ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών
Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΜΕΣΩ ΕΛΕΓΧΟΥ ΤΟΥ ΟΜΟΡΡΟΥ ΤΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ ΜΕ ΡΥΘΜΙΣΗ ΤΗΣ ΓΩΝΙΑΣ ΑΠΟΚΛΙΣΗΣ ΤΟΥΣ

Της Μεταπτυχιακής Φοιτήτριας

Θεολογίτου Παρασκευή

Επιβλέπων

Ριζιώτης Βασίλειος, Αναπληρωτής Καθηγητής,
Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών

Αθήνα, Ιούλιος 2022

Ευχαριστίες

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στη σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, στα πλαίσια του Διατμηματικού Μεταπτυχιακού Προγράμματος «Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας».

Θα ήθελα να ευχαριστήσω από καρδιάς τον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας, κ. Ριζιώτη, τόσο για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα ιδιαίτερα επίκαιρο θέμα, όσο και για την καθοδήγηση, τη στήριξη, την πολύτιμη βοήθεια που μου προσέφερε καθώς και για την κατανόηση και την εμπιστοσύνη που έδειξε. Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τον Γιάννη Σεραφείμ για τον χρόνο που μου διέθεσε και για τη συμβολή του στην περάτωση της διπλωματικής.

Ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στην οικογένειά μου, για την αμέριστη συμπαράσταση τους όλα αυτά τα χρόνια, όπου χωρίς τη στήριξη και την παρότρυνση τους δε θα ήταν δυνατή η έως τώρα πορεία μου.

Περίληψη

Τα τελευταία χρόνια, ο κλάδος της αιολικής ενέργειας κερδίζει συνεχώς έδαφος, αναπτύσσεται ταχύτατα και βρίσκεται στο επίκεντρο του παγκόσμιου ενεργειακού ενδιαφέροντος. Η οργάνωση των ανεμογεννητριών εντός ενός πάρκου έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους εγκατάστασής τους, όμως λόγω αλληλεπίδρασης με τις γειτονικές μηχανές παρατηρείται πτώση στη συνολική παραγόμενη ισχύ. Καθώς όμως, η τεχνολογία των ανεμογεννητριών ωριμάζει, το ενδιαφέρον μετατοπίζεται στην ενσωμάτωση ποικίλων αλγορίθμων ελέγχου ενός πάρκου, με στόχο τη μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας. Επικρατέστερη και πολλά υποσχόμενη προσέγγιση σήμερα, αποτελεί η τεχνική της ανακατεύθυνσης του ομόρρου των ανεμογεννητριών με ρύθμιση της γωνίας απόκλισης τους, πάντα σε σχέση με την προσπίπτουσα ροή του ανέμου.

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως στόχο την ανάπτυξη ενός υπολογιστικού εργαλείου για τον υπολογισμό του ομόρρου των ανεμογεννητριών, το οποίο βασίζεται στη μεθοδολογία που χρησιμοποιείται στο εργαλείο FLORIS, καθώς και τη σύνδεσή του με έναν αλγόριθμο βελτιστοποίησης προς μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας ενός αιολικού πάρκου. Σκοπός αρχικά είναι η επαλήθευση των αποτελεσμάτων που παράγονται από το μοντέλο, για μία ανεμογεννήτρια υπό κλίμακα, πραγματοποιώντας σύγκριση με τις πειραματικές μετρήσεις που λήφθηκαν σε περιβάλλον αεροσήραγγας στο Πολυτεχνείο του Μιλάνο.

Στη συνέχεια, πραγματοποιείται ανάλυση και διόρθωση στις τιμές των παραμέτρων του μοντέλου ώστε τα αποτελέσματα να συνάδουν ικανοποιητικά με τις αντίστοιχες μετρήσεις αναφοράς και επιλέγεται ένα ενιαίο σύνολο τιμών για την επακόλουθη έρευνα. Έπειτα με χρήση των νέων τιμών, πραγματοποιούνται πειράματα σε ένα υπό κλίμακα αιολικό πάρκο. Πιο συγκεκριμένα, μελετάται ο παραγόμενος συντελεστής ισχύος κάθε μίας εκ των τριών ανεμογεννητριών του πάρκου σε σχέση με τη γωνία απόκλισης της ανάντι μηχανής, για δύο διαφορετικές διατάξεις ανεμογεννητριών.

Το βελτιωμένο μοντέλο πλέον, χρησιμοποιείται για την εύρεση των γωνιών απόκλισης των ανεμογεννητριών ενός αιολικού πάρκου το οποίο αποτελείται από μεγάλο αριθμό μηχανών, τοποθετημένων σε βέλτιστη διάταξη με τις κύριες κατευθύνσεις του ανέμου που επικρατούν στην περιοχή, με σκοπό τη μεγιστοποίηση της παραγόμενης ισχύος. Με βάση αυτή τη διάταξη, καταγράφονται οι γωνίες απόκλισης που οδηγούν στη μέγιστη ενέργεια και στη συνέχεια υπολογίζεται ο συντελεστής απόδοσης του πάρκου.

Τέλος, παρουσιάζεται η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων και η εξαγωγή συμπερασμάτων, καθώς και προτάσεις για περαιτέρω διερεύνηση.

Abstract

Over the last few years, the wind energy industry has been gaining ground and growing rapidly and is at the centre of global energy interest. The organization of the wind turbines within a park has as a result the reduction of the cost of their installation, but due to the interaction with the neighbouring turbines there is a decrease in the total generated power. As the wind turbine technology evolves, there is a displacement of the interest to the integration of a various park controlling algorithms, in order to maximize its energy production. Nowadays, the most prevalent and promising approach is the technique of the wake deflection of the wind turbines by operating in yaw-misalignment condition with respect to the incoming wind.

The aim of this diploma thesis is the development of a computational model for the calculation of the wind turbines wake, based on the methodology of FLORIS, as well as its connection with an optimization algorithm, in order to maximize the energy production of the park. Initially, the objective was the verification of the model predicted results for an isolated scaled wind turbine and the comparison with the experimental measurements taken in a wind tunnel at the Technical University of Milan.

Subsequently, the values of the model parameters are analyzed and corrected so that the results are satisfactorily in line with the corresponding reference measurements and a uniform set of values is selected for the following research. Moreover, by using these values, experiments in the scaled wind farm are performed. More specifically, the power coefficients of each of the three wind turbines with the yaw angle of the upstream turbine, in two different layouts.

The improved model is now used for the calculation of the yaw angles of the wind turbines of a wind farm which consists of a large number of turbines, placed in an optimal arrangement with the main wind directions of the area, in order to maximize the generated energy. Based on this arrangement, the yaw angles leading to the maximum energy are extracted and the park efficiency coefficient is calculated.

Finally, the results are evaluated and conclusions are drawn, as well as suggestions for further investigation are presented.

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες i
Περίληψη ii
Abstract iii
Περιεχόμενα iv
Πίνακας περιεχομένων εικόνων vi
Πίνακας περιεχομένων πινάκων viii

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1ο Εισαγωγή 1
1.1 Αιολική Ενέργεια 1
1.2 Σημασία του γενικού προβλήματος 1
1.3 Στόχος της έρευνας 3
1.4 Δομή της εργασίας 3

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2ο Ομόρρους Ανεμογεννήτριας 5
2.1 Μοντελοποίηση του Ομόρρου 6
2.2 Πρότυπο Ομόρρου Jensen 8

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3ο Υπολογιστικό Υπόβαθρο: Το μοντέλο FLORIS 10
3.1 Εκτροπή του ομόρρου 11
3.2 Διαστολή του ομόρρου 12
3.3 Έλλειμμα ταχύτητας ανέμου στον ομόρρου 12
3.4 Ισχύς ανεμογεννήτριας 13
3.5 Υλοποίηση αλγορίθμου 14

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο Αξιολόγηση αποτελεσμάτων 15
4.1 Περιγραφή της υπό εξέτασης ανεμογεννήτριας 15
4.2 Βαθμονόμηση των παραμέτρων του μοντέλου 16
4.3 Συντελεστής ισχύος ανεμογεννήτριας G1 16
4.4 Χαρακτηρισμός ομόρρου: Έλλειμμα ταχύτητας και ανάκτηση ομόρρου της G1 για μηδενική γωνία απόκλισης 17
4.5 Χαρακτηρισμός ομόρρου: Έλλειμμα ταχύτητας, ανάκτηση και εκτροπή ομόρρου της G1 συναρτήσει της γωνίας απόκλισης 20
4.6 Προσαρμογή των παραμέτρων του μοντέλου 22
4.7 Εύρεση ενιαίου συνόλου παραμέτρων του μοντέλου 26
4.7.1 Μηδενική γωνία απόκλισης - Υψηλή τύρβη 27

4.7.2 Μη μηδενική γωνία απόκλισης - Χαμηλή τύρβη 29
4.8 Διατάξεις ανεμογεννητριών σε υπό κλίμακα αιολικό πάρκο.....31

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5ο Υπολογισμοί Βελτιστοποίησης Πάρκου 35
5.1 Αξιολόγηση μοντέλου 35
5.2 Χωροθέτηση ανεμογεννητριών στο πάρκο.....35

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6ο Συμπεράσματα και προτάσεις.....40

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 43

Πίνακας περιεχομένων εικόνων

Εικόνα 2.1: Διαμόρφωση ομόρρου ανεμογεννήτριας όπως προκύπτει από το μοντέλο Jensen. 9

Εικόνα 3.1: Σχηματική αναπαράσταση της εκτροπής του ομόρρου που οφείλεται στην αλλαγή ευθυγράμμισης λόγω της γωνίας απόκλισης, όπως διαμορφώθηκε από το μοντέλο FLORIS. Υποδεικνύονται οι τρεις διαφορετικές ζώνες του ομόρρου....10

Εικόνα 3.2: Προσομοίωση της εκτροπής του ομόρρου της ανάντι ανεμογεννήτριας με έλεγχο της γωνίας απόκλισής της. Η κατεύθυνση του ομόρρου μακριά από την κατάντι μηχανή, μειώνει την επίδραση του σε αυτήν και προκαλεί βελτίωση της ισχύος εξόδου του πάρκου. 11

Εικόνα 4.1: Συντελεστής ισχύος της G1 ως συνάρτηση της γωνίας απόκλισης γ του ανέμου. 17

Εικόνα 4.2: Σύγκριση αποτελεσμάτων των προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U στο ύψος της πλήμνης για γωνία απόκλισης $\gamma_1 = 0^o$ και τύρβη εντάσεως 5%, σε κατάντι αποστάσεις από το ρότορα $x/D = 3$, $x/D = 4$, $x/D = 6$ και $x/D = 9$. Η μπλε γραμμή απεικονίζει τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας. 19

Εικόνα 4.3: Σύγκριση αποτελεσμάτων των προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U για γωνίες απόκλισης $\pm 20^o, \pm 10^o, \pm 5^o$ καθώς και για 0° στο ύψος της πλήμνης σε κατάντι απόσταση από το ρότορα $x/D = 4$. Η ένταση της τύρβης είναι 1%. Η μπλε γραμμή αναπαριστά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας. 22

Εικόνα 4.4: Σύγκριση διορθωμένων προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U στο ύψος της πλήμνης για γωνία απόκλισης $\gamma_1 = 0^o$ και τύρβη εντάσεως 5%, με διορθωμένες παραμέτρους. Οι κατάντι αποστάσεις από το ρότορα είναι $x/D = 3$, $x/D = 4$, $x/D = 6$ και $x/D = 9$. Η μπλε γραμμή αφορά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας. 24

Εικόνα 4.5: Σύγκριση διορθωμένων προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U για γωνίες απόκλισης $\pm 20^o, \pm 10^o, \pm 5^o$ καθώς και για 0° στο ύψος της πλήμνης σε κατάντι απόσταση από το ρότορα $x/D = 4$. Η ένταση της τύρβης είναι 1%. Η μπλε γραμμή αναπαριστά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας. 26

Εικόνα 4.6: Τα προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U, όπως υπολογίστηκαν με τις μέσες τιμές των παραμέτρων για γωνία απόκλισης 0° στο ύψος της

πλήμνης. Η μπλε γραμμή αφορά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας. 28
Εικόνα 4.7: Τα προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου Ux/U, όπως υπολογίστηκαν με τις μέσες τιμές των παραμέτρων για γωνίες απόκλισης $\pm 20^o, \pm 10^o, \pm 5^o$ και 0° στο ύψος της πλήμνης. Η μπλε γραμμή αναπαριστά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη της πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας. 30
Εικόνα 4.8: Οι Διατάξεις Α και Β του αιολικού πάρκου. 31
Εικόνα 4.9: Σύγκριση αποτελεσμάτων των συντελεστών ισχύος των τριών ανεμογεννητριών για διαφορετικές γωνίες απόκλισης στη Διάταξη Α. Με τη μπλε γραμμή απεικονίζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, ενώ οι κόκκινοι κύκλοι αναπαριστούν τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.....32
Εικόνα 4.10: Σύγκριση αποτελεσμάτων των συντελεστών ισχύος των τριών ανεμογεννητριών για διαφορετικές γωνίες απόκλισης στη Διάταξη Β. Με τη μπλε γραμμή απεικονίζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, ενώ οι κόκκινοι κύκλοι αναπαριστούν τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.....33
Εικόνα 4.11: Οι δίσκοι επικάλυψης των ανεμογεννητριών αριστερά, ενώ δεξιά είναι οι περιοχές ολοκλήρωσης του μοντέλου. 34

Εικόνα 5.1: Το ροδόγραμμα ανέμου για 16 κατευθύνσεις με βάση τα ανεμολογικά δεδομένα. Όπως φαίνεται οι κύριες κατευθύνσεις είναι η Ανατολική-Βορειοανατολική (ENE) και η Βορειοδυτική (NW). 36
Εικόνα 5.2: Βέλτιστη χωροθέτηση 25 ανεμογεννητριών στη διαθέσιμη έκταση γης. 37

Πίνακας περιεχομένων πινάκων

Πίνακας 4.1: Βασικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας DTU 10 MW. 15
Πίνακας 4.2: Βασικά χαρακτηριστικά του μοντέλου ανεμογεννήτριας G1. 15
Πίνακας 4.3: Οι βαθμονομημένες παράμετροι του μοντέλου για την ανεμογεννήτρια G1. 16
Πίνακας 4.4: Οι διορθωμένες τιμές των παραμέτρων του μοντέλου για τη G1, για γωνία απόκλισης $\gamma_1 = 0^o$ και τύρβη υψηλής εντάσεως. 23
Πίνακας 4.5: Οι διορθωμένες τιμές των παραμέτρων του μοντέλου για τη G1, για γωνίες απόκλισης $\gamma_1 = 0^o, \pm 5^o, \pm 10^o, \pm 20^o$ και τύρβη χαμηλής εντάσεως. 24
Πίνακας 4.6: Μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις των παραμέτρων του μοντέλου για υψηλή τύρβη. 27
Πίνακας 4.7: Μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις των παραμέτρων του μοντέλου για χαμηλή τύρβη. 27
Πίνακας 4. 8: Ποσοστιαία μεταβολή των τιμών των παραμέτρων. 27

Πίνακας 5.1: Βέλτιστες γωνίες απόκλισης των ανεμογεννητριών προς μεγιστοποίηση της συνολικής παραγόμενης ενέργειας..... 38

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1ο

Εισαγωγή

1.1 Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια ανανεώσιμη πηγή καθαρής και ανεξάντλητης ενέργειας. Η ανάγκη της μείωσης του ρυθμού εξάντλησης των αποθεμάτων των συμβατικών καυσίμων και των εκπομπών που επιφέρει η εκμετάλλευσή τους, καθώς και η επιδείνωση περιβαλλοντικών επιπτώσεων λόγω της χρήσης τους, οδήγησαν στην ανάπτυξη της τεχνολογίας με σκοπό την καλύτερη εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας.

Οι ανεμογεννήτριες είναι μηχανές οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια και χρησιμοποιούνται για την πλήρη κάλυψη ή και τη συμπλήρωση των ενεργειακών αναγκών. Η σημαντική μείωση του κόστους κατασκευής των ανεμογεννητριών έχει καταστήσει πλέον την αιολική ενέργεια ανταγωνιστική έναντι των συμβατικών μορφών ενέργειας. Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό και η αιολική ενέργεια μπορεί να συμβάλλει σημαντικά στην ανάπτυξή της.

1.2 Σημασία του γενικού προβλήματος

Προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το κόστος εγκατάστασης και συντήρησης των ανεμογεννητριών, οι εγκαταστάσεις παραγωγής αιολικής ενέργειας είναι οργανωμένες σε ομάδες ανεμογεννητριών, τα αιολικά πάρκα. Όμως, η απόδοση μίας ανεμογεννήτριας που λειτουργεί μέσα σε ένα αιολικό πάρκο, δεν είναι η ίδια με την απόδοση της σε περίπτωση αυτόνομης λειτουργίας. Αυτό οφείλεται στην αλληλεπίδραση της με τις γειτονικές ανεμογεννήτριες του πάρκου.

Η βελτίωση της απόδοσης ενός αιολικού πάρκου, αποτελεί ένα μείζον ζήτημα που έχει προσεγγιστεί με διάφορους τρόπους. Φαίνεται όμως, ότι η εισαγωγή αλγορίθμων ελέγχου του πάρκου προσεγγίζει το θέμα αποτελεσματικότερα. Σκοπός των αλγορίθμων είναι η μεγιστοποίηση της ισχύος της ανεμογεννήτριας σε διάφορες ταχύτητες και κατευθύνσεις του ανέμου, καθώς και η προστασία της σε περιπτώσεις ακραίων καιρικών συνθηκών. Ο αλγόριθμος τον οποίο πραγματεύεται η παρούσα εργασία είναι αυτός της ανακατεύθυνσης του ομόρρου (wake redirection).

Στις ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα, η γωνία μεταξύ του άξονα του ρότορα και της κατεύθυνσης του ανέμου, ονομάζεται γωνία απόκλισης (yaw angle). Το σύστημα εκτροπής της ανεμογεννήτριας χρησιμοποιείται για να διατηρεί τον άξονα του ρότορα σωστά

ευθυγραμμισμένο με τον άνεμο, ελαχιστοποιώντας τη γωνία απόκλισης προς μεγιστοποίηση της απόκτησης αιολικής ενέργειας. Όπως ειπώθηκε, ο έλεγχος ενός αιολικού πάρκου είναι ένα ενεργό ερευνητικό πεδίο. Με μελέτες προσομοίωσης, διαπιστώθηκε ότι ελέγχοντας τη γωνία απόκλισης, υπάρχει βελτίωση στη παραγόμενη ενέργεια του πάρκου και παράλληλη μείωση των φορτίων κόπωσης στα πτερύγια των ανεμογεννητριών, λόγω της μερικής επικάλυψης του ομόρρου. [1],[2]

Η ανακατεύθυνση του ομόρρου με χρήση της γωνίας απόκλισης, είναι σήμερα μία από τις πιο υποσχόμενες μεθοδολογίες ελέγχου των αιολικών πάρκων. Βασίζεται στη λειτουργία της ενεργητικής εκτροπής του ρότορα των ανάντι ανεμογεννητριών από την ευθύγραμμη κατεύθυνση (yaw misalignment) της επερχόμενης ελεύθερης ροής, προκειμένου να δημιουργηθεί μια εγκάρσια δύναμη στην κύρια κατεύθυνση της ροής του ανέμου και να ανακατευθυνθεί αποτελεσματικά ο ομόρρους, ώστε να μην επηρεάζονται τόσο οι κατάντι ανεμογεννήτριες. [3]

Τα βασικά χαρακτηριστικά και οι παραλλαγές που εφαρμόζονται, αναφέρονται από τους Jiménez et al. [4] και περιγράφεται το μοντέλο προσομοίωσης το οποίο αξιολογεί την εκτροπή του ομόρρου και πραγματοποιείται σύγκριση με τα αποτελέσματα ενός αναλυτικού μοντέλου. Οι Fleming et al. [5], εξέτασαν για την περίπτωση μίας ανεμογεννήτριας, καθώς και για σύστημα ανεμογεννητριών, [6] τη ροή και τον ομόρρου που δημιουργήθηκαν, με και χωρίς ανακατεύθυνση με τη γωνία απόκλισης. Βρέθηκε ότι όταν η ανεμογεννήτρια στρεφόταν με θετική γωνία, επιτυγχανόταν η ανακατεύθυνση του ομόρρου και ταυτόχρονη μείωση του φορτίου σε όλα τα υποσυστήματα της ανεμογεννήτριας.

