

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Αξιοποίηση μετατροπέων Αιολικών Πάρκων για τη βελτίωση της Ευστάθειας Τάσεως ΣΗΕ

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Θεόδωρος Σουξές

Επιβλέπων : Κωνσταντίνος Δ. Βουρνάς Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2019



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Αξιοποίηση μετατροπέων Αιολικών Πάρκων για τη βελτίωση της Ευστάθειας Τάσεως ΣΗΕ

ΛΙΛΑΚΤΟΡΙΚΗ ΛΙΑΤΡΙΒΗ

Θεόδωρος Σουξές

Συμβουλευτική Επιτροπή : Κωνσταντίνος Βουρνάς (Επιβλέπων) Γεώργιος Κορρές Σταύρος Παπαθανασίου

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 8^η Ιουλίου 2019.

Κωνσταντίνος Βουρνάς Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Νικόλαος Χατζηαργυρίου Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Γεώργιος Κορρές Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ιωάννης Προυσαλίδης Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Βασίλειος Νικολαίδης Επ. Καθηγητής Δ.Π.Θ.

Αθήνα, Ιούλιος 2019

Παύλος Γεωργιλάκης

Αναπ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Θεόδωρος Σουξές

Διδάκτωρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Θεόδωρος Σουξές, 2019

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Πρόλογος

Η παρούσα διατριβή εκπονήθηκε στα πλαίσια του διδακτορικού προγράμματος σπουδών της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Η διδακτορική διατριβή αυτή είναι το αποτέλεσμα επίμονης και πολύχρονης προσπάθειας, η οποία ολοκληρώνει ένα σημαντικό κύκλο της ζωής μου που ξεκίνησε με τις προπτυχιακές μου σπουδές στη σχολή HMMY του ΕΜΠ το 2010.

Θα ήθελα να εκφράσω, καταρχάς, ευγνωμοσύνη και τις πιο θερμές μου ευχαριστίες στον επιβλέποντα καθηγητή κ. Κωνσταντίνο Βουρνά, για την πολύτιμη βοήθεια, συνεχή καθοδήγηση, ανιδιοτέλεια και υπομονή που επέδειξε και συνεχίζει να επιδεικνύει καθ' όλη τη διάρκεια της συνεργασίας μας. Τον ευχαριστώ που μου έδωσε τη δυνατότητα να ασχοληθώ με ένα ιδιαίτερα επιμορφωτικό, σύγχρονο και ενδιαφέρον θέμα της επιστήμης του ηλεκτρολόγου μηχανικού, καθώς και για το ότι είναι πάντα διαθέσιμος και πρόθυμος να βοηθήσει και να μοιραστεί τις γνώσεις του. Ιδιαίτερης σημασίας για μένα είναι το γεγονός ότι στα πλαίσια της συνεργασίας αυτής, πέραν ενός άξιου καθηγητή, γνώρισα έναν από τους πιο αξιόλογους ανθρώπους, στον οποίον από την πλευρά μου εύχομαι τα καλύτερα. Οι γνώσεις του, η επιστημονική του κατάρτιση και καθοδήγηση διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στην διαμόρφωση της διατριβής και ταυτόχρονα στην προσωπική μου πρόοδο.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τον διδάκτορα μηχανικό Χαράλαμπο Λάμπρου, για τη συνεργασία μας σε διάφορα ερευνητικά θέματα και ιδιαίτερα για τη βοήθειά του πάνω στο πρόγραμμα μακροπρόθεσμης προσομοίωσης WPSTAB, σε συνδυασμό με την παροχή των απαραίτητων στοιχείων προσομοίωσης του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος. Επιπρόσθετα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους ΥΔ μηχανικούς Γεώργιο Πριονιστή και Παναγιώτη Μανδουλίδη της ερευνητικής ομάδας του εργαστηρίου ΣΗΕ, για τις πολλές εποικοδομητικές συζητήσεις μας και το αξιοθαύμαστο κλίμα συνεργασίας.

Επίσης, αυτά τα χρόνια συνεπέβλεψα υπό την εποπτεία του κ. Βουρνά αρκετές διπλωματικές εργασίες. Θέλω να ευχαριστήσω όλους τους αποφοίτους, από τη συνεργασία με τους οποίους έμαθα πολλά, και ιδιαίτερα τους Αριστείδη Παρασίδη, Ιωάννη Γρανίτσα και Γεώργιο Τζούνα.

Εν συνεχεία, δε θα μπορούσα να παραλείψω να ευχαριστήσω τον κολλητό μου φίλο, Αθανάσιο Σιαμπάνο, καθώς και τους αγαπημένους συμφοιτητές και φίλους μου, Κωνσταντίνο Κρέτση, Ιωάννα Τζιάλλα, Γεώργιο Μάκο και Κωστή Ηλιάκη που ήταν δίπλα μου όλα αυτά τα χρόνια και οποιαδήποτε στιγμή χρειάστηκε μου παρείχαν βοήθεια, στήριξη, ξενοιασιά και χαρούμενες στιγμές. Εύχομαι υγεία κι ευτυχία για αυτούς και τις οικογένειές τους.

Επιπροσθέτως θα ήθελα να ευχαριστήσω το δάσκαλό μου στο muay thai, kru yai Κωνσταντίνο Θεοδούλου, ο οποίος συνέβαλε στην σωματική και ψυχική εξέλιξή μου ως άτομο όλα αυτά τα χρόνια με την καθοδήγηση, την προπόνηση, το λόγο και τη μεταλαμπάδευση των γνώσεών του.

Σε προσωπικό επίπεδο, θέλω να κάνω ιδιαίτερη αναφορά στη σύντροφο της ζωής μου, Μάρθα Οικονόμου, για τη συνεχή και πολύπλευρη συμπαράστασή της, την αισιοδοξία της και το μεταδοτικό χαμόγελό της, η οποία μου έδωσε περισσότερη ενέργεια και κίνητρα για την ολοκλήρωση της διατριβής, καθώς και για το θάρρος που μου εμπνέει και τη δύναμη που μου δίνει καθημερινά.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω από τα βάθη της καρδιάς μου την οικογένεια μου, Παναγιώτη Σουξέ, Ελένη Σπυριδοπούλου, Αθανάσιο Σουξέ και Γεώργιο Σουξέ, χωρίς την ηθική, ψυχολογική και οικονομική στήριξη της οποίας όλα αυτά τα χρόνια, δεν θα μπορούσα να βρίσκομαι σε αυτή τη θέση. Τους ευχαριστώ για την πίστη τους σε εμένα, την αληθινή αγάπη τους, τη ζωντάνια και το χιούμορ τους, καθώς και την υποστήριξη που μου παρείχαν σε όλες τις επιλογές μου. Βρίσκονταν πάντα στο πλευρό μου και αποτελούν ακρογωνιαίο λίθο για την εκπαίδευση και προσωπικότητά μου. Μία τέτοια οικογένεια, είναι η υπέρτατη πολυτέλεια.

"Στους γονείς οφείλομεν το ζην, στους δε διδασκάλους το ευ ζην".

Θεόδωρος Σουξές Αθήνα, Ιούλιος 2019

Περίληψη

Η παρούσα διδακτορική διατριβή διερευνά την επίδραση της άεργης υποστήριξης μετατροπέων αιολικών πάρκων στο όριο φόρτισης ενός συστήματος μεταφοράς. Συγκεκριμένα, σκοπός της εργασίας είναι να παρέχει μία εκτίμηση της αύξησης της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (και κατά συνέπεια του ορίου ευστάθειας τάσεως) που μπορεί να επιτευχθεί από την προτεινόμενη μέθοδο έκτακτης μέγιστης άεργης υποστήριξης αιολικών πάρκων, παρουσία μεταβλητής αιολικής παραγωγής.

Τα συστήματα που εξετάζονται αποτελούνται από γραμμές μεταφοράς στις οποίες συνδέεται μέσω αποκλειστικών γραμμών διανομής μέσης τάσης η αιολική παραγωγή. Τα δεδομένα των γραμμών σύνδεσης προέρχονται από πραγματικά αιολικά πάρκα που είναι συνδεδεμένα στο Ελληνικό σύστημα, στην περιοχή της Πελοποννήσου. Η γραμμή σύνδεσης κάθε πάρκου αποτελείται από τον υποσταθμό Υψηλής/Μέσης Τάσης και περιλαμβάνει μετασχηματιστή ισχύος εξοπλισμένο με ΣΑΤΥΦ. Στον ζυγό Μέσης Τάσης του υποσταθμού υπάρχουν αυτόματοι στατοί πυκνωτές αντιστάθμισης. Τα αιολικά πάρκα και οι επί μέρους ελεγκτές των ανεμογεννητριών έχουν τη δυνατότητα να ρυθμίζουν την έγχυση αέργου ισχύος στον ισοδύναμο ζυγό σύνδεσης κάθε πάρκου. Αρχικά προσομοιώνονται δύο συστήματα δοκιμών με ένα και δύο αιολικά πάρκα αντίστοιχα, ενώ εν συνεχεία προσομοιώνεται ολόκληρο το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ).

Για την προσομοίωση της επίδρασης που έχει η μεταβλητότητα του ανέμου στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος, δύο συσχετισμένες χρονοσειρές ταχυτήτων ανέμου θεωρούνται ως είσοδος στις ανεμογεννήτριες. Το μοντέλο που χρησιμοποιείται για την εξαγωγή των χρονοσειρών ενεργού παραγωγής, προσομοιώνει τη λειτουργία και τον έλεγχο μιας ανεμογεννήτριας μεταβλητών στροφών και συγκεκριμένα μιας ασύγχρονης ανεμογεννήτριας διπλής τροφοδότησης.

Για την εκτίμηση της συνεισφοράς κάθε αιολικού πάρκου, υλοποιούνται τρεις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου αέργου ισχύος του ηλεκτρονικού μετατροπέα, συγκεκριμένα η ρύθμιση με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, η ρύθμιση τάσης του αιολικού πάρκου και μία προτεινόμενη μέθοδος ευφυούς ελέγχου με εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης των αιολικών πάρκων σε συνθήκες εκτάκτου ανάγκης. Ειδικότερα, η μέθοδος μέγιστης άεργης υποστήριξης των αιολικών πάρκων σε συνθήκες εκτάκτου ανάγκης. Ειδικότερα, η μέθοδος μέγιστης άεργης υποστήριξης των αιολικών πάρκων σε συνθήκες εκτάκτου ανάγκης. Ειδικότερα, η μέθοδος μέγιστης άεργης υποστήριξης των αιολικών πάρκων σε συνθήκες εκτάκτου ανάγκης. Ειδικότερα, η μέθοδος μέγιστης άεργης υποστήριξης και στρατηγικής ελέγχου της υψηλής τάσης του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ σύνδεσης των διεσπαρμένων πηγών, που απαιτεί μόνο ένα διακριτό σήμα το οποίο θα ζητάει μέγιστη άεργη υποστήριξη από την διεσπαρμένη παραγωγή, όταν η ΥΤ της γραμμής μεταφοράς παραβιάσει ένα κατώφλι ελάχιστης τάσης. Η ΕΜRS μπορεί να επιτευχθεί μέσω ενός φθηνού κι εύκολου να αποκτηθεί καναλιού επικοινωνίας, είτε ασύρματα (π.χ. κινητό τηλέφωνο) ή ενσύρματα από τις γραμμές μεταφοράς.

Στην διατριβή πραγματοποιείται επιπρόσθετα διερεύνηση νέων μηχανισμών αστάθειας, που οφείλονται σε αδυναμία μεταφοράς της εγχεόμενης ενεργού ισχύος από μετατροπείς Ηλεκτρονικών Ισχύος, στην προσπάθειά τους να υποστηρίζουν άεργα το σύστημα μεταφοράς σε καταστάσεις εκτάκτου ανάγκης. Οι μορφές αστάθειας που ερευνώνται είναι νεοφανείς και δεν έχουν μέχρι στιγμής ταξινομηθεί. Ταυτόχρονα προτείνονται σχήματα προστασίας για την έγκαιρη ανίχνευση και αντιμετώπιση πιθανής αστάθειας του ανωτέρω τύπου σε διαφορετικές λειτουργίες των μετατροπέων κι επιπρόσθετα πραγματοποιείται επαλήθευση της αποτελεσματικότητας των σχημάτων αυτών.

Ακολούθως πραγματοποιείται διερεύνηση της εσωτερικής δομής και τοπολογίας των ανεμογεννητριών που απαρτίζουν ένα αιολικό πάρκο (λεπτομερές μοντέλο αιολικού πάρκου), καθώς και ο τρόπος που διαμοιράζονται οι εντολές από τον κεντρικό ρυθμιστή στους επιμέρους ρυθμιστές των μετατροπέων των ανεμογεννητριών. Το μοντέλο κάθε ανεμογεννήτριας περιλαμβάνει λεπτομερή υλοποίηση των συστημάτων ελέγχου τάσεως, ενεργού και αέργου ισχύος. Επιπρόσθετα εξετάζεται κατά πόσο μπορούν να αναπαρασταθούν επαρκώς οι επιμέρους ανεμογεννήτριες ενός αιολικού πάρκου από μια ισοδύναμη μηγανή. Έπειτα, πραγματοποιείται σύγκριση της πλήρους προσομοίωσης με την Οιονεί Στατική Προσέγγιση για το προσεγγιστικό μοντέλο Αιολικού Πάρκου μίας συγκεντρωμένης ανεμογεννήτριας υπό μεταβλητό άνεμο. Η σύγκριση αποσκοπεί να αναδείξει την Οιονεί Στατική Προσέγγιση ως ένα αξιόπιστο τρόπο για την εκτίμηση του Ορίου Ευστάθειας ενός συστήματος μεταφοράς. Τέλος, πραγματοποιείται διερεύνηση της νεοφανούς αστάθειας για λειτουργία σταθερού ρεύματος των μετατροπέων των ανεμογεννητριών με το πλήρες μοντέλο και προτείνονται μέτρα προστασίας μέσω κατάλληλης παραμετροποίησης των ελεγκτών των ανεμογεννητριών (συγκεκριμένα του ελεγκτή γωνίας-βήματος και της στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος).

Εν συνεχεία πραγματοποιούνται πιθανοτικές προσομοιώσεις των εξεταζόμενων συστημάτων μέσω της παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών, προκειμένου να δημιουργηθεί ένας δειγματικός χώρος πολλαπλών προσομοιώσεων και έτσι να πραγματοποιηθεί στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων. Αρχικά αναπτύσσεται ένας αλγόριθμος παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών με χρήση στοχαστικών μοντέλων Markov. Αφού γίνει η διακριτοποίηση και η εξαγωγή του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης των δεδομένων χρονοσειρών που αναφέρθηκαν παραπάνω, διερευνάται η επίδραση των διαφόρων παραμέτρων στην αναπαραγωγή των συντελεστών αυτοσυσχέτισης και της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας, με σκοπό την καταλληλότερη επιλογή Μαρκοβιανού μοντέλου των χρονοσειρών. Τέλος, βάσει του επιλεχθέντος μοντέλου παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την επανάληψη των προσομοιώσεων, θεωρώντας τη χρήση της μεθόδου Monte Carlo Markov αλυσίδων (MCMC) ως μία κατάλληλη αναπαράσταση της αιολικής ισχύος και των στατιστικών της.

Για την προσομοίωση του συστήματος δοκιμών με ένα αιολικό πάρκο χρησιμοποιείται το λογισμικό MATLAB, ενώ για την προσομοίωση του συστήματος δοκιμών με δύο αιολικά πάρκα και του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος το πρόγραμμα προσομοίωσης στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα WPSTAB.

Λέξεις Κλειδιά:

Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς, Διεσπαρμένη Παραγωγή, Αιολικά Πάρκα, Μεταβλητότητα Ανέμου, Έλεγχος Αέργου Ισχύος, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης, Όριο Φόρτισης Συστήματος, Ευστάθεια Τάσεως, Καμπύλες Ισχύος-Τάσεως, Αστάθεια Μετατροπέα Ηλεκτρονικών Ισχύος, Προσεγγιστικό Ισοδύναμο Μοντέλο Αιολικού Πάρκου, Αλληλεπίδραση ελεγκτών γωνίας-βήματος και μέγιστης απολαβής ισχύος, Μοντέλα Markov, Στατιστική Ανάλυση, Πιθανοτική Προσομοίωση, Συνθετικές Χρονοσειρές.

Abstract

This PhD dissertation investigates the effect of reactive support of Wind Farm (WF) converters on the maximum power transfer of a power transmission system. Specifically, the aim of this work is to assess the power transfer limit increase (and hence the long-term voltage stability enhancement) by a proposed emergency maximum reactive support control scheme, in the presence of stochastic wind farm generation.

The examined systems include transmission lines where Wind Farms (WF) are connected through dedicated MV distribution feeders. The detailed data for the feeders are taken from actual wind farms connected to the Hellenic System in the area of Peloponnese. The wind farm feeders consist of HV/MV substations with power transformers equipped with Load-Tap Changers, switched capacitor banks and power electronic converters AC/DC/AC connecting the WFs. These devices regulate and control the reactive power injected by the wind farms. The WF and the wind generator controllers have the ability to regulate the reactive power injected to the connection bus. At first two different test systems are simulated with one and two WFs respectively, while later the whole Hellenic Interconnected System (HIS) is simulated.

In order to simulate the effect of wind variability in system loadability limit, two correlated wind speed time series are considered as input to the wind generators. The model used to extract the active power time series simulates the operation and control of a variable speed wind generator, specifically of a doubly-fed asynchronous generator.

To assess the contribution from each WF, three different control strategies of the wind farm converter are implemented, more specifically the unity power factor control (UPF), the WF constant voltage control (CVC) and a proposed intelligent emergency control with maximum available reactive support command (Emergency Maximum Reactive Support, EMRS). The EMRS control scheme requires only one triggering signal requesting maximum reactive support from the distributed source (in this case the WF). This can be achieved through an inexpensive and easy to acquire communication channel, either wireless (e.g. mobile phone) or through line courier communication.

This exercise focuses also on new converter instability mechanisms, not so far described in power system stability classifications. The converter instability condition refers to the inability of the network to receive the generated power (minus active losses) under adverse network conditions, due to its diminishing voltage. This short-term power system instability arises when the converter is assigned to support the transmission system through reactive power injection. Furthermore, a protection scheme, able to detect and prevent this type of instability is proposed.

Next, the internal structure and topology of the wind turbine generators (WTGs) that compose a wind farm are investigated (a detailed model of a WF is simulated). The model of each wind turbine includes a detailed implementation of the voltage, the active and reactive power control systems. In addition, a central control system of the Wind Farm is implemented, through which control signals are distributed to the individual wind turbines. A method is then proposed for the determination of an aggregate model for the simplified equivalent representation of a Wind Farm, focusing on the application to voltage stability studies. Furthermore, a full simulation is compared with the Quasi-Steady-State (QSS) for the approximate Wind Farm model of an aggregated equivalent wind turbine under variable wind. The comparison aims to highlight the Quasi-Steady-State as a reliable way of assessing the voltage stability limit on a transmission system. Finally, the converter instability examined earlier with the QSS method, referring to the inability of the network to receive the generated power under adverse network conditions and constant current limitation, is now investigated with the full simulation model. Protection schemes are proposed, able to prevent this type of instability by retuning the Maximum Power Point Tracking controller parameters, in order to better interact with the pitch controller.

Afterwards, with the use of stochastic Markov models, an algorithm is developed for the production of synthetic time series. After the discretization and the extraction of the probability transition matrix of the original time series, which corresponds to real wind speed measurements, the effect of various parameters on the reproduction of autocorrelation factors and probability density function is examined, in order to choose the most fitting model for each time series. Finally, the produced synthetic time series from each chosen Markov model are used for the probabilistic simulation of the Wind Farms. The use of a Markov Chain Monte Carlo (MCMC) method is considered as an appropriate representation of wind power and its statistics in this exercise.

For the simulations of the first test system comprised by one wind farm, the software package MATLAB is used, while for the test system consisted of two wind farms, as well as for the whole Hellenic Interconnected System, the long-term Quasi-Steady-State simulation program WPSTAB.

Keywords:

Maximum Power Transfer, Distributed Generation, Wind Farms, Wind Variability, Reactive Power Control, Emergency Maximum Reactive Support, System Loadability Limit, Voltage Stability, Aggregate Wind Farm Model, Pitch control and Maximum Power Point Tracking control interactions, Markov Models, Statistical Analysis, Probabilistic Simulation, Synthetic Time Series.

Πίνακας Περιεχομένων

Κατάλογος Πινάκων	xiii
Κατάλογος Σχημάτων	xvii
Συντομογραφίες	xxvii
Γλωσσάριο Τεχνικών Όρων	.xxix
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Ανανέωσιμες Πηγές Ενεργείας	3
 1.1.1 Αιολικά Πάρκα 	3
1.1.2 Φωτοβολταϊκά Πάρκα	6
1.2 Εύσταθεία ΣΗΕ	7
1.2.1 Ευστάθεια γωνίας	8
1.2.2 Ευστάθεια Συχνότητας	10
1.2.3 Ευστάθεια Τάσης	10
1.3 ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ ΓΕΝΙΚΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΣΗΕ	11
1.3.1 Συστήματα με Συνήθεις Διαφορικές Εξισώσεις	11
1.3.2 Συστήματα διαφορικών εξισώσεων με αλγεβρικούς περιορισμούς	11
1.3.3 Μοντέλο Πολλαπλών Χρονικών Κλιμάκων	12
1.3.3.1 Ιδιάζουσες Διαταραχές	12
1.3.3.2 Οιονεί Στατική Προσέγγιση	13
1.3.4 Χωρισμός μοντέλου ΣΗΕ σε χρονικές κλίμακες	14
1.4 ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΑΣΤΑΘΕΙΑΣ ΤΑΣΗΣ	17
1.4.1 Βραγυπρόθεσμη Αστάθεια Τάσης	18
1.4.2 Μακροπρόθεσμη Αστάθεια Τάσης	19
1.4.3 Β/Π Αστάθεια Τάσης από Μακροπρόθεσμη δυναμική	20
1.4.4 Κατάρρευση Τάσης	20
1.5 Όριο Φορτισής Σύστηματος	21
1.5.1 Μένιστη Μεταφερόμενη Ισγής	
1.5.2 Χαρακτηριστικές Δικτύου και Καμπύλες PV	23
153 Χαρακτηριστικές Φορτίου	26
154 Περινοαωή μηγανισμών κατάρρευσης	27
1.6 Προγραφή μηχανισμών καναρροσοής	Σ 30
17 Πιθανοτική Αναλύχη ΣΗΕ	30
1.8 ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑΣ	32
1.8.1 Βελτίωση Ευστάθειας Τάσεως ΣΗΕ και Ενίσνυση Συστήματος	
Μεταφοράς από Διεσπαριένες Πηνές	32
1.8.2 Μηνανισμοί αστάθειας τάσεως μετατοοπέων Ηλεκτοονικών Ισνύος	· 37
1.8.2 Στοναστικά Μοντέλα Αιολικής Παραγωγής και Αναπαραγωγή	,
Συνθετικών Χοονοσειοών	30
$10 \qquad \text{Antikelmeno kal Aomu tus edgasias}$	<i>57</i> //1
$1.7 \qquad \text{AINTIKEIMEINO KAI GOINITITZ EPI AZIAZ}$	···· +1
2 HAFAZIAZH ZYZIHWAIOZ WE IA ψ OPAZ WE Δ IEZHAPMENE2 ΠΗΓΕΣ	47
	47
2.1 ΜΕΙ ΤΣΤΗ ΜΕΤΑΦΕΡΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΚΑΙ ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΩΝ ΠΗΓΩΝ	4/
2.1.1 Διατυπωση Προβληματος και Ι ενική Δομή	47

	2.1.2 Ασθενές Σύστημα Μεταφοράς	.48
	2.2 Σύνδεση με Μετατροπείς Ηλεκτρονικών Ισχυός	.49
	2.2.1 Μετατροπείς DC/AC Πηγής Τάσης και Πηγής Ρεύματος	.50
	2.2.2 Μετατροπείς AC/DC/AC	.52
	2.2.3 Μετατροπείς Ισχύος και Διεσπαρμένη Παραγωγή	.53
	2.2.4 Δυνατότητες Ελέγχου, Ονομαστικά Μεγέθη και Όρια Λειτουργίας	.54
	2.3 Διατάξεις Ρυθμίσης Αεργού Ισχύος	.57
	2.3.1 Διακριτό Μοντέλο ΣΑΤΥΦ	.57
	2.3.2 Αυτόματοι Μηχανισμοί Ζεύξης-Απόζευξης Πυκνωτών	.57
	2.3.3 Μετατροπείς Ηλεκτρονικών Ισχύος	.58
	2.4 Μεγίστη Άεργος Υποστηριξή Εκτακτού Αναγκής EMRS	.58
3	ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΙΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΟΚΙΜΩΝ ΜΕ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	.61
	3.1 Γενική Δομή Συστηματός Δοκίμων με ένα Α/Π (αποκλειστική γραμ)	MH
	$\Delta IANOMH\Sigma MT$)	.61
	3.1.1 Δομή και Δεδομένα Συστήματος	.61
	3.1.2 Διατάξεις Ρύθμισης Αέργου Ισχύος	.63
	3.1.3 Εξισώσεις Συστήματος	.65
	3.1.4 Αρχικοποίηση	.69
	3.1.5 Χρόνος Προσομοίωσης και Αγωγιμότητα Φορτίου	.69
	3.1.6 Περιγραφή Προσομοίωσης	.70
	3.1.7 Περιγραφή Χρονοσειρών	.70
	3.2 Προσομοιώση Σύστηματος για το Α/Π #1	.73
	3.2.1 Παρουσίαση Αποτελεσμάτων Ενδεικτικής Προσομοίωσης	.73
	3.2.1.1 Λειτουργία Χωρίς Αιολικό Πάρκο και γραμμή MT	.74
	3.2.1.2 Επίδραση ενεργού ισχύος Αιολικού Πάρκου (Μοναδιαίος	
	Συντελεστής Ισχύος)	.75
	3.2.1.3 Επίδραση ρύθμισης τάσεως Α/Π	.78
	3.2.1.4 Επίδραση αυτόματης σύνδεσης στατών πυκνωτών υποσταθμού	.80
	3.2.1.5 Εφαρμογή Ελέγχου Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης	.83
	3.2.1.6 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοιώσεων Ελέγχου	
	Μετατροπέα Α/Π στο όριο φόρτισης συστήματος	.88
	3.3 Просомоі 25 гіа то A/П #2	.91
	3.3.1 Επίδραση Ελέγχου Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης σε Ενδεικτική	
	Προσομοίωση	.91
	3.3.2 Παρουσίαση Αποτελεσμάτων Διαφορετικών Λειτουργιών Α/Π	.95
4	ΝΕΟΙ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΑΣΤΑΘΕΙΑΣ ΣΗΕ	.99
	4.1 Εύσταθεία Σύστηματός με Διέσπαρμενή Παραγωγή	.99
	4.1.1 Όριο Ευστάθειας Γωνίας Φάσεως1	00
	4.1.2 Όριο Ευστάθειας υπό Σταθερό Ρεύμα1	01
	4.1.3 Μηχανισμός Αντιμετώπισης Αστάθειας Μετατροπέα1	04
	4.2 ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (Α/Π #2)	106
	4.2.1 Χωρίς προστασία αστάθειας μετατροπέα1	108
	4.2.2 Προσομοίωση προστασίας αστάθειας1	109
	4.3 Προστασιά Έκτακτής Αποκοπής Αιολικής Ισχύος	113
	4.4 Ισολύναμια με Ελεγχομένη Πήγη Σταθερού Ρευματός 1	115
	4.4.1 Εξισώσεις Συστήματος με Έλεγχο Σταθερού Ρεύματος1	115
	4.4.2 Χωρίς προστασία αστάθειας μετατροπέα1	17
	4.4.3 Προσομοίωση προστασίας αστάθειας ελεγχόμενης πηγής ρεύματος .1	19

4.4.	.1 Τροποποίηση μηχανισμού προστασίας ρυθμιζόμενης πηγής τάσε	εως
σε ε	εγχόμενη πηγή ρεύματος	119
4.4.	.2 Αποτελέσματα προσομοιώσεων με προστασία αστάθειας σε	
λειτ	νυργία μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος	120
4.4.	.3 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοιώσεων με λειτουργία	
μετα	τροπέα ελεγχόμενης πηγής τάσεως και πηγής ρεύματος	123
5 ΑΝΑΛ	ΥΣΗ ΕΣΩΤΕΡΙΚΗΣ ΛΟΜΗΣ ΚΑΙ ΣΧΕΛΙΑΣΗ ΚΕΝΤΡΙΚΟΥ	
ΡΥΘΜΙΣΤ	Н АП	127
5.1 Bi	οχοι Ελεγχου Ανεμογεννητρίας Πληρούς Μετατροπέα	127
5.1.1	Περιγραφή συστήματος Α/Γ	128
5.1.2	Αεροδυναμικό μέρος	128
5.1.3	Σύστημα Αναφοράς	129
5.1.	.1 Αναγωγή πλαισίων	130
5.1.	.2 Βρόχος κλειδωμένης φάσης	131
5.1.4	Βρόχος Ελέγχου Γωνίας Βήματος Πτερυγίων (Pitch Controller)	131
5.1.5	Παράσταση ρυθμιστή στροφών της Α/Γ	132
5.1.6	Βρόχος Ελέγχου Ενεργού Ισχύος	134
5.1.7	Βρόχος Ελέγχου Τάσεως/Αέργου Ισχύος	134
5.2 Ki	ΝΤΡΙΚΟΣ ΈΛΕΓΧΟΣ ΤΑΣΕΩΣ ΚΑΙ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ	136
5.2.1	Εντολές Αέργου Ισχύος στις Ανεμογεννήτριες	136
5.2.2	Έλεγχος Σταθερής Αέργου Ισχύος Σημείου Κοινής Σύνδεσης	137
5.2.3	Έλεγχος Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης	137
5.3 Y	ONOIHTH TE NEPIBAAAON SIMULINK	138
5.4 Γe	νική Δομή Αιολικού Παρκού	143
5.5 K	ταστρώση και Επιλύση Εξισώσεων Σύστηματος	147
5.6 Пі	οσδιορισμός Προσεγγιστικού Μοντελού Α/Π μιας ισοδύναμης	
FENNHTP	ΑΣ	151
5.6.1	Γενικό Προσεγγιστικό Μοντέλο Αιολικού Πάρκου με 1 ισοδύναμη	
Ανεμο	εννήτρια	152
5.6.2	Εφαρμογή στο εξεταζόμενο Αιολικό Πάρκο	154
5.7 Σγ	ΓΚΡΙΣΗ ΜΕΘΟΔΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ ΚΑΙ ΙΣΟΔΥΝΑΜΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝ	OY
ΣΥΣΤΗΜΑ	ΩΣ	156
5.7.1	Σύγκριση μεθόδων ελέγχου αέργου ισχύος λεπτομερούς μοντέλου	
Αιολικ	ύ Πάρκου	156
5.7.2	Σύγκριση λεπτομερούς και προσεγγιστικού μοντέλου μίας ισοδύναμη	າເ
ανεμογ	εννήτριας Αιολικού Πάρκου	158
5.8 Al	ΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ #2 ΚΑΙ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗ ΕΝΕΡΓΟΣ ΙΣΧΥΣ	161
5.9 Σĭ	ΓΚΡΙΣΗ ΠΛΗΡΟΥΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΜΕ ΟΙΟΝΕΙ ΣΤΑΤΙΚΗ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ	
(EMRS)		165
5.9.1	Πληρης Προσομοιωση Ισοδυναμου Αιολικου Παρκου Διδυμων	165
5.9.2	Συγκριση με Οιονεί Στατική Προσεγγιση Ισοδυναμου Α/Π Διδυμων	1/1
5.10 ΔI	ΡΕΥΝΗΣΗ ΑΣΤΑΘΕΙΑΣ ΛΕΠΤΟΜΕΡΟΥΣ ΑΝΑΛΟΙ ΊΚΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ	1/6
5.10.1		1/6
5.10.2	Προσομοιωσεις Ασταθείας με Ιοανική Ρυθμιση Τασεώς (Οιονεί	177
2TATIK 5 10 2	Προσεγγιση)	1//
5.10.3	Προσομοιωσεις Ασταθείας Αναλογικου Μοντελού ουο χρονικών	100
κлιμακ 5 10 4	∇r	180
3.10.4	υπαραση μελιιοτοποιησης παραμειρων ελεγκτη στρατηγικής μεγιστ ής ιστήσε	101 101
anona	ມີ ເດັ້ນດີດີ	104

