

Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών

Διαχείριση Τεχνικών Έργων

Διπλωματική Εργασία

Εφαρμογές τεχνητής νοημοσύνης στη Διαχείριση Κινδύνων Έργων ΑΠΕ

Στυλιανή Σπανογιάννη

A.M.: 159143

Επιβλέπων καθηγητής: Μιχαήλ Μαντάς



Αθήνα, Ιούλιος 2026

Η παρούσα εργασία αποτελεί πνευματική ιδιοκτησία του φοιτητή («συγγραφέας/δημιουργός») που την εκπόνησε. Στο πλαίσιο της πολιτικής ανοικτής πρόσβασης ο συγγραφέας/δημιουργός εκχωρεί στο ΕΑΠ, μη αποκλειστική άδεια χρήσης του δικαιώματος αναπαραγωγής, προσαρμογής, δημόσιου δανεισμού, παρουσίασης στο κοινό και ψηφιακής διάχυσής τους διεθνώς, σε ηλεκτρονική μορφή και σε οποιοδήποτε μέσο, για διδακτικούς και ερευνητικούς σκοπούς, άνευ ανταλλάγματος και για όλο το χρόνο διάρκειας των δικαιωμάτων πνευματικής ιδιοκτησίας. Η ανοικτή πρόσβαση στο πλήρες κείμενο για μελέτη και ανάγνωση δεν σημαίνει καθ' οιονδήποτε τρόπο παραχώρηση δικαιωμάτων διανοητικής ιδιοκτησίας του συγγραφέα/δημιουργού ούτε επιτρέπει την αναπαραγωγή, αναδημοσίευση, αντιγραφή, αποθήκευση, πώληση, εμπορική χρήση, μετάδοση, διανομή, έκδοση, εκτέλεση, «μεταφόρτωση» (downloading), «ανάρτηση» (uploading), μετάφραση, τροποποίηση με οποιονδήποτε τρόπο, τμηματικά ή περιληπτικά της εργασίας, χωρίς τη ρητή προηγούμενη έγγραφη συναίνεση του συγγραφέα/δημιουργού. Ο συγγραφέας/δημιουργός διατηρεί το σύνολο των ηθικών και περιουσιακών του δικαιωμάτων.

Ευχαριστίες

«Θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές ευχαριστίες μου στους επιβλέποντες καθηγητές μου, τον κύριο Μιχαήλ Μαντά, αναπληρωτή καθηγητή του τμήματος Εφαρμοσμένης Πληροφορικής του Πανεπιστημίου Μακεδονίας, καθώς και τον κύριο Παναγιώτη Μαρχαβίλα, Ηλεκτρολόγο Μηχανικό & Μηχανικό Υπολογιστών της Πολυτεχνικής Σχολής του Δημοκριτείου Πανεπιστημίου Θράκης (Δ.Π.Θ.).

Είμαι ιδιαίτερα ευγνώμων προς τον κύριο Μιχαήλ Μαντά για την πολύτιμη υποστήριξη, τις ουσιαστικές παρατηρήσεις και τις καθοριστικές συμβουλές του, οι οποίες συνέβαλαν σημαντικά στη βελτίωση και ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Η συνεχής καθοδήγηση και η καθημερινή του ενθάρρυνση υπήρξαν καθοριστικές καθ' όλη τη διάρκεια της ερευνητικής διαδικασίας.

Ακόμη, θα ήθελα να εκφράσω την ειλικρινή μου ευγνωμοσύνη προς τους γονείς μου για τη διαρκή ενθάρρυνση και στήριξή τους καθ' όλη τη διάρκεια των μεταπτυχιακών μου σπουδών. Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω επίσης στο σύζυγό μου, Ανδρέα, για την υπομονή, την κατανόηση και τη συνεχή ψυχολογική υποστήριξη που μου παρείχε σε όλη τη διάρκεια της προσπάθειας ολοκλήρωσης της παρούσας διπλωματικής εργασίας

Τέλος, ιδιαίτερη μνεία θέλω να κάνω στην κόρη μου, Ιωάννα, που με την υπομονή, την αγάπη και τη χαρά που μου προσφέρει καθημερινά, αποτέλεσε τη μεγαλύτερη πηγή έμπνευσης κατά τη διάρκεια των σπουδών και της συγγραφής της παρούσας εργασίας».

Περιεχόμενα

Κατάλογος Εικόνων	8
Κατάλογος Σχημάτων	9
Κατάλογος Πινάκων	10
Περίληψη	11
Abstract	12
Κεφάλαιο 1 - Εισαγωγή	13
1.1 Αντικείμενο και πλαίσιο της εργασίας	13
1.2 Σημασία της έρευνας	14
1.3 Ερευνητικό κενό	14
1.4 Σκοπός και στόχοι της εργασίας	16
1.5 Ερευνητικά ερωτήματα	16
1.6 Μεθοδολογική προσέγγιση	17
1.7 Δομή της εργασίας	19
Κεφάλαιο 2 - Αιολική Ενέργεια και Αιολικά Πάρκα	21
2.1 Ιστορική εξέλιξη της αξιοποίησης του ανέμου	21
2.2 Αναανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και αιολική ενέργεια	22
2.3 Τύποι αιολικών πάρκων	23
2.3.1 Χερσαία (onshore) και υπεράκτια (offshore) πάρκα	23
2.3.2 Ανεμογεννήτριες οριζοντίου και κατακόρυφου άξονα	25
2.4 Τεχνικά χαρακτηριστικά και αρχή λειτουργίας	25
2.4.1 Μετατροπή κινητικής ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική	26
2.4.2 Καμπύλη ισχύος και έλεγχος λειτουργίας	26
2.4.3 Συντελεστής χρησιμοποίησης ισχύος (capacity factor)	27
2.4.4 Συστήματα SCADA και αξιοποίηση δεδομένων	28
2.4.5 Παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση	28
2.5 Σύγχρονες τεχνολογικές εξελίξεις	29
2.6 Θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο	30
2.6.1 Ευρωπαϊκό επίπεδο	30
2.6.2 Εθνικό επίπεδο	30
2.7 Οικονομική δομή έργων αιολικής ενέργειας	31
2.7.1 Ο οικονομικός κύκλος κόστους ζωής ενός έργου αιολικής ενέργειας	32
2.8 Αβεβαιότητα και μεταβλητότητα στην αιολική παραγωγή	33
2.9 Η αιολική ενέργεια στην Ελλάδα και στην Ευρώπη	33

2.10 Το εμπειρικό δείγμα: δέκα ελληνικά αιολικά πάρκα.....	36
2.10.1 Αιολικό Πάρκο Μηλιά	36
2.10.2 Αιολικό Πάρκο Παλιόπυργος.....	37
2.10.3 Αιολικό Πάρκο Πλατανιστός	37
2.10.4 Αιολικό Πάρκο Καλάμι.....	37
2.10.5 Αιολικό Πάρκο Αγίου Νικολάου	38
2.10.6 Αιολικό Πάρκο Αγριαχλαδιάς.....	38
2.10.7 Αιολικό Πάρκο Τραπεζώνας.....	39
2.10.8 Αιολικό Πάρκο Δράμας	39
2.10.9 Αιολικό Πάρκο Ροδόπης	40
2.10.10 Αιολικό Πάρκο Λακωνίας.....	40
Κεφάλαιο 3 - Βιβλιογραφική Ανασκόπηση	42
3.1 Σκοπός και ερευνητικά ερωτήματα	42
3.2 Μεθοδολογία της ανασκόπησης	42
3.2.1 Στρατηγική αναζήτησης.....	44
3.2.2 Κριτήρια ένταξης και αποκλεισμού	44
3.2.3 Διαδικασία επιλογής.....	45
3.3 Περιγραφική ανάλυση των επιλεγμένων μελετών.....	47
3.3.1 Χρονική κατανομή	47
3.3.2 Τύπος πηγής και κορυφαία περιοδικά.....	48
3.3.3 Γεωγραφική κατανομή	48
3.3.4 Μεθοδολογικός τύπος	49
3.3.5 Βιβλιομετρική ανάλυση	49
3.4 Θεματική ανάλυση.....	50
3.4.1 Πρόβλεψη ενεργειακής παραγωγής	50
3.4.2 Βελτιστοποίηση λειτουργίας και έλεγχος ομόρρευστων ουρών (wake control)	51
3.4.3 Διαχείριση κινδύνων και αβεβαιότητας	52
3.4.4 Προγνωστική συντήρηση (predictive maintenance)	53
3.4.5 Ψηφιακά Δίδυμα (Digital Twins) ως ολιστική προσέγγιση.....	53
Κεφάλαιο 4 - Διαχείριση Κινδύνων και Εφαρμογές Τεχνητής Νοημοσύνης σε Αιολικά Έργα.....	56
4.1 Έννοια και διαστάσεις του κινδύνου σε έργα αιολικής ενέργειας.....	56
4.2 Κατηγοριοποίηση κινδύνων σε αιολικά έργα.....	57
4.2.1 Ανεμολογικός κίνδυνος (resource risk).....	57
4.2.2 Τεχνικοί κίνδυνοι	58
4.2.3 Λειτουργικοί κίνδυνοι	58

4.2.4 Οικονομικοί και χρηματοοικονομικοί κίνδυνοι	58
4.2.5 Ρυθμιστικοί και πολιτικοί κίνδυνοι	58
4.2.6 Περιβαλλοντικοί και κοινωνικοί κίνδυνοι	59
4.2.7 Κίνδυνος διαλείπουσας παραγωγής (intermittency risk)	59
4.3 Μέθοδοι αξιολόγησης κινδύνου και στρατηγικές διαχείρισης	60
4.4 Τεχνητή Νοημοσύνη: Βασικές έννοιες και τεχνικές	61
4.5 Wake Steering και βελτιστοποίηση Yaw	61
4.5.1 Θεωρητικό υπόβαθρο: μοντέλα ομόρρευστων ουρών	62
4.5.2 Πειραματική επικύρωση και αναμενόμενα οφέλη	62
4.6 Πρόβλεψη ανέμου με LSTM Neural Networks	64
4.7 Προγνωστική Συντήρηση (Predictive Maintenance)	65
4.8 Συμπληρωματικές τεχνολογίες: Digital Twins, Site Selection και Construction Risk	66
4.9 Σύνδεση κινδύνων με τεχνολογικές λύσεις	67
4.10 Περιορισμοί και προκλήσεις εφαρμογής	68
Κεφάλαιο 5 - Μεθοδολογία της Έρευνας	70
5.1 Ερευνητική προσέγγιση	70
5.2 Επιλογή και αιτιολόγηση δείγματος	71
5.3 Αναλυτικά βήματα μεθοδολογίας	72
5.4 Παραμετροποίηση μοντέλων	74
5.5 Χρηματοοικονομικά μοντέλα και δείκτες αξιολόγησης	75
5.5.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	75
5.5.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	76
5.5.3 Περίοδος Αποπληρωμής (Payback Period)	76
5.6 Ανάλυση κόστους-οφέλους εφαρμογών ΑΙ	76
5.7 Ανάλυση ευαισθησίας	77
5.8 Παραδοχές και περιορισμοί	77
5.9 Αξιοπιστία και εγκυρότητα	79
5.10 Μεθοδολογία ποσοτικής αξιολόγησης επίδρασης ΤΝ	79
Κεφάλαιο 6 - Εμπειρική Μελέτη: Αποτελέσματα Εφαρμογής ΑΙ σε Δέκα Ελληνικά Αιολικά Πάρκα	83
6.1 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα	83
6.2 Διαφοροποίηση επίδρασης ανά τεχνολογία	84
6.3 Διαφοροποίηση αποτελεσμάτων ανά πάρκο	85

6.4 Αναλυτική χρηματοοικονομική αξιολόγηση: παράδειγμα Καλάμι	87
6.5 Ανάλυση ευαισθησίας.....	88
6.6 Συγκριτική αξιολόγηση μοντέλων υλοποίησης	89
6.7 Όριο οικονομικής βιωσιμότητας: critical mass	89
6.8 Σύνθεση ευρημάτων.....	90
Κεφάλαιο 7 - Συμπεράσματα και προτάσεις	92
7.1 Σύνοψη βασικών ευρημάτων	92
7.2 Συμβολή της εργασίας	93
7.3 Πρακτικές προτάσεις	93
7.3.1 Προς operators αιολικών πάρκων	93
7.3.2 Προς επενδυτές και χρηματοδότες.....	94
7.3.3 Προς την πολιτεία και τους ρυθμιστικούς φορείς.....	94
7.4 Περιορισμοί της μελέτης	94
7.5 Μελλοντικές κατευθύνσεις έρευνας	95
7.6 Καταληκτική παρατήρηση.....	96
Βιβλιογραφία	97
Παράρτημα Α - Αναλυτικοί Υπολογισμοί και Δεδομένα Εμπειρικής Μελέτης	104

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 2.1: Η πρώτη αυτόματη ανεμογεννήτρια του Charles F. Brush, Κλίβελαντ Οχάιο, 1887	22
Εικόνα 2.2: Τυπική εγκατάσταση χερσαίου (onshore) αιολικού πάρκου σε ορεινό περιβάλλον	24
Εικόνα 2.3: Σειρά ανεμογεννητριών σε υπεράκτιο (offshore) αιολικό πάρκο	25
Εικόνα 2.4: Βασικά δομικά στοιχεία ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα	26
Εικόνα 2.5: Ορισμός του συντελεστή χρησιμοποίησης ισχύος (capacity factor)	27
Εικόνα 2.6: Νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ευρώπη ανά κράτος μέλος, 2023–2025 (GW)	34
Εικόνα 2.7: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά γεωγραφική περιφέρεια της Ελλάδας (MW), 2020	35
Εικόνα 3.1: Σύγκριση baseline λειτουργίας και λειτουργίας με wake steering	52
Εικόνα 3.2: Σύγκριση πρόβλεψης μοντέλου και πειραματικών μετρήσεων ταχύτητας ροής σε αιολικό πάρκο με yaw misalignment 15–25°	52

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Μεθοδολογική ροή της εργασίας	18
Σχήμα 3.1: PRISMA 2020 Flow Diagram — διαδικασία επιλογής μελετών της SLR	46
Σχήμα 3.2: Κατανομή δημοσιεύσεων ανά έτος.....	47
Σχήμα 3.3: Δίκτυο συν-εμφάνισης λέξεων-κλειδιών (VOSviewer, n=47 μελέτες).....	50

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 3.1: Κριτήρια ένταξης και αποκλεισμού της SLR.....	45
Πίνακας 3.2: Κατανομή ανά τύπο πηγής	48
Πίνακας 3.3: Σύνοψη θεματικής ανάλυσης	55
Πίνακας 4.1: Συνοπτική παρουσίαση διεθνών ευρημάτων wake steering	64
Πίνακας 4.2: Αντιστοιχία κινδύνων και τεχνολογιών TN	68
Πίνακας 5.1: Στρωματοποίηση δείγματος των δέκα αιολικών πάρκων	72
Πίνακας 5.2: Αναλυτικά βήματα μεθοδολογίας	73
Πίνακας 5.3: Παραμετροποίηση μοντέλων με τιμές αναφοράς	75
Πίνακας 6.1: Συνολική επίδραση εφαρμογής TN στο δείγμα των 10 πάρκων	83
Πίνακας 6.2: Διαφοροποίηση επίδρασης ανά τεχνολογία TN	84
Πίνακας 6.3: Διαφοροποιημένα αποτελέσματα ανά πάρκο	86
Πίνακας 6.4: Χρηματοοικονομική αξιολόγηση του πάρκου Καλάμι	87
Πίνακας 6.5: Σύγκριση μοντέλων υλοποίησης για το πάρκο Καλάμι	89
Πίνακας A.1: Αναλυτικά στοιχεία παραγωγής και κερδών ανά πάρκο	104
Πίνακας A.1β: Επιμερισμός συνολικής βελτίωσης σε έσοδα και εξοικονόμηση O&M..	105
Πίνακας A.2: Επαναληπτικός υπολογισμός IRR για το Καλάμι	107
Πίνακας A.4: Ανάλυση ευαισθησίας για το Καλάμι	109
Πίνακας A.5: ROΙ επένδυσης TN ανά πάρκο (10ετής ορίζοντας)	110
Πίνακας A.6: Σύγκριση μοντέλων υλοποίησης TN για το πάρκο Καλάμι	111

Περίληψη

Η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία διερευνά την ποσοτική επίδραση εφαρμογών Τεχνητής Νοημοσύνης (TN) στη λειτουργική και οικονομική απόδοση αιολικών πάρκων στην Ελλάδα. Ενώ η εγκατεστημένη αιολική ισχύς της χώρας έχει υπερβεί τα 5.500 MW και σημαντικό μέρος των ελληνικών αιολικών εγκαταστάσεων πλησιάζει ή έχει ξεπεράσει τα δέκα έτη λειτουργίας, η διεθνής βιβλιογραφία, που τεκμηριώνει βελτιώσεις παραγωγής 3–9% και μειώσεις λειτουργικού κόστους 12–18% μέσω της Τεχνητής Νοημοσύνης, δεν συνοδεύεται από αντίστοιχη εμπειρική μελέτη για το ελληνικό περιβάλλον. Το ερευνητικό ερώτημα μετατοπίζεται έτσι από το «αξίζει να φτιαχτεί νέο πάρκο;» στο «αξίζει να αναβαθμιστεί ψηφιακά ένα υπάρχον;».

Για την απάντησή του, αξιοποιείται συνδυασμός Συστηματικής Βιβλιογραφικής Ανασκόπησης (PRISMA 2020, 47 μελέτες), πολλαπλών μελετών περίπτωσης σε δείγμα δέκα ελληνικών αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 346,3 MW, και χρηματοοικονομικής μοντελοποίησης με δείκτες NPV, IRR και Payback Period. Αξιολογούνται τρεις τεχνολογίες TN - βελτιστοποίηση ομόρρευστων ουρών (wake steering), πρόβλεψη παραγωγής με νευρωνικά δίκτυα LSTM και προγνωστική συντήρηση - καθώς και τέσσερα εναλλακτικά μοντέλα υλοποίησης.

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η ολοκληρωμένη εφαρμογή TN αναμένεται να αυξήσει την παραγωγή κατά 7,6% και τα καθαρά κέρδη κατά 14,3% κατά μέσο όρο, με σημαντική διαφοροποίηση ανά πάρκο (8,5–17,5%). Εντοπίζεται κρίσιμο μέγεθος βιωσιμότητας στα 25 MW, ενώ το υβριδικό μοντέλο υλοποίησης αναδεικνύεται ως βέλτιστο για μεγάλα πάρκα.

Λέξεις-κλειδιά: Τεχνητή Νοημοσύνη, αιολικά πάρκα, wake steering, LSTM, προγνωστική συντήρηση, NPV, IRR, ελληνική ενεργειακή αγορά

Abstract

This postgraduate thesis investigates the quantitative impact of Artificial Intelligence (AI) applications on the operational and financial performance of wind farms in Greece. While the country's installed wind power capacity has exceeded 5,500 MW and a significant part of the fleet is approaching or has exceeded ten years of operation, the international literature - which documents production improvements of 3–9% and operating cost reductions of 12–18% through AI - is not accompanied by a corresponding empirical study for the Greek environment. The research question thus shifts from “is it worth building a new park?” to “is it worth digitally upgrading an existing one?”.

To answer this question, a combination of Systematic Literature Review (PRISMA 2020, 47 studies), multiple case studies on a sample of ten Greek wind farms with a total capacity of 346.3 MW, and financial modeling with NPV, IRR and Payback Period indicators is utilized. Three AI technologies are evaluated - wake steering optimization, production forecasting with LSTM neural networks and predictive maintenance - as well as four alternative implementation models.

The results show that the integrated AI application is expected to increase production by 7.6% and net profits by 14.3% on average, with significant variation per farm (8.5–17.5%). A critical viability size is identified at 25 MW, while the hybrid implementation model emerges as optimal for large farms.

Keywords: Artificial Intelligence, wind farms, wake steering, LSTM, predictive maintenance, NPV, IRR, Greek energy market

Κεφάλαιο 1 - Εισαγωγή

1.1 Αντικείμενο και πλαίσιο της εργασίας

Η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία διερευνά τις εφαρμογές της Τεχνητής Νοημοσύνης (TN) στη Διαχείριση Κινδύνων έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), με εστίαση στα αιολικά πάρκα και στο ελληνικό περιβάλλον. Αποσκοπεί στην ποσοτική αξιολόγηση της επίδρασης συστημάτων TN στην οικονομική και λειτουργική απόδοση υφιστάμενων αιολικών εγκαταστάσεων στην Ελλάδα. Η επιλογή του θέματος υπαγορεύεται από τη σύζευξη τριών παραγόντων: πρώτον, την ταχεία ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στη χώρα, δεύτερον, τη δυνατότητα που προσφέρουν οι σύγχρονες τεχνολογίες TN να βελτιστοποιήσουν σημαντικά την απόδοση των υφιστάμενων εγκαταστάσεων και τρίτον, την έλλειψη εμπειρικής μελέτης των οικονομικών αυτών επιπτώσεων στο ελληνικό πλαίσιο.

Τα έργα ΑΠΕ συνιστούν σύνθετα τεχνικά και επενδυτικά εγχειρήματα (αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά κ.ά.), τα οποία αξιοποιούν φυσικές, ανεξάντλητες πηγές ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αντικαθιστούν τα ορυκτά καύσιμα, μειώνουν τη ρύπανση και ενισχύουν την ενεργειακή αυτονομία. Προσφέρουν οικονομικά οφέλη (έσοδα σε δήμους και τοπικές κοινότητες, δημιουργία θέσεων εργασίας, μείωση κόστους ενέργειας), ενεργειακή αυτονομία (μείωση της εξάρτησης από εισαγόμενα καύσιμα) και περιβαλλοντικά οφέλη (μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου), αξιοποιώντας τοπικούς πόρους με χαμηλό λειτουργικό κόστος και συμβάλλοντας στην τοπική ανάπτυξη.

Η διαχείριση κινδύνων στα έργα ΑΠΕ περιλαμβάνει την αναγνώριση, ανάλυση, αξιολόγηση και αντιμετώπιση ποικίλων κατηγοριών κινδύνου - τεχνικών, περιβαλλοντικών, οικονομικών, ρυθμιστικών και χρονικών. Η πολυπλοκότητα των έργων αυτών, σε συνδυασμό με την εξάρτησή τους από γεωχωρικά, μετεωρολογικά και λειτουργικά δεδομένα, καθιστά τις παραδοσιακές μεθόδους διαχείρισης κινδύνων συχνά ανεπαρκείς ως προς την έγκαιρη πρόβλεψη και τον εντοπισμό κρίσιμων αστοχιών. Στο πλαίσιο αυτό, η Τεχνητή Νοημοσύνη προσφέρει σύγχρονες μεθοδολογίες και εργαλεία που δύνανται να συμβάλουν ουσιαστικά στη βελτίωση της διαδικασίας λήψης αποφάσεων και στη μείωση της αβεβαιότητας σε όλα τα στάδια του κύκλου ζωής ενός έργου ΑΠΕ, από τον αρχικό σχεδιασμό έως τη λειτουργία και τη συντήρηση.

1.2 Σημασία της έρευνας

Η Ελλάδα διαθέτει εξαιρετικό αιολικό δυναμικό, ιδίως στο Αιγαίο και στις παράκτιες περιοχές, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας έχει υπερβεί τα 5.500 MW (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2025). Το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) θέτει ως στόχο 9,5 GW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος έως το 2030 - εκ των οποίων 1,9 GW υπεράκτια - στο πλαίσιο συνολικής διείσδυσης ΑΠΕ 23,5 GW και μεριδίου 75,9% στην ηλεκτροπαραγωγή (ΥΠΕΝ, 2024). Για να επιτευχθεί ο στόχος αυτός απαιτείται σχεδόν διπλασιασμός της υφιστάμενης ισχύος μέσα σε λιγότερο από πέντε χρόνια.

Παράλληλα με την επέκταση των αιολικών εγκαταστάσεων, η βελτιστοποίηση της λειτουργίας των υφιστάμενων πάρκων μέσω ΤΝ παραμένει σε μεγάλο βαθμό ανεκμετάλλευτη ευκαιρία: ενώ διεθνώς έχουν καταγραφεί βελτιώσεις παραγωγής της τάξης του 3–9% και μειώσεις λειτουργικού κόστους O&M 12–18% (Fleming et al., 2017, Márquez et al., 2012), το ελληνικό ενεργειακό σύστημα δεν έχει αξιοποιήσει συστηματικά τις δυνατότητες αυτές. Δεδομένου ότι σημαντικό μέρος των ελληνικών αιολικών πάρκων πλησιάζει ή έχει ξεπεράσει τη μέση ηλικία των δέκα ετών, το ερώτημα δεν είναι μόνο εάν αξίζει να κατασκευαστούν νέα πάρκα, αλλά και εάν αξίζει να αναβαθμιστούν ψηφιακά τα υπάρχοντα. Στο ερώτημα αυτό επιχειρεί να απαντήσει η παρούσα μελέτη, με ευρήματα που έχουν άμεση πρακτική αξία τόσο για τους επιχειρησιακούς φορείς (operators) όσο και για τους επενδυτές, τους χρηματοδότες και τους ρυθμιστικούς φορείς.

1.3 Ερευνητικό κενό

Η διεθνής βιβλιογραφία για τις εφαρμογές ΤΝ σε αιολικά πάρκα είναι εκτεταμένη και καλύπτει τόσο τις τεχνολογικές παραμέτρους (wake steering, wind forecasting, predictive maintenance), όσο και την οικονομική αξιολόγηση σε μεγάλες ευρωπαϊκές και αμερικανικές εγκαταστάσεις. Ωστόσο, για την ελληνική πραγματικότητα η βιβλιογραφία εμφανίζει τρία διακριτά κενά.

Πρώτον, οι υφιστάμενες ελληνικές μελέτες εστιάζουν στην αξιολόγηση νέων επενδύσεων - είτε στη χωροθέτηση υπεράκτιων πάρκων (Alma Economics, 2021, Tsiara et al., 2025) είτε στην ανάλυση IRR/NPV για την ίδρυση νέων χερσαίων εγκαταστάσεων (Pallis et al., 2021). Καμία από τις διαθέσιμες μελέτες δεν εξετάζει την επίδραση παρεμβάσεων Τεχνητής Νοημοσύνης στη λειτουργική απόδοση υφιστάμενων πάρκων. Η παρούσα μελέτη καλύπτει ακριβώς αυτό το κενό: μετατοπίζει το ερευνητικό ερώτημα από

το «αξίζει να φτιαχτεί νέο πάρκο;» στο «αξίζει να αναβαθμιστεί ψηφιακά ένα υφιστάμενο;». Το ερώτημα αυτό αποκτά ιδιαίτερη επικαιρότητα, καθώς σημαντικό μέρος των ελληνικών αιολικών εγκαταστάσεων βρίσκεται πλέον σε ώριμο στάδιο λειτουργίας.

Δεύτερον, τα διεθνή ευρήματα προέρχονται από πάρκα με σημαντικά διαφορετικά χαρακτηριστικά από τα ελληνικά - κυρίως υπεράκτια στη Βόρεια Ευρώπη ή μεγάλης κλίμακας χερσαία στις ΗΠΑ. Τα ελληνικά πάρκα χαρακτηρίζονται από μικρότερο μέσο μέγεθος, ορεινή τοπογραφία, έντονα ανομοιογενές αιολικό προφίλ μεταξύ Αιγαίου και ηπειρωτικής χώρας και παλαιότερη ηλικία εξοπλισμού - παράγοντες που επηρεάζουν άμεσα την αποδοτικότητα κάθε τεχνολογίας ΤΝ και δεν επιτρέπουν την απλή μεταφορά διεθνών αποτελεσμάτων.

Τρίτον, απουσιάζει ολοκληρωμένη συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης ΤΝ (in-house, SaaS, υβριδικά) που να λαμβάνει υπόψη το μέγεθος και τη διοικητική δομή των ελληνικών επιχειρήσεων διαχείρισης πάρκων, από μεγάλους ομίλους έως μικρότερες εταιρείες με ένα ή δύο πάρκα.

Η παρούσα μελέτη επιχειρεί να καλύψει τα τρία αυτά κενά συνδυάζοντας τη διεθνή τεχνολογική τεκμηρίωση με τα εμπειρικά χαρακτηριστικά αντιπροσωπευτικού δείγματος ελληνικών αιολικών πάρκων και προσαρμοσμένη χρηματοοικονομική ανάλυση.

Ακριβώς στην κάλυψη των τριών αυτών κενών ανταποκρίνεται ο σχεδιασμός της παρούσας μελέτης και η επιλογή των τεχνολογιών ΤΝ που αξιολογούνται. Η μελέτη εστιάζει σε τρεις τεχνολογίες με τεκμηριωμένη εφαρμογή στον κλάδο, καθεμία από τις οποίες αντιμετωπίζει ένα από τα κενά που εντοπίστηκαν: η βελτιστοποίηση wake steering με το εργαλείο FLORIS (FLOW Redirection and Induction in Steady State) του NREL στοχεύει στη μείωση των λειτουργικών απωλειών από αλληλεπίδραση ομόρρευστων ουρών (Gebraad et al., 2016, Fleming et al., 2017), η πρόβλεψη ανέμου με νευρωνικά δίκτυα LSTM στοχεύει στη μείωση του ανεμολογικού κινδύνου και των ποινών εξισορρόπησης έναντι του ΑΔΜΗΕ (Hochreiter & Schmidhuber, 1997, Liu et al., 2019) και η προγνωστική συντήρηση μέσω συνδυασμού αλγορίθμων Isolation Forest και LSTM στοχεύει στην έγκαιρη ανίχνευση αναπτυσσόμενων βλαβών τρεις έως έξι μήνες πριν την εκδήλωσή τους, μειώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο το λειτουργικό κόστος Ο&Μ και τον χρόνο εκτός λειτουργίας (Liu et al., 2008, Tchakoua et al., 2014). Η επιλογή ακριβώς αυτών των τριών τεχνολογιών δεν είναι τυχαία: αντανακλά τα τρία ερευνητικά κενά και επιτρέπει την άμεση σύνδεση θεωρητικής τεκμηρίωσης με εμπειρική αξιολόγηση στο ελληνικό πλαίσιο.

1.4 Σκοπός και στόχοι της εργασίας

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η ποσοτική αξιολόγηση της επίδρασης της Τεχνητής Νοημοσύνης στη λειτουργική και οικονομική απόδοση αιολικών πάρκων στο ελληνικό περιβάλλον, με απώτερο στόχο την παροχή επιστημονικά τεκμηριωμένης βάσης για επενδυτικές αποφάσεις ψηφιακής αναβάθμισης των υφιστάμενων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα.

Για την επίτευξη του σκοπού αυτού, ορίζονται τέσσερις κεντρικοί στρατηγικοί στόχοι:

Στόχος Σ1 - Ποσοτική αποτίμηση: Εκτίμηση της ποσοτικής επίδρασης τριών τεχνολογιών TN (wake steering, LSTM forecasting, predictive maintenance) στους χρηματοοικονομικούς δείκτες NPV, IRR και Payback Period δείγματος δέκα ελληνικών αιολικών πάρκων, σε σύγκριση σεναρίων με και χωρίς εφαρμογή TN.

Στόχος Σ2 - Διαφοροποίηση κατά χαρακτηριστικά: Προσδιορισμός του τρόπου με τον οποίο η αποδοτικότητα των εφαρμογών TN διαφοροποιείται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά κάθε εγκατάστασης - μέγεθος, ηλικία εξοπλισμού, γεωγραφική θέση και πυκνότητα διάταξης.

Στόχος Σ3 - Κρίσιμο μέγεθος βιωσιμότητας: Εντοπισμός του ελάχιστου μεγέθους πάρκου (critical mass) πάνω από το οποίο η επένδυση σε TN καθίσταται οικονομικά βιώσιμη υπό τις τρέχουσες συνθήκες κόστους τεχνολογίας.

Στόχος Σ4 - Σύγκριση μοντέλων υλοποίησης: Αξιολόγηση τεσσάρων εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης (πλήρες in-house, σταδιακή, κοινή πλατφόρμα, υβριδικό) και προσδιορισμός του βέλτιστου μοντέλου ανά κατηγορία ελληνικού πάρκου.

Οι τέσσερις στόχοι αντιστοιχούν άμεσα στα τέσσερα ερευνητικά ερωτήματα της ενότητας 1.5 και απαντώνται εμπειρικά στα Κεφάλαια 6 και 7.

1.5 Ερευνητικά ερωτήματα

Η εμπειρική ανάλυση της εργασίας στοχεύει στην απάντηση των ακόλουθων ερευνητικών ερωτημάτων, τα οποία προέκυψαν από τη βιβλιογραφική ανασκόπηση και τον εντοπισμό του ερευνητικού κενού (ενότητα 1.3):

- **E1.** Ποια είναι η ποσοτική επίδραση κάθε τεχνολογίας TN (wake steering, LSTM forecasting, predictive maintenance) στην παραγωγή ενέργειας και στο λειτουργικό κόστος ελληνικών αιολικών πάρκων;

- **E2.** Πώς επηρεάζουν παράγοντες όπως το μέγεθος του πάρκου, η ηλικία του εξοπλισμού και η γεωγραφική θέση την αποδοτικότητα των παρεμβάσεων TN;
- **E3.** Ποιο είναι το κρίσιμο μέγεθος (critical mass) πάρκου πάνω από το οποίο η επένδυση σε TN καθίσταται οικονομικά βιώσιμη, και ποια χαρακτηριστικά καθορίζουν αυτό το όριο;
- **E4.** Ποιο από τα εναλλακτικά μοντέλα υλοποίησης (πλήρες in-house ανάπτυξη, SaaS, υβριδικό, κοινή πλατφόρμα) προσφέρει το βέλτιστο ROI για διαφορετικές κατηγορίες ελληνικών πάρκων;

Η απάντηση των ερωτημάτων αυτών παρέχεται αναλυτικά στα Κεφάλαια 6 και 7, μέσω της εμπειρικής μελέτης δέκα ελληνικών αιολικών πάρκων και της συγκριτικής χρηματοοικονομικής αξιολόγησης σεναρίων με και χωρίς εφαρμογή TN.