Επίσης, [7] πραγματοποιήθηκε ένας συνδυασμός της ανακατεύθυνσης του ομόρρου μέσω της γωνίας απόκλισης και χρήση ενός μοντέλου ομόρρου για βελτιστοποίηση της διάταξης των ανεμογεννητριών του αιολικού πάρκου. Μάλιστα, στην έρευνα τους οι Gebraad et al, [8] αύξησαν την ισχύ εξόδου μιας προσομοίωσης αιολικού πάρκου, με ένα εποπτικό σύστημα ελέγχου της γωνίας απόκλισης χρησιμοποιώντας μια προσέγγιση βελτιστοποίησης, δοκιμάζοντας ένα μεγάλο αριθμό πιθανών ρυθμίσεων ελέγχου και ένα παραμετρικό μοντέλο, χρησιμοποιώντας δεδομένα για τις αλληλεπιδράσεις ομόρρου. [9],[10]

Στις εργασίες τους, οι Campagnolo et al [11],[12] πραγματοποίησαν δοκιμές σε αιολικό πάρκο σε κλίμακα, αποτελούμενο από τρεις ανεμογεννήτριες σε αεροδυναμική σήραγγα μεγάλου οριακού στρώματος, με στόχο τη μεγιστοποίηση της ενέργειας του πάρκου μέσω της εκτροπής του ομόρρου. Τα συμπεράσματα ήταν ευνοϊκά για την ενεργητική εκτροπή των ανεμογεννητριών. Επιπλέον, [13] μελετήθηκε και ποσοτικοποιήθηκε η επίδραση του ομόρρου και την εκτροπή του, ενός πλωτού αιολικού πάρκου σε κλίμακα, αποτελούμενο από τέσσερις ανεμογεννήτριες.

Στο ίδιο μήκος κύματος κυμάνθηκαν και οι πειραματικές δοκιμές των Schreiber et al [14], οι οποίοι βαθμονόμησαν τις παραμέτρους ενός μοντέλου για τον ομόρρου, βάση των μετρήσεων ενός αιολικού πάρκου σε κλίμακα, αποτελούμενο από τρεις ανεμογεννήτριες που υπόκεινται σε διάφορες συνθήκες και γωνίες απόκλισης.

1.3 Στόχος της έρευνας

Η παρούσα εργασία πραγματεύεται το θέμα της βελτιστοποίησης της παραγωγής ενός αιολικού πάρκου, μέσω του ελέγχου του ομόρρου των ανεμογεννητριών με την τεχνική της ρύθμισης της γωνίας απόκλισής τους. Σκοπός της εκτροπής του ομόρρου, αποτελεί η διαπίστωση της μείωσης της αλληλεπίδρασης των κατάντι ανεμογεννητριών, καθώς και η ταυτόχρονη αύξηση της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος του πάρκου.

Για το σκοπό αυτό, μελετήθηκε, προσαρμόστηκε και προγραμματίστηκε σε περιβάλλον FORTRAN ένα παραμετρικό μοντέλο ομόρρου το οποίο βασίζεται στη μεθοδολογία του εργαλείου FLORIS [15],[16] και στην έρευνα των Schreiber et al [14], το οποίο αφορά ανεμογεννήτριες που λειτουργούν υπό κάποια γωνία σε σχέση με τη διεύθυνση της ελεύθερης αδιατάρακτης ροής του ανέμου, συνεπώς περιλαμβάνεται η γωνία απόκλισης. Οι παραλλαγές εφαρμόζονται με βάση ήδη υπάρχουσες μελέτες [4],[8]. Η χρήση παρόμοιων μοντέλων αξιολογεί την αλληλεπίδραση των ανεμογεννητριών εντός ενός πάρκου.

Συνεπώς, το μοντέλο, με εφαρμογή κατάλληλου αλγορίθμου βελτιστοποίησης, παρέχει τη δυνατότητα προσδιορισμού της βέλτιστης γωνίας εκτροπής κάθε ανεμογεννήτριας εντός ενός πάρκου, με στόχο τη μεγιστοποίηση της παραγωγή τους και τη βέλτιστη λειτουργία τους. Η πραγμάτωση του αλγορίθμου έγινε σε περιβάλλον Python.

1.4 Δομή της εργασίας

Στο Κεφάλαιο 1 της παρούσας διπλωματικής εργασίας, γίνεται μια σύντομη αναφορά στη σημασία που κατέχει το ζήτημα του ελέγχου του ομόρρου των ανεμογεννητριών ενός πάρκου, καθώς και μια ανασκόπηση στις βασικότερες συνεισφορές της έρευνας σχετικά με τη γωνία απόκλισης της ανεμογεννήτριας και την προσφορά τους στην ανάπτυξη του χώρου της αύξησης της παραγωγής της αιολικής ενέργειας. Παρουσιάζονται επίσης και οι στόχοι της εργασίας.

Στο Κεφάλαιο 2 εισάγεται εκτενώς η έννοια του ομόρρου μιας ανεμογεννήτριας καθώς και των χαρακτηριστικών και του τρόπου επίδρασής του. Επεξηγούνται επίσης οι μέθοδοι που

ακολουθούνται για τη μοντελοποίηση του ομόρρου και παρουσιάζεται αναλυτικά το κινηματικό μοντέλο ομόρρου Jensen.

Στο Κεφάλαιο 3 αναφέρεται το παραμετρικό μοντέλο που βασίζεται στη μεθοδολογία του εργαλείου FLORIS το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην εργασία για το πρόβλημα της εκτροπής του ομόρρου και των υπολογισμό των χαρακτηριστικών του, καθώς και η διαδικασία υλοποίησης του.

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα που εξάγονται από την ανάλυση του μοντέλου που αναπτύχθηκε για το έλλειμμα ταχύτητας, την ανάκτηση και την εκτροπή του ομόρρου για μηδενική και μη μηδενική γωνία απόκλισης. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από το μοντέλο συγκρίνονται με υπάρχοντες πειραματικές μετρήσεις. Στη συνέχεια, πραγματοποιείται διόρθωση των τιμών στις παραμέτρους του μοντέλου, ώστε να υπάρχει σύγκλιση με τις αντίστοιχες συγκρινόμενες τιμές και επιλέχθηκε ένα σύνολο τιμών για το οποίο τα αποτελέσματα ήταν ικανοποιητικά για όλες τις υπό εξέταση περιπτώσεις. Επιπρόσθετα, μελετήθηκε η παραγόμενη ισχύς των ανεμογεννητριών ενός υπό κλίμακα αιολικού πάρκου αποτελούμενου από τρεις όμοιες μηχανές, συναρτήσει της γωνία απόκλισης της ανάντι ανεμογεννήτριας.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται μία βέλτιστη χωροθέτηση ενός αιολικού πάρκου με μεγάλο αριθμό ανεμογεννητριών, σύμφωνα με τις βασικές διευθύνσεις πνοής του ανέμου και γίνεται σύνδεση του μοντέλου με έναν αλγόριθμο βελτιστοποίησης. Σκοπός του αλγορίθμου είναι η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας του πάρκου κάνοντας έλεγχο των γωνιών απόκλισης των ανεμογεννητριών. Υπολογίζεται επίσης ο βαθμός απόδοσης του πάρκου και το ενεργειακό κέρδος που προκύπτει λόγω αυτής της ρύθμισης.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 6 καταγράφονται τα συμπεράσματα που εξάγονται από τη διπλωματική εργασία. Γίνεται μία συνοπτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν και αναφέρονται προτάσεις και οι κατευθύνσεις για μελλοντική έρευνα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2ο

Ομόρρους Ανεμογεννήτριας

Όπως ήδη αναφέρθηκε, οι ανεμογεννήτριες των αιολικών πάρκων αντιμετωπίζουν ένα τροποποιημένο αιολικό πεδίο, σε σύγκριση με το αδιατάρακτο πεδίο του ανέμου περιβάλλοντος. Καθώς η ροή του ανέμου αλληλεπιδρά με τα περιστρεφόμενα πτερύγια της ανεμογεννήτριας, λόγω της απορρόφησης ενέργειας εμφανίζεται ένα έλλειμμα ταχύτητας και συνοδά φαινόμενα τυρβώδους ανάμιξης. Κατ' επέκταση, σχηματίζεται μια περιοχή όπου η ένταση της ταχύτητας του ανέμου μειώνεται, ενώ ταυτόχρονα παρατηρείται αύξηση της εντάσεως της τύρβης, σε σχέση με την ταχύτητα της ελεύθερης προσπίπτουσας ροής. Η περιοχή αυτή ονομάζεται ομόρρους.[17]

Σε ένα αιολικό πάρκο, ο ομόρρους, ο οποίος χαρακτηρίζεται από χαμηλότερες ταχύτητες και υψηλότερη τύρβη σε σχέση με αυτές της ελεύθερης ροής, επηρεάζει δυσμενώς τις ανεμογεννήτριες. Κατ' επέκταση, μειώνεται σημαντικά η απόδοση των μηχανών που βρίσκονται εξ' ολοκλήρου ή τμηματικά στον ομόρρου των προπορευόμενων μηχανών. Κατά συνέπεια, η διαθέσιμη προς αξιοποίηση παραγόμενη αιολική ενέργεια του πάρκου μειώνεται.[14],[18] Ως γενικός κανόνας, θεωρείται ότι οι επιδράσεις του ομόρρου μπορούν να αγνοηθούν σε αποστάσεις μεγαλύτερες από 10 διαμέτρους δρομέα κατάντι της ανεμογεννήτριας. Παρόλα αυτά λόγω περιορισμένου χώρου και αυξημένης ενεργειακής ανάγκης συνήθως η τοποθέτηση των ανεμογεννητριών σε ένα αιολικό πάρκο γίνεται πιο πυκνά, με αποτέλεσμα να οι αλληλεπιδράσεις του ομόρρου μιας ανεμογεννήτριας και των κατάντι μηχανών να είναι υπαρκτές. Το φαινόμενο της δημιουργίας και της εξέλιξης του ομόρρου αποτελεί ένα σύνθετο πρόβλημα ρευστομηχανικής και σχετίζεται με την αλληλεπίδραση των περιστρεφόμενων πτερυγίων της μηχανής με το ατμοσφαιρικό οριακό στρώμα. Αυτή η αλληλεπίδραση των ανεμογεννητριών λαμβάνεται υπόψη στο στάδιο του σχεδιασμού, δηλαδή όταν αποφασίζεται η ακριβής τοποθέτηση των ανεμογεννητριών εντός του αιολικού πάρκου.

Ο ομόρρους διακρίνεται σε τρεις επιμέρους περιοχές, την περιοχή του κοντινού ομόρρου, την περιοχή του μακρινού ομόρρου και τη ζώνη ανάμιξης. Η εναλλαγή μεταξύ των δύο κύριων τμημάτων, του κοντινού και του μακρινού ομόρρου, δε γίνεται απότομα, αλλά σταδιακά κατά μήκος του ομόρρου. Έτσι δεν υπάρχει ένα μοναδικό σημείο στο οποίο εντοπίζεται η εναλλαγή αυτή, αλλά μια ολόκληρη περιοχή μετάβασης. [19]

Η περιοχή που βρίσκεται αμέσως κατάντι του δρομέα της ανεμογεννήτριας, ονομάζεται περιοχή κοντινού ομόρρου και εκτείνεται από δύο έως τέσσερις διαμέτρους δρομέα. Η περιοχή αυτή, κυριαρχείται από τις διαταραχές που δημιουργούνται από τη γεωμετρία του ίδιου του στροβίλου, δηλαδή για παράδειγμα επηρεάζεται από τον αριθμό και το σχήμα των πτερυγίων του. Ο ομόρρους τείνει καθώς εξαπλώνεται να κινείται ακτινικά προς τα έξω και για μικρές αποστάσεις κατάντι και αξονικά του ομόρρου παρατηρείται σημαντική απόκλιση

στην ταχύτητα. Καθώς συνυπάρχουν τα ατμοσφαιρικά οριακά στρώματα (τύρβη μεγάλης κλίμακας) με αυτά που αναπτύσσονται στα πτερύγια των ανεμογεννητριών (τύρβη μικρής κλίμακας), η κυκλοφορία του αέρα κατά μήκος των πτερυγίων του στροβίλου οδηγεί στο σχηματισμό δινών και στροβιλισμών με ελικοειδείς τροχιές που διαστέλλονται γρήγορα, σχηματίζοντας ένα κυλινδρικό στρώμα διάτμησης. Το διατμητικό αυτό στρώμα διαχωρίζει το εσωτερικό του ομόρρου από την εξωτερική ροή του περιβάλλοντος και διογκώνεται τόσο προς τον εσωτερικό πυρήνα του, όσο και προς την περιβάλλουσα ροή, ώστε να δημιουργείται δυναμικός πυρήνας σε σχήμα κώνου. Η κατανομή της ροής εντός αυτής της περιοχής είναι ετερογενής και πολύπλοκη.

Η περιοχή μακρινού ομόρρου, αρχίζει περίπου στις 4 διαμέτρους μετά τον κοντινό ομόρρου, καθώς η ανάμειξη της τύρβης, μεγάλης και μικρής κλίμακας, έχει ολοκληρωθεί. Τα διατμητικά στρώματα έχουν διεισδύσει πλήρως στο χώρο του ομόρρου και η ανάπτυξή του εξαρτάται πλέον από την ώση και τη ροπή που εφαρμόζεται από το στρόβιλο στη ροή και την αλληλεπίδραση της ατμοσφαιρικής τύρβης με τα στρώματα διάτμησης. Στον μακρινό ομόρρου η επίδραση του ρότορα είναι αμελητέα. Επιπλέον, παρατηρείται κατάντι, μείωση στις κλίσεις της ακτινικής ταχύτητας, άρα η εξάπλωση του όμορου εξαρτάται αποκλειστικά από τη μέση τιμή της τύρβης. Οι διανομές του ελλείμματος της ταχύτητας σε διαφορετικές αποστάσεις κατάντι του δρομέα εμφανίζουν γεωμετρική ομοιότητα και η εξασθένησή τους μεταπίπτει πλέον σε ένα πρόβλημα διάχυσης.[20] Αναμένεται ότι σε ικανοποιητικά μεγάλες αποστάσεις κατάντι του ρότορα, η ροή του άνεμου επανακτάται σταδιακά και τα αυξημένα επίπεδα τύρβης εξαφανίζονται λόγω διάχυσης, ώσπου στο τέλος του πεδίου, η ταχύτητα προσεγγίζει την ταχύτητα ελεύθερης ροής. Δεν υπάρχει σαφής διάκριση μεταξύ των περιοχών του κοντινού και του μακρινού ομόρρου, αλλά γενικά είναι αποδεκτό ότι συμβαίνει γύρω στις 2 με 4 διαμέτρους κατάντι του ρότορα.[19]

Η παραγόμενη ροή στον ομόρρου (wake effect) μοντελοποιείται με τη χρήση προτύπων μοντέλων ομόρρου και ο έλεγχος του ομόρρου, που πραγματεύεται η παρούσα εργασία, συνδέεται άμεσα με αυτά.

2.1 Μοντελοποίηση του Ομόρρου

Ένα αξιόπιστο πρότυπο ομόρρου και υπολογιστικά μη απαιτητικό, μπορεί να βοηθήσει τόσο στην πρόβλεψη της απόδοσης του αιολικού πάρκου και στην εξαγωγή της μέγιστης παραγόμενης ενέργειας, όσο και στην ελαχιστοποίηση τόσο του κόστους παραγωγής της ενέργειας όσο και των φορτίων κόπωσης των ανεμογεννητριών, παρατείνοντας έτσι τη διάρκεια ζωής τους.

Η παραδοσιακή προσέγγιση της μοντελοποίησης του ομόρρου βασίζεται στην περιγραφή του ομόρρου μίας μόνο ανεμογεννήτριας και στον υπολογισμό της αλληλεπίδρασής του με τους γειτονικούς ομόρρους. Τα μοντέλα μακρινού ομόρρου χωρίζονται σε δύο κατηγορίες,

ανάλογα με την ακρίβειά τους, τα αναλυτικά και τα υπολογιστικά ή κινηματικά και μοντέλα πεδίου, αντίστοιχα.[17]

Η φυσική του ομόρρου των ανεμογεννητριών μπορεί να περιγραφεί με τις εξισώσεις Navier-Stokes, όπου οι ατμοσφαιρικές ταχύτητες ροής ανάντι και κατάντι μιας ανεμογεννήτριας τυπικά κυμαίνονται μεταξύ 4 και 25 ms^{-1}. [21]

Η παρούσα εργασία ασχολείται με ένα κινηματικό μοντέλο μακρινού ομόρρου, καθώς στα αιολικά πάρκα οι συνήθεις αποστάσεις των γειτονικών ανεμογεννητριών καλύπτουν το εύρος μεταξύ 5 και 12 διαμέτρων. Σε αυτό το εύρος θεωρείται ότι εξασθενούν τα φαινόμενα της αλληλεπίδρασης του ομόρρου με τις υπόλοιπες ανεμογεννήτριες.

2.1.1. Μοντέλα Πεδίου Ροής

Τα μοντέλα πεδίου είναι πολύ χρονοβόρα και υπολογιστικά ακριβά, καθώς κάνουν τις λιγότερες απλοποιήσεις των εξισώσεων Navier-Stokes ώστε να χαρακτηριστεί πλήρως ο ομόρρους και οι διαταραχές. Συνεπώς, δεν μπορούν να εφαρμοστούν άμεσα σε έναν έλεγχο του αιολικού πάρκου. Αυτά τα μοντέλα υπολογίζουν τα μεγέθη ροής σε κάθε σημείο του πεδίου ροής, χρησιμοποιώντας Υπολογιστική Ρευστοδυναμική (Computational Fluid Dynamics, CFD), επιλύοντας δηλαδή τις εξισώσεις μέσω πεπερασμένων στοιχείων. Λόγω του μεγάλου όγκου διακριτοποιημένων εξισώσεων, πολλές φορές η άμεση λύση είναι αδύνατη.

Τα μοντέλα πεδίου, ανάλογα με την επιθυμητή ακρίβεια, προσαρμόζονται σε τρισδιάστατη και δισδιάστατη μορφή. Η δισδιάστατη εμφανίζεται συχνότερα, κυρίως λόγω του μικρότερου υπολογιστικού χρόνου που απαιτεί και της χαμηλότερης πολυπλοκότητας που παρουσιάζει.

2.1.2. Κινηματικά Μοντέλα

Τα κινηματικά (αναλυτικά) πρότυπα ομόρρου βασίζονται σε ημι-εμπειρικές συναρτήσεις και απλοποιήσεις των εξισώσεων Navier-Stokes. Εφαρμόζουν αναλυτικές σχέσεις γεωμετρικής ομοιότητας για τον υπολογισμό της κατανομής των ελλειμμάτων ταχύτητας ανέμου στον ομόρρου, εφόσον έχουν υπολογιστεί προηγουμένως τα πεδία του ανέμου. [17] Για την περιγραφή του ομόρρου δε λαμβάνεται υπόψη η περιοχή επέκτασης και παρέχονται διαφορετικού τύπου προφίλ για τις περιοχές κοντινού και μακρινού ομόρρου. Για την περιοχή μακρινού ομόρρου, τα προφίλ έχουν γεωμετρική ομοιότητα, ενώ στην περιοχή κοντινού ομόρρου, συνήθως υπάρχει ένας κεντρικός πυρήνας όπου η ταχύτητα παραμένει σταθερή, ενώ η ακτίνα του φθίνει. Όταν η ακτίνα αυτή μηδενιστεί, η περιοχή του κοντινού ομόρρου έχει φτάσει σε πέρας.

Σε αυτά τα μοντέλα, το αρχικό έλλειμμα ταχύτητας, συνήθως λαμβάνεται από τον συντελεστή ώσης της μηχανής. Η διαστολή του ομόρρου καθώς και το έλλειμμα της ταχύτητας σε κάθε θέση κατάντι της ανεμογεννήτριας, προσδιορίζονται με βάση την εξίσωση διατήρησης της ορμής. Η κατανομή των ταχυτήτων στον ομόρρου λαμβάνεται ομοιόμορφη και εξαρτάται μόνο από την απόσταση, στοχεύοντας στην εξαγωγή συμπερασμάτων για την κινητική ενέργεια που μπορεί να δεσμεύσει ο δρομέας και όχι για τον ακριβή προσδιορισμό των χαρακτηριστικών του ομόρρου.[22]

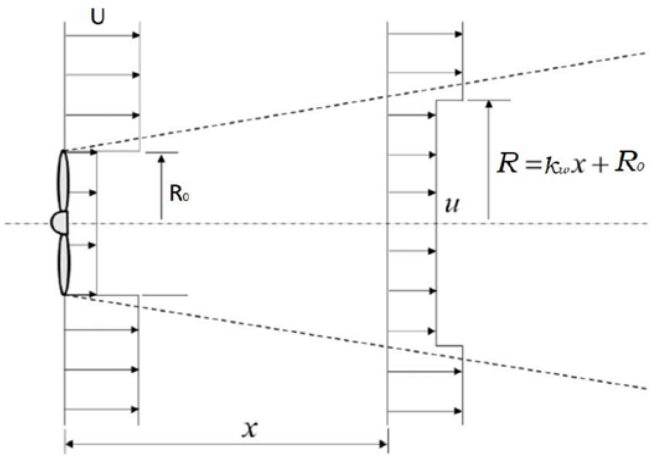
Αυτά τα μοντέλα μπορούν να είναι πολύ αποτελεσματικά στη μοντελοποίηση της επέκτασης του ομόρρου και του ελλείμματος της ταχύτητας και συνήθως προτιμώνται λόγω της υπολογιστικής τους απόδοσης και της ταχύτερης ανάλυσης. Όμως, δε λαμβάνεται επίσης υπόψη η αλλαγή στο επίπεδο της τύρβης στον ομόρρου κατάντι της ανεμογεννήτριας. Επομένως, σε περίπτωση που είναι επιθυμητές οι τιμές της τύρβης στο αιολικό πάρκο, τα κινηματικά μοντέλα πρέπει να συνδυαστούν με κάποιο μοντέλο τύρβης ομόρρου.