6 ANABA	ΘΜΙΣΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ WPSTAB ΚΑΙ ΧΡΗΣΗ ΣΕ	
ΠΡΟΣΟΜΟΙ	ΩΣΕΙΣ ΣΥΝΤΟΝΙΣΜΕΝΟΥ ΕΛΕΓΧΟΥ EMRS ΑΙΟΛΙΚ	ΩN
ΠΑΡΚΩΝ		
6.1 ANA	ЗАӨМІΣН ЛОГІΣМІКОУ ПАКЕТОУ WPSTAB ГІА ПАРАΣТАΣН АЮ	ΛΙΚΩΝ
ΠΑΡΚΩΝ		
6.1.1	Δομή φακέλου WPSTAB	186
6.1.2	Απαιτήσεις για τη χρήση του Plot	187
6.1.3	Επεξεργασία πηγαίου κώδικα WPSTAB	187
6.1.4	Καρτέλα δεδομένων γεννητριών με ηλεκτρονικά ισχύος (IBG)	187
6.1.5 <i>′</i>	Ελεγχος Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης Ε	MRS 189
6.1.6	Ανίχνευση και αντιμετώπιση νεοφανούς αστάθειας μετατροπέα	a H/I . 190
6.1.7	Παραγωγή Στοχαστικών Συνθετικών Χρονοσειρών Ενεργού Ισ	χύος.190
6.1.8	Νέες Αποκρίσεις – Plots	191
6.1.9	Νέα μηνύματα εξόδου κεντρικής κονσόλας	192
6.2 Σ YN	ΌΝΙΣΜΕΝΟΣ ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΆΕΡΓΗΣ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ (EMRS	5)
Αιολικών Ι	[ΑΡΚΩΝ	193
6.3 Проз	ζομοιώση Σύστηματός με δύο Αιολικά Παρκά	195
6.3.1	Δομή και Δεδομένα Συστήματος	195
6.3.2	Προσομοίωση Συστήματος 2 Αιολικών Πάρκων	197
6.3.2.1	Εφαρμογή Ελέγχου Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης	197
6.3.2.2	Εφαρμογή EMRS σε διαφορετικά σενάρια μεταβλητής αις	ολικής
παραγ	υγής	200
6.3.2.3	Σύγκριση αποτελεσμάτων με μη συντονισμένο έλεγχο ΕΜ	RS 202
7 МЕЛЕТ	Η ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΤΑΣΕΩΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΤΟ ΕΛΛΗΝ	NKO
ΔΙΑΣΥΝΔΕΔ	ΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	205
71 Пері	γραφή στιγμιοτύπου και λιαταράχης Ελληνικού Λιασύνλε/	EMENOY
Συστηματο	$\propto 2010$	205
711	22010 Τερινραφή Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος	205
712	Τεριγραφή Διαταρανής	205
713	Τεριγραφή Διαταραχής Τεριγραφή ελεγκτών και δομής γραμμών σύνδεσης Α/Π	208
7131	Λομή σύνδεσης νοσιμιών διανομής ΜΤ αιολικών πάσκων	208
7132	Αυτόματοι μηγανισμοί ελένγου γοαμμών διανομής Α/Π	209
714	Αεδομένα τοοφοδοτικών νοαμμών και Αιολικών Πάρκων	213
72 Прох	ΟΟΜΟΙΟΣΕΙΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΛΙΑΣΥΝΛΕΛΕΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕ	ΣΤΑΘΕΡΗ
ХАМНАН АІ		215
721	Τερινοαφή Προσομοίωσης	216
7.2.2	Τορσομοίωση γωρίς έλεννο γραμμών διανομής Α/Π	217
723	Επίδοαση ελέννου σταθεοής τάσης αιολικών πάρκων και αυτόι	ιατης
້ ເຊັ່ນ ເ	στοινιών πυκνωτών	219
7.2.4	Μένιστη Άεονος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάνκης (EMRS)	
7.3 Прох	απαίο τη παργος πισο πραγιαματίου που αγκης (μπαιο) που αγκης (μπαιο) που αγκης (μπαιο) που αγκης (μπαιο) που α	ΣΤΑΘΕΡΗ
ΥΨΗΛΗ ΑΙΟ		225
7.4 ΣΥΓΚ	ΡΙΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΜΕ ΜΗ ΣΥΝΤΟΝΙΣΜΕΝΟ ΕΛΕΓΧΟ ΕMRS	
ΜΕΤΑΤΡΟΠΕ	ΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ	
7.4.1		
742	Εταθεοή Χαμηλή Αιολική Παραγωνή	
1.4.2	Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή	
0 ETOX - 1	Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή	229 232
8 ΣΤΟΧΑΣ ΔΝΑΠΑΡΑΓ	Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή ΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΑ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΩΓΗ ΣΥΝΘΕΤΙΚΩΝ ΧΡΟΝΩΣΕΙΡΩΝ	229

8.1 MONTEAO MARKOV	235
8.1.1 Μοντέλο Markov Πρώτης Τάξης	235
8.1.2 Μοντέλο Markov Ανώτερης Τάξης	236
8.1.3 Παράδειγμα Εξαγωγής Μοντέλου Markov Πρώτης Τάξης	236
8.1.4 Παράδειγμα Δημιουργίας Ψευδοτυχαίας Χρονοσειράς	239
8.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΝΘΕΤΙΚΩΝ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ	240
8.2.1 Περιγραφή Χρονοσειρών	241
8.2.2 Διακριτοποίηση Χρονοσειρών	242
8.2.3 Παραγωγή Χρονοσειρών και Αξιολόγηση αποτελεσμάτων	243
8.2.4 Επίδραση Αριθμού Καταστάσεων	247
8.2.5 Αλυσίδες Markov 2ης Τάξης με Μεταβλητή Δεύτερη Υστέρηση	250
8.2.5.1 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης και Δεύτερη Υστέρηση	250
8.2.5.2 Μηχανισμός Αποφυγής Αδιέξοδων	250
8.2.5.3 Σύγκριση Αποτελεσμάτων Επεκταμένου Μοντέλου	251
8.2.6 Επιλογή Κατάλληλου Μοντέλου Markov Προσομοιώσεων	252
8.2.6.1 Μοντέλο Markov Αναπαραγωγής Δεδομένων Χρονοσειρών	252
8.2.6.2 Χρήση Μαρκοβιανών Αλυσίδων και Κινητού Μέσου όρου	253
ο στατιστική αναανσή στογαστικής μεταραμτοτήτας	
ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΟΓΗΣ	257
	231
9.1 ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΟ Α/Π #1	258
9.1.1 Στατιστική Ανάλυση Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης Εκτάκτου	
Ανάγκης258	
9.1.2 Πιθανοτική σύγκριση προσομοιώσεων Ελέγχου Μετατροπέα Α/Π	στη
μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ	263
9.2 ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΟ Α/Π #2	264
9.2.1 Ανάλυση Σεναρίων Ασταθούς Λειτουργίας Μετατροπέα	265
9.2.2 Στατιστική Ανάλυση Αποτελεσμάτων Μέγιστης Αέργου Υποστήρ	ιξης
Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS) με Μέθοδο Έκτακτης Προστασίας	268
9.2.3 Πιθανοτική Παρουσίαση Αποτελεσμάτων Διαφορετικών Λειτουργ	ιών
Μετατροπέα Α/ΙΙ	272
9.3 ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΎΣΤΗΜΑ	ΤΟΣ
ΜΕ ΣΥΝΘΕΤΙΚΕΣ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΕΣ ΙΣΧΥΟΣ Α/11	273
10 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ, ΣΥΜΒΟΛΗ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	E.277
10.1 ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΝΕΑΣ ΜΕΘΟΔΟΥ EMRS	277
10.2 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΑΚΤΙΝΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	278
10.3 Σύμβολη στην αναλύση νέων μηχανισμών ασταθείας	279
10.4 ΣΥΜΒΟΛΗ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΜΕ ΠΟΛΛΕΣ	
ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ	280
10.5 Εφαρμογή στο Ελληνικό Διασύνδεδεμενο Σύστημα	282
10.6 Σύμβολη στην πιθανοτική αναλύση και στην εφαρμογή σύνθετικα	2N
ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΩΝ	284
10.7 Σύμβολη στην αναβαθμίση λογισμικού πακετού	286
10.8 Προοπτικές περαιτέρω ερεύνας και εφαρμογές	287
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	289
ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΤΟΥ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ	303
APPENDIX: ENGLISH EXTENDED ABSTRACT	305

A.1 WIND FARM EMERGENCY MAXIMUM REACTIVE SUPPORT CONTROL SCHEME AN	D
TEST SYSTEM SIMULATIONS)5
A.2 CONVERTER INSTABILITY ARISING UNDER ADVERSE NETWORK CONDITIONS AND	
CONSTANT CURRENT OPERATION)9
A.3 DETAILED VS. AGGREGATE WIND FARM REPRESENTATION FOR TRANSMISSION	
SYSTEM VOLTAGE STABILITY SUPPORT	2
A.4 UPGRADES AND MODIFICATIONS OF SIMULATION PACKAGE WPSTAB AND	
COORDINATED WIND FARM EMRS CONTROL SIMULATIONS	5
A.5 CONTROL AND VOLTAGE STABILITY STUDIES OF THE HELLENIC	
INTERCONNECTED SYSTEM	5
A.6 STOCHASTIC WIND GENERATION MODELS AND SYNTHETIC WIND POWER TIME	
SERIES REPRESENTATION	7
A.7 STATISTICAL ANALYSIS OF WIND POWER STOCHASTIC VARIABILITY	9

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 3.1 Δεδομένα Γραμμών Σύνδεσης Αιολικών Πάρκων (S _B =100MVA)6	2
Πίνακας 3.2 Δεδομένα Συστημάτων Αυτομάτου Ελέγχου Συστήματος	4
Πίνακας 3.3 Δεδομένα Συστημάτων Αυτομάτου Ελέγχου Συστήματος	5
Πίνακας 3.4 Αρχικοποίηση Δικτύου (α.μ. σε βάση ισχύος $S_B=100$ MVA)6	8
Πίνακας 3.5 Όριο Φόρτισης Συστήματος για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #1 (MW	')
	9
Πίνακας 3.6 Όριο Φόρτισης Συστήματος για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #1 (MW	') 0
υπο περιορισμο επιπεδου τασεως $V = V_F$	0
Πινακας 3. / Οριο Φορτισης Συστηματος για Διαφορετικές Λειτουργιές Α/Π #2 (ΜW)
$\Pi' = 2 \theta' \Phi = \Phi' = \nabla \varphi' = \Phi = - \frac{1}{2} \Phi $	0 7)
Πινακάς 3.8 Ορίο Φορτίσης Συστηματός για Διαφορετικές Λειτουργιές Α/Π #2 (Μ w)
υπο περιορισμο επιπεοου τασεως $V = V_F$	7
Πινακας 4.1 Δεδομενα Μηχανισμου Προστασιας10	5
Πινακας 4.2 Δεοομενα Μηχανισμου Προστασιας	9
Πινακας 5.1 Δεδομενα Γροφοδοτικών Γραμμών Διανομης Αιολικου Παρκου14	4
Πινακας 5.2 Ονομαστικά Χαρακτηριστικά Ανεμογεννητριας	4
Πινακας 5.3 Δεδομένα Ελεγκτών Ανεμογεννητριών και Αιολικού Παρκού	_
$(S_b=100 \text{MVA})$	5
Πίνακας 5.4 Παράμετροι Ελεγκτή Τάσης Ανεμογεννήτριας	5
Πίνακας 5.5 Παράμετροι Κεντρικού Ρυθμιστή Αέργου Ισχύος PCC	5
Πίνακας 5.6 Δεδομένα ΣΑΤΥΦ	5
Πίνακας 5.7 Δεδομένα Ακτινικού Συστήματος Μεταφοράς ($S_b=100$ MVA)14	6
Πίνακας 5.8 Αρχικοποίηση-Σημείο Αναφοράς Δικτύου (S _b =100MVA)15	1
Πίνακας 5.9 Τάσεις και γωνίες ζυγών αρχικοποίησης (S _b =100MVA)15	1
Πίνακας 5.10 Δεδομένα Ισοδύναμου Αιολικού Πάρκου Ι Ανεμογεννήτριας15	5
Πίνακας 5.11 Αρχικοποίηση-Σημείο Αναφοράς Δικτύου (S_b =100MVA)	5
Πίνακας 5.12 Σύγκριση Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος των Στρατηγικών Ελέγχου) 7
Πίνακας 5.12 Σύνκοιση Ορίου Φόρτισης Μουτά) ων Αναπαράστασης Α/Π με Έλοικο	
Γινακάς 5.15 20γκριση Ορίου Φορτισης Μοντελών Αναλαραστάσης Α/Π με Ελεγχο	<u>`</u>
Ε κια κιου Μεγιοτης Αεργου Τποστηριζης	U
A_{11} μαμμης A_{12} (S ₁ =100 MVA) (S ₁ =100	\mathbf{r}
$\frac{\Delta (\alpha \sqrt{\rho_{H}})}{\Gamma (\alpha \sqrt{\rho_{H}})} = \frac{16}{100} \frac{1}{1000} \frac{1}{1$	2
$\Pi_{\mu\nu}$ ματά Δάργου Ιστά Δάργου Ιστά Α	2 2
Πινακας 5.10 Παραμετροι Fουμιοτη Αεργου ισχους	3
Mεταφοράς	2
Πίμακας 5.18 Δουμοποίηση - Σημείο Δυμαρορίς Δικτύου (S $=100$ MVA) 16	2
$Πινακας 5.18$ Αρχικοποιηση – 2ημείο Αναφοράς Δικτύου (S_b -100M V A)10	2 2
Πίνακας 5.19 Δεούμενα Λειτουργίας Ανεμογεννητρίων	2
Πίνακας 5.20 Παραμετροι Αεροσυναμικου και Μηχανικου Μερους	2
$\frac{1}{10}$ Πίνακας 5.21 Δυγκριση Ινίον ιέλων διημητικ και WFSTAD10 MVA) 10	כ ד
Theorem 6.2 Μάματη Μοτορορόμανη Ισούργιας ($\mu \gamma \mu \sigma SB = 100 \text{ M} \sqrt{A}$)	ა ი
Theorem 6.2 MMI and $\frac{1}{2}$ μεταφερομενή τοχύς για μεταρλητή αιολική παραγωγή 19	プ 1
πινακας σ.5 ππατη για σιαφορετικά σεναριά μεταρλήτης αιολικής παραγωγής20	T

Πίνακας 6.4 MMI για συντογισμένο και μη έλεγγο EMRS	
Πίνακας 7.1 Δεδομένα Ελεγκτών Αυτομάτου Ελένγου Γραμμών Σύνδεσης	А/П. 211
Πίνακας 7.2 Δεδομένα Μηνανισμού Πορστασίας	213
Πίνακας 7.3 Αργικά δεδομένα (υνών ΥΤ σύνδεσης αιολικών πάρκων Πελ	υποιννήσου
$FA\Sigma 15\%$ Ionviou 2010	213
Πίνακας 7.4 Δεδομένα μετασγηματιστών ανήνκωσης (π) ευράς MT) των αυ	215 Durón
π (πλευριζ (π))))))) των απ	214
$Π_{\rm L}$	
11νακας 7.5 Δεθομένα ζυγών ΜΤ αιολικών παρκών Πελοποννησού ΕΔ2 Τ	3 ¹³ 100Vl00
$\frac{2010}{10}$	
Πινακας /.6 Δεδομένα γραμμών συνδέσης A/II (S_b =100MVA)	
Πινακας 7.7 Οριο Φορτισης (MW) με Σταθερη Χαμηλη Αιολικη Παραγωγ	η219
Πίνακας 7.8 Όριο Φόρτισης (MW) με Σταθερή Χαμηλή και Υψηλή Αιολικ	τή
Παραγωγή, Έλεγχος Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης (EMRS)	
Πίνακας 7.9 Ενεργός και Άεργος Παραγωγή Αιολικών Πάρκων Πελοπονν	ήσου υπό
συνθήκες Μέγιστης Κατανάλωσης (Σταθερή Χαμηλή και Σταθερή Υψηλή	Αιολική
Παραγωγή, Έλεγχος EMRS ενεργοποιημένος)	
Πίνακας 7.10 ΜΜΙ περιοχής Πελοποννήσου για συντονισμένο και μη έλεγ	γχο EMRS
Πίνακας 8.1 Πίνακας Μεταβάσεων Μ (n=10)	
Πίνακας 8.2 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης Ρ	
Πίνακας 8.3 Χαρακτηριστικά Χρονοσειρών Αιολικής Ισγύος	
Πίνακας 8.4 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης M (ΧΣ Ισνύος #1)	243
Πίνακας 8.5 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης Μ (ΧΣ Ισχύος #?)	243
Π(vaκaς 8.6 Π(vaκaς Π)θανοτήτων Μετάβασης ΧΣ Ισχύος #1 $vac 20$ Κατα	
111111111111111111111111111111111111	.0100215 247
Πίνακας 8.7 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης ΧΣ Ισχύος #2 για 20 Κατα	ιστάσεις
110 a kay 0.7 110 a kay 110 a vo 110 a pao 19 12 10,000 #2 71a 20 12 a to	248
Πίνακας 8.8 Μέσες Τιμές RMSF Αυτοσυσνέτισης και σ.π.π. ΧΣ Ισγύος #1	ν1α
Argonosticove A α A α β α β	250
Πίμαμας 8.0 Μάσος Τιμός DMSE Αυτοσυσιάτισης μαι σ.σ.σ. ΧΣΙστάος #2	
M M M M M M M M M M	για 250
Διαφορετικούς Αριθμούς Κατάστασεων	
Πινακας 8.10 Μεσες Τιμες RMSE Αυτοσυσχετισης και σ.π.π X2 Ισχυος $\#$	1 για
Διαφορετικούς Αριθμούς Καταστάσεων και Χρονικό Οριζοντα Δευτέρης	ι στέρησης
Πίνακας 8.11 Μέσες Τιμές RMSE Αυτοσυσχέτισης και σ.π.π ΧΣ Ισχύος #	2 για
Διαφορετικούς Αριθμούς Καταστάσεων και Χρονικό Ορίζοντα Δεύτερης	Υστέρησης
	252
Πίνακας 8.12 Μέσες Τιμές RMS Σφαλμάτων Αυτοσυσχέτισης για 20 Κατα	ιστάσεις
Πίνακας 8.13 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης Κινητού Μέσου Όρου 10	0s (XΣ
Ισχύος #1)	
Πίνακας 8.14 Αρχικός Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης 1s (XΣ Ισγύος #	#1)255
Πίνακας 9.1 Μέση τιμή Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισγύος μέσω Monte-Ca	ırlo
προσομοιώσεων για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #1 (MW)	
Πίνακας 9.2 Χαρακτηριστικά Μένιστης Μεταφερόμενης Ισγύος για τις Δε	ιτουονίες
UPF CVC με πυκνωτές και FMRS ($A/\Pi \pm 1$)	264
\mathbf{C}_{1} , \mathbf{C}_{1}	

Πίνακας 9.3 Χαρακτηριστικά Μέγιστων Μεταβολών Αιολικής Παραγωγής	266
Πίνακας 9.4 Χαρακτηριστικά Μεταβολών Αιολικής Παραγωγής και Ευαισθησία	ς την
Χρονική Στιγμή Αστάθειας Μετατροπέα	266
Πίνακας 9.5 Μέση τιμή Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος μέσω Monte-Carlo	
προσομοιώσεων για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #2 (MW)	273
Πίνακας 9.6 Χαρακτηριστικά Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος για τις Λειτουργ	ίες
UPF, CVC με πυκνωτές και EMRS (Α/Π #2)	273
Πίνακας 9.7 Όριο Φόρτισης (MW) με Έλεγχο Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης	
Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS)	275

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1 Α/Γ Σταθερών Στροφών	4
Σχήμα 1.2 Α/Γ Μεταβλητής Αντίστασης Δρομέα	5
Σχήμα 1.3 Α/Γ Μεταβλητών Στροφών με Γεννήτρια Επαγωγής Διπλής	
Τροφοδότησης	5
Σχήμα 1.4 Α/Γ Μεταβλητών Στροφών με Πλήρη Μετατροπέα	6
Σχήμα 1.5 Ταξινόμηση ευστάθειας ΣΗΕ. Πηγή [17]	8
Σχήμα 1.6 Χωρισμός σε χρονικές κλίμακες και προσεγγιστικά μοντέλα ΣΗΕ	17
Σχήμα 1.7 Σύστημα άπειρου ζυγού – απομονωμένου φορτίου	22
Σχήμα 1.8 Κανονικοποιημένη Ενεργός Ισχύς <i>p</i> , Τάση Φορτίου <i>v</i> και Ρεύμα <i>i</i> ,	
συναρτήσει της αγωγιμότητας φορτίου r_l για $\cos \varphi = 0.98$	23
Σχήμα 1.9 Τάση συναρτήσει Ενεργών και Άεργων Ισχύων Φορτίου	25
Σχήμα 1.10 Καμπύλες PV συστήματος δύο ζυγών για διάφορους σταθερούς	
συντελεστές ισχύος του φορτίου	26
Σχήμα 1.11 Χαρακτηριστικές καμπύλες φορτίου και δικτύου συστήματος των δύο	0
ζυγών του Σχ. 1.7. Το φορτίο θεωρείται εκθετικό με $\alpha = \beta = 1.5$ και σταθερού ΣΙ με	3
$P_o/Q_o=0.2$. Για τη μεταβλητή ζήτησης z ισχύει $z_1 < z_2$ και $z_3 < z_4$	27
Σχήμα 1.12 Μηχανισμοί αστάθειας τάσης σε εκθετικό φορτίου σταθερού συντελε	στή
ισχύος με $\alpha = \beta = 0$, (a) Αστάθεια τάσης λόγω μεταβολής ζήτησης, C: όριο φόρτια	σης
συστήματος, που στην συγκεκριμένη περίπτωση ταυτίζεται με το σημείο μέγιστη	ς
μεταφερόμενης ισχύος, (β) Αστάθεια λόγω αλλαγής της χαρακτηριστικής δικτύοι	J
μετά από διαταραχή, X Δ 1: χαρ. δικτύου πριν τη διαταραχή, X Δ 2: χαρ. δικτύου μ	ιετά.
$\Sigma $ (1.12) $V $ () () () () () () () () () (28
2χ ημα 1.13 Μηχανισμοί ασταθείας τασης σε εκθετικό φορτίου σταθερού συντελε	εστη
ισχυος, με $\alpha = \beta = 0.7$ [30], (a) Ασταθεία τασης λογω μεταρολης ζητησης, C: οριο)
φορτισης συστηματος, Μ: σημείο μεγιστης μεταφερομενής ισχύος, (p) Ασταθεία	
λογω αλλαγής της χαρακτηριστικής οικτύου μετά από οιαταράχη, $X\Delta$ 1: χαρ. οικτ	
πριν τη οιαταραχη, $A\Delta 2$: χαρ. οικτύου μετά τη οιαταραχη	29
2χ ημα 2.1 Γενική διαταζή ουστηματός μεταφοράς με διεσπαρμένες πηγες	47
2χ ημα 2.2 Λειτουργικό διαγραμμα ένος επεςεργαστη ισχούς	
$2\chi_{\Pi}\mu\alpha 2.5$ (a) Eval supportion to the theory of the second state of the second st	-áa
(οπολική σιαμορφωση), (p) Κυματομορφή της τασής εςσουσι ένος ν.SC μετατρολ	ιεα 51
με οιαμορφωση ευρους παλμων	
2χ ημα 2.4 Μετατροπείας AC/DC/AC με σύνδεση back-to-back αντιστροφεών	
2χ (μ u 2.5 2χ)(μ u tiki) u a sikovioj tponov ola obvosoj (χ tov ATE μ s to olktoo	52
T_{A} μετατροπές διάνοσμμα για ουρμαστική τάση μετατροπές ($I - I^{lim}$)	
2χ ημα 2.0 F-Q ημικυκλικό διαγραμμα για υνομαστική ταση μετατροπέα (I-I).	55
2χ ημα 2.7 F-Q ημικυκλικό διαγραμμα για μεγιστη ταση μετατροπεία (I-I)	55
2χ ημα 2.8 F-Q ημικυκλικό διαγράμματα μαυότητας για ουομαστική (μπ) s). μέγι	
Δ_{λ} (μα Δ_{λ}) Δ_{λ} (μα λ)	56
Στήμα 3.1 Μονογοαμιμικό Διάνοαμμα Συστήματος Δοισιμών	62 63
Δ_{λ} ημα 5.1 Μονογραμμικό Διαγραμμα 200 τηματός Δοκιμών Σνήμα 3.2 Μετασγηματισμένο σύστημα για τον υπολογισμό F_{π} [50]	02
$\Sigma_{IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII$	66
- λιμα 3.3 10000 αμο της τομη στην τη αυρά του Αντι	

Σχήμα 3.4 Χρονοσειρά Ανέμου #1	.71
Σχήμα 3.5 Χρονοσειρά Ανέμου #2	.71
Σχήμα 3.6 Επίδραση Φίλτρου Χρονικής Σταθεράς T=0.5s	.72
Σχήμα 3.7 Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος #1	.72
Σχήμα 3.8 Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος #2	.73
Σχήμα 3.9 Χρονοσειρά Ισχύος Α/Π #1 (αμ σε βάση ισχύος $S_{n,l}$ =18.9 MVA)	.74
Σχήμα 3.10 Σύστημα δύο ζυγών	.74
Σχήμα 3.11 Καμπύλες ΡV φορτίου Χωρίς Α/Π (μαύρη) και με Μοναδιαίο Συντελεσ	στή
Ισχύος (κόκκινη) για το Α/Π #1 (Μεταβλητή Ενεργός Ισχύς)	.75
Σχήμα 3.12 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης (Μοναδιαίος Συντελεστής Ισχύος, Α/Π #1))76
Σχήμα 3.13 Τάσεις ζυγού MT Y/Σ και ζυγού σύνδεσης του A/Π #1 (UPF)	.76
Σχήμα 3.14 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ (UPF, A/Π #1)	.77
Σχήμα 3.15 Ενεργός Τιμή Ρεύματος του Α/Π #1 (Μοναδιαίος Συντελεστής Ισχύος)	77
Σχήμα 3.16 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου (Μοναδιαίος Συντελεστής Ισχύος, Α/Π #1)	78
Σχήμα 3.17 Τάσεις ζυγού MT Y/Σ και ζυγού σύνδεσης του A/Π #1 (Ρύθμιση Τάση	15)
	.79
Σχήμα 3.18 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης (Ρύθμιση Τάσης CVC, Α/Π #1)	.79
Σχήμα 3.19 Άεργος Ισχύς Γραμμής ΜΤ και Παραγόμενη Άεργος Ισχύς Α/Π #1	
(Ελεγχος Τάσεως CVC)	.79
Σχήμα 3.20 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου Α/Π #1 (Ελεγχος Τάσης CVC)	.80
Σχήμα 3.21 Τάσεις ζυγού ΜΤ Υ/Σ και ζυγού σύνδεσης Α/Π #1 (Σύνδεση Πυκνωτά	ών)
	.81
Σχήμα 3.22 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #1 (Ρύθμιση Τάσης Α/Π και σύνδεση	
αυτόματων πυκνωτών υποσταθμού)	.81
Σχήμα 3.23 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών του Α/Π #1	.82
Σχήμα 3.24 Παραγόμενη Άεργος Ισχύς Α/Π #1 (CVC και σύνδεση πυκνωτών)	.82
Σχήμα 3.25 Καμπύλη PV Φορτίου του Α/Π #1 (CVC και ζεύξη πυκνωτών)	.83
Σχήμα 3.26 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #1 (EMRS)	.84
Σχήμα 3.27 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #1 με EMRS (λεπτομέρεια)	.84
Σχήμα 3.28 Τάση στο ζυγό σύνδεσης του Α/Π #1 (EMRS)	.85
Σχήμα 3.29 Ενεργός Τιμή Ρεύματος του Α/Π #1 (EMRS)	.85
Σχήμα 3.30 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών του Α/Π #1	.85
Σχήμα 3.31 Τάση ζυγού MT Y/Σ του A/Π #1 (EMRS)	.86
Σχήμα 3.32 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ του Α/Π #1	.87
Σχήμα 3.33 Εγχεόμενη Άεργος Ισχύς του Α/Π #1 (EMRS)	.87
Σχήμα 3.34 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου του Α/Π #1 (EMRS)	.88
Σχήμα 3.35 Καμπύλη PV Φορτίου του Α/Π #1 (EMRS)	.88
Σχήμα 3.36 Καμπύλες Ενεργού Ισχύος Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του Α/Π $=$	#1
(Χωρίς Α/Π, Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, EMRS)	.90
Σχήμα 3.37 Καμπύλες PV Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του Α/Π #1 (Χωρίς Α	/П,
Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)	.90
Σχήμα 3.38 Χρονοσειρά Ισχύος Α/Π #2 (αμ σε βάση ισχύος $S_{n,2}$ =36.0 MVA)	.91
Σχήμα 3.39 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #2 (EMRS)	.92
Σχήμα 3.40 Τάση στο ζυγό σύνδεσης του Α/Π #2 (EMRS)	.92
Σχήμα 3.41 Ενεργός Τιμή Ρεύματος του Α/Π #2 (EMRS)	.93
Σχήμα 3.42 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών του Α/Π #2	.93