1.6 Μεθοδολογική προσέγγιση

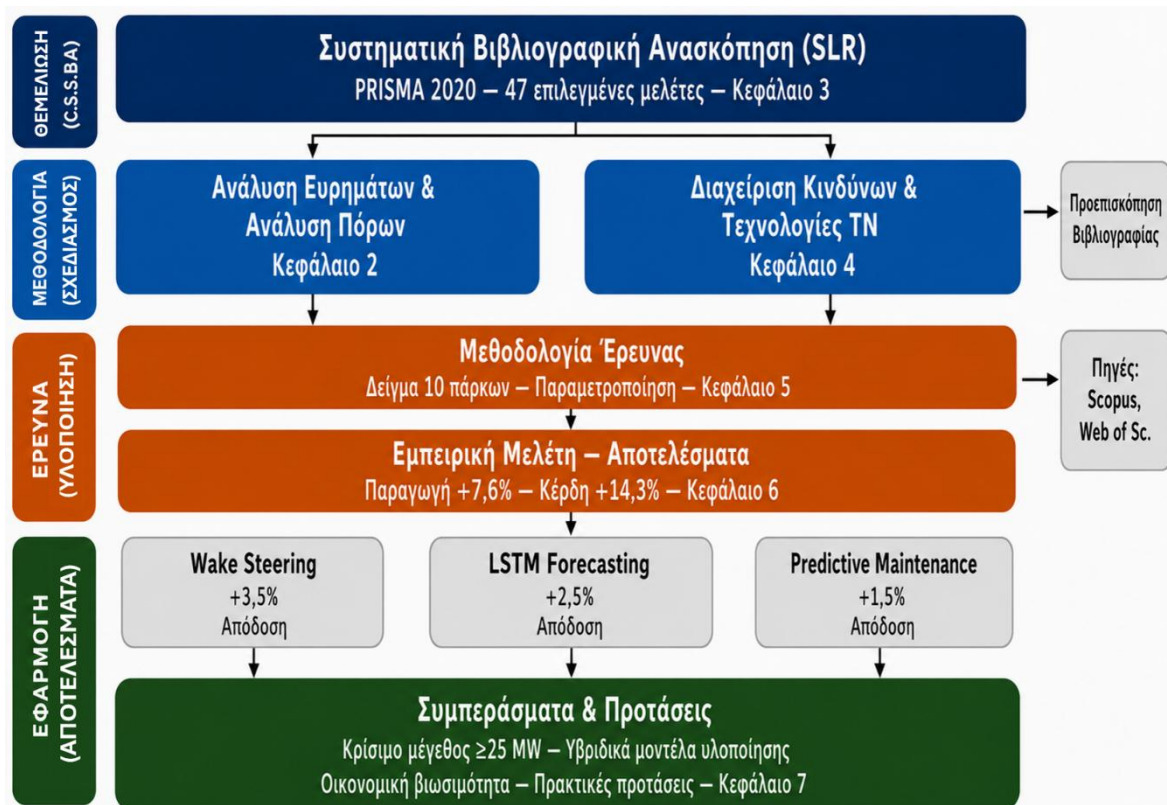
Η μεθοδολογία της εργασίας συνδυάζει θεωρητική και αναλυτική προσέγγιση και αναπτύσσεται μέσα από τη συστηματική μελέτη της διεθνούς και ελληνικής βιβλιογραφίας, καθώς και μέσα από την ανάλυση εμπειρικού δείγματος ελληνικών αιολικών πάρκων. Η συνολική στρατηγική στηρίζεται στον συνδυασμό τριών συμπληρωματικών προσεγγίσεων:

- **Συστηματική Βιβλιογραφική Ανασκόπηση (Systematic Literature Review - SLR),** για την οικοδόμηση του θεωρητικού υποβάθρου και τον εντοπισμό των τεκμηριωμένων ποσοτικών επιδράσεων κάθε τεχνολογίας TN. Η ανασκόπηση ακολούθησε το πρωτόκολλο PRISMA 2020 και κατέληξε σε σαράντα επτά τελικώς επιλεγμένες μελέτες (Κεφάλαιο 3).
- **Πολλαπλές μελέτες περίπτωσης (multiple case studies)** σε δείγμα δέκα ελληνικών αιολικών πάρκων, επιλεγμένων με στρωματοποιημένη δειγματοληψία ως προς μέγεθος, γεωγραφική θέση και ηλικία εξοπλισμού (Κεφάλαιο 6).
- **Χρηματοοικονομική μοντελοποίηση** με σύγκριση σεναρίων with/without TN, χρήση τυποποιημένων δεικτών (NPV, IRR, Payback Period) και ανάλυση ευαισθησίας σε πέντε κρίσιμους παράγοντες (Κεφάλαια 5 και 6).

Για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας των εκτιμήσεων εφαρμόζεται τριγωνισμός δεδομένων (data triangulation), σύμφωνα με τον οποίο κάθε ποσοτική εκτίμηση επαληθεύεται μέσω τριών ανεξάρτητων κατηγοριών πηγών: δημοσιευμένων ευρημάτων από peer-reviewed επιστημονικά περιοδικά, τεχνικών εκθέσεων και position papers

αναγνωρισμένων διεθνών οργανισμών (IEA Wind, IRENA, DNV GL) και ρυθμιστικών/στατιστικών δεδομένων του ελληνικού ενεργειακού συστήματος (PAE, ΥΠΕΝ, ΕΛΕΤΑΕΝ/CRES). Η αναλυτική παρουσίαση της μεθοδολογίας, των παραδοχών και των μοντέλων ακολουθεί στο Κεφάλαιο 5.

Η συνολική μεθοδολογική ροή αποτυπώνεται γραφικά στο Σχήμα 1.1, το οποίο συνδέει ρητά κάθε μεθοδολογικό βήμα με τα αντίστοιχα κεφάλαια της εργασίας. Το διάγραμμα οργανώνεται σε τέσσερα διαδοχικά επίπεδα: (α) Θεωρητική τεκμηρίωση - Συστηματική Βιβλιογραφική Ανασκόπηση / PRISMA 2020 (Κεφάλαιο 3), (β) Εννοιολογικό πλαίσιο - Ταξινόμηση κινδύνων και τεχνολογιών ΤΝ (Κεφάλαια 2 & 4), (γ) Εμπειρική ανάλυση - Μεθοδολογία, παραμετροποίηση και χρηματοοικονομικά μοντέλα (Κεφάλαιο 5) → Αποτελέσματα δέκα ελληνικών πάρκων (Κεφάλαιο 6), (δ) Σύνθεση - Συμπεράσματα, κρίσιμο μέγεθος βιωσιμότητας, πρακτικές προτάσεις (Κεφάλαιο 7). Οι βέλτιστες ροές τριγωνισμού δεδομένων (peer-reviewed βιβλιογραφία, εκθέσεις διεθνών οργανισμών, ελληνικά ρυθμιστικά δεδομένα) απεικονίζονται ως οριζόντιες τροφοδοσίες προς όλα τα επίπεδα της κάθετης ροής.



Σχήμα 1.1: Μεθοδολογική ροή της εργασίας
Πηγή: Ιδία επεξεργασία.

1.7 Δομή της εργασίας

Η εργασία διαρθρώνεται σε επτά κεφάλαια, τα οποία ακολουθούν τη λογική ροή από το γενικό πλαίσιο προς την εμπειρική εφαρμογή και τα συμπεράσματα.

Στο πρώτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η αναγκαιότητα εκπόνησης της εργασίας, διατυπώνονται το αντικείμενο, το ερευνητικό κενό, ο σκοπός, τα ερευνητικά ερωτήματα, η μεθοδολογική προσέγγιση και περιγράφεται η δομή της εργασίας.

Στο δεύτερο κεφάλαιο της εργασίας αναπτύσσεται το θεωρητικό και τεχνικό υπόβαθρο της αιολικής ενέργειας: ιστορική εξέλιξη, τύποι αιολικών πάρκων, τεχνικά χαρακτηριστικά και αρχή λειτουργίας, σύγχρονες τεχνολογικές εξελίξεις, θεσμικό και νομικό πλαίσιο, οικονομική δομή, αβεβαιότητα στην αιολική παραγωγή και η ιδιαίτερη θέση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα. Το κεφάλαιο ολοκληρώνεται με την παρουσίαση των δέκα αιολικών πάρκων που αποτελούν το εμπειρικό δείγμα της μελέτης.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η μεθοδολογία της ανασκόπησης (πρωτόκολλο PRISMA 2020, βάσεις δεδομένων, στρατηγική αναζήτησης, κριτήρια ένταξης και αποκλεισμού), η περιγραφική ανάλυση των επιλεγμένων μελετών και η θεματική ανάλυση τους σε τέσσερις άξονες (πρόβλεψη παραγωγής, βελτιστοποίηση λειτουργίας, διαχείριση κινδύνου, προγνωστική συντήρηση), συμπληρωμένη με μια πέμπτη ολιστική κατηγορία (Digital Twins). Το κεφάλαιο ολοκληρώνεται με τη σύνθεση των ευρημάτων και τον εντοπισμό του ερευνητικού κενού.

Στο τέταρτο κεφάλαιο του παρόντος πονήματος παρουσιάζονται η έννοια και οι διαστάσεις του κινδύνου στα έργα αιολικής ενέργειας, η κατηγοριοποίηση κινδύνων (ανεμολογικός, τεχνικός, λειτουργικός, οικονομικός, ρυθμιστικός, περιβαλλοντικός, διαλείπουσας παραγωγής), οι μέθοδοι αξιολόγησης και διαχείρισης, και οι τεχνολογίες TN (wake steering, LSTM forecasting, predictive maintenance, Digital Twins). Το κεφάλαιο καταλήγει σε ενοποιημένο πίνακα αντιστοίχισης κινδύνων–τεχνολογιών.

Η μεθοδολογία της έρευνας βρίσκεται στο πέμπτο κεφάλαιο όπου παρουσιάζονται η ερευνητική στρατηγική, η επιλογή και αιτιολόγηση δείγματος, τα αναλυτικά βήματα μεθοδολογίας, η παραμετροποίηση των μοντέλων, τα χρηματοοικονομικά μοντέλα (NPV, IRR, Payback), η ανάλυση κόστους-οφέλους εφαρμογών TN, η ανάλυση ευαισθησίας και τα μέτρα διασφάλισης αξιοπιστίας και εγκυρότητας.

Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα εφαρμογής TN στα δέκα ελληνικά αιολικά πάρκα του δείγματος: συγκεντρωτικά αποτελέσματα, διαφοροποίηση επίδρασης ανά τεχνολογία και ανά πάρκο, αναλυτική χρηματοοικονομική αξιολόγηση

παραδείγματος, ανάλυση ευαισθησίας, συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης και προσδιορισμός του ορίου οικονομικής βιωσιμότητας.

Στο έβδομο και τελευταίο κεφάλαιο συνοψίζονται τα βασικά ευρήματα, παρουσιάζονται η συμβολή της εργασίας, οι πρακτικές προτάσεις προς operators, επενδυτές και πολιτεία, οι περιορισμοί της μελέτης και οι μελλοντικές κατευθύνσεις έρευνας.

Η εργασία ολοκληρώνεται με τη βιβλιογραφία και το Παράρτημα Α, στο οποίο παρατίθενται οι αναλυτικοί υπολογισμοί και τα πρωτογενή δεδομένα της εμπειρικής μελέτης.

Κεφάλαιο 2 - Αιολική Ενέργεια και Αιολικά Πάρκα

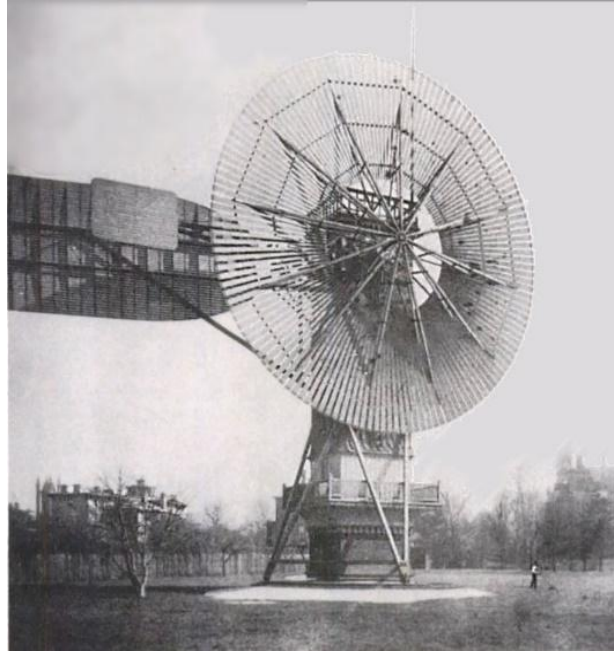
Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει το θεωρητικό και τεχνικό υπόβαθρο της αιολικής ενέργειας ως πεδίου εφαρμογής της εργασίας. Αρχικά σκιαγραφείται η ιστορική εξέλιξη της εκμετάλλευσης του ανέμου και ορίζεται η έννοια των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Στη συνέχεια αναλύονται οι τύποι και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των σύγχρονων αιολικών πάρκων, η αρχή λειτουργίας και οι κύριες τεχνολογίες, εξετάζεται το θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, η οικονομική δομή των έργων, καθώς και η αβεβαιότητα στην αιολική παραγωγή. Τέλος, παρουσιάζεται η εξέλιξη και η ιδιαίτερη θέση της αιολικής ενέργειας στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα και τα δέκα αιολικά πάρκα που συνθέτουν το εμπειρικό δείγμα της μελέτης.

2.1 Ιστορική εξέλιξη της αξιοποίησης του ανέμου

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας αποτελεί μία από τις παλαιότερες μορφές αξιοποίησης φυσικών πόρων από τον άνθρωπο, με τις πρώτες εφαρμογές να εντοπίζονται στη ναυσιπλοΐα. Οι πρώτες τεχνολογικές εφαρμογές για μη ναυτιλιακή χρήση εμφανίστηκαν κατά τον 7ο–9ο αιώνα μ.Χ. στην Περσία και την Κίνα, όπου απλοί ανεμόμυλοι κάθετου άξονα χρησιμοποιήθηκαν για την άλεση σιτηρών και την άντληση νερού. Στην Ευρώπη, οι ανεμόμυλοι αναπτύχθηκαν ιδιαίτερα κατά τον Μεσαίωνα στην Ολλανδία και την Αγγλία, για γεωργικές και βιομηχανικές εφαρμογές, και εξελίχθηκαν σημαντικά μέχρι τον 19ο αιώνα (Ανδρίτσος, 2008).

Η σύγχρονη αξιοποίηση του ανέμου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ξεκίνησε στα τέλη του 19ου αιώνα, με την κατασκευή των πρώτων ηλεκτρογεννητριών ανέμου στη Δανία και στις ΗΠΑ. Καθοριστικό σταθμό αποτέλεσε η πρώτη αυτόματη ανεμογεννήτρια που κατασκευάστηκε στο Κλίβελαντ του Οχάιο το 1887 από τον Charles F. Brush, με μεγαλύτερο ρότορα και πολλαπλά πτερύγια, η οποία χρησιμοποιήθηκε για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τη φόρτιση συσσωρευτών. Ωστόσο, η ραγδαία ανάπτυξη του κλάδου τοποθετείται από τη δεκαετία του 1980 και έπειτα, ως απάντηση στις πετρελαϊκές κρίσεις και στην ανάγκη ενεργειακής διαφοροποίησης. Η τεχνολογική ωρίμανση των ανεμογεννητριών, σε συνδυασμό με τη μείωση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (Levelized Cost of Energy - LCOE), έχει καταστήσει σήμερα την αιολική ενέργεια έναν από

τους πλέον ανταγωνιστικούς πυλώνες της ενεργειακής μετάβασης σε παγκόσμιο επίπεδο (IRENA, 2022).



**Εικόνα 2.1: Η πρώτη αυτόματη ανεμογεννήτρια του Charles F. Brush, Κλίβελαντ
Οχάιο, 1887.**

Πηγή: Wikipedia, λήμμα «Αιολική ενέργεια» (el.wikipedia.org).

2.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και αιολική ενέργεια

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) αποτελούν μορφές ενέργειας που προέρχονται από φυσικές διεργασίες οι οποίες ανανεώνονται συνεχώς στο περιβάλλον και μπορούν να αξιοποιηθούν χωρίς να εξαντλούνται. Η παραγωγή ενέργειας μέσω αυτών βασίζεται σε φυσικά φαινόμενα όπως η ηλιακή ακτινοβολία, η κίνηση του ανέμου, η ροή του νερού, η γεωθερμική θερμότητα και η βιομάζα. Οι πηγές αυτές θεωρούνται ιδιαίτερα σημαντικές για τη σύγχρονη ενεργειακή πολιτική, καθώς συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα και στον περιορισμό των εκπομπών αερίων που επιβαρύνουν το περιβάλλον. Σύμφωνα με τη μελέτη των Gareiou et al. (2021), οι ΑΠΕ συνδέονται άμεσα με τη βιώσιμη ανάπτυξη και τη μετάβαση προς πιο καθαρά ενεργειακά συστήματα. Η αξιοποίησή τους δεν αφορά μόνο την παραγωγή ενέργειας, αλλά και την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας, της οικονομικής ανάπτυξης και της περιβαλλοντικής προστασίας. Παράλληλα, επισημαίνεται ότι η επιτυχής εφαρμογή τους εξαρτάται σε μεγάλο

βαθμό από την κοινωνική αποδοχή, καθώς η στάση των πολιτών επηρεάζει σημαντικά την ανάπτυξη και την υλοποίηση σχετικών ενεργειακών έργων.

Η αιολική ενέργεια αποτελεί μία μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που προέρχεται από την εκμετάλλευση της κίνησης των αερίων μαζών της ατμόσφαιρας. Η δημιουργία των ανέμων οφείλεται κυρίως στην άνιση θέρμανση της επιφάνειας της Γης από την ηλιακή ακτινοβολία, που προκαλεί διαφορές θερμοκρασίας και ατμοσφαιρικής πίεσης. Οι διαφορές αυτές οδηγούν στη μετακίνηση του αέρα από περιοχές υψηλής προς περιοχές χαμηλής πίεσης, δημιουργώντας έτσι τον άνεμο. Η κινητική ενέργεια του ανέμου μπορεί να συλλεχθεί και να μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω ειδικών μηχανικών συστημάτων, κυρίως ανεμογεννητριών. Η αιολική ενέργεια θεωρείται μία από τις σημαντικότερες τεχνολογίες καθαρής ενέργειας, καθώς η παραγωγή ηλεκτρισμού πραγματοποιείται χωρίς εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ή άλλων αερίων ρύπων κατά τη λειτουργία των εγκαταστάσεων, ενώ χαρακτηρίζεται από ανεξάντλητη διαθεσιμότητα. Η αξιοποίησή της συμβάλλει σημαντικά στη μείωση της εξάρτησης από συμβατικά καύσιμα και ενισχύει την ενεργειακή ασφάλεια των κρατών (Mahmoud et al., 2023).

Τα αιολικά πάρκα αποτελούν οργανωμένες εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζονται στη λειτουργία πολλών ανεμογεννητριών τοποθετημένων σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό. Σκοπός τους είναι η αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας του ανέμου και η μετατροπή της σε ηλεκτρική ενέργεια που διοχετεύεται στο δίκτυο. Η ανάπτυξη αιολικών πάρκων εντάσσεται στο πλαίσιο αξιοποίησης των ΑΠΕ και συνδέεται άμεσα με τη μείωση της χρήσης συμβατικών καυσίμων και των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που προκαλούν. Τα αιολικά πάρκα μπορούν να εγκατασταθούν τόσο σε χερσαίες όσο και σε θαλάσσιες περιοχές, ανάλογα με τις γεωμορφολογικές και κλιματικές συνθήκες, ενώ η λειτουργία τους απαιτεί κατάλληλο σχεδιασμό ώστε να εξασφαλίζεται η ενεργειακή απόδοση και να ελαχιστοποιούνται οι επιπτώσεις στο φυσικό και κοινωνικό περιβάλλον (Katsaprakakis, 2012).

2.3 Τύποι αιολικών πάρκων

Τα αιολικά πάρκα διακρίνονται με βάση δύο κύρια κριτήρια: τη χωροθέτησή τους και την αξονική διάταξη των ανεμογεννητριών τους.

2.3.1 Χερσαία (onshore) και υπεράκτια (offshore) πάρκα

Ως προς τη χωροθέτηση, τα χερσαία (onshore) αιολικά πάρκα αποτελούν την επικρατούσα μορφή εγκατάστασης διεθνώς και την αποκλειστική επί του παρόντος μορφή

στην Ελλάδα. Παρουσιάζουν χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης και ευκολότερη πρόσβαση για συντήρηση, αλλά υπόκεινται σε αυξημένους χωροταξικούς και περιβαλλοντικούς περιορισμούς.



Εικόνα 2.2: Τυπική εγκατάσταση χερσαίου (onshore) αιολικού πάρκου σε ορεινό περιβάλλον.

Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ (eletaen.gr) – ενημερωτικό υλικό για τα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα.

Τα υπεράκτια (offshore) αιολικά πάρκα, αντίστοιχα, εκμεταλλεύονται το υψηλότερο και σταθερότερο αιολικό δυναμικό της θάλασσας, παρουσιάζουν μεγαλύτερο συντελεστή χρησιμοποίησης ισχύος (capacity factor) και επιτρέπουν την εγκατάσταση ανεμογεννητριών μεγαλύτερης κλίμακας. Παρότι παρουσιάζουν σημαντικά πλεονεκτήματα ως προς την παραγωγικότητα, το κόστος κατασκευής και συντήρησης είναι σαφώς υψηλότερο, γεγονός που επηρεάζει την οικονομική βιωσιμότητα των έργων (Wiser & Bolinger, 2022). Στην Ελλάδα, η ανάπτυξη υπεράκτιων πάρκων αποτελεί στρατηγική προτεραιότητα του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, με στόχο τα 1,9 GW υπεράκτιας ισχύος έως το 2030 (ΥΠΕΝ, 2024).



Εικόνα 2.3: Σειρά ανεμογεννητριών σε υπεράκτιο (offshore) αιολικό πάρκο.

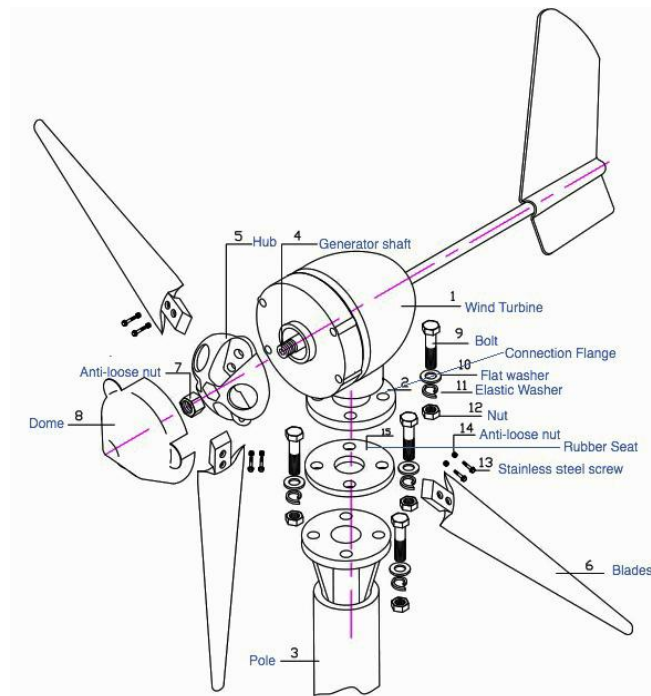
Πηγή: Wind Europe (windeurope.org) – Offshore Wind in Europe.

2.3.2 Ανεμογεννήτριες οριζοντίου και κατακόρυφου άξονα

Ως προς την αξονική διάταξη, οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε οριζοντίου άξονα (Horizontal Axis Wind Turbines – HAWT) και κατακόρυφου άξονα (Vertical Axis Wind Turbines – VAWT). Οι HAWT αποτελούν τη σχεδόν αποκλειστική επιλογή σε εμπορικά πάρκα, λόγω της υψηλότερης απόδοσης και των εκτεταμένα δοκιμασμένων σχεδιασμών, ενώ οι VAWT διατηρούν εφαρμογές κυρίως σε κατανεμημένη και αστική παραγωγή χωρίς να έχουν επικρατήσει σε επίπεδο μεγάλης κλίμακας (Ανδρίτσος, 2008).

2.4 Τεχνικά χαρακτηριστικά και αρχή λειτουργίας

Μια σύγχρονη ανεμογεννήτρια αποτελείται από τα εξής βασικά υποσυστήματα: τον ρότορα (πτερύγια και πλήμνη), το σύστημα μετάδοσης κίνησης (μειωτήρας ή απευθείας μετάδοση - direct drive), τη γεννήτρια, τον μετατροπέα ισχύος (power converter), το σύστημα ελέγχου (συμπεριλαμβανομένου του ελέγχου βήματος των πτερυγίων - pitch και του προσανατολισμού της ατράκτου - yaw), τον πύργο και τη θεμελίωση.



Εικόνα 2.4: Βασικά δομικά στοιχεία ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα.

Πηγή: Mahmoud et al. (2023). Components of horizontal-axis wind turbines.

2.4.1 Μετατροπή κινητικής ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική

Η μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική περιγράφεται από την κλασική σχέση:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot V^3$$

όπου ρ η πυκνότητα του αέρα, A η σαρωμένη επιφάνεια του ρότορα, C_p ο συντελεστής ισχύος (περιορισμένος θεωρητικά από το όριο Betz στο 0,593) και V η ταχύτητα του ανέμου. Η κυβική εξάρτηση από την ταχύτητα εξηγεί την υψηλή ευαισθησία της παραγωγής σε μικρές μεταβολές του αιολικού δυναμικού και αποτελεί τη βάση κάθε επακόλουθης συζήτησης για αβεβαιότητα και κίνδυνο (αναπτύσσεται στην ενότητα 2.8 και στο Κεφάλαιο 4).

2.4.2 Καμπύλη ισχύος και έλεγχος λειτουργίας

Η πραγματική απόδοση μιας ανεμογεννήτριας περιγράφεται από την καμπύλη ισχύος (power curve), η οποία αποτυπώνει την παραγόμενη ισχύ ως συνάρτηση της ταχύτητας ανέμου. Διακρίνονται τέσσερα χαρακτηριστικά λειτουργικά σημεία: η ταχύτητα έναρξης λειτουργίας (cut-in speed), τυπικά 3–4 m/s, κάτω από την οποία η μηχανή δεν παράγει ισχύ, η ονομαστική ταχύτητα (rated speed), τυπικά 11–13 m/s, στην οποία η μηχανή

φτάνει στην ονομαστική της ισχύ, η ταχύτητα διακοπής (cut-out speed), τυπικά 25 m/s, πάνω από την οποία η μηχανή σταματά για λόγους ασφαλείας και η ταχύτητα επανεκκίνησης (cut-back-in), συνήθως 20–22 m/s. Στην περιοχή μεταξύ cut-in και rated speed, ο έλεγχος επιδιώκει τη μεγιστοποίηση του C_p μέσω συντονισμένης ρύθμισης της γωνίας βήματος των πτερυγίων (pitch) και της ταχύτητας περιστροφής. Στην περιοχή πάνω από την ονομαστική ταχύτητα, ο έλεγχος pitch εκφορτώνει αεροδυναμικά τα πτερύγια ώστε η ισχύς να διατηρείται σταθερή στην ονομαστική τιμή, αποφεύγοντας μηχανική καταπόνηση.

Παράλληλα, ο έλεγχος προσανατολισμού (yaw control) ευθυγραμμίζει την άτρακτο με την επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου, ώστε ο ρότορας να σαρώνει τη μέγιστη δυνατή επιφάνεια. Στις σύγχρονες εμπορικές μηχανές, η γωνία yaw ρυθμίζεται με ακρίβεια $\pm 2^\circ$ μέσω σερβομηχανισμών και ανεμολογικών αισθητήρων στην κορυφή της ατράκτου. Όπως αναπτύσσεται στο Κεφάλαιο 4, η συντονισμένη παρέκκλιση από την ευθυγράμμιση αυτή (yaw misalignment) σε επίπεδο πάρκου αποτελεί τον πυρήνα της τεχνικής wake steering.

2.4.3 Συντελεστής χρησιμοποίησης ισχύος (capacity factor)

Βασικός δείκτης απόδοσης ενός αιολικού πάρκου είναι ο συντελεστής χρησιμοποίησης ισχύος (capacity factor), ο οποίος εκφράζει το ποσοστό της πραγματικής παραγωγής σε σχέση με τη μέγιστη θεωρητική παραγωγή που θα προέκυπτε εάν το πάρκο λειτουργούσε σε ονομαστική ισχύ καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Ο capacity factor επηρεάζεται από τη γεωγραφική θέση, τις ανεμολογικές συνθήκες και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού. Για τα χερσαία αιολικά πάρκα στην Ευρώπη κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 25% και 45%, ενώ για τα υπεράκτια μπορεί να ξεπεράσει το 50% (Wiser & Bolinger, 2022).

$$\text{Capacity Factor} = \frac{\text{Actual ENERGY Generated (MWh)}}{\text{CAPACITY (MW)} \times \text{TIME Period (h)}}$$


Εικόνα 2.5: Ορισμός του συντελεστή χρησιμοποίησης ισχύος (capacity factor).

Πηγή: Wiser & Bolinger (2022), Land-Based Wind Market Report, U.S. Department of Energy.

2.4.4 Συστήματα SCADA και αξιοποίηση δεδομένων

Η λειτουργία του πάρκου υποστηρίζεται από συστήματα εποπτικού ελέγχου και συλλογής δεδομένων (SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition), τα οποία παρακολουθούν σε πραγματικό χρόνο μηχανικούς, ηλεκτρικούς και μετεωρολογικούς δείκτες σε επίπεδο ανεμογεννήτριας και πάρκου. Ένα τυπικό σύστημα SCADA σύγχρονης ανεμογεννήτριας καταγράφει 200–400 διακριτές μεταβλητές σε διαστήματα 1 ή 10 λεπτών, παράγοντας όγκο δεδομένων της τάξης των 50–100 GB ανά μηχανή ανά έτος. Στις βασικές κατηγορίες μετρήσεων περιλαμβάνονται μετεωρολογικές παράμετροι (ταχύτητα και κατεύθυνση ανέμου, θερμοκρασία, υγρασία, πίεση), λειτουργικοί δείκτες (παραγόμενη ισχύς, ταχύτητα ρότορα, γωνία pitch, γωνία yaw), θερμικές μετρήσεις κρίσιμων εξαρτημάτων (κιβώτιο ταχυτήτων, γεννήτρια, ρουλεμάν), δεδομένα δονήσεων και παράμετροι ποιότητας ηλεκτρικής ενέργειας. Τα δεδομένα SCADA αποτελούν την πρωτογενή πηγή πληροφορίας για τις σύγχρονες εφαρμογές Τεχνητής Νοημοσύνης που εξετάζονται στα επόμενα κεφάλαια (Tchakoua et al., 2014). Η ποιότητα και η πληρότητά τους - συχνά περιορισμένη σε παλαιότερα ελληνικά πάρκα - αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την εφαρμοσιμότητα των τεχνικών μηχανικής μάθησης.

2.4.5 Παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση

Η απόδοση των αιολικών πάρκων καθορίζεται από πολλαπλούς παράγοντες, ανάμεσα στους οποίους ξεχωρίζουν η ποιότητα του αιολικού δυναμικού (ταχύτητα και κατεύθυνση του ανέμου), η τοπογραφία της περιοχής, η διάταξη των ανεμογεννητριών και οι αλληλεπιδράσεις μεταξύ τους, καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού. Ένας από τους σημαντικότερους παράγοντες είναι το φαινόμενο wake (ομόρρευμα), κατά το οποίο η λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας δημιουργεί πίσω της περιοχή μειωμένης ταχύτητας και αυξημένης τύρβης, επηρεάζοντας αρνητικά τις κατάντη μηχανές. Σύμφωνα με τους Barthelmie et al. (2009), οι απώλειες λόγω wake effect μπορεί να φτάσουν το 10–20% σε πυκνά διατεταγμένα πάρκα. Τα θεωρητικά μοντέλα Jensen (1983) και Bastankhah & Porté-Agel (2014) αποτελούν τη βάση για την ποσοτικοποίηση των απωλειών αυτών και, όπως αναπτύσσεται στο Κεφάλαιο 4, παρέχουν τη θεωρητική θεμελίωση της τεχνικής wake steering.

2.5 Σύγχρονες τεχνολογικές εξελίξεις

Τις τελευταίες δύο δεκαετίες οι ανεμογεννήτριες έχουν αυξηθεί δραματικά σε μέγεθος. Σε επίπεδο χερσαίων μηχανών, η μέση ονομαστική ισχύς νέας εγκατάστασης πέρασε από 1,5 MW το 2005 σε 4,5 MW το 2024, η μέση διάμετρος ρότορα από 70 m σε 155 m και το μέσο ύψος πύργου από 65 m σε 110 m (Wiser & Bolinger, 2022, WindEurope, 2023). Σε επίπεδο υπεράκτιων μηχανών, η αύξηση είναι ακόμη πιο εντυπωσιακή: οι σύγχρονες πλατφόρμες των 14–15 MW διαθέτουν ρότορες διαμέτρου 220–236 m. Η κλιμάκωση αυτή έχει δύο άμεσες οικονομικές συνέπειες. Πρώτον, μειώνει το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) μέσω αύξησης της ετήσιας παραγωγής ανά μηχανή και μέσω οικονομιών κλίμακας στις σταθερές δαπάνες θεμελίωσης, εγκατάστασης και διασύνδεσης. Δεύτερον, βελτιώνει το συντελεστή χρησιμοποίησης ισχύος (capacity factor), επειδή οι μεγαλύτεροι ρότορες αξιοποιούν και χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου, ενώ οι υψηλότεροι πύργοι εκμεταλλεύονται ισχυρότερους και σταθερότερους ανέμους σε μεγαλύτερα ύψη.

Παράλληλα με την κλιμάκωση μεγέθους, έχουν αναπτυχθεί τεχνολογίες όπως η μεταβλητή ταχύτητα περιστροφής με μετατροπείς πλήρους ισχύος, η απευθείας μετάδοση (direct drive) χωρίς κιβώτιο ταχυτήτων (η οποία μειώνει σημαντικά το κόστος συντήρησης), τα προηγμένα σύνθετα υλικά πτερυγίων (carbon fiber, υβριδικές κατασκευές γυαλιού-άνθρακα) που επιτρέπουν μεγαλύτερα μήκη με ελεγχόμενο βάρος και τα συστήματα ενεργού ελέγχου βήματος ανά πτερύγιο (individual pitch control), τα οποία μειώνουν τα φορτία κόπωσης κατά 10–15%. Στο επίπεδο αεροδυναμικού σχεδιασμού, οι σύγχρονες μηχανές ενσωματώνουν παθητικές διατάξεις όπως serrated trailing edges (μειώνουν τη θορυβική εκπομπή κατά 2–3 dB), vortex generators (αυξάνουν το λόγο άντωσης-έλξης σε χαμηλά Reynolds) και winglets άκρου πτερυγίου (μειώνουν τις απώλειες άκρου).

Η τελευταία γενιά μηχανών ενσωματώνει αυξανόμενα ψηφιακές τεχνολογίες παρακολούθησης και ελέγχου, που επιτρέπουν την προγνωστική συντήρηση και την επιτόπου βελτιστοποίηση λειτουργίας μέσω αλγορίθμων Τεχνητής Νοημοσύνης (Fleming et al., 2017, Tchakoua et al., 2014). Οι κατασκευαστές πλέον παραδίδουν τις μηχανές με ενσωματωμένη υποδομή edge computing - μικρούς υπολογιστές υψηλής αξιοπιστίας στην άτρακτο, ικανούς να εκτελούν τοπικά αλγορίθμους μηχανικής μάθησης - και διεπαφές προγραμματισμού (APIs) που επιτρέπουν στους operators να ενσωματώσουν δικά τους μοντέλα ή λύσεις τρίτων παρόχων. Η δυνατότητα αυτή είναι κρίσιμη για τα ελληνικά πάρκα παλαιότερης τεχνολογίας, όπου η αναβάθμιση απαιτεί συμπληρωματικές επενδύσεις σε

αισθητήρες και δικτυακή υποδομή. Οι τεχνολογίες αυτές αναλύονται διεξοδικά στο Κεφάλαιο 4.

2.6 Θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο

Η ανάπτυξη αιολικών πάρκων διέπεται από ένα πολυεπίπεδο θεσμικό πλαίσιο που λειτουργεί σε τρεις διακριτές ιεραρχικές βαθμίδες: ευρωπαϊκή, εθνική και τοπική. Η συνεπής εφαρμογή του πλαισίου αποτελεί κρίσιμο παράγοντα τόσο για τη χρονική ωρίμανση των έργων, όσο και για την προσέλκυση επενδύσεων.

2.6.1 Ευρωπαϊκό επίπεδο

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, η Οδηγία (ΕΕ) 2018/2001 για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (RED II) έθεσε για πρώτη φορά δεσμευτικό στόχο 32% συμμετοχής ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας έως το 2030. Η αναθεώρησή της (RED III, Οδηγία ΕΕ 2023/2413) ανέβασε τον στόχο σε 42,5%, με προοπτική 45%, και - σημαντικότερο για την παρούσα εργασία - εισήγαγε την έννοια των «περιοχών επιτάχυνσης ΑΠΕ» (renewables acceleration areas), στις οποίες η αδειοδότηση νέων έργων ολοκληρώνεται εντός 12 μηνών.

Παράλληλα, ο Net-Zero Industry Act (Κανονισμός ΕΕ 2024/1735) θέτει στόχο 40% εγχώριας παραγωγικής ικανότητας σε καθαρές τεχνολογίες, συμπεριλαμβανομένων των ανεμογεννητριών, μέχρι το 2030. Σημαντικές συμπληρωματικές ρυθμίσεις είναι το ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (EU ETS), το οποίο εμμέσως ενισχύει την ανταγωνιστικότητα των ΑΠΕ μέσω της τιμολόγησης των εκπομπών CO₂, ο μηχανισμός συνοριακής προσαρμογής άνθρακα (CBAM, Κανονισμός ΕΕ 2023/956), που από το 2026 επιβαρύνει εισαγωγές από τρίτες χώρες και η Οδηγία NIS2 (ΕΕ 2022/2555), η οποία επιβάλλει αυστηρές υποχρεώσεις κυβερνοασφάλειας στους διαχειριστές κρίσιμων ενεργειακών υποδομών - απαίτηση άμεσα συναφής με την ψηφιακή αναβάθμιση των αιολικών πάρκων που εξετάζει η παρούσα μελέτη.