2.2 Πρότυπο Ομόρρου Jensen

Στο μοντέλο του Jensen, αρχικά θεωρείται ότι η ακτίνα του ομόρρου έχει διάμετρο ίση με αυτή της ανεμογεννήτριας και αυξάνεται γραμμικά, ως μία συνάρτηση της απόστασης κατάντι του δρομέα. Επιπλέον, το έλλειμμα ταχύτητας εξαρτάται μόνο από την απόσταση κατάντι του δρομέα, καθώς το προφίλ της επερχόμενης σταθερής ταχύτητας είναι ομοιόμορφο. Λόγω αυτής της απλοποίησης, η προσομοίωση παρέχει ακριβή αποτελέσματα σε αποστάσεις μεγαλύτερες των τεσσάρων διαμέτρων, δηλαδή στην περιοχή του μακρινού ομόρρου. Αντίθετα, στην περιοχή του κοντινού ομόρρου, η πρόβλεψη είναι ανακριβής. Καθώς όμως, οι ανεμογεννήτριες σπανίως τοποθετούνται σε απόσταση μικρότερη των τεσσάρων διαμέτρων, οι ακριβείς υπολογισμοί δεν είναι αναγκαίοι στον κοντινό ομόρρου. [23] Τέλος, το πρότυπο θεωρεί ότι η ροή του ανέμου τόσο ανάντι όσο και κατάντι της ανεμογεννήτριας είναι αξονοσυμμετρική.

Το πρότυπο του Jensen, αποτελεί ένα από τα πιο ευρέως διαδεδομένα μοντέλα ομόρρου, λόγω της απλότητάς του και του χαμηλού του υπολογιστικού κόστους, γεγονός που το καθιστά ένα ιδανικό εργαλείο. Επιπλέον, χαρακτηρίζει το πεδίο ροής του ανέμου πίσω από την ανεμογεννήτρια πιο κοντά στην πραγματικότητα. Ο ομόρρους, σύμφωνα με το πρότυπο Jensen, παρουσιάζεται στην Εικόνα 2.1.

Στην παρούσα εργασία, το μοντέλο Jensen συνδιάζεται με το μοντέλο που δημιουρήθηκε με βάση το εργαλέιο FLORIS και στην περίπτωση της μηδενικής γωνίας απόκλισης, χρησιμοποιείται για την περιγραφή της διαστολής κάθε ζώνης του ομόρρου, καθώς και για τον υπολογισμό του αντίστοιχου ελλείματος ταχύτητας.



Εικόνα 2.1: Διαμόρφωση ομόρρου ανεμογεννήτριας σε κάτοψη, όπως προκύπτει από το μοντέλο Jensen, αρχίζοντας από το δρομέα και αναπτυσσόμενο κατάντι.

Η ταχύτητα της ροής U_T αμέσως μετά το δρομέα ορίζεται ως

$$U_T(x) = U(1 - 2a) \tag{2.1}$$

όπου U είναι η ταχύτητα της ροής ανάντι της ανεμογεννήτριας και a είναι ο συντελεστής αξονικής επαγωγής, που σε ομοαξονική ροή και για κωνικό προφίλ ομόρρου, ορίζεται ως

$$\alpha = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{2} \tag{2.2}$$

όπου C_T είναι ο συντελεστής ώσης της ανεμογεννήτριας. Το μοντέλο Jensen απαιτεί $C_T < 1$. Η σταθερή κλίση του ομόρρου ή σταθερά εξασθένισης του ομόρρου k_w, ορίζεται ως

$$k_w = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{H_{hub}}{z_0}\right)} \tag{2.3}$$

όπου H_{hub} είναι το ύψος της πλήμνης και z_0 το ύψος τραχύτητας του εδάφους στην περιοχή.

Υποθέτοντας μία γραμμική εξάπλωση του πεδίου ροής, η πορεία του ανέμου που απορρίφθηκε από τα πτερύγια, αντιπροσωπεύεται από ένα κώνο. Η ακτίνα του κώνου, δηλαδή του ομόρρου, συναρτήσει της θέσης x κατάντι του δρομέα ορίζεται ως

$$R(x) = R_0 + k_w x \tag{2.4}$$

όπου R_0 η ακτίνα του δρομέα της ανεμογεννήτριας.

Τέλος, η ταχύτητα της ροής συναρτήσει της απόστασης x κατάντι του δρομέα στην περιοχή του πλήρως ανεπτυγμένου ομόρρου [21], ορίζεται ως

$$u(x) = U\left[1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{\left(1 + k_w \frac{x}{R_0}\right)^2}\right] \tag{2.5}$$

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3ο

Υπολογιστικό Υπόβαθρο: Το μοντέλο FLORIS

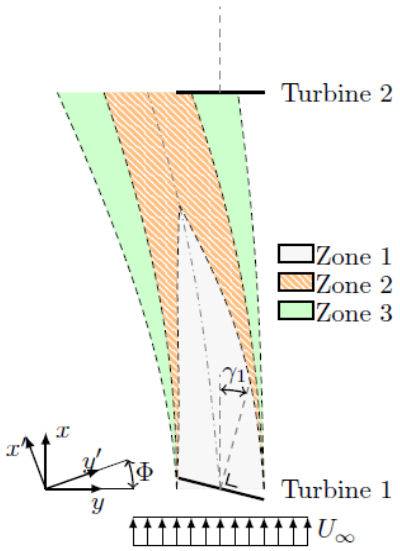
Οι επιδράσεις του ομόρρου αναλύονται με τη χρήση ενός παραμετρικού μοντέλου που βασίζεται στη μεθοδολογία του εργαλείου FLOw Redirection and Induction in Steady-state (FLORIS). Το μοντέλο που αναπτύχθηκε προβλέπει τις πραγματικές ταχύτητες της ροής του ανέμου σε κάθε έναν από τους δρομείς του αιολικού πάρκου και κατ' επέκταση και τη συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του.

Όπως ειπώθηκε, το μοντέλο αποτελεί ένα συνδυασμό του μοντέλου Jensen και ενός μοντέλου για εκτροπή του ομόρρου μέσω της γωνίας απόκλισης. Όμως, σε αντίθεση με το Jensen, όπου ορίζεται μόνο μία ενιαία ζώνη, εδώ ορίζονται τρεις ζώνες i εντός του ομόρρου κάθε ανεμογεννήτριας.

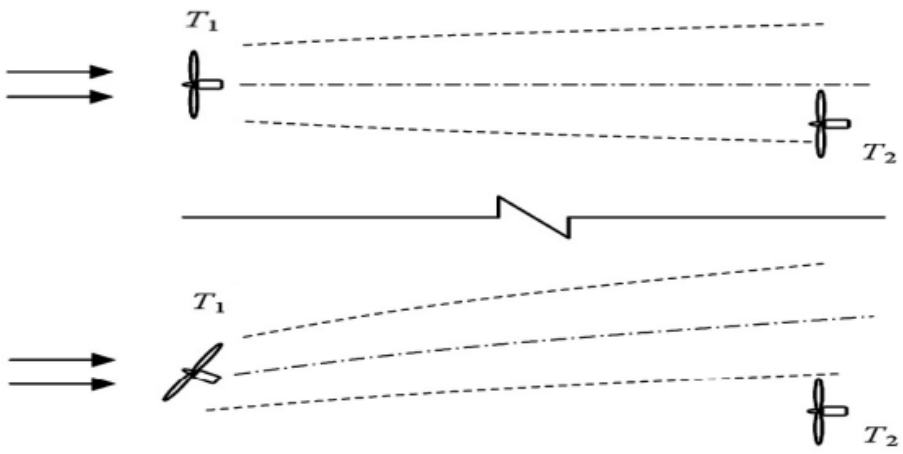
Το έλλειμμα ταχύτητας του ομόρρου καθορίζεται από τη γωνία απόκλισης και τη σχετική θέση του στροβίλου ως προς το εισερχόμενο πεδίο ανέμου. Χρησιμοποιώντας τα προφίλ ταχύτητας του ομόρρου, υπολογίζεται η ισχύς κάθε μεμονωμένης ανεμογεννήτριας.

Οι τρεις ζώνες του ομόρρου στο είναι:

$$\begin{cases} i = 1, \textit{κοντινός ομόρρους} \\ i = 2, \textit{μακρινός ομόρρους} \\ i = 3, \textit{ζώνη μετάβασης} \end{cases}$$



Εικόνα 3.1: Σχηματική αναπαράσταση της εκτροπής του ομόρρου που οφείλεται στην αλλαγή ευθυγράμμισης λόγω της γωνίας απόκλισης, όπως διαμορφώθηκε από το μοντέλο. Υποδεικνύονται οι τρεις διαφορετικές ζώνες του ομόρρου.



Εικόνα 3.2: Προσομοίωση της εκτροπής του ομόρρου της ανάντι ανεμογεννήτριας με έλεγχο της γωνίας απόκλισής της. Η κατεύθυνση του ομόρρου μακριά από την κατάντι μηχανή, μειώνει την επίδραση του σε αυτήν και προκαλεί βελτίωση της ισχύος εξόδου του πάρκου.

3.1 Εκτροπή του ομόρρου

Η εκτροπή του ρότορα μιας ανεμογεννήτριας, προκαλεί περιστροφή της δύναμης ώσης που ασκείται στη ροή, με αποτέλεσμα να επάγεται μια συνιστώσα πλευρικού ανέμου, η οποία αναγκάζει τη ροή να εκτραπεί προς την αντίθετη κατεύθυνση από αυτή της γωνίας απόκλισης. Ως αποτέλεσμα, ο συντελεστής ώσης της ανεμογεννήτριας μεταβάλλεται, σε σχέση με τον αντίστοιχο συντελεστή ώσης C_T σε συνθήκες πλήρους ευθυγράμμισης των ανεμογεννητριών και πλέον ορίζεται ως

$$C_T(\gamma) = \frac{1}{2}\cos(\gamma)^2 \sin(\gamma) C_T \tag{3.1}$$

όπου

$$C_T = \begin{cases} 4\alpha(1-\alpha) & ,\alpha \leq 0.99 \\ 0.425 + 1.39\alpha & ,\alpha > 0.99 \end{cases} \tag{3.2}$$

Ο συντελεστής ώσης δηλαδή, ορίζεται ως συνάρτηση του συντελεστή αξονικής επαγωγής a, ενώ γ είναι η αρχική γωνία απόκλισης του ρότορα.

Η τροχιά της κεντρικής γραμμής του ομόρρου, λόγω της απόκλισης από την ευθύγραμμη θέση με τη γωνία απόκλισης, ορίζεται ως

$$\delta y_{yaw}(\Delta x, \gamma) = \frac{C_T(\gamma)\left(15\left(2k_d\frac{\Delta x}{D_o}+1\right)^4 + C_T(\gamma)^2\right)}{30\frac{k_d}{D_o}\left(2k_d\frac{\Delta x}{D_o}+1\right)^5} - \frac{C_T(\gamma)D_o(15 + C_T(\gamma)^2)}{30k_d} \tag{3.3}$$

όπου Δx η απόσταση κατάντι της ανεμογεννήτριας και D_o η διάμετρος του ρότορα. Η παράμετρος k_d ορίζει την ανάκτηση της εισερχόμενης ροής στον ομόρρου.

3.2 Διαστολή του ομόρρου

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στο μοντέλο Jensen θεωρείται ότι ο ομόρρους μιας ανεμογεννήτριας διαστέλλεται γραμμικά και ανάλογα με την κατάντι απόσταση από το ρότορα, έχοντας μια σταθερή εισερχόμενη ταχύτητα με ομοιόμορφο προφίλ. Η απλοποίηση αυτή παρέχει ακριβή αποτελέσματα μόνο για την περιοχή του μακρινού ομόρρου. Για το λόγο αυτό, το μοντέλο Jensen επεκτάθηκε, χωρίζοντας τον ομόρρου σε τρεις διαφορετικές ζώνες, όπου και αυτές είναι ανάλογες της κατάντι απόστασης, αλλά δεν επεκτείνονται γραμμικά. Συνεπώς, στο μοντέλο που αναπτύχθηκε, σε κατάσταση αλλαγής ευθυγράμμισης με γωνία απόκλισης, η διάμετρος για κάθε ζώνη i ορίζεται ως

$$D_i(\Delta x, \gamma) = (\max\left(0, \left(D_o + 2k_{e,i}\Delta x\right)\cos\gamma^{k_{e,\gamma}}\right) \tag{3.4}$$

Η παράμετρος $k_{e,\gamma}$ περιγράφει τη μείωση της διαστολής του ομόρρου λόγω της εκτροπής της ανεμογεννήτριας. Ο κλιμακούμενος συντελεστής $k_{e,i}$ περιγράφει τη διαστολή του ομόρρου. Για τη ζώνη κοντινού ομόρρου, ο συντελεστής $k_{e,1}$ συνήθως ορίζεται σε μια αρνητική τιμή, υποδηλώνοντας ότι η διατομή αυτής της ζώνης τείνει στο μηδέν με την απόσταση από το ρότορα. Καθώς οι ζώνες του ομόρρου μπορούν να έχουν αρνητικό συντελεστή $k_{e,i}$, η διάμετρος του ομόρρου περιορίζεται σε θετικές τιμές.

3.3 Έλλειμμα ταχύτητας ανέμου στον ομόρρου

Λόγω της ανάμιξης που προκαλείται από την τύρβη, η ταχύτητα του ανέμου στον ομόρρου θα επανέλθει σταδιακά στην ταχύτητα ελεύθερης ροής. Στο μοντέλο, το έλλειμμα ταχύτητας μειώνεται τετραγωνικά με την απόσταση από το ρότορα. Το προφίλ της ταχύτητας κατάντι της ανεμογεννήτριας ορίζεται στην αξονική διεύθυνση x, ενώ οι υπόλοιπες συνιστώσες της, αγνοούνται. Κάθε μία από τις ζώνες έχει ομοιόμορφο προφίλ ταχύτητας ανέμου και ένα μοναδικό ρυθμό εξασθένησης του ομόρρου.

$$U_i(\Delta x) = U_\infty\left(1 - 2\alpha c_i(\Delta x)\right) \tag{3.5}$$

όπου U_∞ είναι η ταχύτητα της εισερχόμενης ελεύθερης ροής του ανέμου. Ο τοπικός συντελεστής εξασθένησης του ομόρρου c_i αποτελεί μια σταθερή συνάρτηση της πλευρικής μετατόπισης y του κέντρου του ομόρρου της ανεμογεννήτριας και ανάλογα με τη ζώνη που αντιπροσωπεύει, ορίζεται ως

$$c_i(\Delta x) = \begin{cases} c_1 & , |r| \leq \frac{D_1}{2} \\ c_2 & , \frac{D_1}{2} < |r| \leq \frac{D_2}{2} \\ c_3 & , \frac{D_2}{2} < |r| \leq \frac{D_3}{2} \\ 0 & , |r| > \frac{D_3}{2} \end{cases} \tag{3.6}$$

όπου $r = y - \delta y_{yaw}(\Delta x, \gamma)$, με y το όριο του ομόρρου και τελικά,

$$c_i(\Delta x) = \left(\frac{D_o}{D_o + 2k_{r,i}\Delta x}\right)^2 \tag{3.7}$$

Ο συντελεστής $k_{r,i}$ είναι η παράμετρος εξασθένισης του ομόρρου της κάθε ζώνης ομόρρου. Οι τυπικές τιμές του $k_{r,i}$ κυμαίνονται από 0.01 έως 0.5, ανάλογα με την τυρβώδη ροή του περιβάλλοντος, τα τοπογραφικά φαινόμενα και τη λειτουργία του στροβίλου. Για παράδειγμα, σε υψηλή τύρβη, οι ομόρροι των ανεμογεννητριών του αιολικού πάρκου θα ανακάμψουν γρηγορότερα λόγω της ανάμειξης τους. Ως αποτέλεσμα, η τιμή $k_{r,i}$ θα είναι υψηλότερη. Δεν υπάρχει κανένας τυπικός κανόνας για το πως k_r ποικίλλει ανάλογα με την ένταση της τύρβης.[24] Η περιοχή επικάλυψης κάθε ζώνης με την κατάντι περιοχή σάρωσης της ανεμογεννήτριας, χρησιμοποιείται για την εκτίμηση της ταχύτητας ανέμου των κατάντι ανεμογεννητριών.

Όπως επισημαίνεται σε προσομοιώσεις [5], ακόμη και για $\gamma = 0°$, δηλαδή για μηδενική γωνία απόκλισης, είναι υπαρκτή μία μικρή πλευρική εκτροπή του ομόρρου. Αυτή η εκτροπή μπορεί να εξηγηθεί τόσο από τη συνεισφορά τόσο των κατακόρυφων διατμητικών δυνάμεων του ατμοσφαιρικού στρώματος, όσο και από την περιστροφή του δρομέα. Όταν ο δρομέας περιστρέφεται δεξιόστροφα, ο ομόρρους θα περιστραφεί αριστερόστροφα. Η περιστροφή αυτή έχει ως αποτέλεσμα, τα χαμηλότερα στρώματα της ατμόσφαιρας που έχουν τη χαμηλότερη ταχύτητα, κινούνται προς τα πάνω και δεξιά, ενώ τα ανώτερα στρώματα με την υψηλότερη ταχύτητα, προς τα κάτω και αριστερά. Συνεπώς, το έλλειμμα ταχύτητας στη δεξιά πλευρά του ομόρρου αυξάνεται και υπάρχει μια εκτροπή του ομόρρου προς τα δεξιά.[8]

3.4 Ισχύς ανεμογεννήτριας

Η ηλεκτρική ισχύς που παράγεται από την κάθε ανεμογεννήτρια του πάρκου, υπολογίζεται από τη σχέση

$$P_i = \frac{1}{2}\rho A_i C_P(\gamma) U_i^3 \tag{3.8}$$

όπου ρ είναι η πυκνότητα του αέρα, A_i το εμβαδόν του δίσκου του ρότορα και $C_P(\gamma)$ ο συντελεστής ισχύος της ανεμογεννήτριας που ορίζεται ως

$$C_P(\gamma) = C_{P,\gamma=0} \cos(\gamma)^{k_p} \tag{3.9}$$

Ο συντελεστής k_p είναι η παράμετρος που λαμβάνει υπόψη τη μείωση της ισχύος λόγω της γωνίας απόκλισης, ενώ ο συντελεστής ισχύος $C_{P,\gamma=0}$ ορίζεται για την ανεμογεννήτρια που λειτουργεί με μηδενική γωνία απόκλισης.

3.5 Υλοποίηση αλγορίθμου

Ο αλγόριθμος του μοντέλου υλοποιήθηκε σε περιβάλλον FORTRAN. Αρχικά, υπολογίζονται τα χαρακτηριστικά του ομόρρου και η ισχύς της ανάντι ανεμογεννήτριας. Στη συνέχεια, συμπεριλαμβάνοντας τις επόμενες ανεμογεννήτριες, υπολογίζεται η εκτροπή και η διαστολή του ομόρρου λόγω της παρεμβολής όλων των ανάντι μηχανών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο

Αξιολόγηση αποτελεσμάτων

4.1 Περιγραφή της υπό εξέτασης ανεμογεννήτριας

Η ανεμογεννήτρια DTU 10 MW, σχεδιάστηκε στο Πολυτεχνείο της Δανίας (Danmarks Tekniske Universitet) και αποτελεί μία ανεμογεννήτρια αναφοράς. Με βάση αυτήν, δημιουργήθηκε στο Πολυτεχνείο του Μονάχου (Technische Universität München -TUM) το υπό κλίμακα μοντέλο ανεμογεννήτριας G1 (Generic 1.1 m) [14]. Η σχεδίαση των διαστάσεων της G1 είναι τέτοια ώστε ο ρότορας της να έχει παρόμοια βέλτιστη ταχύτητα ακροπτερυγίου TSR με την DTU, με σκοπό την απόκτηση ενός ρεαλιστικού ομόρρου. Η ανάλυση της παρούσας εργασίας αφορά την εξαγωγή αποτελεσμάτων από το FLORIS για τη G1.

Η G1 αποτελεί μια ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα με τρία πτερύγια και ονομαστική ισχύ 45 W. Η διάμετρος του ρότορα της είναι 1.1 m, το ύψος της πλήμνης είναι 0.825 m, ενώ η βέλτιστη ταχύτητα ακροπτερυγίου TSR είναι $\lambda_{opt} = 7.44$ για βέλτιστη γωνία βήματος πτερυγίου (pitch) $\beta = -2°$. Τέλος, ο συντελεστής ώσης είναι $C_T = 0.747$. Στους Πίνακες 4.1 και 4.2 παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των DTU και G1.