Σχήμα 3.43 Τάση ζυγού ΜΤ Υ/Σ του Α/Π #2 (EMRS)	93
Σχήμα 3.44 Λόγος μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ του Α/Π #2	94
Σχήμα 3.45 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου του Α/Π #2 (EMRS)	94
Σχήμα 3.46 Καμπύλη PV Φορτίου του Α/Π #2 (EMRS)	95
Σχήμα 3.47 Καμπύλες Ενεργού Ισχύος Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του	А/П #2
(Χωρίς Α/Π, Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, EMRS)	96
Σχήμα 3.48 Καμπύλες ΡV Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του Α/Π #2 (Χω	ρίς Α/Π,
Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)	
Σχήμα 4.1 Ισοδύναμο Thevenin από τον ζυγό του Μετατροπέα	
Σχήμα 4.2 Ενεργός Ισχύς Μετατροπέα και Μεταφερόμενη Ισχύς συναρτήσει	της
διαφοράς φάσης θ των τάσεων (θεωρώντας $\beta \approx 17^{\circ}$)	
Σχήμα 4.3 Διανυσματικό Διάγραμμα του ακτινικού συστήματος (Σχ. 4.1)	
Σχήμα 4.4 Διανυσματικό Διάγραμμα Σχ. 4.1 με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος	
Σχήμα 4.5 Πλήρης Μετατροπέας εφοδιασμένος με μεταβλητή αντίσταση διαφ	ρυγής
ισχύος	
Σχήμα 4.6 ΧΣ Αιολικής Παραγωγής που οδηγεί σε αστάθεια (Α/Π #2, Sn=36)	MVA)
Σχήμα 4.7 Μονογραμμικό Διάγραμμα Συστήματος Δοκιμών	
Σχήμα 4.8 Ρεύμα Μετατροπέα κατά την προσομοίωση (χωρίς μηχανισμό προ	στασίας)
Σγήμα 4.9 Ρεύμα Μετατροπέα σε Μεγέθυνση (χωρίς μηγανισμό προστασίας)	108
Σχήμα 4.10 Ενεργός Ισχύς Αιολικού Πάρκου και Όρια Ευστάθειας (χωρίς προ	οστασία)
Σχήμα 4.11 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης (χωρίς μηχανισμό προστασίας)	
Σχήμα 4.12 Ρεύμα Μετατροπέα με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετα	τροπέα
Σχήμα 4.13 Τάση Μετατροπέα με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατ	ροπέα
Σχήμα 4.14 Τάση Δευτερεύοντος του ΣΑΤΥΦ με Μηχανισμό Προστασίας Ασ	στάθειας
Μετατροπέα	
Σχήμα 4.15 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθε	ειας
Μετατροπέα	
Σχήμα 4.16 Ενεργός Ισχύς Α/Π #2 με Οροφή P _{set} του Μηχανισμού Προστασί	ας
Αστάθειας Μετατροπέα	
Σχήμα 4.17 Καμπύλη PV Με και Χωρίς Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας	
Σχήμα 4.18 Ισοδύναμο Thevenin στην Πλευρά του Α/Π	115
Σχήμα 4.19 Ρεύμα Μετατροπέα κατά την προσομοίωση με ελεγχόμενη πηγή	
ρεύματος (χωρίς μηγανισμό προστασίας)	117
Σχήμα 4.20 Χρονική Απόκριση συνημίτονου φάσεως φ ρεύματος μετατροπέα	ι
αιολικού πάρκου (χωρίς μηγανισμό προστασίας)	
Σχήμα 4.21 Ενεργός Ισχύς Αιολικού Πάρκου και Όρια Ευστάθειας (γωρίς προ	οστασία)
Σχήμα 4.22 Ρεύμα Μετατροπέα με Μηγανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετα	τροπέα
Σχήμα 4.23 Τάση Α/Π με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα	-
ελεγχόμενης πηγής ρεύματος	121

Σχήμα 4.24 Τάση Δευτερεύοντος του ΣΑΤΥΦ με Μηχανισμό Προστασίας Αστά	ιθειας
Μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος	121
Σχήμα 4.25 Συνημίτονο φάσεως ρεύματος με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθεια	ις
Μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος	122
Σχήμα 4.26 Ενεργός Ισχύς Α/Π #2 με οροφή Pset του Μηχανισμού Προστασίας	
Αστάθειας Μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος	122
Σχήμα 4.27 Καμπύλη PV με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας μετατροπέα	
ελεγχόμενης πηγής ρεύματος	123
Σχήμα 4.28 Τάση Α/Π με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα	
Ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως VSC (μαύρη) και πηγής ρεύματος CSC (μπλε)	123
Σχήμα 4.29 Εστιασμένη Καμπύλης Τάσεως Α/Π με Μηχανισμό Προστασίας	
Αστάθειας Μετατροπέα VSC (μαύρη) και CSC (μπλε)	124
Σχήμα 4.30 Ρεύμα μετατροπέα Α/Π με Μηγανισμό Προστασίας Αστάθειας	
Μετατροπέα VSC (μαύρη) και CSC (μπλε)	124
Σχήμα 4.31 Καμπύλη ΡV με Μηγανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα	124
Σχήμα 5.1 Ανεμογεννήτρια Πλήρους Μετατροπέα (FCWG)	128
Σχήμα 5.2 Καμπύλες C _p -λ, Μοντέλο Ανεμοκινητήρα	129
Σχήμα 5.3 ΧΥ και DQ πλαίσια αναφοράς	130
Σγήμα 5.4 Βρόγος Κλειδωμένης Φάσης (PLL) Μετατροπέα	131
Σγήμα 5.5 Διάγραμμα βαθμίδων του ρυθμιστή γωνίας βήματος	132
Σγήμα 5.6 Χαρακτηριστική ελέγγου στροφών ($\beta = 0^{\circ}$, $N_{R nom} = 16.1 \Sigma A \Lambda$)	133
Σγήμα 5.7 Απλοποιημένη αναπαράσταση υλοποίησης στρατηγικής MPPT	133
Σγήμα 5.8 Βρόγος Ελέγγου Ενεργού Ισγύος	134
Σγήμα 5.9 Ελεγκτής Τερματικής Τάσης Ανεμογεννήτριας	134
Σγήμα 5.10 Βρόγος Ελέγγου Αέργου Ισγύος	135
Σγήμα 5.11 Κεντρικός Ρυθμιστής Αέργου Ισγύος Ζυγού PCC	136
Σγήμα 5.12 Εξωτερική Δομή Μοντέλου Simulink Ανεμογεννήτριας	138
Σγήμα 5.13 Ρυθμιστής Τερματικής Τάσης Ανεμογεννήτριας	138
Σγήμα 5.14 Βαθμίδα Χρονικής Καθυστέρησης Μέτρησης Τάσης	139
Σγήμα 5.15 ΡΙ Ελεγκτής Τάσης Ανεμογεννήτριας	139
Σγήμα 5.16 Εξωτερική Όψη Βρόγου Ελέγγου Αέργου Ισγύος	139
Σγήμα 5.17 Εσωτερική Δομή Βρόγου Ελέγγου Αέργου Ισγύος	140
Σγήμα 5.18 Εξωτερική Όψη Βρόγου Ελένγου Ενεργού Ισγύος	140
Σγήμα 5.19 Εσωτερική Δομή Βρόγου Ελέγγου Ενεργού Ισγύος	141
Σχήμα 5.20 Εξωτερική Όψη Βρόχου Κλειδωμένης Φάσης (PLL)	141
Σχήμα 5.21 Εσωτερική Λομή Βρόχου Κλειδωμένης Φάσης (PLL)	
Σγήμα 5.22 Κεντοικός Ρυθμιστής Αέργου Ισγύος	
Σχήμα 5.23 Υλοποίηση ουθωστή νωνίας πτεουνίων	143
Σχήμα 5.24 Υλοποίηση στοατηγικής ΜΡΡΤ	143
Σχήμα 5.25 Μονοφασικό Ισοδύναμο Κύκλωμα Αιολικού Πάσκου	144
Σχήμα 5.26 Μοντέλο ΣΑΤΥΦ σε πεοιβάλλον Simulink	146
Σχήμα 5.27 Σύστημα Λοκιμών Ανηγμένο στην Πλευρά Λευτερεύοντος του Μ/Σ	του
Υποσταθμού	150
Στήμα 5.28 Γενικό μονογοαμμικό διάγραμμα Αιολικού Πάρκου	
Σγήμα 5.29 Μονοφασικό Ισοδύναμο Κύκλωμα Απλοποιημένου Μοντέλου Αιολι	
Πάρκου 1 Ανεμονεννήτριας	

Σχήμα 5.30 Ωμική Αγωγιμότητα Φορτίου	156
Σχήμα 5.31 Ισχύς Φορτίου με τις δύο Στρατηγικές Ελέγχου (λεπτομερές μοντέλο)	157
Σχήμα 5.32 Καμπύλη Ισχύος-Τάσης με τις δύο Στρατηγικές Ελέγχου (λεπτομερές	
μοντέλο)	158
Σχήμα 5.33 Ισχύς Φορτίου Μοντέλων Α/Π (EMRS)	159
Σχήμα 5.34 Εγχεόμενη Άεργος Ισχύς στο Ζυγό Διανομής Υ/Σ (EMRS)	159
Σχήμα 5.35 Τάσεις Ανεμογεννητριών #1 και #6 Λεπτομερούς Μοντέλου, Τάση	
Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας WF Προσεγγιστικού Μοντέλου 1 Ισοδύναμης	
Μονάδας	161
Σχήμα 5.36 Μονοφασικό Ισοδύναμο Κύκλωμα Αιολικού Πάρκου Διδύμων	162
Σχήμα 5.37 Εξεταζόμενη Χρονοσειρά Ταχύτητας Ανέμου	164
Σχήμα 5.38 Εξεταζόμενη Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος (α.μ. στα 100MVA)	164
Σχήμα 5.39 Ισχύς Φορτίου (EMRS)	165
Σχήμα 5.40 Καμπύλη Ισχύος-Τάσης (EMRS)	166
Σχήμα 5.41 Τάση Πρωτεύοντος Υ/Σ (EMRS)	166
Σχήμα 5.42 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών (EMRS)	167
Σχήμα 5.43 Τάση Ζυγού Διανομής Υ/Σ (EMRS)	167
Σχήμα 5.44 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ (με EMRS)	167
Σχήμα 5.45 Τερματική Τάση Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας (με EMRS)	168
Σχήμα 5.46 Εστιασμένη Τερματική Τάση Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας μετά την	
πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν δοθεί η εντολή EMRS	168
Σχήμα 5.47 Άεργος Ισχύς <i>Qpcc</i> (EMRS)	169
Σχήμα 5.48 Εστιασμένη Άεργος Ισχύς <i>Qpcc</i> μετά την πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν	1
δοθεί η εντολή EMRS	169
Σχήμα 5.49 Άεργος Ισχύς Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας (EMRS)	170
Σχήμα 5.50 Εστιασμένη Άεργος Ισχύς Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας μετά την πρώ	στη
αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν δοθεί η εντολή EMRS	170
Σχήμα 5.51 Ρεύμα Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας (EMRS)	171
Σχήμα 5.52 Φάση Τερματικής Τάσης και Φάση PLL Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας	5
μετά την πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν έχει δοθεί η εντολή EMRS	171
Σχήμα 5.53 Ισχύς Φορτίου	173
Σχήμα 5.54 Καμπύλη Ισχύος-Τάσης	173
Σχήμα 5.55 Τάση Ζυγού Διανομής Υ/Σ	174
Σχήμα 5.56 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ	174
Σχήμα 5.57 Τάση Πρωτεύοντος Υ/Σ	174
Σχήμα 5.58 Τερματική Τάση Ανεμογεννήτριας	175
Σχήμα 5.59 Ρεύμα Ανεμογεννήτριας	175
Σχήμα 5.60 Άεργος Ισχύς Ανεμογεννήτριας	175
Σχήμα 5.61 Χρονοσειρά Ταχυτήτων Ανέμου που οδηγεί σε αστάθεια	176
Σχήμα 5.62 Χρονοσειρά Αιολικής Παραγωγής που οδηγεί σε αστάθεια (Αιολικό	
Πάρκο Διδύμων, Sn=36 MVA)	177
Σχήμα 5.63 Ελεγχόμενη υψηλή τάση μεταφοράς V1	177
Σχήμα 5.64 Ρεύμα μετατροπέα Αιολικού Πάρκου (pu σε S _b =100MVA)	178
Σχήμα 5.65 Ενεργός παραγωγή και όρια ενεργού ισχύος Α/Π (pu σε $S_n=36$ MVA).	178
Σχήμα 5.66 Ρεύμα μετατροπέα Αιολικού Πάρκου (λεπτομέρεια)	179
Σχήμα 5.67 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσεως	179

Σχήμα 5.68 Πλήρης Μετατροπέας εφοδιασμένος με μεταβλητή αντίσταση διαφυ ισχύος	γής 180
Σχήμα 5.69 Ταχύτητα δρομέα Α/Γ με και χωρίς pitch control (λεπτομέρεια)	181
Σχήμα 5.70 Μηχανική, ηλεκτρική και σημείο ρύθμισης MPPT αιολικής ισχύος Α	\/Г 191
Σχήμα 5.71 Ενεργή συνιστώσα ρεύματος μετατροπέα	181
Σγήμα 5.72 Άεργη συνιστώσα ρεύματος μετατροπέα	182
Σγήμα 5.73 Γωνία βήματος pitch controller	
Σχήμα 5.74 Μηγανική, ηλεκτοική και σημείο ούθμισης MPPT αιολικής ισχύος Α	
-λήμα στη πητηχατική, ητοιτορική και σήμοιο ροσμισής τητη η αιστικής τοχους τ	184
Σνήμα 6.1 Νέες επιλογές γοαφικών αποκοίσεως ποοστασίας IBG από αστάθεια	
(WPSTAB 7.1.04, 2018)	191
Σχήμα 6.2 Ενδεικτικές χρονικές αποκρίσεις (α) ευαισθησίας ρεύματος-τάσης, (β ενεργού ισχύος IBG	6) 192
Σχήμα 6.3 Ενδεικτικά μηνύματα εξόδου κεντρικής κονσόλας (α) ενεργοποίησης	
σήματος EMRS, (β) ενεργοποίησης περιοριστή ρεύματος, (γ) Προστασίας αστά	θειας
μετατροπέα IBG, (δ) Αποσύνδεσης γεννήτριας IBG λόγω αστάθειας	192
Σχήμα 6.4 Γενική διάταξη συστήματος μεταφοράς με αιολικά πάρκα	193
Σγήμα 6.5 Μονογραμμικό Διάγραμμα Συστήματος Δοκιμών με δύο Αιολικά Πάρ	νκα
Σγήμα 6.6 Χρονοσειρές Ενεργού Ισγύος Α/Π (#1 – μαύρο, #2 – κόκκινο)	
Σγήμα 6.7 Υψηλές Τάσεις Y/Σ σύνδεσης των Α/Π (V_1 – μαύρη, V_2 – κόκκινο)	
Σγήμα 6.8 MT στο ζυνό σύνδεσης του A/Π (#1 - μαύρο, #2 - κόκκινο)	
Σγήμα 6.9 Ενεργός Τιμή Ρεύματος Α/Π (#1 - μαύρο, #2 - κόκκινο)	
Σχήμα 6.10 Ενεργός Ισχύς Φορτίου (ταυτόχρονη λειτουργία Α/Π #1 και Α/Π #2)	
Σχήμα 6.11 Καμπύλη PV του Φορτίου (ταυτόχρονη λειτουργία Α/Π #1 και Α/Π	#2)
	199
Σχήμα 6.12 Διαμέριση Χρονοσειράς Ενεργού Ισχύος #1	201
Σχήμα 6.13 Διαμέριση Χρονοσειράς Ενεργού Ισχύος #2	201
Σχήμα 6.14 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (V_1 – μαύρη, V_2 – κόκκινο) γ	'1α
ενα σεναριο μεταβλητης αιολικη παραγωγης (a) Συντονισμενος, (b) Μη	202
συντονισμενος ελεγχος EMRS	203
2χ ημα /.1 Αποκριση τασεών κρισιμών ζυγών /94 στο Ρουφ και 625 στα Μεθανα	x,
ΕΔΣ, Ιδης Ιουνίου 2010, απώλεια Μεγαλοπολης ΙΙΙ, χωρις προστασία. Α: απώλε	.1α
μοναδας Μεγαλοπολη ΙΙΙ (διαταραχη), Β: απωλεια μοναδας Μεγαλοπολη Ι, Τ:	207
απώλεια μονάδας Αγ. Γεώργιος	207
Σχήμα 7.2 Απόκριση Καμπύλες PV, 15ης Ιουνίου 2010, απώλεια Μεγαλόπολης.	111,
χωρίς προστασία. Α: απώλεια μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ (διαταραχή), Β: απώλειο	ι
μονάδας Μεγαλόπολη Ι, Γ: απώλεια μονάδας Αγ. Γεώργιος	207
Σχήμα 7.3 Γενικευμένη δομή σύνδεσης αποκλειστικών γραμμών διανομής ΜΤ	
αιολικών πάρκων και υποσταθμών του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος	z .208
Σχήμα 7.4 Χρονική απόκριση τάσεως αντιπροσωπευτικού ζυγού ΥΤ περιοχής	
Πελοποννήσου	217
Σχήμα 7.5 Καμπύλες ΡV περιοχής Πελοποννήσου μετά τη διαταραχή	218
Σχήμα 7.6 Καμπύλες PV ΕΔΣ μετά τη διαταραχή	218
Σχήμα 7.7 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου	

Σχήμα 7.8 Τάση Α/Π Πελοποννήσου, ζυγός 6213, Δίδυμα (EMRS)	220
Σχήμα 7.9 Ρεύμα μετατροπέα Α/Π Πελοποννήσου, ζυγός 6213, Δίδυμα, με όριο	
ρεύματος Ι ^{lim} =0.36αμ σε βάση ισχύος S _b =100MVA (EMRS)	220
Σχήμα 7.10 Τάσεις ζυγών YT (V1) και MT (V2) υποσταθμών σύνδεσης αιολικών	
πάρκων Πελοποννήσου (Δίδυμα 6212, 621 και Ελίκη 603)	221
Σχήμα 7.11 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π	223
Σχήμα 7.12 Μέσες τάσεις ζυγών Α/Π	223
Σχήμα 7.13 Άεργος Ισχύς Α/Π	224
Σχήμα 7.14 Ρεύματα μετατροπέων ζυγών Α/Π	224
Σχήμα 7.15 Καμπύλες ΡV περιοχής Πελοποννήσου για Χαμηλή και Υψηλή Αιολ	ική
Παραγωγή, EMRS	225
Σχήμα 7.16 Καμπύλες ΡV Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος για Χαμηλή	και
Υψηλή Αιολική Παραγωγή, EMRS	226
Σχήμα 7.17 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για Χα	μηλή
και Υψηλή Αιολική Παραγωγή, EMRS	227
Σχήμα 7.18 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για Χα	μηλή
και Υψηλή Αιολική Παραγωγή, EMRS	227
Σχήμα 7.19 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για Υψ	ηλή
Αιολική Παραγωγή με και χωρίς έλεγχο EMRS	228
Σχήμα 7.20 Καμπύλες ΡV περιοχής Πελοποννήσου για Συντονισμένο και Μη	
συντονισμένο έλεγχο EMRS, Χαμηλή Αιολική Παραγωγή	230
Σχήμα 7.21 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για	
Συντονισμένο και Μη συντονισμένο έλεγχο EMRS, Χαμηλή Αιολική Παραγωγή	230
Σχήμα 7.22 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Συντονισμένος έλεγχος ΕΜΙ	RS,
Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή)	231
Σχήμα 7.23 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Μη συντονισμένος έλεγχος	
EMRS, Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή)	231
Σχήμα 7.24 Καμπύλες ΡV περιοχής Πελοποννήσου για Συντονισμένο και Μη	
συντονισμένο έλεγχο EMRS, Υψηλή Αιολική Παραγωγή	232
Σχήμα 7.25 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Συντονισμένος έλεγχος ΕΜΙ	RS,
Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή)	233
Σχήμα 7.26 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Μη συντονισμένος έλεγχος	
EMRS, Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή)	233
Σχήμα 8.1 Τυχαία Χρονοσειρά προς Μοντελοποίηση	237
Σχήμα 8.2 Διακριτοποιημένη Χρονοσειρά	238
Σχήμα 8.3 Εστίαση Αρχικής Χρονοσειράς για την κατάσταση 9	239
Σχήμα 8.4 Αρχική και Συνθετική Χρονοσειρά	240
Σχήμα 8.5 Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος #1	241
Σχήμα 8.6 Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος #2	241
Σχήμα 8.7 Συνθετική Χρονοσειρά Ισχύος #1	244
Σχήμα 8.8 Συνθετική Χρονοσειρά Ισχύος #2	244
Σχημα 8.9 Συντελεστές Αυτοσυσχέτισης Χρονοσειρών Ισχύος #1	245
Σχήμα 8.10 Συντελεστές Αυτοσυσχέτισης Χρονοσειρών Ισχύος #2	246
2χημα 8.11 Διαγραμμα Συναρτησης Πυκνότητας Πιθανότητας ΧΣ Ισχύος #1	246
Σχήμα 8.12 Διάγραμμα Συνάρτησης Πυκνότητας Πιθανότητας ΧΣ Ισχύος #2	246

Σχήμα 8.13 Συντελεστές Αυτοσυσχέτισης Τυχαίας Προσομοίωσης ΧΣ Ισχύος #1 με
20 Καταστάσεις
Σχήμα 8.14 Συντελεστές Αυτοσυσχέτισης ΧΣ Ισχύος #2 για 20 Καταστάσεις248
Σχήμα 8.15 Διάγραμμα σ.π.π Χρονοσειράς Ισχύος #1 για 20 καταστάσεις
Σχήμα 8.16 Διάγραμμα σ.π.π Χρονοσειράς Ισχύος #2 για 20 καταστάσεις
Σχήμα 8.17 Αρχική και Μετασχηματισμένη ΧΣ Αιολικής Παραγωγής #1
Σχήμα 9.1 Ενδεικτικές Συνθετικές Χρονοσειρές Ισχύος #1
Σχήμα 9.2 Ενδεικτικές Συνθετικές Χρονοσειρές Ισχύος #2
Σχήμα 9.3 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Χρονικής Στιγμής t _c του
Α/Π #1 (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)
Σχήμα 9.4 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Χρονικής Στιγμής te του
A/Π #1 (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)
Σχήμα 9.5 Καμπύλες ΡV προσομοιώσεων Α/Π #1 (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη) 260
Σχήμα 9.6 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Μέγιστης
Μεταφερόμενης Ισχύος (Α/Π #1, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)
Σχήμα 9.7 Διάγραμμα Διασποράς Αγωγιμότητας Συνδεδεμένων Πυκνωτών και
Χρονικής Στιγμής t_c (Α/Π #1, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)261
Σχήμα 9.8 Διάγραμμα Διασποράς Τάσης Αιολικού Πάρκου #1 και Χρονικής Στιγμής
t_c (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)
Σχήμα 9.9 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αιολικής Παραγωγής στη
Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ $S_{n,A/\Pi \# I}$)
Σχήμα 9.10 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αέργου Ισχύος Α/Π#1
στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ $S_{n,A/\Pi\#I}$)262
Σχήμα 9.11 Διάγραμμα Διασποράς Ενεργού-Αέργου ισχύος Α/Π #1 και Μέγιστης
Μεταφερόμενης Ισχύος (α.μ. σε $S_b=100$ MVA)
Σχήμα 9.12 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης για Ενδεικτικό Σενάριο Ευσταθούς
Λειτουργίας Μετατροπέα
Σχήμα 9.13 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης για Ενδεικτικό Σενάριο Ασταθούς
Λειτουργίας Μετατροπέα
Σχήμα 9.14 Καμπύλες PV 5000 Προσομοιώσεων για το Α/Π #2
Σχήμα 9.15 Εστιασμένες Καμπύλες PV 5000 Προσομοιώσεων για το Α/Π #2269
Σχήμα 9.16 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Μέγιστης
Μεταφερόμενης Ισχύος (Α/Π #2)
Σχήμα 9.17 Διάγραμμα Διασποράς Τάσης Α/Π #2 και Χρονικής Στιγμής tc
Σχήμα 9.18 Διάγραμμα Διασποράς Τάσης Φορτίου και ΜΜΙ
Σχήμα 9.19 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αιολικής Παραγωγής
στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ $S_{n,A/\Pi#2}$)271
Σχήμα 9.20 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αέργου Ισχύος Α/Π#2
στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ $S_{n,A/\Pi#2}$)271
Σχήμα 9.21 Διάγραμμα Διασποράς Ενεργού-Αέργου ισχύος Α/Π #2 και Μέγιστης
Μεταφερόμενης Ισχύος (α.μ. σε S_b =100MVA)272
Σχήμα 9.22 Καμπύλες PV Πελοποννήσου με EMRS (Markov Τύπου 1 Αιολική
Παραγωγή)
Σχήμα 9.23 Καμπύλες PV Πελοποννήσου με EMRS (Markov Τύπου 2)274
Σχήμα 9.24 Καταναλισκόμενη Ισχύς Φορτίου Πελοποννήσου (EMRS έλεγχος
ενεργοποιημένος στα αιολικά πάρκα)

Σχήμα 9.25 Ιστόγραμμα ορίου φόρτισης περιοχής Πελοποννήσα	ου276
Σχήμα 9.26 PV Καμπύλες ΕΔΣ με έλεγχο EMRS	

Συντομογραφίες

AC	Alternating Current
DC	Direct Current
DSO	Distribution System Operator
DG	Distributed Generation
EMRS	Emergency Maximum Reactive Support
FACTS	Flexible A.C. Transmission System
HV	High Voltage
HVDC	High Voltage Direct Current
IBG	Inverter-Based Generator
LTC	Load Tap Changer
MCMC	Markov Chain Monte Carlo
MV	Medium Voltage
PCC	Point of Common Coupling
pu	ανά μονάδα (αμ)
QSS	Quasi Steady State
TSO	Transmission System Operator
STATCOM	STATic synchronous COMpensator
SVC	Static Var Compensator
VSA	Voltage Security Assessment
A/Π	Αιολικό Πάρκο
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΗΣ	Ατμοηλεκτρικός Σταθμός
APT	Αυτόματος Ρυθμιστής Τάσης
Αλγ.	Αλγόριθμος
β/κ	Βραγυκύκλωμα
В/П	Βραγυπρόθεσμη
ΕΔΣ	Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα
Εικ.	Εικόνα
Εν.	Ev.
H/I	Ηλεκτρονικά Ισχύος
KEE	Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας
KMO	Κινητός Μέσος Όρος
Κεφ.	Κεφάλαιο
M/Π	Μακροπρόθεσμη
M/Σ	Μετασχηματιστής
MMI	Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς
MT	Μέση Τάση
Πιν.	Πίνακας
Παρ.	Παράγραφος
ΣΑΤΥΦ	Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΣΙ	Συντελεστής Ισχύος
ΣΚΣ	Σημείο Κοινής Σύνδεσης
Σχ.	Σχήμα
Ϋ́́Σ	Υποσταθμός
YT	Υψηλή Τάση

YYT	Υπερυψηλή Τάση
Υποεν.	Υποενότητα

Γλωσσάριο Τεχνικών Όρων

Αιολικό Πάρκο	Wind Farm
Ανά μονάδα (αμ)	Per unit (pu)
Ανορθωτής	Rectifier
Αντίσταση	Resistance
Βραχυκύκλωμα	Short circuit
Γείωση	Grounding
Γεννήτρια	Generator
Γεννήτρια εξοπλισμένη με ηλεκτρονικά ισχύος	Inverter-Based Generator
Διακόπτης	Switch
Διαχειριστής Δικτύου Διανομής	Distribution System Operator
Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς	Transmission System Operator
Διεσπαρμένη Παραγωγή	Distributed Generation
Έκτακτη Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη	Emergency Maximum Reactive Support
Εκτίμηση Ασφάλειας Τάσεως	Voltage Security Assessment
Έλεγχος Αέργου Ισχύος	Reactive Power Control
Έλεγχος γωνίας-βήματος	Pitch control
Εναλλασσόμενο Ρεύμα	Alternating Current
Ενισχυτής	Amplifier
Επαγωγική αντίδραση	Inductive Reactance
Ευστάθεια Τάσεως	Voltage Stability
Ηλεκτρονόμος	Relay
Μαρκοβιανά Μοντέλα	Markov Models
Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς	Maximum Power Transfer
Μέση Τάση	Medium Voltage
Μεταβατική Ευστάθεια	Transient Stability
Μεταβλητότητα Ανέμου	Wind Variability
Μετασχηματιστής	Transformer
Μετασχηματιστής	Transformer
Μετατροπέας	Converter
Οιονεί Στατική Προσέγγιση	Quasi Steady State
Ονομαστική ένταση	Nominal current
Ονομαστική Ισχύς	Nominal Power
Όριο Φόρτισης	Loadability Limit

Περιθώριο ασφαλείας	Safety margin
Προστασία υπερεντάσεως	Overcurrent protection
Πτώση τάσης	Voltage drop
Πυκνωτής	Capacitor
Ρεύμα βραχυκυκλώσεως	Short-circuit current
Σημείο Κοινής Σύνδεσης	Point of Common Coupling
Στρατηγική Μέγιστης Απολαβής Ισχύος	Maximum Power Point Tracking
Συνεχές Ρεύμα	Direct Current
Σύνθετη αντίσταση	Impedance
Συνθετικές Χρονοσειρές	Synthetic Time Series
Συντελεστής Ισχύος	Power Factor
Συσσωρευτής	Battery
Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο	Load Tap Changer
Σύστημα διανομής	Distribution System
Σύστημα μεταφοράς	Transmission System
Τάση εξόδου	Output voltage
Τροφοδοτική Γραμμή	Feeder
Τύλιγμα	Winding
Υπερένταση	Overcurrent
Υπερφόρτιση	Overload
Υποσταθμός	Substation
Υψηλή Τάση	High Voltage
Φωτοβολταϊκό	Photovoltaic
Χωρητική αντίδραση	Capacitive reactance

1

Εισαγωγή

Η βιομηχανική ανάπτυξη και εξέλιξη των κοινωνιών τους τελευταίους δύο αιώνες αναμφίβολα στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στην χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία παρέχει έναν πολύ αποδοτικό τρόπο μεταφοράς και απεριόριστη σχεδόν ευελιξία στην μετατροπή της σε άλλες μορφές ενέργειας. Για αυτό το λόγο αναπτύχθηκαν τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ), τα οποία αποτελούνται από ένα σύνολο στοιχείων και εγκαταστάσεων που στόχο έχουν να καλύψουν τις ανάγκες των καταναλωτών σε ηλεκτρική ενέργεια. Αν και τα ΣΗΕ διαφέρουν ως προς την έκταση και τα δομικά τους στοιχεία, όλα έχουν τα ίδια βασικά χαρακτηριστικά και παρόμοια δομή. Συγκεκριμένα όλα τα ΣΗΕ αποτελούνται από τρία διακριτά υποσυστήματα: το Σύστημα Παραγωγής, το Σύστημα Μεταφοράς και το Δίκτυο Διανομής, η σχέση μεταξύ των οποίων αλλάζει με το χρόνο. Συγκεκριμένα, δεδομένου ότι η πολυπλοκότητα του σχεδιασμού και της λειτουργίας των Ενεργειακών Δικτύων αυξάνεται, η αλληλεπίδραση μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (TSOs) και των Διαχειριστών Δικτύων Διανομής (DSOs) και η ανάγκη στενότερης μεταξύ τους συνεργασίας εντείνεται. Η επιτυχής συνεργασία μεταξύ των TSOs και των DSOs θα διασφαλίσει τη σταθερότητα του δικτύου, τον έλεγχο των ροών ενέργειας, την ευελιξία, τη βελτιστοποίηση των δυνατοτήτων αποθήκευσης ενέργειας και, τελικά, την αειφορία και την ασφάλεια του εφοδιασμού με χαμηλό κόστος.