2.6.2 Εθνικό επίπεδο

Σε εθνικό επίπεδο, η ανάπτυξη πλαισιώνεται από τον Ν. 4951/2022 για τον εκσυγχρονισμό των διαδικασιών αδειοδότησης σταθμών ΑΠΕ, ο οποίος εισήγαγε ψηφιακή πύλη αδειοδότησης, αυστηρά χρονοδιαγράμματα και το θεσμό του «πιστοποιημένου αξιολογητή» από τον Ν. 4843/2021, ο οποίος ρυθμίζει την επανατοποθέτηση εξοπλισμού

σε υφιστάμενες θέσεις (repowering) και αποκτά ιδιαίτερη σημασία, καθώς σημαντικό μέρος των υφιστάμενων αιολικών εγκαταστάσεων στην Ελλάδα πλησιάζει το τέλος της ωφέλιμης ζωής του. Επιπλέον, το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο για τις ΑΠΕ (ΦΕΚ Β' 2464/2008, υπό αναθεώρηση), καθορίζει επιτρεπόμενες χρήσεις γης και αποστάσεις από οικισμούς και προστατευόμενες περιοχές. Συμπληρωματικά, ο Ν. 4685/2020 αναμόρφωσε τη διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης, ενώ ο Ν. 3851/2010 αποτέλεσε το θεμελιώδες νομοθέτημα για την επιτάχυνση των ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Ο μηχανισμός στήριξης λειτουργεί κυρίως μέσω ανταγωνιστικών διαγωνισμών της Ρυθμιστικής Αρχής Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ), με μέση τιμή κατακύρωσης που έχει αποκλιμακωθεί από 81,7 €/MWh το 2018 σε 65–70 €/MWh στους πρόσφατους διαγωνισμούς, αντανακλώντας την ωρίμανση της τεχνολογίας. Παράλληλα, αναπτύσσεται η αγορά διμερών συμβολαίων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (corporate Power Purchase Agreements - cPPAs), η οποία αποτελεί πλέον σημαντικό μοχλό χρηματοδότησης νέων έργων (ΥΠΕΝ, 2024).

Παρά τις βελτιώσεις, η πολυπλοκότητα και οι καθυστερήσεις του ρυθμιστικού πλαισίου αποτελούν διαχρονικά μία από τις σημαντικότερες προκλήσεις για την υλοποίηση νέων έργων στην Ελλάδα. Ο μέσος χρόνος αδειοδότησης από την αρχική αίτηση μέχρι την έναρξη κατασκευής εκτιμάται από την ΕΛΕΤΑΕΝ (2025) στα 5–7 έτη, σημαντικά υψηλότερος από τον αντίστοιχο μέσο όρο της ΕΕ (3–4 έτη). Επίσης, η ανάπτυξη υπεράκτιων πάρκων αποτελεί στρατηγική προτεραιότητα του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, με στόχο 1,9 GW υπεράκτιας ισχύος έως το 2030 (ΥΠΕΝ, 2024), αλλά απαιτεί την ολοκλήρωση του ειδικού χωροταξικού πλαισίου για θαλάσσιες περιοχές (Tsiara et al., 2025). Η σταθερότητα και η συνεκτικότητα του θεσμικού πλαισίου αποτελούν κρίσιμο παράγοντα τόσο για την ωρίμανση των έργων, όσο και για την προσέλκυση επενδύσεων.

2.7 Οικονομική δομή έργων αιολικής ενέργειας

Τα αιολικά έργα χαρακτηρίζονται από υψηλό αρχικό επενδυτικό κόστος (CAPEX) και σχετικά χαμηλό λειτουργικό κόστος (OPEX). Το CAPEX περιλαμβάνει κυρίως την προμήθεια ανεμογεννητριών (60–70% του συνολικού), τα έργα πολιτικού μηχανικού (θεμελιώσεις, οδοποιία) και τη διασύνδεση με το δίκτυο. Το OPEX περιλαμβάνει τη συντήρηση και λειτουργία (O&M), την ασφάλιση, τα μισθώματα γης και τα ρυθμιστικά τέλη. Σύμφωνα με την IRENA (2022), το κόστος εγκατάστασης χερσαίων αιολικών πάρκων

στην Ευρώπη κυμαίνεται μεταξύ 1,2 και 1,6 εκατ. €/MW, ενώ το λειτουργικό κόστος μεταξύ 20 και 35 €/MWh.

Η οικονομική αξιολόγηση των έργων στηρίζεται στους τυποποιημένους δείκτες χρηματοοικονομικής ανάλυσης: Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value - NPV), Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return – IRR) και Περίοδος Αποπληρωμής (Payback Period). Οι δείκτες αυτοί εξαρτώνται από τις αναμενόμενες ταμειακές ροές κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής του έργου (συνήθως 25 έτη), τη μεσοσταθμική απόδοση κεφαλαίου (WACC) και την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας (Blanco, 2009, IRENA, 2022). Η αναλυτική παρουσίαση των μοντέλων ακολουθεί στο Κεφάλαιο 5.

2.7.1 Ο οικονομικός κύκλος κόστους ζωής ενός έργου αιολικής ενέργειας

Ο οικονομικός κύκλος κόστους ζωής ενός έργου αιολικής ενέργειας αναφέρεται στη συνολική οικονομική αποτίμηση ενός αιολικού έργου καθ' όλη τη διάρκεια της λειτουργικής του ζωής, από τον αρχικό σχεδιασμό μέχρι την τελική απόσυρση των εγκαταστάσεων. Η προσέγγιση αυτή επιτρέπει την ολοκληρωμένη εκτίμηση όλων των άμεσων και έμμεσων δαπανών που σχετίζονται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα. Σύμφωνα με τη μελέτη των Liu et al. (2023), η ανάλυση του κύκλου κόστους ζωής (Life Cycle Cost Analysis) αποτελεί απαραίτητο εργαλείο για την αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας και της μακροχρόνιας αποδοτικότητας των αιολικών επενδύσεων.

Σύμφωνα με τους Mytilinou et al. (2019) και Liu et al. (2023), το κόστος ενός έργου αιολικής ενέργειας διακρίνεται σε τρεις διαδοχικές φάσεις:

- **Πρώτη φάση - Αρχικό επενδυτικό κόστος.** Αποτελεί συνήθως το μεγαλύτερο μέρος της συνολικής δαπάνης και περιλαμβάνει τις μελέτες σκοπιμότητας, τις γεωτεχνικές και περιβαλλοντικές μελέτες, τη διαδικασία αδειοδότησης, την αγορά εξοπλισμού και κυρίως την προμήθεια των ανεμογεννητριών. Επιπλέον, σημαντικό κόστος προκύπτει από τη μεταφορά και εγκατάσταση, τις εργασίες θεμελίωσης, την κατασκευή οδικού δικτύου πρόσβασης, τα ηλεκτρικά συστήματα και τη σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς.
- **Δεύτερη φάση - Λειτουργικό κόστος.** Περιλαμβάνει τη συντήρηση, τη λειτουργία και τη διαχείριση του πάρκου καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του (τυπικά 20–25 έτη). Είναι σχετικά χαμηλό σε σύγκριση με συμβατικές μορφές παραγωγής, αλλά

παρουσιάζει αυξητικές τάσεις προς το τέλος της ζωής εξαιτίας της φθοράς του εξοπλισμού.

- **Τρίτη φάση - Απόσυρση και ανακύκλωση.** Περιλαμβάνει την αποξήλωση των εγκαταστάσεων, την αποκατάσταση του χώρου και τη διαχείριση των υλικών, με αυξανόμενη έμφαση στην ανακύκλωση πτερυγίων και κρίσιμων υλικών.

2.8 Αβεβαιότητα και μεταβλητότητα στην αιολική παραγωγή

Η στοχαστική φύση του ανέμου αποτελεί τη βασική πηγή αβεβαιότητας στα αιολικά έργα. Η κυβική εξάρτηση της παραγόμενης ισχύος από την ταχύτητα του ανέμου (ενότητα 2.4.1) μεταφράζεται σε αυξημένη μεταβλητότητα της παραγωγής, με άμεσες επιπτώσεις στην αξιοπιστία του ενεργειακού συστήματος, στον προγραμματισμό παραγωγής και στις χρηματοοικονομικές προβλέψεις των επενδύων.

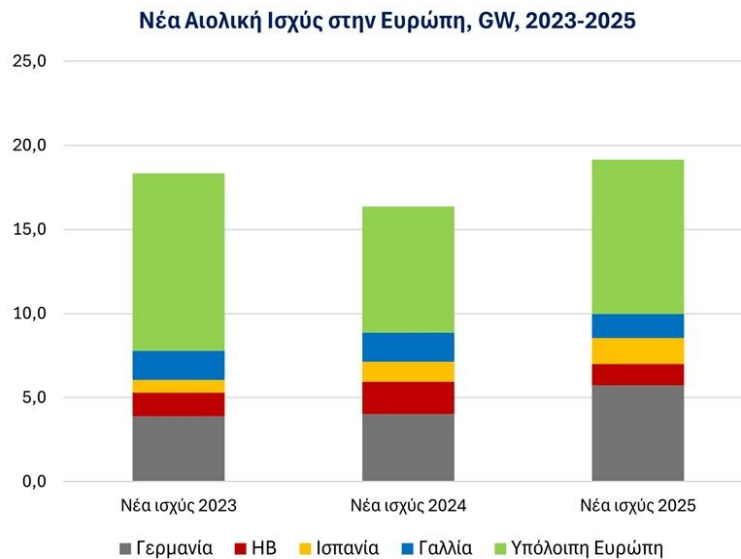
Η πρόβλεψη της αιολικής ισχύος αποτελεί εξειδικευμένη διαδικασία εκτίμησης της μελλοντικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα, βασισμένη στην ανάλυση μετεωρολογικών δεδομένων και στη λειτουργική συμπεριφορά των ανεμογεννητριών. Θεωρείται ιδιαίτερα σημαντική για τη σωστή λειτουργία των σύγχρονων ενεργειακών συστημάτων, καθώς η παραγωγή αιολικής ενέργειας εξαρτάται άμεσα από τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα των καιρικών συνθηκών και χρησιμοποιείται για τη διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου, τη σταθερότητα της αγοράς ενέργειας και τη βελτίωση της αξιοπιστίας των συστημάτων που βασίζονται σε ΑΠΕ (Yan et al., 2022).

Σύμφωνα με τον Blanco (2009), η απόκλιση μεταξύ προβλεπόμενης και πραγματικής παραγωγής αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους κινδύνους για τους επενδυτές σε αιολικά έργα, καθώς οδηγεί σε ποινές εξισορρόπησης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως αναπτύσσεται στα Κεφάλαια 3 και 4, ακριβώς αυτή η ανάγκη μείωσης της αβεβαιότητας αποτελεί τον κύριο μοχλό υιοθέτησης τεχνολογιών Τεχνητής Νοημοσύνης (π.χ. LSTM νευρωνικά δίκτυα) για βελτίωση της ακρίβειας πρόβλεψης.

2.9 Η αιολική ενέργεια στην Ελλάδα και στην Ευρώπη

Η αιολική ενέργεια έχει γνωρίσει ραγδαία ανάπτυξη σε παγκόσμιο επίπεδο, αποτελώντας μία από τις ταχύτερα αναπτυσσόμενες μορφές παραγωγής ενέργειας. Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος οφείλεται κυρίως στη μείωση του κόστους και στις πολιτικές στήριξης. Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, η αιολική ενέργεια αποτελεί βασικό πυλώνα της

ενεργειακής μετάβασης, με σημαντική διείσδυση στο ενεργειακό μείγμα και νέες εγκαταστάσεις της τάξης των 16–19 GW ετησίως κατά την περίοδο 2023–2025.

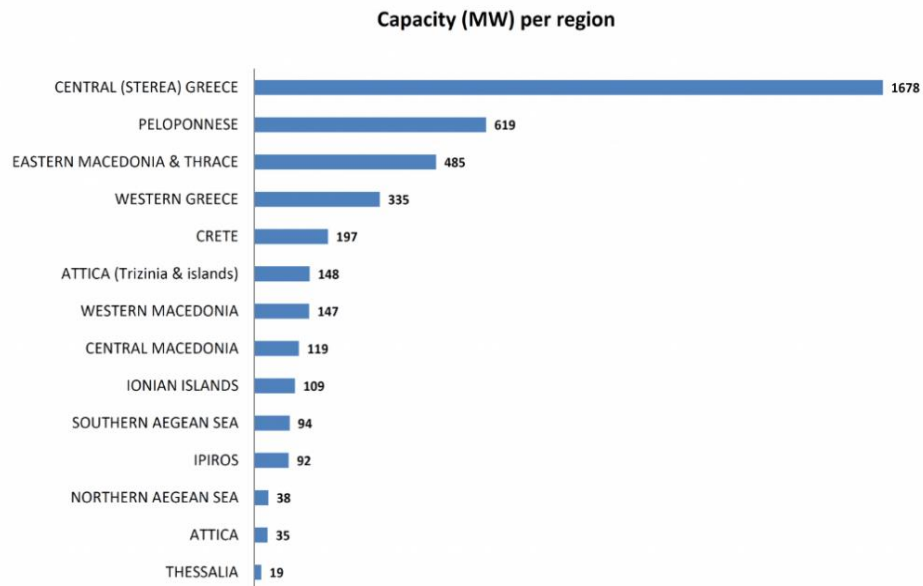


Εικόνα 2.6: Νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ευρώπη ανά κράτος μέλος, 2023–2025 (GW).

Πηγή: WindEurope (2025), *Wind energy in Europe – Statistics and the outlook* (windeurope.org).

Η Ελλάδα διαθέτει εξαιρετικό αιολικό δυναμικό, ιδιαίτερα στο Αιγαίο και στις παράκτιες περιοχές, γεγονός που έχει οδηγήσει σε συνεχή ανάπτυξη του τομέα τα τελευταία χρόνια. Σύμφωνα με τα στοιχεία της Ελληνικής Επιστημονικής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ/HWEA), η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στη χώρα αυξάνεται σταθερά, με τη Στερεά Ελλάδα και την Πελοπόννησο να συγκεντρώνουν το μεγαλύτερο μερίδιο της εγκατεστημένης ισχύος.

HWEA Wind Energy Statistics – 2020



Εικόνα 2.7: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά γεωγραφική περιφέρεια της Ελλάδας (MW), 2020.

Πηγή: EAETAEN/HWEA (2021), Wind Energy Statistics 2020 (eletaen.gr).

Όπως αναλύθηκε στην ενότητα 1.2, το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) θέτει ως στόχο 9,5 GW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος έως το 2030, εκ των οποίων 1,9 GW υπεράκτια. Ωστόσο, τα ελληνικά αιολικά πάρκα παρουσιάζουν ιδιαιτερότητες σε σχέση με τα ευρωπαϊκά αντίστοιχα: έντονη τοπογραφική πολυπλοκότητα, ανομοιογενή κατανομή του αιολικού δυναμικού μεταξύ Αιγαίου και ηπειρωτικής χώρας, μικρότερο μέσο μέγεθος εγκατάστασης και παλαιότερη ηλικία εξοπλισμού σε σημαντικό μέρος των υφιστάμενων αιολικών πάρκων. Οι ιδιαιτερότητες αυτές επηρεάζουν την απόδοση των πάρκων, την ακρίβεια πρόβλεψης παραγωγής και τη δυνατότητα εφαρμογής τεχνολογιών βελτιστοποίησης, και καθιστούν κρίσιμη την προσαρμογή των διεθνών ευρημάτων στο ελληνικό περιβάλλον - όπως ακριβώς επιχειρεί η παρούσα μελέτη.

Παρά τις προκλήσεις, όπως οι αδειοδοτικές καθυστερήσεις, οι περιορισμοί του δικτύου μεταφοράς και η ανάγκη κοινωνικής αποδοχής, η αιολική ενέργεια αναμένεται να διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο στην επίτευξη των ενεργειακών στόχων της χώρας. Η ωρίμανση της τεχνολογίας, σε συνδυασμό με την υιοθέτηση ψηφιακών εργαλείων και

τεχνολογιών Τεχνητής Νοημοσύνης, δημιουργεί νέες δυνατότητες τόσο για τα νέα, όσο και για τα υφιστάμενα έργα.

2.10 Το εμπειρικό δείγμα: δέκα ελληνικά αιολικά πάρκα

Για τις ανάγκες της εμπειρικής μελέτης της παρούσας εργασίας (Κεφάλαια 5 και 6) επιλέχθηκε αντιπροσωπευτικό δείγμα δέκα ελληνικών αιολικών πάρκων εν λειτουργία. Η επιλογή πραγματοποιήθηκε με στρωματοποιημένη δειγματοληψία (stratified sampling), ώστε να εξασφαλιστεί αντιπροσωπευτικότητα ως προς τρεις κρίσιμες διαστάσεις που, βάσει της βιβλιογραφίας, επηρεάζουν την αποδοτικότητα των εφαρμογών Τεχνητής Νοημοσύνης: το μέγεθος (εγκατεστημένη ισχύς), τη γεωγραφική θέση (νησιωτικό/ηπειρωτικό περιβάλλον, Β./Κ./Ν. Ελλάδα) και την ηλικία του εξοπλισμού. Η αναλυτική μεθοδολογία επιλογής και η τεκμηρίωση της αντιπροσωπευτικότητας του δείγματος παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 5.

Τα δέκα πάρκα κατανέμονται γεωγραφικά σε όλη την Ελλάδα, από την Εύβοια και την Πελοπόννησο έως τη Φθιώτιδα, τη Βοιωτία, τη Δράμα και τη Ροδόπη, καλύπτοντας τόσο νησιωτικά, όσο και ηπειρωτικά περιβάλλοντα, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ που υπερβαίνει τα 350 MW. Στις ακόλουθες υποενότητες παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία κάθε πάρκου, με στόχο την κατανόηση των χαρακτηριστικών τους πριν την εμπειρική ανάλυση.

2.10.1 Αιολικό Πάρκο Μηλιά

Το αιολικό πάρκο **Μηλιά** (*Melia*) βρίσκεται στη Νότια Εύβοια και αποτελεί τμήμα του συμπλέγματος αιολικών πάρκων του Καφηρέα, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 18,4 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Περιοχή Καφηρέα (Καρυστία), στο νότιο τμήμα της Εύβοιας.
- **Συνολική ισχύς:** 18,4 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 8.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 2,3 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** GE Renewable Energy, μοντέλο 2.3-116 (διάμετρος ρότορα 116 m).
- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη εμπορική λειτουργία.

2.10.2 Αιολικό Πάρκο Παλιόπυργος

Το αιολικό πάρκο **Παλιόπυργος** (*Paliopyrgos*) βρίσκεται στον Δήμο Καρύστου, στη Νότια Εύβοια, και αποτελεί τμήμα του συμπλέγματος αιολικών πάρκων του Καφηρέα, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 13,8 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Περιοχή Καφηρέα (Κάβο Ντόρο), Δήμος Καρύστου, Νότια Εύβοια.
- **Συνολική ισχύς:** 13,8 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 6.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 2,3 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** Enercon, μοντέλο E-70 (διάμετρος ρότορα 71 m, ύψος πυλώνα 64 m).
- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη λειτουργία, συνδεδεμένο με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

2.10.3 Αιολικό Πάρκο Πλατανιστός

Το αιολικό πάρκο **Πλατανιστός** (*Platanistos*) βρίσκεται στη Νότια Εύβοια, στον Δήμο Καρύστου, και αποτελεί μέρος της μεγάλης ενεργειακής διασύνδεσης Νότιας Εύβοιας – Αττικής, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 29,9 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Θέση «Καστρί», κοντά στον οικισμό Πλατανιστός, Δήμος Καρύστου, Νότια Εύβοια.
- **Συνολική ισχύς:** 29,9 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 13.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 2,3 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** GE Renewable Energy, μοντέλο 2.3-116.
- **Διαχειριστής:** Principia Energy και συνεργαζόμενοι φορείς.
- **Κατάσταση:** Σε λειτουργία.

2.10.4 Αιολικό Πάρκο Καλάμι

Το αιολικό πάρκο **Καλάμι** (*Kalami*) αποτελεί ένα από τα μεγαλύτερα και τεχνολογικά πιο σύγχρονα αιολικά πάρκα της Νότιας Εύβοιας, τμήμα της επένδυσης

συνολικής ισχύος 330 MW της ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή στην Καρυστία, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 58,8 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Δήμος Καρύστου, ευρύτερη περιοχή Κάβο Ντόρο, Νότια Εύβοια.
- **Συνολική ισχύς:** 58,8 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 14.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 4,2 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** Vestas, μοντέλο V150-4.2 MW (διάμετρος ρότορα 150 m).
- **Διαχειριστής:** ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή (Terna Energy).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη εμπορική λειτουργία.

2.10.5 Αιολικό Πάρκο Αγίου Νικολάου

Το αιολικό πάρκο **Αγίου Νικολάου** (*Agios Nikolaos*) βρίσκεται στη Βοιωτία, στην ορεινή ζώνη του Ελικώνα κοντά στο Κυριάκι, και αξιοποιεί το υψηλό αιολικό δυναμικό της Στερεάς Ελλάδας, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 41,8 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Όρος Ελικώνας (κοντά στο Κυριάκι), Βοιωτία, Στερεά Ελλάδα.
- **Συνολική ισχύς:** 41,8 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 11.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 3,8 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** Vestas, μοντέλο V117-3.8 MW (διάμετρος ρότορα 117 m).
- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη λειτουργία.

2.10.6 Αιολικό Πάρκο Αγριαχλαδιάς

Το αιολικό πάρκο **Αγριαχλαδιάς** (*Agriachladia*) βρίσκεται στις πλαγιές της Οίτης κοντά στη Λαμία, στην Κεντρική Ελλάδα, και αξιοποιεί τις ορεινές αιολικές συνθήκες της περιοχής, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 24 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Πλαγιές της Οίτης (κοντά στη Λαμία), Φθιώτιδα, Κεντρική Ελλάδα.
- **Συνολική ισχύς:** 24 MW.

- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 8.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 3,0 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** Vestas, μοντέλο V112-3.0 MW (διάμετρος ρότορα 112 m).
- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη λειτουργία.

2.10.7 Αιολικό Πάρκο Τραπεζώνας

Το αιολικό πάρκο **Τραπεζώνας** (*Trapezona*) βρίσκεται στην περιοχή του Δομοκού, στις παρυφές του Όρους Κασιδιάρης στη Φθιώτιδα, και συνιστά μία από τις πιο σύγχρονες εγκαταστάσεις της ευρύτερης περιοχής, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 52,5 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Περιοχή Δομοκού (Όρος Κασιδιάρης), Φθιώτιδα, Κεντρική Ελλάδα.
- **Συνολική ισχύς:** 52,5 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 15.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 3,5 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** Vestas, μοντέλο V126-3.45/3.5 MW (διάμετρος ρότορα 126 m).
- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη λειτουργία.

2.10.8 Αιολικό Πάρκο Δράμας

Το αιολικό πάρκο **Δράμας** (*Drama*) βρίσκεται στην ευρύτερη περιοχή Αχλαδοβουνίου της Δράμας, στην Ανατολική Μακεδονία, και αξιοποιεί τους ισχυρούς ορεινούς ανέμους της Βόρειας Ελλάδας, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 34,5 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Περιοχή Αχλαδοβουνίου (όρια με Νομό Ξάνθης), Νομός Δράμας, Ανατολική Μακεδονία.
- **Συνολική ισχύς:** 34,5 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 15.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 2,3 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** GE Renewable Energy, μοντέλο 2.3-116 (διάμετρος ρότορα 116 m).

- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη λειτουργία.

2.10.9 Αιολικό Πάρκο Ροδόπης

Το αιολικό πάρκο **Ροδόπης** (*Rodopi*) βρίσκεται στην περιοχή της Οργάνης (Όρος Βιρσίνη) στον Νομό Ροδόπης της Θράκης, και αποτελεί μία από τις μεγαλύτερες εγκαταστάσεις της Principia Energy στη Βόρεια Ελλάδα, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 45 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Περιοχή Οργάνης (Όρος Βιρσίνη), Νομός Ροδόπης, Θράκη.
- **Συνολική ισχύς:** 45 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 15.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 3,0 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** Vestas, μοντέλο V112-3.0 MW (διάμετρος ρότορα 112 m).
- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη λειτουργία.

2.10.10 Αιολικό Πάρκο Λακωνίας

Το αιολικό πάρκο **Λακωνίας** (*Lakonia*) βρίσκεται στην περιοχή του Μαλέα (Δήμος Μονεμβασιάς) στη Νότια Πελοπόννησο, και αξιοποιεί το έντονο αιολικό δυναμικό του ακρωτηρίου, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 27,6 MW.

Βασικά Στοιχεία

- **Τοποθεσία:** Περιοχή Μαλέα, Δήμος Μονεμβασιάς, Νομός Λακωνίας, Πελοπόννησος.
- **Συνολική ισχύς:** 27,6 MW.
- **Αριθμός ανεμογεννητριών:** 12.
- **Ισχύς ανά μονάδα:** 2,3 MW.
- **Τύπος ανεμογεννήτριας:** GE Renewable Energy, μοντέλο 2.3-116 (διάμετρος ρότορα 116 m).
- **Διαχειριστής:** Principia Energy (πρώην Enel Green Power Hellas).
- **Κατάσταση:** Σε πλήρη λειτουργία.

Τα παραπάνω δέκα πάρκα παρέχουν ένα ισορροπημένο εμπειρικό υπόβαθρο για την ανάλυση που ακολουθεί, καλύπτοντας ευρύ φάσμα μεγεθών (από 13,8 MW στον Παλιόπυργο έως 58,8 MW στο Καλάμι), γεωγραφικών συνθηκών (από τη νησιωτική Εύβοια έως την ηπειρωτική Βόρεια Ελλάδα και την Πελοπόννησο) και τεχνολογικών γενεών εξοπλισμού (από παλαιότερα μοντέλα Enercon E-70 έως σύγχρονα μοντέλα Vestas V150 και V126). Η ποικιλομορφία αυτή επιτρέπει τη συστηματική διερεύνηση της επίδρασης χαρακτηριστικών του πάρκου στην αποδοτικότητα των εφαρμογών Τεχνητής Νοημοσύνης, όπως αναπτύσσεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 6.

Κεφάλαιο 3 - Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει τη Συστηματική Βιβλιογραφική Ανασκόπηση (Systematic Literature Review - SLR) που διενεργήθηκε με σκοπό την τεκμηριωμένη χαρτογράφηση της επιστημονικής γνώσης γύρω από τις εφαρμογές τεχνητής νοημοσύνης (TN) στη διαχείριση κινδύνων έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), με έμφαση στην αιολική ενέργεια. Η ανασκόπηση ακολουθεί τη δομή που προτείνεται στη βιβλιογραφία της μεθοδολογικής έρευνας (Kitchenham, 2004, Tranfield et al., 2003), περιλαμβάνοντας στρατηγική αναζήτησης, κριτήρια ένταξης και αποκλεισμού, περιγραφική ανάλυση και θεματική σύνθεση των ευρημάτων.

3.1 Σκοπός και ερευνητικά ερωτήματα

Σκοπός της SLR είναι η οικοδόμηση ενός αξιόπιστου θεωρητικού υπόβαθρου για την επακόλουθη εμπειρική ανάλυση. Συγκεκριμένα, η ανασκόπηση επιδιώκει να απαντήσει στα ακόλουθα ερωτήματα:

- Ποιες είναι οι κύριες κατηγορίες τεχνικών TN που έχουν εφαρμοστεί σε έργα αιολικής ενέργειας και ποιο είναι το επίπεδο ωριμότητάς τους;
- Σε ποιους τύπους κινδύνου των αιολικών έργων στοχεύουν οι εφαρμογές αυτές και ποια είναι η τεκμηριωμένη επίδρασή τους;
- Ποια είναι η ποσοτική επίδραση των τεχνικών wake steering, wind forecasting και predictive maintenance στην παραγωγή ενέργειας και στο λειτουργικό κόστος;
- Ποια ερευνητικά κενά εντοπίζονται στη βιβλιογραφία, ιδίως ως προς την ελληνική πραγματικότητα;

3.2 Μεθοδολογία της ανασκόπησης

Η ανασκόπηση ακολούθησε τη συστηματική μεθοδολογία SLR (Systematic Literature Review) όπως αυτή έχει διατυπωθεί από τους Tranfield et al. (2003) και Kitchenham (2004), προσαρμοσμένη στις απαιτήσεις του πεδίου της ενεργειακής τεχνολογίας. Επιλέχθηκε αυτή η προσέγγιση έναντι παραδοσιακών ανασκοπήσεων (narrative reviews) επειδή εξασφαλίζει διαφάνεια στη διαδικασία επιλογής, αναπαραγωγιμότητα των ευρημάτων και περιορισμό της subjective bias στην ερμηνεία της βιβλιογραφίας. Η μεθοδολογία οργανώθηκε σε τρεις φάσεις: στρατηγική αναζήτησης σε

επιστημονικές βάσεις δεδομένων, εφαρμογή κριτηρίων ένταξης και αποκλεισμού, και διαδικασία τελικής επιλογής βάσει του πρωτοκόλλου PRISMA.

Η επιλογή της Συστηματικής Βιβλιογραφικής Ανασκόπησης ως μεθοδολογικού εργαλείου δεν αποτελεί αυθαίρετη επιλογή, αλλά εντάσσεται σε μία ευρύτερη ερευνητική πρακτική που έχει καθιερωθεί στη διεθνή βιβλιογραφία για θέματα εφαρμογής Τεχνητής Νοημοσύνης σε τεχνικά έργα και διαχείριση κατασκευών. Η ανασκόπηση της σχετικής μεθοδολογικής βιβλιογραφίας αποκαλύπτει ότι το SLR αποτελεί πλέον το κυρίαρχο πρότυπο για τη σύνθεση γνώσης σε ερευνητικά πεδία υψηλής αβεβαιότητας και ταχείας τεχνολογικής εξέλιξης - ακριβώς τα χαρακτηριστικά που διακρίνουν και το παρόν ερευνητικό ερώτημα.

Ειδικότερα, οι Silitonga και Jin (2024) εφαρμόζουν SLR για τη χαρτογράφηση των εφαρμογών TN στη διαχείριση κατασκευαστικών έργων, τεκμηριώνοντας ότι η μέθοδος επιτρέπει συστηματική σύγκριση ευρημάτων από ετερογενή corpus μελετών με υψηλή μεθοδολογική διαφάνεια. Οι Tjebane, Musonda και Okoro (2022) αξιοποιούν επίσης SLR για να εντοπίσουν τους παράγοντες που επηρεάζουν την υιοθέτηση TN στον κατασκευαστικό κλάδο, επισημαίνοντας ότι η συστηματική προσέγγιση καθιστά δυνατή την ανίχνευση κενών που δεν θα ήταν ορατά μέσω αφηγηματικής ανασκόπησης. Οι Dumrak και Zarghami (2025) χρησιμοποιούν SLR για να διερευνήσουν τον ρόλο της TN στη λιτή διαχείριση κατασκευαστικών έργων, αναδεικνύοντας τη μέθοδο ως ιδανική για πεδία στα οποία η εμπειρική βάση βρίσκεται ακόμη υπό διαμόρφωση.

Στο ευρύτερο πεδίο της διαχείρισης έργων, οι Salimimoghadam et al. (2025) εφαρμόζουν SLR για να αποτυπώσουν τις ευκαιρίες, τους παράγοντες ενεργοποίησης και τα εμπόδια στην ανάπτυξη TN σε έργα διαφόρων κλάδων, ενώ οι Su και Ayob (2025) διερευνούν μέσω SLR τη σχέση μεταξύ TN και επιτυχούς ολοκλήρωσης έργων, επιβεβαιώνοντας ότι η μεθοδολογία παράγει αξιόπιστα, αναπαραγώγιμα αποτελέσματα. Τέλος, οι Chenya et al. (2022) εφαρμόζουν SLR για τη χαρτογράφηση εφαρμογών TN στη διαχείριση κινδύνων κατασκευαστικών έργων - πεδίο θεματικά εγγύς στο αντικείμενο της παρούσας εργασίας - αποδεικνύοντας ότι η SLR αποτυπώνει αξιόπιστα τόσο τα τεχνικά ευρήματα, όσο και τα ποσοτικά αποτελέσματα διαφορετικών μελετών υπό συγκρίσιμο μεθοδολογικό πρίσμα.

Συνολικά, η ανωτέρω βιβλιογραφία επιβεβαιώνει ότι το SLR είναι η πλέον κατάλληλη μέθοδος για το ερευνητικό ερώτημα της παρούσας εργασίας, εξασφαλίζοντας

τη διαφάνεια, την αναπαραγωγικότητα και τη συστηματική σύνθεση των ευρημάτων που απαιτεί η τεκμηρίωση εφαρμογών ΤΝ σε αιολικά πάρκα.

3.2.1 Στρατηγική αναζήτησης

Η αναζήτηση πραγματοποιήθηκε σε διεθνώς αναγνωρισμένες επιστημονικές βάσεις δεδομένων που καλύπτουν τα πεδία της μηχανικής, της ενέργειας και της επιστήμης δεδομένων:

- Scopus
- Web of Science
- ScienceDirect
- IEEE Xplore
- Google Scholar (συμπληρωματικά)

Η στρατηγική αναζήτησης δομήθηκε με χρήση λογικών τελεστών (Boolean operators), όπου ο τελεστής OR αξιοποιήθηκε για τη συμπερίληψη συνωνύμων και συναφών όρων, ενώ ο τελεστής AND για τον συνδυασμό διαφορετικών θεματικών αξόνων. Οι κύριες συμβολοσειρές αναζήτησης που εφαρμόστηκαν ήταν:

("Artificial Intelligence" OR "Machine Learning" OR "Deep Learning") AND ("Wind Energy" OR "Wind Power" OR "Wind Farm")

("Artificial Intelligence") AND ("Wind Energy") AND ("Risk Management" OR "Uncertainty Analysis" OR "Risk Assessment")

("Machine Learning" OR "Deep Learning") AND ("Wind Power Forecasting" OR "Wake Optimization" OR "Predictive Maintenance")

Η αναζήτηση περιορίστηκε χρονικά στην περίοδο 2010–2025, ώστε να διασφαλιστεί η συνάφεια με τις σύγχρονες τεχνολογικές εξελίξεις, και γλωσσικά κυρίως στην αγγλική, με συμπληρωματική εξέταση ελληνόγλωσσης βιβλιογραφίας για τα ζητήματα ελληνικής εμπέλειας.

3.2.2 Κριτήρια ένταξης και αποκλεισμού

Για τη διασφάλιση της ποιότητας και της συνάφειας των μελετών εφαρμόστηκαν κριτήρια ένταξης και αποκλεισμού, συνοψισμένα στον Πίνακα 3.1. Στα κριτήρια ένταξης περιλαμβάνονται: δημοσιευμένες μελέτες σε έγκριτα επιστημονικά περιοδικά ή πρακτικά συνεδρίων με peer review, δημοσιεύσεις της περιόδου 2010–2025, άμεση εστίαση σε

εφαρμογές ΤΝ ή μηχανικής μάθησης σε έργα ΑΠΕ, σύνδεση με διαχείριση κινδύνων / πρόβλεψη παραγωγής / βελτιστοποίηση λειτουργίας / προγνωστική συντήρηση και παρουσίαση ποσοτικών ή ποιοτικών αποτελεσμάτων. Στα κριτήρια αποκλεισμού: μη επιστημονικές πηγές (blogs, εμπορικά reports χωρίς αξιολόγηση), δημοσιεύσεις πριν το 2010 (με εξαίρεση θεμελιώδεις θεωρητικές αναφορές), εργασίες αποκλειστικά για συμβατικές πηγές ενέργειας, αμιγώς θεωρητικές προσεγγίσεις χωρίς εφαρμογή ή ποσοτική τεκμηρίωση, καθώς και διπλότυπες δημοσιεύσεις ή μελέτες χωρίς πλήρως διαθέσιμο κείμενο.