DTU 10 MW	
Αριθμός πτερυγίων	3
Ονομαστική ηλεκτρική ισχύς	10.0 MW
Διάμετρος ρότορα	178.3 m
Ύψος πλήμνης	119.0 m
Ονομαστική ταχύτητα ανέμου	11.4 ms^{-1}

Πίνακας 4.1: Βασικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας DTU 10 MW.

G1	
Αριθμός πτερυγίων	3
Ονομαστική ηλεκτρική ισχύς	45.0 W
Διάμετρος ρότορα	1.1 m
Ύψος πλήμνης	0.825 m
Ονομαστική ταχύτητα ανέμου	5.0 ms^{-1}

Πίνακας 4.2: Βασικά χαρακτηριστικά του μοντέλου ανεμογεννήτριας G1.

Η ανεμογεννήτρια G1 έχει μέγιστο συντελεστή ισχύος $C_{P,max} = 0.416$, που είναι πολύ ικανοποιητική τιμή για έναν τόσο μικρό ρότορα. Ο μέγιστος συντελεστής ισχύος επιτυγχάνεται για TSR 7.44, που είναι σχετικά κοντά στην αντίστοιχη τιμή 8 της DTU.

4.2 Βαθμονόμηση των παραμέτρων του μοντέλου

Το FLORIS είναι ένα μοντέλο το οποίο απαιτεί βαθμονόμηση των παραμέτρων του. Στην παρούσα εργασία, στο μοντέλο που αναπτύχθηκε οι τιμές των παραμέτρων είναι ίδιες με αυτές που αναφέρονται στο πείραμα [14], οι οποίες βαθμονομήθηκαν βάση των μετρήσεων του ομόρρου μίας ανεμογεννήτριας G1. Οι τιμές παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.3.

	$k_{e,1}$	$k_{e,2}$	$k_{e,3}$	$k_{r,1}$	$k_{r,2}$	$k_{r,3}$	$k_{e,\gamma}$	k_d	k_p
Υψηλή TI	-0.0251	0.0011	0.0386	0.0320	0.0669	0.2130	2.8808	0.1219	1.7870
Χαμηλή TI	-0.0363	-0.0062	0.0236	0.0140	0.0433	0.1864	2.8808	0.1219	1.7870

Πίνακας 4.3: Οι βαθμονομημένες παράμετροι του μοντέλου για την ανεμογεννήτρια G1.

Το σύνολο των παραμέτρων $k_{e,i}$ και $k_{r,i}$ αρχικά υπολογίστηκε για τύρβη υψηλής εντάσεως στο περιβάλλον της αεροσήραγγας ($TI = 5\%$). Στη συνέχεια, βαθμονομήθηκαν οι παράμετροι $k_{e,\gamma}$ και k_d που επηρεάζουν την εκτροπή του ομόρρου. Ο προσδιορισμός έγινε για τύρβη χαμηλής εντάσεως στην αεροσήραγγα ($TI = 1\%$) και για πληρότητα επαναπροσδιορίστηκαν οι τιμές των $k_{e,i}$ και $k_{r,i}$.

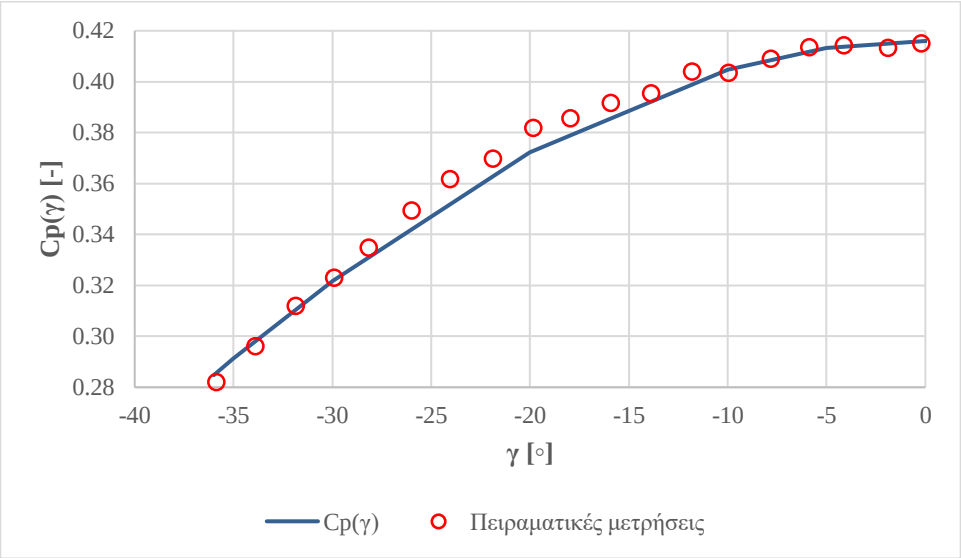
Οι παράμετροι $k_{e,\gamma}$ και k_d είναι ανεξάρτητοι από την ένταση της τύρβης. Γι' αυτό το λόγο μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την περιγραφή του ομόρρου και για την περίπτωση υψηλής τύρβης, στα πειράματα αιολικού πάρκου που περιγράφονται στη συνέχεια.

4.3 Συντελεστής ισχύος ανεμογεννήτριας G1

Το πρώτο τμήμα της εργασίας αφορά στην επαλήθευση των αποτελεσμάτων προέκυψαν από την ανάλυση της ανεμογεννήτριας G1 με το μοντέλο και στη σύγκριση τους, με τα πειραματικά αποτελέσματα [14] που πραγματοποιήθηκαν στο υπό κλίμακα αιολικό πάρκο των G1, στην αεροδυναμική σήραγγα του Πολυτεχνείου του Μιλάνου (Politecnico di Milano).

Στην Εικόνα 4.1 παρουσιάζεται η διακύμανση του συντελεστή ισχύος σε σχέση με τη γωνία απόκλισης, στη βέλτιστη γωνία pitch και ταχύτητα ακροπτερυγίου. Η προσαρμογή του μοντέλου για την απώλεια του συντελεστή ισχύος στα πειραματικά δεδομένα αποδίδεται από την εξίσωση (3.9) με $k_p = 1.7870$, ενώ οι πειραματικές μετρήσεις αφορούν τιμές που υπολογίστηκαν σε απόσταση 3D ανάντι της πλήμνης. Ο συντελεστής $C_{P,\gamma=0}$ ισούται με 0.416. Ο εκθέτης απώλειας ισχύος k_p για την ανεμογεννήτρια G1 έχει υπολογιστεί με διάφορες τιμές, όπως 2.17 [25], 2 [26], 1.8 [27] και 1.9 [28].

Η ανάκτηση των πειραματικών μετρήσεων και τον αποτελεσμάτων του μοντέλου που χρησιμοποιήθηκαν για την επαλήθευση, σε όλη την έκταση της διπλωματικής, έγινε με τη βοήθεια ενός εργαλείου εξαγωγής αριθμητικών δεδομένων από γραφήματα, καθώς οι μετρήσεις δεν ήταν διαθέσιμες.



Εικόνα 4.1: Συντελεστής ισχύος της G1 ως συνάρτηση της γωνίας απόκλισης γ του ανέμου.

4.4 Χαρακτηρισμός ομόρρου: Έλλειμμα ταχύτητας και ανάκτηση ομόρρου της G1 για μηδενική γωνία απόκλισης

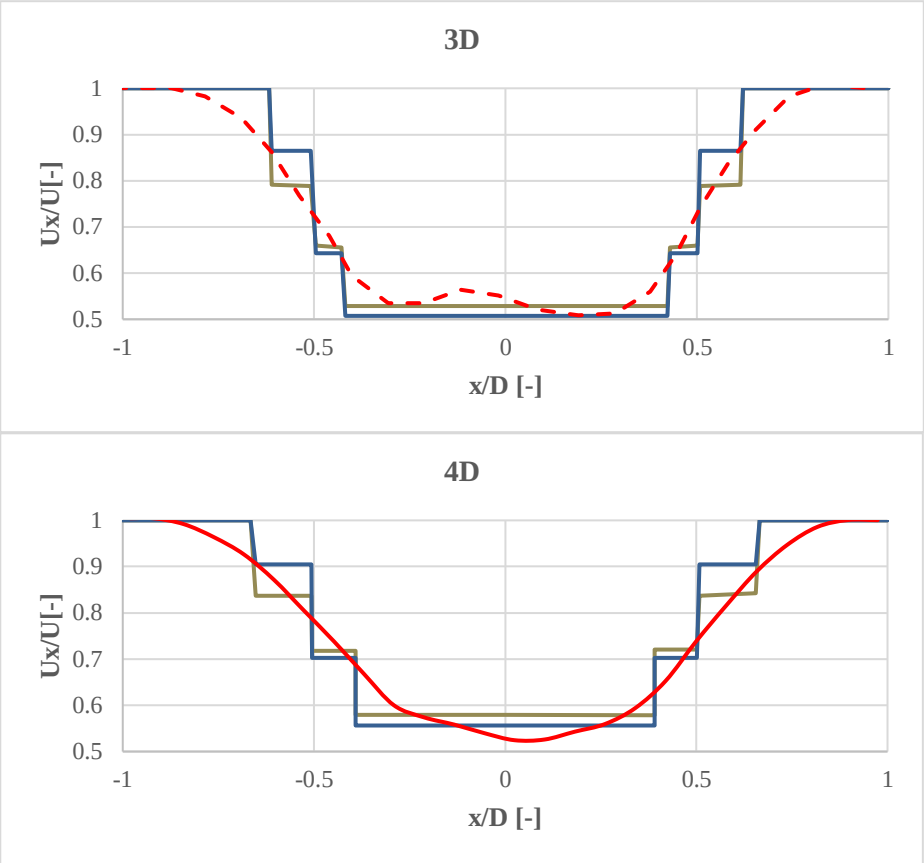
Σε αυτήν την ενότητα πραγματοποιείται ο χαρακτηρισμός του ομόρρου της ανεμογεννήτριας G1, όσον αφορά το έλλειμμα ταχύτητας και το ρυθμό ανάκτησης του πεδίου του ανέμου, χωρίς γωνία απόκλισης.

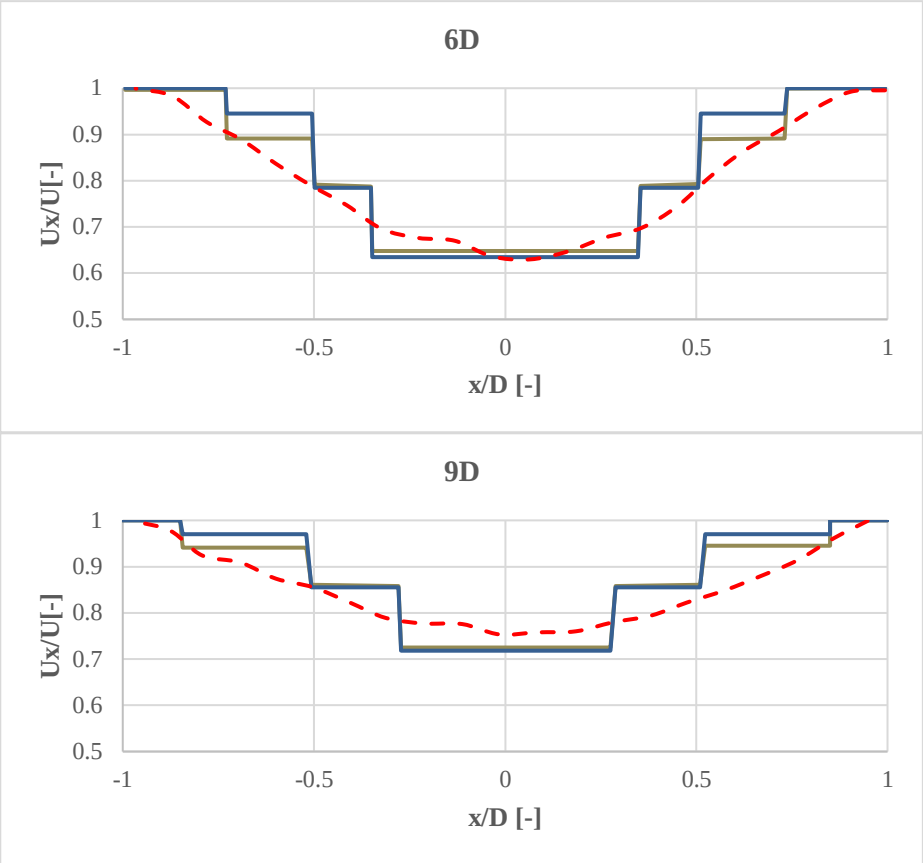
Χρησιμοποιήθηκαν δύο ανεμογεννήτριες G1, όπου η κατάντι τοποθετήθηκε σε αποστάσεις 3D, 4D, 6D και 9D πίσω από το ρότορα της ανάντι. Οι ανεμογεννήτριες ήταν πλήρως

ευθυγραμμισμένες, δηλαδή η γωνία απόκλισής τους ήταν μηδενική ($\gamma_1 = 0°$). Κατόπιν, δημιουργήθηκαν τα αδιάστατα προφίλ των ταχυτήτων στο ύψος της πλήμνης.

Τα αποτελέσματα αφορούν σε συνθήκες τύρβης υψηλής εντάσεως (5%). Η ταχύτητα ελεύθερης ροής στο ύψος της πλήμνης ήταν $U = 6.5\, ms^{-1}$ όπου $C_{P,max} = 0.416$. Οι συγγραφείς της εργασίας [14] θεώρησαν σταθερή τιμή του συντελεστή αξονικής επαγωγής και ίση με $\alpha = 0.35$, με αντίστοιχο συντελεστή ώσης 0.91. Εφόσον σκοπός είναι η σύγκριση και η επαλήθευση αυτών των αποτελεσμάτων, έπρεπε να υπολογιστεί ο διορθωτικός παράγοντας $C_T/0.91 = 1.218$ με τον οποίο πολλαπλασιάστηκαν οι συντελεστές ώσης για κάθε ταχύτητα της G1. Η διόρθωση αυτή είναι καθολική για όλα τα τμήματα της εργασίας.

Στην Εικόνα 4.2 περιγράφεται η εξέλιξη του ελλείμματος ταχύτητας στον ομόρρου της κατάντι ανεμογεννήτριας. Η σύγκριση των προφίλ ταχύτητας γίνεται με την ανάντι ανεμογεννήτρια να λειτουργεί με μηδενική γωνία απόκλισης και τις δύο μηχανές να είναι ευθυγραμμισμένες. Αναφέρονται τα αποτελέσματα στο ύψος της πλήμνης κατάντι του ρότορα ($x/D = 3$ και $x/D = 4$), καθώς και για το μακρινό ομόρρου ($x/D = 6$ και $x/D = 9$).





Εικόνα 4.2: Σύγκριση αποτελεσμάτων των προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U το ύψος της πλήμνης για γωνία απόκλισης $\gamma_1 = 0^o$ και τύρβη εντάσεως 5%, σε κατάντι αποστάσεις από το ρότορα $x/D = 3$, $x/D = 4$, $x/D = 6$ και $x/D = 9$. Η μπλε γραμμή απεικονίζει τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

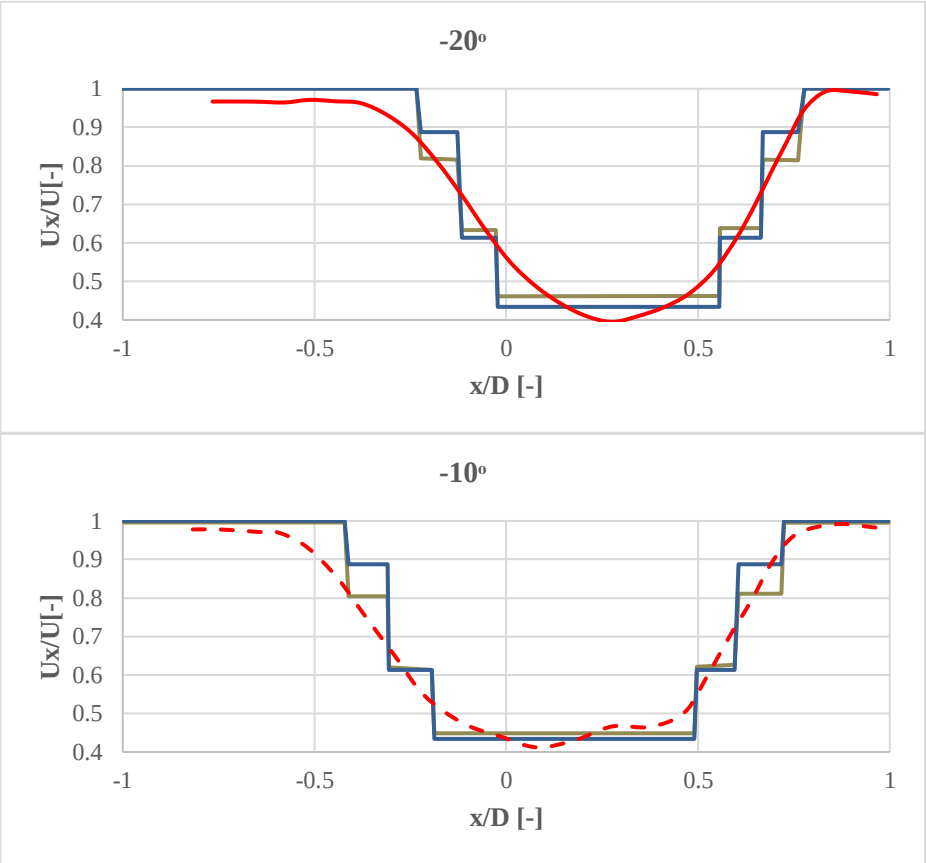
Η σύγκριση των αποτελεσμάτων, αποδεικνύει μια πολύ καλή συμφωνία μεταξύ των τιμών του μοντέλου και των πειραματικών μετρήσεων. Παρατηρείται μια μικρή διαφοροποίηση στο έλλειμμα ταχύτητας όσον αφορά τα αποτελέσματα του μοντέλου, όμως το πλάτος του ομόρρου συγκλίνει με μεγάλη ακρίβεια. Από τα προφίλ ταχυτήτων μπορεί να ληφθεί πληροφορία για τις ταχύτητες έναρξης λειτουργίας της ανεμογεννήτριας μέχρι και της εισόδου της στη ζώνη ομόρρου $i = 3$. Προκύπτει επίσης ότι το έλλειμμα ταχύτητας σε απόσταση 9D παρουσιάζεται μειωμένο κατά 21.1% σε σχέση με αυτό στις 3D. Συνεπώς για μηδενική γωνία απόκλισης, υπάρχει ελάττωση των φαινόμενων ομόρρου με την αύξηση της απόστασης των ανεμογεννητριών.

