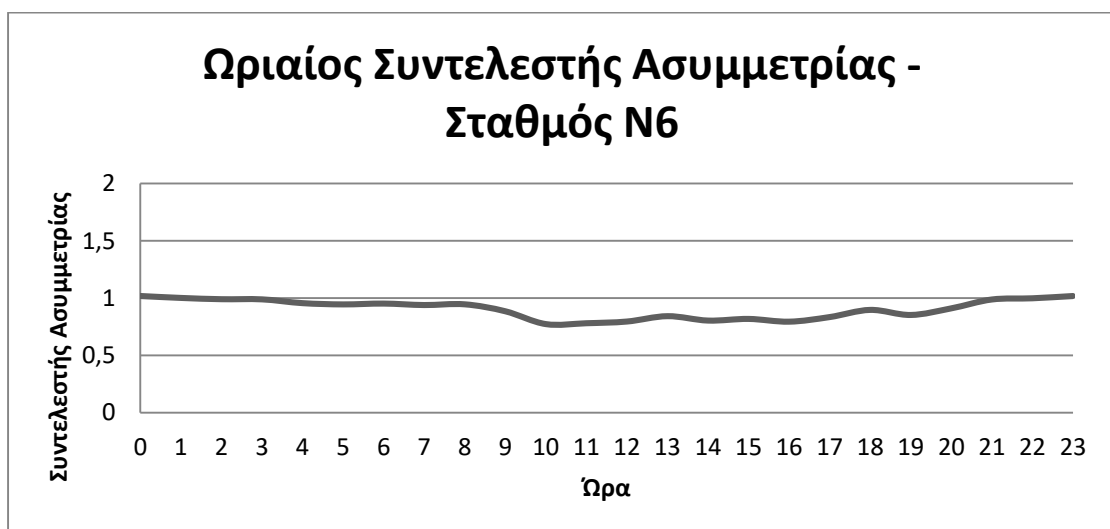
Συνολικά, παρατηρείται πως η ασυμμετρία εμφανίζει σταθερή δομή μέσα στο εικοσιτετράωρο, με σημαντική όμως διαφοροποίηση στο σταθμό N1427, που όμως πιθανώς οφείλεται σε αίτια σχετικά με τις ιδιαίτερες κλιματικές συνθήκες της υπό μελέτη περιοχής ή και σε μη διαπιστωμένα σφάλματα μετρήσεων.



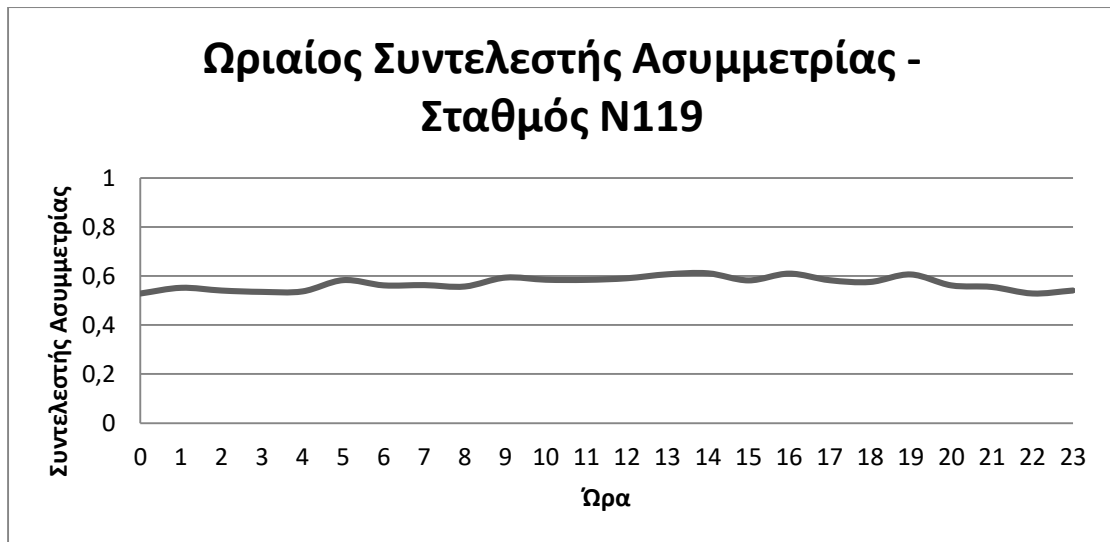
Γράφημα 5.29: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός Ικαρίας



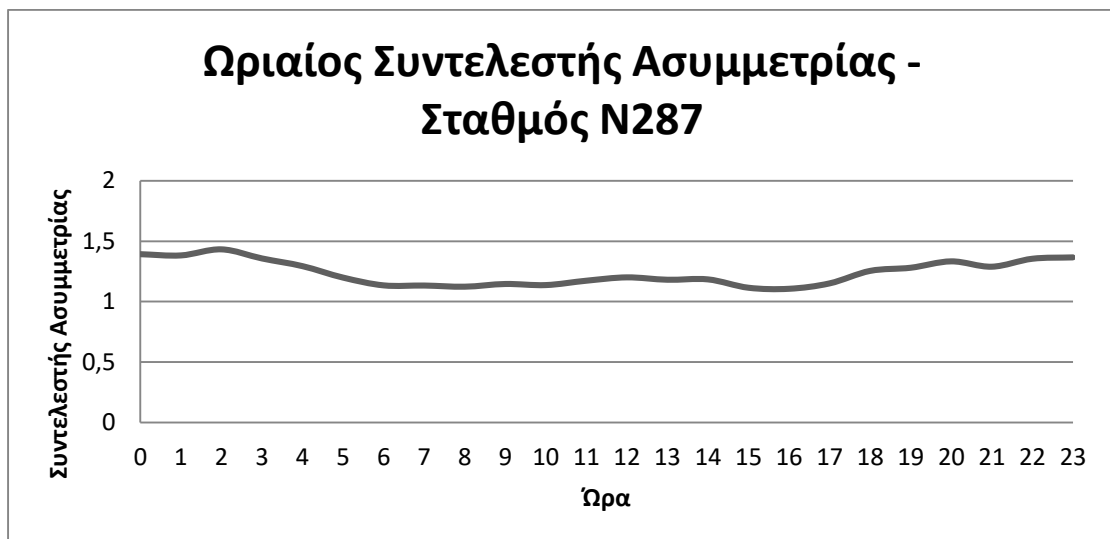
Γράφημα 5.30: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N3



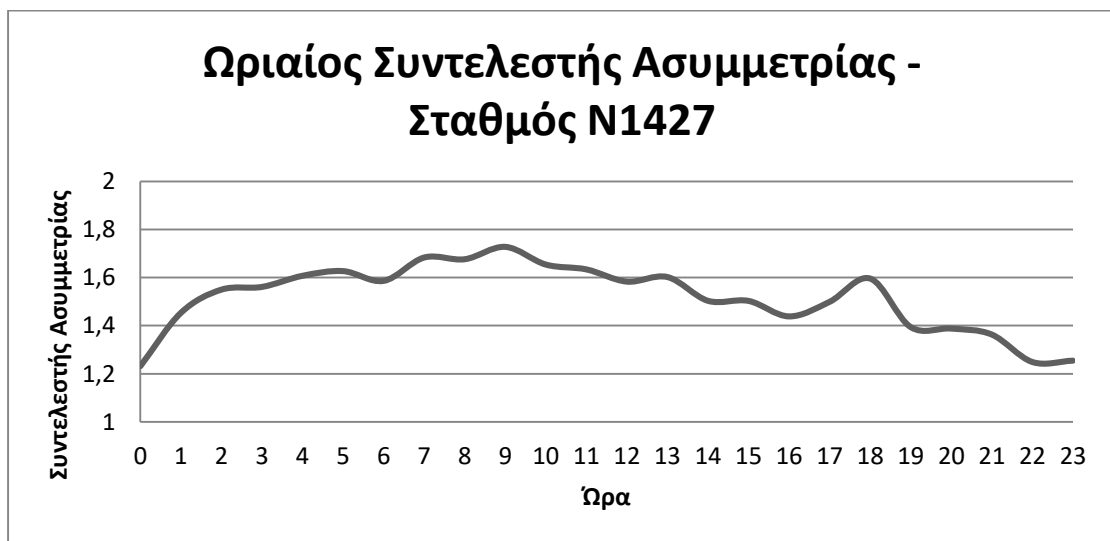
Γράφημα 5.31: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N6



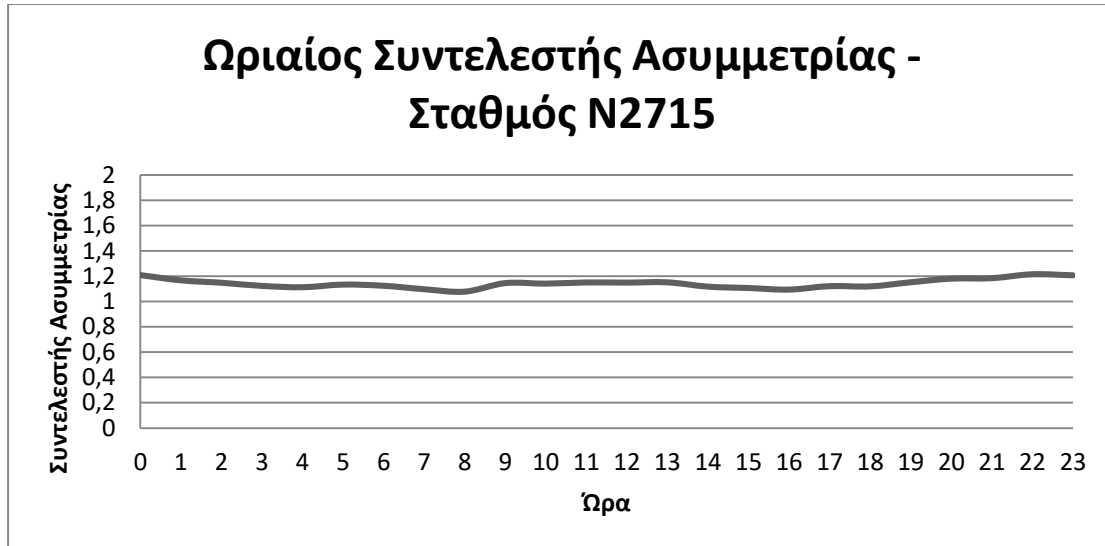
Γράφημα 5.32: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N119



Γράφημα 5.33: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N287



Γράφημα 5.34: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N1427



Γράφημα 5.35: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας – Σταθμός N2715

5.6 Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης

5.6.1 Θεωρητικό Υπόβαθρο

Η αυτοσυσχέτιση (autocorrelation) αποτελεί μία μαθηματική έκφραση του βαθμού «ομοιότητας» ανάμεσα σε μία χρονοσειρά και την ίδια χρονοσειρά μετατοπισμένη στο χρόνο. Πρόκειται για την ίδια διαδικασία με τον υπολογισμό της ετεροσυσχέτισης μεταξύ δύο διαφορετικών χρονοσειρών ίδιου μήκους. Κατά τον υπολογισμό της αυτοσυσχέτισης, η ίδια χρονοσειρά χρησιμοποιείται δύο φορές, μία στην αρχική της μορφή και μία εφόσον έχει μετατοπιστεί κατά μία ή περισσότερες χρονικές μονάδες. Αυτή η μετατόπιση ονομάζεται υστέρηση (lag).

Ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης μπορεί να λάβει τιμές μεταξύ του -1 και του +1. Η τιμή +1 αντιπροσωπεύει την τέλεια θετική συσχέτιση (μία παρατηρηθείσα αύξηση στη μία χρονοσειρά οδηγεί σε αναλογική αύξηση στην άλλη χρονοσειρά). Η τιμή -1 αντιπροσωπεύει την τέλεια αρνητική συσχέτιση (μία παρατηρηθείσα αύξηση στη μία χρονοσειρά οδηγεί σε ανάλογη μείωση στην άλλη χρονοσειρά).

Έστω μία συνεχής τυχαία μεταβλητή \underline{x} με συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f(\underline{x})$ και συνάρτηση κατανομής $F(\underline{x})$. Ο συντελεστής αυτοσυσχέτισης με υστέρηση τ , $\rho_\tau(t)$ ορίζεται από τη σχέση (5.13) (Κουτσογιάννης, 2013).

$$\rho_\tau(t) = \frac{\text{cov}[\underline{x}(t), \underline{x}(t-\tau)]}{\sqrt{\text{var}[\underline{x}(t)]\text{var}[\underline{x}(t-\tau)]}} \quad (5.13)$$

όπου η αυτοσυνδιασπορά (autocovariance) ορίζεται από τη σχέση (5.14):

$$\text{Cov}[\underline{x}(t), \underline{x}(t-\tau)] = E[(\underline{x}(t) - \mu(t))(\underline{x}(t-\tau) - \mu(t-\tau))] \quad (5.14)$$

και η διασπορά (variance) από τις σχέσεις (5.15) και (5.16):

$$\text{Var}[\underline{x}(t)] = E[(\underline{x}(t) - \mu(t))]^2 \quad (5.15)$$

$$\text{Var}[\underline{x}(t - \tau)] = E[(\underline{x}(t - \tau) - \mu(t - \tau))]^2 \quad (5.16)$$

Σημειώνεται πως η κεντρική ροπή τάξης r ($r = 0, 1, \dots$) ορίζεται από τη σχέση (5.17):

$$\mu_r = E[(\underline{x} - \mu)^r] = \int_{-\infty}^{+\infty} (\underline{x} - \mu)^r f(x) dx \quad (5.17)$$

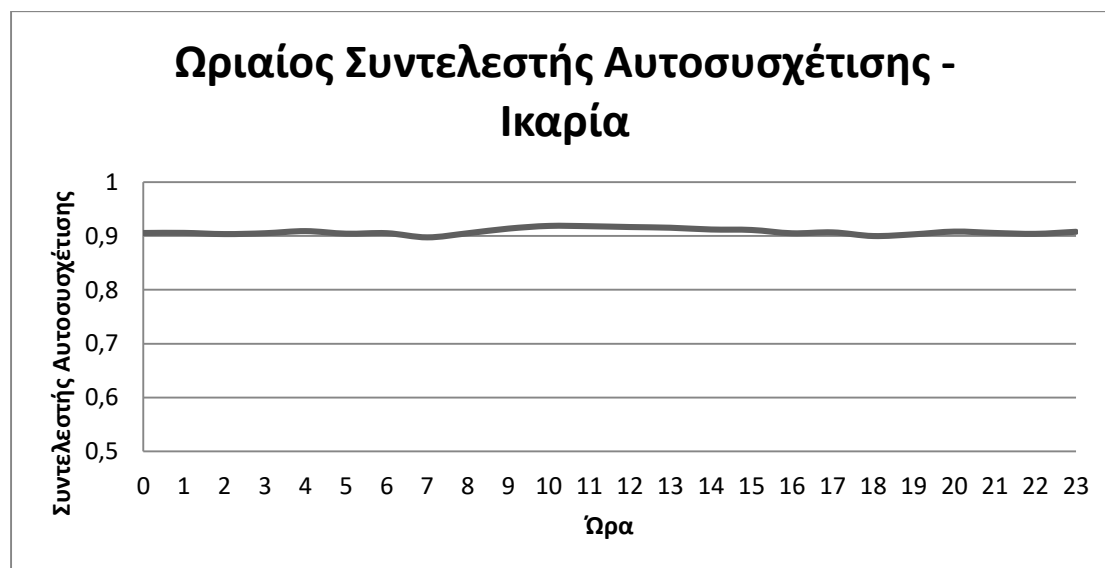
Η εκτίμηση του συντελεστή αυτοσυσχέτισης δίνεται από τη σχέση (5.18):

$$\rho_\tau = \frac{1}{(n-\tau)s^2} \sum_{t=1}^{n-\tau} (\underline{x}(t) - \overline{\underline{x}(t)}) (\underline{x}(t-\tau) - \overline{\underline{x}(t-\tau)}) \quad (5.18)$$

5.6.2 Ωριαίος Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης Δεδομένων Χρονοσειρών Ανέμου

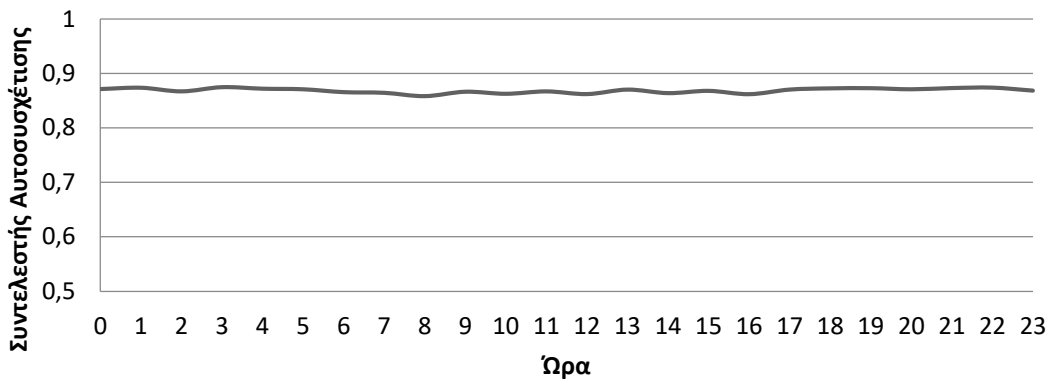
Ακολουθούν τα γραφήματα που παριστάνουν την ωριαία αυτοσυσχέτιση για υστέρηση μίας ώρας για όλους τους μήνες και κάθε σταθμό χωριστά (Γράφημα 5.36 - Γράφημα 5.42). Στο Παράρτημα Α παρουσιάζονται οι συντελεστές αυτοσυσχέτισης για κάθε ώρα και μήνα, σε αντίστοιχα γραφήματα.

Η αυτοσυσχέτιση πρώτης τάξης (υστέρηση lag = 1) εμφανίζει μικρή διακύμανση μέσα στο εικοσιτετράωρο. Ο συντελεστής διατηρείται περίπου σταθερός μέσα στην ημέρα με τιμή μεγαλύτερη του 0.8 σε κάθε περίπτωση, εμφανίζοντας δηλαδή, ισχυρή δομή αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης.



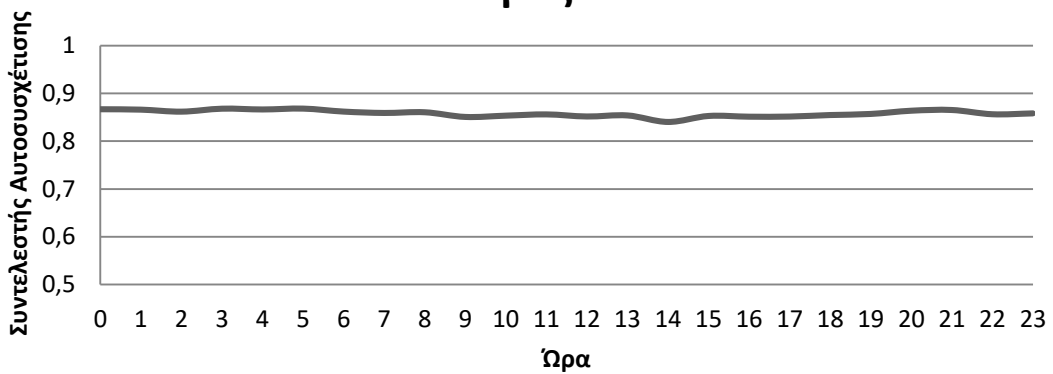
Γράφημα 5.36: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός Ικαρίας

Ωριαίος Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης - Σταθμός N3

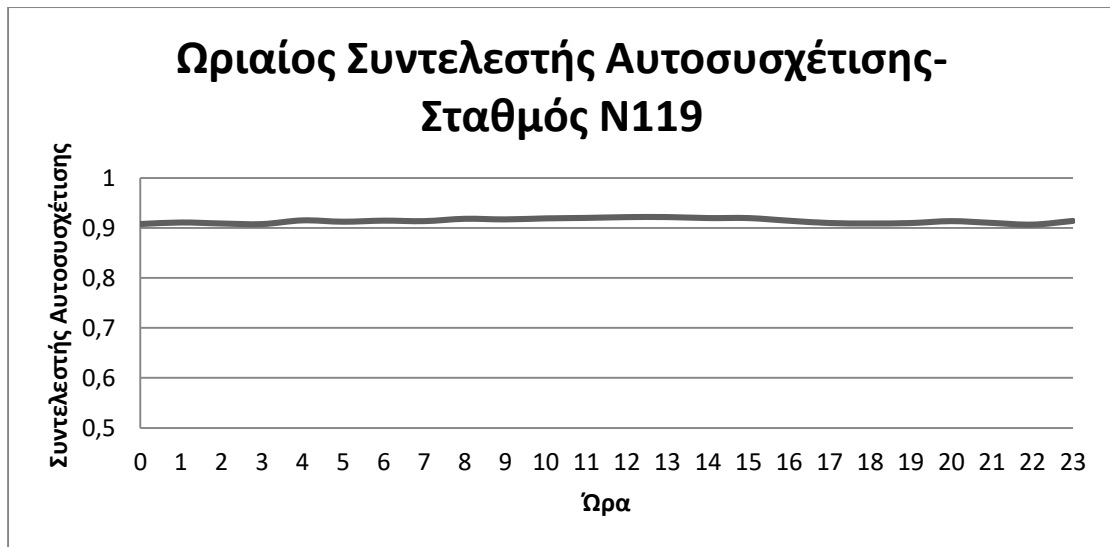


Γράφημα 5.37: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N3

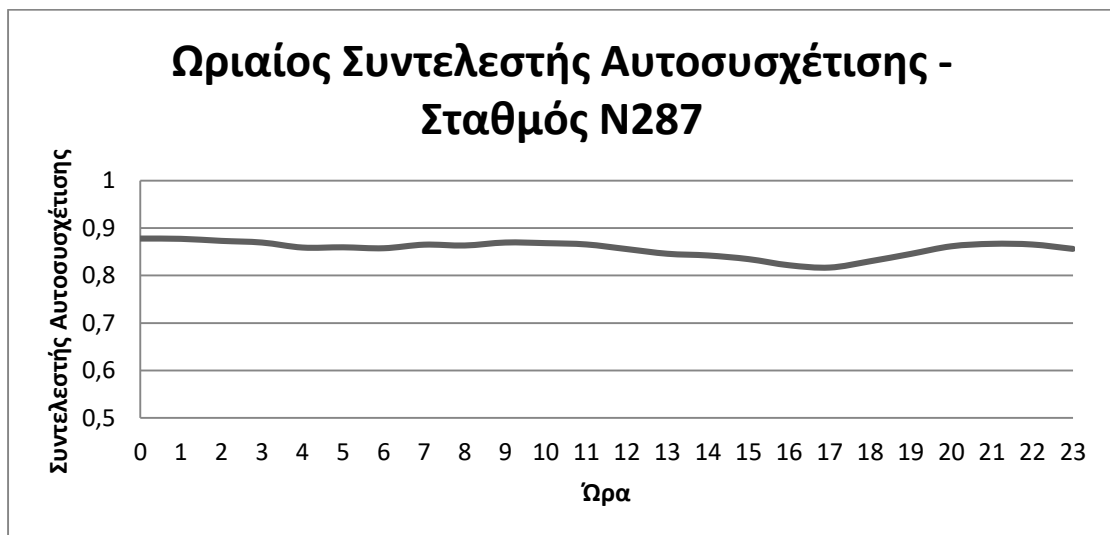
Ωριαίος Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης - Σταθμός N6