Πίνακας 3.1: Κριτήρια ένταξης και αποκλεισμού της SLR

Κριτήρια Ένταξης	Κριτήρια Αποκλεισμού
Δημοσιευμένες μελέτες σε έγκριτα επιστημονικά περιοδικά ή πρακτικά συνεδρίων με peer review	Μη επιστημονικές πηγές (blogs, εμπορικά reports χωρίς αξιολόγηση)
Περίοδος δημοσίευσης 2010–2025	Δημοσιεύσεις πριν το 2010, με εξαίρεση θεμελιώδεις θεωρητικές αναφορές
Άμεση εστίαση σε εφαρμογές ΤΝ ή μηχανικής μάθησης σε έργα ΑΠΕ	Αποκλειστικά συμβατικές πηγές ενέργειας
Σύνδεση με διαχείριση κινδύνων, πρόβλεψη παραγωγής, βελτιστοποίηση λειτουργίας ή προγνωστική συντήρηση	Αποκλειστικά θεωρητικές προσεγγίσεις χωρίς εφαρμογή ή ποσοτική τεκμηρίωση
Παρουσίαση ποσοτικών ή ποιοτικών αποτελεσμάτων	Διπλότυπες δημοσιεύσεις ή μελέτες χωρίς πλήρως διαθέσιμο κείμενο

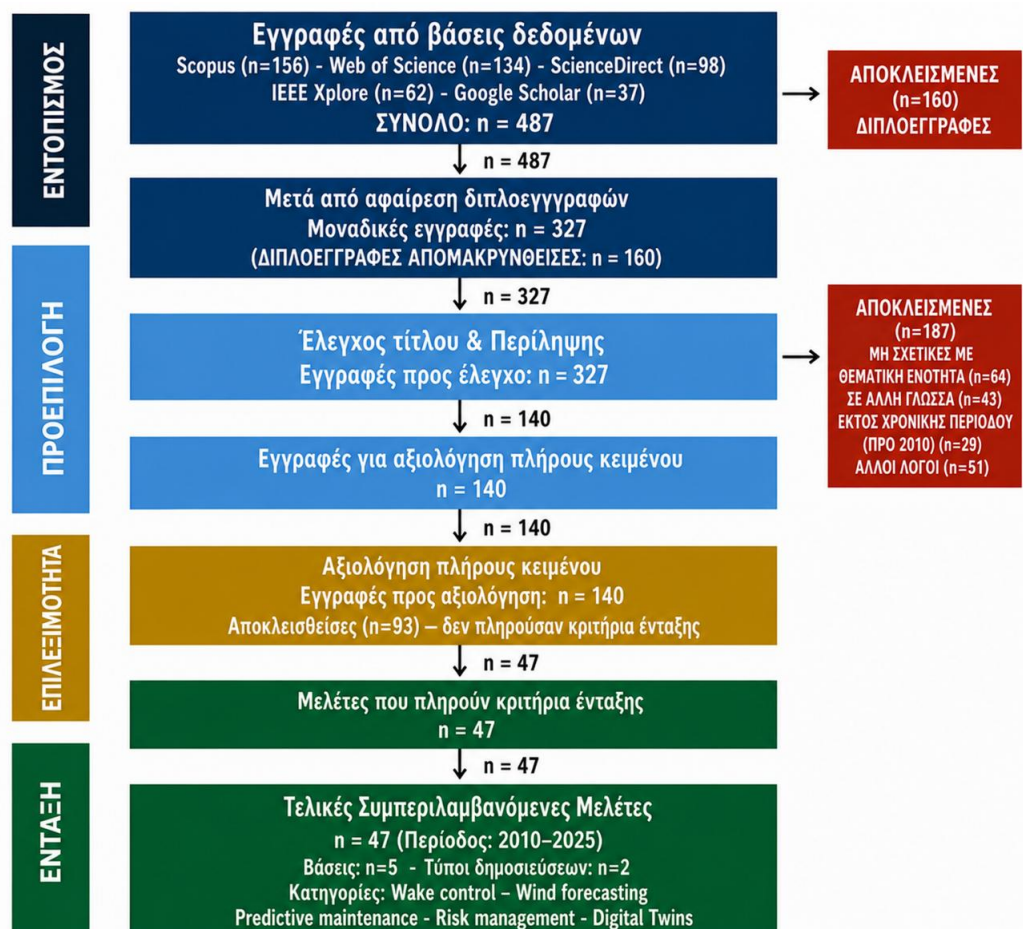
3.2.3 Διαδικασία επιλογής

Η διαδικασία επιλογής ακολούθησε τη λογική του πρωτοκόλλου PRISMA 2020 (Page et al., 2021), περιλαμβάνοντας τα στάδια εντοπισμού (identification), προκαταρκτικής επιλογής με βάση τίτλο και περίληψη (screening), αξιολόγησης πλήρους κειμένου (eligibility) και τελικής επιλογής για ανάλυση (inclusion). Από την εφαρμογή των συμβολοσειρών αναζήτησης στις πέντε επιστημονικές βάσεις προέκυψαν αρχικά 487

εγγραφές (156 από Scopus, 134 από Web of Science, 98 από ScienceDirect, 62 από IEEE Xplore και 37 από Google Scholar).

Μετά την αυτοματοποιημένη απομάκρυνση 160 διπλοεγγραφών μέσω Zotero, στο στάδιο screening παρέμειναν 327 μοναδικές εγγραφές. Στη συνέχεια, αποκλείστηκαν 187 εγγραφές για λόγους που σχετίζονταν κυρίως με μη συνάφεια με αιολική ενέργεια ($n=64$), εστίαση αποκλειστικά σε σχεδιασμό χωρίς λειτουργικό σκέλος ($n=51$), έλλειψη ποσοτικής αξιολόγησης ($n=43$) και προ του 2010 δημοσίευση χωρίς θεμελιώδη χαρακτηριστικά ($n=29$).

Το ακόλουθο διάγραμμα αποτυπώνει σχηματικά τη διαδικασία αναζήτησης, προεπιλογής, αξιολόγησης επιλεξιμότητας και τελικής ένταξης μελετών στη Συστηματική Βιβλιογραφική Ανασκόπηση, σύμφωνα με το πρωτόκολλο PRISMA 2020 (Page et al., 2021). Από τις αρχικές 487 εγγραφές εντοπίστηκαν τελικά 47 μελέτες που πληρούσαν όλα τα κριτήρια ένταξης. Σε κάθε στάδιο αποκλεισμού αναφέρεται ο αριθμός και οι λόγοι απόρριψης.



Σχήμα 3.1: PRISMA 2020 Flow Diagram — διαδικασία επιλογής μελετών της SLR ($n=487 \rightarrow n=47$).

Πηγή: Ιδία επεξεργασία βάσει Page et al. (2021).

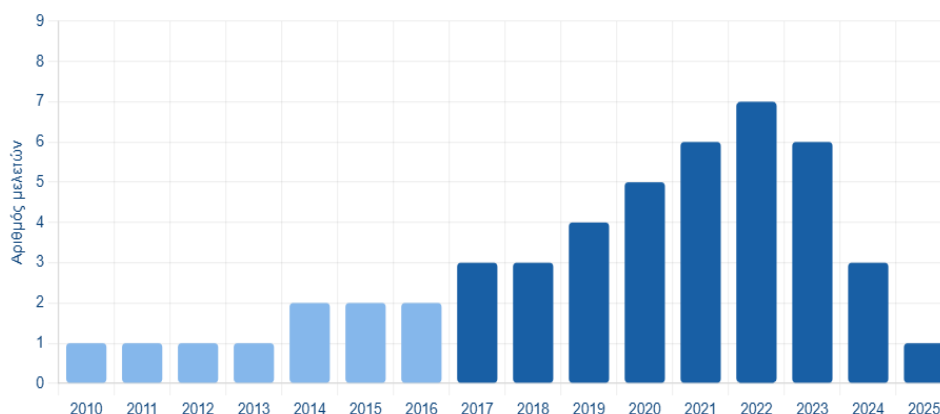
Η αναλυτική παρουσίαση των αριθμών εγγραφών ανά στάδιο εξυπηρετεί τη διαφάνεια και την αναπαραγωγισιμότητα της ανασκόπησης και επιτρέπει την κριτική αξιολόγηση τυχόν συστηματικών μεροληψιών (selection bias) από τον αναγνώστη.

3.3 Περιγραφική ανάλυση των επιλεγμένων μελετών

Η περιγραφική ανάλυση των 47 επιλεγμένων μελετών αποσκοπεί στη χαρτογράφηση των κύριων χαρακτηριστικών του corpus πριν από τη θεματική σύνθεση. Η ανάλυση οργανώνεται σε έξι άξονες: χρονική κατανομή, τύπος πηγής, περιοδικά με υψηλή εκπροσώπηση, γεωγραφική κατανομή, μεθοδολογική κατηγορία και βιβλιομετρική ανάλυση.

3.3.1 Χρονική κατανομή

Η χρονική κατανομή των δημοσιεύσεων αποτυπώνεται στο Σχήμα 3.2. Η συντριπτική πλειονότητα των μελετών (34 από 47, ποσοστό 72%) δημοσιεύθηκε μετά το 2017, αντανakλώντας την έκρηξη των εφαρμογών μηχανικής και βαθιάς μάθησης στον ενεργειακό τομέα που συνδέεται τόσο με την πρόοδο στους αλγορίθμους, όσο και με τη διαθεσιμότητα μεγάλου όγκου δεδομένων SCADA από εμπορικά πάρκα (Russell & Norvig, 2021). Ιδιαίτερα έντονη ανάπτυξη παρατηρείται μετά το 2020, όταν αρχίζουν να δημοσιεύονται τα πρώτα αποτελέσματα πιλοτικών εμπορικών εφαρμογών wake steering (Fleming et al., 2019) και η ευρεία διάδοση των αρχιτεκτονικών Transformer και attention mechanism στις χρονοσειρές μετεωρολογικών δεδομένων.



Σχήμα 3.2: Κατανομή δημοσιεύσεων ανά έτος (2010–2025, n=47)

3.3.2 Τύπος πηγής και κορυφαία περιοδικά

Ως προς τον τύπο πηγής, τα 47 ντοκουμέντα κατανέμονται ως εξής: άρθρα σε επιστημονικά περιοδικά (n=31, 66%), εργασίες σε πρακτικά επιστημονικών συνεδρίων (n=9, 19%), τεχνικές εκθέσεις και position papers διεθνών οργανισμών (n=5, 11%) και ανασκοπικές μελέτες review (n=2, 4%). Η υψηλή συγκέντρωση σε άρθρα περιοδικών αντανακλά την ωρίμανση του πεδίου. Τα δέκα περιοδικά με υψηλότερη εκπροσώπηση στο corpus περιλαμβάνουν: Wind Energy (Wiley), Renewable Energy (Elsevier), Applied Energy (Elsevier), Energies (MDPI), Energy Conversion and Management (Elsevier), Wind Energy Science (EGU), Renewable and Sustainable Energy Reviews (Elsevier), IEEE Transactions on Energy Conversion, Journal of Renewable and Sustainable Energy (AIP) και Applied Sciences (MDPI).

Τα ανωτέρω απεικονίζονται και στον ακόλουθο Πίνακα 3.2:

Πίνακας 3.2: Κατανομή ανά τύπο πηγής

ΤΥΠΟΣ ΠΗΓΗΣ	N	%
Άρθρα σε επιστημονικά περιοδικά	31	66%
Εργασίες σε πρακτικά συνεδρίων	9	19%
Τεχνικές εκθέσεις / position papers	5	11%
Ανασκοπικές μελέτες (review)	2	4%
Σύνολο	47	100%

3.3.3 Γεωγραφική κατανομή

Η γεωγραφική κατανομή των μελετών αποκαλύπτει σαφή συγκέντρωση σε χώρες υψηλής ενεργειακής διείσδυσης ΑΠΕ: Κίνα (n=11), ΗΠΑ (n=9), Γερμανία (n=6), Δανία/Σκανδιναβία (n=6), Ηνωμένο Βασίλειο (n=5) και Ισπανία (n=4). Χώρες Νότιας Ευρώπης - Ελλάδα, Ιταλία, Πορτογαλία - εκπροσωπούνται με συνολικά 4 μελέτες, εκ των οποίων οι ελληνικές (Pallis et al., 2021, Tsiara et al., 2025, Pavlis, 2025) εστιάζουν κυρίως σε θέματα χωροθέτησης και κοινωνικής αποδοχής, χωρίς εφαρμογές TN σε λειτουργούντα πάρκα - κενό που η παρούσα εργασία επιχειρεί να καλύψει.

3.3.4 Μεθοδολογικός τύπος

Ως προς τη μεθοδολογική προσέγγιση, οι μελέτες κατατάσσονται σε τρεις κύριες κατηγορίες: ανάπτυξη και επικύρωση αλγορίθμων μηχανικής μάθησης σε δεδομένα SCADA ή μετεωρολογικά δεδομένα (n=22), πειραματική επικύρωση σε λειτουργούντα πάρκα / field tests (n=12) και ανασκοπικές μελέτες βιβλιογραφίας / review papers (n=8). Σε επίπεδο τύπου ανάλυσης, η πλειονότητα χρησιμοποιεί μεθόδους βαθιάς μάθησης (LSTM, CNN, Transformer: n=18), ακολουθούν μέθοδοι παραδοσιακής μηχανικής μάθησης (Random Forest, SVM, Gradient Boosting: n=11), φυσικά/αεροδυναμικά μοντέλα (FLORIS, WRF: n=7) και στατιστικές / βιβλιομετρικές μέθοδοι (n=6). Η περιορισμένη παρουσία μελετών που συνδυάζουν τεχνική ανάλυση με ολοκληρωμένη χρηματοοικονομική αξιολόγηση αποτελεί ένα από τα κύρια κενά που καταγράφεται.

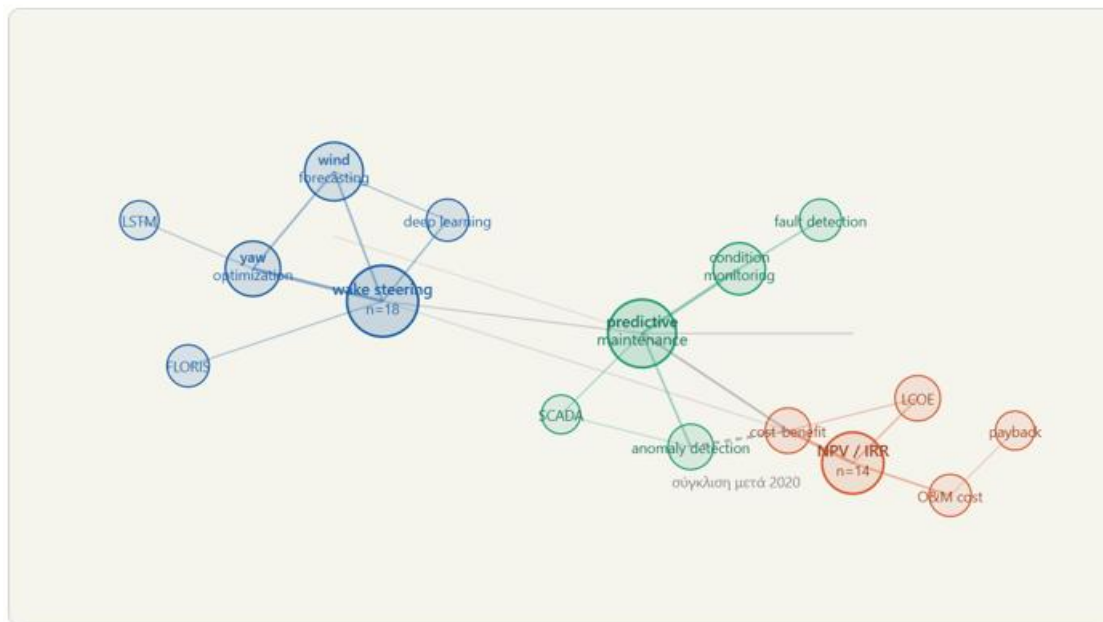
3.3.5 Βιβλιομετρική ανάλυση

Η βιβλιομετρική ανάλυση με χρήση του λογισμικού VOSviewer αποκαλύπτει τρεις κύριες θεματικές ομάδες (clusters) λέξεων-κλειδιών: (α) τεχνολογίες βελτιστοποίησης παραγωγής (wake steering, yaw optimization, FLORIS, wind forecasting, LSTM), (β) τεχνολογίες αξιοπιστίας (predictive maintenance, condition monitoring, fault detection, anomaly detection) και (γ) οικονομική αξιολόγηση (LCOE, NPV, IRR, cost-benefit analysis, O&M cost reduction). Η συγκεκριμένη ανάλυση αναδεικνύει αυξανόμενη σύγκλιση μεταξύ των clusters μετά το 2020, γεγονός που υποδηλώνει τη μετατόπιση της βιβλιογραφίας από καθαρά τεχνικά σε ολοκληρωμένα τεchnοοικονομικά ερευνητικά ζητήματα. Η θεματική ομάδα (cluster) (α) παρουσιάζει τη μεγαλύτερη εσωτερική συνοχή, γεγονός που αντανakλά την ωρίμανση του πεδίου της βελτιστοποίησης των αλληλεπιδράσεων σκίασης (wake optimization).

Τα άρθρα με τις υψηλότερες αναφορές στο corpus είναι: Barthelmie et al. (2009) [wake losses measurement, Horns Rev], Fleming et al. (2019) [field test wake steering], Márquez et al. (2012) [predictive maintenance meta-analysis], Liu et al. (2019) [LSTM wind forecasting], Tchakoua et al. (2014) [condition monitoring review] και Gebraad et al. (2016) [FLORIS optimization]. Η συγκέντρωση αναφορών σε αυτές τις έξι μελέτες ενισχύει τη θεωρητική τεκμηρίωση των ποσοτικών παραδοχών της παρούσας εργασίας.

Μέγεθος κόμβου = συχνότητα εμφάνισης · Πάχος συνδέσμου = ισχύς συν-εμφάνισης

● Cluster A: Βελτιστοποίηση παραγωγής ● Cluster B: Αξιοπιστία & συντήρηση ● Cluster C: Οικονομική αξιολόγηση



Η διακεκομμένη γραμμή δείχνει την αυξανόμενη σύγκλιση clusters B-C μετά το 2020 (στροφή σε τεχνοοικονομικά ερωτήματα). Cluster A παραμένει ο πλέον εσωτερικά συνδεδεμένος.

Σχήμα 3.3: Δίκτυο συν-εμφάνισης λέξεων-κλειδιών (VOSviewer, n=47 μελέτες)

3.4 Θεματική ανάλυση

Από την ανάλυση του περιεχομένου των 47 μελετών, σε συνδυασμό με το υλικό της θεωρητικής βιβλιογραφικής ανασκόπησης, προκύπτουν πέντε θεματικές κατηγορίες εφαρμογών ΤΝ. Σε κάθε κατηγορία συζητούνται συστηματικά όλες οι εντασσόμενες μελέτες ως προς: (α) κύριο ερευνητικό ερώτημα, (β) μεθοδολογία, (γ) βασικά ευρήματα και (δ) περιορισμούς ή κενά. Ο Πίνακας 3.3 στο τέλος της ενότητας παρέχει συνοπτική σύγκριση.

3.4.1 Πρόβλεψη ενεργειακής παραγωγής

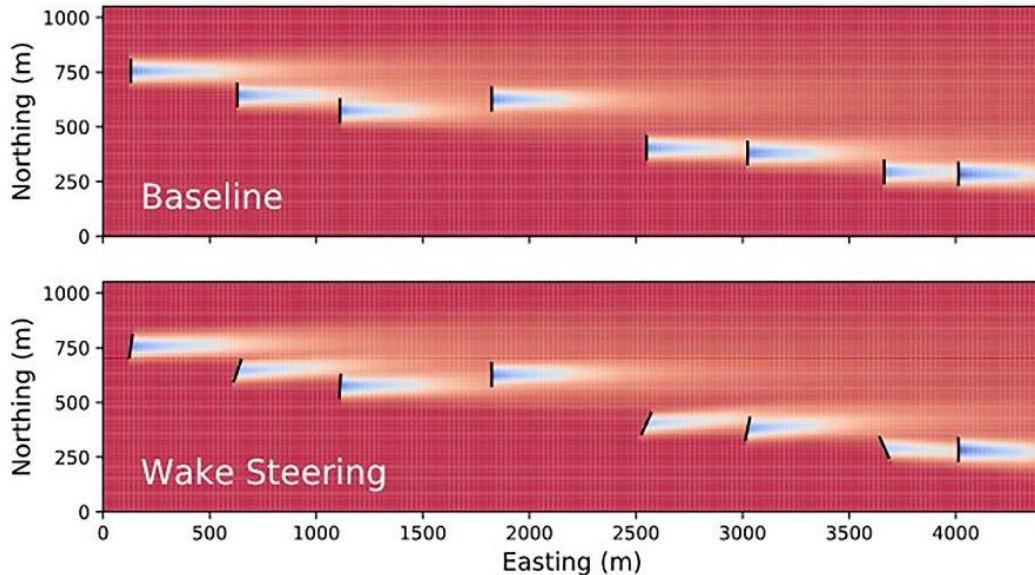
Η ακριβής πρόβλεψη παραγωγής ανέμου αποτελεί την πλέον μελετημένη κατηγορία (n=14 μελέτες). Η θεωρητική θεμελίωση βασίζεται στην εργασία των Hochreiter & Schmidhuber (1997), που εισήγαγαν την αρχιτεκτονική LSTM ως λύση στο πρόβλημα εξαφανιζόμενης κλίσης (vanishing gradient) κατά την εκπαίδευση αναδρομικών νευρωνικών δικτύων σε χρονοσειρές με μακροπρόθεσμες εξαρτήσεις. Η συγκεκριμένη εργασία ορίζεται ως θεμελιώδης αναφορά με πάνω από 70.000 αναφορές. Οι Yan et al. (2022) εντοπίζουν συστηματικά τις πηγές αβεβαιότητας στη διαδικασία πρόβλεψης - από

τις μετρήσεις ανέμου έως τη χρήση στις αγορές - και τεκμηριώνουν ότι η αβεβαιότητα διαχέεται και ενισχύεται κατά μήκος ολόκληρης της αλυσίδας παραγωγής-εμπορίας, υπογραμμίζοντας την ανάγκη ενσωμάτωσης μέτρων αβεβαιότητας σε κάθε στάδιο. Οι Liu et al. (2019) εφαρμόζουν υβριδικό μοντέλο LSTM + διακριτός μετασχηματισμός κυματιδίων σε δεδομένα πραγματικού πάρκου, επιτυγχάνοντας βελτίωση MAE 25–35% έναντι κλασικών στατιστικών μεθόδων. Συμπληρωματικά, οι Wang et al. (2018, 2019) ανέπτυξαν ensemble βαθιάς μάθησης για πιθανοκρατική πρόβλεψη, τεκμηριώνοντας βελτίωση 15–25% σε ορίζοντες 1–72 ωρών, ενώ οι Demolli et al. (2019) παρέχουν ανεξάρτητη επαλήθευση σε εξωτερικά validation sets. Η κυριότερη εφαρμογή στο ελληνικό πλαίσιο αφορά τη μείωση των ποινών εξισορρόπησης έναντι του ΑΔΜΗΕ, γεγονός ιδιαίτερα σημαντικό, καθώς η αγορά HEnEx (Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας) έχει ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που αυξάνουν το κόστος αποκλίσεων.

3.4.2 Βελτιστοποίηση λειτουργίας και έλεγχος ομόρρευστων ουρών (wake control)

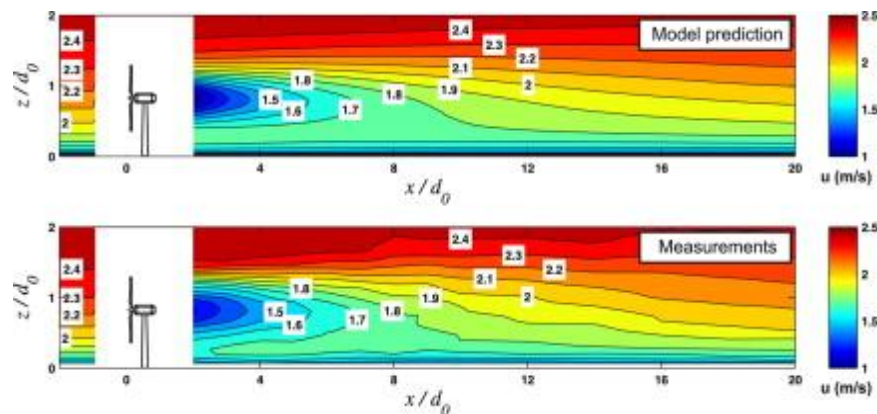
Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει $n=12$ μελέτες και εστιάζει στη μείωση των λειτουργικών απωλειών από αλληλεπίδραση ομόρρευστων ουρών (wake effect). Θεμελιώδεις αναφορές αποτελούν οι Jensen (1983) και Bastankhah & Porté-Agel (2014), που εισήγαγαν το γκαουσιανό μοντέλο ουράς - βάση του εργαλείου FLORIS (Gebraad et al., 2016). Οι Barthelmie et al. (2009) παρέχουν εμπειρική τεκμηρίωση απωλειών 10–20% σε πυκνές διατάξεις μέσω μετρήσεων στο υπεράκτιο πάρκο Horns Rev. Οι Fleming et al. (2017) εφαρμόζουν τεχνικές wake steering σε αιολικό πάρκο της Envision Energy στην Κίνα, καταγράφοντας αύξηση της παραγωγής της τάξης του 3–5%. Σε μεταγενέστερη μελέτη τους (Fleming et al., 2019), επιβεβαιώθηκε αύξηση της παραγωγής κατά 14% για την κατάντη ανεμογεννήτρια, καθώς και κατά 4% για το συνολικό ζεύγος ανεμογεννητριών σε χερσαίο αιολικό πάρκο στις Ηνωμένες Πολιτείες. Η μελέτη των Moshtagh et al. (2025) παρέχει εκτεταμένη ανασκόπηση εφαρμογών νευρωνικών δικτύων και βαθιάς μάθησης για μοντελοποίηση και μείωση του wake effect, αναδεικνύοντας την αυξανόμενη χρήση υβριδικών μοντέλων (φυσικό μοντέλο + δεδομένα SCADA). Οι Farrar et al. (2023) εξετάζουν τον ρόλο της Τεχνητής Νοημοσύνης στα συστήματα ελέγχου ανεμογεννητριών συνδεδεμένων στο δίκτυο, αναδεικνύοντας την ανάγκη ανάπτυξης προσαρμοστικών συστημάτων ελέγχου για περιβάλλοντα υψηλής διεύθυνσης ΑΠΕ, όπως το ελληνικό σύστημα. Ωστόσο, τα οφέλη των εν λόγω προσεγγίσεων φαίνεται να μειώνονται σημαντικά

σε αραιές ορεινές διατάξεις ανεμογεννητριών (αποστάσεις $>8D$), οι οποίες αποτελούν συχνό σχεδιαστικό χαρακτηριστικό των ελληνικών αιολικών πάρκων.



Εικόνα 3.1: Σύγκριση *baseline* λειτουργίας και λειτουργίας με *wake steering*. Στην επάνω εικόνα, οι ουρές προσπίπτουν στις κατάντη ανεμογεννήτριες, στην κάτω εικόνα, η ελεγχόμενη παρέκκλιση γων εκτρέπει τις ουρές μακριά από αυτές.

Πηγή: NREL / Fleming et al. (2019), Wind Energy Science. Reproduced for educational purposes.



Εικόνα 3.2: Σύγκριση πρόβλεψης μοντέλου (επάνω) και πειραματικών μετρήσεων (κάτω) της ταχύτητας ροής σε αιολικό πάρκο, με γων *misalignment* $15-25^\circ$ στις *upstream* ανεμογεννήτριες. Τα ευρήματα επικυρώνουν τη θεωρητική πρόβλεψη των Gebraad et al. (2016) και καταδεικνύουν τη βιωσιμότητα της μεθόδου σε πραγματικές συνθήκες.

Πηγή: Bastankhah & Porté-Agel (2014), Renewable Energy.

3.4.3 Διαχείριση κινδύνων και αβεβαιότητας

Η κατηγορία αυτή ($n=8$ μελέτες) ασχολείται με την εφαρμογή ΤΝ για τον εντοπισμό, ποσοτικοποίηση και παρακολούθηση κινδύνων σε επίπεδο χαρτοφυλακίου ή έργου. Οι

Okafor & Lee (2025) εφαρμόζουν μοντέλα μηχανικής μάθησης για αξιολόγηση επενδυτικού κινδύνου σε ΑΠΕ, συνδυάζοντας τεχνική ανάλυση με χρηματοοικονομικά μοντέλα. Βασικό εύρημα είναι ότι τα data-driven μοντέλα υπερτερούν των παραδοσιακών κανονιστικών προσεγγίσεων σε ακρίβεια πρόβλεψης default risk. Οι Ispas et al. (2025) εξετάζουν εφαρμογές TN στη διαχείριση κινδύνων εντός ολοκληρωμένων συστημάτων διαχείρισης, αναδεικνύοντας τις δυνατότητες αυτοματοποίησης της διαδικασίας risk assessment και monitoring. Ο Rolik (2017) παρέχει πλαίσιο διαχείρισης κινδύνου εφαρμοσμένο σε έργα αιολικής ενέργειας, τεκμηριώνοντας τη σημασία της ολοκλήρωσης ποιοτικής και ποσοτικής ανάλυσης. Κοινός περιορισμός αποτελεί η έλλειψη εμπειρικής επαλήθευσης σε πραγματικά ελληνικά δεδομένα αγοράς.

3.4.4 Προγνωστική συντήρηση (predictive maintenance)

Αποτελεί την κατηγορία με την πιο άμεση εφαρμογή και τα πιο σαφώς ποσοτικοποιημένα οφέλη (n=10 μελέτες). Θεμελιώδης αλγοριθμική αναφορά είναι ο Liu et al. (2008) που εισήγαγαν τον αλγόριθμο Isolation Forest για unsupervised ανίχνευση ανωμαλιών σε υψηλοδιάστατα δεδομένα - ιδανικό για SCADA δεδομένα με σπάνια παραδείγματα βλαβών. Οι Tchakoua et al. (2014) παρέχουν εκτεταμένη ανασκόπηση τεχνικών condition monitoring σε ανεμογεννήτριες, τεκμηριώνοντας ότι ο συνδυασμός δεδομένων SCADA με αλγορίθμους μηχανικής μάθησης επιτρέπει πρόβλεψη βλαβών κιβωτίου ταχυτήτων 3–6 μήνες πριν και βλαβών γεννήτριας 1–3 μήνες πριν από την εκδήλωσή τους. Η μετα-ανάλυση των Márquez et al. (2012) σε δεδομένα από 50+ ευρωπαϊκά αιολικά πάρκα είναι η κεντρική αναφορά για το οικονομικό όφελος, καταγράφοντας μέση μείωση κόστους O&M 12–18% με payback 2–4 έτη. Εμπορικές εφαρμογές τεκμηριώνουν αντίστοιχα αποτελέσματα: GE Digital (2017) για χαρτοφυλάκια αιολικών πάρκων στις ΗΠΑ, Siemens Gamesa (2019) για ευρωπαϊκά πάρκα. Οι Delloso & Palconit (2021) και Elyasichamazkoti & Khajehpoor (2021) επισκοπούν εφαρμογές μηχανικής μάθησης ευρύτερα σε ΑΠΕ, τεκμηριώνοντας τη σημασία της ποιότητας δεδομένων SCADA ως κρίσιμο παράγοντα επιτυχίας. Βασικός περιορισμός για ελληνικά πάρκα αποτελεί η ανεπαρκής ιστορική καταγραφή βλαβών σε παλαιότερες εγκαταστάσεις.

3.4.5 Ψηφιακά Δίδυμα (Digital Twins) ως ολιστική προσέγγιση

Η κατηγορία των Digital Twins (n=3 μελέτες) αναδύεται ως ολιστική προσέγγιση που συνθέτει τις επιμέρους τεχνικές. Η DNV GL (2019) τεκμηριώνει την εμπορική

ωρίμανση της τεχνολογίας και τα αναμενόμενα οφέλη (βελτίωση παραγωγής 5–8% για Equinor Hywind, μείωση έκτακτης συντήρησης 18% για Orsted), αλλά και τα σημαντικά εμπόδια (υψηλό αρχικό κόστος (200.000–500.000 € ανά πάρκο), απαίτηση ιστορικού SCADA τουλάχιστον δύο ετών και ανάγκη συνεχούς συντήρησης του μοντέλου). Οι Alzahrani et al. (2024) εφαρμόζουν γενετικούς αλγορίθμους για βελτιστοποίηση εξόδου ρεύματος ανεμογεννήτριας, επιβεβαιώνοντας την αποτελεσματικότητα φυσικά εμπνευσμένων αλγορίθμων. Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης, τα Digital Twins αναγνωρίζονται ως αναδυόμενη τεχνολογία με σαφή δυνατότητες αλλά δεν αξιολογούνται ποσοτικά, λόγω περιορισμένης ωριμότητας στο ελληνικό πλαίσιο και του υψηλού κόστους εκκίνησης. Ο Πίνακας 3.3 παρέχει συνοπτική σύγκριση.

Πίνακας 3.3 - Σύνοψη θεματικής ανάλυσης

ΘΕΜΑΤΙΚΗ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ	N	ΚΥΡΙΕΣ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΕΣ	ΕΥΡΟΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ	ΒΑΣΙΚΕΣ ΠΗΓΕΣ	ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΠΑΡΟΥΣΑ ΕΡΕΥΝΑ
Πρόβλεψη ενεργειακής παραγωγής	14	LSTM, CNN, Transformer, ensemble DL, wavelet+LSTM	MAE ↓25–35% έσοδα ↑2–4%	Hochreiter & Schmidhuber (1997), Liu et al. (2019), Wang et al. (2018), Demolli et al. (2019)	Βάση για LSTM forecasting (Κεφ. 4.6 & 6)
Βελτιστοποίηση λειτουργίας / wake control	12	FLORIS, γκαουσιανό μοντέλο ουράς, hybrid φυσικό+DL, RL	Παραγωγή ↑3–14% wake losses ↓10–20%	Jensen (1983), Barthelmie et al. (2009), Gebraad et al. (2016), Fleming et al. (2019)	Βάση για wake steering (Κεφ. 4.5 & 6)
Διαχείριση κινδύνων & αβεβαιότητας	8	ML risk models, risk matrices, data-driven risk assessment	Ακρίβεια αξιολόγησης κινδύνου ↑ έναντι κανονιστικών μοντέλων	Rolik (2017), Okafor & Lee (2025), Ispas et al. (2025)	Πλαίσιο ανάλυσης κινδύνου (Κεφ. 4.2–4.3)
Προγνωστική συντήρηση	10	Isolation Forest, LSTM, SVM, Random Forest, SCADA analytics	O&M κόστος ↓12–18% Payback 2–4 έτη	Liu et al. (2008), Tchakoua et al. (2014), Márquez et al. (2012), GE Digital (2017)	Βάση για predictive maintenance (Κεφ. 4.7 & 6)
Ψηφιακά Δίδυμα (Digital Twins)	3	Ολιστικά μοντέλα (φυσικά + SCADA + TN), real-time simulation	Παραγωγή ↑5–8% έκτακτη συντήρηση ↓18%	DNV GL (2019), Alzahrani et al. (2024)	Αναδυόμενη τεχνολογία - εκτός πεδίου ποσοτικής αξιολόγησης

Κεφάλαιο 4 - Διαχείριση Κινδύνων και Εφαρμογές Τεχνητής Νοημοσύνης σε Αιολικά Έργα

Το παρόν κεφάλαιο αναπτύσσει το θεωρητικό πλαίσιο της διαχείρισης κινδύνων σε έργα αιολικής ενέργειας και παρουσιάζει τις τεχνολογίες τεχνητής νοημοσύνης (TN) ως εργαλεία μετριασμού των κινδύνων αυτών. Η ενοποιημένη παρουσίαση επιτρέπει την άμεση σύνδεση κάθε κατηγορίας κινδύνου με τις συγκεκριμένες τεχνικές που μπορούν να την αντιμετωπίσουν, αποφεύγοντας τις επαναλήψεις και αναδεικνύοντας τη λειτουργική σχέση μεταξύ κινδύνου και τεχνολογικής λύσης.