Αν και παλαιότερα υπήρχε η τάση να σχεδιάζονται τα ΣΗΕ με μεγάλα περιθώρια φόρτισης, τις τελευταίες δεκαετίες η αύξηση της διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), η δικαιολογημένη αύξηση των περιβαλλοντικών ευαισθησιών και των συνακόλουθων περιορισμών (που κάνουν πιο δύσκολη την δημιουργία νέων σταθμών παραγωγής και γραμμών μεταφοράς), η ανισομερής κατανομή του φορτίου (μακριά από την παραγωγή) και η απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας έχει οδηγήσει στην υπερεκμετάλλευση των υπαρχουσών υποδομών των ΣΗΕ, με αποτέλεσμα να λειτουργούν όλο και πιο συχνά στα όριά τους, ενώ νέες μορφές αστάθειας εμφανίζονται που μπορούν να οδηγήσουν μέχρι και σε ολική σβέση (blackout) του συστήματος. Το κοινωνικό και οικονομικό κόστος σε αυτές τις περιπτώσεις είναι τεράστιο, ενώ εκατομμύρια πελάτες επηρεάζονται, όπως φαίνεται από τα πρόσφατα συμβάντα στην βορειοδυτική ακτή των ΗΠΑ το 2003, στην Ελλάδα το 2004, στη Βραζιλία το 2009, στην Ινδία το 2012 κλπ.

Ειδικότερα, όσον αφορά το περιβάλλον, το ενδιαφέρον εστιάζεται σε πολιτικές μείωσης των αερίων θερμοκηπίου, τόσο σε περιφερειακό όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο. Χαρακτηριστικός είναι ο στόχος της Ε.Ε. για μείωση των εκπομπών CO₂ έως

το 2030 κατά 40% σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 [1] και 80% σε σχέση με το 2001 το 2050 [2]. Για την επίτευξη αυτών των στόχων, προβλέπεται μεγάλη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), που για το σύνολο της Ε.Ε. πρέπει να φτάσει τουλάχιστον το 27% της καταναλισκόμενης ενέργειας το 2030 [1], ενώ προβλέπεται και αύξηση των διασυνδέσεων σε τουλάχιστον 10% της συνολικής εγκατεστημένης παραγωγής μέχρι το 2020 [3].

Η υλοποίηση των πολιτικών αυτών απαιτεί την επίλυση των προβλημάτων που δημιουργεί η ένταξη μεγάλου ποσοστού μονάδων ΑΠΕ στα ΣΗΕ. Τα προβλήματα αυτά γίνονται εντονότερα καθώς το επίπεδο διείσδυσης αυξάνεται και η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής περιορίζεται, με αποτέλεσμα τον κορεσμό τόσο των δικτύων διανομής, λόγω ενσωμάτωσης της διεσπαρμένης παραγωγής, όσο και του συστήματος μεταφοράς που καλείται να μεταφέρει την παραγόμενη ενέργεια στις περιοχές μείζονος φορτίου.

Προκειμένου να επιτραπεί η ενσωμάτωση μονάδων ΑΠΕ στα ΣΗΕ σε πολύ υψηλά επίπεδα διείσδυσης, θα πρέπει να διασφαλιστεί ότι οι νέες συνθήκες θα εξασφαλίσουν την καλή λειτουργία και την ευστάθεια των ΣΗΕ. Πιο συγκεκριμένα:

- Η μεταφορά ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις και ποσότητες από τις περιοχές υψηλού δυναμικού ΑΠΕ προς τα κέντρα φορτίου μπορεί να δημιουργήσει ζητήματα ευστάθειας. Από την άλλη πλευρά το γεγονός ύπαρξης διεσπαρμένης παραγωγής παρέχει δυνατότητες ρύθμισης της τάσης σε διευρυμένο μέρος των δικτύων, κάτι που θα μπορούσε να αξιοποιηθεί σε κρίσιμες καταστάσεις ή και σαν εφαρμογή ενός κεντρικού συστήματος ρύθμισης της τάσης σε μια περιοχή με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ.
- Η λειτουργία των ΣΗΕ σε συνθήκες εξαιρετικά υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ μειώνει σημαντικά την αδράνεια των συστημάτων, εφόσον συμβατικές μονάδες που εισφέρουν αδράνεια στο σύστημα αντικαθίστανται από μονάδες ΑΠΕ που είτε δεν έχουν στρεφόμενα μέρη [4], είτε ενώ διαθέτουν στρεφόμενα μέρη συνδέονται με το δίκτυο με μετατροπείς ισχύος [5, 6]. Αποτέλεσμα είναι πως για πολλές ώρες σε ετήσια βάση, τα συστήματα αυτά είναι χαμηλής αδράνειας (low inertia systems) [7, 8] και συνεπώς να είναι ιδιαίτερα ευαίσθητα σε συνθήκες ανισορροπίας φορτίου και παραγωγής.

Συμπερασματικά, η υψηλή διείσδυση μονάδων ΑΠΕ στα ΣΗΕ τροποποιεί την λειτουργία τους και απαιτεί ενδελεχή έρευνα προκειμένου να διασφαλιστεί η ευστάθεια σε αυτές τις συνθήκες. Στο πλαίσιο αυτό, η παρούσα εργασία στοχεύει στο να απαντήσει σε ερωτήματα τα οποία θα συμβάλουν στην κατανόηση, επιστημονική ανάλυση και τεχνική αντιμετώπιση των προβλημάτων αυτών. Τα ερευνητικά ερωτήματα που περιγράφουν την αφετηρία της συγκεκριμένης εργασίας είναι:

- Ποιες είναι οι πιθανές νέες μορφές αστάθειας στη λειτουργία των ΣΗΕ κάτω από συνθήκες εξαιρετικά υψηλής διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ και πώς μπορούν να ανιχνευθούν εγκαίρως για την εφαρμογή προληπτικών μέτρων
- Ποιες είναι οι απαραίτητες τροποποιήσεις στην μοντελοποίηση των ΣΗΕ για την ακριβέστερη ανάλυση της ευστάθειας
- Πώς προσαρμόζονται οι μηχανισμοί ανίχνευσης αστάθειας, προστασίας και αύξησης ορίου φόρτισης του συστήματος από τη διείσδυση των ΑΠΕ
1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Τα τελευταία χρόνια, η ανάγκη για μείωση των περιβαλλοντικών ρύπων από τη μία και η σταδιακή εξάντληση των ορυκτών καυσίμων από την άλλη, έχει οδηγήσει στη ραγδαία εξάπλωση και ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Δύο από τις σπουδαιότερες εναλλακτικές μορφές ενέργειας, οι οποίες έχουν διεισδύσει στα περισσότερα σύγχρονα συστήματα, φτάνοντας σε ιδιαίτερα μεγάλα ποσοστά της συνολικής ζήτησης φορτίου, είναι η ηλιακή και η αιολική ενέργεια.

1.1.1 Αιολικά Πάρκα

Η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας πραγματοποιείται από τα αιολικά πάρκα. Αυτά αποτελούνται από συστοιχίες ανεμογεννητριών που συνδέονται μεταξύ τους με ένα δίκτυο Μέσης Τάσης (MT). Οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) μετατρέπουν την αιολική ενέργεια σε ηλεκτρική. Η παραγόμενη ισχύς εξαρτάται κυρίως από την ταχύτητα του ανέμου και είναι κατά προσέγγιση ανάλογη του κύβου της ταχύτητας [9]. Αιολικά πάρκα με εγκατεστημένη ισχύ πάνω από 15MW συνδέονται συνήθως σε υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ μέσω αποκλειστικών γραμμών διανομής μέσης τάσης.

Πολλές φορές, τα αιολικά πάρκα εγκαθίστανται για ενεργειακή υποστήριξη σε αυτόνομα δίκτυα που περιλαμβάνουν ντιζελοηλεκτρικούς σταθμούς με υψηλό κόστος καυσίμου, ενώ σε σπανιότερες περιπτώσεις είναι υπεύθυνα για την αποκλειστική τροφοδότηση απομονωμένων περιοχών [10].

Στην Ελλάδα, παρά το γεγονός ότι υπάρχει υψηλό αιολικό δυναμικό, η πραγματική διείσδυση αιολικής ενέργειας δεν είναι ανάλογα σημαντική. Σύμφωνα με στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (PAE), το 2008 μόνο το 3,7% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καλύφθηκε από την αιολική παραγωγή. Μέχρι το 2013, στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα είχαν εγκατασταθεί ανεμογεννήτριες ισχύος 1495MW, όταν η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ήταν περίπου 17,4GW [11].

Οι περιοχές που έχουν προσελκύσει το μεγαλύτερο ενδιαφέρον για εγκατάσταση αιολικής παραγωγής, με βάση τις αιτήσεις των ανεξάρτητων παραγωγών στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, είναι η περιοχή της Εύβοιας, η Ανατολική Πελοπόννησος και η περιοχή της Θράκης. Παρά το γεγονός ότι υπάρχουν συγκεκριμένα σχέδια για ενίσχυση του δικτύου μεταφοράς προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι περιορισμοί και να εγκατασταθούν τα μελλοντικά αιολικά πάρκα, περιβαλλοντικοί, νομικοί και οικονομικοί λόγοι οδηγούν σε σημαντικές καθυστερήσεις. Τα μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης παρατηρούνται κυρίως σε νησιωτικές περιοχές της χώρας, οι οποίες δεν είναι διασυνδεδεμένες με το ηπειρωτικό σύστημα. Για παράδειγμα στην Κρήτη, το μεγαλύτερο αυτόνομο σύστημα στην Ελλάδα, η παραγωγή Αιολικών Πάρκων καλύπτει το 20% περίπου της ετήσιας ζήτησης ενέργειας [10].

Χαρακτηριστική ιδιαιτερότητα της αιολικής ενέργειας είναι ότι δεν κατανέμεται ανάλογα με τη ζήτηση. Αυτό σημαίνει ότι το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να δέχεται, σε κάθε περίπτωση, το σύνολο της ισχύος που προσφέρουν τα αιολικά πάρκα. Για να αποφευχθεί η απόρριψη της παρεχόμενης ηλεκτρικής ισχύος σε περίπτωση πλεονάσματος, εξετάζεται η χρήση μηχανισμών αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας. Τα πρώτα χρόνια ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας, οι ανεμογεννήτριες αντιμετωπίζονταν καθαρά ως αρνητικά φορτία, καθώς το μικρό ποσοστό συμμετοχής τους στην συνολική παραγωγή δεν είχε σημαντικό αντίκτυπο στην ομαλή λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Με τον καιρό, η συνεχής αύξηση της διείσδυσης της αιολικής παραγωγής άρχισε να κάνει αισθητή της επίδραση της, όχι μόνο στη λειτουργία αλλά και στο σχεδιασμό των ΣΗΕ. Ξεκίνησε επομένως μια διαδικασία αλληλεπίδρασης μεταξύ των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, των κανονισμών για τα αιολικά πάρκα που εκδίδουν οι διαχειριστές και των κατασκευαστών ανεμογεννητριών [12].

Ανάλογα με τη μηχανολογική τους διαμόρφωση, οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε δυο κατηγορίες, τις ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα, που αποτελεί και την συνηθέστερη περίπτωση, και τις ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα. Για την πρώτη κατηγορία, ο ανεμοκινητήρας μετατρέπει την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική, η οποία μεταφέρεται μέσω του άξονα και πιθανόν ενός κιβωτίου ταχυτήτων στον άξονα της γεννήτριας που βρίσκεται στον θάλαμο μηχανισμών στην κορυφή του πύργου. Ο άξονας περιστροφής του ανεμοκινητήρα διατηρείται παράλληλος ως προς το πεδίο ροής του ανέμου με τη βοήθεια του συστήματος προσανατολισμού (yaw system) [13].

Με βάση τη συμπεριφορά τους στις διακυμάνσεις του ανέμου, οι ανεμογεννήτριες διαχωρίζονται σε δυο μεγάλες κατηγορίες, τις ανεμογεννήτριες σταθερών στροφών και τις ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών. Οι ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών διαθέτουν ρυθμιστή που επιτρέπει τη μεταβολή των στροφών του δρομέα, ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου, προκειμένου να απορροφούν διαρκώς τη μέγιστη δυνατή ενέργεια από τον άνεμο. Επομένως, αυτή η επιπρόσθετη ικανότητα των ανεμογεννητριών μεταβλητών στροφών να μεγιστοποιούν την απορροφούμενη αιολική ενέργεια, έχει οδηγήσει στην επικράτησή τους έναντι των ανεμογεννητριών σταθερών.

Η παροχή ισχύος στο σύστημα από τις γεννήτριες μεταβλητών στροφών πραγματοποιείται είτε μέσω ασύγχρονων γεννητριών διπλής τροφοδότησης, είτε μέσω σύγχρονων γεννητριών με πλήρη μετατροπέα ηλεκτρικής ισχύος. Ακολούθως, γίνεται μια αναλυτική περιγραφή των ανεμογεννητριών με βάση την τεχνολογία που χρησιμοποιούν.



Σχήμα 1.1 Α/Γ Σταθερών Στροφών

Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν οι ανεμογεννήτριες σταθερών στροφών, οι οποίες παρουσιάστηκαν στην αγορά στις αρχές της δεκαετίας του 1980. Χαρακτηρίζονται από απλότητα και στιβαρότητα, ενώ ο δρομέας κινείται από την έλικα μέσω κιβωτίου ταχυτήτων. Από την άλλη, ο στάτης είναι απευθείας συνδεδεμένος στο δίκτυο. Γίνεται χρήση μιας απλής μηχανής επαγωγής, συνήθως τύπου κλωβού (Squirrel Cage Induction Generator – SCIG), απευθείας συνδεδεμένης στο δίκτυο. Οι ανεμογεννήτριες αυτές θεωρούνται σταθερών στροφών επειδή η ταχύτητα περιστροφής των μηχανών επαγωγής, παρότι μεταβάλλεται με το σημείο λειτουργίας, είναι πολύ κοντά στη σύγχρονη ταχύτητα, με μια απόκλιση της τάξης του 1%-2%.

Στην δεύτερη κατηγορία ανήκουν οι ανεμογεννήτριες μεταβλητής αντίστασης δρομέα. Η μεταβολή πραγματοποιείται με τη χρήση ηλεκτρονικών ισχύος. Με τον τρόπο αυτό, η ταχύτητα του δρομέα μπορεί να πάρει τιμές εντός ενός εύρους 10% της σύγχρονης.



Σχήμα 1.2 Α/Γ Μεταβλητής Αντίστασης Δρομέα

Στην τρίτη κατηγορία, η οποία είναι και η πιο διαδεδομένη σήμερα, ανήκουν οι ανεμογεννήτριες διπλής τροφοδότησης. Η ασύγχρονη μηχανή που χρησιμοποιείται είναι τυλιγμένου δρομέα, με το στάτη απευθείας συνδεδεμένο στο δίκτυο, ενώ το τριφασικό τύλιγμα του δρομέα συνδέεται μέσω ενός μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος AC/DC/AC.

Το 30-40% της ισχύος διέρχεται μέσα από τον μετατροπέα, ενώ το υπόλοιπο διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο. Ως αποτέλεσμα, ο μετατροπέας ισχύος είναι μικρότερης ονομαστικής ισχύος και κατ' επέκταση πιο οικονομικός σε σχέση με τον πλήρη.

Με τον έλεγχο του μετατροπέα, η ταχύτητα της ανεμογεννήτριας μπορεί να ποικίλει έως και 40% από τη σύγχρονη [14]. Ακόμη, υπάρχει η δυνατότητα ανεξάρτητου ελέγχου της ενεργού και της αέργου ισχύος. Σε αντίθεση με τις ανεμογεννήτριες σταθερών στροφών, μπορεί να επιλεγεί η ταχύτητα ώστε να μεγιστοποιείται η απολαβή ισχύος. Επιπλέον, υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης είτε του συντελεστή ισχύος είτε της τάσης ακροδεκτών ή του ζυγού σύνδεσης με το σύστημα, μέσω διάταξης ηλεκτρονικών ισχύος που συνδέει το δρομέα με το δίκτυο.

Όπως και στις απλές γεννήτριες επαγωγής, χρησιμοποιείται μειωτήρας στροφών. Οι ανεμογεννήτριες της κατηγορίας αυτής διαθέτουν έλεγχο γωνίας βήματος των πτερυγίων, προκειμένου να γίνεται περικοπή ισχύος σε υψηλές ταχύτητες ανέμου.



Σχήμα 1.3 Α/Γ Μεταβλητών Στροφών με Γεννήτρια Επαγωγής Διπλής Τροφοδότησης

Στην τέταρτη κατηγορία ανήκουν οι ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών με πλήρη μετατροπέα, οι οποίες μπορεί να είναι εφοδιασμένες είτε με σύγχρονη πολυπολική γεννήτρια τυλιγμένου δρομέα (wound rotor synchronous generator – WRSG) ή μονίμων μαγνητών (permanent magnet synchronous generator – PMSG), είτε με μηχανή επαγωγής τυλιγμένου δρομέα (wound rotor induction generator – WRIG) ή τύπου κλωβού (squirrel cage induction generator – SCIG).



Σχήμα 1.4 Α/Γ Μεταβλητών Στροφών με Πλήρη Μετατροπέα

Ο στάτης συνδέεται στο δίκτυο μέσω ενός μετατροπέα πλήρους ισχύος. Η ανεμογεννήτρια, επειδή είναι τελείως απομονωμένη από το δίκτυο, μπορεί να λειτουργεί σε ένα πολύ μεγάλο εύρος ταχυτήτων. Επιπλέον, όπως και στην περίπτωση των Α/Γ της τρίτης κατηγορίας, υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης σταθερού συντελεστή ισχύος ή τάσης, ενώ γίνεται έλεγχος της γωνίας βήματος των πτερυγίων προκειμένου να περιοριστεί η αποδιδόμενη ισχύς σε υψηλές ταχύτητες ανέμου.

Στην παρούσα εργασία, δεν χρησιμοποιείται συγκεκριμένος τύπος ανεμογεννητριών, αλλά θεωρείται ότι η έγχυση ενεργού και αέργου ισχύος στο δίκτυο γίνεται με απευθείας έλεγχο του μετατροπέα, σύμφωνα με το μοντέλο λειτουργίας που εξετάζεται (για παράδειγμα έγχυση αέργου ισχύος με απευθείας έλεγχο μετατροπέα έτσι ώστε να διατηρείται μια επιθυμητή τιμή τάσης).

1.1.2 Φωτοβολταϊκά Πάρκα

Η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας και συγκεκριμένα η μετατροπή της σε ηλεκτρική ενέργεια πραγματοποιείται από τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Τα ηλιακά φωτοβολταϊκά συστήματα αποτελούν σήμερα ώριμη τεχνολογία, με πλήθος εφαρμογών παγκοσμίως. Σε σύγκριση με τις άλλες Ευρωπαϊκές χώρες, η Ελλάδα παρουσιάζει αξιοσημείωτες προϋποθέσεις για την ανάπτυξη και την εφαρμογή φωτοβολταϊκών συστημάτων, όπως υψηλά επίπεδα ηλιοφάνειας, πλήθος νησιωτικών κυρίως περιοχών μη συνδεδεμένων με το δίκτυο της Δ.Ε.Η. και αυξημένες ενεργειακές ανάγκες, κυρίως σε τουριστικές περιοχές.

Τα κύρια μέρη ενός φωτοβολταϊκού συστήματος είναι η φωτοβολταϊκή γεννήτρια (συλλέκτης) και οι διατάξεις προσαρμογής, μέσω των οποίων η γεννήτρια συνδέεται είτε με το δίκτυο διανομής είτε με τις καταναλώσεις και τις διατάξεις αποθήκευσης, όταν πρόκειται για αυτόνομη εγκατάσταση. Το βασικό εξάρτημα είναι το φωτοβολταϊκό στοιχείο. Η μονάδα που διαμορφώνεται στο εργοστάσιο και διατίθεται στο εμπόριο είναι το φωτοβολταϊκό πλαίσιο, το οποίο περιλαμβάνει έναν αριθμό φωτοβολταϊκών στοιχείων. Τα πλαίσια ταξινομούνται ανάλογα με την ισχύ που μετράται σε Wp (Watt peak) και είναι η ισχύς που αποδίδει μία επιφάνεια ενός τετραγωνικού μέτρου όταν δέχεται ακτινοβολία 1000W/m² σε θερμοκρασία 25 °C και AM=1,5. Ένας αριθμός πλαισίων στηρίζονται στην ίδια μεταλλική κατασκευή και σχηματίζουν ένα φωτοβολταϊκό πάνελ. Πολλά πάνελ σχηματίζουν τη φωτοβολταϊκή συστοιχίες. [15]

Ειδικότερα, τα φωτοβολταϊκά χωρίζονται σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς και σε φωτοβολταϊκά στεγών και συνδέονται είτε στη μέση είτε στη χαμηλή τάση. Η τάση και το ρεύμα που παράγονται είναι συνεχή μεγέθη, οπότε για να συνδεθεί μια φωτοβολταϊκή συστοιχία στο δίκτυο διανομής, παρεμβάλλονται αντιστροφείς και άλλα

ηλεκτρονικά ισχύος, όπως μετατροπείς ή ελεγκτές. Η επιλογή της κατάλληλης τοπολογίας ηλεκτρονικών ισχύος επηρεάζει την αποδοτικότητα του όλου συστήματος, αλλά και το συνολικό του κόστος.

Συγκεκριμένα, οι αντιστροφείς που χρησιμοποιούνται χωρίζονται ανάλογα με το είδος της τάσης που παράγουν σε μονοφασικούς και τριφασικούς. Για μεγέθη έως 5KWp χρησιμοποιούνται μονοφασικοί μετατροπείς, ενώ για μεγέθη μεγαλύτερα των 5KWp χρησιμοποιούνται τριφασικοί. Επίσης οι αντιστροφείς χωρίζονται σε αυτούς που χρησιμοποιούν μετασχηματιστή για γαλβανική απομόνωση ανάμεσα στην DC είσοδο και στην AC έξοδο και σε αυτούς που δεν χρησιμοποιούν. Τέλος, οι αντιστροφείς χωρίζονται ανάλογα με τον τρόπο διασύνδεσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων στην εγκατάσταση σε κεντρικούς αντιστροφείς, αντιστροφείς κλάδων, αντιστροφείς πολλαπλών κλάδων και αντιστροφείς με ενσωμάτωση σε φωτοβολταϊκά πάνελ. [16]

Στην παρούσα εργασία δεν χρησιμοποιείται συγκεκριμένος τύπος φωτοβολταϊκών πλαισίων (ή αντιστροφέων των φωτοβολταϊκών), αλλά θεωρείται ότι η έγχυση ενεργού και αέργου ισχύος στο δίκτυο γίνεται με απευθείας έλεγχο του μετατροπέα, σύμφωνα με το εκάστοτε μοντέλο λειτουργίας που εξετάζεται.

1.2 Ευστάθεια ΣΗΕ

Ο τυπικός ορισμός της ευστάθειας ενός ΣΗΕ, όπως έχει προταθεί από την κοινή ομάδα εργασίας IEEE/CIGRE πάνω σε όρους και ορισμούς ευστάθειας [17] είναι ο εξής:

Ευστάθεια είναι η ικανότητα ενός ΣΗΕ, για δεδομένες αρχικές συνθήκες λειτουργίας, να επανακτήσει ένα σημείο λειτουργίας όταν υποστεί μια φυσική διαταραχή, με τις περισσότερες μεταβλητές (στοιχεία) του συστήματος εντός ορίων, ώστε το σύστημα να παραμείνει ακέραιο.

Αναλύοντας περισσότερο τον ανωτέρω ορισμό είναι προφανές πως η ευστάθεια των ΣΗΕ (όπως και όλων των δυναμικών συστημάτων) είναι ένα στοιχείο που εξαρτάται αφενός από τις αρχικές συνθήκες του συστήματος, όσο και από το μέγεθος και το είδος της διαταραχής. Επομένως, αν το σύστημα βρίσκεται σε μια δεδομένη αρχική κατάσταση, μια διαταραχή μπορεί να το οδηγήσει σε ευστάθεια, ενώ μια άλλη σε αστάθεια. Με άλλα λόγια, σε κάθε δεδομένη κατάσταση λειτουργίας υπάρχει ένα όριο μέσα στο οποίο το σύστημα μπορεί να δεχθεί διαταραχές και να φτάσει σε μια νέα κατάσταση ισορροπίας. Το συγκεκριμένο όριο δεν είναι σταθερό αλλά μεταβάλλεται συνεχώς καθώς μεταβάλλεται και το σημείο λειτουργίας του συστήματος.

Όσον αφορά τις διαταραχές, αυτές μπορεί να είναι διαφόρων ειδών. Από μικρές και αργές μεταβολές των ίδιων των παραμέτρων του ΣΗΕ, όπως για παράδειγμα μεταβολές στην ζήτηση του φορτίου, οι οποίες λαμβάνουν χώρα συνεχώς, μέχρι μεγάλης κλίμακας διαταραχές όπως π.χ. βραχυκλώματα, απώλειες μονάδων παραγωγής κλπ., που οδηγούν σε απότομη αλλαγή των δομικών και τοπολογικών χαρακτηριστικών του συστήματος.

Δεδομένου ότι το σύστημα αποτελείται από διάφορα στοιχεία, η δυναμική του συμπεριφορά καθορίζεται από τις επιμέρους συμπεριφορές των εν λόγω στοιχείων, καλύπτοντας διάφορες περιοχές φαινομένων (ηλεκτρικής, μηχανικής, θερμικής φύσης). Αποτέλεσμα αυτού είναι η χρονική εξέλιξη της απόκρισης του συστήματος να εξαρτάται άμεσα από τις διατάξεις που εμπλέκονται κάθε φορά και οι οποίες μπορούν

να οδηγήσουν σε αποκρίσεις που κυμαίνονται από μερικά χιλιοστά του δευτερολέπτου έως δεκάδες λεπτά.

Αν και η ευστάθεια ΣΗΕ αποτελεί ένα ενιαίο πρόβλημα, οι διάφοροι τύποι αστάθειας που μπορούν να εκδηλωθούν δεν μπορούν να γίνουν πλήρως κατανοητοί και να αντιμετωπιστούν με ενιαίο τρόπο. Λόγω της πολυπλοκότητας και της μεγάλης διάστασης του συγκεκριμένου προβλήματος, είναι χρήσιμο να γίνονται κατάλληλες απλοποιητικές υποθέσεις ανά περίπτωση, διατηρώντας το επιθυμητό επίπεδο ακρίβειας στην μοντελοποίηση και χρησιμοποιώντας τα αντίστοιχα εργαλεία ανάλυσης.

Για το σκοπό αυτό γίνεται μια κατηγοριοποίηση, η οποία βασίζεται στα παρακάτω κριτήρια [18]:

• Τη φυσική σημασία της αστάθειας που προκύπτει, όπως υποδεικνύεται από τις κύριες μεταβλητές του συστήματος στις οποίες παρατηρείται η αστάθεια.

 Το μέγεθος της διαταραχής που εξετάζεται, η οποία επηρεάζει τη μέθοδο υπολογισμού και πρόβλεψης της αστάθειας.

 Τις συσκευές, τις διαδικασίες και το χρονικό διάστημα (κλίμακα) τα οποία πρέπει να ληφθούν υπόψη για την εκτίμηση της ευστάθειας.



Σχήμα 1.5 Ταξινόμηση ευστάθειας ΣΗΕ. Πηγή [17]

Με βάση όλα αυτά, η κατηγοριοποίηση των φαινομένων ευστάθειας που μπορούν να εντοπιστούν σε ένα ΣΗΕ φαίνεται στο Σχ. 1.5, τα οποία και αναλύονται περαιτέρω στη συνέχεια.

1.2.1 Ευστάθεια γωνίας

Η ευστάθεια γωνίας αναφέρεται στην ικανότητα των σύγχρονων μηχανών ενός διασυνδεδεμένου συστήματος να παραμένουν σε συγχρονισμό μετά την εμφάνιση διαταραχών. Το συγκεκριμένο είδος ευστάθειας εξαρτάται από την δυνατότητα διατήρησης/αποκατάστασης ισορροπίας μεταξύ της αναπτυσσόμενης ηλεκτρομαγνητικής και μηχανικής ροπής στον άξονα κάθε σύγχρονης μηχανής του συστήματος. Η αστάθεια που σχετίζεται με την συγκεκριμένη κατηγορία εμφανίζεται με τη μορφή αυξανόμενων ταλαντώσεων στη γωνία του δρομέα κάποιων σύγχρονων μηχανών, που οδηγεί σε απώλεια του συγχρονισμού με τις υπόλοιπες γεννήτριες.

Το πρόβλημα της ευστάθειας γωνίας περιλαμβάνει τη μελέτη των ηλεκτρομηχανικών ταλαντώσεων και σχετίζεται με τον τρόπο που η παραγόμενη ισχύς των σύγχρονων μηχανών μεταβάλλεται καθώς αλλάζει η αντίστοιχη γωνία του δρομέα. Σε μόνιμη κατάσταση υπάρχει ισορροπία μεταξύ της επιβαλλόμενης μηχανικής ροπής στον άξονα της μηχανής και της παραγόμενης ηλεκτρομαγνητικής ροπής. Αν συμβεί μια διαταραχή αυτή η ισορροπία διαταράσσεται με αποτέλεσμα άλλες μηχανές να επιβραδύνονται και άλλες να επιταχύνονται, μεταβάλλοντας και τις αντίστοιχες γωνίες των δρομέων τους. Η αστάθεια προκύπτει αν το σύστημα δεν μπορεί να απορροφήσει τις μεταβολές στην κινητική ενέργεια που οφείλεται σε αυτές τις μεταβολές των γωνιακών ταχυτήτων.

Για δεδομένη κατάσταση του συστήματος, η ευστάθεια γωνίας εξαρτάται από την ύπαρξη ή όχι ροπής αποσβέσεως και ροπής συγχρονισμού. Η ροπή απόσβεσης είναι συγγραμμική με τη γωνιακή ταχύτητα του δρομέα, ενώ η ροπή συγχρονισμού είναι συγγραμμική με τη γωνία του δρομέα. Έλλειψη της πρώτης οδηγεί σε ταλαντώσεις αυξανόμενου πλάτους, ενώ έλλειψη της δεύτερης οδηγεί σε απεριοδική (μονότονη) αύξηση της γωνιακής απόκλισης και εν τέλει σε αποσυγχρονισμό.

Για ευκολία στην ανάλυση, η ευστάθεια γωνίας κατηγοριοποιείται περαιτέρω, όπως φαίνεται και στο Σχ. 1.1, σε δύο υποκατηγορίες:

 Ευστάθεια γωνίας μικρών διαταραχών, η οποία αφορά την ικανότητα του συστήματος να διατηρήσει τον συγχρονισμό του όταν υπόκειται σε μικρές διαταραχές. Οι εν λόγω διαταραχές θεωρούνται αρκούντως μικρές ώστε να μπορεί να γίνει γραμμικοποίηση των εξισώσεων του συστήματος και να χρησιμοποιηθεί ανάλυση με ιδιοτιμές και ιδιοδιανύσματα.

Η συγκεκριμένη κατηγορία ευστάθειας εξαρτάται μόνο από το αρχικό σημείο λειτουργία του συστήματος, ενώ η εκδήλωση της αστάθειας μπορεί να πάρει και τις δύο μορφές που έχουν αναφερθεί. Στα σύγχρονα ΣΗΕ η αστάθεια γωνίας μικρών διαταραχών οφείλεται σε έλλειψη επαρκούς ροπής απόσβεσης και ως εκ τούτου εμφανίζεται ως ταλαντώσεις συνεχώς αυξανόμενου πλάτους. Αν και οι σύγχρονοι Αυτόματοι Ρυθμιστές Τάσης (APT) προσφέρουν επαρκή ροπή συγχρονισμού, η απεριοδική εκδήλωση της αστάθειας με αύξηση της γωνίας μπορεί και πάλι να εμφανιστεί σε γεννήτριες που λειτουργούν με σταθερή διέγερση, π.χ. λόγω ενεργοποίησης της προστασίας υπερδιέγερσης (ΣΠΥ).