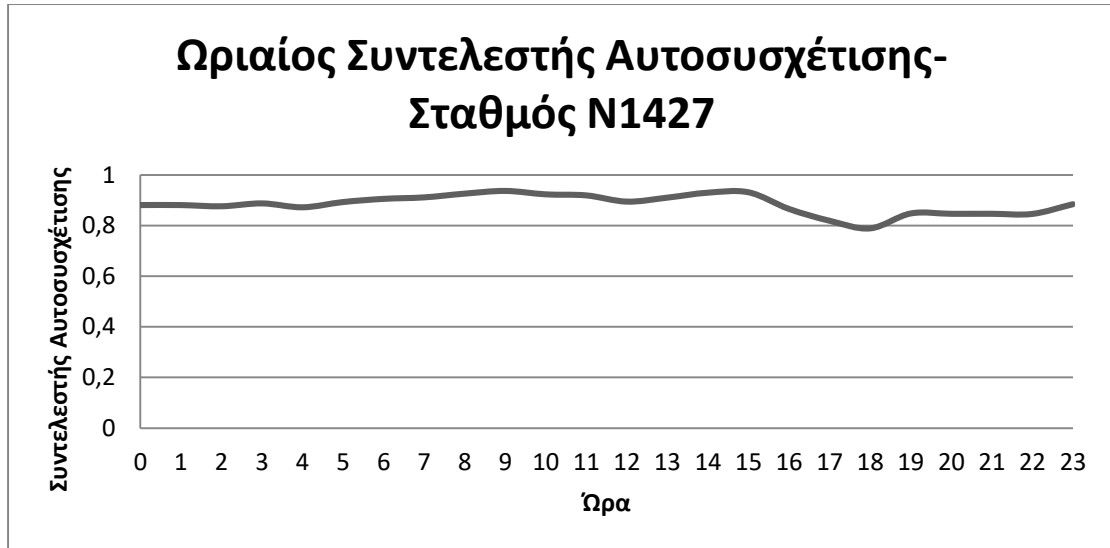
Γράφημα 5.38: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N6



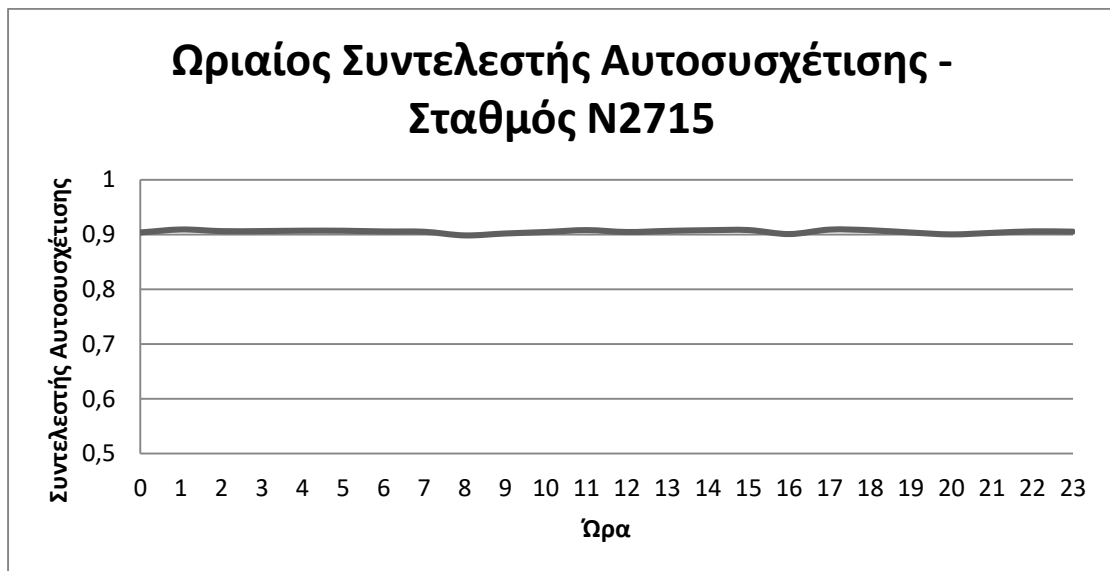
Γράφημα 5.39: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N119



Γράφημα 5.40: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N287



Γράφημα 5.41: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N1427



Γράφημα 5.42: Συντελεστής αυτοσυσχέτισης πρώτης τάξης – Σταθμός N2715

5.7 Συγκεντρωτικά Στατιστικά Χαρακτηριστικά

Σε συνέχεια της στατιστικής ανάλυσης που προηγήθηκε, παρατίθεται ο Πίνακας 5.3, ο οποίος παρουσιάζει συγκεντρωτικά τα βασικότερα στατιστικά χαρακτηριστικά, για το σύνολο των δεδομένων.

ΣΤΑΘΜΟΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΤΙΜΗ (m/s)	ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ (m/s)	ΤΥΠΙΚΗ ΑΠΟΚΛΙΣΗ (m/s)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΥΤΟΣΥΣΧΕΤΙΣΗΣ
ΙΚΑΡΙΑ	51.9	5.4	6.62	0.86
N3	23.3	5.4	3.14	0.82
N6	21.2	4.9	3.06	0.81
N119	40.1	11.7	5.88	0.86
N287	17.5	4.1	2.28	0.81
N1427	14.2	2.5	1.49	0.88
N2715	29.8	7.2	4.72	0.90

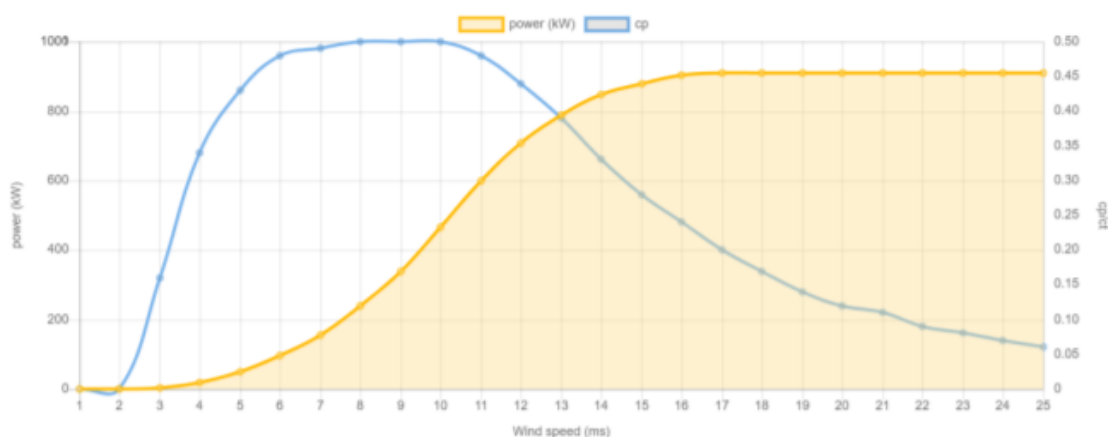
Πίνακας 5.3: Συγκεντρωτικός πίνακας βασικών στατιστικών χαρακτηριστικών δεδομένων

6 ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ

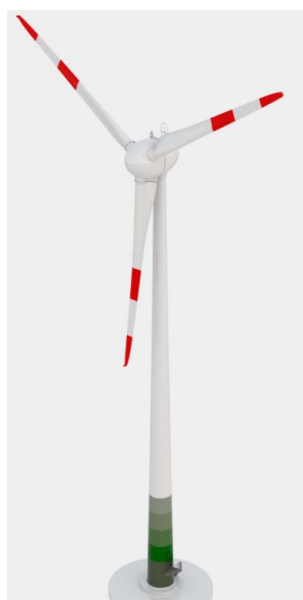
6.1 Πρωτογενή Δεδομένα Εισόδου

Όπως ήδη έχει αναφερθεί στο κεφάλαιο της στατιστικής ανάλυσης, ως πρωτογενή δεδομένα εισόδου, με στόχο την εφαρμογή και τεκμηρίωση της μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε, χρησιμοποιούνται σημειακές παρατηρήσεις ταχύτητας ανέμου για τη νήσο Ικαρία μήκους επτά ετών (2012-2018).

Ως ανεμογεννήτρια αναφοράς, θεωρείται μια ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα Enercon E44/900 ονομαστικής ισχύος 900 kW, η καμπύλη ισχύος της οποίας φαίνεται στο Γράφημα 6.1.



Γράφημα 6.1: Καμπύλη ισχύος και συντελεστής ισχύος ανεμογεννήτριας Enercon E44/900



Εικόνα 6.1: Ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα Enercon E44/900 (πηγή: <https://www.enercon.de/>)

Συνάμα δεδομένες θεωρούνται και οι αντίστοιχες χρονοσειρές αιολικής πρόγνωσης, όπως αυτές προκύπτουν από εμπειρικά μοντέλα, τα οποία αναλύονται παρακάτω. Τα πρωτογενή αυτά δεδομένα χρησιμοποιούνται για την αρχική τεκμηρίωση και εφαρμογή του μεθοδολογικού πλαισίου, όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 4.

Εν συνεχεία, πρόσθετα, δευτερογενή δεδομένα εισόδου χρησιμοποιούνται για την επαλήθευση της μεθοδολογίας και την εξαγωγή γενικών συμπερασμάτων.

6.2 Εμπειρικά Μοντέλα Πρόβλεψης

6.2.1 Μεθοδολογική Προσέγγιση

Η εφαρμογή του μεθοδολογικού πλαισίου της εργασίας καθιστά αναγκαία την είσοδο δεδομένων αποτελεσμάτων μοντέλων πρόγνωσης ταχύτητας ανέμου. Πάνω σε αυτές τις χρονοσειρές πρόγνωσης θεμελιώνεται και εφαρμόζεται η ανάλυση αξιολόγησης τόσο με τους κλασικούς στατιστικούς δείκτες, όσο και με τον εμπειρικό δείκτη που αναπτύχθηκε. Ιδίως η αξιολόγηση μέσω του εμπειρικού δείκτη φιλοδοξεί στην εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων αναφορικά με την ενεργειακή αξιοπιστία και την οικονομική βιωσιμότητα που δύναται να εξασφαλίσει το κάθε μοντέλο πρόγνωσης.

Σε αυτό το πνεύμα, και προκειμένου τα αρχικά, γενικά συμπεράσματα και η τεκμηρίωση και επαλήθευση της μεθοδολογίας να παραμείνουν αμερόληπτα ως προς την επιλογή τυχόν επιχειρησιακών μοντέλων πρόγνωσης που τίθενται υπό αξιολόγηση, γίνεται χρήση χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου οι οποίες προκύπτουν είτε από εμπειρικά μοντέλα πρόγνωσης, είτε από κατάλληλες τροποποιήσεις των ιστορικών δεδομένων, προσθέτοντας σε αυτά εκ των προτέρων γνωστούς όρους αβεβαιότητας, ή χρονικές μετατοπίσεις και συνεπώς, αντίστοιχα προγνωστικά σφάλματα.

6.2.2 Περιγραφή Εμπειρικών Μοντέλων

Χρησιμοποιούνται τέσσερις (4) διαφορετικές χρονοσειρές ωριαίων προγνώσεων σημειακής ταχύτητας ανέμου. Οι χρονοσειρές αυτές προκύπτουν ως ακολούθως:

- α. με χρήση μοντέλου αυτοπαλινδρόμησης πρώτης τάξης (AR-1) με μοναδιαίο lead time, στο εξής αναφερόμενο ως **Μοντέλο Α**,
- β. με χρήση μοντέλου απλής μετατόπισης κατά μοναδιαίο χρονικό βήμα των ιστορικών παρατηρήσεων, στο εξής αποκαλούμενο ως **Μοντέλο Β**,
- γ. με χρήση μοντέλου απλής άθροισης των ιστορικών παρατηρήσεων με στοχαστικό όρο κανονικής (γκαουσιανής) κατανομής, στο εξής αποκαλούμενο ως **Μοντέλο Γ**,
- δ. με χρήση μοντέλου απλής άθροισης των ιστορικών παρατηρήσεων με στοχαστικό όρο ομοιόμορφης κατανομής, στο εξής αποκαλούμενο ως **Μοντέλο Δ**.

Για λόγους πληρότητας ακολουθούν ορισμένα θεωρητικά στοιχεία αναφορικά με τα μοντέλα αυτοπαλινδρόμησης αλλά και τη χρήση τους σε διαδικασίες πρόβλεψης χρονοσειρών.

Τα μοντέλα παλινδρόμησης (regression models) ορίζουν μια μεταβλητή (εξαρτημένη) ως συνάρτηση κάποιων άλλων ανεξάρτητων μεταβλητών. Στα γραμμικά μοντέλα παλινδρόμησης η συνάρτηση αυτή είναι γραμμική δηλαδή η εξαρτημένη μεταβλητή δίνεται ως γραμμικός συνδυασμός των ανεξάρτητων μεταβλητών. Τα αυτοπαλινδρομούμενα μοντέλα (AutoRegressive models, AR) είναι μοντέλα γραμμικής παλινδρόμησης, όπου θεωρούμε ως εξαρτημένη μεταβλητή την τυχαία μεταβλητή της χρονοσειράς σε μια χρονική στιγμή t , x_t , και ως ανεξάρτητες μεταβλητές θεωρούμε την τυχαία μεταβλητή της χρονοσειράς σε προηγούμενους χρόνους, δηλαδή

τις x_{t-1}, \dots, x_{t-p} . Ο αριθμός των υστερήσεων που συμπεριλαμβάνουμε λέγεται η **τάξη** (order) του αυτοπαλινδρομούμενου μοντέλου.

Ένα αυτοπαλινδρομούμενο μοντέλο τάξης p συμβολίζεται $AR(p)$ και ορίζεται ως

$$x_t = \varphi_0 + \varphi_1 x_{t-1} + \dots + \varphi_p x_{t-p} + z_t \quad (6.1)$$

όπου $\varphi_0, \varphi_1, \dots, \varphi_p$ είναι οι συντελεστές του μοντέλου και $\{z_t\} \sim iid$ με μέση τιμή 0 και διασπορά σ_z^2 .

Άρα το AR μοντέλο είναι γνωστό αν γνωρίζουμε τους συντελεστές και τη διασπορά του λευκού θορύβου. Στην πράξη οι συντελεστές του $AR(p)$ μοντέλου, καθώς και η διασπορά του λευκού θορύβου (iid) εκτιμώνται από τη χρονοσειρά και οι εκτιμήσεις τους χρησιμοποιούνται για την πρόβλεψη της χρονοσειράς τις επόμενες χρονικές στιγμές.

Σύμφωνα με το μοντέλο $AR(p)$ η μεταβλητή της χρονοσειράς τη χρονική στιγμή t κατά ένα μέρος εξηγείται από το γραμμικό συνδυασμό των p τελευταίων τιμών της χρονοσειράς x_{t-1}, \dots, x_{t-p} . Το υπόλοιπο μέρος που δεν εξηγείται από τις προηγούμενες τιμές της χρονοσειράς είναι καθαρά στοχαστικό και οφείλεται σε εξωγενείς επιδράσεις τη χρονική στιγμή t , που συνοψίζονται στην τυχαία μεταβλητή z_t .

Στις χρηματοοικονομικές επιστήμες, ο όρος z_t αναφέρεται ως το σοκ (shock) της χρονοσειράς.

Το αυτοπαλινδρομούμενο μοντέλο $AR(p)$ έρχεται σε άμεση σχέση με την αυτοσυσχέτιση. Μικρή αυτοσυσχέτιση βραχείας κλίμακας σημαίνει αδυναμία πρόβλεψης με μοντέλο AR και άρα περιμένουμε τα AR μοντέλα να μην έχουν προβλεπτική ικανότητα σε χρονοσειρές μεταβολών που δεν έχουν σημαντικές συσχετίσεις.

Το πιο απλό μοντέλο που μπορούμε να σχηματίσουμε τότε είναι το αυτοπαλινδρομούμενο μοντέλο τάξης 1, $AR(1)$ (AutoRegressive model of order 1):

$$x_t = \varphi_1 x_{t-1} + z_t \quad (6.2)$$

Το πρόβλημα της πρόβλεψης στις χρονοσειρές τίθεται ως η εκτίμηση της τιμής του μεγέθους ενδιαφέροντος για T χρονικά βήματα μπροστά από μια δεδομένη χρονική στιγμή n , όταν γνωρίζουμε την τιμή του μεγέθους για όλες τις χρονικές στιγμές μέχρι το χρόνο n .

Θεωρούμε τη χρονοσειρά n παρατηρήσεων κάποιου μεγέθους $\{y_0, y_1, \dots, y_n\}$ και έστω ότι θέλουμε να προβλέψουμε την τιμή του δείκτη T χρονικές στιγμές μπροστά, y_{n+T} . Μαθηματικά το πρόβλημα της πρόβλεψης $\widehat{y_{n+T}} = y_n(T)$ δίνεται από την εύρεση της δεσμευμένης μέσης τιμής $y_n(T) = E[y_{n+T} | y_n, y_{n-1}, \dots]$, όπου στο συμβολισμό της πρόβλεψης T βημάτων μπροστά $y_n(T)$ (T -step ahead forecast), ο δείκτης n δηλώνει την αφετηρία της πρόβλεψης (forecast origin) και ο δείκτης T στην παρένθεση δηλώνει τον ορίζοντα της πρόβλεψης (forecast horizon). Φυσικά η πρόβλεψη γίνεται πιο πολύπλοκη (και αβέβαιη!) με το άνοιγμα του ορίζοντα πρόβλεψης T .

Για την ολοκλήρωση της γενικής διαδικασίας πρόγνωσης με AR μοντέλα και άλλα βήματα δύναται να κριθούν απαραίτητα, όπως η απαλοιφή της τάσης και της περιοδικότητας καθώς και η κατάλληλη προσαρμογή του εκάστοτε μοντέλου. Ωστόσο στα πλαίσια του **Μοντέλου Α** της παρούσας διπλωματικής εργασίας χρησιμοποιείται η πλέον απλή εφαρμογή της διαδικασίας με κάθε τιμή πρόβλεψης να παράγεται από την ιστορική παρατήρηση του αμέσως προηγούμενου χρονικού βήματος (lead time = 1), αφού πολλαπλασιασθεί με τον ωριαίο συντελεστή αυτοσυσχέτισης και αθροιστεί αλγεβρικά με την αντίστοιχη τυχαία μεταβλητή λευκού θορύβου.

6.3 Αποτελέσματα Πρωτογενούς Ανάλυσης

6.3.1 Στατιστικοί Δείκτες Επίδοσης

Τόσο στα αποτελέσματα της αιολικής πρόγνωσης όσο και στα αντίστοιχα της ενεργειακής γίνεται εφαρμογή των στατιστικών δεικτών επίδοσης, όπως αναλύθηκαν στο κεφάλαιο του μεθοδολογικού πλαισίου. Τα αποτελέσματα της αρχικής αυτής στατιστικής αξιολόγησης των προγνώσεων για τα πρωτογενή δεδομένα παρουσιάζονται στους πίνακες 6.1 και 6.2 αντίστοιχα.

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	4,10	0,02	-2,25	0,32	0,97	0,90	0,66	0,90	0,97	0,99	-0,22	0,95	0,90
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	3,72	0,00	0,00	0,29	1,00	0,92	0,71	0,92	0,98	1,00	0,00	0,96	0,92
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	1,83	-0,01	1,10	0,14	1,00	0,98	0,82	0,98	0,99	1,01	0,76	0,99	0,98
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	1,12	-0,09	9,37	0,09	1,00	0,99	0,88	0,99	1,00	1,06	0,91	1,00	1,00

Πίνακας 6.1: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ανεμολογικής πρόγνωσης για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	14,25	0,01	-12,77	0,55	0,99	0,70	0,68	0,70	0,92	1,00	0,02	0,85	0,72
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	14,37	0,00	0,00	0,55	1,00	0,70	0,69	0,70	0,92	1,00	0,00	0,85	0,72
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	6,83	-0,03	3,00	0,26	1,01	0,93	0,85	0,93	0,98	1,01	0,77	0,97	0,93
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	4,95	-0,11	10,80	0,19	1,01	0,96	0,90	0,96	0,99	1,04	0,88	0,98	0,97

Πίνακας 6.2: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ενεργειακής πρόγνωσης για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου

Όπως ήδη έχει αναφερθεί στην ενότητα 4.5 οι συγκεκριμένοι δείκτες αξιολογούν τις ανεμολογικές και ενεργειακές προγνώσεις ως προς την ακρίβεια, την αμεροληψία και άλλα χαρακτηριστικά, συγκρίνοντάς τες με τις ιστορικές παρατηρήσεις των αντίστοιχων χρονικών βημάτων. Όμως η έλλειψη ομοιογένειας στα κριτήρια αξιολόγησης καθιστά δυσχερή την ουσιαστική σύγκριση των αποτελεσμάτων της διαδικασίας αξιολόγησης. Επιπρόσθετα, εμφανής είναι η αδυναμία εξαγωγής γενικών συμπερασμάτων τα οποία να αφορούν τις κρίσιμες για την αιολική ενέργεια παραμέτρους της ενεργειακής και οικονομικής αξιοπιστίας και βιωσιμότητας.

Μέσω μια τέτοιας, κλασικής αξιολόγησης των προγνώσεων δεν είναι δυνατή η καθολική αποφυγή σημαντικών παρερμηνεύσεων της προγνωστικής αξιολόγησης, καθώς δε λαμβάνεται επ' ουδενί υπόψη η επίδραση της καμπύλης ισχύος, όπως αυτή αναλύθηκε στην ενότητα 3.3, ενώ καμία συσχέτιση δεν γίνεται με την οικονομική αποδοτικότητα που το υπό εξέταση προγνωστικό μοντέλο προσφέρει στο σύστημα παραγωγής. Είναι έτσι πιθανές περιπτώσεις ανεμολογικών προγνώσεων αξιολογησης σημειακής ακρίβειας να οδηγούν σε σημαντικά σφάλματα ως προς την παραγωγή ενέργειας και τις αντίστοιχες οικονομικές ζημιές (βλ. επίδραση της μετάβασης από τη Ζώνη 2 στη Ζώνη 3 της καμπύλης ισχύος), αλλά και αντίθετες περιπτώσεις με

σημειακά μεγαλύτερα σφάλματα στις ταχύτητες ανέμου να οδηγούν σε καλύτερη ενεργειακή αξιοπιστία λόγω καλής πρόβλεψης του εύρους ζώνης του εκάστοτε χρονικού βήματος.