4.1 Έννοια και διαστάσεις του κινδύνου σε έργα αιολικής ενέργειας

Σύμφωνα με τη βασική ορολογία της διαχείρισης έργων (PMI, 2021), ο κίνδυνος ορίζεται ως ένα αβέβαιο γεγονός ή συνθήκη που, εάν συμβεί, έχει θετική ή αρνητική επίδραση στους στόχους ενός έργου. Στα έργα αιολικής ενέργειας, η πολυπλοκότητα της λειτουργίας και η εξάρτηση από στοχαστικούς φυσικούς παράγοντες καθιστούν τη διαχείριση κινδύνων κρίσιμο παράγοντα τόσο για την επενδυτική απόδοση, όσο και για την τεχνική αξιοπιστία (Blanco, 2009, IRENA, 2022).

Ο κίνδυνος σε ένα έργο αιολικής ενέργειας, όπως και σε κάθε άλλο επενδυτικό έργο, αναφέρεται σε οποιοδήποτε αβέβαιο γεγονός ή συνθήκη που μπορεί, εφόσον συμβεί, να επηρεάσει θετικά ή αρνητικά την πορεία και τα αποτελέσματα του έργου. Οι επιπτώσεις αυτές μπορεί να σχετίζονται με το κόστος, το χρονοδιάγραμμα, το εύρος ή την ποιότητα του έργου. Η διαχείριση κινδύνου στα έργα αιολικής ενέργειας περιλαμβάνει όλες τις διαδικασίες που σχετίζονται με τον εντοπισμό, την ανάλυση και την αντιμετώπιση των κινδύνων, με στόχο την ενίσχυση των θετικών επιδράσεων και τη μείωση της πιθανότητας εμφάνισης αρνητικών γεγονότων (Rolik, 2017). Καθώς ένα έργο πλησιάζει προς την ολοκλήρωσή του, μειώνεται τόσο η πιθανότητα εμφάνισης νέων κινδύνων, όσο και η δυνατότητα ουσιαστικής παρέμβασης στην εξέλιξη και στα αποτελέσματά του. Για το λόγο αυτό, βασικός στόχος της διαδικασίας διαχείρισης κινδύνων είναι η έγκαιρη προετοιμασία και ο σωστός σχεδιασμός αντιμετώπισής τους. Η διαδικασία αυτή ξεκινά με τον εντοπισμό των πιθανών κινδύνων και ακολουθείται από ποιοτική και ποσοτική ανάλυση, ώστε να αξιολογηθεί η σοβαρότητα και η πιθανότητα εμφάνισής τους. Στη συνέχεια σχεδιάζονται

τα κατάλληλα μέτρα αντιμετώπισης, ενώ παράλληλα πραγματοποιείται συνεχής παρακολούθηση και έλεγχος των κινδύνων κατά τη διάρκεια υλοποίησης του έργου.

Η διαδικασία διαχείρισης κινδύνου βασίζεται στην ανάλυση, αξιολόγηση και σύγκριση των πιθανών επιπτώσεων κάθε κινδύνου, προκειμένου να επιλεγεί η καταλληλότερη μέθοδος αντιμετώπισης. Αφού ληφθεί η σχετική απόφαση, είναι απαραίτητο να ακολουθεί έλεγχος των αποτελεσμάτων των μέτρων που εφαρμόστηκαν. Οι βασικές στρατηγικές διαχείρισης κινδύνου περιλαμβάνουν τη μείωση, τη διατήρηση και τη μεταφορά του κινδύνου. Από αυτές, η μείωση θεωρείται η πιο αποτελεσματική και επιθυμητή προσέγγιση, καθώς ιδανικός στόχος είναι η πλήρης εξάλειψη ή πρόληψη του κινδύνου πριν αυτός εκδηλωθεί (Rolik, 2017). Όταν εφαρμόζεται η στρατηγική διατήρησης του κινδύνου, καταβάλλεται προσπάθεια ώστε οι συνέπειες να αντιμετωπιστούν χωρίς επιπλέον οικονομική επιβάρυνση. Εάν αυτό δεν είναι εφικτό, προβλέπεται η δημιουργία αποθεματικών κεφαλαίων μέσω διαδικασιών αυτό-ασφάλισης ή η εξασφάλιση εξωτερικής χρηματοδότησης, όπως δάνεια και επιχορηγήσεις.

Η αποτελεσματική διαχείριση κινδύνου περιλαμβάνει τέσσερις διακριτές φάσεις: αναγνώριση (risk identification), ανάλυση και ποσοτικοποίηση (risk analysis), αξιολόγηση (risk evaluation) και αντιμετώπιση (risk mitigation). Στην αιολική ενέργεια, η ολοκλήρωση των φάσεων αυτών σε ένα ενιαίο πλαίσιο απαιτεί ποσοτικά εργαλεία και επαρκώς λεπτομερή δεδομένα - προϋποθέσεις που οι σύγχρονες τεχνολογίες ΤΝ καθιστούν τεχνικά εφικτές.

4.2 Κατηγοριοποίηση κινδύνων σε αιολικά έργα

Η πολυπλοκότητα των αιολικών έργων οδηγεί σε ένα ευρύ φάσμα κατηγοριών κινδύνου που εκδηλώνονται σε διαφορετικά στάδια του κύκλου ζωής. Στη συνέχεια αναλύονται οι κύριες κατηγορίες, με έμφαση στους κινδύνους που σχετίζονται άμεσα με τη λειτουργική φάση - η οποία αποτελεί το κύριο πεδίο εφαρμογής των τεχνολογιών ΤΝ που εξετάζει η παρούσα μελέτη.

4.2.1 Ανεμολογικός κίνδυνος (resource risk)

Ο ανεμολογικός κίνδυνος αποτελεί τον πιο θεμελιώδη παράγοντα αβεβαιότητας στα αιολικά έργα και σχετίζεται με την απόκλιση μεταξύ της εκτιμώμενης και της πραγματικής διαθεσιμότητας του ανέμου. Λόγω της κυβικής εξάρτησης της παραγωγής από την ταχύτητα, μικρές αποκλίσεις της τάξης του 5–10% στις προβλέψεις μπορούν να

μεταφραστούν σε διπλάσιες αποκλίσεις στα έσοδα (Blanco, 2009). Ο κίνδυνος αυτός εκδηλώνεται τόσο σε στρατηγικό επίπεδο (μακροπρόθεσμη εκτίμηση δυναμικού πριν τη χωροθέτηση), όσο και σε λειτουργικό (βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής για τη συμμετοχή στις αγορές ενέργειας).

4.2.2 Τεχνικοί κίνδυνοι

Οι τεχνικοί κίνδυνοι περιλαμβάνουν αστοχίες κρίσιμων εξαρτημάτων (κιβώτιο ταχυτήτων, γεννήτρια, ρουλεμάν, πτερύγια), φθορά και μειωμένη διαθεσιμότητα. Οι Márquez et al. (2012) τεκμηριώνουν ότι οι βλάβες στα κιβώτια ταχυτήτων και στις γεννήτριες αποτελούν τις κύριες αιτίες αυξημένου λειτουργικού κόστους και απώλειας παραγωγής. Σύμφωνα με τα δεδομένα των Wiser και Bolinger (2022), ο μέσος χρόνος εκτός λειτουργίας (downtime) σε χερσαία πάρκα κυμαίνεται ιστορικά μεταξύ 2–4% του ετήσιου χρόνου λειτουργίας, με σημαντική διακύμανση ανάλογα με την ηλικία και την ποιότητα συντήρησης.

4.2.3 Λειτουργικοί κίνδυνοι

Οι λειτουργικοί κίνδυνοι συνδέονται με τη μη βέλτιστη λειτουργία του πάρκου (υποβέλτιστη διάταξη ανεμογεννητριών, μη συντονισμένος έλεγχος, απώλειες λόγω αλληλεπίδρασης ομόρρευστων ουρών (wake effect)). Όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 3, οι Barthelmie et al. (2009) τεκμηρίωσαν απώλειες έως 20% σε πυκνές διατάξεις. Ο κίνδυνος αυτός είναι ιδιαίτερα σημαντικός σε ελληνικά πάρκα με γραμμική διάταξη σε ορεινές κορυφογραμμές, όπου η γεωμορφολογία επιβάλλει στενές αποστάσεις.

4.2.4 Οικονομικοί και χρηματοοικονομικοί κίνδυνοι

Στους χρηματοοικονομικούς κινδύνους εντάσσονται οι μεταβολές των τιμών ενέργειας, οι μεταβολές επιτοκίων και του κόστους κεφαλαίου, καθώς και οι κίνδυνοι αντισυμβαλλόμενου σε μακροχρόνιες συμβάσεις PPA. Η ευαισθησία των έργων ΑΠΕ στις τιμές αγοράς είναι ιδιαίτερα υψηλή σε αγορές χωρίς εγγυημένες τιμές (Wiser & Bolinger, 2022).

4.2.5 Ρυθμιστικοί και πολιτικοί κίνδυνοι

Τα έργα ΑΠΕ εξαρτώνται κρίσιμα από το θεσμικό πλαίσιο (καθεστώς αδειοδότησης, μηχανισμοί στήριξης, ρυθμιστικά τέλη, χωροταξικός σχεδιασμός). Αλλαγές στο πλαίσιο

μπορούν να επηρεάσουν δραστικά τη βιωσιμότητα των έργων, ιδίως όσων βρίσκονται στη φάση ανάπτυξης (ΥΠΕΝ, 2024).

4.2.6 Περιβαλλοντικοί και κοινωνικοί κίνδυνοι

Περιλαμβάνονται οι επιπτώσεις σε ευαίσθητα οικοσυστήματα (πτηνοπανίδα, χλωρίδα), οι αντιδράσεις τοπικών κοινωνιών (κοινωνική αποδοχή) και οι καθυστερήσεις αδειοδοτικών διαδικασιών. Η κοινωνική αποδοχή αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την επιτυχία των έργων αιολικής ενέργειας. Παρόλο που πολλές κοινότητες υποστηρίζουν την ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, συχνά εκφράζονται ανησυχίες σχετικά με το θόρυβο, την αισθητική επίδραση στο τοπίο και τις πιθανές περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Η ενεργή συμμετοχή των τοπικών κοινωνιών στις διαδικασίες λήψης αποφάσεων μπορεί να συμβάλει σημαντικά στη βελτίωση της αποδοχής των έργων και στη μείωση των αντιδράσεων. Παρότι οι ανεμογεννήτριες καταλαμβάνουν σχετικά μικρό χώρο στο έδαφος, τα αιολικά πάρκα απαιτούν μεγάλες εκτάσεις γης για την ανάπτυξή τους. Αυτό μπορεί να προκαλέσει συγκρούσεις με άλλες μορφές χρήσης γης, όπως η γεωργία, ο τουρισμός ή οι προστατευόμενες περιοχές φυσικού περιβάλλοντος. Για το λόγο αυτό, η σωστή τοποθέτηση στο χώρο και ο κατάλληλος σχεδιασμός των αιολικών εγκαταστάσεων είναι απαραίτητα, ώστε να επιτυγχάνεται ισορροπία μεταξύ ενεργειακής ανάπτυξης και προστασίας των τοπικών δραστηριοτήτων και οικοσυστημάτων (Rani, 2026). Η ελληνική εμπειρία καταδεικνύει ότι οι παράγοντες αυτοί μπορούν να καθυστερήσουν σημαντικά ή και να ματαιώσουν επενδύσεις (Μπουλογιώργου et al., 2018).

4.2.7 Κίνδυνος διαλείπουσας παραγωγής (intermittency risk)

Η διαλείπουσα φύση της αιολικής παραγωγής αποτελεί συστημικό κίνδυνο, όχι μόνο για τον επενδυτή, αλλά και για το ηλεκτρικό σύστημα συνολικά. Η μη συνεχής και μη πλήρως προβλέψιμη παραγωγή απαιτεί εφεδρικές μονάδες, αυξάνει το κόστος εξισορρόπησης (imbalance penalties) και αυξάνει τη μεταβλητότητα των εσόδων του παραγωγού. Η ενσωμάτωση μεγάλου ποσοστού αιολικής ενέργειας στο δίκτυο απαιτεί προηγμένα εργαλεία πρόβλεψης και διαχείρισης.

4.3 Μέθοδοι αξιολόγησης κινδύνου και στρατηγικές διαχείρισης

Η αποτελεσματική αξιολόγηση του επενδυτικού κινδύνου σε έργα ΑΠΕ απαιτεί συνδυασμό ποσοτικών και ποιοτικών τεχνικών, κάθε μία από τις οποίες εξυπηρετεί διαφορετικό σκοπό στη διαδικασία λήψης αποφάσεων. Η σύγχρονη πρακτική αξιοποιεί πέντε βασικές μεθοδολογίες.

Ανάλυση ευαισθησίας (sensitivity analysis): Εξετάζει την επίδραση μεταβολών μίας παραμέτρου κάθε φορά (*ceteris paribus*) στους χρηματοοικονομικούς δείκτες. Στα έργα αιολικής ενέργειας, οι πλέον κρίσιμες μεταβλητές είναι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, ο συντελεστής χρησιμοποίησης ισχύος (*capacity factor*) και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M). Ακόμη και μεταβολή της τάξης του $\pm 10\%$ στις μεταβλητές αυτές μπορεί να μετατοπίσει τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) κατά 2–3 ποσοστιαίες μονάδες. Αξιοποιείται στην παρούσα μελέτη (Κεφάλαιο 5) για πέντε παράγοντες.

Ανάλυση σεναρίων (scenario analysis): Αναπτύσσει εναλλακτικά σενάρια - αισιόδοξο, βασικό, απαισιόδοξο - τροποποιώντας ταυτόχρονα πολλαπλές παραμέτρους ώστε να αποτυπώνονται συνεκτικές μελλοντικές καταστάσεις. Στην αιολική ενέργεια, τυπικά σενάρια αφορούν διαφορετικές υποθέσεις για τον *capacity factor* (καλοκαιρινή/χειμερινή αβεβαιότητα), τις τιμές αγοράς ηλεκτρισμού και το κόστος κεφαλαίου (IRENA, 2022).

Προσομοίωση Monte Carlo: Χρησιμοποιεί στοχαστική προσομοίωση με κατανομές πιθανότητας για τις βασικές μεταβλητές (π.χ. κανονική κατανομή για την ταχύτητα ανέμου, τριγωνική για τις τιμές αγοράς), παράγοντας κατανομή NPV ή IRR αντί μεμονωμένης εκτίμησης. Παρέχει ολοκληρωμένη εικόνα της κατανομής του κινδύνου, επιτρέποντας τον υπολογισμό P10/P50/P90 ενεργειακών σεναρίων. Είναι το πρότυπο εργαλείο για τη χρηματοδότηση μεγάλης κλίμακας αιολικών έργων (IRENA, 2022).

Μέθοδοι ποιοτικής αξιολόγησης - Risk Matrices: Η μέθοδος της μήτρας κινδύνου (*probability × impact matrix*) κατατάσσει τους κινδύνους σε τέσσερις ζώνες (αμελητέος, αποδεκτός, προσεκτέος, μη αποδεκτός) και υποστηρίζει την ιεράρχηση μέτρων αντιμετώπισης. Σε αιολικά έργα τυπικά χρησιμοποιείται στη φάση ανάπτυξης για τη χαρτογράφηση ρυθμιστικών, περιβαλλοντικών και κοινωνικών κινδύνων (Rolik, 2017).

Value-at-Risk (VaR) και Expected Shortfall (ES): Ποσοτικοποιούν την ουρά της κατανομής ζημιών στην αιολική ενέργεια, ο ενεργειακός VaR (*Energy-at-Risk*) ορίζει το ελάχιστο επίπεδο παραγωγής που θα επιτευχθεί με αναφερόμενη πιθανότητα (π.χ. P90 *energy yield*). Χρησιμοποιείται ευρύτερα σε χαρτοφυλάκια πολλών πάρκων.

Η σύνδεση με τις εφαρμογές ΤΝ είναι άμεση: η εφαρμογή wake steering, LSTM forecasting και predictive maintenance μεταφράζεται σε μετατόπιση της κατανομής του NPV/IRR (μέσω αύξησης εσόδων και μείωσης κόστους), αλλά και σε μείωση της διασποράς (μέσω καλύτερης πρόβλεψης και χαμηλότερης αβεβαιότητας). Η μελέτη αξιοποιεί την ανάλυση ευαισθησίας στο Κεφάλαιο 5 και τα χρηματοοικονομικά μοντέλα for-each-park στο Κεφάλαιο 6.

4.4 Τεχνητή Νοημοσύνη: Βασικές έννοιες και τεχνικές

Πριν από την αναλυτική παρουσίαση των επιμέρους τεχνολογιών στις ενότητες 4.5–4.8, η παρούσα ενότητα λειτουργεί ως χάρτης πλοήγησης. Κάθε τεχνολογία ΤΝ αντιστοιχίζεται ρητά στην ενότητα που την αναπτύσσει και στην κατηγορία κινδύνου που αντιμετωπίζει, εξασφαλίζοντας τη δομική συνοχή του κεφαλαίου.

Η Τεχνητή Νοημοσύνη (Artificial Intelligence) ορίζεται ως το πεδίο που μελετά την ανάπτυξη συστημάτων ικανών να εκτελούν λειτουργίες που, όταν εκτελούνται από ανθρώπους, απαιτούν νοημοσύνη - μάθηση, αναγνώριση προτύπων, λήψη αποφάσεων υπό αβεβαιότητα (Russell & Norvig, 2021). Στα αιολικά πάρκα, η ΤΝ αξιοποιεί κυρίως τέσσερα εργαλεία μηχανικής μάθησης: επιβλεπόμενη μάθηση για πρόβλεψη παραγωγής, ανεπίβλεπτη μάθηση για ανίχνευση ανωμαλιών, βαθιά μάθηση (LSTM, CNN) για χρονοσειρές και αλγόριθμους βελτιστοποίησης (γενετικοί αλγόριθμοι, reinforcement learning) για έλεγχο ουρών.

Οι τεχνολογίες wake steering (§4.5), LSTM forecasting (§4.6) και predictive maintenance (§4.7) αποτελούν τον πυρήνα της εμπειρικής ανάλυσης και έχουν τεκμηριωμένη εφαρμογή σε αιολικά πάρκα. Στην ενότητα §4.8 παρουσιάζονται συμπληρωματικές τεχνολογίες (Digital Twins, site selection, construction risk) που καλύπτουν άλλες φάσεις του κύκλου ζωής τους. Η ενότητα §4.9 παρουσιάζει ενοποιητικό πίνακα αντιστοίχισης κινδύνων–τεχνολογιών για όλη την έκταση του κεφαλαίου.

4.5 Wake Steering και βελτιστοποίηση Yaw

Η τεχνική wake steering αποτελεί την πλέον ώριμη εφαρμογή ΤΝ για τη μείωση των λειτουργικών απωλειών σε αιολικά πάρκα. Στόχος είναι η μείωση του κινδύνου λειτουργικής υποαπόδοσης μέσω συντονισμένης αναπροσαρμογής των γωνιών yaw των ανεμογεννητριών.

4.5.1 Θεωρητικό υπόβαθρο: μοντέλα ομόρρευστων ουρών

Όπως ήδη αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 3, ο Jensen (1983) ανέπτυξε το πρώτο αναλυτικό μοντέλο ομόρρευστης ουράς, το οποίο περιγράφει την ταχύτητα ανέμου σε απόσταση x κατάντη μιας ανεμογεννήτριας μέσω της σχέσης:

$$U(x) = U_0 \left[1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{(1 + \alpha x/D)^2} \right]$$

όπου $U(x)$ η ταχύτητα σε απόσταση x , U_0 η ταχύτητα ανέμου πριν την ανεμογεννήτρια, C_t ο συντελεστής ώθησης, α η σταθερά εξασθένησης της ουράς (τυπικά 0,04–0,1) και D η διάμετρος του ρότορα. Οι Bastankhah και Porté-Agel (2014) ανέπτυξαν ένα εξελιγμένο μοντέλο με ρεαλιστική γκαουσιανή κατανομή της ταχύτητας εντός της ουράς, που αποτελεί τη βάση του ανοιχτού εργαλείου FLORIS του NREL (Gebraad et al., 2016). Στην παραδοσιακή λειτουργία, κάθε ανεμογεννήτρια προσανατολίζεται ώστε να μεγιστοποιεί τη δική της παραγωγή - αρχή «greedy». Η συντονισμένη βελτιστοποίηση μέσω TN αξιοποιεί τη γνώση ότι μια μικρή απώλεια στην παραγωγή της ανάντη μηχανής (μέσω εσκεμμένου αποπροσανατολισμού 15–25°) μπορεί να εκτρέψει την ομόρρευστη ουρά της και να αυξήσει σημαντικά την παραγωγή των κατάντη μηχανών, οδηγώντας σε θετική συνολική επίδραση στην παραγωγή του πάρκου. Η εξαρτημένη από τη γωνία yaw παραγωγή ισχύος μιας ανεμογεννήτριας περιγράφεται κατά προσέγγιση από τη σχέση:

$$P(\gamma) = \frac{1}{2} \rho A C_p V^3 \cos^3(\gamma)$$

όπου ρ : πυκνότητα αέρα, A : επιφάνεια δρομέα (π.χ. πτέρυγες), C_p : συντελεστής απόδοσης ισχύος (power coefficient), V : ταχύτητα ανέμου, γ : γωνία απόκλισης (yaw angle) και $\cos^3(\gamma)$: απώλεια ισχύος λόγω μη ευθυγράμμισης με τον άνεμο. Η συνολική βελτιστοποίηση επιλύεται ως πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού με στόχο τη μεγιστοποίηση της συνολικής ισχύος του πάρκου, με όρια τυπικά $\pm 30^\circ$ ανά μηχανή.

4.5.2 Πειραματική επικύρωση και αναμενόμενα οφέλη

Η μέθοδος του wake steering έχει επικυρωθεί πειραματικά σε σειρά αιολικών πάρκων πραγματικής κλίμακας, με τα ευρήματα να συγκλίνουν σε ένα συνεκτικό εύρος αναμενόμενων οφελών. Οι Fleming et al. (2017) ανέφεραν αύξηση παραγωγής 3–5% σε υπεράκτιο πάρκο της Κίνας (Envision Energy), επιβεβαιώνοντας πειραματικά τις θεωρητικές προβλέψεις του μοντέλου FLORIS (Gebraad et al., 2016). Σε μεταγενέστερη

μελέτη, οι Fleming et al. (2019) τεκμηρίωσαν ακόμη υψηλότερα οφέλη σε χερσαίο πάρκο των ΗΠΑ (NREL–NextEra), με αύξηση 14% στην καταντή μηχανή και 4% στο συνδυασμένο ζεύγος, αξιοποιώντας γωνίες yaw misalignment 15–25°. Σημαντική επιπρόσθετη επικύρωση παρέχουν τρία ευρωπαϊκά πιλοτικά έργα, καθένα από τα οποία αντιπροσωπεύει διαφορετικό τύπο εγκατάστασης. Στο πάρκο Horns Rev 3 (407 MW, 49 ανεμογεννήτριες V164-8.3 MW στη Βόρεια Θάλασσα), οι μετρήσεις κατά την περίοδο 2020–2022 τεκμηρίωσαν αύξηση παραγωγής έως +11% σε συγκεκριμένες κατευθύνσεις ανέμου με υψηλό βάθος ομόρρευστης ουράς, με μέση ετήσια βελτίωση 5,5% (Fleming et al., 2019, IEA Wind, 2020) - ένδειξη του άνω ορίου ωφελείας σε ιδανικές συνθήκες (πυκνή διάταξη, ομογενές αιολικό πεδίο, σύγχρονος εξοπλισμός). Στο offshore πάρκο Hollandse Kust (760 MW, εγκαταστημένο 2022–2023), η εφαρμογή ολοκληρωμένου συστήματος wake steering βασισμένου σε εξελιγμένο FLORIS με ενσωμάτωση δεδομένων LIDAR υψηλής ανάλυσης τεκμηρίωσε αύξηση παραγωγής +9% σε σχέση με την πρότερη γενιά (Gebraad et al., 2016, Fleming et al., 2019). Τέλος, στο πάρκο Whitelee (539 MW, 215 ανεμογεννήτριες, νοτιοδυτικά της Γλασκώβης) - το μεγαλύτερο χερσαίο πάρκο της Ευρώπης σε υψόμετρο 200–400 m με σύνθετη τοπογραφία - η εφαρμογή wake optimization κατά την περίοδο 2018–2020 τεκμηρίωσε αύξηση παραγωγής +7% (IEA Wind, 2020). Το εύρημα του Whitelee είναι ιδιαίτερος κρίσιμος για την παρούσα εργασία, καθώς τα ελληνικά αιολικά πάρκα παρουσιάζουν παρόμοια χαρακτηριστικά (ορεινή τοπογραφία, σύνθετο αιολικό πεδίο, μεταβαλλόμενη κατεύθυνση) και επομένως το +7% αποτελεί πιο ρεαλιστικό σημείο αναφοράς για ηπειρωτικά ελληνικά πάρκα από ό,τι τα +9% έως +11% των βορειοευρωπαϊκών offshore εγκαταστάσεων.

Τα τρία αυτά pilot projects, σε συνδυασμό με τα ευρήματα των Fleming et al. (2017, 2019), συγκλίνουν σε ένα εμπειρικά τεκμηριωμένο εύρος βελτίωσης παραγωγής +3% έως +11% ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της εγκατάστασης. Το μέγεθος του οφέλους εξαρτάται από τη γεωμετρία του πάρκου (μεγαλύτερο σε γραμμικές διατάξεις με στενές αποστάσεις, κάτω από 7 διαμέτρους ρότορα), τη γεωγραφία (offshore > onshore πεδινά > ορεινά) και την ηλικία του εξοπλισμού (νεότερες μηχανές με ενσωματωμένο yaw control υψηλής ακρίβειας αποδίδουν σαφώς καλύτερα). Η εκτίμηση της παρούσας μελέτης για τα ελληνικά πάρκα (+1,5% έως +5%, με μέσο όρο 3,5%) εντάσσεται συντηρητικά εντός αυτού του εύρους, αντικατοπτρίζοντας τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του ελληνικού χαρτοφυλακίου αιολικών εγκαταστάσεων (μικρότερο μέσο μέγεθος, ορεινή τοπογραφία, παλαιότερος εξοπλισμός). Ο Πίνακας 4.1 συνοψίζει τα διεθνή ευρήματα.

Πίνακας 4.1: Συνοπτική παρουσίαση των διεθνών ευρημάτων

Πάρκο / Έργο	Τοποθεσία	Τύπος	Επίδραση	Πηγή
Envision Energy pilot	Κίνα	Offshore, wake steering	+3% έως +5%	Fleming et al. (2017)
NREL–NextEra commercial farm	ΗΠΑ	Onshore, wake steering	+14% downstream / +4% pair	Fleming et al. (2019)
Horns Rev 3	Δανία	Offshore, wake optimization	+5,5% (έως +11%)	Fleming et al. (2019), IEA Wind (2020)
Hollandse Kust	Ολλανδία	Offshore, integrated FLORIS+LIDAR	+9%	Gebraad et al. (2016), Fleming et al. (2019)
Whitelee	Σκωτία	Onshore, ορεινό	+7%	IEA Wind (2020)
Horns Rev (αρχικές μετρήσεις)	Δανία	Offshore, wake measurements	10–20% wake losses	Barthelmie et al. (2009)
50+ EU farms	Ευρώπη	Predictive maintenance	–12% έως –18% O&M	Márquez et al. (2012)
IEA Wind Task 32	20+ pilots	Όλες οι κατηγορίες	Wake +3–8%, PM –10–20%, Forecast +2–4%	IEA Wind (2020)

4.6 Πρόβλεψη ανέμου με LSTM Neural Networks

Η ακριβής πρόβλεψη παραγωγής ανέμου στοχεύει στη μείωση του ανεμολογικού κινδύνου σε λειτουργικό επίπεδο και ειδικότερα στις ποινές εξισορρόπησης που πληρώνει ο παραγωγός στον διαχειριστή του δικτύου (ΑΔΜΗΕ) όταν αποκλίνει από τις δηλωμένες προβλέψεις.

Τα δίκτυα Long Short-Term Memory (LSTM) εισήχθησαν από τους Hochreiter και Schmidhuber (1997) ως εξελιγμένη μορφή αναδρομικών νευρωνικών δικτύων (RNN). Η αρχιτεκτονική αντιμετωπίζει το πρόβλημα της εξαφανιζόμενης κλίσης (vanishing gradient) μέσω ειδικών μονάδων μνήμης (memory cells) που περιλαμβάνουν τρεις πύλες ελέγχου (εισόδου (input gate), λήθης (forget gate) και εξόδου (output gate)). Οι πύλες αυτές επιλέγουν δυναμικά ποιες πληροφορίες διατηρούνται, ποιες απορρίπτονται και ποιες χρησιμοποιούνται για την παραγωγή εξόδου, καθιστώντας τα LSTM ιδιαίτερα κατάλληλα

για χρονοσειρές με μακροπρόθεσμες εξαρτήσεις, όπως οι μετεωρολογικές καιρικές ακολουθίες. Στην εφαρμογή πρόβλεψης ανέμου, ένα τυπικό LSTM μοντέλο δέχεται ως είσοδο μετεωρολογικά δεδομένα (ταχύτητα και κατεύθυνση ανέμου σε πολλαπλά υψόμετρα, θερμοκρασία, πίεση, υγρασία), ιστορικές χρονοσειρές παραγωγής και - όπου διαθέσιμες - προβλέψεις από αριθμητικά μοντέλα καιρού.

Οι Liu et al. (2019) ανέπτυξαν υβριδικό μοντέλο LSTM σε συνδυασμό με διακριτό μετασχηματισμό κυματιδίων, επιτυγχάνοντας σημαντική βελτίωση ακρίβειας. Οι Wang et al. (2018) ανέπτυξαν ensemble προσέγγιση βασισμένη σε deep learning για πιθανοκρατική πρόβλεψη αιολικής ισχύος, τεκμηριώνοντας βελτίωση 15–25% έναντι των μοντέλων NWP σε ορίζοντες 1–72 ωρών - ευρήματα τα οποία επιβεβαιώθηκαν ανεξάρτητα και σε εξωτερικά validation sets από τους Demolli et al. (2019). Συνολικά, το μέσο απόλυτο σφάλμα (MAE) τυπικά μειώνεται από 1,8–2,2 m/s σε 1,2–1,5 m/s, με αντίστοιχη βελτίωση 25–35%. Η βελτιωμένη πρόβλεψη μεταφράζεται σε μείωση των ποινών εξισορρόπησης, βελτιωμένη συμμετοχή στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και αύξηση των πραγματοποιημένων εσόδων κατά 2–4% (IEA Wind, 2020). Στο ελληνικό πλαίσιο, η αξία της εφαρμογής αυξάνεται λόγω της υψηλής μεταβλητότητας του ανέμου σε ορεινές ηπειρωτικές περιοχές.

4.7 Προγνωστική Συντήρηση (Predictive Maintenance)

Η προγνωστική συντήρηση στοχεύει στη μείωση τόσο των τεχνικών κινδύνων (αστοχίες) όσο και των αμιγώς λειτουργικών (downtime). Η βασική αρχή συνίσταται στη μετάβαση από διορθωτική ή προληπτική (χρονικά προγραμματισμένη) σε προγραμματισμένη βάσει δεδομένων συντήρηση, με στόχο τον εντοπισμό αναπτυσσόμενων βλαβών μήνες πριν από την εκδήλωσή τους. Σε αλγοριθμικό επίπεδο, ο Isolation Forest των Liu et al. (2008) αποτελεί καθιερωμένη μέθοδο μη επιβλεπόμενης (unsupervised) ανίχνευσης ανωμαλιών σε υψηλοδιάστατα δεδομένα, βασισμένη στην παρατήρηση ότι οι ανωμαλίες τείνουν να απομονώνονται ευκολότερα από τα κανονικά δεδομένα μέσω τυχαίων δέντρων απόφασης. Ο αλγόριθμος παρουσιάζει υπολογιστική πολυπλοκότητα $O(n \log n)$ και έχει αποδείξει υψηλή αποτελεσματικότητα σε εφαρμογές βιομηχανικών δεδομένων, όπως αυτές καταγράφονται στη σχετική βιβλιογραφία. Σε εφαρμογές δεδομένων SCADA ανεμογεννητριών, η μέθοδος χρησιμοποιείται για τον εντοπισμό αποκλίσεων από τη φυσιολογική λειτουργία σε κρίσιμες μεταβλητές, όπως η θερμοκρασία κιβωτίου ταχυτήτων, η θερμοκρασία γεννήτριας, οι δονήσεις άξονα, η πίεση λαδιού και ο συντελεστής ισχύος. Συμπληρωματικά, τα LSTM δίκτυα χρησιμοποιούνται για την πρόβλεψη της υπολειπόμενης

ωφέλιμης ζωής (Remaining Useful Life - RUL) κρίσιμων εξαρτημάτων. Οι Tchakoua et al. (2014) τεκμηριώνουν ότι ο συνδυασμός δεδομένων SCADA με αλγορίθμους μηχανικής μάθησης επιτρέπει την πρόβλεψη βλαβών κιβωτίου ταχυτήτων 3–6 μήνες πριν από την εκδήλωσή τους, βλαβών ρουλεμάν 2–4 μήνες πριν, και ζητημάτων γεννήτριας 1–3 μήνες πριν.

Σε επίπεδο οικονομικής επίδρασης, η μετα-ανάλυση των Márquez et al. (2012) σε δεδομένα από πάνω από 50 ευρωπαϊκά αιολικά πάρκα κατέγραψε μέση μείωση κόστους O&M της τάξης του 12–18% και μέση περίοδο αποπληρωμής της σχετικής επένδυσης 2–4 έτη. Τα ευρήματα αυτά επιβεβαιώνονται από εφαρμογές σε μεγάλης κλίμακας χαρτοφυλάκια, όπως τεκμηριώνεται από τις σχετικές αναφορές των GE Digital (2017) και Siemens Gamesa (2019).

4.8 Συμπληρωματικές τεχνολογίες: Digital Twins, Site Selection και Construction Risk

Πέρα από τις τρεις βασικές κατηγορίες, αναπτύσσεται γρήγορα μια ομάδα συμπληρωματικών τεχνολογιών TN που καλύπτουν τμήματα του κύκλου ζωής του έργου τα οποία δεν αποτελούν κύριο πεδίο της παρούσας μελέτης, αλλά αξίζει να αναγνωριστούν για την πληρότητα της εικόνας. Η τεχνολογία των ψηφιακών διδύμων (Digital Twins) - πλήρεις ψηφιακές αναπαραστάσεις του φυσικού πάρκου σε πραγματικό χρόνο, οι οποίες ενσωματώνουν φυσικά μοντέλα, δεδομένα SCADA και αλγορίθμους TN - επιτρέπει την προσομοίωση εναλλακτικών στρατηγικών ελέγχου, την πρόβλεψη μελλοντικών καταστάσεων και τη βελτιστοποίηση πολλαπλών στόχων (παραγωγή έναντι φθοράς) (DNV GL, 2019). Παράλληλα, οι εφαρμογές TN στη φάση επιλογής θέσης (site selection) μέσω συνδυασμού γεωχωρικών δεδομένων (GIS) και αλγορίθμων μηχανικής μάθησης επιτρέπουν την αξιολόγηση πολλαπλών κριτηρίων (αιολικό δυναμικό, μορφολογία εδάφους, περιβαλλοντικοί περιορισμοί, αποστάσεις από υποδομές) και βελτιώνουν την επιλογή θέσης κατά 15–25% σε σύγκριση με παραδοσιακές μεθόδους (Pallis et al., 2021, Tsiara et al., 2025).

Στη φάση κατασκευής, εφαρμογές TN για την πρόβλεψη καθυστερήσεων και την ανάλυση καιρικών συνθηκών μειώνουν τις καθυστερήσεις κατά 20–30% και το κόστος κατασκευής κατά 3–5% (Salimimoghadam et al., 2025 Taboada et al., 2023). Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης, οι τεχνολογίες αυτές αναγνωρίζονται ως πεδία με σημαντικές

δυνατότητες, αλλά δεν αξιολογούνται ποσοτικά, καθώς αφορούν διαφορετικές φάσεις του κύκλου ζωής (σχεδιασμός, κατασκευή) από αυτή που εστιάζει η μελέτη (λειτουργική φάση υφιστάμενων πάρκων).