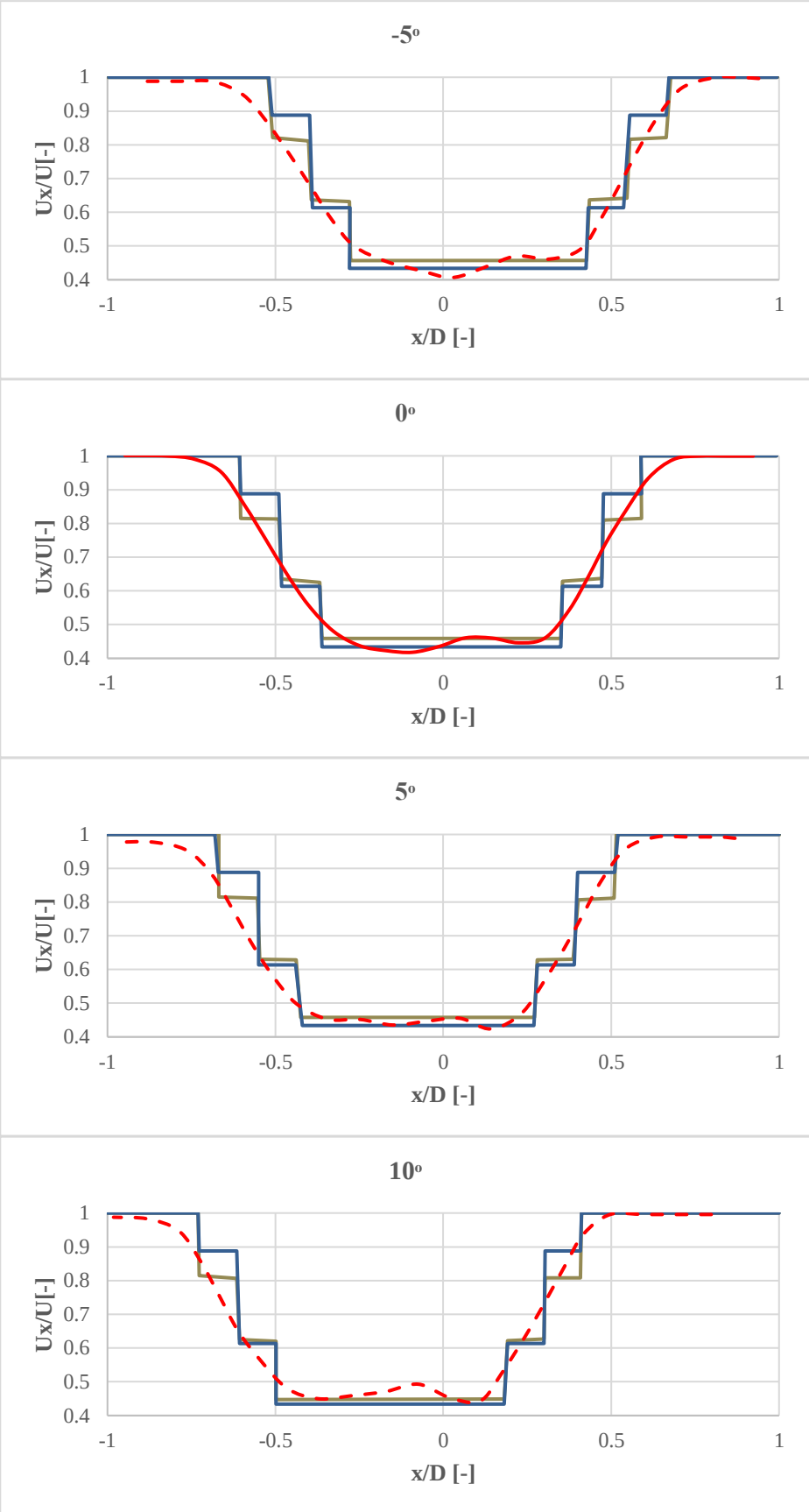
4.5 Χαρακτηρισμός ομόρρου: Έλλειμμα ταχύτητας, ανάκτηση και εκτροπή ομόρρου της G1 συναρτήσει της γωνίας απόκλισης

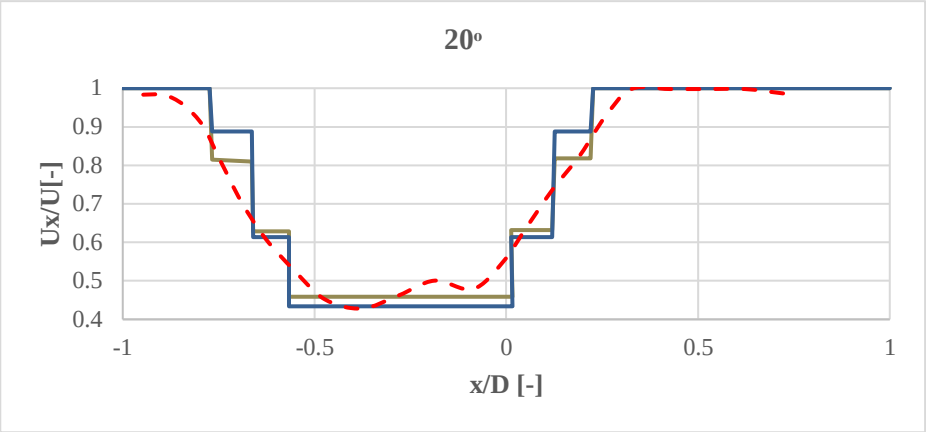
Σε αυτό το τμήμα της εργασίας πραγματοποιείται ο χαρακτηρισμός του ομόρρου της ανεμογεννήτριας G1 ως συνάρτηση της γωνίας απόκλισης. Η ανεμογεννήτρια, κατά τη λειτουργία της υπό την επίδραση της γωνίας απόκλισης, παρουσιάζει μια μεταβολή στο πλάτος του ομόρρου. Συνεπώς, πλέον δεν υφίσταται συμμετρική μορφή στο προφίλ ταχύτητας στον ομόρρου, γεγονός που αναμένεται να διατυπωθεί στα αντίστοιχα γραφήματα.

Η ακόλουθη ανάλυση αφορά μόνο αποτελέσματα σε κατάντι απόσταση τεσσάρων διαμέτρων (4D), χωρίς απώλεια της γενικότητας, όπως αποδεικνύεται από την καλή προσαρμογή της πειραματικής καμπύλης στα αποτελέσματα του μοντέλου για μηδενική γωνία απόκλισης στις αποστάσεις 3D, 6D και 9D.

Η Εικόνα 4.3 απεικονίζει τη συμπεριφορά του προφίλ ταχύτητας στον ομόρρου της κατάντι ανεμογεννήτριας σε απόσταση 4D, όταν η γωνία απόκλισης της ανάντι μηχανής αυξάνεται σταδιακά από $\gamma_1 = -20^o$ σε $\gamma_1 = +20^o$. Η ταχύτητα της ελεύθερης αδιατάρακτης ροής στο ύψος της πλήμνης ήταν $U = 6.5\, ms^{-1}$. Ο αλγόριθμος υλοποιήθηκε σε συνθήκες τύρβης χαμηλής εντάσεως, της τάξεως του 1%, οπότε στο μοντέλο εισήχθησαν οι αντίστοιχες βαθμονομημένες παράμετροι.




-5º
0º
5º
10º
Ux/U[-]
x/D [-]
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
-1
-0.5
0
0.5
1



Εικόνα 4.3: Σύγκριση αποτελεσμάτων των προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U για γωνίες απόκλισης $\pm 20^o, \pm 10^o, \pm 5^o$ καθώς και για 0° στο ύψος της πλήμνης σε κατάντι απόσταση από το ρότορα $x/D = 4$. Η ένταση της τύρβης είναι 1%. Η μπλε γραμμή αναπαριστά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

Από τα διαγράμματα συμπεραίνεται ότι, όπως ήταν αναμενόμενο, το πλάτος ανάπτυξης του ομόρρου φθίνει με την αύξηση της γωνίας απόκλισης. Πιο συγκεκριμένα, για $\gamma_1 = 0^o$ η μέγιστη διάμετρος είναι περίπου 1.2D, ενώ για απόκλιση $\gamma_1 = \pm 20^o$ μειώνεται στο 1D, κάτι που συνάδει με τις πειραματικές μετρήσεις. Επιπλέον, παρατηρείται η αριστερόστροφη εκτροπή της κεντρικής γραμμής του ομόρρου για θετική (δεξιόστροφη) γωνία απόκλισης.

Για μεγαλύτερες γωνίες απόκλισης προκύπτει ότι επιτυγχάνεται μεγαλύτερη γωνία κλίσης, αλλά η διαφορά είναι μικρότερη όσο αυξάνεται η γωνία απόκλισης. Σύμφωνα με μελέτες, η διαφορά που παρατηρείται είναι αμελητέα για γωνίες απόκλισης μεγαλύτερες από 30° και όχι μόνο η βελτίωση στην εκτροπή του ομόρρου είναι αμελητέα, αλλά μειώνεται και η ενέργεια που μπορεί να δεσμευτεί από την ανάντι ανεμογεννήτρια.

4.6 Προσαρμογή των παραμέτρων του μοντέλου

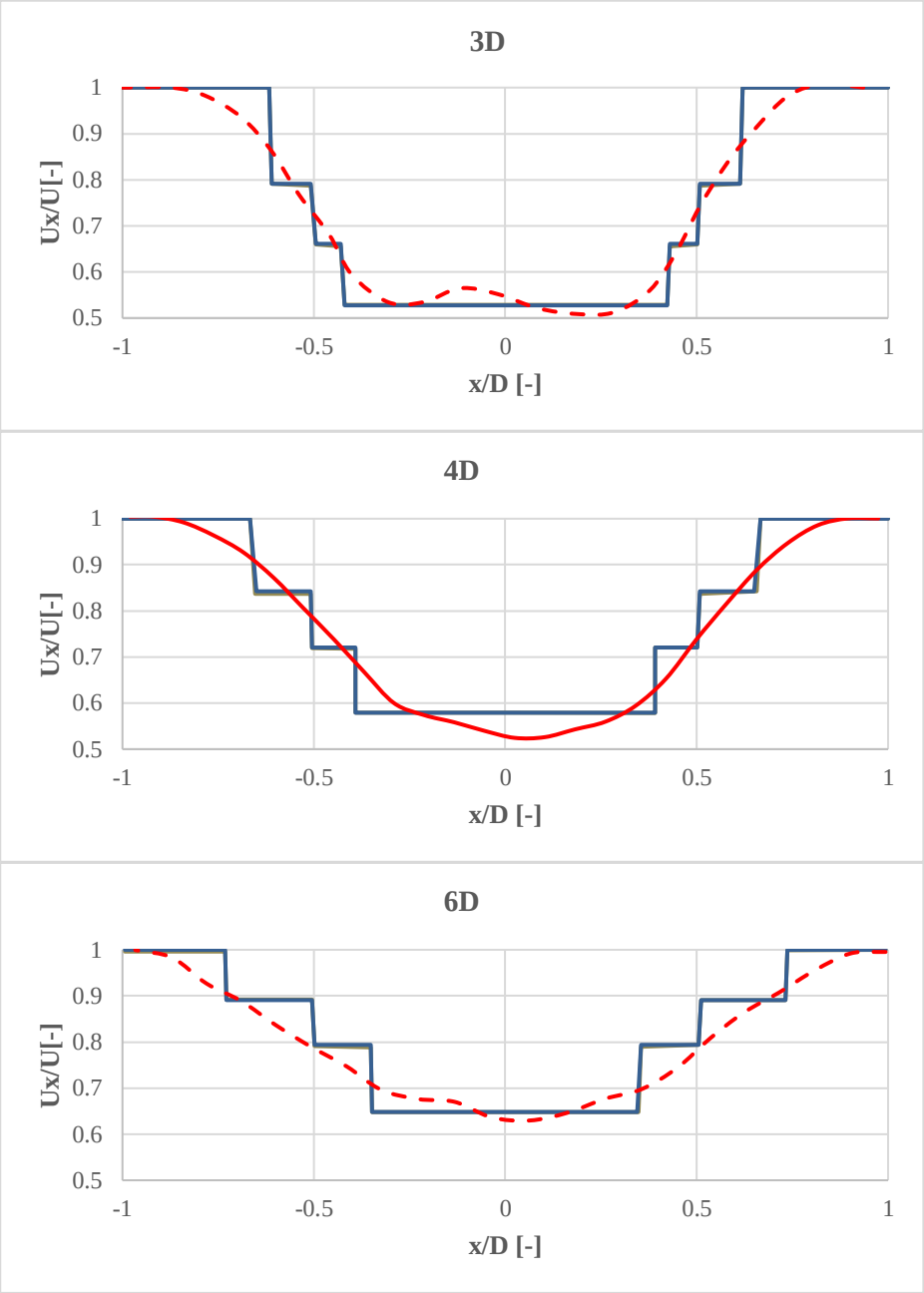
Στις προηγούμενες ενότητες, εκτιμήθηκε με μεγάλη ακρίβεια η διάμετρος κάθε ζώνης του ομόρρου με το μοντέλο που αναπτύχθηκε, όπως φαίνεται στις Εικόνες 4.2 και 2.3. Εντούτοις, όπως προαναφέρθηκε, είναι υπαρκτή μια μικρή διαφορά στα ελλείμματα ταχυτήτων. Με σκοπό την ελαχιστοποίηση αυτής της διαφοροποίησης, υπολογίστηκαν κάποιες νέες διορθωμένες τιμές για το σύνολο των παραμέτρων του μοντέλου.

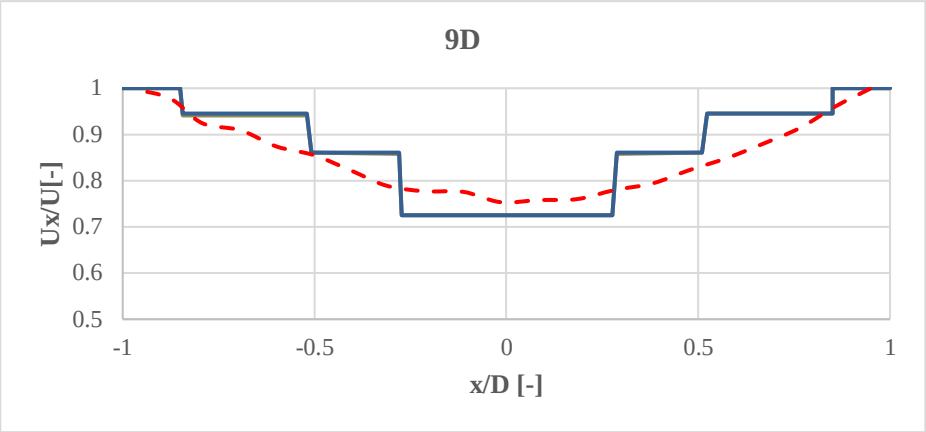
Ο Πίνακας 4.4 περιέχει τις καινούργιες τιμές των παραμέτρων $k_{e,i}$ και $k_{r,i}$ για τις συνθήκες τύρβης υψηλής εντάσεως, οι οποίες αφορούν τις ευθυγραμμισμένες ανεμογεννήτριες με μηδενική γωνία απόκλισης. Η Εικόνα 4.4 απεικονίζει τα προφίλ ταχυτήτων του ανέμου στον ομόρρου για κατάντι αποστάσεις 3D, 4D, 6D και 9D. Αντίστοιχα, στον Πίνακα 4.5

εμφανίζονται οι διορθωμένες τιμές για λειτουργία υπό γωνία απόκλισης σε περιβάλλον χαμηλής τύρβης, ενώ στην Εικόνα 4.5 απεικονίζονται τα προφίλ για την απόσταση 4D.

Υψηλή TI	$k_{e,1}$	$k_{e,2}$	$k_{e,3}$	$k_{r,1}$	$k_{r,2}$	$k_{r,3}$	$k_{e,\gamma}$	k_d	k_p
3D, 4D	-0.0360	-0.0108	0.0238	0.0362	0.0720	0.1382	2.8808	0.1219	1.7870
6D	-0.0307	-0.0073	0.0227	0.0342	0.0700	0.1274	2.8808	0.1219	1.7870
9D	-0.0279	-0.0041	0.0300	0.0331	0.0690	0.1442	2.8808	0.1219	1.7870

Πίνακας 4.4: Οι διορθωμένες τιμές των παραμέτρων του μοντέλου για τη G1, για γωνία απόκλισης $\gamma_1 = 0^o$ και τύρβη υψηλής εντάσεως.

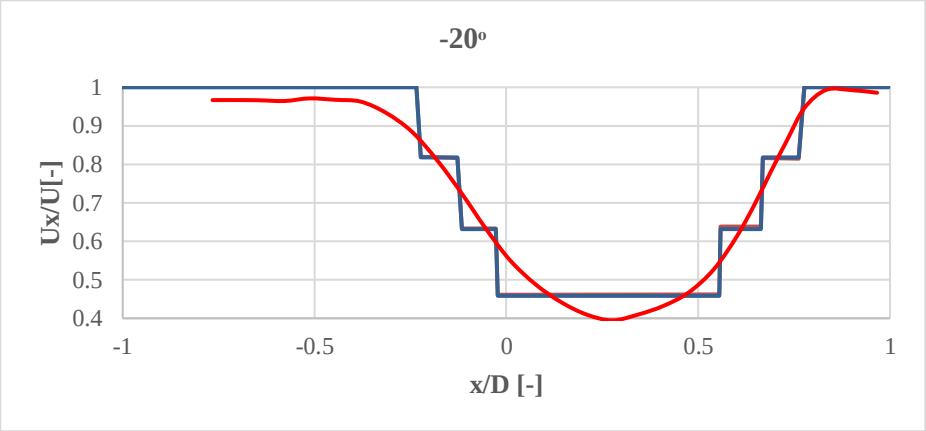


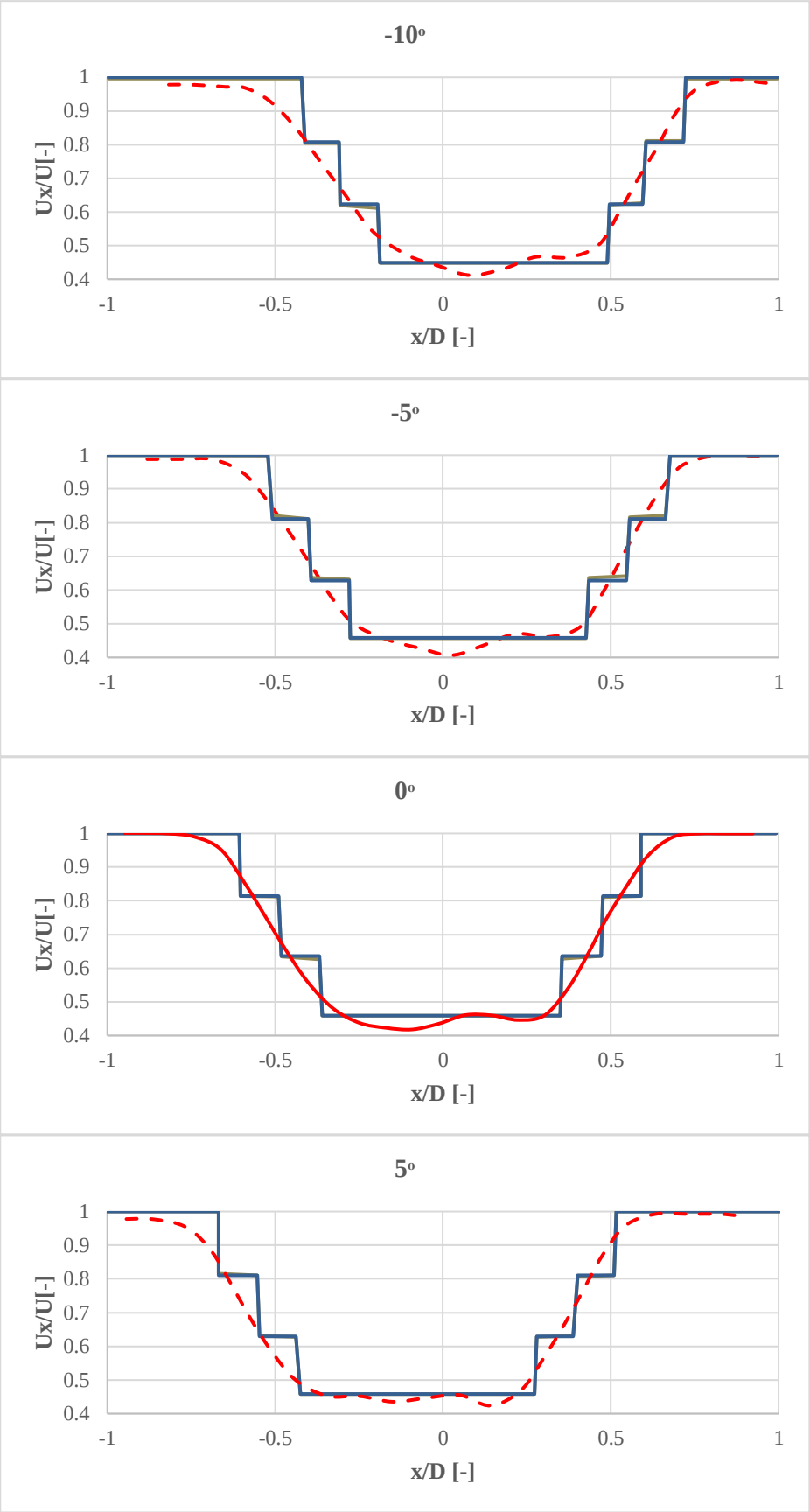


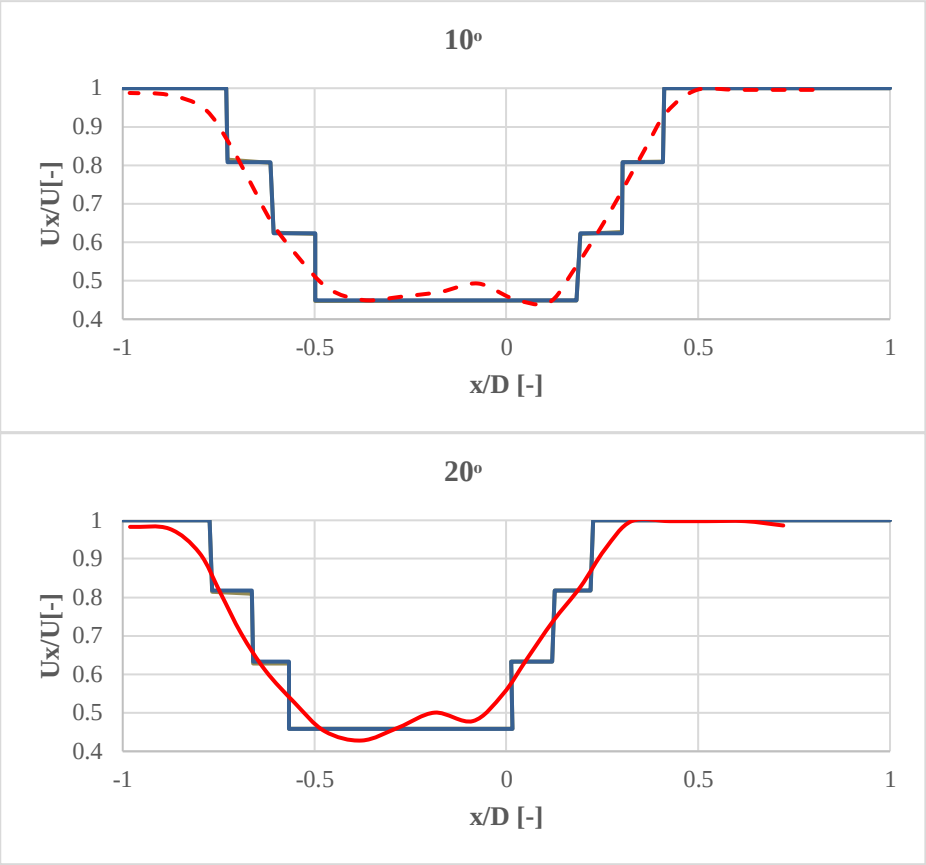
Εικόνα 4.4: Σύγκριση διορθωμένων προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U στο ύψος της πλήμνης για γωνία απόκλισης $\gamma_1 = 0^o$ και τύρβη εντάσεως 5%, με διορθωμένες παραμέτρους. Οι κατάντι αποστάσεις από το ρότορα είναι $x/D = 3$, $x/D = 4$, $x/D = 6$ και $x/D = 9$. Η μπλε γραμμή αφορά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

Χαμηλή TI	$k_{e,1}$	$k_{e,2}$	$k_{e,3}$	$k_{r,1}$	$k_{r,2}$	$k_{r,3}$	$k_{e,\gamma}$	k_d	k_p
0°	-0.0443	-0.0167	0.0106	0.0172	0.0485	0.1179	2.8808	0.1219	1.7870
±5°	-0.0449	-0.0177	0.0103	0.0171	0.0466	0.1155	2.8808	0.1219	1.7870
±10°	-0.0469	-0.0209	0.0055	0.0159	0.0452	0.1140	2.8808	0.1219	1.7870
±20°	-0.0580	-0.0354	0.0116	0.0171	0.0475	0.1197	2.8808	0.1219	1.7870

Πίνακας 4.5: Οι διορθωμένες τιμές των παραμέτρων του μοντέλου για τη G1, για γωνίες απόκλισης $\gamma_1 = 0^o, \pm 5^o, \pm 10^o, \pm 20^o$ και τύρβη χαμηλής εντάσεως.