• Ευστάθεια γωνίας μεγάλων διαταραχών, ή μεταβατική ευστάθεια όπως ονομάζεται συνήθως, σχετίζεται με την ικανότητα του ΣΗΕ να διατηρήσει τον συγχρονισμό του όταν υπόκειται σε σοβαρή διαταραχή, όπως ένα βραχυκύκλωμα σε γραμμή μεταφοράς. Η επακόλουθη απόκριση του συστήματος περιλαμβάνει μεγάλες αποκλίσεις στις γωνίες των δρομέων και επηρεάζεται από τη μη γραμμική σχέση των γωνιών αυτών με την ισχύ.

Η συγκεκριμένη κατηγορία ευστάθειας επηρεάζεται τόσο από το αρχικό σημείο λειτουργίας όσο και από το μέγεθος της διαταραχής. Η αστάθεια σε αυτήν την περίπτωση εμφανίζεται συνήθως σαν μονότονη αύξηση στις γωνίες των δρομέων λόγω έλλειψης ροπής συγχρονισμού, που ονομάζεται και αστάθεια πρώτου κύκλου. Υπάρχουν όμως και περιπτώσεις που η αστάθεια μπορεί να εκδηλωθεί και μετά την πρώτη ταλάντωση.

Γενικά η ευστάθεια γωνίας χαρακτηρίζεται σαν βραχυπρόθεσμο φαινόμενο, με την μελέτη ευστάθειας μικρών διαταραχών να εκτείνονται σε χρόνο 10 με 20 δευτερόλεπτα

μετά τη διαταραχή και τις αντίστοιχες μελέτες ευστάθειας γωνίας μεγάλων διαταραχών, ανάλογα και με το μέγεθος του συστήματος, από 3 έως 20 δευτερόλεπτα.

1.2.2 Ευστάθεια Συχνότητας

Η ευστάθεια συχνότητας αναφέρεται στην ικανότητα ενός ΣΗΕ να διατηρεί σταθερή τη συχνότητα μετά από μια μεγάλη διαταραχή στην ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, εξασφαλίζοντας την μικρότερη δυνατή απώλεια φορτίου.

Η αστάθεια που μπορεί να εμφανιστεί σε αυτήν την περίπτωση έχει σαν αποτέλεσμα ταλαντώσεις στη συχνότητα που μπορεί να οδηγήσουν σε αποσύνδεση μονάδων ή και φορτίου, λόγω της ενεργοποίησης σχετικής προστασίας.

Στα σύγχρονα ΣΗΕ προβλήματα ευστάθειας συχνότητας μπορούν να εμφανιστούν μετά από μια σοβαρή διαταραχή που οδηγεί σε νησιδοποίηση του συστήματος. Η ευστάθεια σε αυτήν την περίπτωση εξαρτάται από το αν κάθε νησίδα θα φτάσει σε νέο σημείο ισορροπίας με τις ελάχιστες δυνατές αποκοπές φορτίου. Γενικά, προβλήματα ευστάθειας συχνότητας σχετίζονται με αστοχίες στην απόκριση του εξοπλισμού προστασίας, κακό συντονισμό μεταξύ διατάξεων ελέγχου και προστασίας ή τέλος με έλλειψη στρεφόμενης εφεδρείας ή/και περίσσεια παραγωγής μετά από νησιδοποίηση.

Καθώς οι μεταβολές της συχνότητας σχετίζονται με αποκρίσεις διεργασιών και εξοπλισμού, οι οποίες μπορεί να κυμαίνονται από κλάσματα δευτερολέπτου (όπως ηλεκτρονόμοι προστασίας υποσυχνότητας) μέχρι μερικά δεκάδες λεπτά (π.χ. απόκριση ατμοπαραγωγού λιγνιτικής μονάδας), η ευστάθεια συχνότητας μπορεί να ανήκει τόσο στην βραχυπρόθεσμη όσο και στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα.

1.2.3 Ευστάθεια Τάσης

Με τον όρο ευστάθεια τάσης αναφέρεται η ικανότητα ενός ΣΗΕ να διατηρήσει τις τάσεις σε όλους τους ζυγούς του σε ανεκτά επίπεδα (εντός προδιαγεγραμμένων ορίων), μετά την επιβολή μιας διαταραχής. Εξαρτάται επομένως από την ικανότητα του συστήματος να διατηρεί/αποκαθιστά την ισορροπία μεταξύ της ζήτησης φορτίου και του συνδυασμένου συστήματος παραγωγής και μεταφοράς.

Από την άλλη πλευρά, ένα φαινόμενο αστάθειας τάσης εκδηλώνεται με τη μορφή της βαθμιαίας και συνεχούς πτώσης της τάσης σε ορισμένους ζυγούς του συστήματος. Πιθανά αποτελέσματα της αστάθειας τάσης είναι το άνοιγμα κάποιων γραμμών μεταφοράς, η αποσύνδεση άλλου εξοπλισμού λόγω της ενεργοποίησης σχετικής προστασίας που οδηγεί σε διαδοχική αποσύνδεση και άλλων στοιχείων σε μεταγενέστερο χρόνο και τελικά η κατάρρευση τάσης.

Αν και έχουν προταθεί πολύ ορισμοί στη βιβλιογραφία για την αστάθεια τάσης από σχετικές ομάδες εργασίας τόσο της ΙΕΕΕ [19] όσο και της CIGRE [20], ο ακόλουθος ορισμός της αστάθειας τάσης περιλαμβάνει τα βασικά χαρακτηριστικά του φαινομένου [21]:

Η αστάθεια τάσης προκύπτει από την απόπειρα τον φορτίων (μέσω της δυναμικής τους συμπεριφοράς) να αποκαταστήσουν ισχύ μεγαλύτερη από το όριο φόρτισης του συνδυασμένου συστήματος παραγωγής και μεταφοράς.

Η αστάθεια τάσης επομένως σχετίζεται με τη δυναμική των φορτίων. Μετά από μια διαταραχή, η καταναλισκόμενη ισχύς από τα φορτία τείνει να αποκατασταθεί στα προ της διαταραχής επίπεδα, είτε άμεσα όπως π.χ. για κινητήρες επαγωγής, θερμοστατικά

φορτία, κλπ., είτε έμμεσα, μέσω διατάξεων του συστήματος, όπως τα Συστήματα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο (ΣΑΤΥΦ). Όλα αυτά ενισχύουν την αστάθεια τάσης που οφείλεται στη ροή ενεργού και άεργου ισχύος σε ένα ουσιαστικά επαγωγικό σύστημα μεταφοράς. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα τον περιορισμό της ικανότητας μεταφοράς ισχύος, εμποδίζοντας την στήριξη των τάσεων στην ευπαθή περιοχή του συστήματος, η οποία γίνεται ακόμα δυσχερέστερη όταν ορισμένες γεννήτριες φτάσουν στα όρια τους (είτε υπερδιέγερσης είτε ρεύματος στάτη), μην μπορώντας να καλύψουν την ζήτηση αέργου ισχύος μαζί με τις υπόλοιπες συσκευές χωρητικής αντιστάθμισης.

Καθώς η ευστάθεια τάσης περιλαμβάνει διάφορα συστήματα που λειτουργούν σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες, τα αντίστοιχα φαινόμενα αστάθειας εκτείνονται από μερικά δευτερόλεπτα μέχρι δεκάδες λεπτά, δίνοντας την δυνατότητα κατηγοριοποίησης της αστάθειας τάσης (και ως εκ τούτου της ευστάθειας) σε βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη.

1.3 Μαθηματικό Υπόβαθρο Γενικού Μοντέλου ΣΗΕ

1.3.1 Συστήματα με Συνήθεις Διαφορικές Εξισώσεις

Ένα συνεχές σύστημα το οποίο εμφανίζει δυναμική συμπεριφορά, μπορεί να περιγραφεί από ένα σύνολο n διαφορικών εξισώσεων, της μορφής [22], [23]:

$$\dot{\boldsymbol{x}} = f(\boldsymbol{x}) \tag{1.1}$$

όπου x είναι το $n \times 1$ διάνυσμα κατάστασης του συστήματος, \dot{x}_i (i = 1, ..., n) είναι η παράγωγος ως προς το χρόνο t των αντίστοιχων μεταβλητών κατάστασης x_i , i = 1, ..., n, και κάθε f_i (i = 1, ..., n) είναι μια συνεχής ή/και διαφορίσιμη μη γραμμική συνάρτηση όλων των μεταβλητών κατάστασης x_i .

Η χρονική απόκριση ενός φυσικού δυναμικού συστήματος στο πεδίο του χρόνου καθορίζεται από την επίλυση της συνήθους διαφορικής εξίσωσης (1.1) για μια δεδομένη αρχική συνθήκη, που συνήθως λαμβάνεται για την χρονική στιγμή $t_o = 0$ και δίνει το διάνυσμα κατάστασης:

$$\boldsymbol{x_o} = \boldsymbol{x}(0) \tag{1.2}$$

Η αρχική συνθήκη (1.2) και η διαφορική εξίσωση (1.1) συνιστούν ένα πρόβλημα αρχικών τιμών. Είναι αναμενόμενο ότι για κάθε αρχική συνθήκη υπάρχει μία λύση του μη γραμμικού συστήματος (1.1). Οι συνθήκες κάτω από τις οποίες αυτός ο ισχυρισμός είναι σωστός, ορίζονται στο θεώρημα ύπαρξης και μοναδικότητας της λύσης [21], [22]. Ένα γενικό δυναμικό μοντέλο της μορφής που χρησιμοποιείται στην προσομοίωση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας περιγράφεται παρακάτω. Το μοντέλο περιγράφεται σε συμπυκνωμένη, διανυσματική μορφή, με πορεία από πιο τα γρήγορα προς τα πιο αργά δυναμικά φαινόμενα.

1.3.2 Συστήματα διαφορικών εξισώσεων με αλγεβρικούς περιορισμούς

Τα συστήματα διαφορικών εξισώσεων με αλγεβρικούς περιορισμούς περιγράφονται από ένα σύνολο ομαλών *n* διαφορικών και *m* αλγεβρικών εξισώσεων, της μορφής:

$$\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{p}) \tag{1.3}$$

$$\mathbf{0} = \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{p}) \tag{1.4}$$

όπου x είναι το διάνυσμα των n μεταβλητών κατάστασης, y το διάνυσμα των m αλγεβρικών μεταβλητών και p το διάνυσμα των k παραμέτρων του συστήματος.

Τότε, οι m αλγεβρικές εξισώσεις της (1.3) ορίζουν μια πολλαπλότητα διάστασης n+k, που ονομάζεται πολλαπλότητα αλγεβρικών περιορισμών, στον n+m+k χώρο των x, y, p.

Αυτού του τύπου τα συστήματα αναλύονται με εφαρμογή του θεωρήματος των πεπλεγμένων συναρτήσεων. Θεωρώντας ένα σημείο (x, y, p), στο οποίο ο Ιακωβιανός πίνακας των αλγεβρικών εξισώσεων $g_y(x, y, p)$ είναι αντιστρέψιμος, υπάρχει μία τοπικά μοναδική, ομαλή συνάρτηση F, τέτοια ώστε:

$$\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{F}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{p}) \tag{1.5}$$

από την οποία έχουν απαλειφθεί οι αλγεβρικές μεταβλητές.

Δεδομένου ότι η F είναι ομαλή συνάρτηση, σε κάθε σημείο που ο πίνακας g_y είναι αντιστρέψιμος προκύπτει από το θεώρημα ύπαρζης και μοναδικότητας ότι υπάρχει μία μοναδική χρονική λύση για το αλγεβρικό-διαφορικό σύστημα των εξισώσεων (1.3)-(1.4). Συμβολίζοντας με U_p το πεδίο ορισμού της πεπλεγμένης συνάρτησης F στο χώρο κατάστασης, για δεδομένη τιμή των παραμέτρων, η περιοχή αυτή φράσσεται από τα σημεία εκείνα στα οποία ο πίνακας g_y είναι μη αντιστρέψιμος, όπου και ισχύει:

$$\det \boldsymbol{g}_{\boldsymbol{v}} = \boldsymbol{0} \tag{1.6}$$

Το πεδίο ορισμού της **F** μπορεί επίσης να φράσσεται και από τα φυσικά όρια των μεταβλητών κατάστασης.

Για δεδομένη τιμή των παραμέτρων **p**, το σύστημα των (1.3)-(1.4) έχει σημεία ισορροπία που ικανοποιούν το εξής σύστημα αλγεβρικών εξισώσεων:

$$\boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{p}) = \boldsymbol{0} \tag{1.7}$$

$$\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{p}) = \boldsymbol{0} \tag{1.8}$$

1.3.3 Μοντέλο Πολλαπλών Χρονικών Κλιμάκων

1.3.3.1 Ιδιάζουσες Διαταραχές

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η παράσταση της δυναμικής συμπεριφοράς οποιουδήποτε φυσικού συστήματος και κατ' επέκταση και των ΣΗΕ γίνεται μέσα από συστήματα διαφορικών εξισώσεων. Σε πολλές περιπτώσεις όμως οι διαφορικές εξισώσεις που περιλαμβάνονται αφορούν φαινόμενα που εξελίσσονται σε διάφορες χρονικές κλίμακες, από τις οποίες άλλες είναι πιο γρήγορες και άλλες πιο αργές. Αποτέλεσμα αυτού είναι η δυσκολία χρήσης όλων των διαφορικών εξισώσεων σε ένα ενιαίο μοντέλο που να περιγράφει συνολικά το σύστημα. Για να ξεπεραστεί αυτό το πρόβλημα και να απλοποιηθεί η ανάλυση, η προσέγγιση που χρησιμοποιείται είναι να θεωρηθεί ότι στα ταχέα μεταβατικά φαινόμενα οι αργές μεταβλητές παραμένουν πρακτικά σταθερές, ενώ αντίστοιχα στα αργά μεταβατικά φαινόμενα θεωρείται ότι οι γρήγορες μεταβλητές έχουν ισορροπήσει ακαριαία. Με αυτόν τον τρόπο εισάγεται η έννοια του διαχωρισμού του ενιαίου συστήματος πολλών χρονικών κλιμάκων σε υποσυστήματα με μια χρονική κλίμακα το καθένα.

Όταν είναι εφικτός ο διαχωρισμός των φαινομένων ενός συστήματος σε χρονικές κλίμακες, μπορούν να χρησιμοποιηθούν μοντέλα μειωμένης τάξης (μεταβλητών κατάστασης) για την περιγραφή της κάθε κλίμακας. Ο τρόπος που γίνεται αυτό είναι μέσω της ανάλυσης των ιδιαζουσών διαταραχών [24], [25], [21].

Η τυπική μορφή ενός συστήματος ιδιάζουσας διαταραχής είναι εκείνο στο οποίο μια μικρή παράμετρος ε πολλαπλασιάζει μία ή περισσότερες από τις παραγώγους των μεταβλητών κατάστασης. Ως εκ τούτου για ε = 0 η τάξη του συστήματος αλλάζει. Η μαθηματική έκφραση που περιγράφει ένα τέτοιο σύστημα είναι η εξής:

$$\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{\epsilon}) \tag{1.9}$$

$$\epsilon \dot{\mathbf{y}} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \epsilon) \tag{1.10}$$

όπου x το $n \times 1$ διάνυσμα των μεταβλητών κατάστασης που παρουσιάζουν αργή δυναμική συμπεριφορά, y το $m \times 1$ διάνυσμα των μεταβλητών κατάστασης που παρουσιάζουν γρήγορη δυναμική συμπεριφορά, ενώ οι f και g είναι ομαλές συναρτήσεις. Οι μεταβλητές x ονομάζονται αργές και οι y γρήγορες.

Αν και τόσο οι εξισώσεις f όσο και οι g εξαρτώνται εν γένει από τον όρο ϵ , στη συνέχεια δεν θα αναφέρεται ρητά αυτή η σχέση για λόγους απλότητας. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί επίσης ότι ένα φυσικό σύστημα μπορεί να περιγραφεί με περισσότερα από ένα μοντέλα που να έχουν την μορφή των εξισώσεων (1.9)-(1.10).

Ο χωρισμός σε χρονικές κλίμακες συνίσταται στην εξαγωγή δύο υποσυστημάτων μειωμένης τάξης. Ένα περιγράφει τα αργά δυναμικά φαινόμενα και ένα τα γρήγορα. Θεωρώντας x_s , y_s τις μεταβλητές κατάστασης του αργού υποσυστήματος και x_f , y_f τις μεταβλητές του γρήγορου, αυτές ικανοποιούν τις εξής σχέσεις:

$$\boldsymbol{x} = \boldsymbol{x}_s + \boldsymbol{x}_f \tag{1.11}$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{y}_s + \mathbf{y}_f \tag{1.12}$$

1.3.3.2 Οιονεί Στατική Προσέγγιση

Λόγω του όρου ϵ , μια συχνά αποδεκτή προσέγγιση που γίνεται για την παράσταση των αργών δυναμικών φαινομένων είναι να θεωρηθεί ότι $\epsilon = 0$, στην εξίσωση (1.10). Αυτός είναι ο ορισμός της Οιονεί Στατικής Προσέγγισης - Quasi Steady State (QSS) του αργού υποσυστήματος. Το μοντέλο της οιονεί στατικής προσέγγισης περιγράφεται ως εξής:

$$\dot{\boldsymbol{x}}_s = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}_s, \boldsymbol{y}_s) \tag{1.13}$$

$$\mathbf{0} = \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}_{s}, \boldsymbol{y}_{s}) \tag{1.14}$$

Το οιονεί στατικό σύστημα χρησιμοποιείται για την ανάλυση του συστήματος στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα. Μιας και το ενδιαφέρον στρέφεται στα δυναμικά φαινόμενα που εξελίσσονται, τα βραχυπρόθεσμα μεταβατικά θεωρείται ότι βρίσκονται σε ισορροπία.

Μάλιστα, επειδή η μακροπρόθεσμη αστάθεια τάσης είναι συχνότερη από τη βραχυπρόθεσμη, ορισμένα λογισμικά πακέτα προσομοίωσης επιλέγουν αποκλειστικά

το μοντέλο της οιονεί στατικής προσέγγισης για την επίλυση των εξισώσεων. Μεγάλο πλεονέκτημα αυτής της τεχνικής είναι ο μειωμένος υπολογιστικός χρόνος επίλυσης που προσφέρει, καθιστώντας έτσι δυνατή και την εκτίμηση ασφάλειας συστήματος πραγματικού χρόνου.

Για δεδομένο \mathbf{x}_s η (1.14) είναι προφανώς η συνθήκη ισορροπίας για τα \mathbf{y} , αλλά καθώς έχει θεωρηθεί ότι αυτό επιτυγχάνεται θέτοντας ϵ =0, αυτό μπορεί να γίνει και για $\dot{\mathbf{y}}_s \neq \mathbf{0}$, δηλαδή το διάνυσμα \mathbf{y}_s μπορεί να αλλάζει και η (1.14) να ικανοποιείται καθώς το διάνυσμα \mathbf{x}_s αλλάζει κατά τη διάρκεια αργών μεταβολών. Ο ρυθμός της αλλαγής του \mathbf{y} , κατά τη διάρκεια αργών, οιονεί στατικών αλλαγών, μπορεί να υπολογιστεί από την διαφόριση της (1.14) χρησιμοποιώντας τον κανόνα της αλυσίδας και την (1.9).

Η οιονεί στατική προσέγγιση από τις εξισώσεις (1.13) και (1.14), μετατρέπει ουσιαστικά το αρχικό σύστημα σε σύστημα διαφορικών-αλγεβρικών εξισώσεων, για την ανάλυση του οποίου μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι τεχνικές που αναφέρθηκαν στην Υποεν. 1.3.2.

Επίσης, έστω ότι οι γρήγορες συνιστώσες των μεταβλητών κατάστασης δεν διεγείροντα και επομένως ισχύει $x = x_s$, $y = y_s$. Εάν μπορεί να προσδιοριστεί μια συνάρτηση h (διάστασης m), τέτοια ώστε:

$$\boldsymbol{y}_s = \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}_s) \tag{1.15}$$

όπου y_s και x_s είναι λύσεις του αρχικού συστήματος (1.9)-(1.10) και οι εξισώσεις h πρέπει να ικανοποιούν τις εξισώσεις των γρήγορων μεταβλητών:

$$\epsilon \boldsymbol{h}_{\boldsymbol{x}} \dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{g} \big(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) \big) \Rightarrow \epsilon \boldsymbol{h}_{\boldsymbol{x}} \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}_{\boldsymbol{s}}, \boldsymbol{h}) = \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}_{\boldsymbol{s}}, \boldsymbol{h}) \tag{1.16}$$

όπου h_x είναι ο ιακωβιανός πίνακας του h ως προς x.

Η συνάρτηση h ορίζει στον χώρο των n + m μεταβλητών μια $n - \delta$ ιάστατη πολλαπλότητα η οποία ονομάζεται αργή ολοκληρωτική πολλαπλότητα. Λόγω της (1.16), για αρχικές συνθήκες πάνω στην αργή πολλαπλότητα, οι μεταβολές του y θα παραμένουν πάντα πάνω στην συγκεκριμένη πολλαπλότητα. Κατά συνέπεια και η αργή πολλαπλότητα είναι μια αναλλοίωτη πολλαπλότητα του συστήματος (1.9)-(1.10).

Εάν οι αρχικές συνθήκες του συστήματος είναι εκτός της αργής πολλαπλότητας, η απόκριση του θα αποτελείται από δύο συνιστώσες, ένα γρήγορο μεταβατικό που καταλήγει στην αργή πολλαπλότητα και ένα αργό μεταβατικό που παραμένει πάνω στην αργή πολλαπλότητα.

1.3.4 Χωρισμός μοντέλου ΣΗΕ σε χρονικές κλίμακες

Η δυναμική συμπεριφορά των ΣΗΕ περιγράφεται από ένα σύνολο μη γραμμικών διαφορικών εξισώσεων οι οποίες υπόκεινται σε αλγεβρικούς περιορισμούς (βλ. Υποεν. 1.3.2), ενώ τα διάφορα φαινόμενα μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε ακαριαία, βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα (βλ. Υποεν. 1.3.3).

Ως εκ τούτου, το σύνολο των εξισώσεων που περιγράφει ένα ΣΗΕ μπορεί να πάρει την ακόλουθη μορφή:

$$\frac{dx}{dt} = \dot{x} = f(x, y, z_c, z_d, p)$$
(1.17)

$$\mathbf{0} = \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p}) \tag{1.18}$$

$$\frac{d\boldsymbol{z}_c}{dt} = \dot{\boldsymbol{z}}_c = \epsilon \boldsymbol{h}_c(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p})$$
(1.19)

$$\boldsymbol{z_d}(k+1) = \boldsymbol{h_d}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z_c}, \boldsymbol{z_d}(k), \boldsymbol{p}) \tag{1.20}$$

όπου:

 $m{x}$: διάνυσμα των βραχυπρόθεσμων μεταβλητών κατάστασης (διάστασης n_x)

 $m{y}$: διάνυσμα των αλγεβρικών μεταβλητών (διάστασης n_y)

 \mathbf{z}_{c} : διάνυσμα των συνεχών μακροπρόθεσμων μεταβλητών κατάστασης (διάστασης n_{c})

 \mathbf{z}_d : διάνυσμα των διακριτών μακροπρόθεσμων μεταβλητών κατάστασης (διάστασης $n_d)$

p: διάνυσμα μεταβλητών εισόδου και παραμέτρων του συστήματος (διάστασης n_p).

Οι n_x διαφορικές εξισώσεις (1.17) περιγράφουν τα βραχυπρόθεσμα δυναμικά φαινόμενα, στα οποία ανήκουν οι αποκρίσεις των σύγχρονων γεννητριών και των ρυθμιστικών διατάξεων τους (όπως οι ρυθμιστές στροφών και οι αυτόματοι ρυθμιστές τάσης), οι κινητήρες επαγωγής, διατάξεις ρυθμιστών ηλεκτρονικών ισχύος (πχ. SVC, STATCOM) και διασυνδετικών γραμμών συνεχούς ρεύματος (HVDC links).

Οι n_y αλγεβρικές εξισώσεις (1.18) περιγράφουν την απόκριση του δικτύου, η οποία και θεωρείται ακαριαία. Σε αυτήν την ακαριαία απόκριση περιλαμβάνονται και τα ηλεκτροδυναμικά φαινόμενα στα τυλίγματα του στάτη των σύγχρονων γεννητριών και των κινητήρων επαγωγής. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να μην λαμβάνονται υπόψη οι τάσεις μετασχηματιστή (M/Σ), δημιουργώντας μια οιονεί ημιτονοειδή μόνιμη κατάσταση, όπου οι στιγμιαίες τιμές των ρευμάτων και των τάσεων δίνονται από χρονικά μεταβαλλόμενους παραστατικούς μιγάδες (φασιθέτες ή phasors).

Οι n_c διαφορικές εξισώσεις (1.19) περιγράφουν τα φαινόμενα και τις διατάξεις που δρουν στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα και έχουν συνεχή δυναμική συμπεριφορά. Ο όρος ϵ είναι ένας μικρός αριθμός, ο οποίος εισάγεται, επειδή οι μεταβλητές κατάστασης \mathbf{z}_c είναι αργές σε σχέση με τις βραχυπρόθεσμες μεταβλητές κατάστασης \mathbf{x} . Στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα ανήκουν τα συστήματα προστασίας ρεύματος στάτη και υπερδιέγερσης, τα αυτορρυθμιζόμενα φορτία και ορισμένες διατάξεις προστασίας.

Οι n_d εξισώσεις διαφορών (1.20) περιγράφουν τη διακριτή δυναμική συμπεριφορά διατάξεων που δρουν στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα, όπως τα ΣΑΤΥΦ, τα διάφορα συστήματα προστασίας υπερδιέγερσης, αυτόματοι μηχανισμοί ζεύξης και απόζευξης διατάξεων στατής αντιστάθμισης, καθώς και ορισμένες διατάξεις προστασίας. Ο δείκτης k εκφράζει τη χρονική στιγμή $t_k = k\Delta T$, όπου ΔT είναι η περίοδος λειτουργίας του εκάστοτε διακριτού συστήματος. Στο σημείο αυτό θα πρέπει να αναφερθεί ότι πολλές από τις συγκεκριμένες διατάξεις μπορούν να παρασταθούν στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα είτε με διακριτά είτε με συνεχή μοντέλα. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιούνται διακριτά μοντέλα των ανωτέρω διατάξεων, όπως θα περιγραφούν στη συνέχεια.

Το σύνολο των εξισώσεων (1.17)-(1.20) περιγράφει πλήρως την κατάσταση ενός ΣΗΕ και ως εκ τούτου, η επίλυση του μας δίνει την κατάσταση του συστήματος σε μια οποιαδήποτε χρονική στιγμή. Αν και η σημερινή υπολογιστική ικανότητα που μπορεί να προσφέρει η τεχνολογία παρέχει τη δυνατότητα της ενιαίας επίλυσης του συστήματος των διαφορικών και αλγεβρικών εξισώσεων, εντούτοις, πολλές φορές επιλέγεται η απλοποίηση της επίλυσης, με εκμετάλλευση του διαχωρισμού των δυναμικών φαινομένων στις δύο χρονικές κλίμακες, ήτοι τη βραχυπρόθεσμη και τη μακροπρόθεσμη, εφαρμόζοντας την τεχνική των οιονεί στατικών μεταβολών που αναφέρθηκε στην Υποεν. 1.3.3. Οι λόγοι αυτής της επιλογής είναι:

- Το πλήρες μοντέλο εμπλέκει ταυτόχρονα όλους τους μηχανισμούς αστάθειας τάσης, επομένως ο διαχωρισμός των χρονικών κλιμάκων διευκολύνει την σαφέστερη κατανόηση και ειδικότερα τον εντοπισμό του σημείου μακροπρόθεσμης αστάθειας τάσης.
- Δεν είναι εύκολο να βρεθούν πλήρη δεδομένα που να παριστάνουν λεπτομερώς όλες τις διατάξεις ενός ΣΗΕ και τα οποία είναι απαραίτητα για την πλήρη προσομοίωση.
- Η μείωση του υπολογιστικού χρόνου (ακόμα και για τα σημερινά δεδομένα) για την προσομοίωση μεγάλων ΣΗΕ, το οποίο είναι απαραίτητο για πολλές εφαρμογές ευστάθειας τάσης (ιδιαίτερα σε εφαρμογές πραγματικού χρόνου).

Θεωρώντας ότι η χρονική παράμετρος t στις διαφορικές εξισώσεις (1.17) και (1.19) είναι κατάλληλα βαθμονομημένη για τα γρήγορα δυναμικά φαινόμενα, μπορεί να εισαχθεί μια νέα χρονική παράμετρος $\tau = \epsilon t$ (όπου το ϵ είναι ένας μικρός αριθμός) για τα αργά δυναμικά φαινόμενα. Για παράδειγμα, αν η παράμετρος t εκφράζεται σε δευτερόλεπτα, τότε η παράμετρος τ εκφράζεται σε λεπτά αν $\epsilon = 1/60$. Διαφορίζοντας τις (1.17) και (1.19) ως προς τη νέα μακροπρόθεσμη χρονική παράμετρο τ , οι προαναφερθείσες εξισώσεις του συστήματος στη βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα παίρνουν την εξής μορφή:

$$\epsilon \dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p}) \tag{1.21}$$

$$\dot{\boldsymbol{z}}_c = \boldsymbol{h}_c(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p}) \tag{1.22}$$

όπου $\dot{\boldsymbol{x}} = d\boldsymbol{x}/d\tau$ και $\dot{\boldsymbol{z}}_c = d\boldsymbol{z}_c/d\tau$.

Κατά την ανάλυση στη βραχυπρόθεσμη κλίμακα, χρησιμοποιείται το βραχυπρόθεσμο προσεγγιστικό σύστημα. Όπως παρουσιάστηκε στην Υποεν. 1.3.3, το σύστημα αυτό βασίζεται στην παραδοχή ότι κατά τη διάρκεια μεταβολής των ταχέων βραχυπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων, τα μακροπρόθεσμα δυναμικά φαινόμενα εξελίσσονται με πολύ αργό ρυθμό και ως εκ τούτου, οι αντίστοιχες μεταβλητές κατάστασης z_c και z_d μπορούν να θεωρηθούν πρακτικά σταθερές. Αυτό επιτυγχάνεται αν θεωρήσουμε $\epsilon = 0$ και επομένως μηδενική μεταβολή της αργής χρονικής παραμέτρου τ ($\Delta \tau = 0$). Στη συγκεκριμένη πλέον χρονική κλίμακα το σύστημα περιγράφεται από το εξής, απλοποιημένο μοντέλο:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, y, z_c, z_d, p)$$
(1.23)

$$\mathbf{0} = \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p}) \tag{1.24}$$

Αντίθετα, στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα χρησιμοποιείται η οιονεί στατική προσέγγιση, σύμφωνα με την οποία θεωρείται πλέον ότι τα ταχέα (βραχυπρόθεσμα)

δυναμικά φαινόμενα έχουν φτάσει σε ισορροπία και επομένως μπορούν να αντικατασταθούν από τις αντίστοιχες αλγεβρικές εξισώσεις ισορροπίας. Επομένως, στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα, οι εξισώσεις που περιγράφουν το σύστημα είναι:

$$\mathbf{0} = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p}) \tag{1.25}$$

$$\mathbf{0} = \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p}) \tag{1.26}$$

$$\dot{\boldsymbol{z}}_c = \boldsymbol{h}_c(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_c, \boldsymbol{z}_d, \boldsymbol{p}) \tag{1.27}$$

$$\boldsymbol{z}_{\boldsymbol{d}}(k+1) = \boldsymbol{h}_{\boldsymbol{d}}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z}_{\boldsymbol{c}}, \boldsymbol{z}_{\boldsymbol{d}}(k), \boldsymbol{p}) \tag{1.28}$$



Σχήμα 1.6 Χωρισμός σε χρονικές κλίμακες και προσεγγιστικά μοντέλα ΣΗΕ

Τα παραπάνω οδηγούν στα προσεγγιστικά μοντέλα του Σχ. 1.6. Σε σχέση με το πλήρες σύστημα, καθένα από τα προσεγγιστικά υποσυστήματα ανήκει σε μια και μόνο χρονική κλίμακα, με αποτέλεσμα να είναι πιο εύκολο να αναλυθούν.