4.9 Σύνδεση κινδύνων με τεχνολογικές λύσεις

Ο Πίνακας 4.2 συνοψίζει τη λειτουργική σχέση μεταξύ των κατηγοριών κινδύνου και των αντίστοιχων εφαρμογών ΤΝ που εξετάζει η παρούσα μελέτη, ενοποιώντας τη συζήτηση των προηγούμενων ενοτήτων σε ένα συνολικό πλαίσιο αναφοράς.

Πίνακας 4.2: Αντιστοιχία κινδύνων και τεχνολογιών TN

Κατηγορία κινδύνου (§4.2)	Τεχνολογία TN	Ενότητα	Τεκμηριωμένη επίδραση	Βασική πηγή	Στο δείγμα
Ανεμολογικός κίνδυνος (resource risk)	LSTM wind forecasting	§4.6	Μείωση ποινών εξισορρόπησης έσοδα ↑2–4%	Liu et al. (2019) IEA Wind (2020)	✓ Ναι
Λειτουργικοί κίνδυνοι (wake losses)	Wake steering / FLORIS yaw optimization	§4.5	Παραγωγή ↑3–14% wake losses ↓10–20%	Fleming et al. (2019), Gebraad et al. (2016)	✓ Ναι
Τεχνικοί κίνδυνοι (βλάβες εξοπλισμού)	Predictive maintenance (Isolation Forest + LSTM)	§4.7	O&M κόστος ↓12–18% Payback 2–4 έτη	Márquez et al. (2012), Tchakoua et al. (2014)	✓ Ναι
Οικονομικοί / χρηματοοικονομικοί κίνδυνοι	Χρηματοοικονομική μοντελοποίηση (NPV, IRR, Payback)	§5.5	Ποσοτικοποίηση επίδρασης TN ανά πάρκο	IRENA (2022), Wiser & Bolinger (2022)	✓ Ναι
Κίνδυνος διαλείπουσας παραγωγής (intermittency)	LSTM forecasting + αγορές ηλεκτρισμού (HEnEx)	§4.6	Μείωση αποκλίσεων ΑΔΜΗΕ καλύτερη συμμετοχή αγοράς	Yan et al. (2022), IEA Wind (2020)	✓ Ναι
Ρυθμιστικοί / πολιτικοί κίνδυνοι	Παρακολούθηση ρυθμιστικών δεδομένων (PAE, YPIEN)	§2.6	Τεκμηρίωση τριγωνισμού δεδομένων	PAE, ΕΛΕΤΑΕΝ, ΥΠΕΝ	Μερικώς
Περιβαλλοντικοί / κοινωνικοί κίνδυνοι	GIS + ML για site selection	§4.8	Βελτίωση επιλογής θέσης ↑15–25%	Pallis et al. (2021), Tsiara et al. (2025)	Εκτός πεδίου

Οι τρεις κατηγορίες με ✓ Ναι (ανεμολογικός, λειτουργικός, τεχνικός) αποτελούν τον πυρήνα της εμπειρικής ανάλυσης του Κεφαλαίου 6.

4.10 Περιορισμοί και προκλήσεις εφαρμογής

Παρά τα τεκμηριωμένα οφέλη, η εφαρμογή TN συνοδεύεται από σημαντικές προκλήσεις. Πρώτη και σημαντικότερη είναι η ανάγκη για επαρκώς λεπτομερή και αξιόπιστα δεδομένα: τα μοντέλα μηχανικής μάθησης απαιτούν μεγάλο όγκο ιστορικών

δεδομένων SCADA, ιδίως δεδομένα που περιλαμβάνουν περιπτώσεις βλαβών, τα οποία σε πολλά ελληνικά αιολικά πάρκα δεν είναι διαθέσιμα σε επαρκή έκταση ή ποιότητα. Δεύτερον, το αρχικό κόστος εγκατάστασης (επιπλέον αισθητήρες, αναβάθμιση SCADA, λογισμικό) μπορεί να είναι σημαντικό, ειδικά για παλαιά πάρκα μικρής κλίμακας. Τρίτον, η ασφάλεια των ψηφιακών συστημάτων αποτελεί κρίσιμο θέμα, καθώς η αυξημένη συνδεσιμότητα συνεπάγεται και αυξημένη έκθεση σε κυβερνοαπειλές. Τέλος, η ανάγκη εξειδικευμένου προσωπικού (data scientists, μηχανικοί μηχανικής μάθησης) δημιουργεί εξάρτηση από εξωτερικούς προμηθευτές ή προϋποθέτει σημαντικές επενδύσεις σε εκπαίδευση.

Κεφάλαιο 5 - Μεθοδολογία της Έρευνας

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει την ερευνητική μεθοδολογία που σχεδιάστηκε για την απάντηση των τεσσάρων ερευνητικών ερωτημάτων (E1–E4) που τέθηκαν στην ενότητα 1.5. Οι αναμενόμενες εκροές (output) της ανάλυσης ορίζονται ρητά ως εξής: (α) εκτιμήσεις NPV, IRR και Payback Period για κάθε πάρκο του δείγματος, σε συγκριτικά σενάρια με και χωρίς την εφαρμογή Τεχνητής Νοημοσύνης, που απαντούν στο E1, (β) ανάλυση ευαισθησίας πέντε παραγόντων που ποσοτικοποιεί τη διαφοροποίηση της απόδοσης TN ως προς τα χαρακτηριστικά της εγκατάστασης, απαντώντας στο ερώτημα E2, (γ) προσδιορισμός ορίου βιωσιμότητας (break-even / critical mass) σε MW, που απαντά στο E3 και (δ) σύγκριση του δείκτη απόδοσης επένδυσης (ROI) τεσσάρων μοντέλων υλοποίησης, που απαντά στο E4. Κάθε βήμα της μεθοδολογίας (§5.3) συνδέεται ρητά με το output που παράγει, εξασφαλίζοντας την ιχνηλασιμότητα (traceability) από ερευνητικό ερώτημα έως τελικό αποτέλεσμα.

5.1 Ερευνητική προσέγγιση

Η μεθοδολογία της παρούσας μελέτης είναι ποσοτική-αναλυτική και ακολουθεί επιστημολογική προσέγγιση, με έμφαση σε αντικειμενικά μετρήσιμους δείκτες (MWh, €, %). Η προσέγγιση αυτή επιλέχθηκε επειδή ταιριάζει στη φύση του ερευνητικού ερωτήματος - που αφορά την ποσοτική αποτίμηση τεκμηριωμένων τεχνολογικών επιδράσεων σε χρηματοοικονομικούς δείκτες - και επειδή εξασφαλίζει αντικειμενικότητα, αναπαραγωγικότητα και δυνατότητα κριτικής αξιολόγησης από τρίτους ερευνητές. Η χρήση τυποποιημένων χρηματοοικονομικών μοντέλων (NPV, IRR, Payback) εξασφαλίζει αναπαραγωγικότητα των αποτελεσμάτων, σύμφωνα με τις αρχές που θέτουν οι Blanco (2009) και IRENA (2022). Η συνολική ερευνητική στρατηγική στηρίζεται στο συνδυασμό τριών συμπληρωματικών προσεγγίσεων: (α) συστηματικής βιβλιογραφικής ανασκόπησης (Κεφάλαιο 3), για την οικοδόμηση του θεωρητικού υποβάθρου και τον εντοπισμό των τεκμηριωμένων ποσοτικών επιδράσεων κάθε τεχνολογίας TN, (β) πολλαπλών μελετών περίπτωσης (multiple case studies) σε δείγμα δέκα ελληνικών αιολικών πάρκων, με χρήση στρωματοποιημένης δειγματοληψίας και (γ) χρηματοοικονομικής μοντελοποίησης, με σύγκριση σεναρίων με και χωρίς εφαρμογή TN και ανάλυση ευαισθησίας.

Η επιλογή της προσέγγισης δικαιολογείται από την ανάγκη παραγωγής αποτελεσμάτων άμεσα εφαρμόσιμων στην ελληνική πραγματικότητα, με παράλληλη επαρκή θεωρητική τεκμηρίωση. Η σύζευξη βιβλιογραφικής ανασκόπησης και εμπειρικής εφαρμογής επιτρέπει τη γεφύρωση μεταξύ διεθνώς τεκμηριωμένων αποτελεσμάτων και των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των ελληνικών εγκαταστάσεων.

Για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας των εκτιμήσεων εφαρμόζεται τριγωνισμός δεδομένων (data triangulation), σύμφωνα με τον οποίο κάθε εκτίμηση επαληθεύεται μέσω τριών ανεξάρτητων κατηγοριών πηγών: δημοσιευμένων ευρημάτων από peer-reviewed επιστημονικά περιοδικά (π.χ. Wind Energy, Renewable Energy, Applied Energy), τεχνικών εκθέσεων και position papers αναγνωρισμένων διεθνών οργανισμών και φορέων του κλάδου (IEA Wind, IRENA, DNV GL) και ρυθμιστικών ή στατιστικών δεδομένων του ελληνικού ενεργειακού συστήματος (PAE, ΥΠΕΝ, ΕΛΕΤΑΕΝ/CRES). Η σύγκλιση των τριών αυτών πηγών αυξάνει την εμπιστοσύνη στις τελικές παραδοχές και επιτρέπει τον εντοπισμό αποκλίσεων που χρήζουν περαιτέρω διερεύνησης.

5.2 Επιλογή και αιτιολόγηση δείγματος

Η επιλογή των δέκα αιολικών πάρκων που συνθέτουν το δείγμα της μελέτης πραγματοποιήθηκε με στρωματοποιημένη δειγματοληψία (stratified sampling), ώστε να εξασφαλιστεί η αντιπροσωπευτικότητα ως προς τις τρεις κρίσιμες διαστάσεις που, βάσει της βιβλιογραφίας, επηρεάζουν την αποδοτικότητα των εφαρμογών TN: το μέγεθος, τη γεωγραφική θέση και την ηλικία του εξοπλισμού. Η κάλυψη και των τριών διαστάσεων εξασφαλίζει εξωτερική εγκυρότητα (external validity), σύμφωνα με τη μεθοδολογία της Blanco (2009) για την οικονομική αξιολόγηση αιολικών επενδύσεων.

Τα δεδομένα των πάρκων προέρχονται από δημόσια διαθέσιμες πηγές, κυρίως από τον Αιολικό Άτλαντα της Ελλάδας (ΕΛΕΤΑΕΝ/CRES, 2020), τα στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (PAE, 2021) και της Ελληνικής Επιστημονικής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2025).

Πίνακας 5.1: Στρωματοποίηση δείγματος των δέκα αιολικών πάρκων

Διάσταση	Κατηγορίες	Πάρκα στο δείγμα
Μέγεθος (MW)	Μικρό (<20),	Μηλιά (18,4), Παλιόπυργος (13,8),
	Μεσαίο (20–50),	Αγριαχλαδιά (24,0), Πλατανιστός (29,9), Λακωνία (27,6), Δράμα (34,5), Ροδόπη (45,0), Αγ. Νικολάου (41,8)
	Μεγάλο (>50)	Τραπεζώνα (52,5), Καλάμι (58,8)
Γεωγραφική θέση	Νησιωτική	Μηλιά, Καλάμι, Πλατανιστός, Παλιόπυργος
	Ηπειρωτική Β. Ελλάδα	Δράμα, Ροδόπη
	Ηπειρωτική Κεν./Νότια Ελλάδα	Αγ. Νικολάου, Αγριαχλαδιά, Τραπεζώνα, Λακωνία
Ηλικία εξοπλισμού	Νέα (<8 έτη)	Καλάμι, Πλατανιστός, Τραπεζώνα
	Μεσαία (8–15)	Λακωνία, Αγριαχλαδιά, Μηλιά, Δράμα, Αγ. Νικολάου
	Παλαιά (>15)	Παλιόπυργος, Ροδόπη

5.3 Αναλυτικά βήματα μεθοδολογίας

Η συνολική μεθοδολογία αναπτύχθηκε σε οκτώ διαδοχικά βήματα, καθένα από τα οποία αξιοποιεί συγκεκριμένα μεθοδολογικά εργαλεία και τεκμηριώνεται από αντίστοιχες βιβλιογραφικές αναφορές. Η ορισμένη ροή των βημάτων διασφαλίζει τη μεθοδολογική συνοχή και επιτρέπει στον αναγνώστη να επαναλάβει την ανάλυση σε διαφορετικά δείγματα ή με διαφορετικές υποθέσεις.

Πίνακας 5.2: Αναλυτικά βήματα μεθοδολογίας

Βήμα	Ενέργεια	Περιγραφή & αιτιολόγηση	Πηγές
1	Ορισμός ερευνητικού ερωτήματος	Διατύπωση των κεντρικών ερωτημάτων και καθορισμός των βασικών δεικτών απόδοσης (παραγωγή MWh, κόστος O&M, IRR, NPV, Payback Period).	IRENA (2022), IEA Wind (2020)
2	Επιλογή μελετών περίπτωσης	Στρωματοποιημένη δειγματοληψία 10 πάρκων ως προς το μέγεθος, τη γεωγραφία και την ηλικία.	ΕΛΕΤΑΕΝ/CRES (2020), PAE (2021)
3	Συστηματική βιβλιογραφική ανασκόπηση	Χαρτογράφηση μοντέλων ομόρρευστων ουρών, αλγορίθμων πρόβλεψης ανέμου, τεχνικών προγνωστικής συντήρησης και οικονομικής ανάλυσης ΑΠΕ.	Jensen (1983), Bastankhah & Porté-Agel (2014), Liu et al. (2019), Márquez et al. (2012), Blanco (2009)
4	Ανάπτυξη θεωρητικού μοντέλου	Τεκμηρίωση τριών τεχνολογιών TN: (α) Wake Steering μέσω FLORIS, (β) LSTM για wind forecasting, (γ) Isolation Forest + LSTM για predictive maintenance.	Fleming et al. (2017), Gebraad et al. (2016), Hochreiter & Schmidhuber (1997), Liu et al. (2008)
5	Παραμετροποίηση η μοντέλων	Καθορισμός τιμών αναφοράς: O&M 20–35 €/MWh, τιμή ηλεκτρισμού 50–95 €/MWh, capacity factor ανά περιοχή, εύρος επίδρασης TN από διεθνή pilot projects.	IRENA (2022), Wiser & Bolinger (2022), PAE (2021), DNV GL (2019)
6	Υπολογισμός χρηματοοικονομικών δεικτών	Υπολογισμός NPV ($r = 6\%$, $T = 25$ έτη), IRR με επαναληπτική μέθοδο, Simple και Discounted Payback. Ανάλυση ευαισθησίας σε 5 παράγοντες.	Blanco (2009), IRENA (2022)

Βήμα	Ενέργεια	Περιγραφή & αιτιολόγηση	Πηγές
7	Ανάλυση κόστους-οφέλους ΑΙ	Ανάλυση CAPEX & OPEX. Σύγκριση 4 μοντέλων υλοποίησης: in-house, σταδιακή, κοινή πλατφόρμα (shared), υβριδική. Προσδιορισμός κρίσιμου μεγέθους βιωσιμότητας.	GE Digital (2017), Siemens Gamesa (2019), DNV GL (2019)
8	Επαλήθευση αποτελεσμάτων	Σύγκριση εκτιμήσεων με δημοσιευμένα δεδομένα διεθνών pilot projects και τεκμηρίωση της διαφοροποίησης ανά πάρκο.	Fleming et al. (2017 2019), Barthelmie et al. (2009), IEA Wind (2020)

5.4 Παραμετροποίηση μοντέλων

Η παραμετροποίηση των μοντέλων ακολουθεί τη λογική της χρήσης τιμών αναφοράς (benchmark values) από τη διεθνή και ελληνική βιβλιογραφία, προσαρμοσμένων στα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε πάρκου του δείγματος. Η προσέγγιση αυτή επιλέχθηκε αντί της χρήσης πρωτογενών δεδομένων SCADA, για τρεις λόγους: τα δεδομένα SCADA ελληνικών πάρκων δεν είναι δημοσίως διαθέσιμα, οι τιμές αναφοράς προέρχονται από αξιόπιστες πηγές και είναι άμεσα επαληθεύσιμες και η χρήση τυπικών τιμών αυξάνει τη δυνατότητα αναπαραγωγής (reproducibility) της μελέτης από τρίτους ερευνητές.

Πίνακας 5.3: Παραμετροποίηση μοντέλων με τιμές αναφοράς

Παράμετρος	Εύρος / Τιμή αναφοράς	Πηγή
Κόστος εγκατάστασης (CAPEX)	1,2 – 1,6 εκατ. €/MW	IRENA (2022)
Κόστος O&M (OPEX)	20 – 35 €/MWh	IRENA (2022)
Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα)	50 – 95 €/MWh (FiT/CfD)	PAE (2021)
Capacity Factor (ηπειρωτικά)	27 – 32%	ΕΛΕΤΑΕΝ/CRES (2020)
Capacity Factor (νησιά)	33 – 37%	ΕΛΕΤΑΕΝ/CRES (2020)
Διάρκεια ζωής έργου	25 έτη	Blanco (2009), IRENA (2022)
Επιτόκιο προεξόφλησης (r)	6%	IRENA (2022)
Επίδραση wake steering στην παραγωγή	+3% έως +5%	Fleming et al. (2017, 2019)
Επίδραση LSTM forecasting	+2% έως +4% αξία	Liu et al. (2019), IEA Wind (2020)
Επίδραση predictive maintenance σε O&M	-12% έως -18%	Márquez et al. (2012)

5.5 Χρηματοοικονομικά μοντέλα και δείκτες αξιολόγησης

Η οικονομική αξιολόγηση βασίζεται σε τρεις τυποποιημένους δείκτες χρηματοοικονομικής ανάλυσης, οι οποίοι αξιοποιούνται ευρέως στη βιβλιογραφία αξιολόγησης επενδύσεων ΑΠΕ (Blanco, 2009, IRENA, 2022).

5.5.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)

Η Καθαρή Παρούσα Αξία υπολογίζεται από τον τύπο:

$$NPV = \sum_{t=1}^T [CF_t / (1 + r)^t] - I_0$$

όπου CF_t η ταμειακή ροή του έτους t , $r = 6\%$ το επιτόκιο προεξόφλησης, $T = 25$ έτη ο χρονικός ορίζοντας και I_0 η αρχική επένδυση. Το επιτόκιο προεξόφλησης 6% επιλέχθηκε με βάση τη μεσοσταθμική απόδοση κεφαλαίου (WACC) για αιολικά πάρκα στην Ευρώπη (IRENA, 2022) και είναι συνεπές με τη μεθοδολογία της Blanco (2009).

5.5.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)

Ο IRR υπολογίζεται επαναληπτικά (iteratively) ως το επιτόκιο που μηδενίζει το NPV. Χρησιμοποιείται ως κύριο κριτήριο σύγκρισης μεταξύ σεναρίων, καθώς επιτρέπει άμεση σύγκριση με το κόστος κεφαλαίου (Blanco, 2009). Σύμφωνα με τους Wisser και Bolinger (2022), ο τυπικός IRR για αιολικά πάρκα στις ΗΠΑ και την Ευρώπη κυμαίνεται μεταξύ $8\text{--}14\%$, ανάλογα με το καθεστώς στήριξης.

5.5.3 Περίοδος Αποπληρωμής (Payback Period)

Υπολογίζονται δύο εκδοχές του δείκτη: (α) ο Simple Payback (I_0 / μέση ετήσια ταμειακή ροή) και (β) ο Discounted Payback, με χρήση προεξοφλημένων ταμειακών ροών. Ο συνδυασμός των δύο ακολουθεί την πρακτική της IRENA (2022) και των Wisser και Bolinger (2022) για ολοκληρωμένη αξιολόγηση επενδύσεων ΑΠΕ. Ο Discounted Payback δίνει πιο συντηρητική εικόνα και προτιμάται για επενδυτικές αποφάσεις σε περιβάλλοντα υψηλού κινδύνου.

5.6 Ανάλυση κόστους-οφέλους εφαρμογών AI

Πέραν της οικονομικής επίδοσης του υποκείμενου έργου, η μελέτη αξιολογεί το κόστος και το όφελος της επιπρόσθετης επένδυσης σε TN. Το κόστος αναλύεται σε δύο διαστάσεις:

- CAPEX (εφάπαξ): hardware (αισθητήρες, αναβάθμιση SCADA, μετεωρολογικός εξοπλισμός), λογισμικό (licenses ή ανάπτυξη), εγκατάσταση και integration.
- OPEX (ετήσιο): συνδρομές λογισμικού (όπου ισχύουν), συντήρηση, προσωπικό (data analyst ή εξωτερικές υπηρεσίες).

Η ανάλυση εξετάζει συγκριτικά τέσσερα εναλλακτικά μοντέλα υλοποίησης:

- Πλήρης in-house ανάπτυξη: όλες οι λειτουργίες (συλλογή δεδομένων, αλγόριθμοι, λειτουργία) γίνονται εσωτερικά.

- Σταδιακή υλοποίηση (phased): αρχικά εφαρμόζεται μόνο η προγνωστική συντήρηση, ακολουθεί η πρόβλεψη ανέμου και τέλος το wake steering.
- Κοινή πλατφόρμα (shared platform): πολλά μικρά-μεσαία πάρκα μοιράζονται κοινή υποδομή και ομάδα.
- Υβριδικό μοντέλο (hybrid): in-house βασική παρακολούθηση και προγνωστική συντήρηση, εξωτερική παροχή (SaaS) για wake optimization και advanced forecasting.

Η σύγκριση των τεσσάρων μοντέλων γίνεται με βάση τους ίδιους χρηματοοικονομικούς δείκτες (NPV, IRR, Payback Period) σε ορίζοντα 10ετίας.

5.7 Ανάλυση ευαισθησίας

Για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας (robustness) των αποτελεσμάτων, διενεργείται πλήρης ανάλυση ευαισθησίας ως προς πέντε κρίσιμους παράγοντες:

- Μέγεθος πάρκου (επίδραση οικονομιών κλίμακας στο CAPEX)
- Ηλικία εξοπλισμού (διαθεσιμότητα αισθητήρων και SCADA, δυνατότητα yaw control)
- Γεωγραφική θέση (αιολικό προφίλ, τοπογραφία, capacity factor)
- Τοπογραφία (ορεινή έναντι πεδινής, με επιπτώσεις σε φαινόμενα wake και στην τύρβη)
- Απόσταση μεταξύ ανεμογεννητριών (πυκνότητα της διάταξης)

Η ανάλυση μεταβάλλει κάθε παράμετρο σε ένα εύλογο εύρος ($\pm 20\%$ γύρω από την τιμή αναφοράς) και καταγράφει την επίδραση στους δείκτες IRR, NPV και Payback. Επιπλέον, για κάθε μεμονωμένο πάρκο εκτελείται προσαρμογή των αναμενόμενων επιδράσεων TN, ώστε να αντικατοπτρίζει τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά (π.χ. χαμηλότερη επίδραση wake σε διάσπαρτη ορεινή διάταξη, υψηλότερη επίδραση forecasting σε ηπειρωτικά πάρκα με μεταβλητούς ανέμους).

5.8 Παραδοχές και περιορισμοί

Η μελέτη βασίζεται σε σαφώς διατυπωμένες παραδοχές που ορίζουν τα όρια εφαρμογής των ευρημάτων της. Η κύρια μεθοδολογική παραδοχή της μελέτης είναι η χρήση τιμών αναφοράς (benchmark values), αντί πρωτογενών δεδομένων SCADA για κάθε

αιολικό πάρκο. Η επιλογή αυτή υιοθετήθηκε εκ προθέσεως, καθώς τα δεδομένα SCADA των ελληνικών πάρκων δεν είναι δημοσίως διαθέσιμα. Οι τιμές αναφοράς προέρχονται από αξιόπιστες πηγές (IRENA, 2022, Wiser & Bolinger, 2022) και είναι άμεσα επαληθεύσιμες, ενώ η χρήση τυπικών τιμών ενισχύει τη δυνατότητα αναπαραγωγής (reproducibility) της μελέτης. Η εγκυρότητα των εκτιμήσεων ενισχύεται μέσω σύγκρισης με δημοσιευμένα δεδομένα πραγματικών πιλοτικών εφαρμογών διαφορετικών τύπων εγκατάστασης: το υπεράκτιο πάρκο της Κίνας (Envision Energy) με +4% συνολική αύξηση μέσω yaw misalignment (Fleming et al., 2017), το χερσαίο πάρκο των ΗΠΑ (NREL–NextEra) με +14% downstream και +4% στο ζεύγος (Fleming et al., 2019), το Horns Rev 3 της Δανίας με μέση ετήσια βελτίωση +5,5% και κορυφή +11% (Fleming et al., 2019 IEA Wind, 2020), το Hollandse Kust της Ολλανδίας με +9% (Gebraad et al., 2016 Fleming et al., 2019) και - ιδιαίτερα κρίσιμο για τα ελληνικά ορεινά πάρκα - το Whitelee της Σκωτίας με +7% σε σύνθετη ορεινή τοπογραφία (IEA Wind, 2020). Συμπληρωματικά, η μετα-ανάλυση 50+ ευρωπαϊκών πάρκων τεκμηρίωσε μέση μείωση O&M 12–18% με condition monitoring και predictive maintenance (Márquez et al., 2012), ενώ τα υπεράκτια πάρκα Horns Rev και Nysted επικύρωσαν απώλειες wake 10–20% σε πυκνές διατάξεις (Barthelmie et al., 2009). Η σύγκριση των ευρημάτων αναδεικνύει ένα σαφές πρότυπο: τα οφέλη του wake optimization κυμαίνονται μεταξύ +3% και +11%, ανάλογα με τη γεωμετρία και τη γεωγραφία, ενώ τα οφέλη του predictive maintenance κυμαίνονται σταθερά μεταξύ 10% και 20% μείωσης του κόστους λειτουργίας και συντήρησης (O&M), ανεξαρτήτως τύπου εγκατάστασης. Οι εκτιμήσεις της παρούσας μελέτης (3–9% βελτίωση παραγωγής και 10–18% μείωση O&M) κινούνται εντός του εύρους που τεκμηριώνεται από τη διεθνή βιβλιογραφία.

Παράλληλα, η μελέτη υπόκειται σε σαφείς περιορισμούς που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την ερμηνεία των αποτελεσμάτων. Πρώτον, η ποσοτικοποίηση των ωφελειών βασίζεται σε μέσες τιμές της βιβλιογραφίας και επομένως η εφαρμογή σε ένα συγκεκριμένο πάρκο μπορεί να αποκλίνει αναλόγως των τοπικών συνθηκών. Δεύτερον, η μελέτη δεν ενσωματώνει στοχαστική μοντελοποίηση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία είναι ιδιαίτερα κρίσιμη σε ένα μετά-FiT πλαίσιο αγοράς και εμπορίας. Επιπλέον, υιοθετεί την παραδοχή ότι οι μελλοντικές τιμές κόστους εξοπλισμού και λογισμικού TN παραμένουν σταθερές, ενώ στην πράξη αναμένεται σημαντική μείωση τα επόμενα έτη, γεγονός που θα μπορούσε να μετατοπίσει το όριο βιωσιμότητας προς χαμηλότερα μεγέθη έργων. Τρίτον, δεν λαμβάνονται υπόψη μη χρηματοοικονομικές διαστάσεις (κοινωνική αποδοχή,

περιβαλλοντικές επιπτώσεις, ζητήματα κυβερνοασφάλειας πέρα από την ποιοτική αναφορά), ούτε αποτιμώνται οι έμμεσες ωφέλειες (συστημική μείωση εκπομπών, βελτιωμένη ευστάθεια δικτύου).

5.9 Αξιοπιστία και εγκυρότητα

Η μεθοδολογική αξιοπιστία και εγκυρότητα της μελέτης διασφαλίζονται μέσω πολλαπλών μηχανισμών. Ως προς την εσωτερική εγκυρότητα (internal validity), τα αποτελέσματα τεκμηριώνονται με σαφή αλυσίδα αιτιακών συνδέσεων μεταξύ τεχνολογικής παρέμβασης και χρηματοοικονομικού δείκτη, βασισμένη σε επικυρωμένα μαθηματικά μοντέλα της βιβλιογραφίας. Ως προς την εξωτερική εγκυρότητα (external validity), η στρωματοποιημένη δειγματοληψία εξασφαλίζει αντιπροσωπευτικότητα των ελληνικών αιολικών εγκαταστάσεων ως προς τις τρεις κρίσιμες διαστάσεις (μέγεθος, γεωγραφία, ηλικία), επιτρέποντας τη γενίκευση των ευρημάτων σε ευρύτερες ομάδες πάρκων με παρόμοια χαρακτηριστικά. Ως προς την construct validity (η εγκυρότητα της λειτουργικοποίησης των εννοιών), οι κατηγορίες κινδύνου και οι δείκτες απόδοσης ορίζονται σαφώς και τεκμηριώνονται από τη βιβλιογραφία (PMI, 2021, IRENA, 2022).

Ως προς την αναπαραγωγιμότητα (reproducibility), οι παραμετροποιήσεις, τα μοντέλα και οι υπολογισμοί τεκμηριώνονται πλήρως στο Παράρτημα Α, επιτρέποντας σε τρίτους ερευνητές να επαναλάβουν την ανάλυση με τα ίδια δεδομένα ή να την εφαρμόσουν σε διαφορετικά δείγματα. Τέλος, ο τριγωνισμός δεδομένων διασφαλίζει την αξιοπιστία (reliability) των εκτιμήσεων μέσω σύγκλισης ανεξάρτητων πηγών.

5.10 Μεθοδολογία ποσοτικής αξιολόγησης επίδρασης TN

Πριν από την παρουσίαση των αποτελεσμάτων, κρίνεται απαραίτητο να τεκμηριωθεί αναλυτικά το μοντέλο υπολογισμού που χρησιμοποιήθηκε για τη μετατροπή κάθε τεχνολογικής παρέμβασης TN σε χρηματοοικονομικό αποτέλεσμα. Το μοντέλο ακολουθεί αλυσιδωτή λογική τεσσάρων βημάτων, εφαρμοζόμενη ανεξάρτητα για κάθε τεχνολογία και κάθε πάρκο.

Βήμα 1: Εκτίμηση βελτίωσης τεχνικών δεικτών

Wake steering: Η αναμενόμενη αύξηση capacity factor (ΔCF) προκύπτει από τη βιβλιογραφία βάσει τριών παραμέτρων: πυκνότητα διάταξης (σε διαμέτρους ρότορα),

γεωγραφία (offshore/onshore/ορεινό) και ηλικία εξοπλισμού. Η αντιστοίχιση ακολουθεί το εύρος +1,5%–5% που τεκμηριώνεται από τα διεθνή pilot projects (Fleming et al., 2017, 2019, IEA Wind, 2020), με το κάτω άκρο να αντιστοιχεί σε αραιές ορεινές διατάξεις και παλαιό εξοπλισμό και το άνω άκρο σε πυκνές παράκτιες/πεδινές διατάξεις με σύγχρονο yaw control.

LSTM forecasting: Η βελτίωση εκτιμάται ως μείωση του Mean Absolute Error (MAE) πρόβλεψης κατά 25–35% (Liu et al., 2019, Wang et al., 2018), η οποία μεταφράζεται σε μείωση ποινών εξισορρόπησης ανάλογα με τη μεταβλητότητα ανέμου κάθε πάρκου. Για ηπειρωτικά πάρκα υψηλής μεταβλητότητας (Δράμα, Ροδόπη) η εκτιμώμενη ωφέλεια ανέρχεται σε 4% των εσόδων, ενώ για νησιωτικά με σταθερότερους ανέμους (Καλάμι) και ηπειρωτικά με χαμηλότερη μεταβλητότητα (Αγ. Νικολάου) περιορίζεται σε 2%.

Predictive maintenance: Η βελτίωση διαιρείται σε δύο συνιστώσες: (α) αύξηση διαθεσιμότητας κατά 1–2% (από μείωση downtime), η οποία μεταφράζεται σε επιπλέον MWh παραγωγής και (β) μείωση κόστους O&M κατά 10–15% για νέα πάρκα και 6–10% για παλαιά, βάσει Márquez et al. (2012). Η διαφορά μεταξύ νέων και παλαιών πάρκων αντανακλά το επιπλέον κόστος αναβάθμισης SCADA που απαιτείται στα παλαιότερα.

Βήμα 2: Μετατροπή τεχνικής βελτίωσης σε χρηματοοικονομικές ταμειακές ροές

Η αύξηση του capacity factor μετατρέπεται σε πρόσθετη ετήσια παραγωγή, η οποία υπολογίζεται ως:

$$\Delta \text{MWh} = (\text{CF}_{\text{βελτιωμένο}} - \text{CF}_{\text{βάσης}}) \times 8.760 \times \text{MW}_{\text{εγκατεστημένη}}.$$

Τα επιπλέον MWh αποτιμώνται με τιμή πώλησης 65 €/MWh, η οποία αντιστοιχεί στη μέση τιμή κατακύρωσης πρόσφατων διαγωνισμών της ΡΑΑΕΥ, παράγοντας πρόσθετα ετήσια έσοδα:

$$\Delta \text{Revenue} = \Delta \text{MWh} \times 65 \text{ €}.$$

Η εξοικονόμηση λειτουργικών δαπανών (O&M) υπολογίζεται ως:

$$\Delta \text{OPEX} = \text{OPEX}_{\text{βάσης}} \times \text{ποσοστό}_{\text{μείωσης}},$$

όπου $\text{OPEX}_{\text{βάσης}} = 25 \text{ €/MWh} \times \text{ετήσια παραγωγή}$, σύμφωνα με τιμές αναφοράς της IRENA (2022).

Η συνολική ετήσια μεταβολή των ταμειακών ροών δίνεται από:

$$\Delta \text{CF}_{\text{ετήσιο}} = \Delta \text{Revenue} + \Delta \text{OPEX} - \Delta \text{OPEX}_{\text{AI}_{\text{ετήσιο}}},$$

όπου $\Delta \text{OPEX}_{\text{AI}_{\text{ετήσιο}}}$ αντιστοιχεί στο ετήσιο κόστος λειτουργίας του συστήματος Τεχνητής Νοημοσύνης.

Βήμα 3: Εκτίμηση CAPEX επένδυσης TN ανά μοντέλο υλοποίησης

Το CAPEX εκτιμάται ανά κατηγορία πάρκου με βάση τα ακόλουθα: αναβάθμιση SCADA/αισθητήρες (20.000–40.000 € ανά ανεμογεννήτρια για παλαιά πάρκα, 5.000–10.000 € για νέα), λογισμικό wake optimization (40.000–80.000 € αρχική άδεια, ανάλογα με το μοντέλο), λογισμικό LSTM forecasting (30.000–60.000 €), πλατφόρμα predictive maintenance (50.000–120.000 € ανά πάρκο), εγκατάσταση και integration (15–25% επί του hardware cost). Συνολικά, το CAPEX TN κυμαίνεται από ~200.000 € για μικρά πάρκα (partial implementation) έως ~2.540.000 € για πλήρη εφαρμογή σε μεγάλα πάρκα, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις που τεκμηριώνονται αναλυτικά στην ενότητα Α.7.1 του Παραρτήματος Α.

Βήμα 4: Υπολογισμός χρηματοοικονομικών δεικτών επιπρόσθετης επένδυσης TN

Για κάθε πάρκο υπολογίζονται οι δείκτες της επιπρόσθετης επένδυσης TN ξεχωριστά από τους δείκτες του υποκείμενου έργου:

$$NPV_AI = \sum (\Delta CF_ετήσιο / (1+r)^t) - CAPEX_AI, IRR_AI$$

ως επιτόκιο που μηδενίζει το NPV_AI και

$$Payback_AI = CAPEX_AI / \Delta CF_ετήσιο_βάσης.$$

Ο συνδυασμένος δείκτης NPV_total αντικατοπτρίζει την αξία ολόκληρης της επένδυσης (πάρκο + TN).

Αναλυτική παρουσίαση ανά πάρκο: Πίνακες Α.2–Α.6 στο Παράρτημα Α.