-10º
Ux/U[-]
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
-1
-0.5
0
0.5
1
x/D [-]
-5º
Ux/U[-]
x/D [-]
0º
Ux/U[-]
x/D [-]
5º
Ux/U[-]
x/D [-]



Εικόνα 4.5: Σύγκριση διορθωμένων προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U για γωνίες απόκλισης $\pm 20^o, \pm 10^o, \pm 5^o$ καθώς και για 0° στο ύψος της πλήμνης σε κατάντι απόσταση από το ρότορα $x/D = 4$. Η ένταση της τύρβης είναι 1%. Η μπλε γραμμή αναπαριστά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

Στις Εικόνες 4.4 και 4.5 παρατηρείται ότι τα αποτελέσματα των δύο μοντέλων συνάδουν σχεδόν απόλυτα και φαίνεται και η προσαρμογή της πειραματικής καμπύλης.

4.7 Εύρεση ενιαίου συνόλου παραμέτρων του μοντέλου

Ιδανικά, είναι επιθυμητή η ύπαρξη ενός γενικού συνόλου τιμών για τις παραμέτρους του μοντέλου που αναπτύχθηκε, για όλες τις αποστάσεις κατάντι του ρότορα και όχι η συνεχής μεταβολή τους. Καθώς οι διαφορές μεταξύ των τιμών δεν είναι πολύ έντονες, υπολογίστηκε ο μέσος όρος και η τυπική απόκλισή τους. Συνεπώς, προέκυψε ένα ενιαίο σετ τιμών $k_{e,i}$ και $k_{r,i}$. Η διαδικασία αυτή ακολουθήθηκε τόσο στην περίπτωση της μηδενικής γωνίας απόκλισης (υψηλή τύρβη) όσο και στην περίπτωση ύπαρξης της (χαμηλή τύρβη).

Στον Πίνακα 4.6 καταγράφονται οι μέσες τιμές και οι τυπικές αποκλίσεις για την υψηλή τύρβη, ενώ στον Πίνακα 4.7 οι αντίστοιχες τιμές για τη χαμηλή τύρβη. Στις Εικόνες 4.6 και 4.7 απεικονίζονται τα προφίλ που προέκυψαν με βάση αυτές τις τιμές αντίστοιχα.

Υψηλή TI	$k_{e,1}$	$k_{e,2}$	$k_{e,3}$	$k_{r,1}$	$k_{r,2}$	$k_{r,3}$	$k_{e,\gamma}$	k_d	k_p
Μέσες τιμές	-0.0315	-0.0074	0.0255	0.0345	0.0704	0.1366	2.8808	0.1219	1.7870
Τυπικές αποκλίσεις	0.0024	0.0019	0.0023	0.0009	0.0009	0.0049	-	-	-

Πίνακας 4.6: Μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις των παραμέτρων του μοντέλου για υψηλή τύρβη.

Χαμηλή TI	$k_{e,1}$	$k_{e,2}$	$k_{e,3}$	$k_{r,1}$	$k_{r,2}$	$k_{r,3}$	$k_{e,\gamma}$	k_d	k_p
Μέσες τιμές	-0.0485	-0.0227	0.0037	0.0168	0.0469	0.1168	2.8808	0.1219	1.7870
Τυπικές αποκλίσεις	0.0024	0.0033	0.0040	0.0004	0.0010	0.0013	-	-	-

Πίνακας 4.7: Μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις των παραμέτρων του μοντέλου για χαμηλή τύρβη.

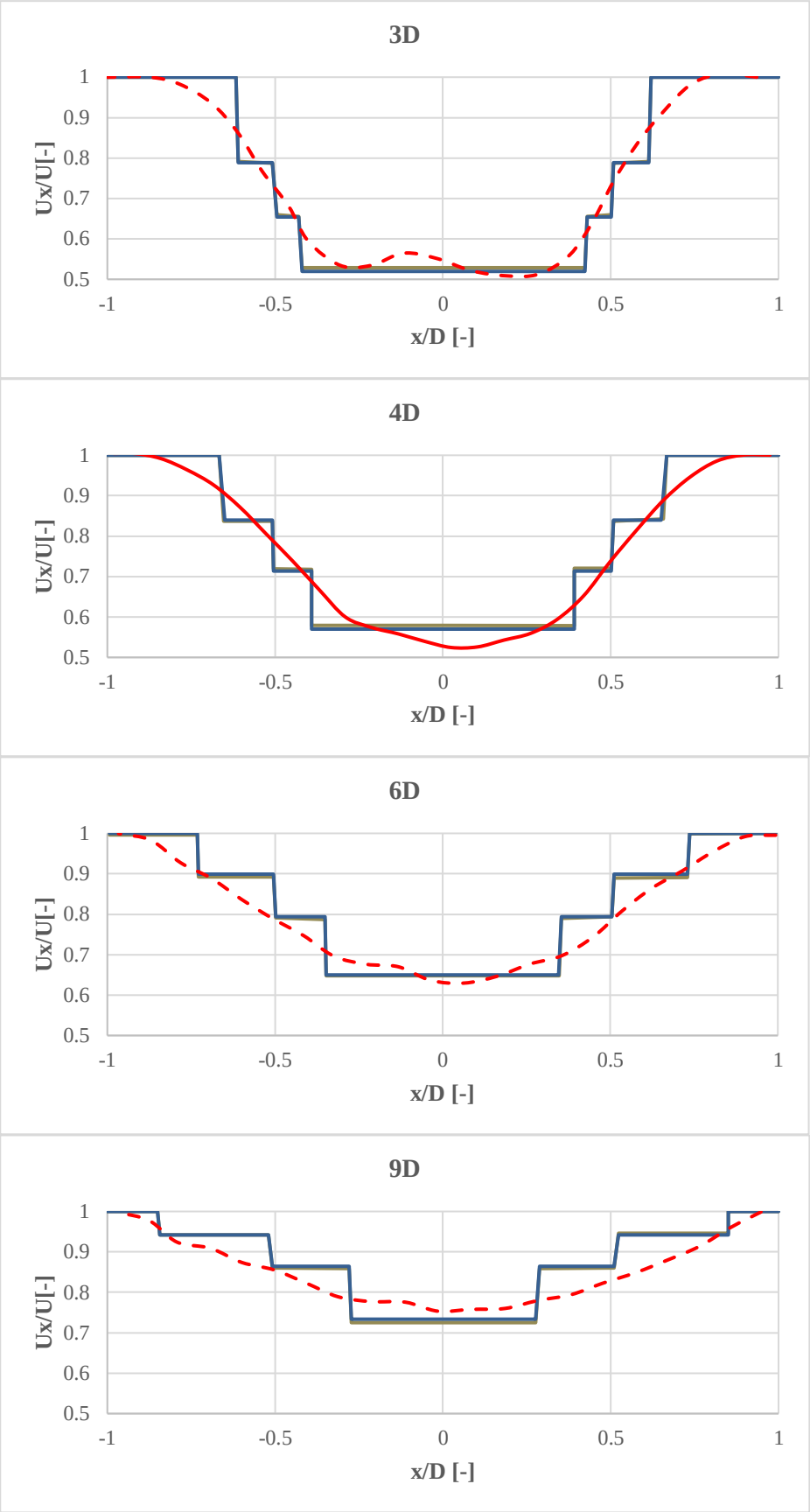
Επιπλέον, στον Πίνακα 4.8 παρουσιάζεται η ποσοστιαία μεταβολή των τελικών τιμών των παραμέτρων σε σύγκριση με τις αρχικές τιμές βαθμονόμησης.

	$k_{e,1}$	$k_{e,2}$	$k_{e,3}$	$k_{r,1}$	$k_{r,2}$	$k_{r,3}$
Υψηλή TI	-0.64%	-0.85%	-1.31%	+0.25%	+0.35%	-7.64%
Χαμηλή TI	-1.22%	-1.64%	-1.99%	+0.28%	+0.36%	-6.96%

Πίνακας 4. 8: Ποσοστιαία μεταβολή των τιμών των παραμέτρων.

4.7.1 Μηδενική γωνία απόκλισης - Υψηλή τύρβη

Παρουσιάζονται τα βελτιωμένα προφίλ ταχυτήτων για τις διάφορες κατάντι αποστάσεις από το ρότορα και για μηδενική γωνία απόκλισης.

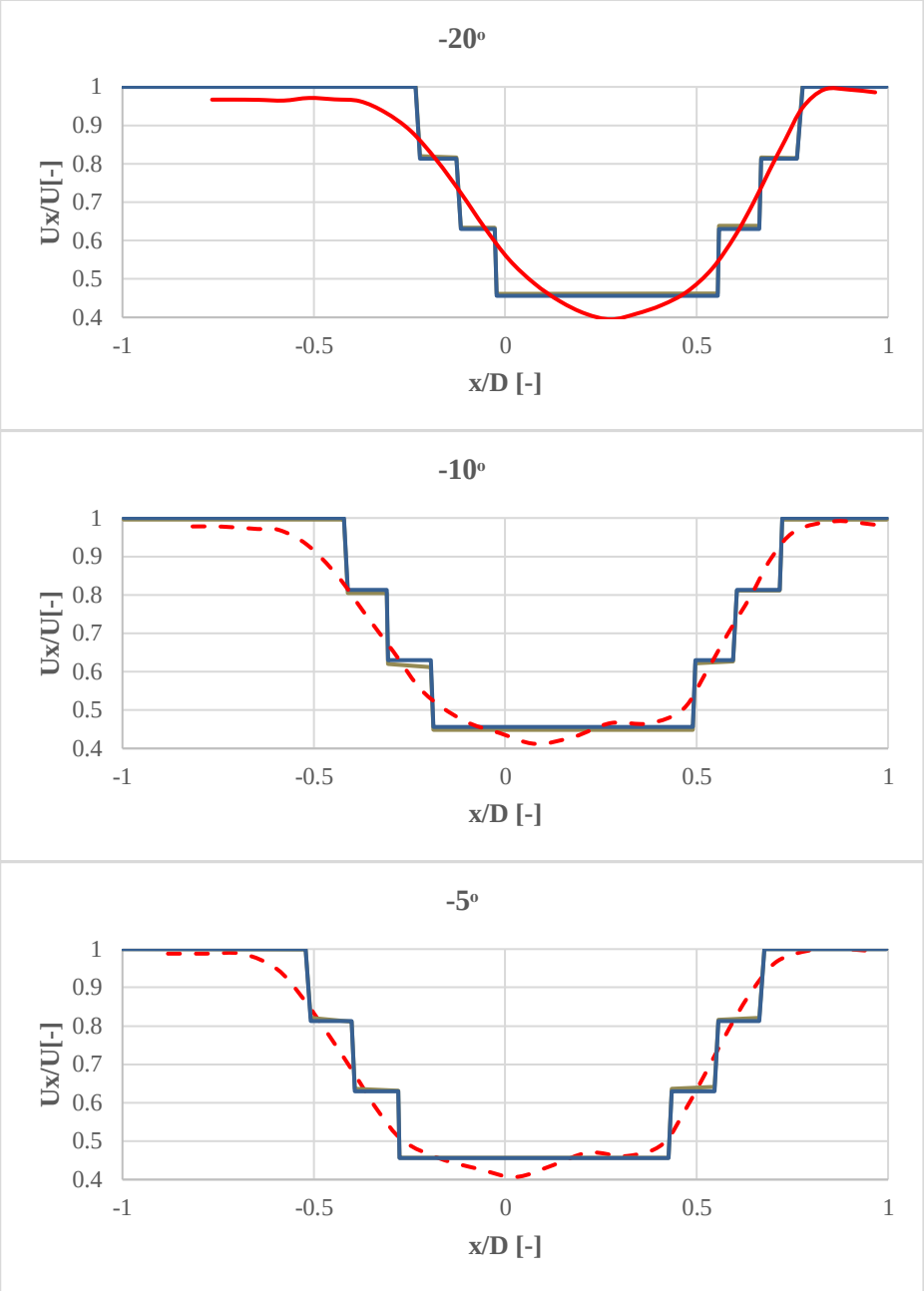


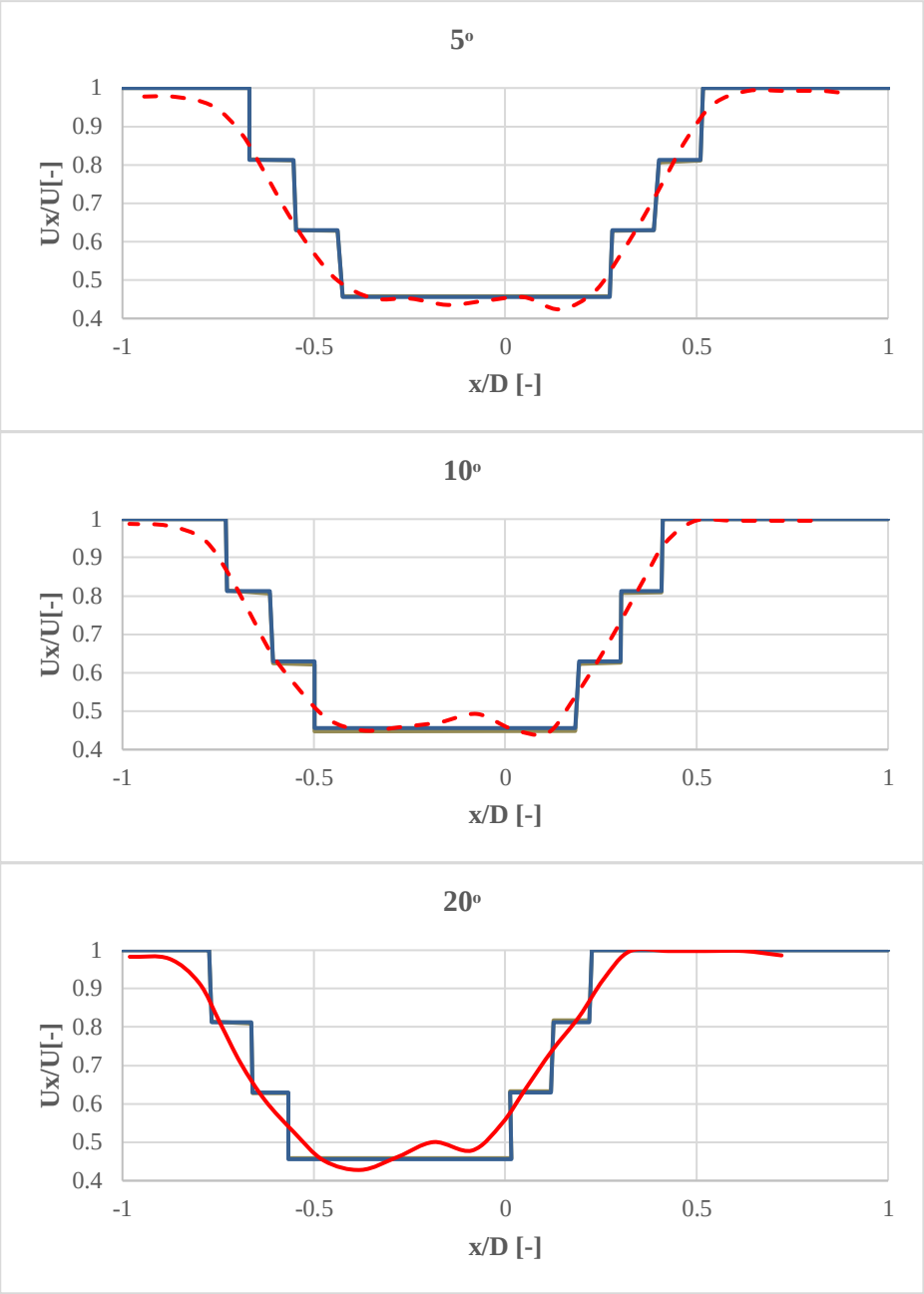
Εικόνα 4.6: Τα προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U, όπως υπολογίστηκαν με τις μέσες τιμές των παραμέτρων για γωνία απόκλισης 0° στο ύψος της

πλήμνης. Η μπλε γραμμή αφορά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

4.7.2 Μη μηδενική γωνία απόκλισης - Χαμηλή τύρβη

Παρουσιάζονται τα βελτιωμένα προφίλ ταχυτήτων για τις διάφορες γωνίες απόκλισης σε απόσταση 4D πίσω από το ρότορα.





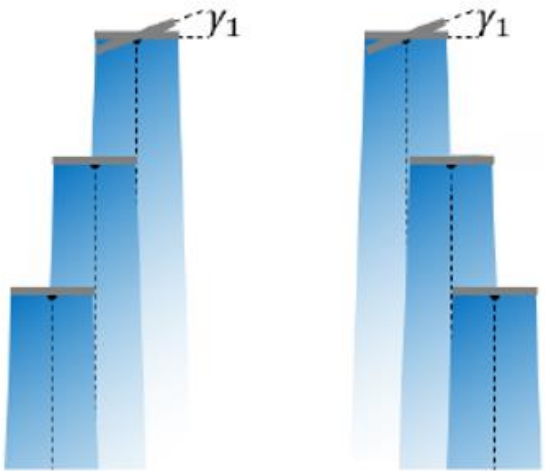
Εικόνα 4.7: Τα προφίλ των αδιάστατων μέσων ταχυτήτων ανέμου U_x/U, όπως υπολογίστηκαν με τις μέσες τιμές των παραμέτρων για γωνίες απόκλισης $\pm 20^o, \pm 10^o, \pm 5^o$ και για 0° στο ύψος της πλήμνης. Η μπλε γραμμή αναπαριστά τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, η πράσινη τα αποτελέσματα του [14] και η κόκκινη της πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

Από τις Εικόνες 4.6 και 4.7 παρατηρείται ότι η υπάρχουσα απόκλιση μεταξύ των αποτελεσμάτων των δύο μοντέλων ελαχιστοποιείται, συνεπώς οι μέσες τιμές που υπολογίστηκαν είναι ικανοποιητικές. Επομένως, μπορεί να χρησιμοποιηθεί το σύνολο των παραμέτρων των Πινάκων 4.6 και 4.7 σε όλες τις περιπτώσεις που εξετάζονται παρακάτω.

4.8 Διατάξεις ανεμογεννητριών σε υπό κλίμακα αιολικό πάρκο

Εφόσον λοιπόν πραγματοποιήθηκε η περιγραφή της διεύρυνσης, της μείωσης και της εκτροπής του ομόρρου από μία ανεμογεννήτρια, το επόμενο στάδιο είναι η μελέτη της αλληλεπίδρασης πολλαπλών ομόρρων και η καταγραφή της παραγόμενης ενέργειας όλων των ανεμογεννητριών.