6.3.2 Πιθανότητες Μετάβασης

Σε συνέχεια της προηγούμενης ανάλυσης υπολογίζονται σύμφωνα με τη μεθοδολογική προσέγγιση της ενότητας 4.4.2 οι πιθανότητες μετάβασης μεταξύ των ζωνών της καμπύλης ισχύος, με ιδιαίτερη έμφαση να δίνεται στις τιμές της πιθανότητας μετάβασης από τη Ζώνη 2 στη Ζώνη 3.

Τα αποτελέσματα για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου, για κάθε επιμέρους εμπειρικό μοντέλο πρόγνωσης, παρουσιάζονται στους πίνακες 6.3 – 6.7.

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	79,01%	20,99%	0,00%	0,00%
1	10,50%	88,23%	1,22%	0,05%
2	0,00%	24,69%	62,19%	13,12%
3	0,00%	1,37%	12,55%	86,08%

Πίνακας 6.3: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Ιστορικές παρατηρήσεις

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	69,25%	30,72%	0,01%	0,02%
1	15,48%	83,17%	1,29%	0,06%
2	0,00%	26,93%	60,07%	13,00%
3	0,06%	1,82%	13,00%	85,13%

Πίνακας 6.4: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Α

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	79,01%	20,99%	0,00%	0,00%
1	10,50%	88,23%	1,22%	0,05%
2	0,00%	24,69%	62,19%	13,12%
3	0,00%	1,37%	12,55%	86,08%

Πίνακας 6.5: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Β

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	68,73%	31,27%	0,00%	0,00%
1	15,07%	83,53%	1,35%	0,06%
2	0,00%	27,01%	59,43%	13,56%
3	0,00%	1,73%	12,95%	85,32%

Πίνακας 6.6: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Γ

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	74,98%	25,02%	0,00%	0,00%
1	8,66%	90,11%	1,17%	0,05%
2	0,05%	25,48%	61,27%	13,20%
3	0,00%	1,25%	12,71%	86,04%

Πίνακας 6.7: Πιθανότητες μετάβασης μεταξύ ζωνών της καμπύλης ισχύος για τα πρωτογενή δεδομένα εισόδου – Μοντέλο Δ

6.3.3 Εμπειρικός Ψευδοοικονομικός Δείκτης Επίδοσης

Στη συγκεκριμένη υποενότητα παρουσιάζονται πινακοποιημένα (Πίνακας 6.9-Πίνακας 6.16) τα αποτελέσματα των τιμών του Εμπειρικού Ψευδοοικονομικού Δείκτη Αξιολόγησης, όπως αυτός ορίστηκε στην υποενότητα 4.6, για τα πρωτογενή δεδομένα και τα διάφορα «σενάρια τιμολόγησης» που εφαρμόστηκαν. Αναφορικά με τα σενάρια τιμολόγησης στο Πίνακα 6.8 παρουσιάζονται οι αντίστοιχες τιμές βαθμολόγησης. Σημειώνεται επίσης πως στα πλαίσια της συγκεκριμένης εργασίας ο δείκτης λαμβάνει ως τιμές αναφοράς εκείνες που αντιστοιχούν στην υποθετική απόλυτη ταύτιση των προγνώσεων και των πραγματικών τιμών.

	Πρωτεύουσα Παραγωγή	Δευτερεύουσα Παραγωγή	Έλλειμμα
Σενάριο 1	1	0.3	-8
Σενάριο 2	1	0.5	-5
Σενάριο 3	1	0.3	-3
Σενάριο 4	1	0.5	-3
Σενάριο 5	1	0.3	-2
Σενάριο 6	1	0.5	-2
Σενάριο 7	1	0.3	-1
Σενάριο 8	1	0.5	-1

Πίνακας 6.8: Τιμές βαθμολόγησης ανά σενάριο αξιολόγησης

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,821	-0,892	0,029	0,025

Πίνακας 6.9: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 1

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,151	-0,197	0,383	0,385

Πίνακας 6.10: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 2

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,226	0,193	0,599	0,629

Πίνακας 6.11: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 3

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Α</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Β</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Γ</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Δ</i>
0,268	0,237	0,613	0,633

Πίνακας 6.12: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 4

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Α</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Β</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Γ</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Δ</i>
0,435	0,410	0,713	0,750

Πίνακας 6.13: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 5

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Α</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Β</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Γ</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Δ</i>
0,477	0,454	0,733	0,753

Πίνακας 6.14: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 6

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Α</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Β</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Γ</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Δ</i>
0,644	0,627	0,825	0,869

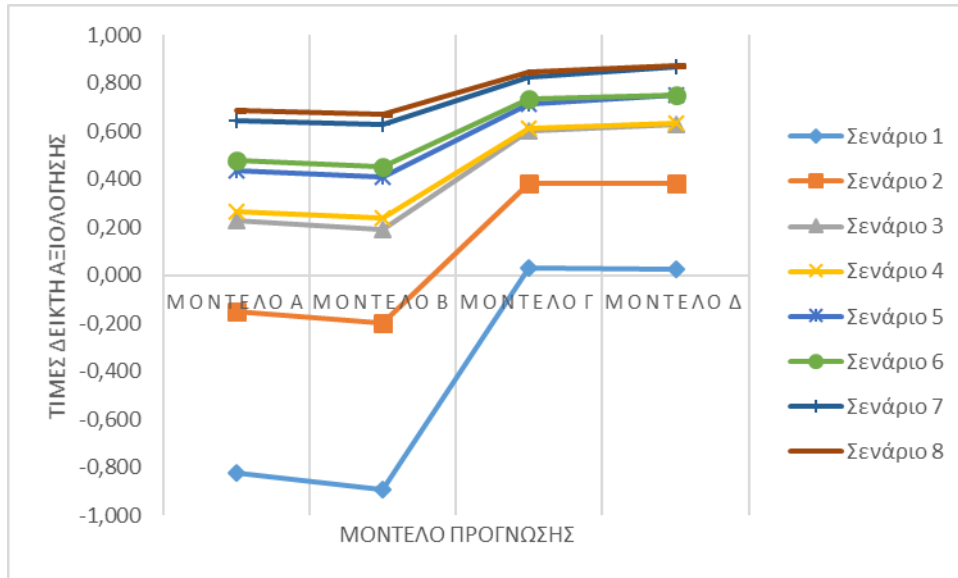
Πίνακας 6.15: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 7

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Α</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Β</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Γ</i>	<i>ΜΟΝΤΕΛΟ Δ</i>
0,686	0,671	0,845	0,872

Πίνακας 6.16: Τιμές εμπειρικού δείκτη αξιολόγησης για τα πρωτογενή δεδομένα – Σενάριο 8

Όπως φαίνεται και στο Γράφημα 6.2 παρά τις κατά τόπους σημαντικές διαφοροποιήσεις των τιμών του δείκτη μεταξύ αυστηρών και μετριοπαθών σεναρίων αξιολόγησης, η δομή του μεταξύ των επιμέρους μοντέλων παραμένει σταθερή, γεγονός που αποδεικνύει την αξιοπιστία εξαγωγής συμπερασμάτων ως προς την συγκριτική αξιολόγηση των επιμέρους μοντέλων και την έλλειψη κρίσιμης ευαισθησίας στις τιμές βαθμολόγησης.

Συνάμα, οι διακυμάνσεις των τιμών του δείκτη μεταξύ διαφορετικών «σεναρίων τιμολόγησης» δίνουν μια καλή εικόνα της διαφοροποίησης που μπορεί να παρουσιάζει η οικονομική αποδοτικότητα/βιωσιμότητα ενός συστήματος αιολικής ενέργειας για πανομοιότυπες αποδόσεις ενεργειακής κάλυψης, ανάλογα με το οικονομικό καθεστώς του εκάστοτε ενεργειακού χρηματιστηρίου, γεγονός που αναδεικνύει την εξαιρετική σημασία του σωστού σχεδιασμού των οικονομικών κανόνων της ενεργειακής αγοράς.



Γράφημα 6.2: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια για τα πρωτογενή δεδομένα

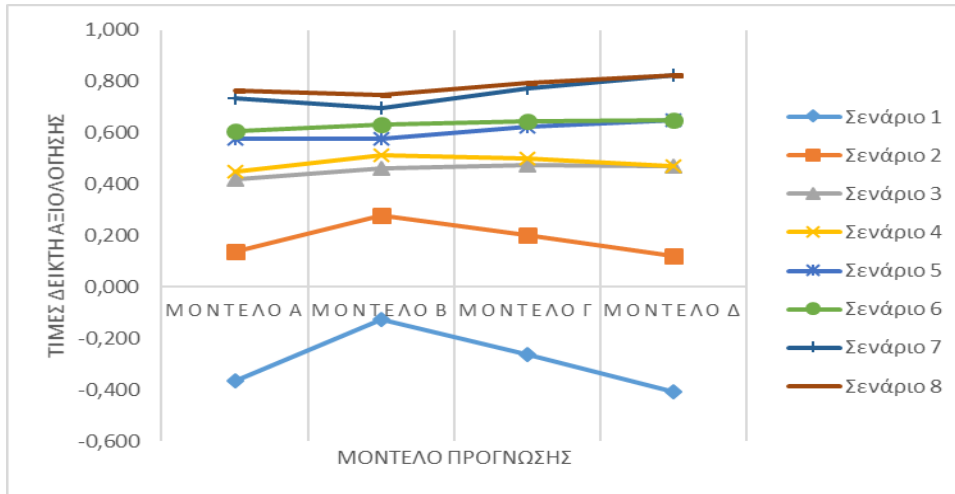
6.4 Δευτερογενή Δεδομένα Εισόδου

Τα αναλυτικά αποτελέσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας στα δευτερογενή δεδομένα παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β. Μέσω αυτής της διαδικασίας εφαρμογής σε ποικίλα δεδομένα εισόδου επιτυγχάνεται τόσο η επαλήθευση του μεθοδολογικού πλαισίου, όσο και η εξαγωγή γενικότερων συμπερασμάτων αναφορικά με τη συμπεριφορά και στατιστική δομή του εμπειρικού δείκτη επίδοσης, αλλά και η επίδραση των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των δεδομένων εισόδου στα τελικά αποτελέσματα.

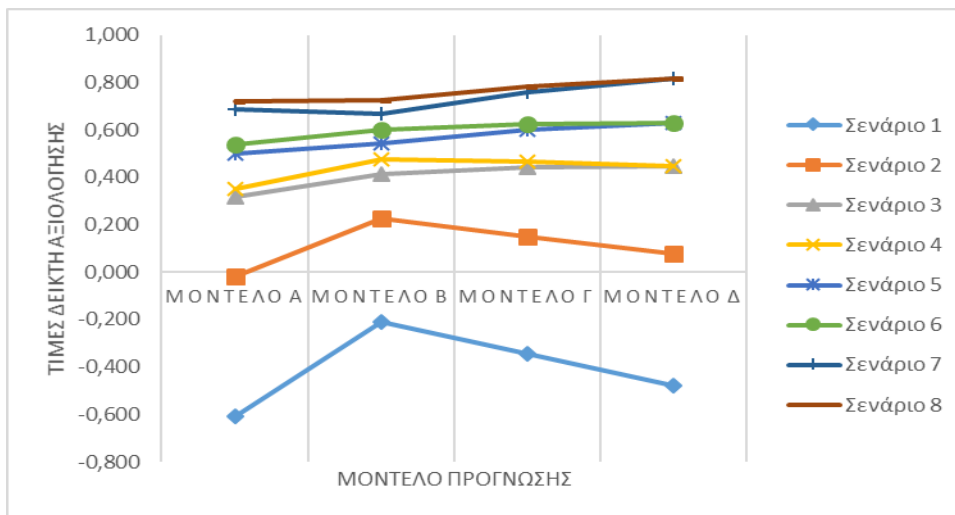
Στα ακόλουθα γραφήματα παρουσιάζονται (6.3 – 6.8) οι διαφοροποιήσεις των τιμών και η συμπεριφορά του δείκτη επίδοσης μεταξύ διαφορετικών σεναρίων αξιολόγησης για κάθε ψευδομοντέλο πρόγνωσης.

Αναφορικά με τη συμπεριφορά του δείκτη φαίνεται η γενικότερη διατήρηση της δομής του μεταξύ των επιμέρους μοντέλων, με φανερή τάση σταθεροποίησης και μείωσης των διαφοροποιήσεων στα πλέον ευνοϊκά σενάρια.

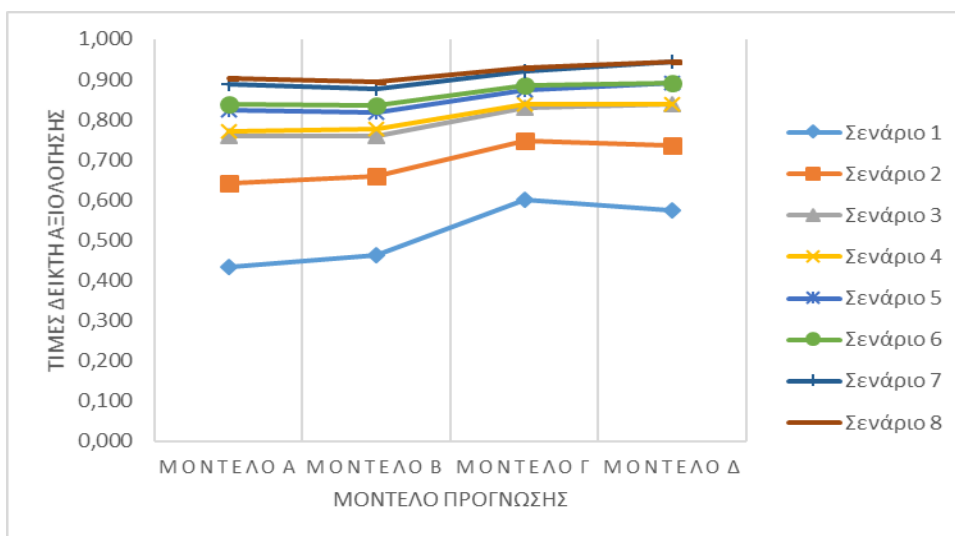
Αμελητέες αποκλίσεις από τη διατήρηση της δομής του δείκτη παρουσιάζονται στα ευνοϊκότερα σενάρια, όπου οι αρνητικές βαθμολογίες έχουν σημαντικά μικρότερη βαρύτητα στην τελική αξιολόγηση.



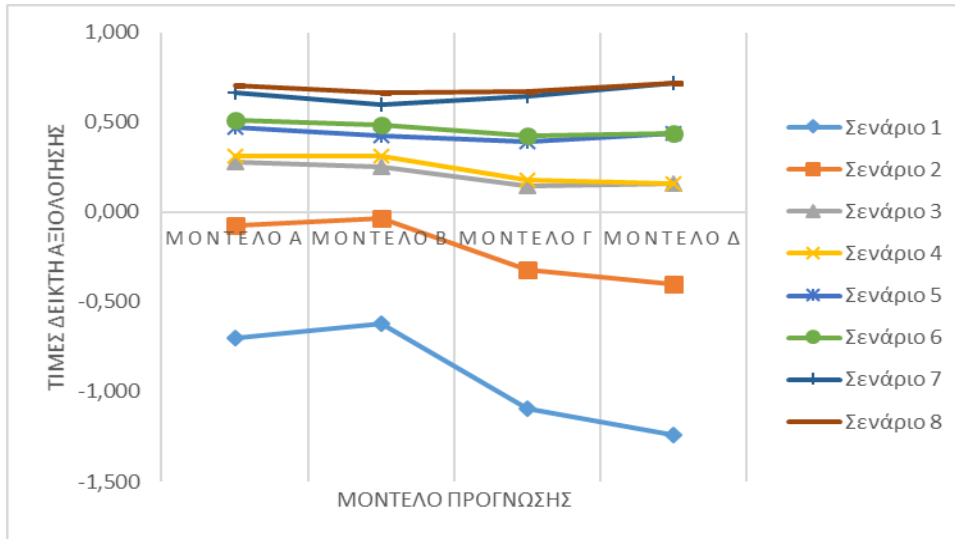
Γράφημα 6.3: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N3



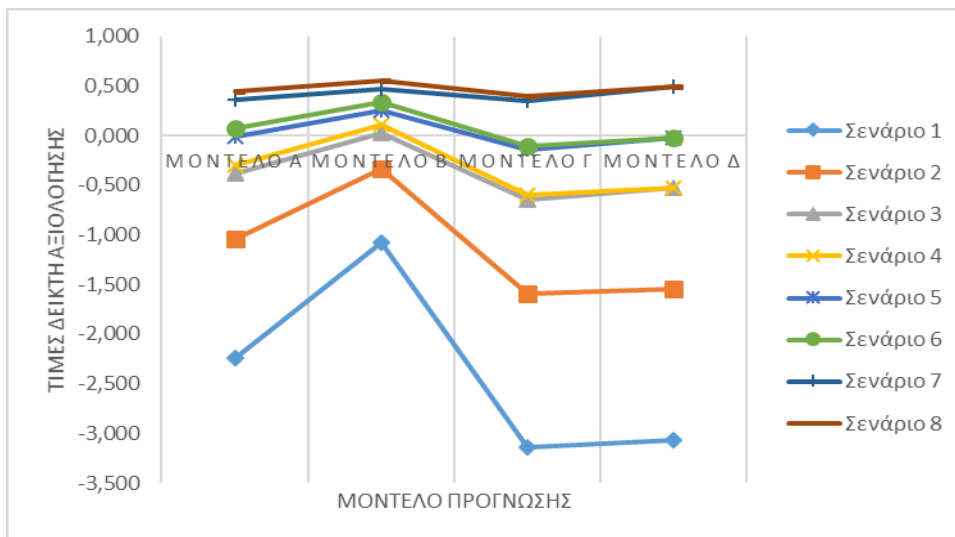
Γράφημα 6.4: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N6



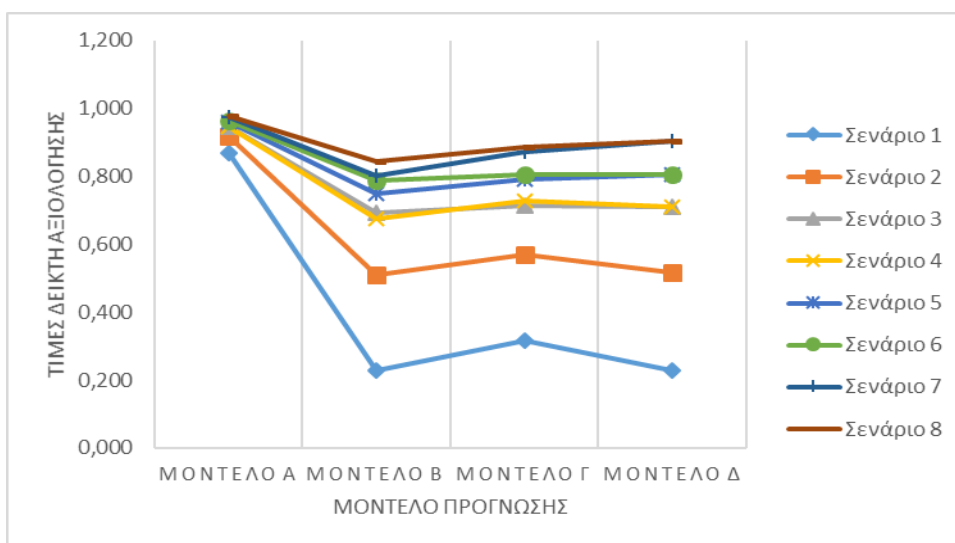
Γράφημα 6.5: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N119



Γράφημα 6.6: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N287



Γράφημα 6.7: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N1427



Γράφημα 6.8: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης για όλα τα σενάρια – Σταθμός N2715

7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ

7.1 Συμπεράσματα

Από την εφαρμογή του μεθοδολογικού πλαισίου και τη γενικότερη ερευνητική διαδικασία που πραγματεύεται η παρούσα διπλωματική εργασία εξάγονται σημαντικά συμπεράσματα αναφορικά με τις διαδικασίες πρόγνωσης στην αιολική ενέργεια και την αξιολόγηση αυτών.

Συγκεκριμένα, ήδη από τη διαδικασία εφαρμογής στατιστικών αδιάστατων δεικτών επίδοσης ξεχωριστά στις ανεμολογικές και ενεργειακές προγνώσεις, διαφαίνεται η σημαντική επίδραση της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας στα αποτελέσματα της ενεργειακής πρόγνωσης. Ωστόσο δεν είναι δυνατό να προσδιορισθεί εκ των προτέρων και καθολικά η φύση αυτής της επίδρασης, καθώς εξαρτάται άμεσα από τα ιδιαίτερα ανεμολογικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε περιοχής μελέτης. Έτσι για δεδομένα ανέμου με υψηλές τιμές ανέμου και συχνές μεταβάσεις μεταξύ Ζωνών 2 και 3 στην καμπύλη ισχύος, η τελευταία τείνει να οδηγεί σε διόγκωση των σφαλμάτων ανεμολογικής πρόγνωσης κατά τη μετάφρασή τους σε σφάλματα ενέργειας. Αντίθετα για ανέμους χαμηλότερης έντασης ή μικρότερης διασποράς η καμπύλη τείνει να βελτιώνει τις ενεργειακές προγνώσεις, χάρη στα σταθερά διαστήματα αποδιδόμενης ισχύος που χαρακτηρίζουν τις Ζώνες 0 και 2.

Συνάμα, με την ανάπτυξη του εμπειρικού δείκτη επίδοσης που περιγράφεται στην ενότητα 4.6 επιτυγχάνονται οι ακόλουθοι ερευνητικοί στόχοι:

- ✓ Η ποσοτικοποίηση της επίδρασης της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας στα αποτελέσματα της ενεργειακής πρόγνωσης,
- ✓ Η αξιολόγηση των ενεργειακών προγνώσεων με βασικό μηχανισμό την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας,
- ✓ Η συσχέτιση των προγνωστικών σφαλμάτων με την οικονομική αποδοτικότητα που προσφέρει στο σύστημα το εκάστοτε μοντέλο πρόβλεψης.

Αναφορικά με τη διερεύνηση της συμπεριφοράς του δείκτη επίδοσης φαίνεται η γενικότερη διατήρηση της δομής του μεταξύ των επιμέρους μοντέλων, με φανερή τάση σταθεροποίησης και μείωσης των διαφοροποιήσεων στα πλέον ευνοϊκά σενάρια.

Ωστόσο, το μικρό δείγμα δεδομένων χρονοσειρών ανέμου οδηγούν σε αδυναμία εξαγωγής ουσιαστικών συμπερασμάτων σχετικά με την ακριβή επίδραση των στατιστικών χαρακτηριστικών των ανεμολογικών δεδομένων αλλά και των υπολογισθέντων πιθανοτήτων μετάβασης στη δομή του δείκτη επίδοσης.

7.2 Προτάσεις για Περαιτέρω Διερεύνηση

Στην παρούσα υποενότητα προτείνονται προσθήκες και βελτιώσεις της μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε και θέτονται νέοι ερευνητικοί στόχοι.