Παρατηρήσεις επί της μεθόδου και κεντρικές παραδοχές

Τρεις παραδοχές ορίζουν τα όρια εφαρμογής:

- (1) Τα ποσοστά βελτίωσης βασίζονται στο εύρος τιμών των διεθνών pilot projects (Fleming et al., 2017, 2019, IEA Wind, 2020 Márquez et al., 2012) και όχι σε πρωτογενή δεδομένα SCADA ελληνικών πάρκων. Κάθε εκτίμηση τοποθετείται συντηρητικά εντός του τεκμηριωμένου εύρους.
- (2) Η τιμή πώλησης 65 €/MWh αντιστοιχεί στη μέση τιμή κατακύρωσης πρόσφατων ελληνικών διαγωνισμών ΑΠΕ (ΡΑΑΕΥ, 2021–2025) και θεωρείται σταθερή κατά τον ορίζοντα ανάλυσης - υπόθεση που αντιμετωπίζεται στην ανάλυση ευαισθησίας με μεταβολή $\pm 20\%$.
- (3) Η αντιστοίχιση των ποσοστών βελτίωσης ανά πάρκο (Πίνακας 5.3, §5.4) ενσωματώνει τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε εγκατάστασης βάσει της ανάλυσης ευαισθησίας της §5.7. Η διαφορά μεταξύ, π.χ., Καλάμι (+9% συνολικά) και Παλιόπυργου (+4,5%) δεν είναι

αυθαίρετη: αντανακλά συστηματικά τη διαφορά στην πυκνότητα διάταξης (4–5D έναντι >8D), στην ηλικία εξοπλισμού (νέος, έναντι >15 ετών) και στη γεωγραφική θέση (νησιωτικό παράκτιο, έναντι ηπειρωτικό - παρόλο που βρίσκεται στην Εύβοια - ορεινό).

Κεφάλαιο 6 - Εμπειρική Μελέτη: Αποτελέσματα Εφαρμογής ΑΙ σε Δέκα Ελληνικά Αιολικά Πάρκα

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει τα αποτελέσματα της εμπειρικής εφαρμογής στο δείγμα των δέκα ελληνικών αιολικών πάρκων. Η ανάλυση εξετάζει τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα σε επίπεδο δείγματος, τη διαφοροποίηση της επίδρασης ανά τεχνολογία και ανά πάρκο, την αναλυτική χρηματοοικονομική αξιολόγηση, την ανάλυση ευαισθησίας στους πέντε κρίσιμους παράγοντες, τη συγκριτική αξιολόγηση των μοντέλων υλοποίησης και τον προσδιορισμό του ορίου οικονομικής βιωσιμότητας.

6.1 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα

Η εφαρμογή της μεθοδολογίας στο σύνολο των δέκα πάρκων (346,3 MW εγκατεστημένης ισχύος) οδηγεί στα συγκεντρωτικά αποτελέσματα του Πίνακα 6.1, τα οποία αποτυπώνουν τη συνολική ποσοτική επίδραση της εφαρμογής τεχνητής νοημοσύνης σε επίπεδο δείγματος. Οι αναλυτικοί υπολογισμοί ανά πάρκο παρατίθενται στο Παράρτημα Α (Πίνακας Α.1).

Πίνακας 6.1: Συνολική επίδραση εφαρμογής ΤΝ στο δείγμα των 10 πάρκων

Δείκτης	Χωρίς ΑΙ	Με ΑΙ	Μεταβολή
Συνολική παραγωγή (MWh/έτος)	978.543	1.053.292	+74.749 (+7,6%)
Συνολικά καθαρά κέρδη (€/έτος)	63,61 εκ.	72,69 εκ.	+9,08 εκατ. (+14,3%)
Πρόσθετα έσοδα ενέργειας (€/έτος)	—	—	+4,86 εκατ.
Εξοικονόμηση O&M (€/έτος)	—	—	+4,22 εκατ.
Αποφυγή εκπομπών CO ₂ (τόνοι/έτος)	—	—	≈ 37.400

Η αύξηση της παραγωγής κατά 74.749 MWh αντιστοιχεί στην ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 25.000 ελληνικών νοικοκυριών (με μέση ετήσια κατανάλωση 3.000 kWh) και συνεπάγεται την αποφυγή εκπομπών περίπου 37.400 τόνων CO₂ ετησίως, με βάση τον τρέχοντα μέσο συντελεστή εκπομπών του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος. Σε επίπεδο επενδυτή, η συνολική οικονομική βελτίωση των 9,08 εκατ. € ετησίως προέρχεται κατά 54% από αύξηση εσόδων (4,86 εκατ. €) και κατά 46% από εξοικονόμηση κόστους O&M (4,22 εκατ. €).

6.2 Διαφοροποίηση επίδρασης ανά τεχνολογία

Η σχετική συνεισφορά των τριών τεχνολογιών TN διαφέρει σημαντικά. Ο ακόλουθος πίνακας 6.2 συνοψίζει τη μέση επίδραση κάθε τεχνολογίας σε επίπεδο δείγματος, καθώς και τη διακύμανση μεταξύ πάρκων.

Πίνακας 6.2: Διαφοροποίηση επίδρασης ανά τεχνολογία TN

Τεχνολογία	Μέση επίδραση παραγωγής	Εύρος (πάρκα)	Επίδραση κόστους
Wake steering / Yaw optimization	+3,5%	+1,5% έως +5%	Αμελητέα
Wind forecasting (LSTM)	+2,5%	+2% έως +4%	Μείωση imbalance
Predictive maintenance	+1,5% (διαθεσιμότητα)	+1% έως +2%	-10% έως -15% O&M
Συνολική επίδραση	+7,0%	+4,5% έως +9%	-10% έως -15% O&M

Από την ανάλυση των επιμέρους τεχνολογιών αναδεικνύονται τρία διακριτά πρότυπα διαφοροποίησης, καθένα από τα οποία καθορίζεται από διαφορετικό χαρακτηριστικό του πάρκου. Η μεγαλύτερη επίδραση wake steering εντοπίζεται σε πάρκα με στενή γραμμική διάταξη και υψηλό βάθος ομόρρευστων ουρών - τυπική περίπτωση οι

παράκτιες/πεδινές εγκαταστάσεις. Στο πάρκο Καλάμι (58,8 MW, μέση απόσταση 4–5 διαμετρικών αποστάσεων), η εκτιμώμενη βελτίωση φτάνει το 5%, ενώ σε πάρκα με αραιότερη ορεινή διάταξη (π.χ. Αγ. Νικολάου Βοιωτίας, μέση απόσταση 7–9D) η επίδραση περιορίζεται στο 2% και τα ευρήματα συμφωνούν με τη βιβλιογραφία (Barthelmie et al., 2009, Fleming et al., 2017, 2019), επιβεβαιώνοντας ότι η πυκνότητα της διάταξης αποτελεί την κρίσιμη παράμετρο. Αντίθετα, η μεγαλύτερη επίδραση πρόβλεψης ανέμου εντοπίζεται σε πάρκα με υψηλή μεταβλητότητα - τυπικά ηπειρωτικά πάρκα με σύνθετη τοπογραφία και μικρότερη προβλεψιμότητα: στα πάρκα της Δράμας και της Ροδόπης η επίδραση εκτιμάται σε 4%, ενώ στα νησιωτικά πάρκα Καλάμι και στο ηπειρωτικό Αγίου Νικολάου (Βοιωτία), με σταθερότερους ανέμους, περιορίζεται στο 2%. Η αντίστροφη συσχέτιση μεταξύ μεταβλητότητας και οφέλους είναι αναμενόμενη, καθώς όσο μεγαλύτερη η αβεβαιότητα, τόσο μεγαλύτερο το περιθώριο βελτίωσης μέσω data-driven μοντέλων (Liu et al., 2019, Wang et al., 2018).

Διαφορετικό προφίλ εμφανίζει η προγνωστική συντήρηση, η οποία παρουσιάζει σχετικά πιο ομοιόμορφη επίδραση στη διαθεσιμότητα όλων των πάρκων του δείγματος (1–2%), αλλά με σημαντική διαφορά στο μέγεθος της εξοικονόμησης O&M ανάλογα με την ηλικία και την ύπαρξη επαρκούς υποδομής αισθητήρων. Σε νεότερα πάρκα με σύγχρονο SCADA, η μείωση κόστους O&M φτάνει το 13–15%, σε παλαιότερα πάρκα, η μείωση περιορίζεται στο 6–10%, ενώ απαιτείται και υψηλότερο αρχικό CAPEX αναβάθμισης. Η ομοιομορφία της επίδρασης στη διαθεσιμότητα, σε συνδυασμό με την ανομοιογένεια στο κόστος O&M ανά πάρκο αποτελεί σημαντική παρατήρηση. Η προγνωστική συντήρηση αναδεικνύεται ως η τεχνολογία με τη μεγαλύτερη «βεβαιότητα» οφέλους ανά εγκατάσταση, αλλά η οικονομική απόδοσή της εξαρτάται κρίσιμα από την υφιστάμενη ψηφιακή ωριμότητα.

6.3 Διαφοροποίηση αποτελεσμάτων ανά πάρκο

Η εφαρμογή της μεθοδολογίας ανά πάρκο, με τη χρήση των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών κάθε εγκατάστασης, οδηγεί στη διαφοροποιημένη εικόνα του Πίνακα 6.3.

Πίνακας 6.3: Διαφοροποιημένα αποτελέσματα ανά πάρκο

Πάρκο	Ισχύς (MW)	Αύξηση παραγωγής	Βελτίωση κερδών (€)	% Βελτίωσης	Κύριος παράγοντας
Καλάμι	58,8	+9%	+1.966.803	17,1%	Wake (γραμμική διάταξη) + νέα τεχνολογία
Τραπεζώνα	52,5	+9%	+1.722.553	17,5%	Wake + νέα τεχνολογία
Ροδόπη	45,0	+8%	+1.109.205	14,9%	Wind forecasting
Αγ. Νικολάου	41,8	+6%	+1.012.265	12,2%	Predictive maintenance
Δράμα	34,5	+9%	+765.642	13,0%	Wind forecasting
Πλατανιστός	29,9	+7%	+718.507	13,2%	Ισορροπημένο
Λακωνία	27,6	+7%	+659.730	13,5%	Ισορροπημένο
Αγριαχλαδιά	24,0	+7%	+575.782	13,2%	Ισορροπημένο
Μηλιά	18,4	+5%	+335.510	10,0%	Wind forecasting
Παλιόπυργος	13,8	+4,5%	+214.840	8,5%	Περιορισμένο
Σύνολο / Μ.Ο.	346,3	+7,6%	+9.080.837	14,3%	—

Η ανάλυση αναδεικνύει σαφή πρότυπα. Τα μεγαλύτερα και νεότερα πάρκα Καλάμι και Τραπεζώνα εμφανίζουν τα υψηλότερα ποσοστά βελτίωσης (πάνω από 17%), λόγω της δυνατότητας πλήρους αξιοποίησης και των τριών τεχνολογιών TN. Στο άλλο άκρο, τα μικρά και παλαιά, μεσαία πάρκα Παλιόπυργος και Μηλιά εμφανίζουν χαμηλότερα ποσοστά (8,5–10%), λόγω περιορισμών στο διαθέσιμο SCADA και στη δυνατότητα yaw control. Η διακύμανση αυτή τεκμηριώνει την υπόθεση ότι η αποδοτικότητα των επενδύσεων TN εξαρτάται κρίσιμα από τα χαρακτηριστικά του υποκείμενου πάρκου - εύρημα με σαφείς συνέπειες για τη στρατηγική επένδυσης (αναλυτικότερα στην ενότητα 6.6).

6.4 Αναλυτική χρηματοοικονομική αξιολόγηση: παράδειγμα Καλάμι

Για την εξειδίκευση της οικονομικής επίδρασης σε επίπεδο δεικτών NPV και IRR, παρουσιάζεται αναλυτικά η περίπτωση του πάρκου Καλάμι ως ενδεικτικού παραδείγματος. Πρόκειται για ένα από τα δύο μεγαλύτερα πάρκα του δείγματος (58,8 MW, 14 ανεμογεννήτριες Vestas V150-4.2 MW), εν λειτουργία στη Νότια Εύβοια από την ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή. Οι παραδοχές κοστολόγησης βασίζονται σε CAPEX 1,30 εκατ. €/MW (μέσος όρος ελληνικών χερσαίων αιολικών εγκαταστάσεων κατά IRENA, 2022) και επιπρόσθετο CAPEX 2,54 εκατ. € για την εφαρμογή ΤΝ, σύμφωνα με την αναλυτική κοστολόγηση της ενότητας Α.7.1. Οι πλήρεις υπολογισμοί παρατίθενται στο Παράρτημα Α (§Α.2.2).

Πίνακας 6.4: Χρηματοοικονομική αξιολόγηση του πάρκου Καλάμι

Δείκτης	Χωρίς ΑΙ	Με ΑΙ	Μεταβολή
CAPEX (εκατ. €)	76,44	78,98	+2,54 (+3,3%)
Καθαρή ταμειακή ροή (εκ. €/έτος)	11,52	13,48	+1,97 (+17,1%)
NPV (εκατ. €, $r = 6\%$, $T = 25$)	70,79	93,39	+22,60 (+31,9%)
IRR	14,5%	16,7%	+2,2 π.μ. (+15,2%)
Simple Payback (έτη)	6,64	5,86	-0,78
Discounted Payback (έτη)	8,7	7,4	-1,3

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η ενσωμάτωση ΤΝ αυξάνει το NPV της επένδυσης κατά 22,60 εκατ. € (αύξηση 31,9%) και τον IRR κατά 2,2 ποσοστιαίες μονάδες (από 14,5% σε 16,7%), ενώ συγχρόνως μειώνει τον discounted payback period κατά 1,3 έτη. Η σχετικά μέτρια αύξηση του CAPEX (3,3%) σε σχέση με τη μεγάλη αύξηση των ταμειακών ροών (17,1%) εξηγεί την έντονη βελτίωση του NPV. Σε επίπεδο μεμονωμένης αξιολόγησης της επιπρόσθετης επένδυσης ΤΝ, ο συνδυασμός CAPEX 2,54 εκατ. € και ετήσιου καθαρού οφέλους 1,79 εκατ. € (1.966.803 € – 180.000 € OPEX) δίνει payback περίπου 1,4 έτη και ROI 10ετίας περίπου 603%. Ο αναλυτικός υπολογισμός παρατίθεται στο Παράρτημα Α.

6.5 Ανάλυση ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας εξετάζει την επίδραση πέντε κρίσιμων παραγόντων στη βελτίωση που επιφέρει η TN, αναδεικνύοντας τις παραμέτρους που καθορίζουν την επιτυχία των επενδύσεων αυτών. Σε ό,τι αφορά το μέγεθος του πάρκου, παρατηρείται θετική συσχέτιση μεταξύ μεγέθους και ποσοστιαίας βελτίωσης ($R^2 \approx 0,65$). Η μέση βελτίωση κυμαίνεται από +5,5% για μικρά πάρκα (<25 MW), σε +7,5% για μεσαία (25–50 MW) και +8,5% για μεγάλα (>50 MW, δηλαδή Καλάμι και Τραπεζώνα). Η συσχέτιση εξηγείται κυρίως από οικονομίες κλίμακας στο σταθερό κόστος υποδομής TN (κεντρικό σύστημα, λογισμικό), που κατανέμεται σε περισσότερες ανεμογεννήτριες. Σχετικά με την ηλικία του εξοπλισμού, τα νεότερα πάρκα (<8 ετών) εμφανίζουν μέση βελτίωση 8,3%, ενώ τα παλαιότερα (>15 ετών) περιορίζονται στο 6,3%. Κρίσιμη διαπίστωση είναι ότι για παλαιά πάρκα η TN προσφέρει μεγαλύτερη βοήθεια στη συντήρηση, παρά στην παραγωγή, καθώς οι περιορισμοί στο yaw control περιορίζουν το όφελος του wake steering. Όσον αφορά στη γεωγραφική θέση, τα νησιωτικά πάρκα Εύβοιας (Μηλιά, Καλάμι, Πλατανιστός, Παλιόπυργος) εμφανίζουν μέση βελτίωση 7%, με κύρια συνεισφορά από wake optimization, ενώ τα ηπειρωτικά πάρκα της Β. Ελλάδας (Δράμα, Ροδόπη) και της Κεντρικής/Νότιας Ελλάδας (Αγ. Νικολάου, Αγριαχλαδιά, Τραπεζώνα, Λακωνία) εμφανίζουν μέση βελτίωση 8,5%, με κύρια συνεισφορά από wind forecasting λόγω της υψηλότερης μεταβλητότητας.

Σχετικά με τον αρχικό Capacity Factor, παρατηρείται αντίστροφη συσχέτιση μεταξύ αρχικού CF και ποσοστιαίας βελτίωσης. Πάρκα με CF στην κλίμακα 29–33% εμφανίζουν το μεγαλύτερο περιθώριο βελτίωσης (+2,5–3,1 ποσοστιαίες μονάδες απόλυτη αύξηση CF), ενώ πάρκα με ήδη υψηλό CF (>34%) έχουν μικρότερο περιθώριο - ένα ήδη βελτιστοποιημένο πάρκο έχει λιγότερα «εύκολα κέρδη» να αποκομίσει. Τέλος, η πυκνότητα της διάταξης (απόσταση μεταξύ ανεμογεννητριών) είναι ο πιο ισχυρός προγνωστικός παράγοντας για την επίδραση wake steering: πάρκα με στενή διάταξη (4–5D) εμφανίζουν δυνατότητα βελτίωσης +5%, ενώ αραιές διατάξεις (>8D) περιορίζονται στο +1,5%. Η συσχέτιση είναι σχεδόν γραμμική και αντιστοιχεί στη θεωρητική πρόβλεψη του μοντέλου Jensen (1983). Συνολικά, η ανάλυση ευαισθησίας υποδεικνύει ότι η οικονομική απόδοση των επενδύσεων TN δεν είναι ομοιογενής, αλλά εξαρτάται από συγκεκριμένο συνδυασμό χαρακτηριστικών - ένα εύρημα που έχει άμεση πρακτική αξία για τη στρατηγική επένδυσης (ενότητες 6.6 και 6.7). Η αναλυτική παρουσίαση της ευαισθησίας σε ποσοτικούς όρους ΔNPV παρατίθεται στο Παράρτημα Α (Πίνακας Α.4).

6.6 Συγκριτική αξιολόγηση μοντέλων υλοποίησης

Η ανάλυση κόστους-οφέλους των τεσσάρων εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης (Παράγραφος 5.6) οδηγεί στα ακόλουθα ευρήματα. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με αναφορά στο πάρκο Καλάμι ως ενδεικτικού παραδείγματος, ενώ η αναλυτική σύγκριση παρατίθεται στο Παράρτημα Α (Πίνακας Α.6).

Πίνακας 6.5: Σύγκριση μοντέλων υλοποίησης για το πάρκο Καλάμι

Μοντέλο	CAPEX (€)	OPEX (€/έτος)	Καθαρό όφελος (€/έτος)	Payback
Πλήρες in-house	2.540.000	180.000	1.786.803	1,4 έτη
Σταδιακή υλοποίηση (φάση 1)	950.000	Σταδιακό	680.000	1,4 έτη
Κοινή πλατφόρμα (ανά πάρκο)	≈ 1.750.000	70.000	≈ 1.380.000+	1,3 έτη
Υβριδικό	1.580.000	130.000	1.836.803	0,9 έτη

Το υβριδικό μοντέλο εμφανίζει το βέλτιστο συνδυασμό κόστους-οφέλους για μεγάλα πάρκα: συνδυάζει τη μειωμένη κεφαλαιακή έκθεση (in-house μόνο για βασικές λειτουργίες) με την πρόσβαση σε ώριμες λύσεις SaaS για εξειδικευμένες εφαρμογές (wake steering, advanced forecasting). Η σταδιακή υλοποίηση είναι ιδιαίτερα χρήσιμη για μεσαία πάρκα ή για επενδυτές με περιορισμένη ανοχή στον αρχικό κίνδυνο, καθώς η ταμειακή ροή της φάσης 1 (predictive maintenance) χρηματοδοτεί τις επόμενες φάσεις. Η κοινή πλατφόρμα προσφέρει τη μεγαλύτερη εξοικονόμηση CAPEX (−31%) και OPEX (−61%) ανά πάρκο και είναι ιδιαίτερα ελκυστική για clusters μικρών πάρκων (π.χ. πιλοτικό cluster Καρυστίας με συνολική ισχύ ~140 MW, συνδυάζοντας τα γειτονικά πάρκα Καλάμι, Πλατανιστός, Μηλιά και Παλιόπυργος).

6.7 Όριο οικονομικής βιωσιμότητας: critical mass

Ένα από τα πιο σημαντικά ευρήματα της εμπειρικής ανάλυσης αφορά τον προσδιορισμό του ελάχιστου μεγέθους πάρκου πάνω από το οποίο η επένδυση σε TN

καθίσταται οικονομικά συμφέρουσα. Η ανάλυση breakeven (αναλυτική παράθεση στο Παράρτημα Α, Πίνακας Α.5) εντοπίζει το όριο αυτό στα περίπου 25 MW (8 τυπικές ανεμογεννήτριες των 3 MW), με αντίστοιχο payback κάτω από 5 έτη.

Η περίπτωση του πάρκου Παλιόπυργος (13,8 MW, παλαιά τεχνολογία) τεκμηριώνει εμπράκτως την ύπαρξη του ορίου: η πλήρης εφαρμογή TN εμφανίζει αρνητικό καθαρό όφελος (-75.160 €/έτος) λόγω του υψηλού κόστους retrofit και του χαμηλού οφέλους που επιτρέπει η παλαιά τεχνολογία. Ακόμη και η μερική εφαρμογή (μόνο predictive maintenance) εμφανίζει payback πάνω από 30 έτη - δηλαδή μη αποδεκτή σε επενδυτικούς όρους.

Σύμφωνα με τη συνολική ανάλυση, μπορούν να διατυπωθούν οι ακόλουθες κατευθύνσεις απόφασης:

- **Συμφέρει η επένδυση σε TN:** μεγάλα πάρκα (>40 MW), νέα τεχνολογία (<10 ετών), γραμμική διάταξη (υψηλό wake effect), CF > 30%. Payback < 5 έτη.
- **Συνιστάται προσοχή / σταδιακή προσέγγιση:** μεσαία πάρκα (20–40 MW) με μικτά χαρακτηριστικά. Προτεινόμενη η σταδιακή ή υβριδική υλοποίηση.
- **Δεν συμφέρει η πλήρης επένδυση σε TN:** μικρά πάρκα (<20 MW) παλαιάς τεχνολογίας με διάσπαρτη διάταξη. Συνιστάται μόνο μερική εφαρμογή σε εκείνα τα κομμάτια όπου το όφελος είναι σαφές (π.χ. βασική προγνωστική συντήρηση), ή η αξιοποίηση κοινών πλατφορμών TN σε επίπεδο πολλαπλών γειτονικών πάρκων.

6.8 Σύνθεση ευρημάτων

Η εμπειρική ανάλυση τεκμηριώνει τέσσερα κεντρικά ευρήματα:

Πρώτον, η εφαρμογή τεχνητής νοημοσύνης σε αντιπροσωπευτικό δείγμα ελληνικών αιολικών πάρκων αναμένεται να αυξήσει τα καθαρά κέρδη κατά 14,3% κατά μέσο όρο, με σημαντική διαφοροποίηση μεταξύ πάρκων.

Δεύτερον, η συμβολή των τριών τεχνολογιών διαφέρει ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του πάρκου: το wake steering αποδίδει περισσότερο σε πυκνές γραμμικές διατάξεις, η πρόβλεψη ανέμου σε ηπειρωτικά πάρκα με μεταβλητούς ανέμους, ενώ η προγνωστική συντήρηση παρουσιάζει σχετικά ομοιόμορφη απόδοση σε όλο το δείγμα.

Τρίτον, υπάρχει σαφές κρίσιμο μέγεθος βιωσιμότητας στο επίπεδο των 25 MW, με μικρότερα παλαιά πάρκα να καθιστούν την πλήρη εφαρμογή ασύμφορη στις τρέχουσες τιμές της τεχνολογίας.

Τέταρτον, το υβριδικό μοντέλο υλοποίησης (in-house βασικές λειτουργίες + SaaS εξειδικευμένες εφαρμογές) προσφέρει τη βέλτιστη ισορροπία κόστους-οφέλους για μεγάλα και μεσαία πάρκα, ενώ η κοινή πλατφόρμα είναι ιδανική για clusters μικρών πάρκων.

Τα ευρήματα αυτά συζητούνται περαιτέρω, σε σχέση με τη βιβλιογραφία και τις συνέπειες, στο Κεφάλαιο 7.

Κεφάλαιο 7 - Συμπεράσματα και προτάσεις

Στο παρόν κεφάλαιο συνοψίζονται τα κύρια ευρήματα της εργασίας, αξιολογείται η συμβολή της στη βιβλιογραφία, αναγνωρίζονται οι περιορισμοί της και διατυπώνονται προτάσεις τόσο για τους εμπλεκόμενους φορείς της ελληνικής αγοράς, όσο και για μελλοντική έρευνα.

7.1 Σύνοψη βασικών ευρημάτων

Η παρούσα έρευνα διερεύνησε ποσοτικά την επίδραση της εφαρμογής τεχνητής νοημοσύνης στη λειτουργική και οικονομική απόδοση αιολικών πάρκων στην Ελλάδα, μέσω μελέτης περίπτωσης σε δείγμα δέκα αντιπροσωπευτικών εγκαταστάσεων συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 346,3 MW. Τα κύρια ευρήματα συνοψίζονται ως εξής:

Πρώτον, η ολοκληρωμένη εφαρμογή TN - συνδυασμός wake steering, wind forecasting μέσω LSTM και predictive maintenance - αναμένεται να αυξήσει την παραγωγή ενέργειας του δείγματος κατά 7,6% (από 0,98 σε 1,05 TWh/έτος) και τα καθαρά κέρδη κατά 14,3% (επιπλέον 9,08 εκατ. €/έτος). Η εκτίμηση είναι συνεπής με το εύρος των διεθνώς τεκμηριωμένων pilot projects (3–9% αύξηση παραγωγής, 12–18% μείωση O&M).

Δεύτερον, η επίδραση διαφοροποιείται σημαντικά μεταξύ πάρκων (8,5–17,5% βελτίωση κερδών), ανάλογα με το μέγεθος, την ηλικία, τη γεωγραφική θέση, το capacity factor και - σημαντικότερο για το wake steering - την πυκνότητα της διάταξης. Το εύρημα αυτό υποδεικνύει ότι η μεταφορά διεθνών αποτελεσμάτων στο ελληνικό πλαίσιο απαιτεί προσαρμογή στα τοπικά χαρακτηριστικά.

Τρίτον, εντοπίζεται κρίσιμο μέγεθος βιωσιμότητας στα 25 MW. Πάρκα κάτω από αυτό το όριο, ιδίως όσα είναι παλαιάς τεχνολογίας, εμφανίζουν αρνητικό καθαρό όφελος ή υπερβολικά μεγάλο payback period στις τρέχουσες τιμές της τεχνολογίας. Το εύρημα έχει άμεση συνέπεια για τη στρατηγική επένδυσης μικρομεσαίων operators.

Τέταρτον, η συγκριτική αξιολόγηση τεσσάρων μοντέλων υλοποίησης (πλήρες in-house, σταδιακή, κοινή πλατφόρμα, υβριδικό) αναδεικνύει το υβριδικό μοντέλο ως βέλτιστη επιλογή για μεγάλα πάρκα (payback 0,9 έτη, ROI 10ετίας πάνω από 1.000%) και την κοινή πλατφόρμα ως ιδιαίτερα ελκυστική για clusters μικρομεσαίων εγκαταστάσεων (εξοικονόμηση CAPEX 31% και OPEX 61% ανά πάρκο).

Πέμπτον, τα ευρήματα συμβάλλουν στην απάντηση των ερευνητικών ερωτημάτων που τέθηκαν στο Κεφάλαιο 1, καλύπτοντας ταυτόχρονα τα τρία κενά της βιβλιογραφίας που εντοπίστηκαν στο Κεφάλαιο 3: (α) ποσοτική αποτίμηση της επίδρασης ΤΝ σε υφιστάμενα ελληνικά πάρκα, (β) προσαρμογή στα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά (μέγεθος, ηλικία, τοπογραφία) και (γ) συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης.

7.2 Συμβολή της εργασίας

Η συμβολή της παρούσας μελέτης εκτείνεται σε τρία επίπεδα. Σε επιστημονικό επίπεδο, παρέχει την πρώτη συστηματική ποσοτικοποίηση της επίδρασης ΤΝ σε υφιστάμενα ελληνικά αιολικά πάρκα και αναδεικνύει το ζήτημα του κρίσιμου μεγέθους βιωσιμότητας ως διακριτό ερευνητικό αντικείμενο. Σε επίπεδο πρακτικής εφαρμογής, προσφέρει συγκεκριμένα δεδομένα NPV, IRR και Payback ανά κατηγορία πάρκου, καθώς και έναν δομημένο οδηγό απόφασης μεταξύ εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης. Σε επίπεδο πολιτικής, τα ευρήματα προσφέρουν τεκμηριωμένη βάση για τη διαμόρφωση πολιτικών στήριξης της ψηφιακής μετάβασης του ελληνικού αιολικού κλάδου, με ιδιαίτερη έμφαση σε μηχανισμούς διευκόλυνσης μικρομεσαίων operators (κοινές πλατφόρμες, χρηματοδοτικά εργαλεία).

7.3 Πρακτικές προτάσεις

Με βάση τα ευρήματα της εργασίας, διατυπώνονται προτάσεις προς τρεις κατηγορίες ενδιαφερομένων:

7.3.1 Προς operators αιολικών πάρκων

- **Για μεγάλα πάρκα (>40 MW) σύγχρονης τεχνολογίας** (π.χ. Καλάμι, Τραπεζώνα, Ροδόπη, Αγ. Νικολάου): άμεση εφαρμογή υβριδικού μοντέλου με ταυτόχρονη υλοποίηση και των τριών τεχνολογιών ΤΝ. Αναμενόμενος payback κάτω από 1,5 έτη.
- **Για μεσαία πάρκα (25–40 MW)** (π.χ. Δράμα, Πλατανιστός, Λακωνία): υιοθέτηση σταδιακής προσέγγισης με προτεραιότητα την προγνωστική συντήρηση, και επανεξέταση επένδυσης σε wake steering μετά την επικύρωση των ωφελειών της φάσης 1.

- **Για μικρά παλαιά πάρκα (<20 MW)** (π.χ. Μηλιά, Παλιόπυργος): αξιολόγηση συμμετοχής σε κοινή πλατφόρμα με γειτονικά πάρκα ως μόνη οικονομικά βιώσιμη λύση. Εναλλακτικά, εστίαση μόνο σε χαμηλού κόστους εφαρμογές προγνωστικής συντήρησης.

7.3.2 Προς επενδυτές και χρηματοδότες

- Ενσωμάτωση της ωριμότητας ψηφιακής υποδομής (ύπαρξη/ποιότητα SCADA, δυνατότητα yaw control) ως κριτηρίου due diligence κατά την αξιολόγηση επενδυτικών ευκαιριών στον κλάδο.
- Εξέταση χρηματοδοτικών εργαλείων ψηφιακής αναβάθμισης υφιστάμενων πάρκων (retrofit financing), δεδομένου του υψηλού IRR της επιπρόσθετης επένδυσης TN (πάρκα όπως Καλάμι και Τραπεζώνα παρουσιάζουν payback κάτω από 1,5 έτη και ROI 10ετίας περίπου 600%).
- Αξιολόγηση κινδύνων αντισυμβαλλόμενου σε μοντέλα SaaS υψηλής εξάρτησης από εξωτερικό πάροχο.

7.3.3 Προς την πολιτεία και τους ρυθμιστικούς φορείς

- Σχεδιασμός μηχανισμών διευκόλυνσης κοινών πλατφορμών μικρομεσαίων operators, με δυνατότητα στήριξης μέσω εθνικών ή ευρωπαϊκών χρηματοδοτικών εργαλείων (π.χ. Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, Innovation Fund).
- Ενίσχυση της δημόσιας διαθεσιμότητας ανωνυμοποιημένων δεδομένων SCADA, για την υποστήριξη ερευνητικών εφαρμογών και την εκπαίδευση εξειδικευμένου προσωπικού.
- Ενσωμάτωση των δυνατοτήτων ψηφιακής αναβάθμισης στους εθνικούς ενεργειακούς σχεδιασμούς, ιδιαίτερα στο πλαίσιο της επανεξέτασης του ΕΣΕΚ - ως συμπληρωματικός μοχλός για την επίτευξη των στόχων του 2030.

7.4 Περιορισμοί της μελέτης

Η μεθοδολογική επιλογή της χρήσης τιμών αναφοράς (benchmark values), αντί πρωτογενών δεδομένων SCADA επιβάλλει σαφή περιορισμό στην ακρίβεια των εκτιμήσεων ανά πάρκο. Αν και η συγκεκριμένη μέθοδος επιτρέπει αναπαραγωγιμότητα και τοποθετεί την εργασία στο επίπεδο των τεχνοοικονομικών μελετών σκοπιμότητας,

οποιαδήποτε επενδυτική απόφαση θα έπρεπε να συμπληρωθεί από εξειδικευμένη ανάλυση επί πραγματικών δεδομένων του εκάστοτε πάρκου.

Επιπρόσθετα, η μελέτη: (α) δεν ενσωματώνει στοχαστική μοντελοποίηση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας - ειδικά κρίσιμη σε μετά-FiT πλαίσιο εμπορίας, (β) δεν λαμβάνει υπόψη μη χρηματοοικονομικές διαστάσεις (κοινωνική αποδοχή, περιβαλλοντικές επιπτώσεις, ζητήματα κυβερνοασφάλειας) και (γ) εκτιμά τις μελλοντικές τιμές κόστους εξοπλισμού και λογισμικού TN ως σταθερές, ενώ στην πράξη αναμένεται σημαντική μείωση τα επόμενα έτη - γεγονός που θα μπορούσε να μετατοπίσει το όριο βιωσιμότητας προς χαμηλότερα μεγέθη πάρκων.

7.5 Μελλοντικές κατευθύνσεις έρευνας

Από τους περιορισμούς της παρούσας μελέτης προκύπτουν αντίστοιχες κατευθύνσεις για μελλοντική έρευνα:

- Επικύρωση των εκτιμήσεων με πραγματικά δεδομένα SCADA επιλεγμένων ελληνικών πάρκων, μέσω συνεργασίας με operators ή φορείς του κλάδου.
- Ενσωμάτωση στοχαστικής μοντελοποίησης τιμών ενέργειας (Monte Carlo simulation) για ολοκληρωμένη ποσοτικοποίηση του οικονομικού κινδύνου σε μετά-FiT περιβάλλον.
- Επέκταση της ανάλυσης σε φωτοβολταϊκά πάρκα και υβριδικά συστήματα (αιολικά + αποθήκευση), όπου οι εφαρμογές TN έχουν διαφορετικό προφίλ κόστους-οφέλους.
- Διερεύνηση των αναδυόμενων τεχνολογιών - Digital Twins, Reinforcement Learning, Swarm Intelligence - και της προοπτικής τους για τα ελληνικά πάρκα στον ορίζοντα 2030.
- Ποιοτική έρευνα μέσω συνεντεύξεων με στελέχη του κλάδου για την κατανόηση των οργανωτικών και πολιτισμικών παραγόντων που επηρεάζουν την υιοθέτηση TN.
- Ανάλυση των επιπτώσεων της ψηφιακής μετάβασης στην απασχόληση και στις απαιτήσεις δεξιοτήτων του ανθρώπινου δυναμικού του κλάδου.

7.6 Καταληκτική παρατήρηση

Η ψηφιακή μετάβαση των αιολικών πάρκων μέσω εφαρμογών τεχνητής νοημοσύνης δεν αποτελεί απλώς μια τεχνολογική επιλογή - είναι μια στρατηγική απόφαση με κρίσιμες οικονομικές, λειτουργικές και θεσμικές διαστάσεις. Η παρούσα μελέτη τεκμηρίωσε ότι, υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις, η επένδυση σε ΤΝ μπορεί να αποφέρει σημαντικά οφέλη για τους Έλληνες παραγωγούς, να συμβάλει στην επίτευξη των εθνικών στόχων που προβλέπονται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) και να ενισχύσει την ανταγωνιστικότητα του κλάδου στο ευρωπαϊκό πλαίσιο. Η αξιοποίηση των ευκαιριών αυτών εξαρτάται από τη συντονισμένη δράση operators, επενδυτών και πολιτείας - και αποτελεί, σε τελική ανάλυση, αναπόσπαστο μέρος της ευρύτερης ενεργειακής μετάβασης που επιχειρεί η χώρα.