1.4 Μηχανισμοί Αστάθειας Τάσης

Με βάση το κριτήριο της χρονικής κλίμακας στην οποία εξελίσσονται τα δυναμικά φαινόμενα, η αστάθεια τάσης (και αντίστοιχα οι μηχανισμοί αστάθειας τάσης) χωρίζεται σε βραχυπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη [21].

1.4.1 Βραχυπρόθεσμη Αστάθεια Τάσης

Αστάθεια τάσης προκαλείται από την απόπειρα των φορτίων να αποκαταστήσουν την ισχύ που καταναλώνουν έπειτα από μια διαταραχή. Στη βραχυπρόθεσμη κλίμακα, η συμπεριφορά αυτή εξελίσσεται εντός λίγων δευτερολέπτων, ένα χρονικό διάστημα εντός του οποίου εμφανίζεται και το φαινόμενο της αστάθειας γωνίας στις σύγχρονες γεννήτριες. Στο ίδιο διάστημα εξελίσσονται και φαινόμενα βραχυπρόθεσμης αστάθειας τάσης, που αφορούν κυρίως τις γρήγορες προσπάθειες αποκατάστασης φορτίου από κινητήρες επαγωγής και λιγότερο συχνά συνδέσμους υψηλής τάσης-συνεχούς ρεύματος (HVDC links). Η ανάλυση τέτοιων βραχυπρόθεσμων φαινομένων απαιτεί την επίλυση κατάλληλων διαφορικών εξισώσεων και εξισώσεων διαφορών, ενώ η επίδραση μεγάλων διαταραχών, όπως τα βραχυκυκλώματα κοντά στα φορτία, πρέπει να λαμβάνεται υπόψη. Η βραχυπρόθεσμη αστάθεια τάσης είναι επίσης γνωστή ως μεταβατική κατάρρευση τάσης [26].

Οι μηχανές επαγωγής παίζουν σημαντικό ρόλο στα φαινόμενα αστάθειας τάσης στη βραχυπρόθεσμη χρονική κλίμακα. Συγκεκριμένα, στα καινούργια Αιολικά Πάρκα εγκαθίστανται συνήθως ανεμογεννήτριες επαγωγής μεταβλητών στροφών, οι οποίες έχουν τη δυνατότητα ρύθμισης της τερματικής τάσης και επομένως της καταναλισκόμενης αέργου ισχύος, μέσω κατάλληλων μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος. Πολλά Αιολικά Πάρκα, χρησιμοποιούσαν παλαιότερα γεννήτριες σταθερών στροφών. Οι τελευταίες, από πλευράς ευστάθειας τάσης, εμφανίζουν την ίδια σχεδόν συμπεριφορά με τους κινητήρες επαγωγής. Η διαφορά έγκειται στην επιτάχυνσή τους (αντί για επιβράδυνση), σε περίπτωση απώλειας σημείου ισορροπίας. Επιπλέον, εάν μία ασύγχρονη μηχανή οδηγηθεί σε αστάθεια ενώ παραμένει συνδεδεμένη στο δίκτυο, μπορεί να συμπαρασύρει σε αστάθεια και γειτονικές μηχανές, με αποτέλεσμα τη μερική ή ολική κατάρρευση του συστήματος. Το πρόβλημα της βραχυπρόθεσμης αστάθειας τάσης είναι ένα σύγχρονο ζήτημα, το οποίο αναμένεται να λάβει μεγαλύτερες διαστάσεις.

Ακολουθώντας μια διαταραχή, τρεις είναι οι κύριοι μηχανισμοί που μπορούν να οδηγήσουν σε βραχυπρόθεσμη αστάθεια και οι οποίοι κατηγοριοποιούνται ως εξής [21]:

•B/Π1: Απώλεια σημείου ισορροπίας βραχυπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων.

•B/Π2: Έλλειψη επαρκούς έλξης προς το ευσταθές (μετά τη διαταραχή) σημείο ισορροπίας των βραχυπρόθεσμων φαινομένων.

•B/Π3: Ταλαντωτική αστάθεια γύρω από το σημείο ισορροπίας μετά τη διαταραχή.

Τυπική περίπτωση της αστάθειας B/Π1 είναι αυτή της οριστικής επιβράδυνσης κινητήρων επαγωγής (stalling) μετά από μια διαταραχή. Η χαρακτηριστική ροπήςολίσθησης των κινητήρων μπορεί να μην έχει σημείο τομής με την χαρακτηριστική ροπής του φορτίου, αφήνοντας στην ουσία το σύστημα χωρίς σημείο ισορροπίας. Το αποτέλεσμα είναι ότι οι κινητήρες θα ακινητοποιηθούν και η τάση θα καταρρεύσει, λόγω της μεγάλης απορρόφησης αέργου ισχύος στο σημείο εκκίνησης.

Ένα παράδειγμα αστάθειας B/Π2 είναι η επιβράδυνση των κινητήρων μετά από ένα βραχυκύκλωμα. Αν οι κινητήρες είχαν μεγάλο φορτίο ή/και η εκκαθάριση του σφάλματος καθυστέρησε, υπάρχει ενδεχόμενο οι κινητήρες να μην μπορούν να

επιταχύνουν ξανά. Σε αυτήν την περίπτωση υπάρχει σημείο τομής των χαρακτηριστικών των ροπών φορτίου και κινητήρα, αλλά κατά την εκκαθάριση του σφάλματος η ολίσθηση του κινητήρα ήδη υπερβαίνει το ασταθές σημείο ισορροπίας (και πλέον δεν μπορεί να γίνει έλξη προς το ευσταθές).

Η τρίτη περίπτωση αστάθειας Β/Π3, είναι πολύ σπάνια, αν και έχουν αναφερθεί ταλαντωτικές συμπεριφορές μεταξύ γεννητριών και κινητήρων [27].

1.4.2 Μακροπρόθεσμη Αστάθεια Τάσης

Αν υποτεθεί, μετά από μια διαταραχή, ότι το σύστημα ξεπέρασε επιτυχώς τη βραχυπρόθεσμη χρονική κλίμακα (δηλαδή έφτασε σε σημείο βραχυπρόθεσμης ισορροπίας και άρα τα βραχυπρόθεσμα μεταβατικά φαινόμενα έχουν αποσβεσθεί), από εκεί και πέρα η συμπεριφορά του θα καθορίζεται από τη δυναμική των στοιχείων που λειτουργούν στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα. Οι γρήγορες δυναμικές συνιστώσες του συστήματος θεωρούνται ότι ανταποκρίνονται ευσταθώς στις αλλαγές των μακροπρόθεσμων και επομένως, οι εξισώσεις (1.3) μπορούν να αντικατασταθούν από αλγεβρικές εξισώσεις ισορροπίας (1.7).

Οι μηχανισμοί αστάθειας τάσης που εμφανίζονται από την εξέλιξη των παραπάνω αργών δυναμικών φαινομένων, είναι πιθανό να οδηγήσουν στην μακροπρόθεσμη αστάθεια τάσης [21]. Σημαντικό ρόλο στην εμφάνιση αυτού του είδους αστάθειας τάσης παίζουν τα ΣΑΤΥΦ των μετασχηματιστών (Μ/Σ), τα οποία με τις ρυθμιστικές τους λειτουργίες επηρεάζουν την απόκριση του συστήματος, όπως και άλλες διατάξεις με αργή απόκριση, όπως θερμοστατικά φορτία ή περιοριστές υπερδιέγερσης γεννητριών.

Αν υποτεθεί ότι τα βραχυπρόθεσμα δυναμικά φαινόμενα είναι ευσταθή, υπάρχουν και εδώ τρεις μηχανισμοί αστάθειας, οι οποίοι είναι:

•M/Π1: Απώλεια σημείου ισορροπίας μακροπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων.

•M/Π2: Έλλειψη επαρκούς έλξης προς το ευσταθές (μετά τη διαταραχή) σημείο ισορροπίας των μακροπρόθεσμων φαινομένων.

•Μ/Π3: Αργές ταλαντώσεις τάσης, αυξανόμενου πλάτους.

Η πιο τυπική περίπτωση αστάθειας τάσης είναι αυτή του μηχανισμού Μ/Π1, με τα φορτία να προσπαθούν να φτάσουν στα προ της διαταραχής επίπεδα ζήτησης, είτε μέσω δράσης του μηχανισμού των ΣΑΤΥΦ, είτε μέσω άλλων μηχανισμών εγγενούς αποκατάστασης.

Χαρακτηριστικό παράδειγμα του δεύτερου μηχανισμού αποτελεί η περίπτωση ενός σεναρίου τύπου Μ/Π1 ακολουθούμενο από καθυστερημένη εφαρμογή διορθωτικών μέτρων (π.χ. ενεργοποίηση αντιστάθμισης ή αποκοπής φορτίου), τα οποία αποκαθιστούν ένα ευσταθές σημείο ισορροπίας με καθυστέρηση, ώστε η απόκριση να μην μπορεί να κατευθυνθεί προς αυτό.

Η τρίτη περίπτωση αστάθειας δεν έχει εμφανιστεί σε πρακτικά συστήματα. Θεωρητικά όμως θα μπορούσε να εμφανιστεί σε περίπτωση π.χ. κακού συντονισμού δύο ΣΑΤΥΦ σε διαδοχικά επίπεδα τάσης.

1.4.3 Β/Π Αστάθεια Τάσης από Μακροπρόθεσμη δυναμική

Καθώς, όπως έχει αναφερθεί, το πρόβλημα της ευστάθειας είναι ενιαίο, αλλά η κατηγοριοποίηση του βοηθάει στην καλύτερη ανάλυση και κατανόηση των μηχανισμών που το καθορίζουν, στο σημείο αυτό θα γίνει αναφορά στην περίπτωση που η εξέλιξη στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα μπορεί να οδηγήσει σε αστάθεια τα βραχυπρόθεσμα δυναμικά φαινόμενα. Όπως και στις προηγούμενες περιπτώσεις υπάρχουν πάλι τρεις τύποι (βραχυπρόθεσμης αστάθειας τάσης προκαλούμενης από μακροπρόθεσμη δυναμική):

•B-M/Π1: Απώλεια βραχυπρόθεσμου σημείου ισορροπίας που προκαλείται από την ασταθή συμπεριφορά των μακροπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων.

•B-M/Π2: Απώλεια έλξης προς το ευσταθές βραχυπρόθεσμο σημείο ισορροπίας λόγω συρρίκνωσης της αντίστοιχης περιοχής έλξης από την ασταθή συμπεριφορά των μακροπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων.

•B-M/Π3: Ταλαντωτική αστάθεια βραχυπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων προκαλούμενες από την ασταθή συμπεριφορά των μακροπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων.

Τυπική περίπτωση B-M/Π1 εμφανίζεται όταν η συνεχής επιδείνωση της κατάστασης του συστήματος, που οφείλεται σε αστάθεια M/Π1 ή M/Π2, οδηγεί είτε σε απώλεια συγχρονισμού των γεννητριών είτε σε επιβράδυνση των ασύγχρονων μηχανών. Σε τέτοιες περιπτώσεις, η μακροπρόθεσμη αστάθεια τάσης είναι η αιτία και η βραχυπρόθεσμη αστάθεια τάσης το αποτέλεσμα. Όταν εμφανίζεται η αστάθεια τύπου B-M/Π1 η αρχική, αργή, υποβάθμιση των τάσεων καταλήγει σε απότομη κατάρρευση. Αν η εξέλιξη των μακροπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων είναι αρκούντως αργή, αυτή η περίπτωση μπορεί να θεωρηθεί σαν διακλάδωση των βραχυπρόθεσμων δυναμικών φαινομένων.

Η αστάθεια τύπου B-M/Π2 στην πράξη θα εμφανιστεί πριν το σύστημα φτάσει σε διακλάδωση σαγματικού κόμβου των βραχυπρόθεσμων φαινομένων, λόγω μείωσης της περιοχής έλξης του ευσταθούς σημείου ισορροπίας καθώς το πλησιάζει το ασταθές σημείο ισορροπίας. Ως εκ τούτου μια πολύ μικρή αλλαγή σε παραμέτρους του συστήματος ή μια διακριτή μεταβολή μπορεί να οδηγήσει σε απώλεια έλξης.

Η τρίτη κατηγορία αυτού του τύπου αστάθειας (B-M/Π3) εμφανίζεται σπάνια και αφορά συστήματα που έχουν ταυτόχρονα προβλήματα ηλεκτρομηχανικών ταλαντώσεων και ταλαντώσεων τάσης.

1.4.4 Κατάρρευση Τάσης

Έχοντας ήδη αναλύσει τις κατηγορίες αστάθειας τάσης, στην συγκεκριμένη παράγραφο θα γίνει αναφορά στο αποτέλεσμα τους, αν δεν εφαρμοστεί κάποιο μέτρο αποτροπή.

Η εξέλιξη της αστάθειας τάσεως ενός συστήματος μπορεί να διαρκέσει από μερικά δευτερόλεπτα έως μερικές δεκάδες λεπτά και μπορεί να έχει μια από τις παρακάτω καταλήξεις:

• Μια μη ομαλή μόνιμη κατάσταση λειτουργίας σε χαμηλό επίπεδο τάσεων (π.χ. κάτω από 0.8 αμ στο σύστημα μεταφοράς). Η κατάσταση αυτή εμφανίζεται συνήθως όταν οι μηχανισμοί που συνεισφέρουν στην αστάθεια συναντούν τα

όρια λειτουργίας τους. Τυπική περίπτωση είναι τα ΣΑΤΥΦ των μετασχηματιστών μεταβλητής λήψης, των οποίων οι λήψεις έχουν περιορισμένο εύρος ρύθμισης. Η κατάληξη αυτή χαρακτηρίζεται ως μερική κατάρρευση τάσης, όπως αναφέρεται και στα [28], [26]. Σε αυτήν την κατάσταση "ψευδοισορροπίας" μπορούν να καταλήξουν οι αστάθειες Μ/Π1, Μ/Π2 που δεν οδηγούν σε αστάθειες Μ-Β/Π1, Μ-Β/Π2. Υπάρχει κάποιος κίνδυνος ωστόσο σε αυτήν την περίπτωση να ενεργοποιηθούν προστασίες λόγω χαμηλών τάσεων και υψηλού ρεύματος.

• Μια επιτάχυνση του φαινομένου, η οποία οδηγεί στην απότομη βύθιση των τάσεων στην περιοχή εμφάνισης του προβλήματος (συχνά αυτή καλείται και ευάλωτη περιοχή). Η κατάληξη αυτή ονομάζεται κατάρρευση τάσεως. Σε αυτήν την περίπτωση το σύστημα οδηγείται σε μερική ή ολική σβέση.

Κοντά στο σημείο κατάρρευσης, η χρονική απόκριση των τάσεων γίνεται ολοένα και πιο γρήγορη, για να καταλήξει σε κατακόρυφη πτώση τη χρονική στιγμή της κατάρρευσης [29]. Επομένως, στο σημείο της κατάρρευσης υπάρχει μια ασυνέχεια στη λειτουργία του συστήματος. Η ασυνέχεια αυτή οφείλεται στην ίδια τη δυναμική του συστήματος και όχι σε εξωτερικά αίτια (π.χ. β/κ, άνοιγμα γραμμής, κλπ.). Συνοπτικά η έννοια της κατάρρευσης δίνεται από τον παρακάτω ορισμό [21]:

Με τον όρο κατάρρευση εννοείται η απότομη (πρακτικά ακαριαία) καταστροφική μετάβαση της κατάστασης ενός συστήματος η οποία οφείλεται στη συνεχή δυναμική του.

Η πρακτικά ακαριαία μετάβαση προϋποθέτει τον απειρισμό των χρονικών παραγώγων, βάση του οποίου καθίσταται προφανές πως η κατάρρευση τάσης ενός συστήματος μπορεί να ερμηνευθεί σαν μια αστάθεια που προκαλείται σε χρονική κλίμακα ταχύτερη από την εξεταζόμενη. Ουσιαστικά πρόκειται για τις αστάθειες στη βραχυπρόθεσμη χρονική κλίμακα που προκαλούνται από την εξέλιξη των μακροπρόθεσμων δυναμικών του συστήματος.

1.5 Όριο Φόρτισης Συστήματος

Όπως αναφέρθηκε στην Ενότητα 1.4, η αστάθεια τάσης σχετίζεται με την προσπάθεια των φορτίων να αυξήσουν την κατανάλωση τους πέρα από το όριο φόρτισης του συστήματος. Όπως θα φανεί στη συνέχεια, το όριο φόρτισης αυτό μπορεί (υπό προϋποθέσεις) ή όχι να συμπίπτει με τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ σε ένα δίκτυο. Για το σκοπό αυτό στις επόμενες υποενότητες γίνεται αναφορά στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ, στα όρια φόρτισης καθώς και στη μεταξύ τους σχέση, για να ακολουθήσει μια ποιοτική περιγραφή του μηχανισμού αστάθειας τάσης.

1.5.1 Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς

Ένας βασικός παράγοντας στην πρόκληση αστάθειας τάσης αποτελεί η αδυναμία μεταφοράς της απαιτούμενης ισχύος για την κάλυψη της ζήτησης των φορτίων [21]. Το σύστημα έχει την ικανότητα να μεταφέρει μια μέγιστη ενεργό ή άεργο ισχύ, η οποία αποκαλείται μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς. Αυτή, προσδιορίζεται βάσει των διατάξεων και της τοπολογίας του εκάστοτε δικτύου. Η βασική ιδέα προκύπτει από την ανάλυση του ακτινικού δικτύου του Σχήματος 1.7, το οποίο αποτελείται από μια ιδανική πηγή τάσης, μια γραμμή μεταφοράς και ένα φορτίο.



Σχήμα 1.7 Σύστημα άπειρου ζυγού – απομονωμένου φορτίου

Αν το φορτίο θεωρηθεί ότι συμπεριφέρεται ως σύνθετη αγωγιμότητα και ότι μεταβάλλεται με σταθερό (επαγωγικό) συντελεστή ισχύος, η αποδιδόμενη ισχύς στο φορτίο δίνεται από τη σχέση:

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + R_l \tan \varphi)^2}$$
(1.29)

όπου $Z_l = R_l + jX_l = R_l(1 + j \tan \varphi)$ είναι η σύνθετη αγωγιμότητα του φορτίου.

Η συνθήκη ακρότατου της (1.29) είναι:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0 \Rightarrow R_l^2 (1 + \tan^2 \varphi) = R^2 + X^2$$
(1.30)

Η παραπάνω σχέση είναι ισοδύναμη με:

$$|Z_l| = |Z| \tag{1.31}$$

Η δεύτερη παράγωγος της διτετράγωνης εξίσωσης (1.29) δίνεται από τη σχέση:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial R_l^2} = -2R_l(1 + \tan^2 \varphi) \tag{1.32}$$

Η παραπάνω παράγωγος είναι πάντα αρνητική, που σημαίνει ότι η ενεργός ισχύς παρουσιάζει μέγιστο στο σημείο μηδενισμού της παραγώγου της. Με βάση αυτό, διατυπώνεται το θεώρημα μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος που διακινείται σε μια γραμμή μεταφοράς, όταν ο συντελεστής ισχύος είναι σταθερός [21]:

Με σταθερό συντελεστή ισχύος, η αποδιδόμενη ισχύς στο φορτίο μεγιστοποιείται όταν το μέτρο της σύνθετης αντίστασης του φορτίου γίνει ίσο με το μέτρο της σύνθετης αντίστασης της γραμμής μεταφοράς.

Η παραπάνω συνθήκη αποτελεί το θεώρημα μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος υπό σταθερό συντελεστή ισχύος και αναφέρεται ως συνθήκη προσαρμογής των αντιστάσεων.

Στο σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, η ωμική αντίσταση και αντίδραση του φορτίου είναι:

$$R_l^{P_{max}} = |Z| \cos\varphi \tag{1.33}$$

$$X_l^{P_{max}} = |Z|\sin\varphi = R_l^{P_{max}}\tan\varphi$$
(1.34)

ενώ η αντίστοιχη ισχύς:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \frac{E^2 \cos\varphi}{\sqrt{R^2 + X^2} + R\cos\varphi + X\sin\varphi}$$
(1.35)



Σχήμα 1.8 Κανονικοποιημένη Ενεργός Ισχύς *p*, Τάση Φορτίου *v* και Ρεύμα *i*, συναρτήσει της αγωγιμότητας φορτίου *r*_l για cosφ=0.98

Στο Σχήμα 1.8 φαίνεται η αποδιδόμενη ισχύς στο φορτίο, η τάση του και το ρεύμα της γραμμής, για την ειδική περίπτωση που η ωμική αντίσταση της γραμμής είναι μηδέν (R=0) και σταθερό συντελεστή ισχύος ($\cos\varphi=0.98$), που αντιστοιχεί σε tan $\varphi=0.2$ για κανονικοποιημένες τιμές. Συγκεκριμένα, η ισχύς, η τάση και το ρεύμα δίνονται από τις σχέσεις $p = P/S_{BK} = P/(E^2/X)$, v = V/E και $i = I/I_{BK} = I/(E/X)$ αντίστοιχα ενώ η κανονικοποιημένη αντίσταση από τη σχέση $r_l = (R_l/\cos\varphi)/X$. Από το Σχ. 1.8 είναι εμφανές ότι από συνθήκες ανοιχτοκυκλώσεως $(R_l \rightarrow \infty)$ μέχρι και τιμές μεγαλύτερες από R_l^{Pmax} ($r_l=1$) η αύξηση στο I^2 υπερκαλύπτει τη μείωση του R_l και ως εκ τούτου η καταναλισκόμενη ισχύς αυξάνει. Από εκεί και πέρα, καθώς η R_l γίνεται μικρότερη από την R_l^{Pmax} μέχρι και το βραχυκύκλωμα ($R_l \rightarrow 0$), συμβαίνει ακριβώς το αντίθετο.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να τονιστεί πως η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς που δίνεται από την εξίσωση (1.35) εξαρτάται μόνο από τις παραμέτρους του δικτύου μεταφοράς (R, X) και όχι από την χαρακτηριστική του φορτίου (δηλαδή την εξάρτησή του από την τάση, όπως περιγράφεται εν συνεχεία στην υποενότητα 1.5.3).

1.5.2 Χαρακτηριστικές Δικτύου και Καμπύλες PV

Η χαρακτηριστική δικτύου είναι μια σχέση που εκφράζει την εξάρτηση διαφόρων μεγεθών (συνήθως επιλέγεται η τάση ενός αντιπροσωπευτικού ζυγού) του συστήματος από την καταναλισκόμενη ισχύ ενός φορτίου (ενεργού ή άεργου). Η σχέση αυτή προκύπτει από τις εξισώσεις που εκφράζουν το ισοζύγιο ισχύος στο δίκτυο (εξισώσεις ροής φορτίου) και τις συνθήκες ισορροπίας των διατάξεων του συστήματος για διάφορες τιμές του φορτίου.

Χρησιμοποιώντας το σύστημα των δύο ζυγών του Σχήματος 1.7 και χωρίς βλάβη της γενικότητας αγνοώντας την αντίσταση της γραμμής ($R \rightarrow 0$), η τάση στον ζυγό φορτίου δίνεται από τη σχέση:

$$\tilde{V} = \tilde{E} - jX\tilde{I} \tag{1.36}$$

Η φαινόμενη ισχύς που απορροφάται από το φορτίο είναι:

$$S = P + jQ = \tilde{V}\tilde{I}^* = \tilde{V} \frac{\tilde{E}^* - \tilde{V}^*}{-jX}$$

$$= \frac{j}{X} (EV\cos\theta + jEV\sin\theta - V^2)$$
(1.37)

Με βάση την παραπάνω σχέση, οι εξισώσεις ροής ισχύος ή ροής φορτίου ενός δικτύου χωρίς απώλειες προκύπτουν ως εξής:

$$P = -\frac{EV}{X}\sin\theta \tag{1.38}$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X}\cos\theta \tag{1.39}$$

Για δεδομένο φορτίο (P, Q), οι παραπάνω εξισώσεις λύνονται ως προς V και θ, με χρήση των οποίων μπορούν στη συνέχεια να προσδιοριστούν και τα υπόλοιπα μεγέθη. Απαλείφοντας την γωνία θ, λαμβάνεται η γνωστή διτετράγωνη εξίσωση:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0$$
(1.40)

Για την ύπαρξη τουλάχιστον μιας ρίζας, πρέπει η διακρίνουσα να είναι μη αρνητική:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \ge 0$$
(1.41)

Η οποία απλοποιείται στην ακόλουθη ανίσωση:

$$-P^{2} - \frac{E^{2}}{X}Q + \left(\frac{E^{2}}{2X}\right)^{2} \ge 0$$
 (1.42)

Υποθέτοντας στη συνέχεια ότι η παραπάνω ανίσωση ικανοποιείται, οι δύο λύσεις της διτετράγωνης εξίσωσης (1.40) δίνονται από τον ακόλουθο τύπο:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX} \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P^2 - XE^2 Q}$$
(1.43)

Στον τρισδιάστατο χώρο (P, Q, V), η εξίσωση (1.43) ορίζει την επιφάνεια δυο διαστάσεων που φαίνεται στο Σχήμα 1.9, με το πάνω μέρος της επιφάνειας να αντιστοιχεί στη θετική ρίζα της εξίσωσης (1.43) ή αλλιώς ρίζα υψηλής τάσης, ενώ το κάτω μέρος αντιστοιχεί στην αρνητική ρίζα ή ρίζα χαμηλής τάσης. Ο ισημερινός της επιφάνειας κατά μήκος του οποίου οι δυο λύσεις είναι όμοιες, αντιστοιχεί στα σημεία μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος.

Οι μεσημβρινοί του ίδιου σχήματος αντιστοιχούν σε τομές της επιφάνειας με το κατακόρυφο επίπεδο $Q = P \tan \varphi$, με το φ να μεταβάλλεται από $-\pi/8$ έως $\pi/2$ με βήμα $\pi/16$. Η προβολή αυτών των μεσημβρινών στο επίπεδο (P, V) δίνει της καμπύλες τάσης φορτίου V συναρτήσει της ενεργού ισχύος P, με μεταβλητό συντελεστή ισχύος. Οι συγκεκριμένες καμπύλες φαίνονται στο Σχήμα 1.10 και ονομάζονται καμπύλες ισχύος τάσης ή αλλιώς καμπύλες ΡV. Διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην κατανόηση και την ανάλυση της αστάθειας τάσης, για αυτό κι εν συνεχεία γίνονται οι εξής επισημάνσεις σε σχέση με τη μορφή τους, που φαίνεται και στο Σχ. 1.9 [21], [30]:



Σχήμα 1.9 Τάση συναρτήσει Ενεργών και Άεργων Ισχύων Φορτίου

 Το φορτίο μπορεί να αυξηθεί μέχρι να φτάσει μια μέγιστη τιμή (πρόκειται για τη μύτη των καμπυλών PV), που αντιστοιχεί στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ της σχέσης (1.35).

 Για δεδομένο φορτίο, μικρότερο από τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ, υπάρχουν δύο λύσεις. Μία με υψηλότερη τιμή τάσης και χαμηλότερο ρεύμα και μία με χαμηλή τάση και υψηλότερο ρεύμα. Η πρώτη λύση αντιστοιχεί σε «κανονικές» συνθήκες λειτουργίας, με τις τάσεις πιο κοντά στις ονομαστικές τιμές. Παρατεταμένη λειτουργία στο κάτω μέρος των καμπυλών θεωρείται μη αποδεκτή, αν και παροδικά μπορεί να γίνει αποδεκτή.

• Καθώς το φορτίο αρχίζει και αντισταθμίζεται (αντιστοιχώντας σε χαμηλότερες τιμές tanφ) το όριο της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος αυξάνεται. Όμως, αυξάνει ταυτόχρονα και η τάση στην οποία εμφανίζεται αυτή η μέγιστη ισχύς. Η εν λόγω κατάσταση είναι επικίνδυνη, καθώς το όριο μεταφοράς προσεγγίζεται σε τάσεις πολύ κοντά στις ονομαστικές. Επιπλέον, σε περίπτωση πολύ μεγάλης αντιστάθμισης και με το φορτίο κοντά στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, οι δύο τιμές των τάσεων πλησιάζουν πολύ, κάνοντας σχεδόν αδύνατο τον προσδιορισμό της «κανονικής» τάσης χωρίς περαιτέρω ανάλυση. Αυτό σημαίνει πως η χρήση μόνο του επιπέδου των τάσεων είναι ένας ανεπαρκής δείκτης ευστάθειας τάσης.

• Για φορτία που έχουν υπεραντισταθμιστεί (tan $\varphi < 0$), υπάρχει ένα τμήμα της καμπύλης για το οποίο καθώς αυξάνεται η καταναλισκόμενη ισχύς η τάση ανεβαίνει (βλέπε Σχήμα 1.10). Η εξήγηση για αυτό το φαινόμενο οφείλεται στο γεγονός πως καθώς αυξάνεται η ενεργός ισχύς που καταναλώνει το φορτίο, αυξάνει ταυτόχρονα και η άεργος ισχύς που παράγει, με αποτέλεσμα για μικρά φορτία (σε σχέση με τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ) η πτώση τάσης που οφείλεται στο ενεργό φορτίο να αντισταθμίζεται από την άεργο παραγωγή. Όσο πιο αρνητικό είναι το tan φ του φορτίου, τόσο μεγαλύτερο είναι το τμήμα της καμπύλης PV που λαμβάνει χώρα αυτό το φαινόμενο.



Σχήμα 1.10 Καμπύλες PV συστήματος δύο ζυγών για διάφορους σταθερούς συντελεστές ισχύος του φορτίου

1.5.3 Χαρακτηριστικές Φορτίου

Μέχρι στιγμής δεν έχει γίνει καμία αναφορά στη σύνθεση του φορτίου και στον τρόπο που αυτό μεταβάλλεται σε σχέση με την επιβαλλόμενη τάση. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται η χαρακτηριστική φορτίου, που αποτελεί μια σχέση που εκφράζει τον τρόπο που μεταβάλλεται το ενεργό και άεργο μέρος του φορτίου συναρτήσει της τάσης και μιας άλλης ανεξάρτητης μεταβλητής z, που καλείται ζήτηση και εξαρτάται από το πλήθος του συνδεδεμένου εξοπλισμού. Η γενική μορφή των χαρακτηριστικών φορτίου δίνεται από τις ακόλουθες σχέσεις:

$$P = P(V, z) \tag{1.44}$$

$$Q = Q(V, z) \tag{1.45}$$

Για δεδομένη τιμή της ζήτησης z, οι σχέσεις (1.44)-(1.45) ορίζουν στον τρισδιάστατο χώρο (P, Q, V) μια καμπύλη που συναντά την χαρακτηριστική (επιφάνεια) δικτύου σε ένα ή περισσότερα σημεία. Αυτά είναι τα δυνατά σημεία ισορροπίας για τη δεδομένη τιμή της ζήτησης. Αν προβληθούν όλα τα σημεία τομής για όλες τις τιμές της ζήτησης στο επίπεδο (P, V), αυτό που θα προκύψει είναι η καμπύλη PV του δικτύου για το δεδομένο φορτίο. Να σημειωθεί ότι οι καμπύλες PV που παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη υποενότητα, όπως αναφέρθηκε και εκεί, είναι η ειδική περίπτωση όπου το φορτίο έχει σταθερό συντελεστή ισχύος. Σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση η καμπύλη PV του δικτύου προκύπτει από την τομή της επιφάνειας που ορίζεται από τη σχέση (1.43) με την καμπύλη της χαρακτηριστικής φορτίου των σχέσεων (1.44) και (1.45). Θα πρέπει επίσης να τονιστεί ότι η καμπύλη δικτύου δεν μπορεί να εξαχθεί αν δεν έχει οριστεί προηγουμένως η ακριβής σχέση μεταξύ καταναλισκόμενης ισχύος και τάσης.