Συγκεκριμένα προτείνονται:

- Εφαρμογή της μεθοδολογίας σε πραγματικά επιχειρησιακά μοντέλα πρόγνωσης και αξιολόγηση αυτών,

- Εφαρμογή της μεθοδολογίας σε προγνώσεις μεγαλύτερου lead time και σε μελέτες προσομοίωσης χρηματιστηρίου ενέργειας,
- Εφαρμογή σε εκτενές δείγμα δεδομένων εισόδου ή/και σε συνθετικές χρονοσειρές δεδομένων χαρακτηριστικών με στόχο την εξαγωγή συμπερασμάτων αναφορικά με την επίδραση των ανεμολογικών στατιστικών χαρακτηριστικών στα αποτελέσματα της αξιολόγησης,
- Εκτενής ανάλυση ευαισθησίας του εμπειρικού δείκτη με χρήση πραγματικών μεγεθών τιμολόγησης σε διαδικασία αξιολόγησης επιχειρησιακών μοντέλων,
- Υιοθέτηση της διαδικασίας αξιολόγησης σε μελέτες ανάπτυξης προγνωστικών μοντέλων κατά της διαδικασία της εκπαίδευσης και βελτιστοποίησης
- Εφαρμογή σε συστήματα πολλαπλών ανεμογεννητριών με διαφορετικές καμπύλες ισχύος
- Ανάπτυξη μεθοδολογίας βελτιστοποίησης σχεδιασμού αιολικών συστημάτων για διάφορα μοντέλα πρόγνωσης με βάση τη βέλτιστη οικονομική αποδοτικότητα και προσομοίωση της ενεργειακής αγοράς
- Ανάπτυξη νέων μέτρων αξιολόγησης συνυπολογίζοντας τον εμπειρικό δείκτη επίδοσης και τα χαρακτηριστικά των δεδομένων εισόδου αλλά και των μοντέλων πρόγνωσης

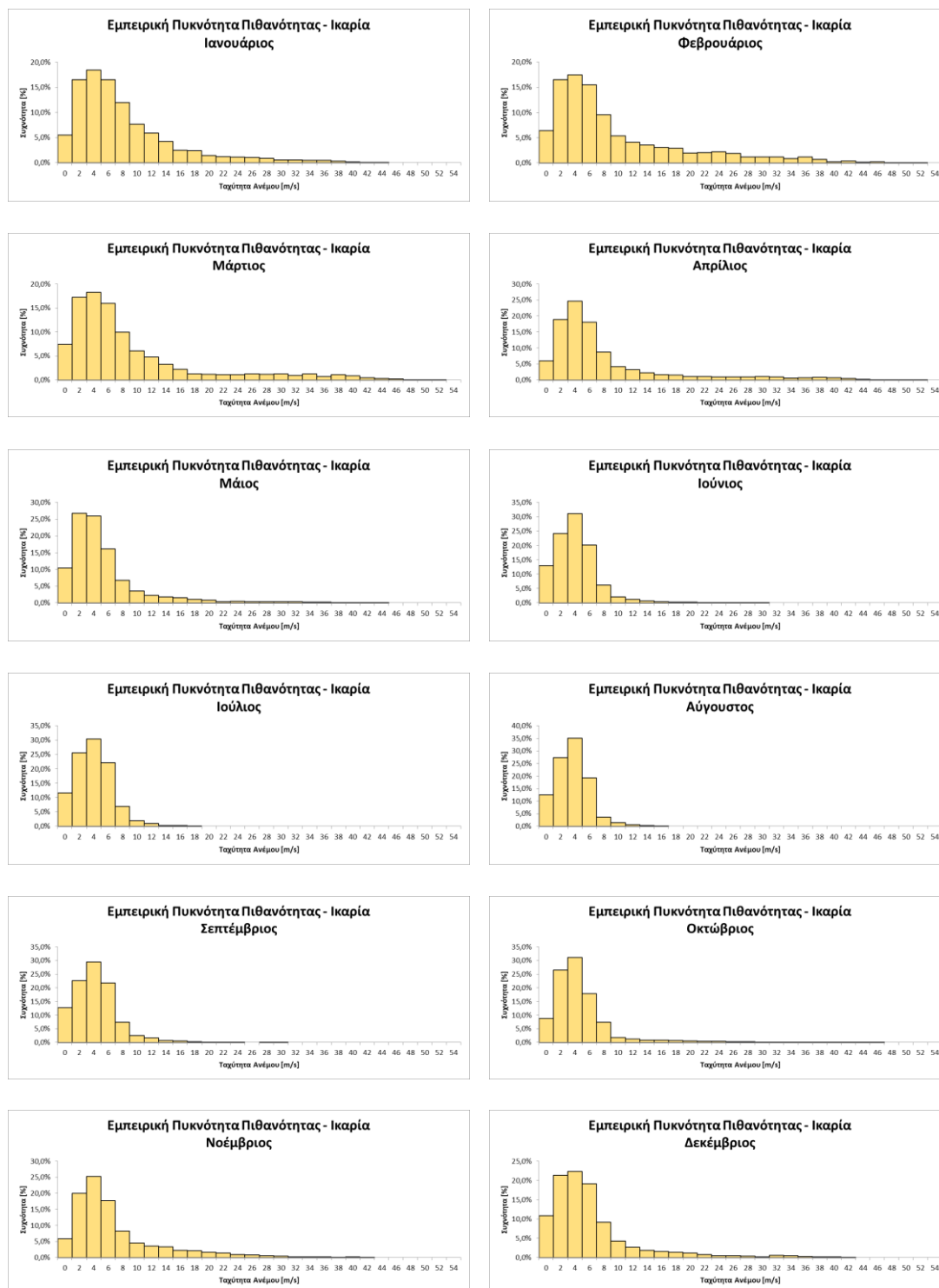
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Α. Γκολέμης, Στοχαστική διερεύνηση και προσομοίωση της ταχύτητας του ανέμου - Εφαρμογή στην διαχείριση αιολικής εγκατάστασης, Διπλωματική εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος – Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Φεβρουάριος 2019.
2. Α Φιλίππιδου, Στατιστική και στοχαστική ανάλυση της ωριαίας ταχύτητας ανέμου για την προσομοίωση παραγωγής αιολικής ενέργειας. Εφαρμογή σε σταθμούς της Κεντρικής Ελλάδας, Διπλωματική εργασία, 215 pages, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος – Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Ιούλιος 2015.
3. Ανδρίτσος, Ν., Ενέργεια και περιβάλλον, Διδακτικές σημειώσεις, 324 σελίδες, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Βόλος, 2008.
4. Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας, 32 σελίδες, Δεκέμβριος 2014. (<http://www.admie.gr/>)
5. Γ. Παπαχαραλάμπους, Θεωρητική και εμπειρική σύγκριση στοχαστικών μεθόδων και μεθόδων μηχανικής μάθησης στην πρόβλεψη υδρολογικών διεργασιών, Μεταπτυχιακή εργασία, 372 pages, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος – Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Οκτώβριος 2016.
6. Δημάκος, Ι., Στοχαστική ανάλυση και προσομοίωση πολλαπλής κλίμακας του ανέμου στην Ελλάδα, Μεταπτυχιακή εργασία, σελ. 7-8, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2014. (<http://www.itia.ntua.gr/en/docinfo/1446/>)
7. Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), Η στατιστική της αιολικής ενέργειας για το 2014. (<http://eletaen.gr/>)
8. Ιωάννου, Χ., Στοχαστική προσομοίωση και βελτιστοποίηση υβριδικού συστήματος ανανεώσιμης ενέργειας, Διπλωματική εργασία, 122 σελίδες, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2012.
9. Κουτσογιάννης, Δ., και Θ. Ξανθόπουλος, Τεχνική Υδρολογία, Έκδοση 3, 418 σελίδες, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 1999. (<http://www.itia.ntua.gr/el/docinfo/115/>)
10. Κουτσογιάννης, Δ., Στατιστική Υδρολογία, Έκδοση 4, 312 σελίδες, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 1997. (<http://www.itia.ntua.gr/el/docinfo/122/>)
11. Κουτσογιάννης, Δ., Σημειώσεις Στοχαστικών Μεθόδων στους Υδατικούς Πόρους, Έκδοση 4, 100 σελίδες, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2013. (<http://www.itia.ntua.gr/el/docinfo/207/>)
12. Λογισμικό Υδρογνώμων (www.itia.ntua.gr/help/misc/hydrognomon-el/)
13. Μαμάσης, Ν., Αιολική Ενέργεια, Σημειώσεις Εισαγωγής στην Ενεργειακή Τεχνολογία, 26 σελίδες, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2013. (http://users.itia.ntua.gr/nikos/energy/ene_wind_13.pdf)
14. Παππά, Ι., Πιθανοτική ανάλυση της ταχύτητας του ανέμου και διερεύνηση της αιολικής παραγωγής στον Ελλαδικό χώρο, Διπλωματική εργασία, σελ. 4, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2014. (<http://www.itia.ntua.gr/en/docinfo/1479/>)

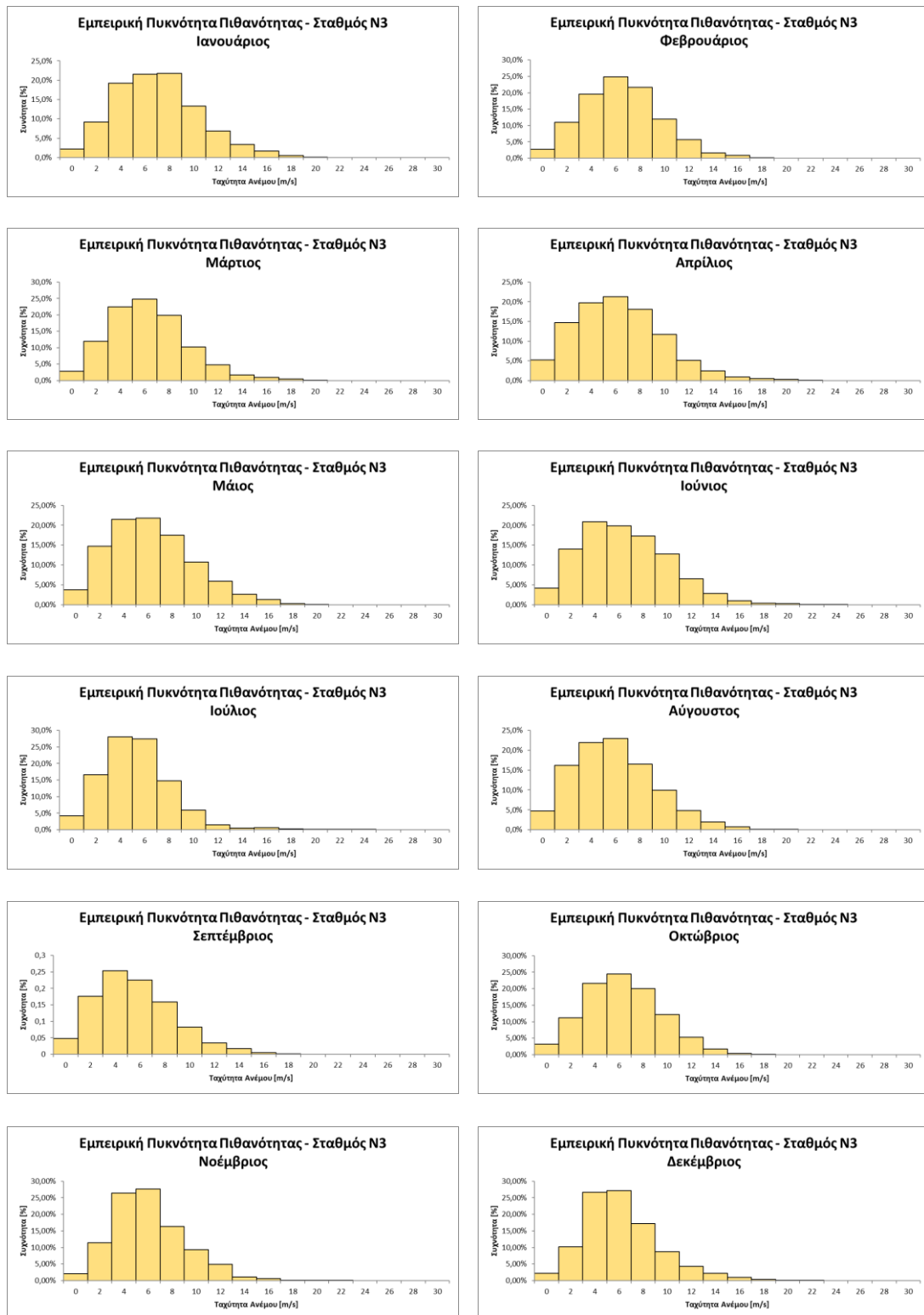
15. Τσεκούρας, Γ., Στοχαστική ανάλυση και προσομοίωση υδρομετεωρολογικών διεργασιών σχετικών με την αιολική και ηλιακή ενέργεια, Διπλωματική εργασία, 246 σελίδες, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2012. (<http://www.itia.ntua.gr/el/docinfo/1300/>)
16. G. Papacharalampous, H. Tyralis, A. Langousis, A. W. Jayawardena, B. Sivakumar, N. Mamassis, A. Montanari, and D. Koutsoyiannis, Probabilistic hydrological post-processing at scale: Why and how to apply machine-learning quantile regression algorithms, *Water*, doi:10.3390/w11102126, 2019.
17. G. Papacharalampous, H. Tyralis, and D. Koutsoyiannis, Comparison of stochastic and machine learning methods for multi-step ahead forecasting of hydrological processes, *Stochastic Environmental Research & Risk Assessment*, doi:10.1007/s00477-018-1638-6, 2019.
18. I. Tsoukalas, C. Makropoulos, and D. Koutsoyiannis, Simulation of stochastic processes exhibiting any-range dependence and arbitrary marginal distributions, *Water Resources Research*, 54 (11), 9484–9513, doi:10.1029/2017WR022462, 2018.
19. G. Papacharalampous, H. Tyralis, and D. Koutsoyiannis, One-step ahead forecasting of geophysical processes within a purely statistical framework, *Geoscience Letters*, 5, 12, doi:10.1186/s40562-018-0111-1, 2018.
20. G. Papacharalampous, H. Tyralis, and D. Koutsoyiannis, Forecasting of geophysical processes using stochastic and machine learning algorithms, *European Water*, 59, 161–168, 2017.
21. G. Karakatsanis, D. Roussis, Y. Moustakis, N. Gournari, I. Parara, P. Dimitriadis, and D. Koutsoyiannis, Energy, variability and weather finance engineering, *Energy Procedia*, 125, 389–397, doi:10.1016/j.egypro.2017.08.073, 2017.
22. H. Tyralis, G. Karakatsanis, K. Tzouka, and N. Mamassis, Exploratory data analysis of the electrical energy demand in the time domain in Greece, *Energy*, 134 (902-918), 16 pages, doi:10.1016/j.energy.2017.06.074 0360-5442, 2017.
23. I. Deligiannis, P. Dimitriadis, O. Daskalou, Y. Dimakos, and D. Koutsoyiannis, Global investigation of double periodicity of hourly wind speed for stochastic simulation; application in Greece, *Energy Procedia*, 97, 278–285, doi:10.1016/j.egypro.2016.10.001, 2016.
24. Wikipedia, the free encyclopedia (<http://en.wikipedia.org/>)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

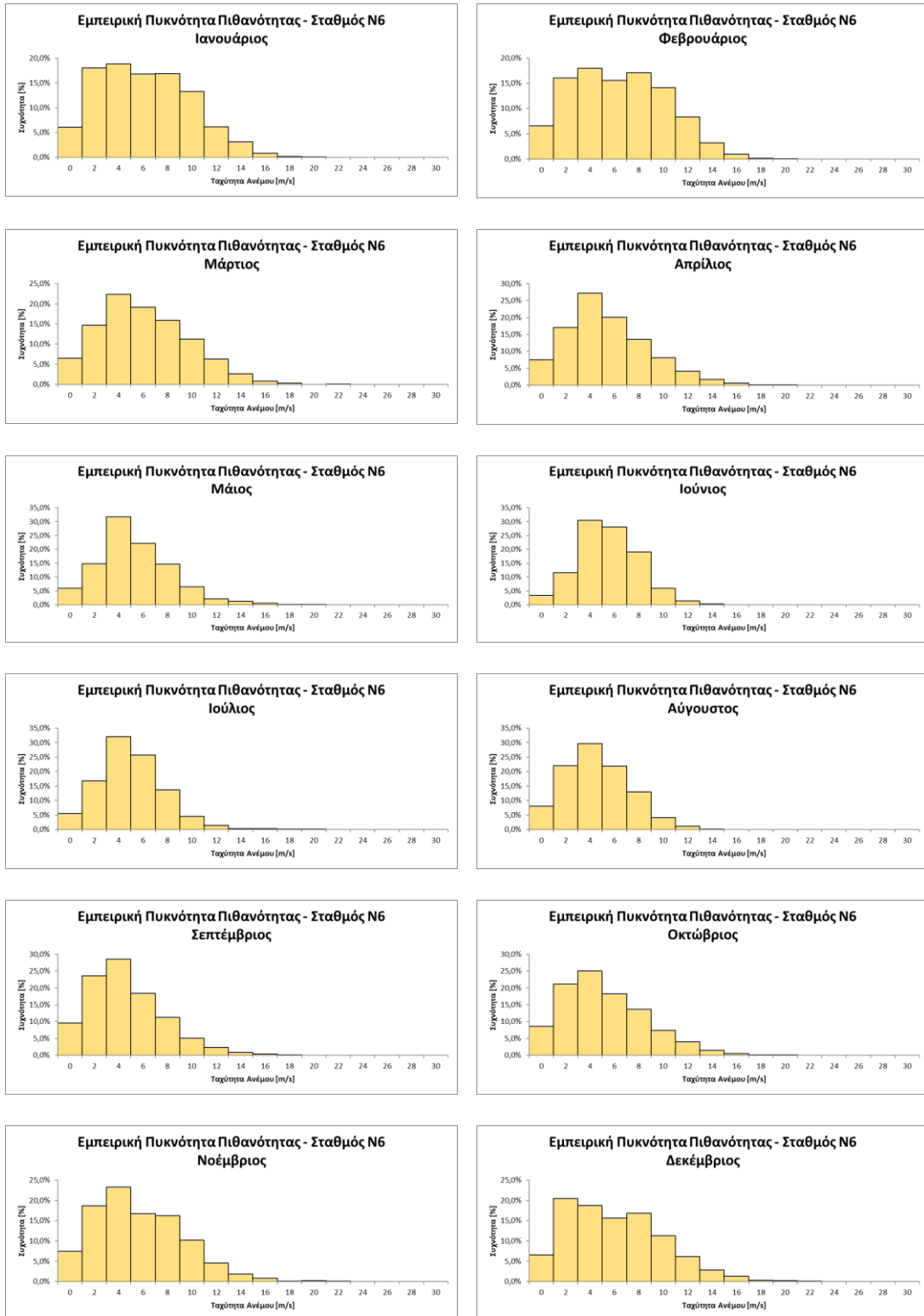
Α.1 Εμπειρική Πυκνότητα Πιθανότητας



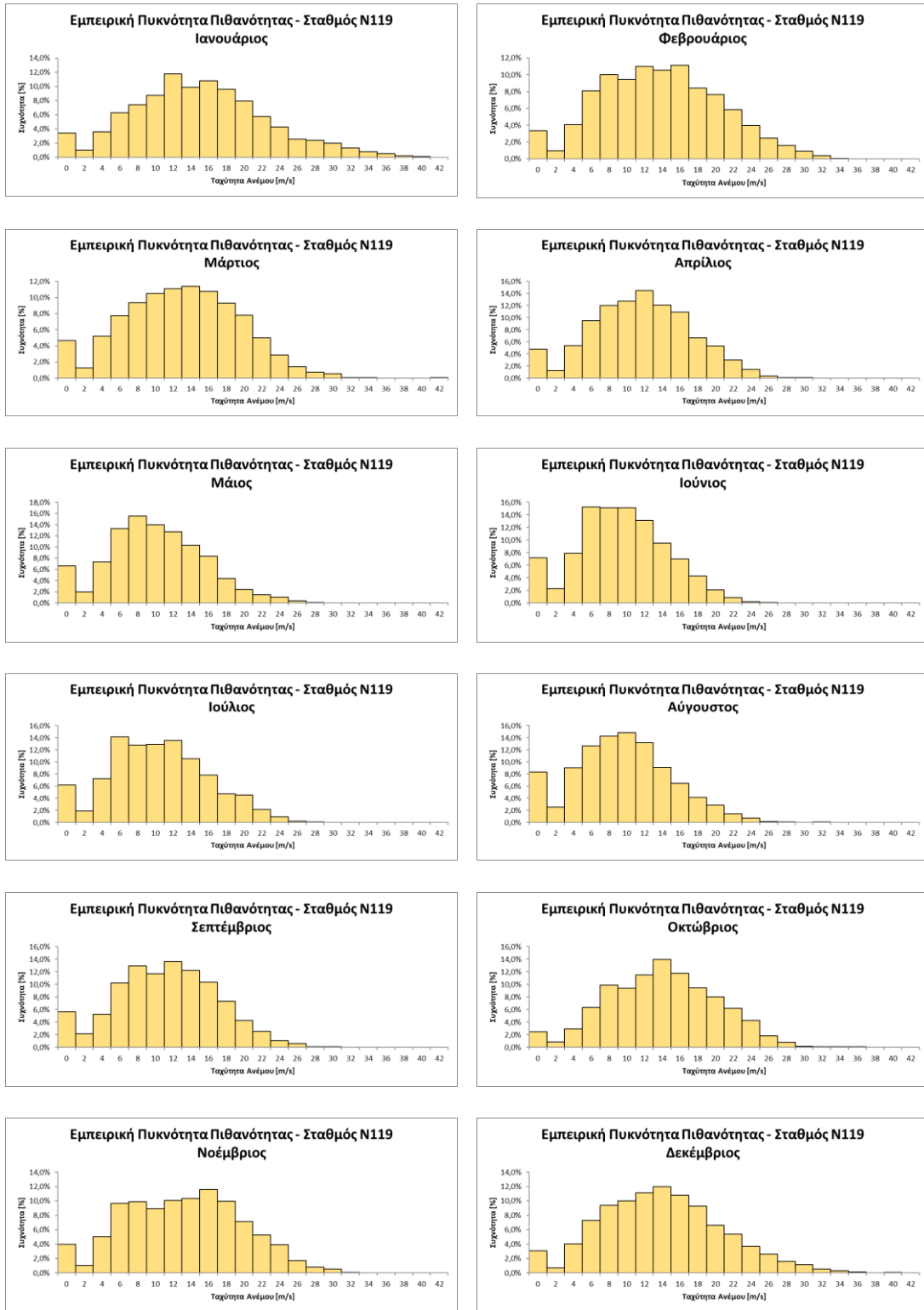
Γράφημα Α.1: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός Ικαρία