Σε αυτό το κομμάτι της εργασίας, τοποθετήθηκαν τρεις ανεμογεννήτριες G1 σε δύο διαφορετικές διατάξεις, τις Α και Β. Οι ανεμογεννήτριες απέχουν κατακόρυφη απόσταση 4D η μία από την άλλη. Η οριζόντια απόστασή τους στη Διάταξη Α είναι -0.5D, ενώ στη Διάταξη Β είναι 0.5D. Η ανάντι μηχανή είναι η ΑΓ1, η μεσαία είναι η ΑΓ2 και η κατάντι είναι η ΑΓ3. Η τοποθέτησή τους φαίνεται στην Εικόνα 4.8.

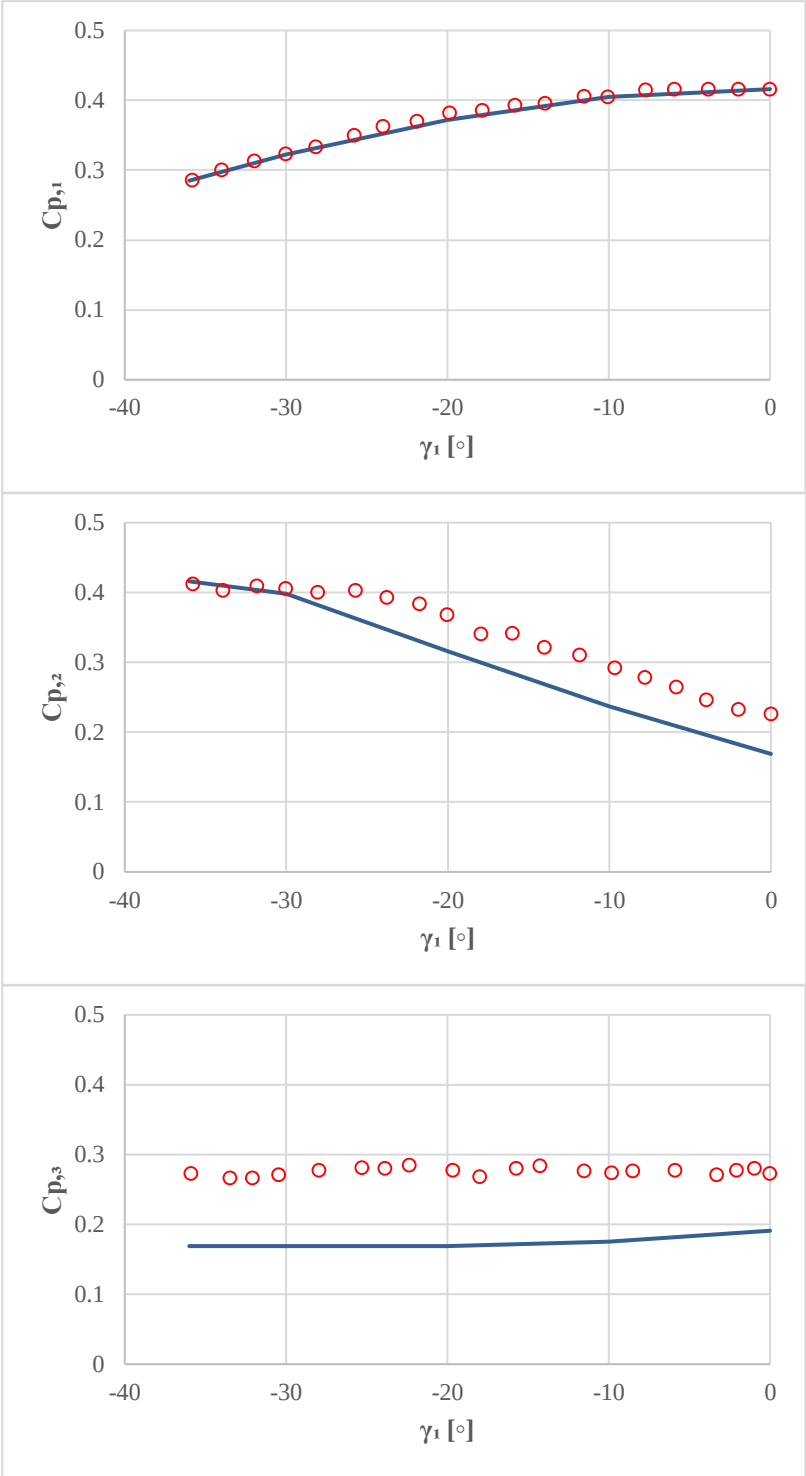


Διάταξη Α Διάταξη Β

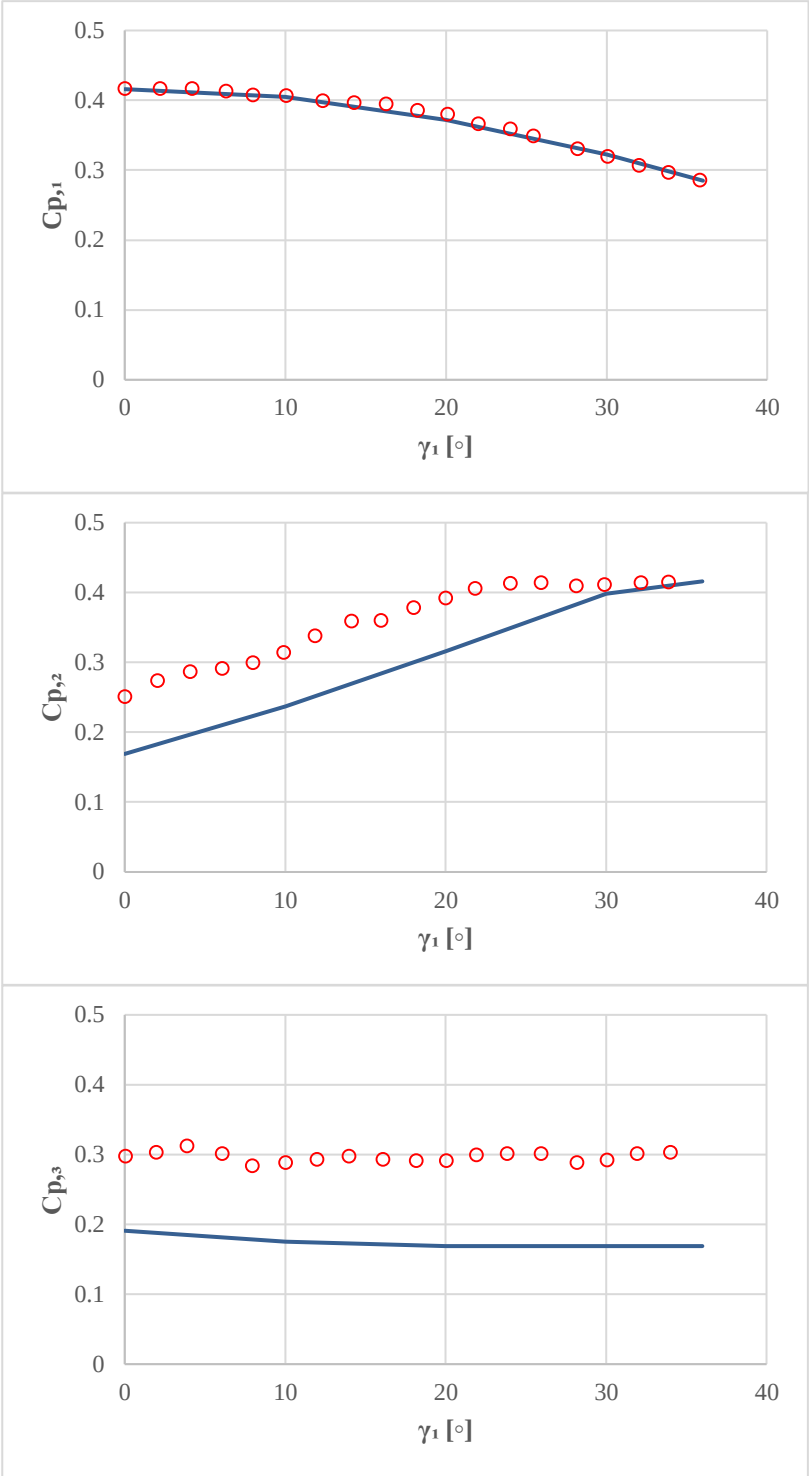
Εικόνα 4.8: Οι Διατάξεις Α και Β του αιολικού πάρκου.

Για γωνίες απόκλισης της ΑΓ1 στο εύρος $-36° \leq \gamma_1 \leq 0°$, υπολογίστηκαν οι συντελεστές ισχύος C_P των τριών ανεμογεννητριών και συγκριθήκαν με τις αντίστοιχες πειραματικές μετρήσεις. Ο συντελεστής ισχύος της πρώτης ανεμογεννήτριας είναι $C_{P,1}$, της μεσαίας ανεμογεννήτριας $C_{P,2}$, ενώ της τρίτης ανεμογεννήτριας είναι $C_{P,3}$. Η γωνίες απόκλισης των άλλων δύο ανεμογεννητριών είναι μηδενικές.
Καθ' όλη τη διάρκεια των υπολογισμών, ο συντελεστής ισχύος σε συνθήκες μηδενικής εκτροπής ήταν ίσος με $C_{P,\gamma=0} = 0.416$, ενώ ο συντελεστής αξονικής επαγωγής όπως αναφέρθηκε, είχε τη σταθερή τιμή $\alpha = 0.35$. Επιπρόσθετα, οι παράμετροι του μοντέλου πλέον είναι αυτοί του Πίνακα 4.6.

Στην Εικόνα 4.9 απεικονίζονται οι τιμές των συντελεστών που προκύπτουν από το μοντέλο που αναπτύχθηκε για τις ανεμογεννήτριες και το πάρκο της Διάταξης Α, ενώ στην Εικόνα 4.10 φαίνονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα για τη Διάταξη Β.



Εικόνα 4.9: Σύγκριση αποτελεσμάτων των συντελεστών ισχύος των τριών ανεμογεννητριών για διαφορετικές γωνίες απόκλισης στη Διάταξη Α. Με τη μπλε γραμμή απεικονίζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, ενώ οι κόκκινοι κύκλοι αναπαριστούν τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

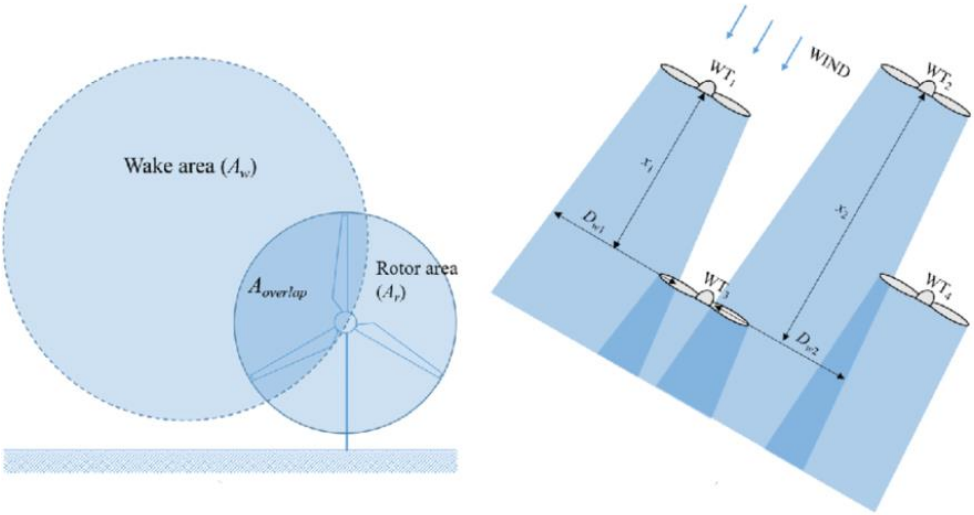


Εικόνα 4.10: Σύγκριση αποτελεσμάτων των συντελεστών ισχύος των τριών ανεμογεννητριών για διαφορετικές γωνίες απόκλισης στη Διάταξη Β. Με τη μπλε γραμμή απεικονίζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, ενώ οι κόκκινοι κύκλοι αναπαριστούν τις πειραματικές μετρήσεις στο περιβάλλον της αεροσήραγγας.

Όπως ήταν αναμενόμενο, τα πειραματικά δεδομένα και τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε για το συντελεστή ισχύος $C_{P,1}$ και στις δύο διατάξεις έχουν πολύ καλή συσχέτιση. Από τη Διάταξη Β φαίνεται ότι η μέγιστη ισχύς της μεσαίας ανεμογεννήτριας $C_{P,2}$ αρχίζει να παράγεται ήδη από τις $\gamma_1 = 25^o$, ενώ το μοντέλο προβλέπει μέγιστη ισχύ μετά τις 30°. Πάντως, τόσο στις πειραματικές τιμές όσο και στα αποτελέσματα του μοντέλου, η ισχύς δεν αυξάνεται περαιτέρω μετά τη γωνία απόκλισης 30 °. Δηλαδή η επιπλέον εκτροπή του ομόρρου δεν επηρεάζει περισσότερο την κατάντι ανεμογεννήτρια.

Όσον αφορά το συντελεστή $C_{P,3}$ και στις δύο διατάξεις φαίνεται να μην υπάρχει εξάρτηση από τη γωνία απόκλισης γ_1, τόσο στις πειραματικές μετρήσεις όσο και στα αποτελέσματα του μοντέλου. Πιθανή αιτία είναι η ύπαρξη μιας ταχύτερης ανάμιξης των ομόρρων, καθώς η μισή ΑΓ2 λειτουργεί εντός του ομόρρου της ΑΓ1 και αισθάνεται τύρβη μεγαλύτερης έντασης, με αποτέλεσμα ο ομόρρους της να αποκαθίσταται γρηγορότερα. Αντιστρόφως, για μία έντονη εκτροπή του ομόρρου. ήταν αναμενόμενο να παρατηρηθεί μία πτώση της ισχύος της ΑΓ3 όσο αυξάνεται η γωνία απόκλισης, κάτι το οποίο αποτυπώνεται ελαφρώς στα αποτελέσματα του μοντέλου, όχι όμως στις πειραματικές μετρήσεις.

Το μοντέλο υποεκτιμά τους συντελεστές $C_{P,2}$ και $C_{P,3}$. Οι περιοχές επικάλυψης των τριών ζωνών του ομόρρου, οι οποίες συντελούν στον υπολογισμό των πραγματικών ταχυτήτων είναι δίσκοι, όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.11. Το μοντέλο όμως δεν αντιλαμβάνεται τις περιοχές ως δίσκους αλλά ως ορθογώνια τμήματα. Ως αποτέλεσμα, η περιοχή ολοκλήρωσης είναι μεγαλύτερη, γεγονός το οποίο αποτελεί την αιτία της υποεκτίμησης των συντελεστών ισχύος.



Εικόνα 4.11: Οι δίσκοι επικάλυψης των ανεμογεννητριών αριστερά, ενώ δεξιά είναι οι περιοχές ολοκλήρωσης του μοντέλου.

Γενικά, η παραπάνω συμπεριφορά της ισχύος και οι αντιφάσεις των αποτελεσμάτων είναι ένα θέμα που χρήζει περαιτέρω μελέτη και έρευνα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5ο

Υπολογισμοί Βελτιστοποίησης Πάρκου

5.1 Αξιολόγηση μοντέλου

Το μοντέλο που δημιουργήθηκε, σε συνδυασμό με τις βέλτιστες τιμές των παραμέτρων του, προβλέπει πλέον πολύ ικανοποιητικά το έλλειμμα της ταχύτητας στον ομόρρου της κατάντι ανεμογεννήτριας, όπως παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4. Αν και παρατηρούνται διαφορές μεταξύ των εκτιμώμενων τιμών του μοντέλου και των πειραματικών παρατηρήσεων όσων αφορά την ισχύ, το μοντέλο είναι ικανό να αναγνωρίσει με καλή ακρίβεια τις απαιτούμενες γωνίες απόκλισης οι οποίες, ανακατευθύνοντας τον ομόρρου, οδηγούν στη μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας. Συνεπώς, θεωρείται αξιόπιστο και χρησιμοποιείται για υπολογισμούς που αφορούν αιολικό πάρκο με μεγάλο αριθμό ανεμογεννητριών.

5.2 Χωροθέτηση ανεμογεννητριών στο πάρκο

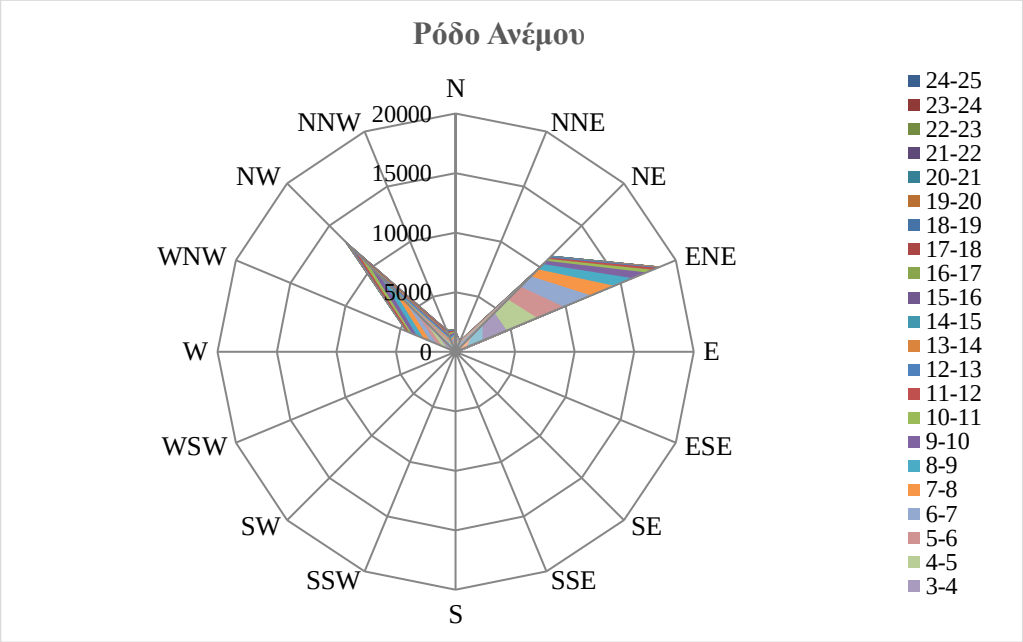
Στην παράγραφο αυτή, γίνεται μια αρχική προσπάθεια ελέγχου ενός πάρκου αποτελούμενου από 25 ανεμογεννήτριες G1, υπολογίζοντας τη γωνία απόκλισης κάθε μηχανής, προς μεγιστοποίηση της απόκτησης της συνολικής παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Για το σκοπό αυτό, η γη που δεσμεύτηκε για την εγκατάσταση του πάρκου έχει διαστάσεις 70 m x 100 m, θεωρείται επίπεδη και με ίδιο αιολικό δυναμικό σε όλη της την έκταση.

Τα ανεμολογικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν καταγράφηκαν στη διάρκεια ενός έτους στο ύψος της πλήμνης. Το ροδόγραμμα κατανομής των ταχυτήτων απεικονίζεται στην Εικόνα 5.1.

Η σωστή χωροθέτηση των ανεμογεννητριών σε ένα αιολικό πάρκο θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις αποστάσεις μεταξύ των ανεμογεννητριών, τις σχετικές θέσεις εγκατάστασης τους καθώς και τις κύριες διευθύνσεις πνοής του ανέμου και τη συχνότητα με την οποία εμφανίζονται. Στόχος είναι η ελαχιστοποίηση των απωλειών του ομόρρου σε όλες τις μηχανές αλλά και συνολικά στο αιολικό πάρκο. Η ελάχιστη απόσταση μεταξύ δύο διαδοχικών ανεμογεννητριών χωροθετημένων σε άξονα κάθετο με την κύρια κατεύθυνση πνοής του ανέμου θα πρέπει να καθορίζεται τουλάχιστον ίση με 5D, όπου D είναι η διάμετρος του πτερυγίου της ανεμογεννήτριας. Η ελάχιστη απόσταση μεταξύ δύο ανεμογεννητριών χωροθετημένων σε άξονα παράλληλο με την κύρια κατεύθυνση πνοής του ανέμου, θα πρέπει να τηρείται τουλάχιστον ίση με 7D. Επιπροσθέτως, η ενεργή

επιφάνεια που είναι διαθέσιμη για την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου, μειώνεται σε κάθε πλευρά κατά μια διάμετρο 1D, με σκοπό τόσο την αύξηση της ασφάλειας της εγκατάστασης από παρεμβάσεις στα γειτονικά οικόπεδα, όσο και για την αξιοποίηση της περιφέρειας του οικοπέδου για δρόμους πρόσβασης στο πάρκο.

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα κριτήρια χωροθέτησης και κάνοντας αξιολόγηση των ανεμολογικών δεδομένων, θεωρήθηκε ότι μία βέλτιστη τοποθέτηση των ανεμογεννητριών του πάρκου για τις δύο κύριες διευθύνσεις του ανέμου, θα είναι εκείνη που αποτυπώνεται στην Εικόνα 5.2.



Εικόνα 5.1: Το ροδόγραμμα ανέμου για 16 κατευθύνσεις με βάση τα ανεμολογικά δεδομένα. Όπως φαίνεται οι κύριες κατευθύνσεις είναι η Ανατολική-Βορειοανατολική (ENE) και η Βορειοδυτική (NW).