Ένα μοντέλο που χρησιμοποιείται πολύ συχνά σε μελέτες ευστάθειας τάσης είναι το λεγόμενο εκθετικό, του οποίου η χαρακτηριστική φορτίου περιγράφεται από τις ακόλουθες σχέσεις:

$$P = zP_o \left(\frac{V}{V_o}\right)^{\alpha} \tag{1.46}$$

$$Q = zQ_o \left(\frac{V}{V_o}\right)^\beta \tag{1.47}$$

όπου P_o , Q_o είναι η ενεργός και άεργος ισχύς που καταναλώνεται για z = 1 και τάση V ίση με την ονομαστική τάση V_o , ενώ α και β και είναι οι αντίστοιχοι εκθέτες που εξαρτώνται από τη φύση του φορτίου.

Θεωρώντας ένα εκθετικό φορτίο με $\alpha = \beta = 1.5$ και σταθερό συντελεστή ισχύος που αντιστοιχεί σε $P_o/Q_o = \tan \varphi = 0.2$, οι χαρακτηριστικές φορτίου αντιστοιχούν στις κόκκινες εστιγμένες καμπύλες του Σχ. 1.11 (καμπύλες ζήτησης ενεργού ισχύος του φορτίου συναρτήσει της τάσης), ενώ η μπλε συνεχής καμπύλη αντιστοιχεί στη χαρακτηριστική δικτύου, που προκύπτει από την τομή της χαρακτηριστικής φορτίου με την επιφάνεια που ορίζεται από την σχέση (1.43) στον χώρο (P,Q,V), καθώς μεταβάλλεται η ζήτηση z του φορτίου. Προφανώς η χαρακτηριστική δικτύου ταυτίζεται με την καμπύλη PV του Σχήματος 1.10 για tan $\varphi = 0.2$. Ωστόσο αυτό παύει να ισχύει, εάν ο συντελεστής ισχύος δεν είναι σταθερός. Τα σημεία Α και Β αντιστοιχούν σε δύο διαφορετικά σημεία λειτουργίας με ίδια καταναλισκόμενη ισχύ, αλλά διαφορετικά επίπεδα ζήτησης z.

Θεωρείται μια μικρή αύξηση της αγωγιμότητας του φορτίου. Στην περίπτωση που το σύστημα βρίσκεται στο σημείο Α, η αυξημένη αγωγιμότητα προκαλεί μια πτώση τάσης και οδηγεί σε υψηλότερη καταναλισκόμενη ισχύ του φορτίου. Παρατηρείται με άλλα λόγια η αναμενόμενη απόκριση της λειτουργίας ενός ΣΗΕ. Στο σημείο Β, παρόλα αυτά, η μεγαλύτερη αγωγιμότητα συνοδεύεται από ταυτόχρονη μείωση της τάσης και της καταναλισκόμενης ισχύος του φορτίου. Αν λοιπόν υποτεθεί ότι υπάρχει ένας μηχανισμός που τείνει να αυξήσει την αγωγιμότητα του φορτίου προκειμένου να επιτύχει μια συγκεκριμένη κατανάλωση, το σημείο Β καθίσταται ασταθές.



Σχήμα 1.11 Χαρακτηριστικές καμπύλες φορτίου και δικτύου συστήματος των δύο ζυγών του Σχ. 1.7. Το φορτίο θεωρείται εκθετικό με $a=\beta=1.5$ και σταθερού ΣΙ με $P_o/Q_o=0.2$. Για τη μεταβλητή ζήτησης z ισχύει z1<z2 και z3<z4.

1.5.4 Περιγραφή μηχανισμών κατάρρευσης

Έχοντας ορίσει τις χαρακτηριστικές φορτίου και δικτύων, στην παρούσα υποενότητα θα γίνει μια σύντομη περιγραφή των μηχανισμών κατάρρευσης.

Χρησιμοποιώντας τα εκθετικά φορτία της Υποεν. 1.5.3 θα υποτεθεί ότι γίνεται μια μεταβολή στην ζήτηση. Αν η ζήτηση αυξηθεί, όπως φαίνεται στο Σχ. 1.11, από $z_1 \rightarrow z_2$

και $z_3 \rightarrow z_4$, στο μεν σημείο A, η αύξηση αυτή προκαλεί μια μείωση στην τάση του φορτίου, αλλά αύξηση στην καταναλισκόμενη ισχύ, στο δε σημείο B, η αύξηση της ζήτησης προκαλεί ταυτόχρονη μείωση τόσο της τάσης όσο και της ισχύος.

Ως εκ τούτου το σημείο λειτουργίας Α είναι ευσταθές. Από την άλλη πλευρά, αν το φορτίο θεωρηθεί στατικό (χωρίς κάποιο μηχανισμό αποκατάστασης) το σημείο Β θα μπορούσε να αποτελεί σημείο λειτουργίας, αν και πιθανότητα μη βιώσιμο, λόγω της χαμηλής τάσης και του υψηλού ρεύματος. Αντίθετα, αν θεωρηθεί ότι υπάρχει δυναμικός μηχανισμός που αυξάνει τη ζήτηση με στόχο την αποκατάσταση της καταναλισκόμενης ισχύος, τότε το σημείο Β είναι ασταθές. Όπως έχει αναφερθεί πλήθος φορτίων παρουσιάζει τέτοια συμπεριφορά (π.χ. φορτία πίσω από ΣΑΤΥΦ, κινητήρες επαγωγής, θερμοστατικά φορτία κλπ.).

Ας θεωρηθεί τώρα ότι αμέσως μετά από μια διαταραχή το φορτίο συμπεριφέρεται βραχυπρόθεσμα με βάση τις στικτές διακεκομμένες (κόκκινες) γραμμές του Σχ. 1.11, ενώ μακροπρόθεσμα τείνει να αποκαταστήσει την κατανάλωση σε μια σταθερή τιμή, όπως φαίνεται από τη μαύρη κατακόρυφη διακεκομμένη γραμμή στο ίδιο σχήμα. Σε αυτήν την περίπτωση η κατακόρυφη γραμμή αποτελεί τη μακροπρόθεσμη χαρακτηριστική του φορτίου και οι κόκκινες γραμμές τις βραχυπρόθεσμες. Η χαρακτηριστική δικτύου εξακολουθεί να αντιστοιχεί στις συνθήκες ισορροπίας του συστήματος παραγωγής και μεταφοράς.

Μια προφανής απαίτηση για ομαλή λειτουργία του συστήματος είναι η ύπαρξη σημείων ισορροπίας και από τις δύο χαρακτηριστικές του φορτίου με την αντίστοιχη χαρακτηριστική του δικτύου. Ακριβώς αυτή η αλλαγή στο πλήθος των σημείων ισορροπίας που οφείλεται σε αλλαγή των παραμέτρων του συστήματος, είναι που δημιουργεί τα περισσότερα προβλήματα αστάθειας τάσης, όπως θα εξηγηθεί ποιοτικά στη συνέχεια.



Σχήμα 1.12 Μηχανισμοί αστάθειας τάσης σε εκθετικό φορτίου σταθερού συντελεστή ισχύος με α = β = 0, (a) Αστάθεια τάσης λόγω μεταβολής ζήτησης, C: όριο φόρτισης συστήματος, που στην συγκεκριμένη περίπτωση ταυτίζεται με το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, (β) Αστάθεια λόγω αλλαγής της χαρακτηριστικής δικτύου μετά από διαταραχή, ΧΔ 1: χαρ. δικτύου πριν τη διαταραχή, ΧΔ 2: χαρ. δικτύου μετά.

Ένας τέτοιος μηχανισμός αστάθειας φαίνεται στο Σχ. 1.12α, όπου απεικονίζεται η μετατόπιση της μακροπρόθεσμης χαρακτηριστικής του φορτίου (διακεκομμένη γραμμή), που θεωρείται σταθερής ισχύος ($\alpha = \beta = 0$), καθώς αυξάνει η ζήτηση z, ως προς τη χαρακτηριστική του δικτύου (συνεχής καμπύλη), η οποία παραμένει σταθερή.

Καθώς αυξάνει το z η χαρακτηριστική φορτίου μετακινείται προς τα δεξιά με αποτέλεσμα να μην υπάρχουν από κάποιο σημείο κι έπειτα σημεία τομής με την χαρακτηριστική δικτύου. Ένας πιο ρεαλιστικός μηχανισμός αστάθειας, που εμφανίζεται συχνά στα ΣΗΕ, αφορά την συμπεριφορά τους μετά από μια μεγάλη διαταραχή, όπως για παράδειγμα την απώλεια γραμμών μεταφοράς ή/και μονάδων παραγωγής. Αυτό οδηγεί σε αλλαγή της χαρακτηριστικής του δικτύου, όπως φαίνεται στο Σχ. 1.12β. Έτσι ενώ αρχικά υπήρχαν σημεία ισορροπίας μετά την διαταραχή παύουν να υπάρχουν, με αποτέλεσμα την κατάρρευση τάσης.

Στα Σχ. 1.13α και 1.13β παρουσιάζονται οι δύο προαναφερθέντες μηχανισμοί για εκθετικά φορτία με τιμή εκθετών $\alpha = \beta = 0.7$.



Σχήμα 1.13 Μηχανισμοί αστάθειας τάσης σε εκθετικό φορτίου σταθερού συντελεστή ισχύος, με α = β = 0.7 [30], (α) Αστάθεια τάσης λόγω μεταβολής ζήτησης, C: όριο φόρτισης συστήματος, M: σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, (β) Αστάθεια λόγω αλλαγής της χαρακτηριστικής δικτύου μετά από διαταραχή, XΔ 1: χαρ. δικτύου πριν τη διαταραχή, XΔ 2: χαρ. δικτύου μετά τη διαταραχή.

Εξετάζοντας το πρώτο είδος αστάθειας, λόγω αύξησης της ζήτησης του φορτίου z, που περιγράφεται στα Σχ. 1.12α, 1.13α, φαίνεται ότι υπάρχει ένα σημείο στο οποίο, καθώς τροποποιείται η χαρακτηριστική καμπύλη του φορτίου (διακεκομμένη γραμμή) εφάπτεται σε ένα μόνο σημείο με την χαρακτηριστική δικτύου (συνεχής γραμμή). Το σημείο αυτό, που στα προαναφερθέντα σχήματα φαίνεται με C, αποτελεί το όριο φόρτισης του συστήματος, πέρα από το οποίο αύξηση της ζήτησης έχει σαν συνέπεια απουσία σημείων ισορροπίας (λύσεων εξισώσεων δικτύου και φορτίου) με αποτέλεσμα το σύστημα να καταρρέει.

Στο Σχ. 1.12α το όριο φόρτισης συμπίπτει με το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (μύτη της καμπύλης), καθώς έχει υποτεθεί ότι το φορτίο είναι σταθερής ισχύος, που συμβαίνει πολλές φορές σε πρακτικά συστήματα είτε λόγω της ίδιας της φύσης των φορτίων, είτε λόγω των μηχανισμών αποκατάστασης της τάσης. Από την άλλη πλευρά, για φορτία μη σταθερής ισχύος το όριο φόρτισης δεν συμπίπτει με το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, καθώς εξαρτάται από την χαρακτηριστική του φορτίου. Αυτό φαίνεται και στο Σχ. 1.13α, όπου το σημείο μέγιστη μεταφερόμενης ισχύος, C, είναι διαφορετικό από το όριο φόρτισης, M.

Θα πρέπει να τονιστεί ότι υπάρχουν και φορτία για τα οποία δεν υπάρχει όριο φόρτισης (όπως για παράδειγμα το φορτίο του Σχ. 1.11), αν και οι προκύπτουσες λύσεις μπορεί να μην είναι εφικτές, λόγω π.χ. απαράδεκτα χαμηλών τάσεων.

1.6 Πρόγραμμα WPSTAB για την μακροπρόθεσμη ανάλυση ευστάθειας

Το πρόγραμμα WPSTAB [31], [32] χρησιμοποιείται για την προσομοίωση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας στη μακροπρόθεσμη κλίμακα (από μερικά λεπτά της ώρας έως μερικές ώρες), εστιάζοντας στην ακριβή παράσταση των μακροπρόθεσμων μηχανισμών και διατάξεων του συστήματος που προκαλούν το πρόβλημα της αστάθειας τάσης. Το πρόγραμμα χρησιμοποιεί τη μέθοδο οιονεί στατικών μεταβολών για να παραστήσει τα γρήγορα μεταβατικά φαινόμενα με τις αντίστοιχες εξισώσεις ισορροπίας (Εξισώσεις (1.25) και (1.26)). Τα αργά μεταβατικά φαινόμενα από την άλλη, παριστάνονται συνήθως με εξισώσεις διαφορών (Εξισώσεις (1.27) και (1.28)).

Η διαδικασία προσομοίωσης έχει ως εξής: Σε κάθε βήμα της προσομοίωσης επιλύονται οι εξισώσεις ισορροπίας του συστήματος στη βραχυπρόθεσμη χρονική κλίμακα, ολοκληρώνονται οι διαφορικές εξισώσεις στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα, ενώ παράλληλα ανανεώνονται τα δεδομένα του συστήματος κάθε φορά που συμβαίνει μια αλλαγή σε διακριτές μεταβλητές ή σε παραμέτρους του συστήματος. Εάν δεν υπάρχουν μακροπρόθεσμες διαφορικές εξισώσεις (1.27), η επίλυση απλοποιείται.

Η επίλυση των εξισώσεων ισορροπίας στη βραχυπρόθεσμη χρονική κλίμακα (συνθήκες ισορροπίας (1.25) και αλγεβρικές εξισώσεις (1.26)) πραγματοποιείται με την αριθμητική μέθοδο Newton-Raphson [31]. Οι διατάξεις του συστήματος στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα που παριστάνονται είναι τα συστήματα αλλαγής τάσης υπό φορτίο των μετασχηματιστών και οι αυτόματοι μηχανισμοί ζεύξηςαπόζευξης των στατών πυκνωτών. Το χρονικό βήμα Δt μετάβασης από τη μια χρονική στιγμή στην άλλη επιλέγεται έτσι ώστε αφενός, όλες οι διακριτές μεταβάσεις, οι οποίες εκφράζονται με τις εξισώσεις διαφορών (1.28) να λαμβάνουν χώρα σε χρονικά διαστήματα πολλαπλάσια του Δt (ώστε να εξασφαλίζεται η χρονική ακρίβεια των μεταβάσεων). Αφετέρου, ώστε το χρονικό βήμα Δt να είναι υποπολλαπλάσιο της μικρότερης σταθεράς χρόνου των διαφορικών εξισώσεων (1.27) για να εξασφαλίζει την ευστάθεια της αριθμητικής ολοκλήρωσης, στην περίπτωση που παριστάνονται μακροπρόθεσμες δυναμικές με διαφορικές εξισώσεις [31], [32].

1.7 Πιθανοτική Ανάλυση ΣΗΕ

Οι πιθανοτικές μέθοδοι έχουν συγκεντρώσει ιδιαίτερο ενδιαφέρον στην ανάλυση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας τα τελευταία χρόνια, κυρίως λόγω των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και το πρόβλημα της απορρόφησής τους από το δίκτυο που αυξάνουν την αβεβαιότητα και την μεταβλητότητα του συστήματος. Εφαρμόζονται κυρίως σε προβλήματα προγραμματισμού του συστήματος, ευστάθειας και αξιοπιστίας.

Στοιχεία αβεβαιότητας και μεταβλητότητας προκύπτουν σε όλα τα επίπεδα λειτουργίας του συστήματος. Για παράδειγμα η ζήτηση ενέργειας μπορεί να παρουσιάσει απρόβλεπτες αυξομειώσεις, ενώ στην παραγωγή προκύπτουν μη προγραμματισμένα σφάλματα και κάποιες μονάδες χρειάζεται να τεθούν εκτός λειτουργίας. Αντίστοιχα σφάλματα και αστοχίες στοιχείων μπορούν να συμβούν στο σύστημα μεταφοράς και διανομής. Επιπλέον σε όλα αυτά τα στοιχεία αβεβαιότητας που προϋπήρχαν, η διείσδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή προσθέτει την αδυναμία πρόβλεψης της μέσης τιμής της συνολικής παραγωγής, αφού η παραγωγή τους σχετίζεται με μετεωρολογικά φαινόμενα. Σημειώνεται ότι με τον όρο μεταβλητότητα αναφέρονται οι αναμενόμενες μεταβολές της παραγωγής ή του φορτίου που προκύπτουν και εξελίσσονται σε χρονικά διαστήματα μικρότερα από τα χρονικά διαστήματα του αντίστοιχου προγραμματισμού, ενώ με τον όρο αβεβαιότητα νοείται η μεταβολή των παραμέτρων που καθορίζουν τη λειτουργία του ΣΗΕ και δεν μπορεί να προβλεφθεί [33].

Όπως αναφέρθηκε, η παραγωγή από ΑΠΕ αυξάνει την μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικά όταν εξετάζεται ένα μεμονωμένο αιολικό ή φωτοβολταϊκό πάρκο, οι μεταβολές που παρουσιάζουν είναι μεγάλες και απρόβλεπτες. Ειδικά στην περίπτωση τη ανεμοπαραγωγής, μια μονάδα που παράγει το 100% των δυνατοτήτων της, είναι πιθανό να οδηγηθεί σε αποσύνδεση για λόγους ασφαλείας, εάν η ταχύτητα του ανέμου αυξηθεί πέρα από το επιτρεπτό όριο. Αυτές οι μεταβολές αυξάνουν και τις απαιτήσεις για εφεδρείες [33].

Η πιθανοτική ανάλυση προσφέρει αρκετά πλεονεκτήματα σε σχέση με τη ντετερμινιστική. Αρχικά, λαμβάνονται υπόψη οι πιθανότητες εμφάνισης των γεγονότων και όχι μόνο οι συνέπειες αυτών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η εκτίμηση κινδύνου (risk assessment) η οποία υπολογίζεται από το γινόμενο της πιθανότητας εμφάνισης ενός γεγονότος επί το αντίστοιχο κόστος που αυτό συνεπάγεται. Ακόμη, οι ντετερμινιστικές μέθοδοι επικεντρώνονται στο χειρότερο δυνατό σενάριο, το οποίο όμως μπορεί να είναι υπερβολικά απαισιόδοξο ή η πιθανότητα εμφάνισής του να είναι πάρα πολύ μικρή. Τέλος, σε πολλές περιπτώσεις το κριτήριο N-1 που χρησιμοποιείται δεν επαρκεί για την τήρηση ενός ικανοποιητικού επιπέδου αξιοπιστίας στο σύστημα [34].

Στο θέμα της αξιοπιστίας, χρησιμοποιείται συχνά πιθανοτική ανάλυση λόγω αναποτελεσματικότητας των αιτιοκρατικών μοντέλων. Τα πιθανοτικά μοντέλα έχουν τη δυνατότητα να λαμβάνουν υπόψη την πιθανότητα μη κάλυψης του φορτίου από τις μονάδες παραγωγής, καθώς επίσης και τα σφάλματα στην πρόβλεψη φορτίου. Επιπλέον, χρησιμοποιούνται και σε εφαρμογές δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας με αυξημένη αιολική παραγωγή.

Οι πιθανοτικές μέθοδοι για τον υπολογισμό της εφεδρείας, προσεγγίζουν το πρόβλημα χρησιμοποιώντας μοντέλα και υποθέσεις βασισμένες στην στατιστική συμπεριφορά των ΑΠΕ. Η ποσοτικοποίηση αυτή δεν είναι απλά προϊόν παρατήρησης ή ένας απλός κανόνας όπως τα αιτιοκρατικά μοντέλα, αλλά βασίζεται σε μια πιο ολοκληρωμένη μελέτη του ρίσκου και της αξιοπιστίας του συστήματος στις διαφορετικές καταστάσεις λειτουργίας. Πληθώρα δεικτών αξιοπιστίας και μέτρησης του κινδύνου χρησιμοποιούνται ανάλογα με την εφαρμογή, παρέχοντας συνήθως εκτιμήσεις για τη βεβαιότητα των συμπερασμάτων.

Μια άλλη πιθανοτική μέθοδος που χρησιμοποιείται έντονα στα ΣΗΕ είναι η πιθανοτική ροή φορτίου, που αποτελεί μέθοδο επίλυσης προβλημάτων ροής φορτίου λαμβάνοντας υπόψη την αβεβαιότητα και τη στατιστική φύση των δεδομένων μεγεθών (φορτία,

παραγωγή). Υπολογίζονται τα άγνωστα μεγέθη ως τυχαίες μεταβλητές με μια μέση τιμή, τυπική απόκλιση και συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Καθιστά ένα τρόπο υπολογισμού όλων των δυνατών καταστάσεων του συστήματος, που αντιστοιχούν σε όλες τις δυνατές στατιστικές μεταβολές των φορτίων και της παραγωγής. Ως δεδομένα θεωρούνται οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας του μέτρου των γωνιών των τάσεων, των ενεργών και άεργων ροών ισχύος στις γραμμές του δικτύου, των απωλειών κτλ. Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την επίλυση του προβλήματος μπορεί να είναι αναλυτικές, αριθμητικές, ή συνδυασμός των δυο.

1.8 Επισκόπηση Βιβλιογραφίας

Στη συνέχεια γίνεται συνοπτική επισκόπηση της βιβλιογραφίας που αφορά τις ακόλουθες τρεις περιοχές, τις οποίες πραγματεύεται η παρούσα εργασία:

- Βελτίωση Ευστάθειας Τάσεως ΣΗΕ και Ενίσχυση Συστήματος Μεταφοράς από Διεσπαρμένες Πηγές
- 2. Μηχανισμοί αστάθειας τάσεως μετατροπέων Ηλεκτρονικών Ισχύος
- Στοχαστικά Μοντέλα Αιολικής Παραγωγής και Αναπαραγωγή Συνθετικών Χρονοσειρών

1.8.1 Βελτίωση Ευστάθειας Τάσεως ΣΗΕ και Ενίσχυση Συστήματος Μεταφοράς από Διεσπαρμένες Πηγές

Τα τελευταία χρόνια η ανάλυση ευστάθειας τάσης έχει αποκτήσει μεγάλο ερευνητικό ενδιαφέρον, καθώς όλο και συχνότερα, για τους λόγους που ήδη έχουν αναφερθεί, τα συστήματα μεταφοράς χρησιμοποιούνται υπερεντατικά, πολλές φορές κοντά στα όρια τους, με αποτέλεσμα διαταραχές που έχουν μεγάλη πιθανότητα εμφάνισης (π.χ. απώλεια γραμμών μεταφοράς ή μονάδων παραγωγής) να οδηγούν στην εμφάνιση φαινομένων αστάθειας τάσης [26], [35].

Στις Ενότητες 1.2 και 1.4 περιγράφηκε το φαινόμενο της αστάθειας τάσης και εξηγήθηκε πως πηγάζει από την προσπάθεια των φορτίων να αποκαταστήσουν τη ζήτησή τους πέρα από τη δυνατότητα των συστημάτων μεταφοράς. Τα βασικά εργαλεία για την πληρέστερη κατανόηση και μελέτη των φαινομένων αστάθειας παρουσιάζονται στις ακόλουθες αναφορές [21], [36], [37].

Καθώς το σύστημα πλησιάζει την κατάρρευση, διάφορα μέτρα αντιμετώπισης μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να αυξήσουν την ικανότητα μεταφοράς ισχύος προς το φορτίο και να μειώσουν ή να επιβραδύνουν την δυναμική των φορτίων κατά την κρίσιμη περίοδο. Το συγκεκριμένο θέμα έχει αναλυθεί και παρουσιαστεί σε πλήθος δημοσιεύσεων και βιβλίων, όπως για παράδειγμα [21], [26], [38], [39], [40], [41], [42].

Όσον αφορά τη διεσπαρμένη παραγωγή, μέσω των μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος που τη συνδέουν, είναι δυνατός ο ανεξάρτητος έλεγχος αέργου (και ενίοτε ενεργού, π.χ. εάν υπάρχει αποθήκευση) ισχύος, που συνήθως εφαρμόζεται για ρύθμιση τοπικών τάσεων ή για ελαχιστοποίηση των απωλειών μέσω της διατήρησης μοναδιαίου συντελεστή ισχύος [43], [44], [45], [46]. Το συγκεκριμένο χαρακτηριστικό υποστήριξης, ωστόσο, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να προσφέρει πολύτιμες υπηρεσίες στο κύριο σύστημα μεταφοράς, όπως έχει αναλυθεί και στην τεχνική έκθεση [47], ιδιαίτερα σε περιπτώσεις σοβαρών διαταραχών που απειλούν την ευστάθεια του συστήματος, ή ακόμη και που οδηγούν σε κατάρρευση τάσεως. Ακολούθως πραγματοποιείται επισκόπηση διαφόρων αναφορών σχετικά με αυτό το ζήτημα, η πλειοψηφία των οποίων συμπεριλαμβάνεται στην τεχνική έκθεση [47].

Ειδικότερα, στην εργασία [48] εξετάζεται η επίδραση της υψηλής διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στη λειτουργία (τάση και συχνότητα) ενός συστήματος μεταφοράς. Τα αποτελέσματα δείχνουν πως όταν οι φωτοβολταϊκές μονάδες πραγματοποιούν αδιάλειπτη λειτουργία υπό χαμηλή τάση (Fault-Ride Through FRT), η ανάκτηση της τάσεως μεταφοράς έπειτα από μία διαταραχή είναι καλύτερη από την περίπτωση χωρίς FRT και αρκετά καλύτερη από την περίπτωση που οι ΦΒ μονάδες δεν είναι συνδεδεμένες.

Στην τεχνική έκθεση [49] εξετάζεται η επίδραση των προστασιών υποτάσεων διεσπαρμένης παραγωγής στην ευστάθεια τάσεως του συστήματος μεταφοράς. Συγκεκριμένα, δεδομένου ότι η επιβεβλημένη αποσύνδεση των μετατροπών Η/Ι των διεσπαρμένων πηγών σε περιπτώσεις υποτάσεων διαδραματίζει σημαντικό ρόλο σε προβλήματα ευστάθειας τάσεως, προτείνεται η υιοθέτηση λιγότερο αυστηρών απαιτήσεων τάσεων στα σημεία κοινής σύνδεσης της διεσπαρμένης παραγωγής. Τα αποτελέσματα επιδεικνύουν ότι με αυτόν τον τρόπο όχι μόνο αποτρέπεται η αστάθεια τάσης, αλλά πραγματοποιείται και βελτίωση ευστάθειας τάσεως (και συχνότητας) του συστήματος μεταφοράς.

Στην αναφορά [50] παρουσιάζεται μία μέθοδος ανάλυσης και καθορισμού της δυνατότητας των δικτύων διανομής να προσφέρουν άεργη υποστήριξη (από αιολικά ή φωτοβολταϊκά πάρκα) στο σύστημα μεταφοράς. Συγκεκριμένα, η προσέγγιση που αναπτύσσεται θεωρεί ότι δεν υπάρχουν περιορισμοί στα επίπεδα των τάσεων του δικτύου διανομής, με σκοπό να αναδειχθεί πλήρως η συνεισφορά της αέργου ισχύος στο σύστημα μεταφοράς και στην ευστάθεια τάσεως. Μάλιστα, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων δείχνουν ότι η συνεισφορά αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική. Επιπρόσθετα, αξίζει να σημειωθεί ότι οι έρευνες που πραγματοποιούνται στην εργασία χαρακτηρίζουν τις ΑΠΕ στα δίκτυα ΥΤ ως τους πιο αποδοτικούς παρόχους άεργου ισχύος για το σύστημα μεταφοράς.

Στην εργασία [51] προτείνεται μία ευφυής αξιοποίηση των διαθέσιμων τοπικών διεσπαρμένων πηγών (όπως αιολικών πάρκων), προκειμένου αυτές να αναλαμβάνουν στα μελλοντικά ΣΗΕ τις ευθύνες αέργου ισχύος από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι μέσω της έξυπνης υλοποίησης της διεσπαρμένης παραγωγής κρίνεται μη αναγκαία η ανάπτυξη νέων υποδομών (επενδύσεων για νέες εγκαταστάσεις αέργου υποστήριξης και ικανότητας βραχυκυκλώσεως, όπως ευέλικτα συστήματα μεταφοράς FACTS, συστοιχίες στατών πυκνωτών κ.α.) που ειδάλλως θα χρειαζόταν για την διαχείριση αέργου ισχύος διασυνδεδεμένων ΣΗΕ μεγάλης κλίμακας (όπως και του Δανικού συστήματος ενέργειας που εξετάστηκε). Επιπρόσθετα, η ευφυής υλοποίηση των μετατροπέων από σύστημα μεταφοράς, ελαχιστοποιεί της ηλεκτρικές απώλειες των μηχανών.

Στη δημοσίευση [52] παρουσιάζεται ένας κεντρικός ελεγκτής που βασίζεται σε έννοιες προβλεπτικού ελέγχου (Model Predictive Control - MPC) για τη ρύθμιση των τάσεων του δικτύου διανομής και την υποστήριξη του συστήματος μεταφοράς. Ειδικότερα, η αναφορά εστιάζει στην υλοποίηση του ελεγκτή με σκοπό να ικανοποιούνται ενδεχόμενες απαιτήσεις τάσεως ή ανταλλαγής αέργου ισχύος του διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς (TSO) στο σημείο κοινής σύνδεσης. Τα αποτελέσματα επιδεικνύουν εκ νέου την ενδεχόμενη σημαντική συνεισφορά των δικτύων διανομής

στην υποστήριξη του συστήματος μεταφοράς. Μάλιστα, στην εργασία αναφέρεται ως κύρια προοπτική μελλοντικής έρευνας η μελέτη της αλληλεπίδρασης πολλών δικτύων διανομής στην υποστήριξη των τάσεων μεταφοράς υπό συνθήκες έκτακτης ανάγκης, κάτι το οποίο υλοποιήθηκε και περιγράφεται αναλυτικά στην ακόλουθη βιβλιογραφία.