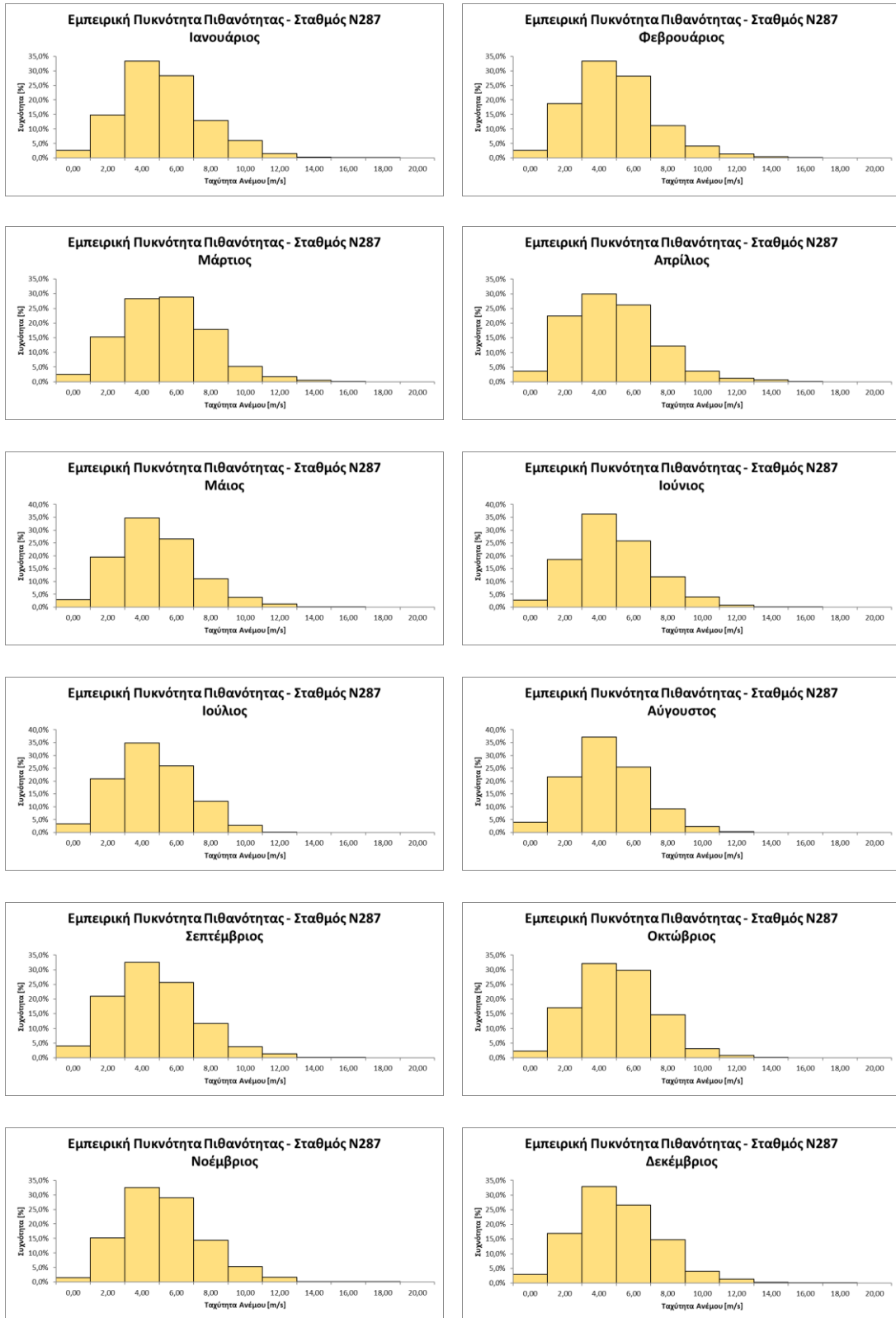
Γράφημα Α.2: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός Ν3



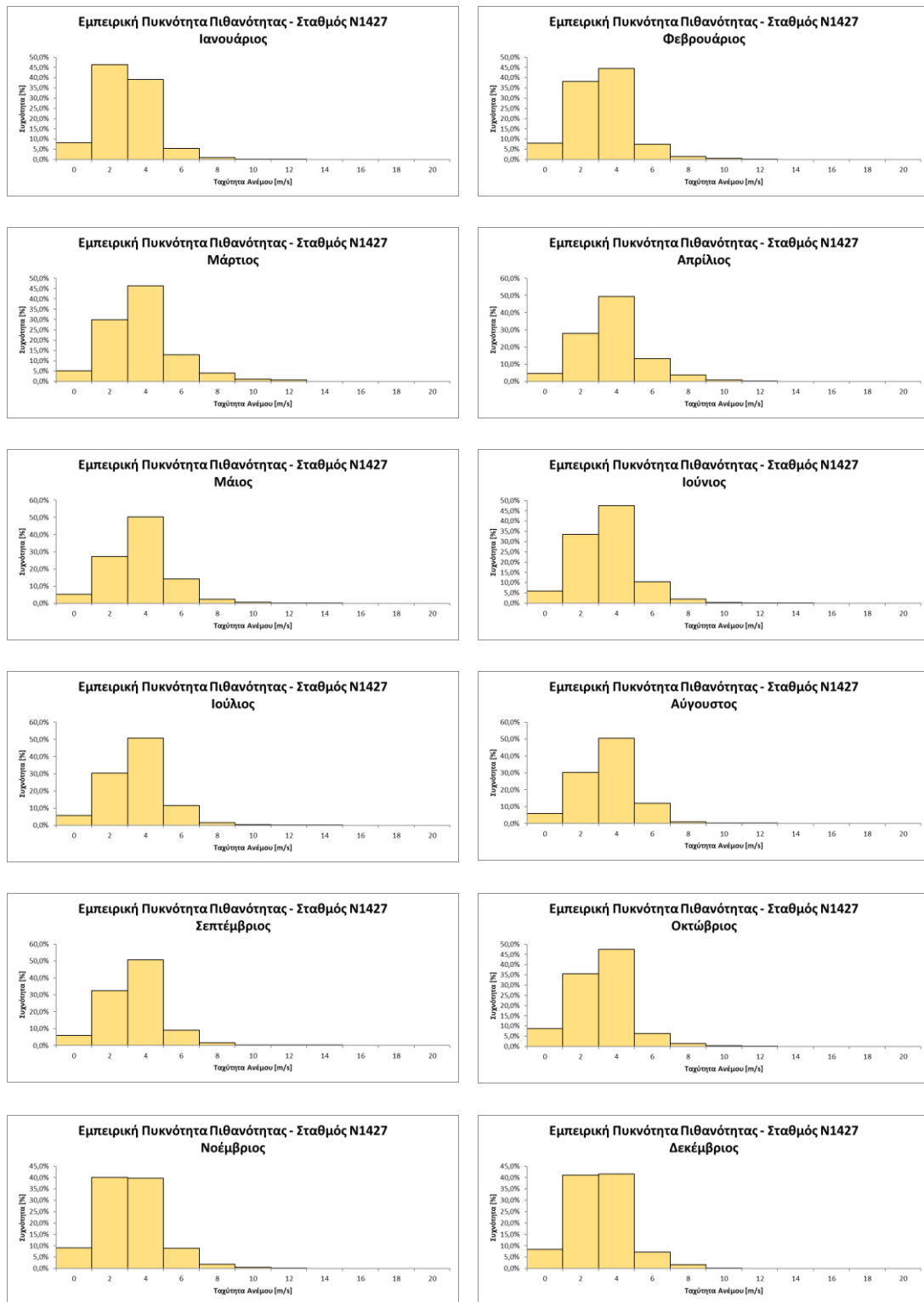
Γράφημα Α.3: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός Ν6



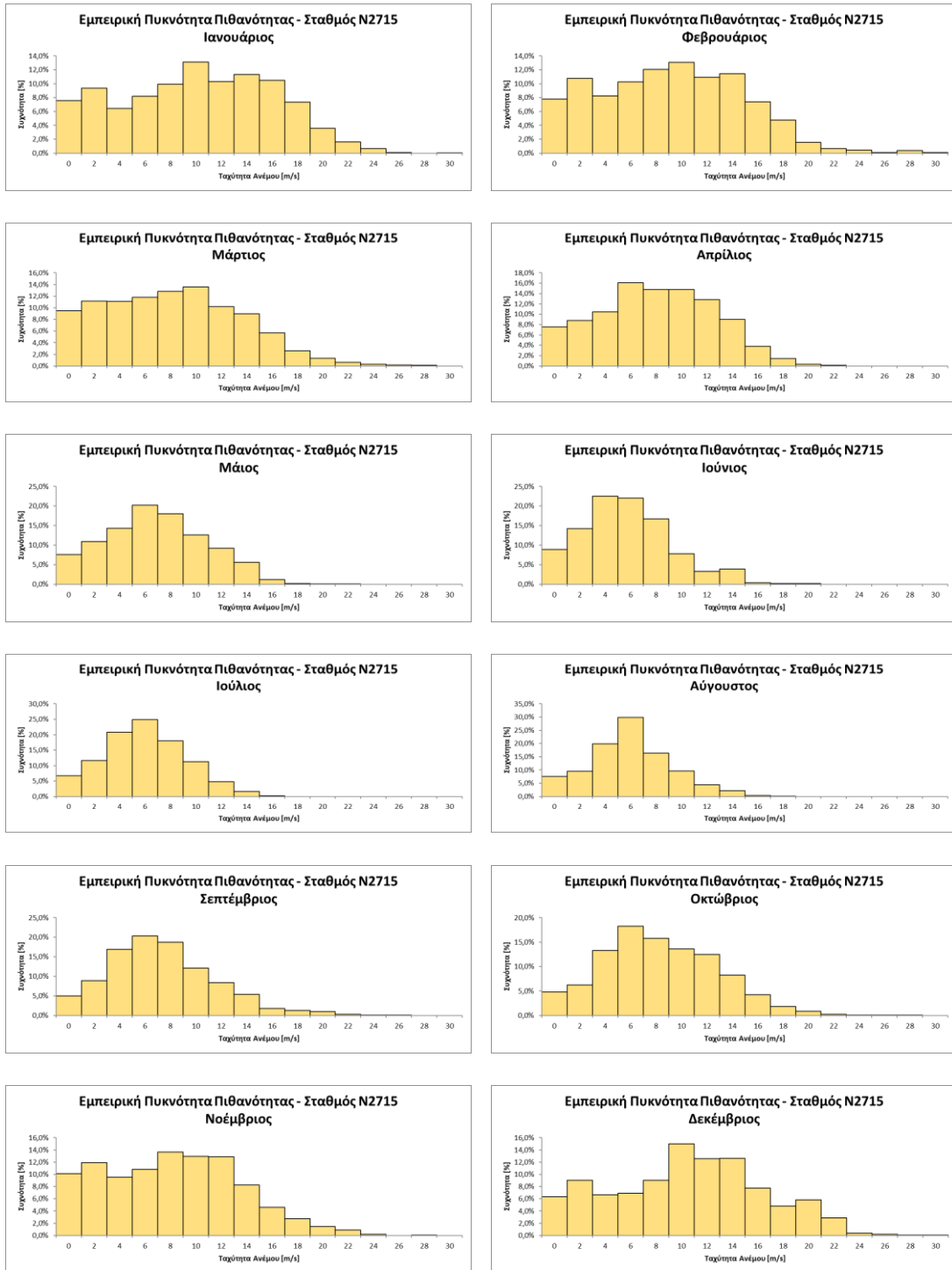
Γράφημα Α.4: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N119



Γράφημα Α.5: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός Ν287

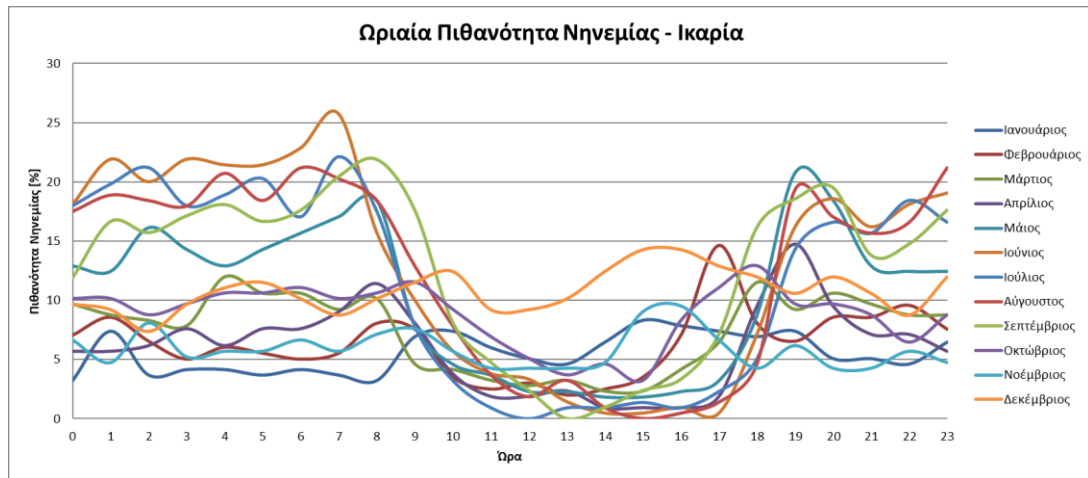


Γράφημα Α.6: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N1427

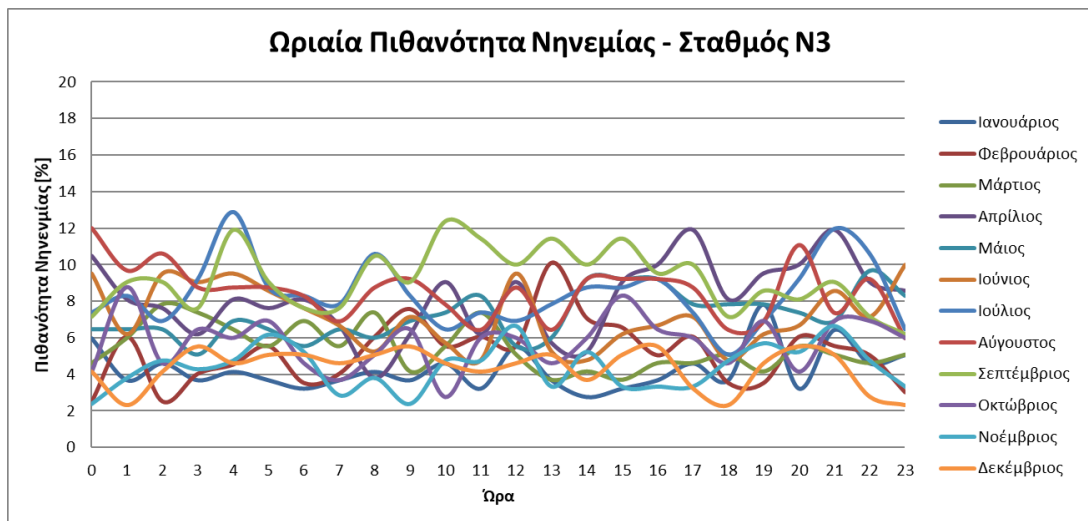


Γράφημα Α.7: Εμπειρική πυκνότητα πιθανότητας ανά μήνα – Σταθμός N2715

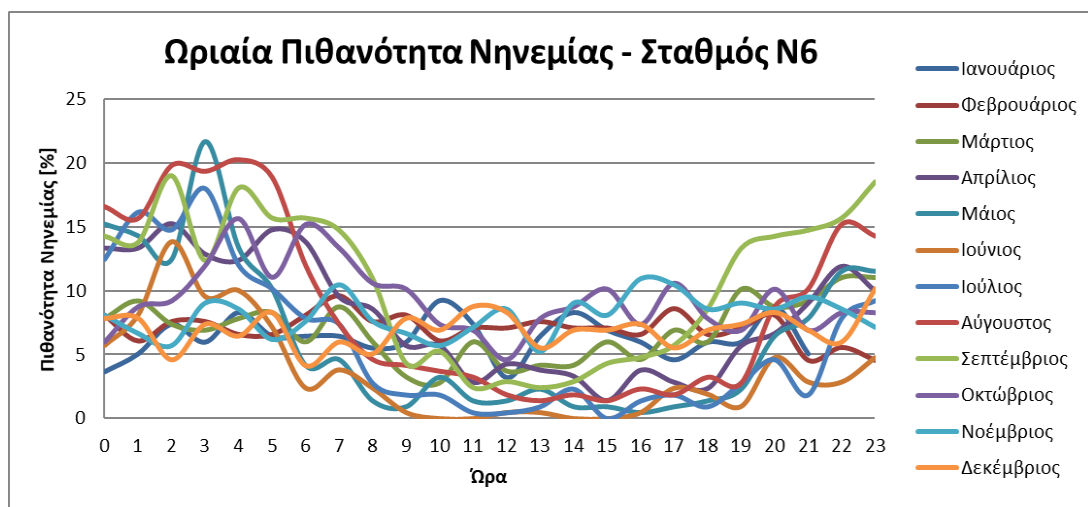
Α.2 Ωριαία Πιθανότητα Νηνεμίας



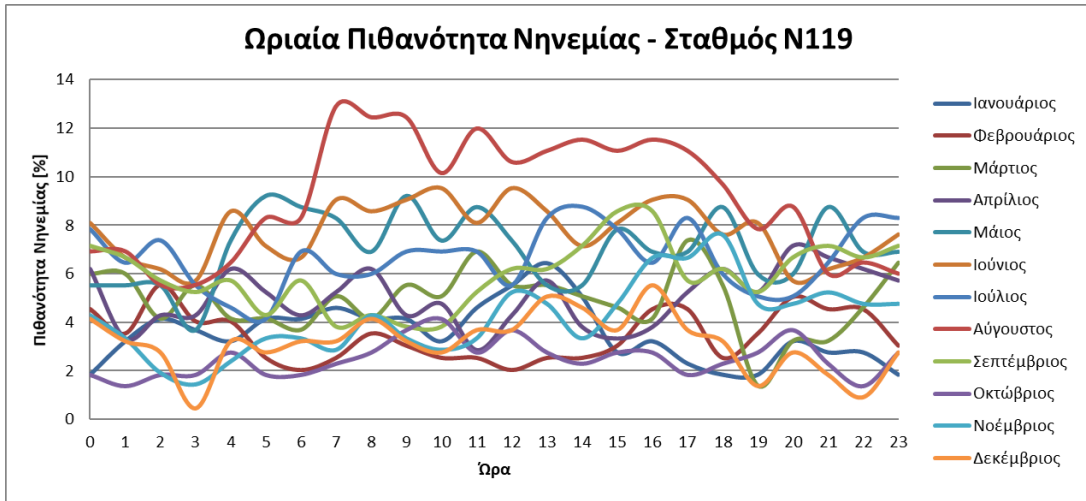
Γράφημα Α.8: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας



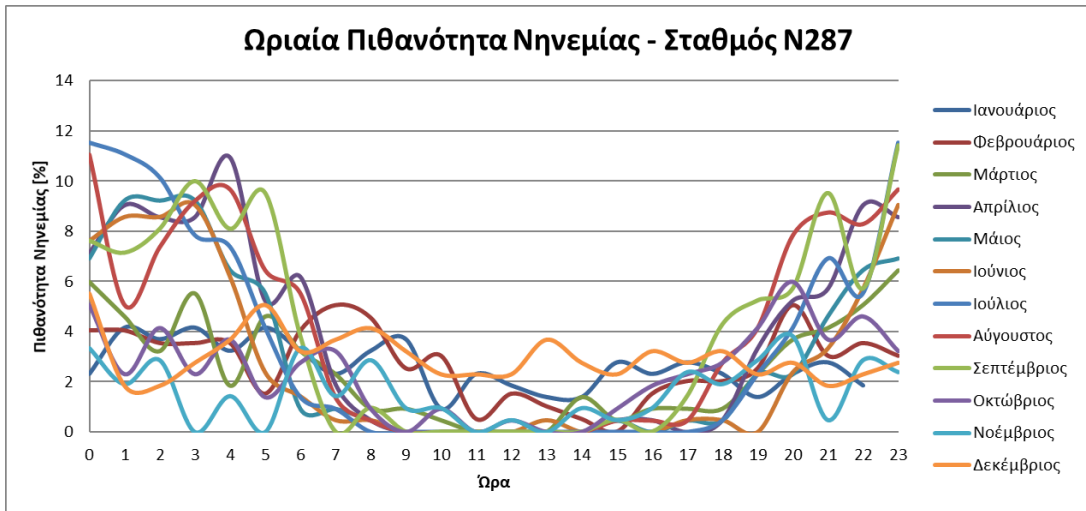
Γράφημα Α.9: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός Ν3



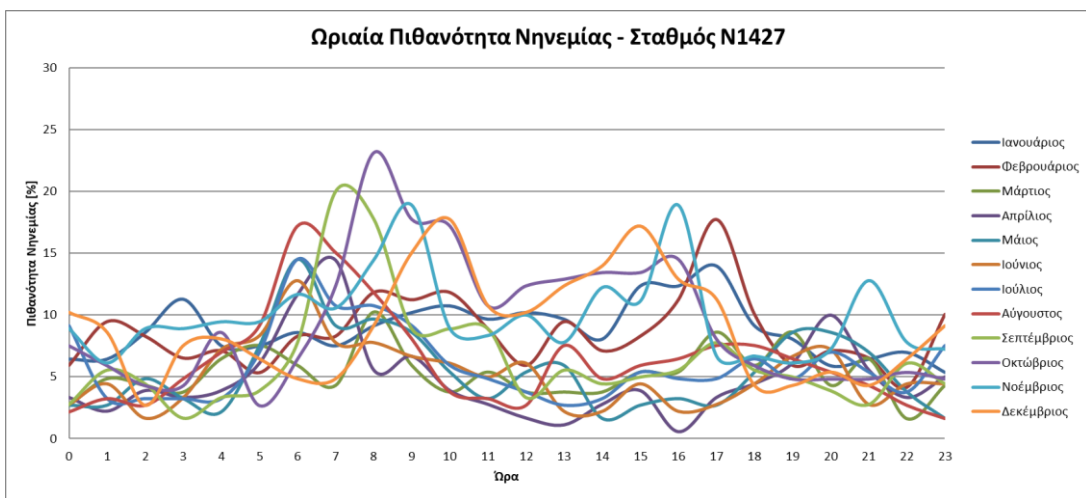
Γράφημα Α.10: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός Ν6



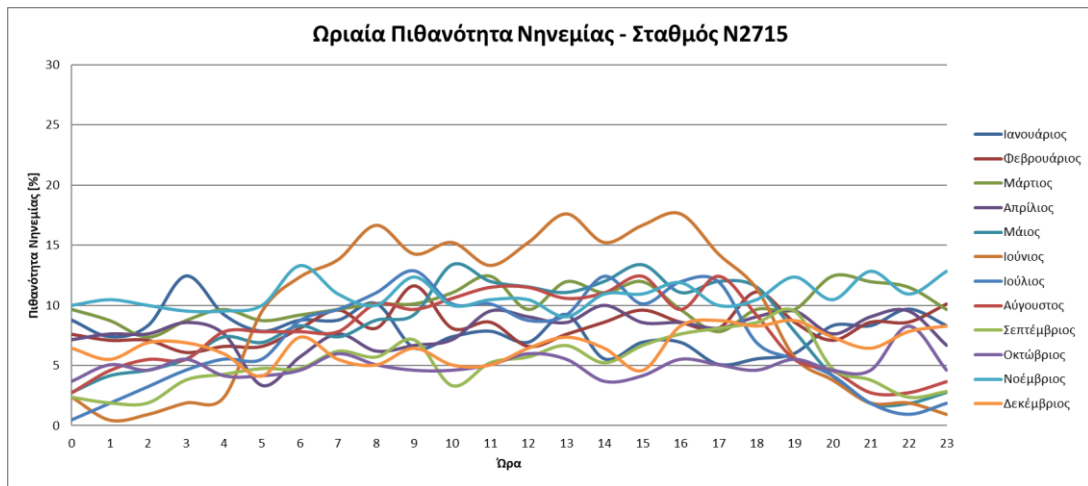
Γράφημα A.11: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N119