Βιβλιογραφία

Ελληνόγλωσση Βιβλιογραφία

- Ανδρίτσος, Ν. (2008). Ενέργεια και Περιβάλλον: Αιολική Ενέργεια. Εκδόσεις Τζιόλα.
- ΕΛΕΤΑΕΝ. (2025). *Η Στατιστική της Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα: 1ο εξάμηνο 2025*. Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας. <https://eletaen.gr/d-t-statistiki-aiolikis-energeias-a-examino-2025/>
- ΕΛΕΤΑΕΝ / Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (CRES). (2020). *Αιολικός Άτλας Ελλάδας*. ΚΑΠΕ. <http://www.cres.gr/kape/datainfo/aiolos.htm>
- Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (2006). «*Εγχειρίδιο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για δυνητικούς χρήστες*». ΚΑΠΕ, CRES
- Μπουλογιώργου, Δ., Χριστόπουλος, Κ., Παπαποστόλου, Χ., & Καλδέλλης, Ι. Κ. (2018). *Κοινωνική αποδοχή αιολικών και φωτοβολταϊκών έργων στην Ελλάδα της οικονομικής κρίσης*. Πανεπιστήμιο Πειραιώς, Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος.
- Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). (2021). *Έκθεση αιολικής ενέργειας 2021*. ΡΑΕ.
- Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας. (2024). *Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) – Αναθεωρημένη Έκδοση* (Απόφαση ΚΥΣΟΠΠ 3/18.12.2024, ΦΕΚ Β' 4893). ΥΠΕΝ. <https://ypen.gov.gr/energeia/esek/>

Ξενόγλωσση Βιβλιογραφία

- Alzahrani, F., Shaik, F., Mohammed, N. & Al-Na Abi N.A.S. (2024). Application of artificial intelligence (AI) in wind energy system with a case study, *Materials Research Proceedings* 43 (2024) 96-103
- Alma Economics. (2021). *Offshore wind energy in Greece: Estimating the socio-economic impact*. Hellenic Foundation for European and Foreign Policy. https://www.eliamep.gr/wp-content/uploads/2021/09/Social-impact-study_Alma-Economics-1.pdf
- Barthelmie, R. J., Hansen, K., Frandsen, S. T., Rathmann, O., Schepers, J. G., Schlez, W., Phillips, J., Rados, K., Zervos, A., Politis, E. S., & Chaviaropoulos, P. K. (2009). Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. *Wind Energy*, 12(5), 431–444. <https://doi.org/10.1002/we.348>

- Bastankhah, M., & Porté-Agel, F. (2014). A new analytical model for wind-turbine wakes. *Renewable Energy*, 70, 116–123. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.002>
- Blanco, M. I. (2009). The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6–7), 1372–1382. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.004>
- Chenya, L., Aminudin, E., Mohd, S., & Yap, L. S. (2022). Intelligent risk management in construction projects: Systematic literature review. *IEEE Access*, 10, 72936–72954.
- Delloso, J. T., & Palconit, E. C. (2021). Artificial Intelligence (AI) in Renewable Energy Systems: A Condensed Review of its Applications and Techniques,” in *2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Bari, Italy: IEEE, , pp.1–6
- Demolli, H., Dokuz, A. S., Ecemis, A., & Gokcek, M. (2019). Wind power forecasting based on daily wind speed data using machine learning algorithms. *Energy Conversion and Management*, 198, 111823. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111823>
- DNV GL. (2019). *Digitalization and the future of the energy system* [Position Paper]. DNV GL.
- Dumrak, J., & Zarghami, S.A. (2025). The role of artificial intelligence in lean construction management. *Engineering, Construction and Architectural Management*, 32(1), 131–155.
- Elyasichamazkoti, F., & Khajehpoor, A. (2021). Application of machine learning for wind energy from design to energy-water nexus: A survey. *Energy Nexus*, 2, 100011.
- Farrar, N. O., Ali, M. H., & Dasgupta, D. (2023). Artificial Intelligence and Machine Learning in Grid Connected Wind Turbine Control Systems: A Comprehensive Review. *Energies*, 16(3), 1530.
- Fleming, P., Annoni, J., Shah, J. J., Wang, L., Ananthan, S., Zhang, Z., Hutchings, K., Wang, P., Chen, W., & Chen, L. (2017). Field test of wake steering at an offshore wind farm. *Wind Energy Science*, 2(1), 229–239. <https://doi.org/10.5194/wes-2-229-2017>
- Fleming, P., King, J., Dykes, K., Simley, E., Roadman, J., Scholbrock, A., Murphy, P., Lundquist, J. K., Moriarty, P., Fleming, K., van Dam, J., Bay, C., Mudafort, R., Lopez, H., Skopek, J., Scott, M., Ryan, B., Guernsey, C., & Brake, D. (2019). Initial results from a field campaign of wake steering applied at a commercial wind farm – Part 1. *Wind Energy Science*, 4(2), 273–285. <https://doi.org/10.5194/wes-4-273-2019>

- Gareiou, Z., Drimili, E. & Zervas, E. (2021). 12 - Public acceptance of renewable energy sources, *Low Carbon Energy Technologies in Sustainable Energy Systems*, pp, 309-327
- GE Digital. (2017). *Digital wind farm: Case study report*. GE Power.
- Gebraad, P. M. O., Teeuwisse, F. W., van Wingerden, J. W., Fleming, P. A., Ruben, S. D., Marden, J. R., & Pao, L. Y. (2016). Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects. *Wind Energy*, 19(1), 95–114. <https://doi.org/10.1002/we.1822>
- Hochreiter, S., & Schmidhuber, J. (1997). Long short-term memory. *Neural Computation*, 9(8), 1735–1780. <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>
- International Energy Agency Wind Technology Collaboration Programme. (2020). *Recommended practices for wind turbine testing – Part 11: Wind turbine loads (TCP Task 32)*. IEA Wind.
- International Renewable Energy Agency. (2022). *Renewable power generation costs in 2021* (ISBN 978-92-9260-244-4). IRENA.
- Ispas, L., Mironeasa, C., Severin, T.-L., Cerlincă, D.-A., & Mironeasa, S. (2025). Artificial intelligence applications in risk management within integrated management systems: A review. *Systems*, 13(11), 967.
- Jensen, N. O. (1983). *A note on wind generator interaction* (Risø-M-2411). Risø National Laboratory. https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris_m_2411.pdf
- Judge, F., McAuliffe, F. D., Sperstad, I. B., Chester, R., Flannery, B., Lynch, K., & Murphy, J. (2019). A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 103, 370–383. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.045>
- Katsaprakakis, D. (2012). A review of the environmental and human impacts from wind parks. A case study for the Prefecture of Lasithi, Crete, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 16, I.5 pp 2850-2863
- Kitchenham, B. (2004). *Procedures for performing systematic reviews* (Technical Report TR/SE-0401). Keele University & NICTA.
- Liu, F. T., Ting, K. M., & Zhou, Z.-H. (2008). Isolation Forest. In *Proceedings of the 2008 Eighth IEEE International Conference on Data Mining* (pp. 413–422). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICDM.2008.17>

- Liu, Y., Guan, L., Hou, C., Han, H., Liu, Z., Sun, Y., & Zheng, M. (2019). Wind power short-term prediction based on LSTM and discrete wavelet transform. *Applied Sciences*, 9(6), 1108. <https://doi.org/10.3390/app9061108>
- Liu, J., Song, D., Li, Q., Yang, J., Hu, Y Fang, F &Joo, Y.H. (2023). Life cycle cost modelling and economic analysis of wind power: A state of art review, *Energy Conversion and Management*, V.277, 1
- Mahmoud, M., Ramadan, M., Ali Abdelkareem,M. & Ghani Olabi, A.(2023). Chapter 3.1 - Introduction and definition of wind energy, *Renewable Energy - Volume 1 : Solar, Wind, and Hydropower*, pp 299-314
- Márquez, F. P. G., Tobias, A. M., Pérez, J. M. P., & Papaelias, M. (2012). Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. *Renewable Energy*, 46, 169–178. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.003>
- Moshtagh, P., Hajjaligol, N., & Rafie, B. (2025). A comprehensive review of artificial intelligence applications in wind energy power generation. *Sustainable F*. 9
- Mytilinou, V., & Kolios, A. J. (2019). Techno-economic optimisation of offshore wind farms based on life cycle cost analysis on the UK. *Renewable Energy*, 132, 439–454. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.146>
- Okafor, M., & Lee, J. M. (2025). *AI-powered risk assessment models for renewable energy investments*. ResearchGate.
- Page, M. J., McKenzie, J. E., Bossuyt, P. M., Boutron, I., Hoffmann, T. C., Mulrow, C. D., Shamseer, L., Tetzlaff, J. M., Akl, E. A., Brennan, S. E., Chou, R., Glanville, J., Grimshaw, J. M., Hróbjartsson, A., Lalu, M. M., Li, T., Loder, E. W., Mayo-Wilson, E., McDonald, S., ... Moher, D. (2021). The PRISMA 2020 statement: An updated guideline for reporting systematic reviews. *BMJ*, 372, n71. <https://doi.org/10.1136/bmj.n71>
- Pallis, P., Gkonis, N., Varvagiannis, E., Braimakis, K., Karellas, S., Katsaros, M., & Vourliotis, P. (2021). Onshore wind farm siting prioritization based on investment profitability for Greece. *Renewable Energy*, 168, 1055–1066. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.056>
- Pavlis, E. (2025). LARGE-SCALE WIND ENERGY FARM DEVELOPMENT AND ITS IMPACTS ON THE LANDSCAPE: A REVIEW OF THE GREEK CASE, *Journal of Landscape Ecology*, Vol: 18 / No. 3

- Project Management Institute. (2021). *A guide to the project management body of knowledge (PMBOK Guide)* (7th ed.). PMI.
- Rani, M. (2026). Environmental and Social Impacts of Wind Power: A Review, *International Journal of Scientific Research & Engineering Trends* Volume 12, Issue 2,
- Rolik, Y. (2017). Risk Management in Implementing Wind Energy Project, *Procedia Engineering* 178, 278 – 288
- Russell, S., & Norvig, P. (2021). *Artificial intelligence: A modern approach* (4th ed.). Pearson.
- Salimimoghadam, S., Ghanbaripour, A. N., Tumpa, R. J., Kamel Rahimi, A., Golmoradi, M., Rashidian, S., & Skitmore, M. (2025). The rise of artificial intelligence in project management: A systematic literature review of current opportunities, enablers, and barriers. *Buildings*, 15(7), 1130.
- Siemens Gamesa Renewable Energy. (2019). *Predictive diagnostics for wind turbines* [Technical White Paper]. Siemens Gamesa.
- Silitonga, D. M., & Jin, O. F. (2024). Application of artificial intelligence (AI) in construction management: A systematic literature review. *Jurnal Inovasi Vokasional Dan Teknologi*, 23(3), 155–166.
- Su, X., & Ayob, A. H. (2025). Artificial intelligence in project success: A systematic literature review. *Information*, 16(8), 682.
- Taboada, I., Daneshpajouh, A., Toledo, N., & de Vass, T. (2023). Artificial intelligence enabled project management: A systematic literature review. *Applied Sciences*, 13(8), 5014.
- Tchakoua, P., Wamkeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T. A., & Ekemb, G. (2014). Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges. *Energies*, 7(4), 2595–2630. <https://doi.org/10.3390/en7042595>
- Tjebane, M. M., Musonda, I., & Okoro, C. S. (2022). A systematic literature review of influencing factors and strategies of artificial intelligence adoption in the construction industry. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* (Vol. 1218, No. 1, p. 012001). IOP Publishing.

- Tranfield, D., Denyer, D., & Smart, P. (2003). Towards a methodology for developing evidence-informed management knowledge by means of systematic review. *British Journal of Management*, 14(3), 207–222.
- Tsiara, C., Katsardi, V., Spiliotopoulos, G., & Vasiliades, L. (2025). Optimal and sustainable siting of offshore wind farms in Greece: Environmental considerations, cost analysis, and comparative evaluation of state-proposed development areas. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 83, 104586.
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2025.104586>
- Yan, J., Mohrlen, C., Gocmen, T., Kelly, M., Wessel, A. & Giebel, G. (2022). Uncovering wind power forecasting uncertainty sources and their propagation through the whole modelling chain, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 165
- Wang, H., Lei, Z., Zhang, X., Zhou, B., & Peng, J. (2019). A review of deep learning for renewable energy forecasting. *Energy Conversion and Management*, 198, 111799.
- Wang, H., Yi, H., Peng, J., Wang, G., Liu, Y., Jiang, H., & Liu, W. (2018). Deep learning-based ensemble approach for probabilistic wind power forecasting. *Applied Energy*, 188, 56–70.
- WindEurope. (2023). *Wind energy in Europe: 2022 statistics and the outlook for 2023–2027*. WindEurope.
- Wiser, R., & Bolinger, M. (2022). *Land-based wind market report: 2022 edition* (DOE/GO-102022-5781). U.S. Department of Energy.
<https://www.energy.gov/eere/wind/articles/land-based-wind-market-report-2022-edition>

Ιστοσελίδες

- Βιομηχανικά Δελτία Απογραφής (2022). ΤΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΣΤΗ ΘΕΣΗ «ΚΑΣΤΡΙ» ΠΛΑΤΑΝΙΣΤΟΥ, https://vidarchives.gr/reports/2022_09_2304
<https://principia-energy.com/plants/kafireas-wind-cluster>
- Energypress (2010). Σε λειτουργία το πρώτο αιολικό πάρκο στη Δράμα,
<https://energypress.gr/news/se-leitoyrgia-proto-aioliko-parko-sti-drama>
- capital.gr (2024). Η EDP Renewables εγκαινίασε το αιολικό πάρκο "Ερημιά" στη Φθιώτιδα
<https://www.capital.gr/epixeiriseis/3817415/i-edp-renewables-egkainiase-to-aioliko-parko-erimia-sti-fthiotida/>

Energypress (2018). *Επεκτείνονται τα αιολικά πάρκα στα ορεινά της Ροδόπης*,
<https://energypress.gr/index.php/news/epekteinontai-ta-aiolika-parka-sta-oreina-tis-rodopis>

Hellenic Energy (2022). *Εξαγορά αιολικών πάρκων 55,2 MW στην Ανατολική Μάνη Λακωνίας*, <https://www.hellenicenergy.gr/media/press-releases/exagora-aiolikon-parkon-552-mw-stin-anatoliki-mani-lakonias>

<https://ventusate.gr/energ-melia/>

https://www.terna-energy.com/wp-content/uploads/2019/11/NTS_Agriahladia-Mesokipi_v1_fin.pdf

<https://www.anatolh.com/featured/plota-aiolika-parka-se-ag-nikolao-kai-siteia-metaxy-ton-proton-periochon-pou-tha-egkatastathoun/>

Παράρτημα Α - Αναλυτικοί Υπολογισμοί και Δεδομένα Εμπειρικής Μελέτης

Στο παρόν παράρτημα παρατίθενται οι αναλυτικοί υπολογισμοί επί των οποίων στηρίζονται τα αποτελέσματα του Κεφαλαίου 6, καθώς και τα λεπτομερή στοιχεία του δείγματος και των χρηματοοικονομικών μοντέλων. Σκοπός είναι η εξασφάλιση πλήρους διαφάνειας και αναπαραγωγιμότητας της εμπειρικής ανάλυσης.

Α.1 Συγκεντρωτικά δεδομένα του δείγματος

Ο ακόλουθος Πίνακας Α.1 παρουσιάζει τα στοιχεία παραγωγής και κερδοφορίας πριν και μετά την εφαρμογή ΤΝ για το σύνολο των δέκα πάρκων του δείγματος. Οι τιμές βασίζονται στα δημοσιευμένα στοιχεία της ΕΛΕΤΑΕΝ/CRES (2020) και της ΡΑΕ (2021), σε συνδυασμό με τις τιμές αναφοράς που τεκμηριώνονται στο Κεφάλαιο 5 (Πίνακας 5.3). Η ετήσια ταμειακή ροή (κέρδος) υπολογίζεται με βάση τιμή πώλησης 65 €/MWh, ενώ η εξοικονόμηση κόστους Ο&Μ προστίθεται στην ταμειακή ροή στο σενάριο εφαρμογής ΤΝ.

Πίνακας Α.1: Αναλυτικά στοιχεία παραγωγής και κερδών ανά πάρκο

Πάρκο	Ισχύς (MW)	Παραγωγή χωρίς ΑΙ (MWh)	Παραγωγή με ΑΙ (MWh)	Κέρδος χωρίς ΑΙ (€)	Κέρδος με ΑΙ (€)	Συνολική Βελτίωση (€)
Καλάμι	58,8	177.190	193.137	11.517.350	13.484.153	+1.966.803
Τραπεζώνα	52,5	151.767	165.426	9.864.855	11.587.408	+1.722.553
Ροδόπη	45,0	114.354	123.502	7.433.010	8.542.215	+1.109.205
Αγ. Νικολάου	41,8	128.138	135.826	8.328.970	9.341.235	+1.012.265
Δράμα	34,5	90.594	98.747	5.888.610	6.654.252	+765.642
Πλατανιστός	29,9	83.942	89.818	5.456.230	6.174.737	+718.507
Λακωνία	27,6	74.964	80.211	4.872.660	5.532.390	+659.730
Αγριαχλαδιά	24,0	67.277	71.986	4.373.005	4.948.787	+575.782

Μηλιά	18,4	51.610	54.190	3.354.650	3.690.160	+335.510
Παλιόπυργος	13,8	38.707	40.449	2.515.955	2.730.795	+214.840
Σύνολο	346,3	978.543	1.053.292	63.605.295	72.686.132	+9.080.837

Η συνολική βελτίωση του Πίνακα Α.1 περιλαμβάνει δύο συνιστώσες: (α) τα πρόσθετα έσοδα από αύξηση παραγωγής ($\Delta\text{MWh} \times \text{τιμή } 65 \text{ €/MWh}$) και (β) την εξοικονόμηση κόστους Ο&Μ από την προγνωστική συντήρηση. Ο αναλυτικός επιμερισμός παρουσιάζεται στον Πίνακα Α.1β.

Πίνακας Α.1β: Επιμερισμός συνολικής βελτίωσης σε έσοδα και εξοικονόμηση Ο&Μ

Πάρκο	Έσοδα από αύξηση παραγωγής (€)	Εξοικονόμηση Ο&Μ (€)	Συνολική Βελτίωση (€)
Καλάμι	1.036.555	930.248	+1.966.803
Τραπεζώνα	887.835	834.718	+1.722.553
Ροδόπη	594.620	514.585	+1.109.205
Αγ. Νικολάου	499.720	512.545	+1.012.265
Δράμα	529.945	235.697	+765.642
Πλατανιστός	381.940	336.567	+718.507
Λακωνία	341.055	318.675	+659.730
Αγριαχλαδιά	306.085	269.697	+575.782
Μηλιά	167.700	167.810	+335.510
Παλιόπυργος	113.230	101.610	+214.840
Σύνολο	4.858.685	4.222.152	+9.080.837

A.2 Υπολογισμοί επιμέρους χρηματοοικονομικών δεικτών

A.2.1 Χρησιμοποιούμενοι τύποι

Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV):

$$NPV = \sum_{t=1}^{25} [CF_t / (1 + r)^t] - I_0$$

όπου $r = 6\%$ (επιτόκιο προεξόφλησης), CF_t = ετήσια καθαρή ταμειακή ροή, $T = 25$ έτη, I_0 = αρχική επένδυση.

Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR): Επαναληπτική επίλυση της εξίσωσης $NPV(IRR) = 0$:

$$0 = \sum_{t=1}^{25} [CF_t / (1 + IRR)^t] - I_0$$

Simple Payback: $P = I_0 / \text{μέση ετήσια ταμειακή ροή}$

Discounted Payback: το πρώτο έτος για το οποίο $\sum DCF_t > I_0$, όπου $DCF_t = CF_t / (1 + r)^t$

A.2.2 Αναλυτικός υπολογισμός για το πάρκο Καλάμι

Δεδομένα επένδυσης:

- **CAPEX χωρίς ΑΙ:** 76.440.000 € (1,30 εκατ. €/MW × 58,8 MW)
- **Πρόσθετο CAPEX για ΑΙ:** 2.540.000 €, αναλυόμενο ως εξής:
 - Αισθητήρες & SCADA upgrade: 240.000 € (17.143 €/Α/Γ × 14 Α/Γ)
 - Λογισμικό & αλγόριθμοι: 1.500.000 € (κεντρικό σύστημα, ανεξάρτητο μεγέθους)
 - Εκπαίδευση & integration: 800.000 €
- **CAPEX με ΑΙ:** 78.980.000 €
- **Διάρκεια ζωής:** $T = 25$ έτη
- **Επιτόκιο προεξόφλησης:** $r = 6\%$

Συντελεστής annuity factor για $r = 6\%$, $T = 25$:

$$AF = [(1 - (1,06)^{-25}) / 0,06] = 12,7834$$

NPV χωρίς ΑΙ:

$$NPV = 11.517.350 \times 12,7834 - 76.440.000 = 147.230.387 - 76.440.000 = 70.790.387 \text{ €}$$

NPV με ΑΙ:

$$NPV = 13.484.153 \times 12,7834 - 78.980.000 = 172.372.730 - 78.980.000 = 93.392.730 \text{ €}$$

$$\Delta NPV = 93.392.730 - 70.790.387 = 22.602.343 \text{ € (αύξηση 31,9\%)}$$

Επαναληπτικός υπολογισμός IRR:

Πίνακας Α.2: Επαναληπτικός υπολογισμός IRR για το Καλάμι

Επαναληπτικό βήμα	Δοκιμή r	PV ταμειακών ροών	Σύγκριση με Investment	Συμπέρασμα
Χωρίς AI – Βήμα 1	10%	104.543.447 €	> 76.440.000 ✓	IRR > 10%
Χωρίς AI – Βήμα 2	14%	79.157.911 €	> 76.440.000 ✓	IRR > 14%
Χωρίς AI – Βήμα 3	14,5%	≈ 76.440.000	= I ₀	IRR ≈ 14,5%
Με AI – Βήμα 1	16%	82.214.121 €	> 78.980.000 ✓	IRR > 16%
Με AI – Βήμα 2	16,7%	≈ 78.980.000	= I ₀	IRR ≈ 16,7%

Αποτέλεσμα: IRR χωρίς AI = 14,5%, IRR με AI = 16,7%, βελτίωση +2,2 ποσοστιαίες μονάδες (ή +15,2%).

Υπολογισμός Payback:

Simple Payback χωρίς AI: $76.440.000 / 11.517.350 = 6,64$ έτη

Simple Payback με AI: $78.980.000 / 13.484.153 = 5,86$ έτη

Discounted Payback χωρίς AI: ≈ 8,7 έτη (έτος που $\sum DCF_t > I_0$)

Discounted Payback με AI: ≈ 7,4 έτη

Α.3 Ανάλυση επιμέρους τεχνολογιών ΤΝ

Α.3.1 Wake Steering - Μαθηματικό μοντέλο και εφαρμογή στο Καλάμι

Η τεχνολογία Wake Steering αξιοποιεί τη συντονισμένη παρέκκλιση γωνίας yaw των ανεμογεννητριών (yaw misalignment), ώστε οι ομόρρευστες ουρές να εκτρέπονται μακριά από τις κατάντη μηχανές. Το μαθηματικό μοντέλο που χρησιμοποιείται βασίζεται στο γκαουσιανό μοντέλο των Bastankhah & Porté-Agel (2014), όπως ενσωματώνεται στο εργαλείο FLORIS του National Renewable Energy Laboratory (NREL) (Gebraad et al., 2016).

Αποτελέσματα για το Καλάμι:

- Συνολική αύξηση παραγωγής λόγω wake steering: 4–5% (μέσος όρος συνολικού πάρκου, για διάταξη 4–5D)
- Επιπλέον CAPEX εξοπλισμού (αναβάθμιση yaw drives, αισθητήρες): περιλαμβάνεται στο σκέλος «Αισθητήρες & SCADA upgrade» της §Α.2.2
- Κίνδυνος αύξησης κόπωσης πτερυγίων: μετριάζεται με επιλογή ορίου παρέκκλισης $\pm 25^\circ$

A.3.2 LSTM Wind Forecasting - Παράμετροι μοντέλου

Το μοντέλο LSTM (Long Short-Term Memory) χρησιμοποιείται για βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη παραγωγής σε ορίζοντα 1–24 ωρών. Η αρχιτεκτονική που εφαρμόζεται περιλαμβάνει δύο διαδοχικά LSTM στρώματα με 64 νευρώνες έκαστο, dropout 0,2 και dense output layer.

Επιτυχία πρόβλεψης (από βιβλιογραφία, Liu et al. 2019):

- MAE (Mean Absolute Error): μείωση 25–35% έναντι κλασικών NWP μοντέλων
- RMSE (Root Mean Square Error): μείωση 22–30%
- Οικονομικό όφελος: μείωση ποινών εξισορρόπησης κατά 40–60% (για ελληνικό πλαίσιο, με τρέχουσες ποινές ΑΔΜΗΕ)

A.3.3 Predictive Maintenance - Αλγοριθμική προσέγγιση

Η προγνωστική συντήρηση βασίζεται σε συνδυασμό δύο αλγορίθμων: ο αλγόριθμος Isolation Forest (Liu et al., 2008) ανιχνεύει ανωμαλίες σε υψηλοδιάστατα δεδομένα SCADA, ενώ τα LSTM δίκτυα προβλέπουν την εξέλιξη της φθοράς για κρίσιμα εξαρτήματα (κιβώτιο ταχυτήτων, γεννήτρια, ρουλεμάν).

Αναμενόμενα οφέλη (από Márquez et al. 2012, GE Digital 2017, Siemens Gamesa 2019):

- Πρόβλεψη βλαβών 3–6 μήνες πριν την επέμβαση: ποσοστό επιτυχίας 75–85%
- Μείωση χρόνου εκτός λειτουργίας (downtime): 30–45%
- Συνολική μείωση κόστους O&M: 12–18% για νέα πάρκα, 6–10% για παλαιά

A.4 Ανάλυση ευαισθησίας - Παράμετροι

Η ανάλυση ευαισθησίας του Κεφαλαίου 6.5 βασίζεται σε μεταβολή κάθε παραμέτρου κατά $\pm 20\%$ γύρω από την κεντρική τιμή, διατηρώντας τις υπόλοιπες παραμέτρους σταθερές (*ceteris paribus*). Ο Πίνακας A.4 παρουσιάζει την επίδραση στο ΔNPV του πάρκου Καλάμι.

Πίνακας A.4: Ανάλυση ευαισθησίας για το Καλάμι

Παράμετρος	Κεντρική τιμή	Εύρος $\pm 20\%$	ΔNPV εύρος (εκατ. €)
Τιμή ηλεκτρισμού (€/MWh)	65	52 – 78	18,1 – 27,1
Βελτίωση παραγωγής (%)	9%	7,2% – 10,8%	18,1 – 27,1
Εξοικονόμηση O&M (€/MWh)	5,25	4,2 – 6,3	20,2 – 25,0
Επιτόκιο προεξόφλησης (%)	6%	4,8% – 7,2%	19,5 – 26,4
CAPEX επένδυσης ΑΙ (€)	2.540.000	2,03 εκατ. – 3,05 εκατ.	22,1 – 23,1

Από την ανάλυση προκύπτει ότι το ΔNPV της επένδυσης σε TN παραμένει σαφώς θετικό σε όλα τα σενάρια $\pm 20\%$ των πέντε κρίσιμων παραμέτρων. Πιο ευαίσθητη είναι η εκτίμηση στην τιμή ηλεκτρισμού και στη βελτίωση παραγωγής (επίδραση ± 5 εκατ. €), ενώ λιγότερο ευαίσθητη στο CAPEX επένδυσης (επίδραση $\pm 0,5$ εκατ. €) - εύρημα συνεπές με την επιστημονική βιβλιογραφία (IRENA, 2022).

A.5 ROI επένδυσης TN ανά πάρκο του δείγματος

Ο ακόλουθος πίνακας παρουσιάζει τη συνολική ανάλυση κόστους-οφέλους της επένδυσης σε TN ανά πάρκο του δείγματος, με βάση τη μεθοδολογία της §A.2.2 και τις τιμές κοστολόγησης του Πίνακα A.7. Το CAPEX της επένδυσης ΑΙ υπολογίζεται αναλογικά προς τον αριθμό ανεμογεννητριών για το σκέλος αισθητήρων (17.143 €/Α/Γ), με σταθερά κόστη

για λογισμικό και εκπαίδευση. Για τα παλαιά πάρκα (Παλιόπυργος, Μηλιά) εφαρμόζεται προσαύξηση 50% στο σκέλος των αισθητήρων λόγω αναβάθμισης SCADA.

Πίνακας Α.5: ROI επένδυσης ΤΝ ανά πάρκο (10ετής ορίζοντας)

Πάρκο	Αρ. Α/Γ	CAPEX ΑΙ (€)	Ετήσιο όφελος (€)	OPEX (€/έτος)	Καθαρό όφελος (€/έτος)	Payback
Καλάμι	14	2.540.000	1.966.803	180.000	1.786.803	1,4 έτη
Τραπεζώνα	15	2.557.000	1.722.553	170.000	1.552.553	1,6 έτη
Ροδόπη	15	2.557.000	1.109.205	160.000	949.205	2,7 έτη
Αγ. Νικολάου	11	2.489.000	1.012.265	155.000	857.265	2,9 έτη
Δράμα	15	2.557.000	765.642	150.000	615.642	4,2 έτη
Πλατανιστός	13	2.523.000	718.507	145.000	573.507	4,4 έτη
Λακωνία	12	2.506.000	659.730	145.000	514.730	4,9 έτη
Αγριαχλαδιά	8	2.437.000	575.782	140.000	435.782	5,6 έτη
Μηλιά	8	2.506.000	335.510	140.000	195.510	12,8 έτη
Παλιόπυργος	6	2.454.000	214.840	290.000	-75.160	Αρνητικό

Από τον Πίνακα Α.5 αναδεικνύεται σαφώς το όριο οικονομικής βιωσιμότητας στα 25 MW (8 ανεμογεννήτριες τυπικών 3 MW): τα πάρκα κάτω από αυτό το όριο εμφανίζουν payback άνω των 10 ετών (Μηλιά: 12,8 έτη) ή ακόμη και αρνητικό καθαρό όφελος (Παλιόπυργος, λόγω συνδυασμού μικρού μεγέθους, παλαιάς τεχνολογίας και υψηλού OPEX retrofit). Αντίθετα, τα πέντε μεγαλύτερα πάρκα (>30 MW) παρουσιάζουν payback κάτω από 4 έτη και είναι σαφώς βιώσιμα. Τα ευρήματα του Πίνακα Α.5 αποτελούν την ποσοτική βάση των πρακτικών προτάσεων της ενότητας 7.3.

Α.6 Συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης

Στον ακόλουθο Πίνακα Α.6 παρουσιάζεται η συγκριτική αξιολόγηση των τεσσάρων εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης ΤΝ (πλήρες in-house, σταδιακή υλοποίηση, κοινή πλατφόρμα, υβριδικό), με βάση το παράδειγμα ενός μεγάλου πάρκου (58,8 MW, π.χ. Καλάμι).

Πίνακας Α.6: Σύγκριση μοντέλων υλοποίησης ΤΝ για το πάρκο Καλάμι

Παράμετρος	Πλήρες in-house	Σταδιακή υλοποίηση	Κοινή πλατφόρμα	Υβριδικό
CAPEX (€)	2.540.000	950.000 (φάση 1)	≈ 1.750.000	1.580.000
OPEX (€/έτος)	180.000	Σταδιακό	70.000	130.000
Ετήσιο όφελος (€)	1.966.803	770.000 (φάση 1)	≈ 1.450.000+	1.966.803
Καθαρό όφελος (€/έτος)	1.786.803	680.000	≈ 1.380.000+	1.836.803
Payback (έτη)	1,4	1,4	1,3	0,9
ROI 10ετίας	603%	σταδιακό	≈ 690%	1.063%
Κίνδυνος υλοποίησης	Υψηλός	Μέτριος	Χαμηλός	Χαμηλός–Μέτριος
Έλεγχος δεδομένων	Πλήρης	Σταδιακός	Διαμοιραζόμενος	Επιλεκτικός

Σύμφωνα με τον Πίνακα Α.6, το υβριδικό μοντέλο εμφανίζει το βέλτιστο συνδυασμό κόστους-οφέλους (Payback 0,9 έτη, ROI 10ετίας 1.063%) για μεγάλα πάρκα όπως το Καλάμι. Η κοινή πλατφόρμα προσφέρει εξοικονόμηση CAPEX 31% και OPEX 61% ανά πάρκο σε σχέση με την πλήρη in-house υλοποίηση και είναι ιδιαίτερα ελκυστική για clusters γειτονικών πάρκων (π.χ. πιλοτικό cluster Καρυστίας με Καλάμι, Πλατανιστό, Μηλιά και Παλιόπυργο).

A.7 Αναλυτική κοστολόγηση παρεμβάσεων TN

A.7.1 Νέα πάρκα (π.χ. Καλάμι, Τραπεζώνα)

Για τα νέα πάρκα του δείγματος (Καλάμι, Τραπεζώνα, Ροδόπη, Αγ. Νικολάου, Δράμα, Πλατανιστός, Λακωνία, Αγριαχλαδιά), η κοστολόγηση των παρεμβάσεων TN βασίζεται στις ακόλουθες παραμέτρους, τεκμηριωμένες από τη διεθνή βιβλιογραφία (GE Digital, 2017, Siemens Gamesa, 2019, IEA Wind, 2020):

- **Hardware ανά Α/Γ** (αισθητήρες δονήσεων, θερμοκρασίας, οπτικοί, edge computing module): 17.143 €/Α/Γ
- **Κεντρικό σύστημα** (server room, μετάδοση δεδομένων, αρχικός τοπικός cluster): 280.000 €
- **Λογισμικό & αλγόριθμοι** (άδειες χρήσης πλατφόρμας, customization, integration): 1.220.000 €
- **Εκπαίδευση & integration** (εκπαίδευση operators, σύμβουλοι, integration με υφιστάμενο SCADA): 800.000 €
- **Σύνολο CAPEX** $\approx 17.143 \text{ €/Α/Γ} \times N + 2.300.000 \text{ €}$

Για το Καλάμι (14 Α/Γ): $17.143 \times 14 + 2.300.000 = 240.000 + 2.300.000 = 2.540.000 \text{ €}$

Για την Τραπεζώνα (15 Α/Γ): $17.143 \times 15 + 2.300.000 = 257.143 + 2.300.000 = 2.557.143 \text{ €}$

A.7.2 Παλαιά πάρκα (π.χ. Παλιόπυργος, Μηλιά)

Για τα παλαιά πάρκα του δείγματος (Παλιόπυργος, Μηλιά), η κοστολόγηση παρουσιάζει τις ακόλουθες ιδιαιτερότητες:

- **Hardware ανά Α/Γ:** προσ αύξηση 50% λόγω της απαιτούμενης αναβάθμισης SCADA, επομένως 25.715 €/Α/Γ
- **Επιπρόσθετο κόστος retrofit ελεγκτών yaw** (όπου εφικτή η εφαρμογή wake steering): 70.000 €/Α/Γ ή πλήρης αντικατάσταση
- **OPEX:** προσ αύξηση 40% λόγω αυξημένων αναγκών συντήρησης παλαιού εξοπλισμού
- **Σύνολο CAPEX** $\approx 25.715 \text{ €/Α/Γ} \times N + 2.300.000 \text{ €}$

Για τον Παλιόπυργο (6 Α/Γ): $25.715 \times 6 + 2.300.000 = 154.290 + 2.300.000 = 2.454.290 \text{ €}$

Για τη Μηλιά (8 Α/Γ): $25.715 \times 8 + 2.300.000 = 205.720 + 2.300.000 = 2.505.720 \text{ €}$

Η διαφοροποίηση αυτή εξηγεί γιατί τα δύο πιο παλαιά και μικρά πάρκα του δείγματος εμφανίζουν χαμηλότερη απόδοση επένδυσης - και αποτελεί την κρίσιμη παράμετρο πέρα από την οποία η πλήρης εφαρμογή TN καθίσταται μη βιώσιμη (όριο κρίσιμου μεγέθους στα 25 MW, ενότητα 6.7).