Εικόνα 5.2: Βέλτιστη χωροθέτηση 25 ανεμογεννητριών στη διαθέσιμη έκταση γης.

Ο αλγόριθμος που εφαρμόστηκε χρησιμοποιεί τη μέθοδο "Constrained Optimization By Linear Approximation" (COBYLA), αναπτύχθηκε από τον Powell [29] και ελαχιστοποιεί μια συνάρτηση. Συγκεκριμένα, εδώ ελαχιστοποιείται η συνάρτηση $1/ενέργεια$, συνεπώς τελικά υπολογίζεται η μέγιστη παραγόμενη ενέργεια. Αυτή η μέθοδος παρέχει τη δυνατότητα υλοποίησης ενός αλγορίθμου FORTRAN.

Η μέγιστη ετήσια παραγόμενη ενέργεια του πάρκου είναι $3085.1\ kWh$ για την κατεύθυνση ΕΝΕ ενώ ο αντίστοιχος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας είναι $CF = 31.3\ \%$. Για την κατεύθυνση NW, η ενέργεια είναι $4379.3\ kWh$ με $CF = 44.4\ \%$. Δηλαδή υπάρχει μία αύξηση περίπου κατά 42% τόσο στην ενέργεια όσο και στο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας. Οι συντελεστές είναι πολύ ικανοποιητικοί, δεδομένου ότι για μικρές ταχύτητες ανέμου, οι επιθυμητές τιμές κυμαίνονται στο εύρος $29 - 35\ \%$. Συνεπώς, παρατηρείται μια επιθυμητή αύξηση στο ενεργειακό κέρδος του πάρκου, με τη μείωση της αλληλεπίδρασης των ανεμογεννητριών λόγω της γωνίας απόκλισης, όπως είχε αναφερθεί στην αρχή της εργασίας.

Οι γωνίες απόκλισης της κάθε ανεμογεννήτριας, οι οποίες μεγιστοποιούν την ενέργεια στις δύο βασικές κατευθύνσεις, παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1.

ΑΓ	$\gamma[^o]$-ΕΝΕ	$\gamma[^o]$-NW
1	0.00	-29.14
2	6.27	-32.85
3	0.42	2.27
4	-58.53	-28.71
5	-16.73	-15.48
6	-20.61	-41.53
7	-13.75	-20.12
8	5.47	-0.60
9	-10.19	-40.93
10	6.63	6.85
11	-0.19	-3.53
12	-2.90	11.93
13	-4.32	-0.40
14	5.25	-1.38
15	-3.55	-1.97
16	-3.82	-0.04
17	-0.35	-3.21
18	-5.94	-23.59
19	-3.68	47.98
20	0.39	-25.46
21	-0.25	7.15
22	0.50	47.92
23	-0.16	5.32
24	-0.38	2.78
25	0.54	9.43

Πίνακας 5.1: Βέλτιστες γωνίες απόκλισης ανεμογεννητριών προς μεγιστοποίηση της συνολικής παραγόμενης ενέργειας.

Οι ανεμογεννήτριες G1 είναι μικρές, συνεπώς παράγουν μικρά ποσά ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά αποδίδουν καλά στις μικρές ταχύτητες του ανέμου.

Ο βαθμός απόδοσης του αιολικού πάρκου, εκφράζει τις απώλειες που έχουμε λόγω αλληλεπίδρασης ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα και οφείλεται κατά κύριο λόγο στο έλλειμμα της ταχύτητας που παρουσιάζεται στον ομόρρου της ανεμογεννήτριας. Η απόδοση της ανεμογεννήτριας αναφέρεται στο πόσο αποτελεσματικά μετατρέπει την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική. Ο βαθμός απόδοσης γενικά υπολογίζεται διαιρώντας την ηλεκτρική ισχύ εξόδου με την αιολική ισχύ εισόδου, δηλαδή δίνεται από τη σχέση

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_i}{N \cdot P} \tag{5.1}$$

όπου N είναι το συνολικό πλήθος των ανεμογεννητριών του πάρκου, P_i η ισχύς της i-οστής ανεμογεννήτριας και P η ισχύς που αντιστοιχεί στην ταχύτητα αναφοράς του ανέμου, και εκφράζει την ισχύ που θα παρήγαγε κάθε ανεμογεννήτρια αν λειτουργούσε μόνη της.

Όσον αφορά τον υπολογισμό της ενέργειας εισόδου, τοποθετήθηκε μόνο μία ανεμογεννήτρια περίπου στη μέση του οικοπέδου και προέκυψε ετήσια παραγόμενη ενέργεια 473.0 kWh.

Σύμφωνα λοιπόν με τα παραπάνω, για Ανατολική-Βορειοανατολική διεύθυνση ο βαθμός απόδοσης του πάρκου είναι 26.1% και για τη Βορειοδυτική (NW) διεύθυνση 37.0%. Καταγράφεται δηλαδή μία αύξηση περίπου 11% πραγματοποιώντας έλεγχο των γωνιών απόκλισης των ανεμογεννητριών.

Θα ήταν χρήσιμο σε μελλοντική έρευνα οι ανεμογεννήτριες να οργανωθούν διαφορετικά, έτσι ώστε ρυθμίζοντας τη γωνία απόκλισης τους να αξιοποιούν και τις δευτερεύουσες κατευθύνσεις του ανέμου και να υπολογιστεί ο βαθμός απόδοσης του πάρκου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6ο

Συμπεράσματα και προτάσεις

Η παρούσα εργασία είχε σαν αντικείμενο τη μελέτη των χαρακτηριστικών του ομόρρου των ανεμογεννητριών, μέσω της ρύθμισης της γωνίας απόκλισης τους προς μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας. Για την επίτευξη του στόχου, αναπτύχθηκε ένα υπολογιστικό μοντέλο που βασίζεται στη μεθοδολογία του παραμετρικού μοντέλου FLORIS, στο οποίο εντάσσεται ένας αλγόριθμος ελέγχου της γωνίας απόκλισης και της ανακατεύθυνσης του ομόρρου.

Αρχικά, επαληθεύτηκαν τα αποτελέσματα που προέκυψαν από το μοντέλο και πραγματοποιήθηκε σύγκριση με πειραματικές μετρήσεις σε περιβάλλον αεροσήραγγας. Πιο συγκεκριμένα, μελετήθηκαν τα κύρια χαρακτηριστικά του ομόρρου ενός συστήματος δύο ανεμογεννητριών G1, δηλαδή το έλλειμμα της ταχύτητας που δημιουργούνταν στην κατάντι ανεμογεννήτρια λόγω αλληλεπίδρασης της με την ανάντι και η ανάκτηση του ομόρρου για μηδενική γωνία απόκλισης της ανάντι μηχανής σε διάφορες αποστάσεις πίσω από το ρότορά της. Από τα προφίλ που δημιουργήθηκαν, προέκυψε ότι το έλλειμμα ταχύτητας σε απόσταση 9D παρουσιάζει μειωμένο κατά 21.1% σε σχέση με αυτό στις 3D, σε συνθήκες υψηλής τύρβης (5%) στην αεροσήραγγα. Συνεπώς, ακόμη και για μηδενική γωνία απόκλισης, τα φαινόμενα ομόρρου ελαττώνονται όσο αυξάνεται η απόσταση των ανεμογεννητριών.

Στη συνέχεια, στο ίδιο σύστημα ανεμογεννητριών, για απόσταση 4D κατάντι από το ρότορα, πραγματοποιήθηκε ρύθμιση της γωνίας απόκλισης της ανάντι μηχανής, αυξάνοντάς τη σταδιακά από $\gamma_1 = -20^o$ σε $\gamma_1 = +20^o$. Τα συμπεράσματα της ανάλυσης ήταν ενθαρρυντικά, καθώς για $\gamma_1 = 0^o$ η μέγιστη διάμετρος υπολογίζεται περίπου στο 1.2D, ενώ για απόκλιση $\gamma_1 = \pm 20^o$, μειώνεται στο 1D, κάτι που συνάδει με τις πειραματικές μετρήσεις. Επιπλέον, παρατηρήθηκε η αναμενόμενη αριστερόστροφη εκτροπή της κεντρικής γραμμής του ομόρρου για θετική γωνία απόκλισης. Επιπρόσθετα, καθώς η τύρβη στην αεροσήραγγα ήταν χαμηλής έντασης (1%), η αποκατάσταση του ομόρρου είναι αργή και λόγω αυτού του γεγονότος δεν παρατηρείται μείωση του ελλείμματος ταχύτητας. Καταλήγοντας, το συμπέρασμα που ανακτήθηκε είναι ότι η υπό κλίμακα ανεμογεννήτρια G1 αντικατοπτρίζει ρεαλιστικά τα χαρακτηριστικά του ομόρρου, τόσο σε συνθήκες πλήρους ευθυγράμμισης των ανεμογεννητριών, όσο και σε περιπτώσεις ανακατεύθυνσης.

Εφόσον παρατηρήθηκαν ασυμφωνίες στις ταχύτητες σε κάθε ένα από τα δημιουργημένα προφίλ, το επόμενο στάδιο ήταν η εύρεση των ακριβών τιμών των παραμέτρων του μοντέλου, οι οποίες θα οδηγούσαν σε πλήρη συμφωνία με τα δεδομένα αναφοράς. Όμως, δεν είναι επιθυμητή η συνεχής μεταβολή των τιμών για κάθε νέο υπολογισμό, επομένως βρέθηκε ένα ενιαίο σετ παραμέτρων, το οποίο αποτελούνταν από τις μέσες τιμές των

προηγουμένως διορθωμένων τιμών. Αυτές οι τιμές πλέον περιγράφουν με πολύ καλή ακρίβεια τα προφίλ και συνάδουν με τα δεδομένα αναφοράς και τις πειραματικές μετρήσεις. Έχοντας πλέον τις κατάλληλες παραμέτρους, τοποθετήθηκαν τρεις ανεμογεννήτριες G1 σε δύο διαφορετικές διατάξεις, απέχοντας κατακόρυφη απόσταση 4D, ενώ οριζόντια απόστασή τους ήταν -0.5D στη μια διάταξη και 0.5D στην άλλη. Δηλαδή η κατάντι ανεμογεννήτρια ήταν κατά το ήμισυ τοποθετημένη στον ομόρρου της ανάντι μηχανής. Σε αυτό το στάδιο μελετήθηκαν οι συντελεστές ισχύος των τριών ανεμογεννητριών. Τα συμπεράσματα που εξήχθησαν ήταν ότι οι προβλεπόμενες τιμές του μοντέλο είχαν πολύ καλή συσχέτιση με τις πειραματικές για το συντελεστή της πρώτης ανεμογεννήτριας. Όσον αφορά τους συντελεστές των άλλων δύο ανεμογεννητριών, οι εκτιμήσεις του μοντέλου ακολουθούν την τάση των πειραματικών μετρήσεων, όμως τις υποεκτιμούν, ιδιαίτερα στην περίπτωση της τελευταίας μηχανής. Αιτία της υποεκτίμησης αποτελεί ένας συνδυασμός παραγόντων, όπως η ταχύτερη αποκατάσταση του ομόρρου από τις ανακατευθυνόμενες ανεμογεννήτριες, η υπόθεση ενός αξονοσυμμετρικού ομόρρου, η επιτάχυνση της ροής εκτός των ομόρρων, καθώς και ότι οι τα τμήματα του ομόρρου τα οποία χρησιμοποιεί το μοντέλο είναι ορθογώνια και όχι δίσκοι. Επιπλέον, είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι η επίδραση της κατάντι ανεμογεννήτριας στην εξέλιξη του ομόρρου της ανάντι είναι ένα φαινόμενο που δεν έχει κατανοηθεί πλήρως, συνεπώς δεν έχει συμπεριληφθεί στο μοντέλο.

Τέλος, έγινε μια αρχική προσπάθεια βελτιστοποίησης της παραγωγής ενός αιολικού πάρκου αποτελούμενου από 25 ανεμογεννήτριες G1, ρυθμίζοντας τη γωνία απόκλισης τους, αφού πρώτα είχαν χωροθετηθεί προς τις βασικές κατευθύνσεις του ανέμου, διατηρώντας τις προκαθορισμένες μεταξύ τους αποστάσεις, προς ελαχιστοποίηση των απωλειών του ομόρρου. Το συμπέρασμα που προέκυψε ήταν ότι ελέγχοντας της γωνίες, υπάρχει αύξηση στο βαθμό απόδοσης του αιολικού πάρκου κατά 11%, ενώ στο ενεργειακό κέρδος και στο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, 42%. Τα αποτελέσματα αυτά αντικατοπτρίζουν το στόχο της εργασίας και πραγματοποιείται η διαπίστωση ότι ρυθμίζοντας τη γωνία απόκλισης, μειώνεται η αλληλεπίδραση του ομόρρου των ανεμογεννητριών και αυξάνεται η παραγόμενη ενέργεια του πάρκου.

Γενικά, προκύπτει το συμπέρασμα ότι το μοντέλο που αναπτύχθηκε αποτελεί ένα αξιόπιστο εργαλείο πρόβλεψης του ομόρρου με ρύθμιση της γωνίας απόκλισης των ανεμογεννητριών και με χαμηλό υπολογιστικό κόστος. Σε μελλοντική έρευνα όμως, θα πρέπει αρχικά το μοντέλο να βελτιωθεί, συμπεριλαμβάνοντας τις ελλείψεις που αναφέρθηκαν. Όσον αφορά την ενεργειακή μεγιστοποίηση, η βέλτιστη χωροθέτηση αποτελεί μια δύσκολη και χρονοβόρα διαδικασία. Θα ήταν απαραίτητο, λοιπόν να επαναληφθεί η τοποθέτηση του αιολικού πάρκου, δηλαδή να πραγματοποιηθεί ένας καλύτερος χωροταξικός σχεδιασμός με άλλες αποστάσεις και σε διαφορετικά σημεία για επιβεβαίωση. Θα μπορούσε επίσης να υπολογιστεί ο βαθμός απόδοσης για τις δευτερεύουσες κατευθύνσεις του ανέμου. Τέλος, θα ήταν ωφέλιμο, οι υπολογισμοί βελτιστοποίησης του πάρκου να γίνουν χρησιμοποιώντας και την ανεμογεννήτρια αναφοράς DTU.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1] B. Jing, Z. Qian, Y. Pei, L. Zhang, and T. Yang, “Improving wind turbine efficiency through detection and calibration of yaw misalignment,” *Renewable Energy*, vol. 160, pp. 1217–1227, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.07.063.

[2] B. Dou, T. Qu, L. Lei, and P. Zeng, “Optimization of wind turbine yaw angles in a wind farm using a three-dimensional yawed wake model,” *Energy*, vol. 209, p. 13, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118415.

[3] S. Kanev, E. Bot, and J. Giles, “Wind Farm Loads under Wake Redirection Control,” *Energies*, vol. 13, no. 16, p. 15, Aug. 2020, doi: 10.3390/en13164088.

[4] Á. Jiménez, A. Crespo, and E. Migoya, “Application of a LES technique to characterize the wake deflection of a wind turbine in yaw,” *Wind Energ.*, vol. 13, no. 6, pp. 559–572, Dec. 2009, doi: 10.1002/we.380.

[5] P. A. Fleming *et al.*, “Evaluating techniques for redirecting turbine wakes using SOWFA,” *Renewable Energy*, vol. 70, pp. 211–218, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.02.015.

[6] P. Fleming *et al.*, “Simulation comparison of wake mitigation control strategies for a two-turbine case: Simulation comparison of wake mitigation control strategies for a two-turbine case,” *Wind Energ.*, vol. 18, no. 12, pp. 2135–2143, Dec. 2015, doi: 10.1002/we.1810.

[7] P. A. Fleming, A. Ning, P. M. O. Gebraad, and K. Dykes, “Wind plant system engineering through optimization of layout and yaw control,” *Wind Energ.*, vol. 19, no. 2, pp. 329–344, Jan. 2015, doi: 10.1002/we.1836.

[8] P. M. O. Gebraad *et al.*, “Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects-a CFD simulation study: Wind plant optimization by yaw control using a parametric wake model,” *Wind Energ.*, vol. 19, no. 1, pp. 95–114, Oct. 2014, doi: 10.1002/we.1822.

[9] P. M. O. Gebraad *et al.*, “A data-driven model for wind plant power optimization by yaw control,” in *2014 American Control Conference*, Portland, OR, USA, Jun. 2014, pp. 3128–3134. doi: 10.1109/ACC.2014.6859118.

[10] M. T. van Dijk, J.-W. van Wingerden, T. Ashuri, Y. Li, and M. A. Rotea, “Yaw-Misalignment and its Impact on Wind Turbine Loads and Wind Farm Power Output,” *J. Phys.: Conf. Ser.*, vol. 753, p. 062013, Sep. 2016, doi: 10.1088/1742-6596/753/6/062013.

[11] F. Campagnolo, V. Petrović, J. Schreiber, E. M. Nanos, A. Croce, and C. L. Bottasso, “Wind tunnel testing of a closed-loop wake deflection controller for wind farm power maximization,” *J. Phys.: Conf. Ser.*, vol. 753, p. 032006, Sep. 2016, doi: 10.1088/1742-6596/753/3/032006.

[12] F. Campagnolo, V. Petrovic, C. L. Bottasso, and A. Croce, “Wind tunnel testing of wake control strategies,” in *2016 American Control Conference (ACC)*, Boston, MA, USA, Jul. 2016, pp. 513–518. doi: 10.1109/ACC.2016.7524965.

[13] F. Campagnolo *et al.*, “Wind Tunnel Testing of Power Maximization Control Strategies Applied to a Multi-Turbine Floating Wind Power Platform,” p. 9.

[14] J. Schreiber, E. M. Nanos, F. Campagnolo, and C. L. Bottasso, “Verification and Calibration of a Reduced Order Wind Farm Model by Wind Tunnel Experiments,” *J. Phys.: Conf. Ser.*, vol. 854, p. 12, May 2017, doi: 10.1088/1742-6596/854/1/012041.

[15] C. Bay *et al.*, “FLORIS: A Brief Tutorial,” *optimal control*, p. 26.

[16] “FLORIS Wake Modeling Utility”, doi: 10.5281/zenodo.6687458.

[17] A. H. S. N. Vicente, “Validation of wind turbine wake models,” University of Coimbra, 2018.

[18] Γ. Μπεργελές, *Ανεμοκινητήρες*. Αθήνα: Εκδόσεις Συμεών, 2006.

[19] L. J. Vermeer, J. N. Sørensen, and A. Crespo, “Wind turbine wake aerodynamics,” *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 39, no. 6–7, pp. 467–510, Aug. 2003, doi: 10.1016/S0376-0421(03)00078-2.

[20] Δ. Ζούζιας, “Αξιολόγηση απλοποιημένων προτύπων ομόρρου,” Ε.Μ.Π., Αθήνα, 2012.

[21] T. Göçmen, P. van der Laan, P.-E. Réthoré, A. P. Diaz, G. Chr. Larsen, and S. Ott, “Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 752–769, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.113.

[22] A. Crespo, J. Hernández, and S. Frandsen, “Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms,” *Wind Energ.*, vol. 2, no. 1, pp. 1–24, Jan. 1999, doi: 10.1002/(SICI)1099-1824(199901/03)2:1<1::AID-WE16>3.0.CO;2-7.

[23] I. Katic, J. Højstrup, and N. O. Jensen, “A Simple Model for Cluster Efficiency,” *In Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, p. 4, Oct. 1986.

[24] J. Annoni *et al.*, “Analysis of control-oriented wake modeling tools using lidar field results,” *Wind Energ. Sci.*, vol. 3, no. 2, pp. 819–831, Nov. 2018, doi: 10.5194/wes-3-819-2018.

[25] F. Campagnolo, R. Weber, J. Schreiber, and C. L. Bottasso, “Wind tunnel testing of wake steering with dynamic wind direction changes,” *Wind Energ. Sci.*, vol. 5, no. 4, pp. 1273–1295, Oct. 2020, doi: 10.5194/wes-5-1273-2020.

[26] T. F. Pedersen, “On wind turbine power performance measurements at inclined airflow,” *Wind Energ.*, vol. 7, no. 3, pp. 163–176, Jul. 2004, doi: 10.1002/we.112.

[27] Schepers, J G., “EU projects in German Dutch Wind Tunnel, DNW,” *Other Information: Paper presented at the Annual IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines, at NREl, CO, USA, December 4-5, 2000; PBD: Jan 2001*, Jan. 2001.

[28] R. Damiani *et al.*, “Assessment of wind turbine component loads under yaw-offset conditions,” *Wind Energ. Sci.*, vol. 3, no. 1, pp. 173–189, Apr. 2018, doi: 10.5194/wes-3-173-2018.

[29] M. J. D. Powell, “A Direct Search Optimization Method That Models the Objective and Constraint Functions by Linear Interpolation,” in *Advances in Optimization and Numerical Analysis*, S. Gomez and J.-P. Hennart, Eds. Dordrecht: Springer Netherlands, 1994, pp. 51–67. doi: 10.1007/978-94-015-8330-5_4.