Γράφημα A.12: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N287

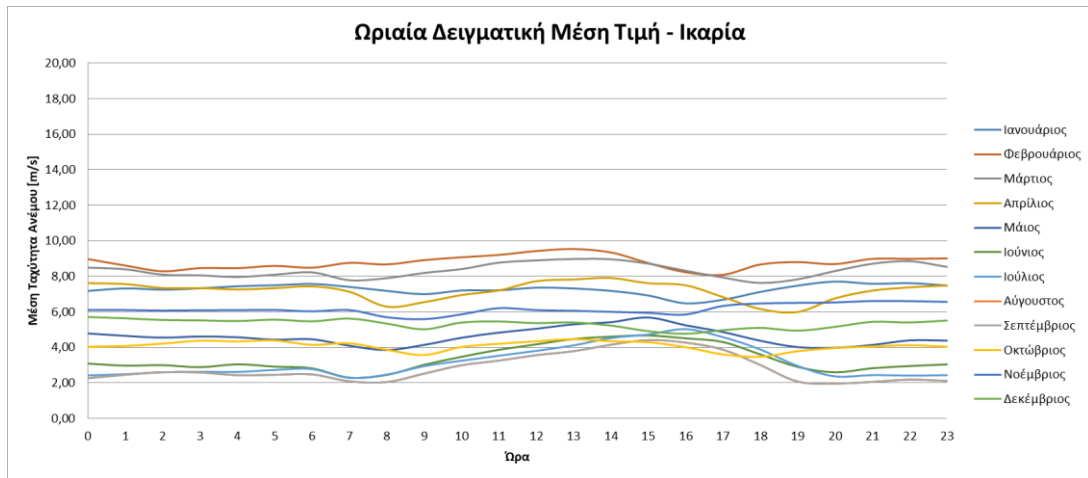


Γράφημα A.13: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N1427

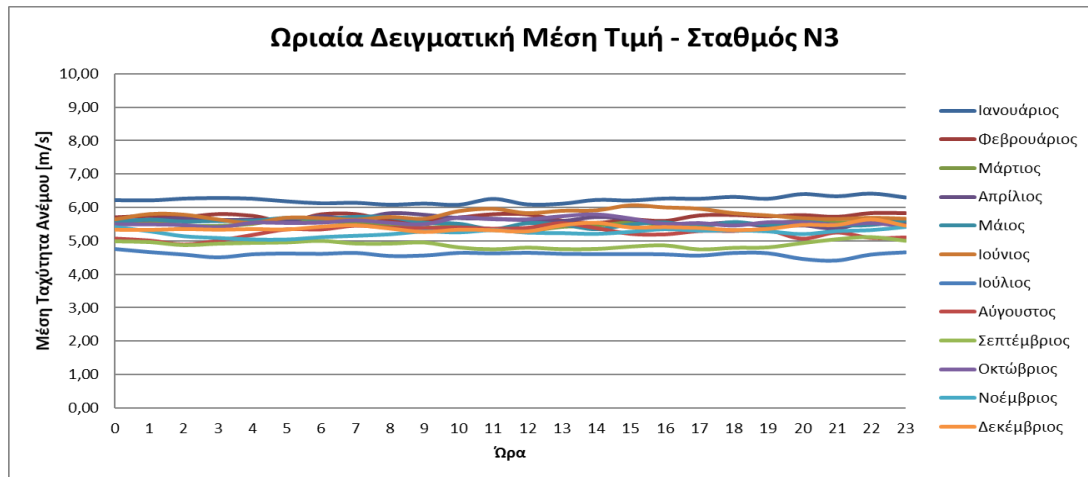


Γράφημα Α.14: Ωριαία πιθανότητα νηνεμίας ανά μήνα – Σταθμός N2715

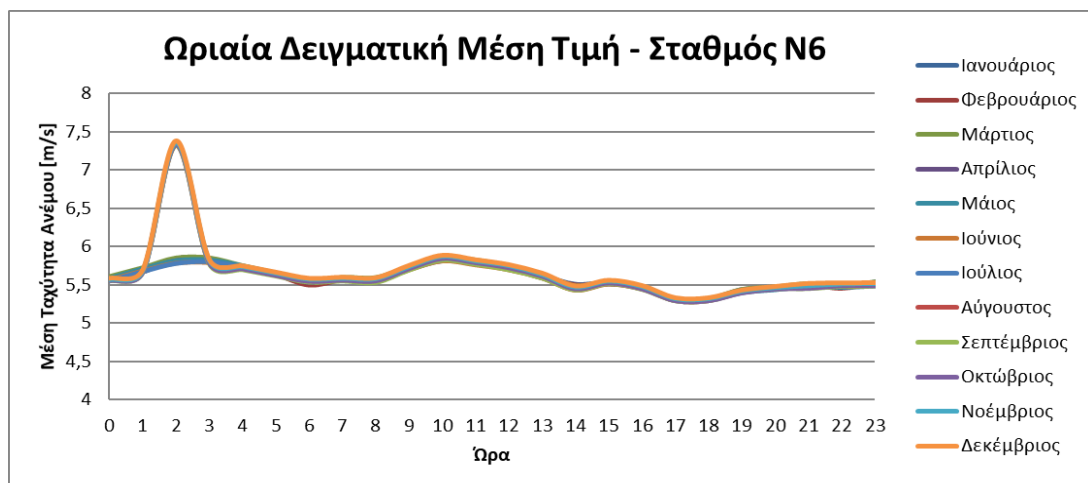
Α.3 Δειγματική Μέση Τιμή



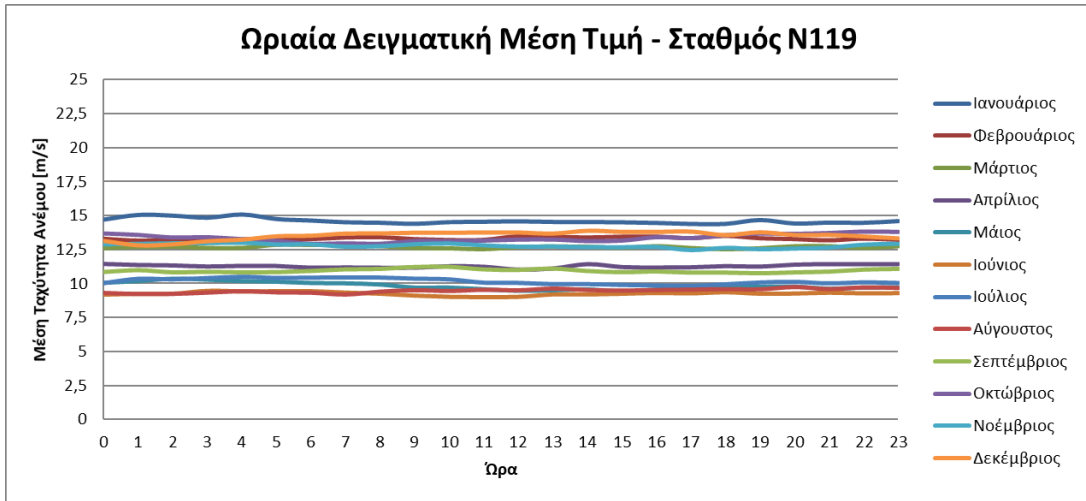
Γράφημα Α.15: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας



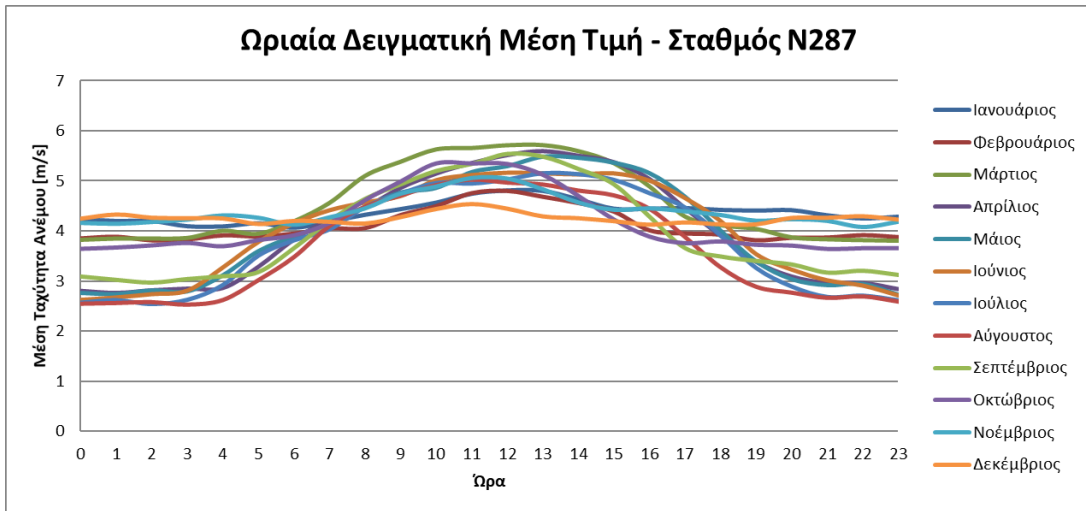
Γράφημα Α.16: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός Ν3



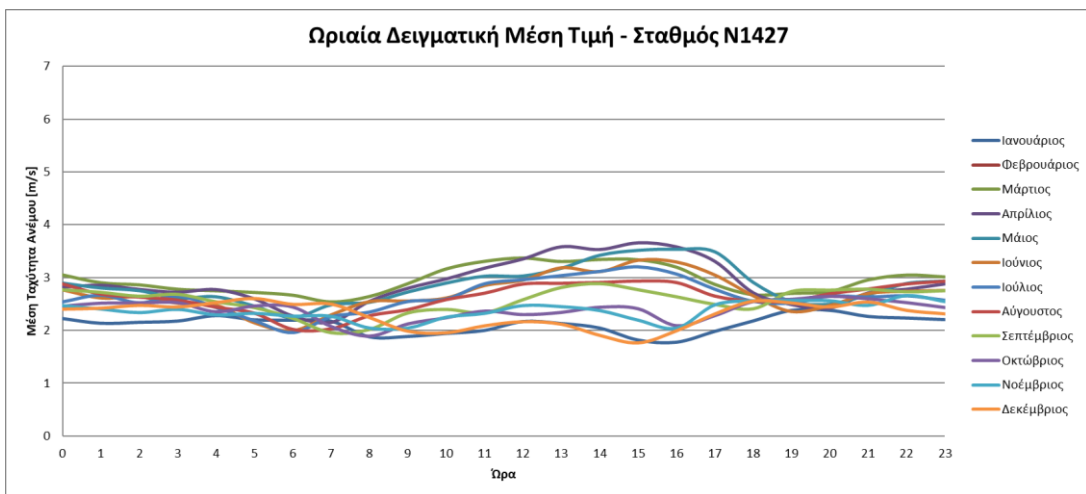
Γράφημα Α.17: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός Ν6



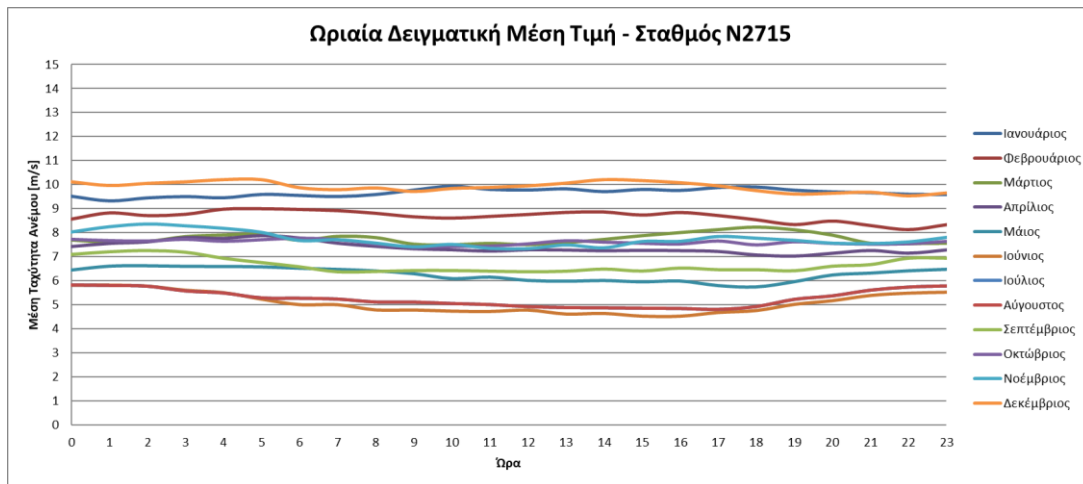
Γράφημα A.18: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N119



Γράφημα A.19: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N287

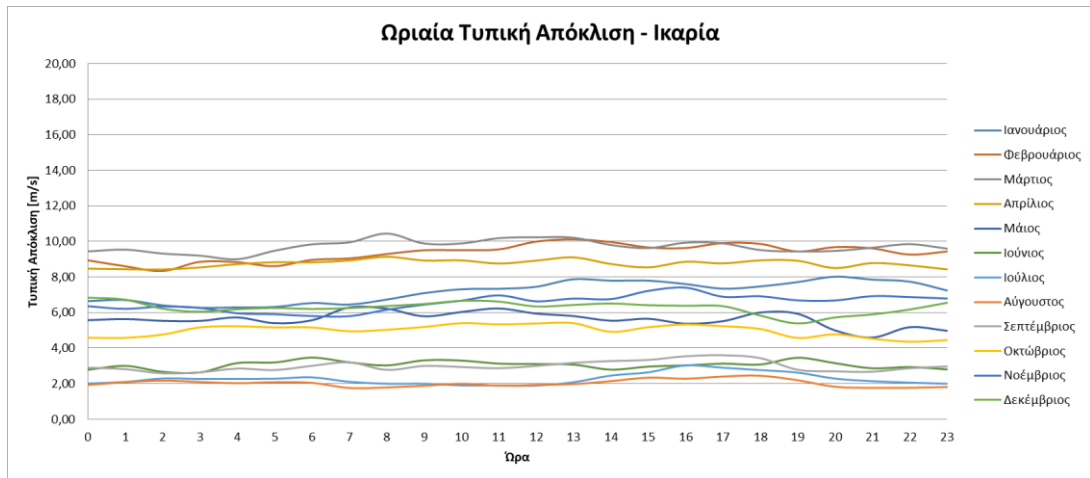


Γράφημα A.20: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N1427

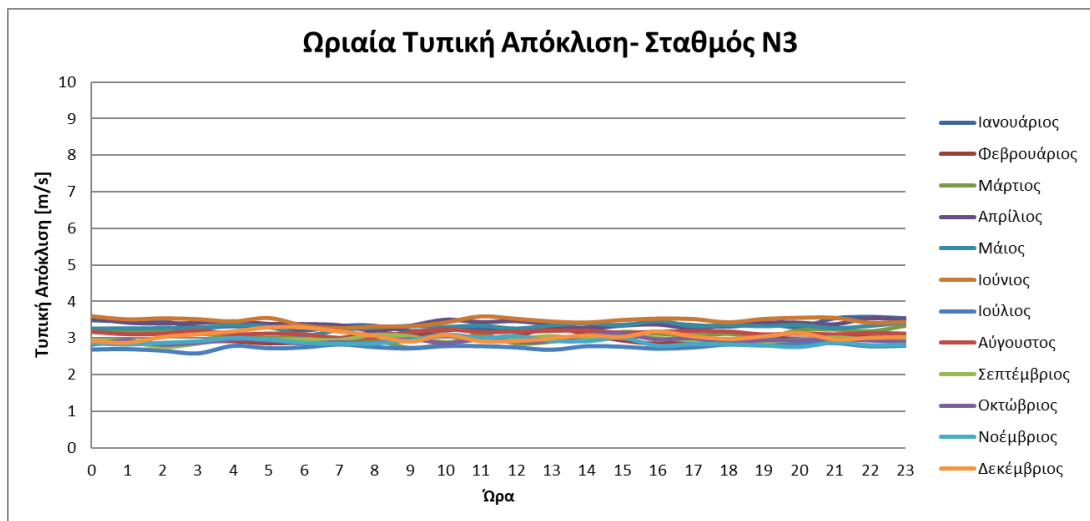


Γράφημα Α.21: Ωριαία δειγματική μέση τιμή ανά μήνα – Σταθμός N2715

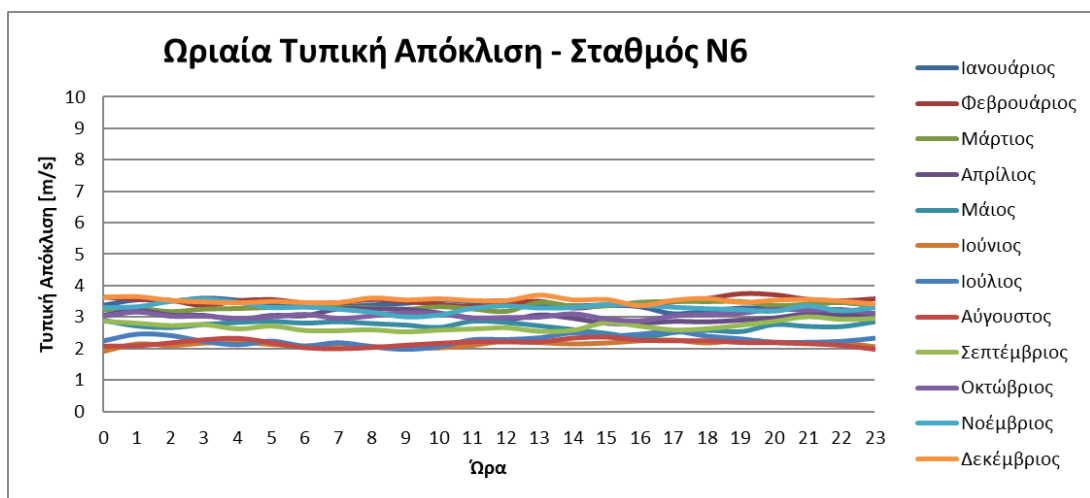
Α.4 Τυπική Απόκλιση



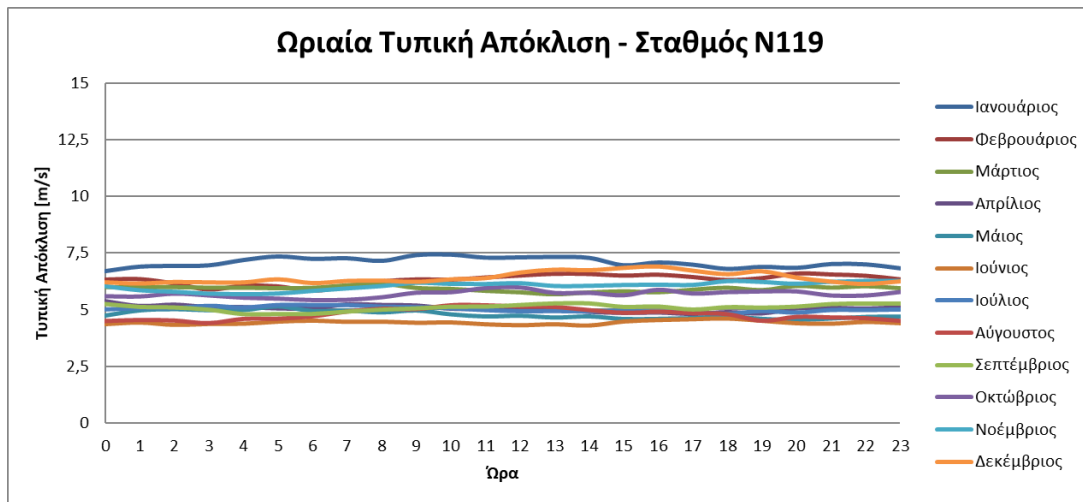
Γράφημα Α.22: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας



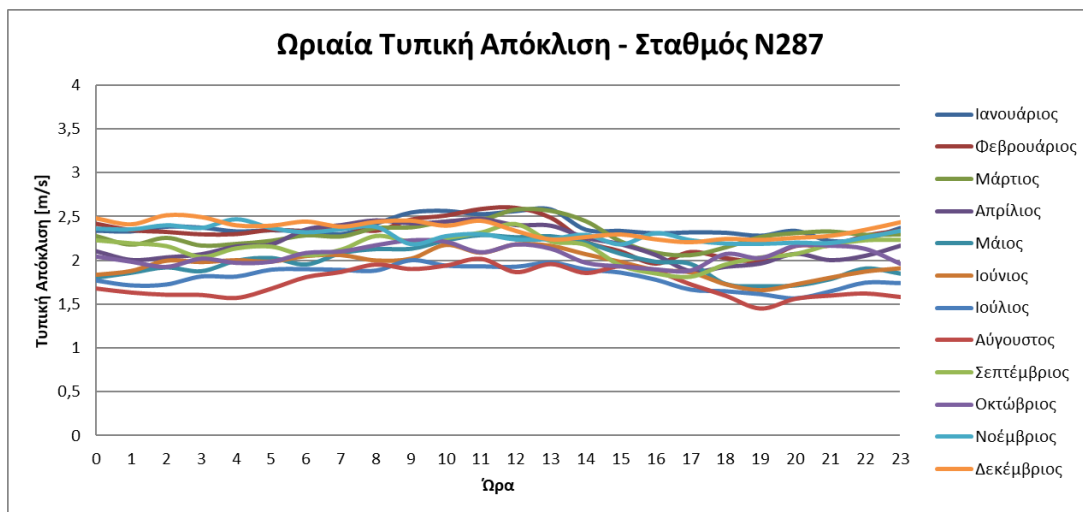
Γράφημα Α.23: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός Ν3



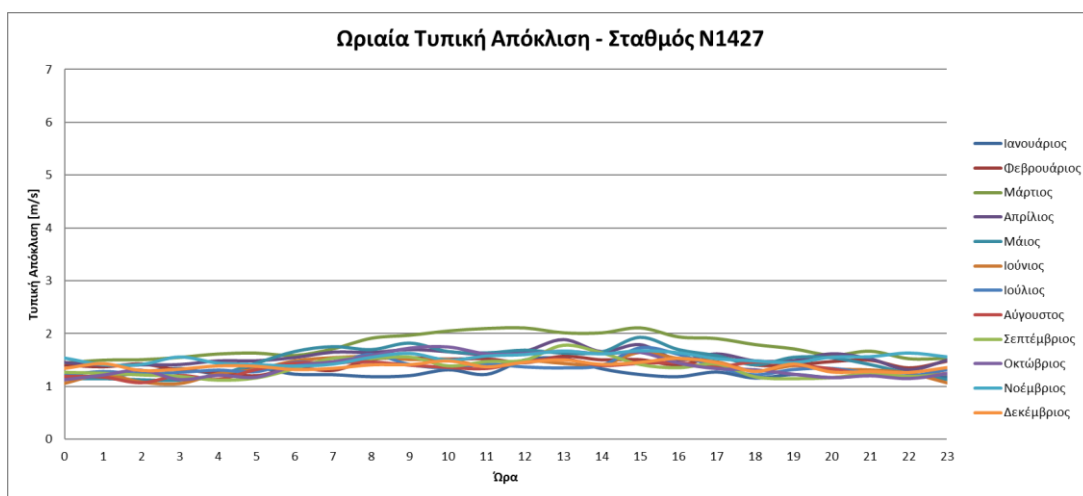
Γράφημα Α.24: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός Ν6



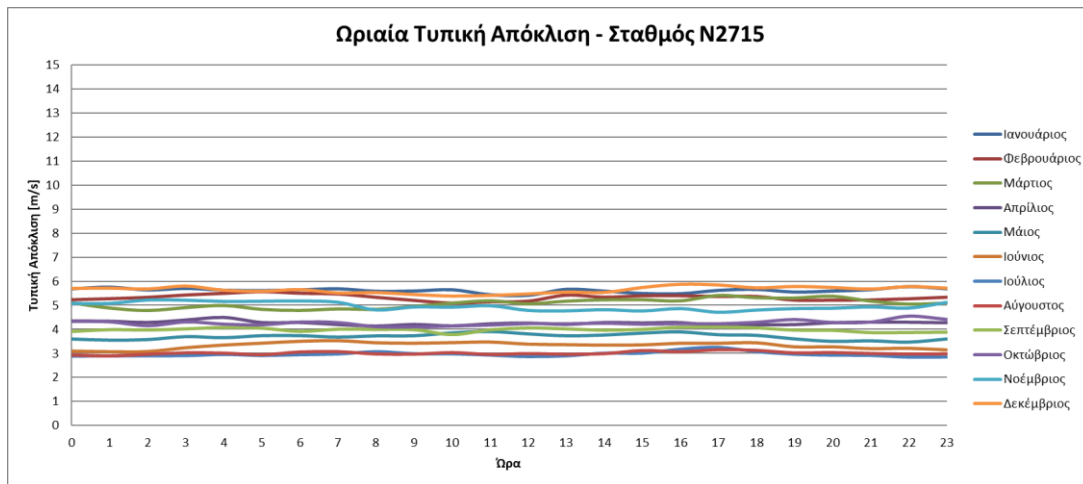
Γράφημα A.25: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N119



Γράφημα A.26: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N287

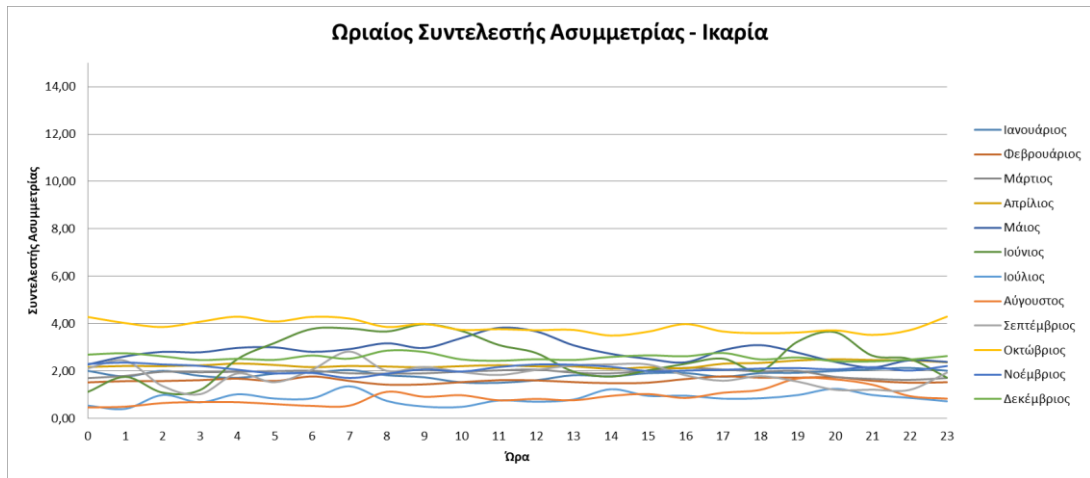


Γράφημα A.27: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N1427

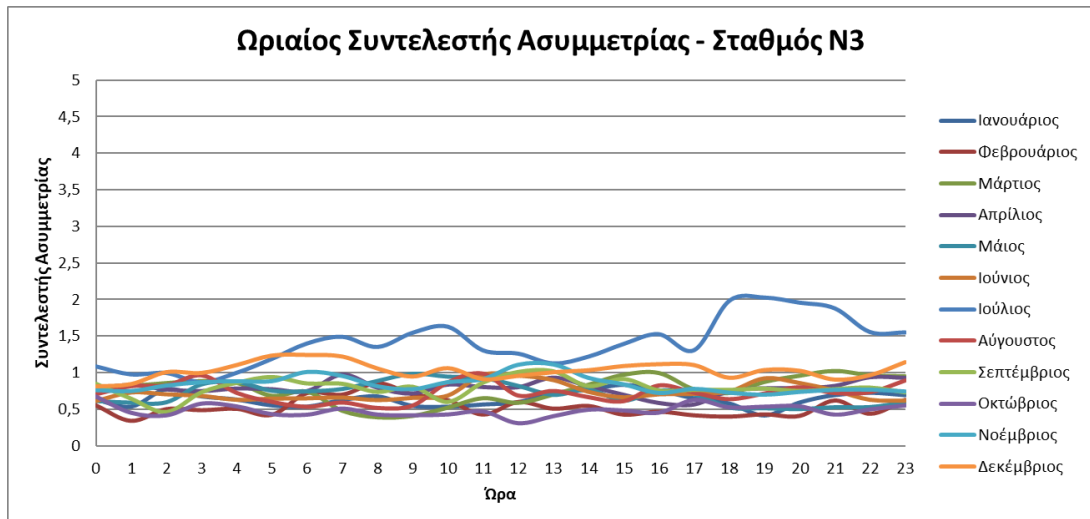


Γράφημα Α.28: Ωριαία τυπική απόκλιση ανά μήνα – Σταθμός N2715

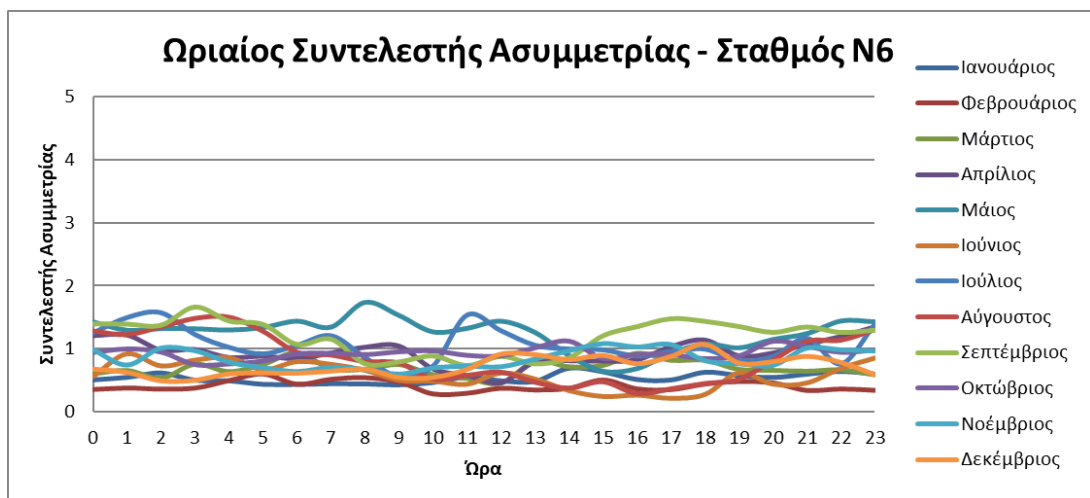
A.5 Συντελεστής Ασυμμετρίας



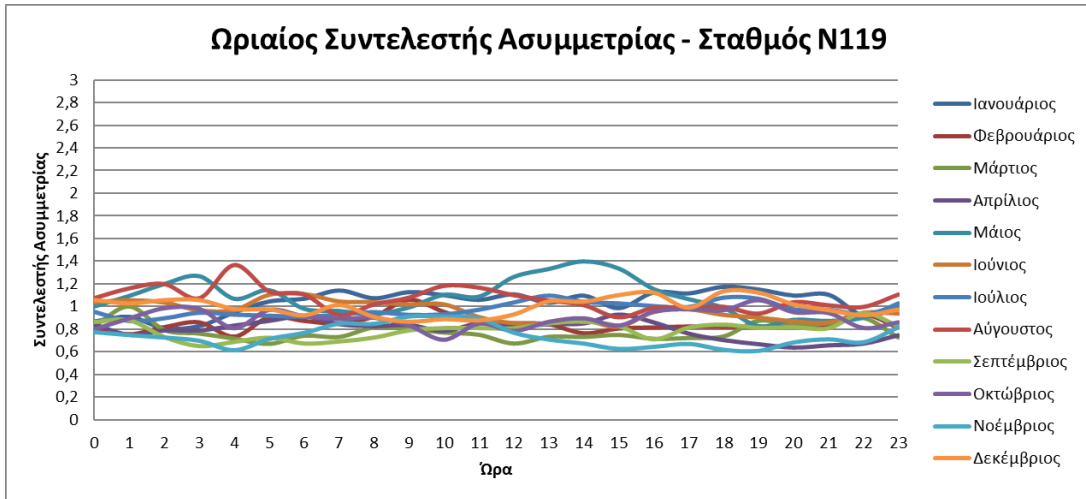
Γράφημα A.29: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός Iκαρίας



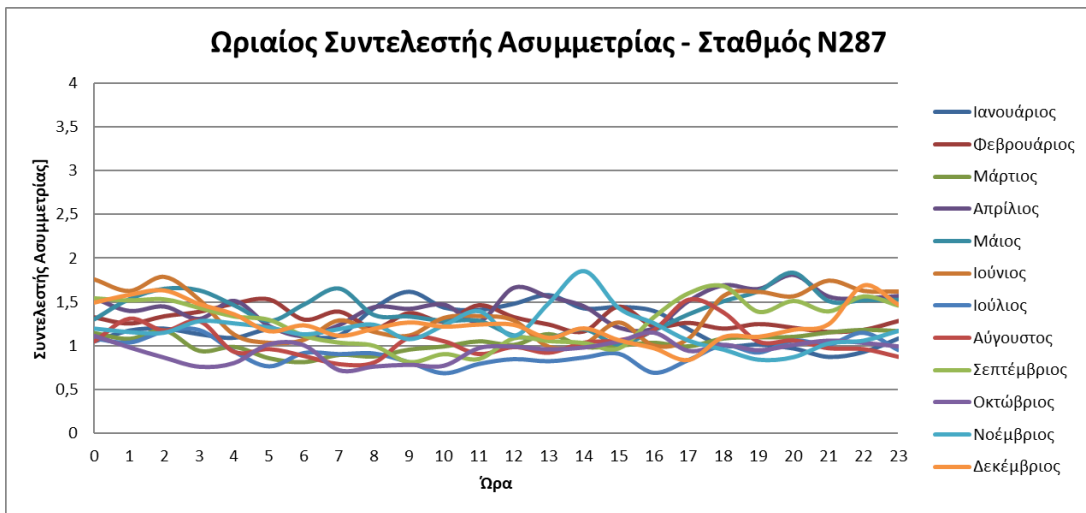
Γράφημα A.30: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N3



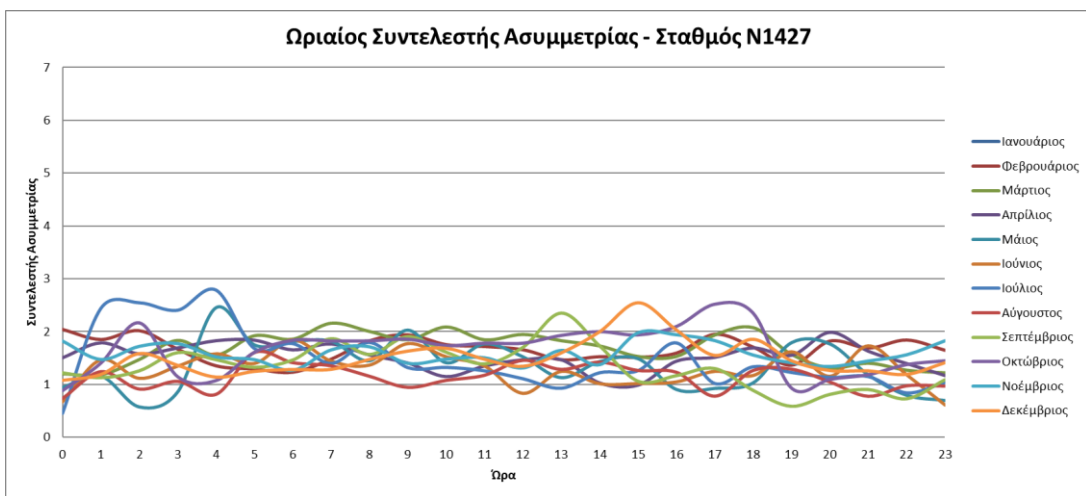
Γράφημα A.31: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N6



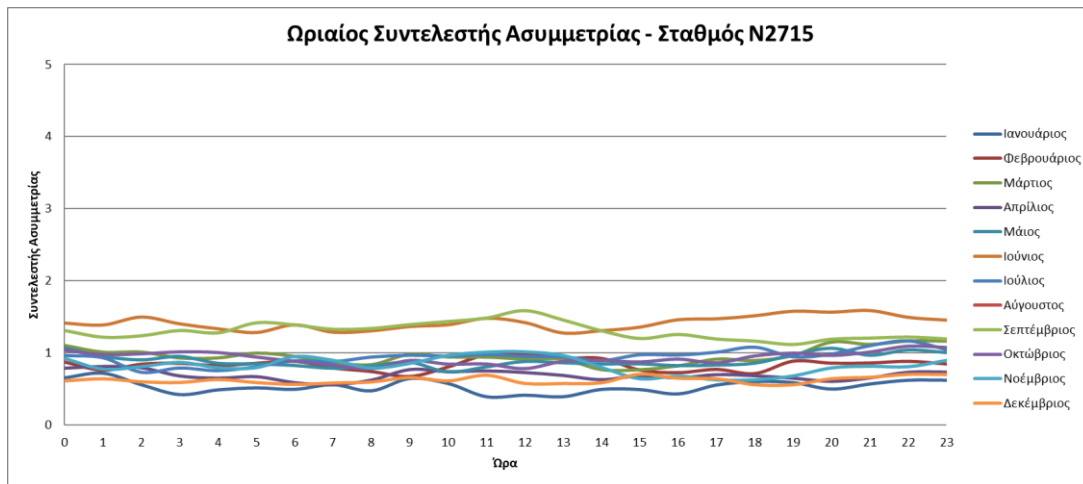
Γράφημα A.32: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N119



Γράφημα A.33: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N287

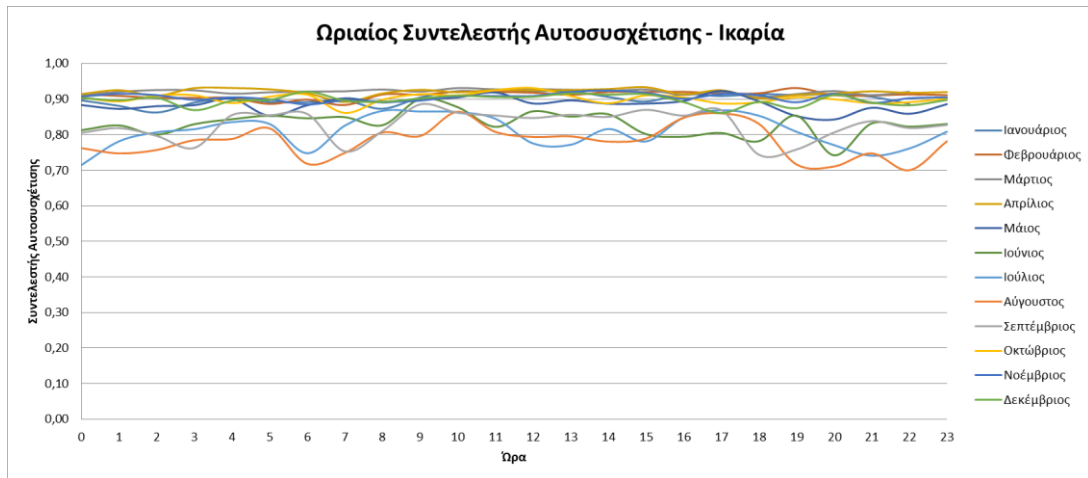


Γράφημα A.34: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N1427

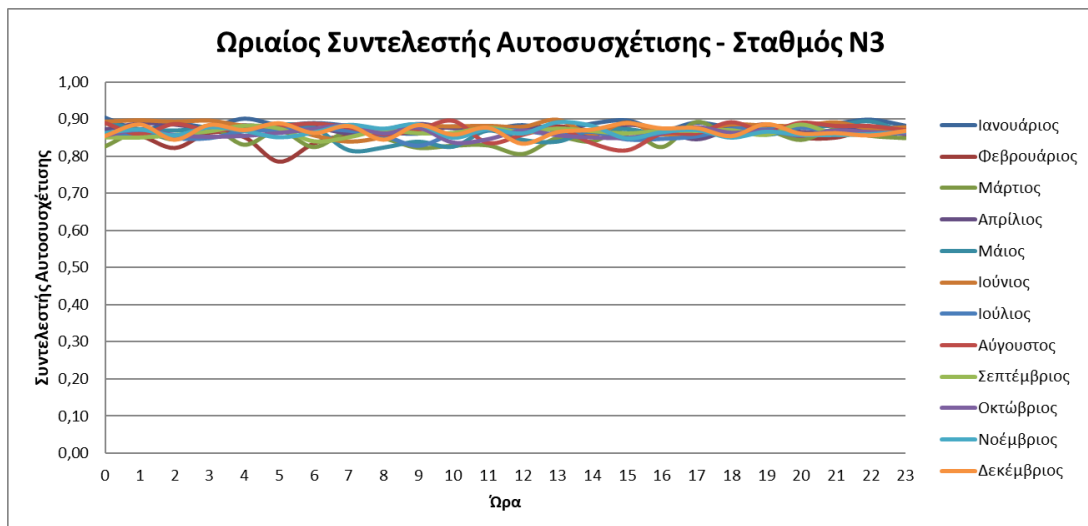


Γράφημα Α.35: Ωριαίος συντελεστής ασυμμετρίας ανά μήνα – Σταθμός N2715

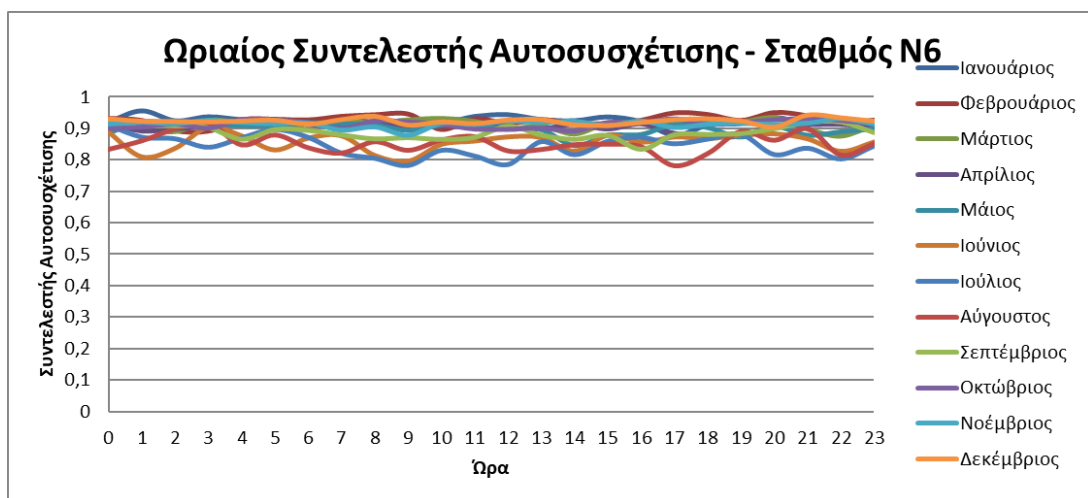
A.6 Συντελεστής Αυτοσυσχέτισης



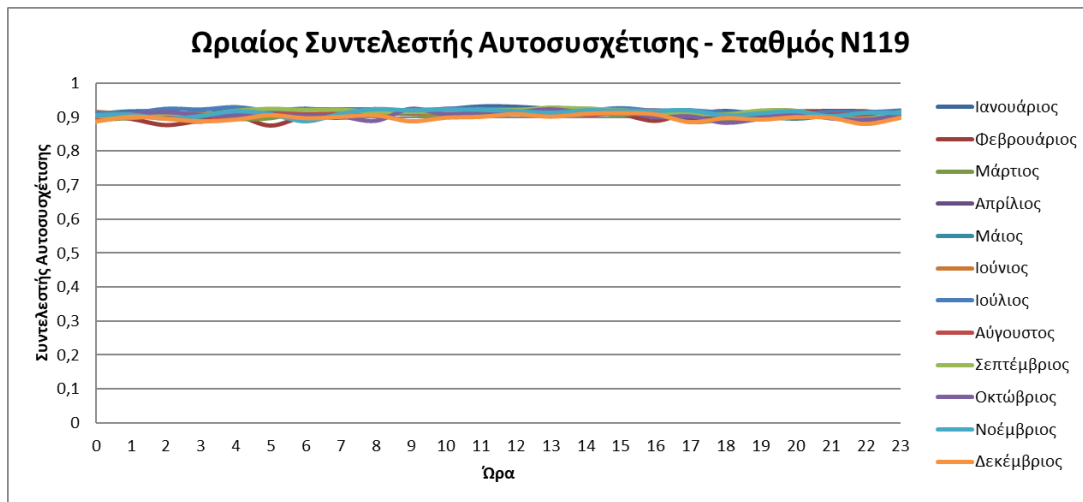
Γράφημα A.36: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός Ικαρίας



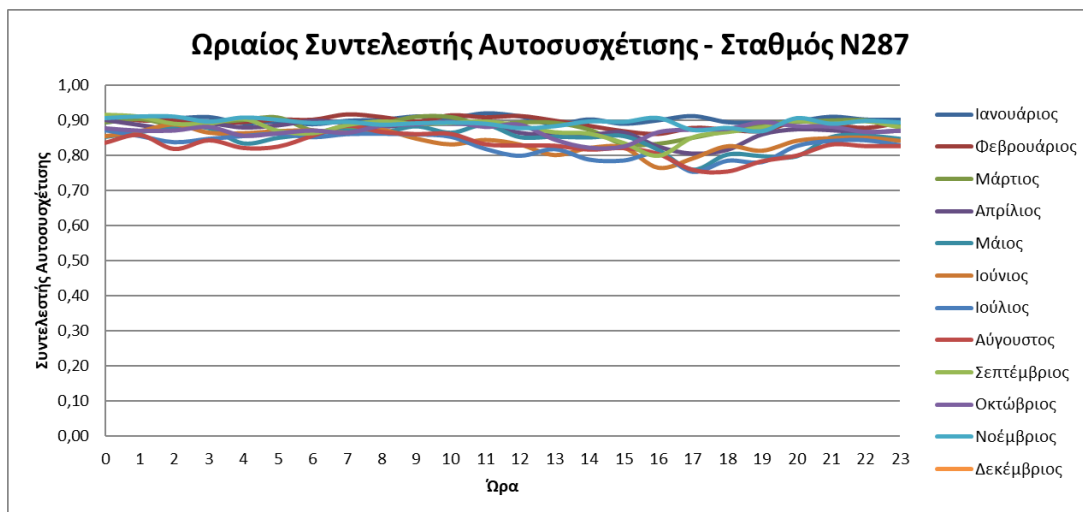
Γράφημα A.37: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N3



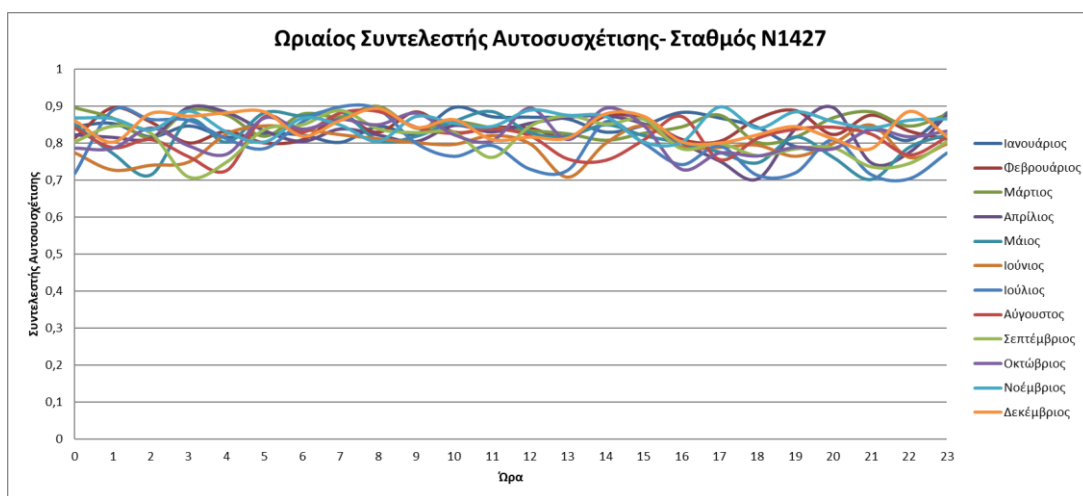
Γράφημα A.38: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N6



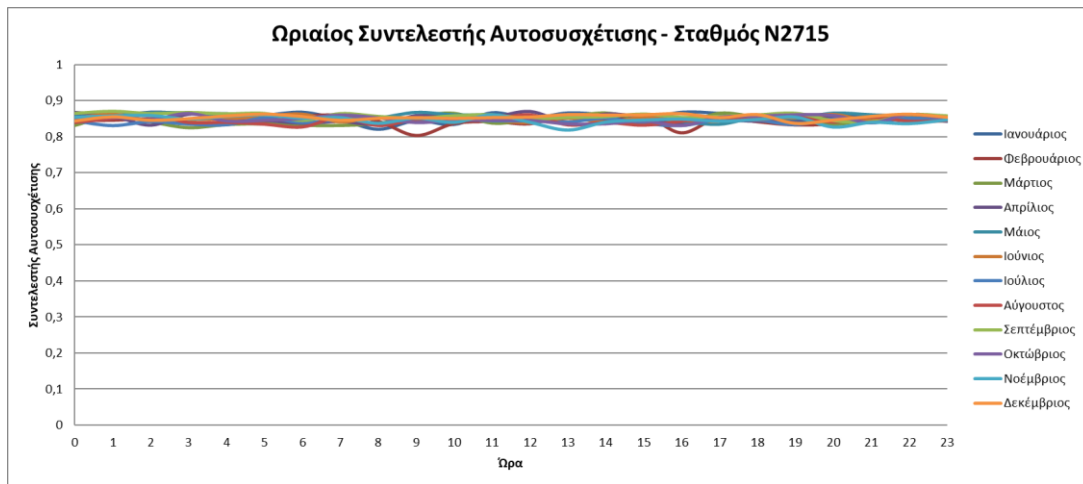
Γράφημα A.39: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N119



Γράφημα A.40: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N287



Γράφημα A.41: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N1427



Γράφημα Α.42: Ωριαίος συντελεστής αυτοσυσχέτισης ανά μήνα – Σταθμός N2715

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: ΠΙΝΑΚΕΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Β.1 Πιθανότητες Μετάβασης

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	79,01%	20,99%	0,00%	0,00%
1	10,50%	88,23%	1,22%	0,05%
2	0,00%	24,69%	62,19%	13,12%
3	0,00%	1,37%	12,55%	86,08%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	69,25%	30,72%	0,01%	0,02%
1	15,48%	83,17%	1,29%	0,06%
2	0,00%	26,93%	60,07%	13,00%
3	0,06%	1,82%	13,00%	85,13%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	79,01%	20,99%	0,00%	0,00%
1	10,50%	88,23%	1,22%	0,05%
2	0,00%	24,69%	62,19%	13,12%
3	0,00%	1,37%	12,55%	86,08%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	68,73%	31,27%	0,00%	0,00%
1	15,07%	83,53%	1,35%	0,06%
2	0,00%	27,01%	59,43%	13,56%
3	0,00%	1,73%	12,95%	85,32%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	74,98%	25,02%	0,00%	0,00%
1	8,66%	90,11%	1,17%	0,05%
2	0,05%	25,48%	61,27%	13,20%
3	0,00%	1,25%	12,71%	86,04%

Πίνακας Β.1: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ικαρίας

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΔΟΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	70,88%	29,12%	0,00%	-
1	4,40%	95,52%	0,08%	-
2	0,00%	34,65%	65,35%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	51,81%	48,19%	0,00%	-
1	9,53%	90,40%	0,07%	-
2	0,00%	53,73%	46,27%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	67,41%	32,59%	0,00%	-
1	5,24%	94,67%	0,09%	-
2	0,00%	34,29%	65,71%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	50,28%	49,72%	0,00%	0,00%
1	8,53%	91,32%	0,15%	0,00%
2	0,00%	51,66%	47,68%	0,66%
3	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	48,03%	51,95%	0,02%	-
1	4,79%	95,08%	0,12%	-
2	0,00%	35,90%	64,10%	-
3	-	-	-	-

Πίνακας Β.2: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν3

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	72,05%	27,95%	0,00%	-
1	6,29%	93,66%	0,05%	-
2	0,00%	40,00%	60,00%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	54,38%	45,62%	0,00%	-
1	13,10%	86,86%	0,05%	-
2	0,00%	70,97%	29,03%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	66,93%	33,07%	0,00%	-
1	7,74%	92,20%	0,06%	-
2	0,00%	43,48%	56,52%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	50,87%	49,13%	0,00%	-
1	11,84%	88,08%	0,08%	-
2	0,00%	55,56%	44,44%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	46,24%	53,76%	0,00%	-
1	6,26%	93,66%	0,08%	-
2	0,00%	46,74%	53,26%	-
3	-	-	-	-

Πίνακας Β.3: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν6

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	57,65%	42,35%	0,00%	0,00%
1	0,77%	96,63%	2,59%	0,00%
2	0,00%	12,30%	85,58%	2,12%
3	0,00%	0,47%	16,76%	82,77%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	39,53%	60,39%	0,07%	0,00%
1	1,67%	94,49%	3,83%	0,01%
2	0,00%	20,70%	76,33%	2,97%
3	0,00%	0,96%	25,72%	73,33%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	54,05%	45,84%	0,10%	0,00%
1	0,91%	96,10%	2,98%	0,01%
2	0,00%	14,09%	83,46%	2,44%
3	0,00%	0,69%	19,02%	80,29%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	38,65%	61,35%	0,00%	0,00%
1	1,52%	94,28%	4,18%	0,01%
2	0,00%	19,61%	76,74%	3,65%
3	0,00%	0,94%	26,89%	72,17%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	41,85%	58,15%	0,00%	0,00%
1	0,72%	95,94%	3,33%	0,01%
2	0,00%	14,18%	83,00%	2,82%
3	0,00%	0,73%	20,62%	78,65%

Πίνακας Β.4: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν119

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	78,64%	21,36%	-	-
1	4,89%	95,11%	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	58,24%	41,76%	-	-
1	12,97%	87,03%	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	74,97%	25,03%	0,00%	-
1	5,87%	94,13%	0,00%	-
2	0,00%	100,00%	0,00%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	57,90%	42,10%	0,00%	-
1	11,05%	88,95%	0,00%	-
2	0,00%	66,67%	33,33%	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	67,12%	32,88%	0,00%	-
1	4,95%	95,04%	0,01%	-
2	0,00%	71,43%	28,57%	-
3	-	-	-	-

Πίνακας Β.5: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν287

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ N1427				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	67,78%	32,22%	-	-
1	18,56%	81,44%	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ N1417				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	60,47%	39,53%	-	-
1	37,94%	62,06%	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ N1417				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	62,15%	37,85%	-	-
1	21,62%	78,38%	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ N1417				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	54,12%	45,88%	-	-
1	30,23%	69,77%	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ N1417				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	49,50%	50,50%	-	-
1	16,22%	83,78%	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-

Πίνακας Β.6: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός N1417

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΙΣΤΟΡΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - ΣΤΑΘΜΟΣ N2715				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	79,90%	20,10%	0,00%	0,00%
1	3,27%	96,02%	0,71%	0,00%
2	0,00%	18,13%	81,31%	0,56%
3	0,00%	2,13%	21,28%	76,60%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Α - ΣΤΑΘΜΟΣ N2715				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	64,05%	35,94%	0,01%	0,00%
1	6,33%	92,69%	0,97%	0,00%
2	0,00%	30,77%	68,16%	1,06%
3	0,00%	6,67%	53,33%	40,00%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Β - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	96,75%	3,25%	0,00%	0,00%
1	0,58%	99,29%	0,13%	0,00%
2	0,00%	4,50%	95,36%	0,13%
3	0,00%	0,00%	5,56%	94,44%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Γ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	63,82%	36,16%	0,01%	0,00%
1	6,19%	92,59%	1,22%	0,00%
2	0,00%	28,78%	70,24%	0,98%
3	0,00%	2,04%	44,90%	53,06%

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ - ΜΟΝΤΕΛΟ Δ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715				
ΖΩΝΗ	0	1	2	3
0	68,51%	31,47%	0,02%	0,00%
1	3,89%	95,12%	0,99%	0,00%
2	0,00%	21,68%	77,61%	0,71%
3	0,00%	1,64%	29,51%	68,85%

Πίνακας Β.7: Πιθανότητες μετάβασης ζωνών – Σταθμός Ν2715

B.2 Στατιστικοί Δείκτες Επίδοσης

B.2.1 Ανεμολογική Πρόγνωση

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	4,10	0,02	-2,25	0,32	0,97	0,90	0,66	0,90	0,97	0,99	-0,22	0,95	0,90
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	3,72	0,00	0,00	0,29	1,00	0,92	0,71	0,92	0,98	1,00	0,00	0,96	0,92
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	1,83	-0,01	1,10	0,14	1,00	0,98	0,82	0,98	0,99	1,01	0,76	0,99	0,98
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	1,12	-0,09	9,37	0,09	1,00	0,99	0,88	0,99	1,00	1,06	0,91	1,00	1,00

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	6,43	0,08	-7,88	0,48	0,98	0,77	0,53	0,77	0,94	0,91	-1,10	0,89	0,79
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	5,44	0,00	0,00	0,40	1,00	0,84	0,64	0,84	0,96	1,00	0,00	0,92	0,84
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	4,23	0,00	0,12	0,31	1,04	0,90	0,69	0,90	0,98	1,00	0,40	0,95	0,91
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	2,47	-0,09	9,16	0,18	1,04	0,97	0,80	0,97	0,99	1,10	0,79	1,00	0,99

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	7,26	0,09	-8,83	0,50	0,97	0,75	0,52	0,75	0,93	0,91	-0,92	0,88	0,78
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	6,16	0,00	0,00	0,43	1,00	0,82	0,62	0,82	0,95	1,00	0,00	0,91	0,83
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	4,67	0,00	0,13	0,32	1,05	0,90	0,68	0,90	0,97	1,00	0,43	0,95	0,90
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	8,98	0,01	-0,59	1,41	1,05	-0,98	-0,38	-0,98	0,79	0,99	-1,15	0,88	0,77

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	4,30	0,04	-3,66	0,29	0,98	0,91	0,73	0,91	0,98	0,95	-0,61	0,96	0,92
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	3,98	0,00	0,00	0,27	1,00	0,93	0,77	0,93	0,98	1,00	0,00	0,96	0,93
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	2,49	0,00	-0,03	0,17	1,01	0,97	0,83	0,97	0,99	1,00	0,61	0,99	0,97
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	1,44	-0,04	4,26	0,10	1,01	0,99	0,89	0,99	1,00	1,05	0,87	1,00	1,00

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	7,66	0,08	-8,07	0,57	1,01	0,67	0,43	0,67	0,92	0,91	-1,63	0,85	0,72
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	5,48	0,00	0,00	0,42	1,00	0,83	0,60	0,83	0,95	1,00	0,00	0,91	0,83
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	5,62	0,00	0,50	0,43	1,08	0,82	0,57	0,82	0,96	1,01	-0,05	0,92	0,84
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	3,31	-0,12	12,16	0,25	1,08	0,94	0,72	0,94	0,98	1,14	0,64	0,99	0,98

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	8,77	0,14	-14,36	0,73	1,07	0,46	0,21	0,46	0,87	0,84	-0,24	0,78	0,61
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	8,93	0,00	0,00	0,79	1,00	0,38	0,22	0,38	0,83	1,00	0,00	0,69	0,48
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	7,28	-0,01	1,32	0,64	1,16	0,59	0,32	0,59	0,91	1,01	0,34	0,83	0,69
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	4,38	-0,19	19,43	0,39	1,16	0,85	0,55	0,85	0,96	1,22	0,76	0,98	0,96

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	5,23	0,04	-4,33	0,33	0,98	0,89	0,69	0,89	0,97	0,96	-0,69	0,95	0,89
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	1,82	0,00	0,00	0,12	1,00	0,99	0,96	0,99	1,00	1,00	0,00	0,99	0,99
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	3,30	0,00	0,20	0,21	1,01	0,96	0,80	0,96	0,99	1,00	0,52	0,98	0,96
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	1,93	-0,07	6,86	0,12	1,01	0,99	0,87	0,99	1,00	1,07	0,84	0,99	0,99

Πίνακας Β.8: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ανεμολογικής πρόγνωσης

B.2.2 Ενεργειακή Πρόγνωση

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	14,25	0,01	-12,77	0,55	0,99	0,70	0,68	0,70	0,92	1,00	0,02	0,85	0,72
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	14,37	0,00	0,00	0,55	1,00	0,70	0,69	0,70	0,92	1,00	0,00	0,85	0,72
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	6,83	-0,03	3,00	0,26	1,01	0,93	0,85	0,93	0,98	1,01	0,77	0,97	0,93
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	4,95	-0,11	10,80	0,19	1,01	0,96	0,90	0,96	0,99	1,04	0,88	0,98	0,97

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	10,01	0,15	-15,93	0,46	0,90	0,79	0,63	0,79	0,94	0,92	-0,90	0,89	0,80
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	8,79	0,00	0,00	0,40	1,00	0,84	0,70	0,84	0,96	1,00	0,00	0,92	0,85
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	6,65	-0,04	3,55	0,30	1,03	0,91	0,75	0,91	0,98	1,02	0,43	0,96	0,91
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	4,03	-0,18	17,58	0,18	1,03	0,97	0,83	0,97	0,99	1,08	0,79	0,99	0,99

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	9,73	0,17	-16,55	0,49	0,88	0,76	0,63	0,76	0,93	0,92	-0,68	0,88	0,78
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	8,93	0,00	0,00	0,44	1,00	0,81	0,67	0,81	0,95	1,00	0,00	0,90	0,82
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	6,14	-0,04	4,14	0,30	1,03	0,91	0,76	0,91	0,98	1,02	0,53	0,96	0,91
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	6,17	0,02	-1,60	1,42	1,03	-1,03	-0,30	-1,03	0,33	0,99	0,67	0,88	0,77

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ N119													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	15,81	0,03	-14,70	0,41	1,00	0,83	0,76	0,83	0,96	0,97	-0,48	0,92	0,84
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	14,75	0,00	0,00	0,38	1,00	0,85	0,79	0,85	0,96	1,00	0,00	0,93	0,86
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	10,76	0,00	-0,25	0,28	1,00	0,92	0,85	0,92	0,98	1,00	0,47	0,96	0,92
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	7,30	-0,05	4,66	0,19	1,00	0,96	0,91	0,96	0,99	1,04	0,76	0,98	0,97

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ N287													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	6,04	0,15	-21,54	0,53	0,90	0,72	0,55	0,72	0,92	0,93	-1,13	0,85	0,73
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	4,96	0,00	0,00	0,43	1,00	0,81	0,65	0,81	0,95	1,00	0,00	0,91	0,82
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	4,81	-0,09	9,35	0,42	1,09	0,83	0,64	0,83	0,96	1,04	0,06	0,92	0,85
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	2,95	-0,28	27,97	0,26	1,09	0,93	0,75	0,93	0,99	1,12	0,65	0,99	0,98

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ N1427													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	2,93	0,22	-10,20	0,56	0,77	0,68	0,51	0,68	0,89	0,92	0,12	0,83	0,69
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	3,46	0,00	0,00	0,71	1,00	0,50	0,45	0,50	0,86	1,00	0,00	0,75	0,56
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	2,67	-0,29	28,71	0,55	1,17	0,70	0,47	0,70	0,93	1,10	0,40	0,89	0,79
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	1,61	-0,51	50,82	0,33	1,17	0,89	0,62	0,89	0,98	1,17	0,78	0,99	0,97

ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΠΙΔΟΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΓΝΩΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ N1427													
	nRMSE	Bias	pBias	rSR	rSD	NSE	mNSE	rNSE	d	md	cp	Pr	R2
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	12,05	0,07	-25,00	0,35	0,97	0,88	0,76	0,88	0,97	0,97	-0,66	0,94	0,88
ΜΟΝΤΕΛΟ Β	4,15	0,00	0,00	0,12	1,00	0,98	0,97	0,98	1,00	1,00	0,00	0,99	0,98
ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	7,59	-0,01	0,82	0,22	1,01	0,95	0,84	0,95	0,99	1,00	0,51	0,98	0,95
ΜΟΝΤΕΛΟ Δ	4,53	-0,10	9,60	0,13	1,01	0,98	0,90	0,98	1,00	1,05	0,82	0,99	0,99

Πίνακας Β.9: Στατιστικοί δείκτες επίδοσης ενεργειακής πρόγνωσης

Β.3 Εμπειρικός Ψευδοοικονομικός Δείκτης Επίδοσης

Β.3.1 Σενάριο 1

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,821	-0,892	0,029	0,025

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,364	-0,125	-0,265	-0,407

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,607	-0,210	-0,344	-0,476

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,434	0,463	0,601	0,576

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,701	-0,622	-1,097	-1,237

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-2,237	-1,082	-3,137	-3,065

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,870	0,230	0,317	0,228

Πίνακας Β.10: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 1

Β.3.2 Σενάριο 2

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,151	-0,197	0,383	0,385

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,138	0,280	0,202	0,121

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,016	0,225	0,152	0,077

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,642	0,658	0,748	0,735

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,075	-0,034	-0,320	-0,398

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-1,047	-0,328	-1,599	-1,541

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,918	0,509	0,569	0,518

Πίνακας Β.11: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 2

Β.3.3 Σενάριο 3

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,226	0,193	0,599	0,629

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,420	0,460	0,476	0,473

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,317	0,416	0,445	0,446

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,759	0,758	0,829	0,838

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,277	0,250	0,146	0,161

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,377	0,028	-0,644	-0,525

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,945	0,693	0,713	0,710

Πίνακας Β.12: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 3

B.3.4 Σενάριο 4

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,268	0,237	0,613	0,633

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,451	0,514	0,499	0,473

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,353	0,475	0,468	0,446

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,772	0,777	0,839	0,840

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,316	0,315	0,177	0,161

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,302	0,116	-0,601	-0,525

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,948	0,676	0,727	0,711

Πίνακας Β.13: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 4

B.3.5 Σενάριο 5

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,435	0,410	0,713	0,750

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,577	0,578	0,624	0,648

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,501	0,541	0,603	0,631

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,824	0,817	0,875	0,891

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,472	0,425	0,394	0,441

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
-0,005	0,250	-0,145	-0,016

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,960	0,748	0,792	0,807

Πίνακας Β.14: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 5

Β.3.6 Σενάριο 6

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,477	0,454	0,733	0,753

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,608	0,631	0,647	0,648

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,538	0,601	0,626	0,631

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,837	0,836	0,885	0,892

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,511	0,489	0,425	0,441

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,070	0,337	-0,103	-0,016

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,963	0,789	0,806	0,807

Πίνακας Β.15: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 6

Β.3.7 Σενάριο 7

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,644	0,627	0,825	0,869

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,733	0,695	0,773	0,824

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,686	0,667	0,761	0,815

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,889	0,876	0,921	0,943

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,668	0,599	0,643	0,720

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,367	0,472	0,353	0,492

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,975	0,802	0,871	0,903

Πίνακας Β.16: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 7

Β.3.8 Σενάριο 8

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ ΙΚΑΡΙΑΣ			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,686	0,671	0,845	0,872

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν3			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,765	0,748	0,795	0,824

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν6			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,723	0,726	0,784	0,815

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν119			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,902	0,895	0,930	0,945

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν287			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,707	0,664	0,674	0,720

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν1427			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,442	0,559	0,396	0,492

ΕΜΠΕΙΡΙΚΟΣ ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ - ΣΤΑΘΜΟΣ Ν2715			
ΜΟΝΤΕΛΟ Α	ΜΟΝΤΕΛΟ Β	ΜΟΝΤΕΛΟ Γ	ΜΟΝΤΕΛΟ Δ
0,978	0,843	0,885	0,903

Πίνακας Β.17: Εμπειρικός δείκτης αξιολόγησης – Σενάριο 8