Στην εργασία [53] προτείνεται μία ευέλικτη στρατηγική ελέγχου αέργου ισχύος του μετατροπέα πλευράς δικτύου ανεμογεννητριών διπλής τροφοδότησης (DFIG) ενός αιολικού πάρκου. Ο συγκεκριμένος έλεγχος σκοπεύει να επιλέγει όσο το δυνατόν λιγότερες DFIG ανεμογεννήτριες για την ρύθμιση της τάσεως του σημείου κοινής σύνδεσης, καθώς και για την παραγωγή της ζητούμενης αέργου ισχύος από το σύστημα μεταφοράς. Μάλιστα, εάν η παραγόμενη άεργος ισχύς από το αιολικό πάρκο δεν επαρκεί να καλύψει τη ζήτηση του δικτύου, τότε το αιολικό πάρκο θυσιάζει ένα ποσοστό ενεργού ισχύος με σκοπό να εγχύσει περισσότερο άεργο και άρα να αυξήσει το όριο φόρτισης. Η συγκεκριμένη στρατηγική ενδείκνυται να εφαρμοστεί σε έκτακτες συνθήκες διαταραχών φορτίου. Μέσω αυτής, τα αιολικά πάρκα δεν εμπλέκονται μόνο στη ρύθμιση της τάσεως, αλλά παρέχουν περισσότερες επιλογές προγραμματισμού στο δίκτυο σε πραγματικό χρόνο.

Στην εργασία [54] επιδεικνύονται τα πλεονεκτήματα της εκούσιας ενεργητικής συμμετοχής των δικτύων διανομής και ως εκ τούτου των διεσπαρμένων πηγών του Ελβετικού δικτύου στο συντονισμένο έλεγχο τάσεως του συστήματος μεταφοράς. Μέσω οικονομικών κινήτρων για τους διαχειριστές δικτύου διανομής (DSO), υπάρχουν διαθέσιμα αποθέματα αέργου ισχύος έως και ±200MVAr. Αυτή η επιπρόσθετη ικανότητα είναι διαθέσιμη για τους διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς (TSO) χωρίς κανένα κόστος επένδυσης, μέσω της αξιοποίησης του υπάργοντος εξοπλισμού. Συγκεκριμένα, η άεργος υποστήριξη που παρέγεται από τα δίκτυα διανομής για την ρύθμιση τάσης του σημείου κοινής σύνδεσης με το σύστημα μεταφοράς αποζημιώνεται οικονομικά μέσω μίας προκαθορισμένης τιμής πληρωμής (CHF/MVarh). Η προϋπόθεση για αυτή την αποζημίωση είναι η ανταλλασσόμενη άεργος ισχύς με το σύστημα μεταφοράς να ρυθμίζει επιτυχώς την τάση μεταφοράς εντός επιθυμητών ορίων που θέτει το Ελβετικό δίκτυο. Αυτή η συνθήκη ελέγγεται ανά δεκαπέντε λεπτά, ενώ σημειώνεται ότι σε περίπτωση που η ανταλλασσόμενη άεργος ισχύς μίας μονάδας δρα αντιπαραγωγικά στην ρύθμιση της ελεγχόμενης τάσης εντός επιθυμητής νεκρής ζώνης, επιβάλλεται στον παραγωγό χρηματική ποινή. Επιπλέον, στην εργασία αναλύονται τα οικονομικά οφέλη της συμμετοχής των δικτύων διανομής και της διεσπαρμένης παραγωγής στη μεταφορά, επιδεικνύοντας την ανάγκη αλλαγής από παθητική σε ενεργητική χρήση αυτών.

Στην εργασία [55] πραγματοποιούνται προσομοιώσεις ενός συστήματος δοκιμών μεγάλης κλίμακας, το οποίο περιλαμβάνει ένα κύριο σύστημα μεταφοράς και πολλά δίκτυα διανομής. Τα δίκτυα διανομής ελέγχουν την άεργο ισχύ των διεσπαρμένων πηγών, με σκοπό να διατηρούν τις τάσεις διανομής εντός ενός εύρους, ενώ η ενεργός ισχύς τους θεωρείται σταθερή. Κάθε δίκτυο διανομής ελέγχεται ανεξάρτητα από τα υπόλοιπα και ανεξάρτητα του συστήματος μεταφοράς. Οι προσομοιώσεις έδειξαν αρχικά πως αυξάνοντας την άεργο ισχύ των διεσπαρμένων πηγών, με στόχο την υποστήριξη των τάσεων διανομής, ο συντελεστής ισχύος στο σημείο κοινής σύνδεσης μεταφοράς και διανομής βελτιώνεται, ενώ ταυτόχρονα ο αριθμός των βημάτων του λόγου μετασχηματισμού του ΣΑΤΥΦ μειώνεται. Ωστόσο, σε κρίσιμη διαταραχή του εξεταζόμενου συστήματος η αύξηση της αέργου ισχύος των διεσπαρμένων πηγών δεν αποτρέπει την επερχόμενη κατάρρευση τάσεως. Εν συνεχεία, φαίνεται ότι η ρύθμιση των τάσεων του διανομής μπορεί να παρέχει διορθωτικές κινήσεις ενάντια

στην επερχόμενη εμφάνιση αστάθειας τάσεως. Συγκεκριμένα, αυτό επιτυγχάνεται μέσω της μείωσης των τάσεων διανομής και ως εκ τούτου μέσω της μείωσης της αέργου παραγωγής των διεσπαρμένων πηγών, καθώς και της μείωσης της τάσης αναφοράς του ΣΑΤΥΦ, με σκοπό τη μείωση της καταναλισκόμενης ισχύος των φορτίων. Η μείωση των τάσεων διανομής αποτρέπει την κατάρρευση του συστήματος και στην περίπτωση εξαρτημένου ελέγχου των ΣΑΤΥΦ και των ελεγκτών τάσεων των διεσπαρμένων πηγών και στην περίπτωση ή δράση του καθενός θεωρείται ανεξάρτητη. Σημειώνεται μάλιστα πως τα αποτελέσματα που προέκυψαν είναι αντιπροσωπευτικά μελλοντικών ευφυών δικτύων, όπου οι διεσπαρμένες πηγές θα συνεισφέρουν στη ρύθμιση της τάσεως άλλων ζυγών, πέραν αυτών που ελέγχονται από τα ΣΑΤΥΦ.

Στη συνέχεια, πραγματοποιείται επισκόπηση προηγούμενων αναφορών κι εργασιών της παρούσας διατριβής σχετικά με την επίδραση της άεργης υποστήριξης διεσπαρμένων πηγών στο όριο φόρτισης συστήματος μεταφοράς. Συγκεκριμένα, η βιβλιογραφία που παρουσιάζεται ακολούθως επικεντρώνεται στην αύξηση της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος και κατά συνέπεια του ορίου ευστάθειας τάσεως που οφείλεται στην άεργο υποστήριξη αιολικών πάρκων αποκλειστικών γραμμών σύνδεσης μέσης τάσης, κάτι το οποίο αποτελεί και το κύριο θέμα της διατριβής.

Για τη διερεύνηση της επίδρασης διεσπαρμένων πηγών στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ, σε προηγούμενη διπλωματική εργασία [10], όπως και στις εργασίες [56], [57], [58], εξετάστηκε η δυνατότητα βελτίωσης από άποψη ασφάλειας τάσης του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΕΔΣ) μέσω αιολικών πάρκων, με εφαρμογή στην περιοχή της Πελοποννήσου. Οι εργασίες έδειξαν ότι είναι καταρχήν δυνατή η βελτίωση της ευστάθειας τάσης της Πελοποννήσου, με κατάλληλο έλεγχο των Αιολικών Πάρκων μέσης τάσης και των τροφοδοτικών τους γραμμών. Συγκεκριμένα, όσον αφορά τις συστοιχίες πυκνωτών που υπάρχουν εγκατεστημένες στους υποσταθμούς σύνδεσης των αιολικών πάρκων του ΕΔΣ (3 βαθμίδων, 4 MVAr έκαστη) και συγκεκριμένα στην περιοχή της Πελοποννήσου που εξετάζεται, προτάθηκε ένας μηχανισμός αυτόματης ζεύξης/απόζευξης πυκνωτών μέσω τηλεχειρισμού, προκειμένου να πραγματοποιείται αντιστάθμιση αέργου ισχύος κι ως εκ τούτου υποστήριξη του συστήματος μεταφοράς. Ο προτεινόμενος αυτοματισμός, ο οποίος ελέγχει τη ροή αέργου ισχύος στον ελεγχόμενο ζυγό που βρίσκονται εγκατεστημένοι οι πυκνωτές και δρα με βάση μία προκαθορισμένη νεκρή ζώνη ρύθμισης της άεργου ισχύος, φάνηκε να συνεισφέρει σημαντικά στην αύξηση του ορίου φόρτισης της περιοχής της Πελοποννήσου. Αξίζει σε αυτό το σημείο να σημειωθεί πως ο ίδιος μηχανισμός αυτόματης ζεύξης/απόζευξης στατών πυκνωτών υλοποιήθηκε στις εργασίες [59], [60], [61] και [62] που περιγράφονται ακολούθως. Επιπρόσθετα, όσον αφορά τα αιολικά πάρκα, η άεργος υποστήριξη που μπορούν να προσφέρουν παρατηρήθηκε ότι συνεισφέρει εξίσου σημαντικά στην αύξηση της μέγιστης μεταφερόμενης ισγύος. Ωστόσο, αξίζει να σημειωθεί ότι δεν ελήφθησαν τα πραγματικά δεδομένα των αιολικών πάρκων της Πελοποννήσου, καθώς και ότι η ενεργός ισχύς τους θεωρήθηκε σταθερή και χαμηλή, αφήνοντας μεγάλα αξιοποιήσιμα αποθέματα αέργου υποστήριξης. Τα αποτελέσματα, επομένως, προέκυψαν θεωρώντας ένα προσεγγιστικό μοντέλο γραμμής σύνδεσης αιολικών πάρκων για κάθε ένα από τα Α/Π της Πελοποννήσου.

Στη συνέχεια, στη διπλωματική εργασία [59] και την αναφορά [60] εξετάστηκε το ενδεχόμενο αύξησης του περιθωρίου ασφαλείας μέσω ευφυούς ελέγχου ως προς τον κίνδυνο μακροπρόθεσμης αστάθειας τάσης, που μπορεί να προκύψει μέσω της άεργης υποστήριξης ενός ασθενούς συστήματος μεταφοράς από τους μετατροπείς Αιολικών

Πάρκων. Συγκεκριμένα, σε αντίθεση με τις εργασίες [10], [56], [57], [58], στις εργασίες [59] και [60] χρησιμοποιήθηκαν τα υπάρχοντα δεδομένα για δύο Αιολικά Πάρκα της Πελοποννήσου, τα οποία θεωρήθηκε ότι συνδέονται σε ένα ασθενές ακτινικό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και λειτουργούν σε ένα στιγμιότυπο καλοκαιρινού φορτίου αιχμής, το οποίο συμπίπτει με περίοδο άπνοιας. Θεωρήθηκε δηλαδή ότι τα Αιολικά Πάρκα έχουν εκ νέου σταθερή χαμηλή ενεργό παραγωγή. Εν συνεχεία, αξιολογήθηκε η επιρροή που ασκεί ο ενδεχόμενος συνεχής έλεγχος της υψηλής τάσης σύνδεσης των γραμμών διανομής των Α/Π στο όριο φόρτισης του συστήματος, σε σχέση με την περίπτωση όπου δεν υπάρχει καμία μορφή ελέγχου της υψηλής τάσης. Παρότι η αύξηση της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος βρέθηκε σημαντική, το γεγονός ότι η εφαρμογή του συνεχούς ελέγχου της υψηλής τάσης είναι πρακτικά ανέφικτη στις περισσότερες περιπτώσεις, δεδομένου ότι απαιτεί συνεχή κανάλια επικοινωνίας μεγάλης ταχύτητας, ακρίβειας και αξιοπιστίας, οδήγησε σε μία νέα απλουστευμένη προτεινόμενη στρατηγική. Η νέα στρατηγική, απαιτεί μόνο ένα διακριτό σήμα το οποίο ζητάει μέγιστη άεργη υποστήριξη από τους μετατροπείς των αιολικών πάρκων, σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης, όπως όταν η υψηλή τάση της γραμμής μεταφοράς παραβιάσει ένα κατώφλι ελάχιστης τάσης.

Στη διπλωματική εργασία [61] και την εργασία [62] προσομοιώνεται το ίδιο σύστημα δοκιμών, με σκοπό να αξιολογηθεί επιπρόσθετα η επίδραση της μεταβλητής ενεργού παραγωγής από τα δύο εξεταζόμενα Αιολικά Πάρκα [59], [60], στο όριο φόρτισης του συστήματος. Για την εκτίμηση της συνεισφοράς κάθε Αιολικού Πάρκου, υλοποιούνται τρεις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του ηλεκτρονικού μετατροπέα: α) ρύθμιση με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, β) ρύθμιση της τάσης του Αιολικού Πάρκου και γ) ευφυής έλεγχος με εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης σε συνθήκες εκτάκτου ανάγκης [59]. Συγκεκριμένα, εξετάζεται το σύστημα δοκιμών και με τις δύο γραμμές διανομής των Αιολικών Πάρκων συνδεδεμένες και παρατηρείται πως η ταυτόχρονη συνεισφορά και των δύο πάρκων στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος παρουσιάζει ενδιαφέρον, αφού οδηγεί σε αντίστοιχα σημαντική αύξηση του ορίου φόρτισης σε σχέση με τη σύνδεση του ενός πάρκου.

Στη διπλωματική εργασία [63] σκοπός ήταν η στατιστική ανάλυση της επίδρασης που έχει η μεταβλητότητα της ενεργού παραγωγής αιολικών πάρκων στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ και κατά συνέπεια στο όριο ευστάθειας τάσης ενός ασθενούς συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Επιχειρήθηκε η εύρεση κατάλληλων στοχαστικών μοντέλων για πιο βραχυχρόνιες χρονικές κλίμακες, σε επίπεδο ενός δευτερολέπτου, ώστε να απομονωθεί η συμβολή των αιολικών πάρκων στο όριο ευστάθειας με πιθανοτικό τρόπο. Πιο συγκεκριμένα, μοντελοποιήθηκε η παραγωγή δυο πραγματικών αιολικών πάρκων της περιοχής της Πελοποννήσου ([59], [60]) κάνοντας χρήση στοχαστικών διαδικασιών Markov, προκειμένου να χρησιμοποιηθούν προσομοίωση του προαναφερόμενου τυπικού συστήματος δοκιμών. στην Επιπρόσθετα, στην εργασία [63] διαπιστώθηκε μέσω στατιστικής ανάλυσης ότι ο αυτόματος μηχανισμός ζεύξης/απόζευξης στατών πυκνωτών που προτάθηκε σε προηγούμενες εργασίες ([10], [56], [57], [58], [59], [60], [61], [62]) και υλοποιούταν με βάση την άεργο ισχύ του ζυγού σύνδεσης δεν αξιοποιούσε πλήρως τις συστοιχίες των πυκνωτών, αφού υπήρχαν περιπτώσεις που δεν είχαν συνδεθεί και οι τρεις βαθμίδες μέχρι το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος. Έτσι, στην αναφορά [63] επιτυγχάνεται η καλύτερη αξιοποίηση των πυκνωτών μέσω αυτοματισμού ζεύξης/απόζευξης με βάση τη ρύθμιση της τάσης του πρωτεύοντος του μετασχηματιστή, δηλαδή μέσω του ελέγχου της υψηλής τάσης του υποσταθμού που συνδέονται οι πυκνωτές.

Στις παραπάνω εργασίες [61], [62], [63] διαπιστώθηκε ότι η μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής επηρεάζει την ευστάθεια τάσεως του συστήματος λόγω της ενεργού ισχύος που εγχέεται από τα πάρκα στο σύστημα. Επιπρόσθετα όμως επηρεάζεται και η άεργος υποστήριξη των Αιολικών πάρκων, και κατά συνέπεια, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στη γραμμή μεταφοράς του συστήματος. Για παράδειγμα, τις στιγμές που η αιολική ισχύς αυξάνεται σημαντικά, η τάση στο ζυγό σύνδεσης του Αιολικού Πάρκου χρειάζεται να μειωθεί (όταν λειτουργεί ο περιοριστής ρεύματος), ώστε να μην παραβιάζεται το όριο του μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος. Συνεπώς, η άεργη υποστήριξη του Αιολικού Πάρκου επίσης ελαττώνεται σε αυτές τις στιγμές και έτσι, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στη γραμμή μεταφοράς είναι μικρότερη. Σε στιγμές χαμηλής αιολικής ισχύος η πορεία είναι αντίστροφη [61], [62], [63].

Επομένως, σύμφωνα και με τις δημοσιευμένες εργασίες που περιγράφηκαν προηγουμένως [58], [60], [62], [64], που αποτελούν μέρος της παρούσας διδακτορικής διατριβής, στην εργασία εξετάζεται η επίδραση που μπορεί να ασκήσει ο έλεγχος των μετατροπέων Αιολικών Πάρκων στο όριο μέγιστης φόρτισης (Pmax) του συστήματος μεταφοράς. Ειδικότερα, όσον αφορά τις συστοιχίες πυκνωτών που υπάρχουν εγκατεστημένες στους υποσταθμούς σύνδεσης των αιολικών πάρκων του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος και συγκεκριμένα στην περιοχή της Πελοποννήσου που εξετάζεται, προτείνεται ένας μηγανισμός αυτόματης ζεύξης/απόζευξης πυκνωτών μέσω του οποίου πραγματοποιείται αντιστάθμιση αέργου ισχύος κι ως εκ τούτου υποστήριξη του συστήματος μεταφοράς. Επιπρόσθετα, εξετάζεται η επίδραση της προτεινόμενης μεθόδου έκτακτης μέγιστης άεργης υποστήριξης, η οποία ενεργοποιείται από ένα διακριτό σήμα εκτάκτου ανάγκης όταν η υψηλή τάση της γραμμής μεταφοράς παραβιάσει ένα κατώφλι ελάχιστης τάσης, σε συνδυασμό με την (στατιστική) επίδραση της μεταβλητής ενεργής παραγωγής των αιολικών πάρκων, στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται μια διερεύνηση πιθανών μεθόδων που μπορούν να εφαρμοστούν είτε προληπτικά, πριν την εκδήλωση της αστάθειας τάσης, για ενίσχυση του συστήματος, είτε αποτρεπτικά, μετά την εμφάνιση της αστάθειας τάσης για την αποτροπή της κατάρρευσης, μέσω των Αιολικών Πάρκων. Αξίζει να σημειωθεί ότι η μέγιστη άεργος υποστήριξη εκτάκτου ανάγκης (EMRS) αφορά αιολικά πάρκα αποκλειστικών γραμμών σύνδεσης, δεδομένου ότι αυτά εξετάζονται στην παρούσα διατριβή ως προς την ενίσχυση του συστήματος μεταφοράς, καθώς και ότι η μέθοδος είναι γενική και μπορεί να εφαρμοστεί για διεσπαρμένες πηγές με ή χωρίς δυνατότητα παραγωγής ενεργού ισχύος.

1.8.2 Μηχανισμοί αστάθειας τάσεως μετατροπέων Ηλεκτρονικών Ισχύος

Παρότι οι σύγχρονες γεννήτριες εξακολουθούν να κυριαρχούν στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας ακόμη και σήμερα, υπάρχει ένας αυξανόμενος αριθμός γεννητριών εξοπλισμένων με ηλεκτρονικά ισχύος (Inverter-Based Generators, IBGs) οι οποίες ολοένα και αντικαθιστούν τις σύγχρονες [65]. Αυτή η εξελικτική τάση αποδίδεται κυρίως στη χρήση των IBG σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (κυρίως αιολικά και φωτοβολταϊκά), αλλά σχετίζεται επίσης και με την ευελιξία ελέγχου των μετατροπέων, επιτρέποντας τον έλεγχο ρεύματος, ενεργού και αέργου ισχύος, καθώς και έλεγχο της τάσης [66], [67].

Διάφορες εργασίες σχετικά με την ευστάθεια μετατροπέα έχουν αναφερθεί στην πρόσφατη βιβλιογραφία, ιδιαίτερα εστιάζοντας στην επίδραση των παραμέτρων βρόχου κλειδωμένης φάσης (Phased-Locked Loop, PLL) στη μόνιμη κατάσταση και στη δυναμική συμπεριφορά του μετατροπέα [68], [69].

Συγκεκριμένα, στην αναφορά [68] διερευνάται η αστάθεια μετατροπέων πλευράς δικτύου ανεμογεννητριών κατά τη διάρκεια έγχυσης ρεύματος σε σφάλματα βυθίσεων τάσεως του δικτύου. Επιπρόσθετα, προτείνεται μία μέθοδος αντιμετώπισης της αστάθειας μετατροπέα που εξετάζεται, η οποία βασίζεται στη συχνότητα του βρόχου κλειδωμένης φάσης (PLL). Ειδικότερα, η συχνότητα του PLL στέλνεται ως σήμα ανατροφοδότησης προκειμένου να ανιχνευθεί η επερχόμενη αστάθεια του μετατροπέα και ρυθμίζεται το ενεργό ρεύμα αναφοράς αντίστοιχα για να αποφευχθεί η απώλεια συγχρονισμού.

Στην αναφορά [69] η επίδραση των παραμέτρων του βρόχου κλειδωμένης φάσης (PLL) στην ευστάθεια μετατροπέα πηγής τάσεως (Voltage Source Converter – VSC) σε ένα HVDC σύστημα μεταφοράς προσδιορίζεται συναρτήσει του λόγου βραχυκυκλώσεως (SCR) του συστήματος, δηλαδή του κατά πόσο ισχυρό ή ασθενές είναι το σύστημα που συνδέεται ο μετατροπέας. Ένα ενδιαφέρον αποτέλεσμα της έρευνας είναι ότι η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς του VSC-HVDC μετατροπέα επηρεάζεται από τα κέρδη του PLL, ειδικότερα σε χαμηλές τιμές λόγου βραχυκυκλώσεως SCR (ασθενές δίκτυο), καθώς και ότι το θεωρητικό όριο του ορίου φόρτισης είναι εφικτό να συναντηθεί όταν τα κέρδη του PLL είναι πολύ μικρά.

Το ενδιαφέρον, ωστόσο, στη διατριβή αυτή, δεν εστιάζεται στην ευστάθεια του εσωτερικού βρόχου ελέγχου του μετατροπέα, αλλά σε ζητήματα ευστάθειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ιδιαίτερα υπό δυσμενείς συνθήκες δικτύου) που επηρεάζουν και επηρεάζονται από γεννήτριες εξοπλισμένες με μετατροπείς Η/Ι και τους εξωτερικούς βρόχους ελέγχου αυτών (ισχύος, τάσεως ή ρεύματος).

Στην εργασία [70] εξετάζεται η ευστάθεια μετατροπέα πηγής τάσεως (Voltage Source Converter-VSC) υπό κορεσμό ρεύματος, δηλαδή υπό περιορισμό μεγίστου επιτρεπόμενου ρεύματος, σε μεγάλες διαταραχές. Συγκεκριμένα, η εργασία αναλύει τον μηχανισμό αστάθειας ενός μετατροπέα VSC με έλεγχο μέσω P-f χαρακτηριστικών καμπυλών στατισμού (Droop control), από την πλευρά της χαρακτηριστικής εικονικής γωνίας ισχύος (Virtual Power Angle Characteristic VPAC) του μετατροπέα. Ειδικότερα, η αστάθεια που διερευνάται σχετίζεται με τη μέγιστη ισχύ $P_{max,VSC}$ που μπορεί να μεταφερθεί από τον μετατροπέα VSC υπό συνθήκες μεγίστου ρεύματος, όταν συμβαίνει μία μεγάλη διαταραχή στο σύστημα, η οποία αυξάνει την τιμή αναφοράς της ενεργού ισχύος P_o (δηλαδή την επιθυμητή ενεργό ισχύ που χρειάζεται το σύστημα για να καλύψει τη διαταραχή), άνω του ορίου μέγιστης ισχύος του μετατροπέα ($P_o > P_{max,VSC}$).

Αντίστοιχα, στην εργασία [71] εξετάζεται η ευστάθεια μετατροπέα ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως σε απότομη μείωση της ικανότητας βραχυκυκλώσεως (Short Circuit Capacity-SCC) του AC συστήματος στο οποίο συνδέεται, δηλαδή σε απότομη εξασθένιση του αρχικά ισχυρού δικτύου. Σε πρώτο χρόνο πραγματοποιείται ανάλυση ευστάθειας μικρών διαταραχών και παρατηρείται ότι η ευστάθεια του μετατροπέα επηρεάζεται κυρίως από την κατάλληλη επιλογή των παραμέτρων του εξωτερικού βρόχου ελέγχου του PLL, καθώς και του χρόνου απόκρισης αυτού. Συγκεκριμένα, φαίνεται ότι ο έλεγχος του PLL μπορεί να γίνει ασταθής σε τιμές ισχύος ακόμη κι ελαφρώς μικρότερες του θεωρητικού στατικού ορίου ευστάθειας μπορεί να μειωθεί ακόμη περισσότερο από το P^{st}_{max} , αναλόγως της διαταραχής που υφίσταται το σύστημα. Ως εκ τούτου, το όριο ευστάθειας που εντοπίζεται από την ανάλυση μικρών διαταραχών μπορεί να χαρακτηριστεί ως αισιόδοξο κι επομένως, σε περιπτώσεις
μεγάλων διαταραχών, η επιπρόσθετη μείωση της τιμής αναφοράς ενεργού ισχύος του μετατροπέα ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως (*P_{ref}*) καθίσταται αναγκαία για την ευστάθεια του μετατροπέα και του συστήματος.

Στην παρούσα διδακτορική διατριβή, όμως, οι μηχανισμοί αστάθειας που διερευνώνται δεν σχετίζονται με την ακαριαία αλλαγή της τιμής αναφοράς της ενεργού ισχύος (μετατροπέα ή συστήματος, P_{ref} και P_o αντίστοιχα) σε μεγάλες διαταραχές, αλλά με τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να μεταφερθεί από μία γεννήτρια εξοπλισμένη με ηλεκτρονικά ισχύος (και συγκεκριμένα από τον μετατροπέα σε λειτουργία πηγής τάσεως ή ρεύματος) σε δίκτυο με περιορισμένη δυνατότητα μεταφοράς, υπό συγκεκριμένες συνθήκες ελέγχου (τάσεως ή ρεύματος). Η συγκεκριμένα μορφή αστάθειας είναι νεοφανής και δεν έχει μέχρι στιγμής διερευνηθεί και ταξινομηθεί. Ειδικότερα, σε αντίθεση με τις αναφορές [70] και [71], εξετάζεται η περίπτωση όπου η παραγόμενη από την γεννήτρια ενεργός ισχύς γίνει μεγαλύτερη από την μέγιστη ισχύ που εγχέεται στον ισοδύναμο ζυγό Thevenin που βλέπει η γεννήτρια ($P_{IBG} > P_o$). Τότε, ο μετατροπέας θα αποσυνδεθεί, καθώς η ισχύς που δεν εξάγεται θα δημιουργήσει υπέρταση στον πυκνωτή της DC πλευράς του μετατροπέα.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι μηχανισμοί αστάθειας που εξετάζονται στην εργασία είναι πιθανόν να οδηγήσουν τελικά σε κάποια μορφή αστάθειας του PLL [72], [73], ωστόσο η αστάθεια που αναλύεται εδώ σχετίζεται με την εξασθένιση του δικτύου μεταφοράς και δεν οφείλεται στις παραμέτρους ή την ρύθμιση του PLL.

1.8.3 Στοχαστικά Μοντέλα Αιολικής Παραγωγής και Αναπαραγωγή Συνθετικών Χρονοσειρών

Η αυξημένη διείσδυση της αιολικής παραγωγής στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχει οδηγήσει στην ανάγκη για στοχαστικά μοντέλα και τη δημιουργία συνθετικών χρονοσειρών για πιθανοτική ανάλυση. Τα δυο πιο διαδεδομένα στοχαστικά μοντέλα που χρησιμοποιούνται σε τέτοιου είδους εφαρμογές είναι τα μοντέλα ARIMA [74], [75], [76], [77] και τα μοντέλα Markov [78], [79], [80], [81], [82], ενώ τελευταία κερδίζουν έδαφος και οι Στοχαστικές Διαφορικές Εξισώσεις (Stochastic Differential Equations SDEs) [83], [84] ως ένα εργαλείο μοντελοποίησης της στοχαστικότητας του ανέμου.

Όταν επικεντρώνεται το ενδιαφέρον στη μακροπρόθεσμη ανάλυση ευστάθειας ΣΗΕ, όπως σε αυτή την εργασία, είναι επιθυμητό να επιταχύνονται οι υπολογισμοί αμελώντας τα βραχυπρόθεσμα δυναμικά φαινόμενα, τουλάχιστον μέχρι κάποιο σημείο [21]. Αυτό βασίζεται στην Οιονεί Στατική Προσέγγιση (QSS) των μακροπρόθεσμων δυναμικών, όπως περιγράφεται και στην υποενότητα 1.3.3.2, η οποία χαρακτηρίζεται από ένα χρονικό βήμα της τάξης του 1 έως 10 δευτερολέπτων στην πράξη. Ως εκ τούτου, σκοπός είναι η αναπαραγωγή των δεδομένων αιολικής ισχύος στην προαναφερθείσα χρονική κλίμακα.

Επιπρόσθετα, αφού οι συνήθεις διαφορικές εξισώσεις (Ordinary Differential Equations ODEs) δεν υλοποιούνται πλήρως σε αυτή την αναπαράσταση (QSS, λογισμικό πακέτο WPSTAB), οι Στοχαστικές Διαφορικές Εξισώσεις (SDEs) που αναφέρθηκαν προηγουμένως ως ένα εργαλείο μοντελοποίησης της στοχαστικότητας του ανέμου δεν μπορούν να εφαρμοστούν σε αυτή την μελέτη.

Ως εκ τούτου, δεδομένου ότι και τα δύο μοντέλα (ARIMA και Markov) χρησιμοποιούνται ευρέως για την αναπαραγωγή συνθετικών χρονοσειρών, στη συγκεκριμένη εργασία επιλέγεται το μοντέλο Markov, όντας ευκολότερο στην υλοποίηση και στην ενσωμάτωση στο λογισμικό πακέτο WPSTAB που χρησιμοποιείται για τις προσομοιώσεις του ΕΔΣ στην μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα, ενώ ταυτόχρονα χαρακτηρίζεται από χαμηλότερη πολυπλοκότητα έναντι του μοντέλου ARIMA και ως εκ τούτου καθίστανται ταχύτερες οι (off-line) προσομοιώσεις στην χρονική κλίμακα του 1 δευτερολέπτου. Ειδικότερα, θεωρείται η χρήση μεθόδου Monte Carlo Markov αλυσίδων (Markov Chain Monte Carlo MCMC) ως μία κατάλληλη αναπαράσταση της αιολικής ισχύος και των στατιστικών της [78].

Ειδικότερα, όσον αφορά τα μοντέλα Markov, στην αναφορά [78] συγκρίνεται η χρήση μοντέλων Markov απευθείας πάνω σε δεδομένα αιολικής ισχύος και σε δεδομένα ταχύτητας ανέμου σε επίπεδο δεκάδων λεπτών, τα οποία στη συνέχεια μετασχηματίζονται χρησιμοποιώντας καμπύλες ισχύος. Όπως σε κάθε εφαρμογή μοντέλων Markov για παραγωγή συνθετικών χρονοσειρών, υπολογίζονται αρχικά οι πιθανότητες μετάβασης των καθορισμένων καταστάσεων και στη συνέχεια με χρήση γεννήτριας τυχαίων αριθμών δημιουργούνται νέες χρονοσειρές. Η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων επικεντρώνεται στη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας και τον συντελεστή αυτοσυσχέτισης (ACF), ενώ γίνεται χρήση και του κριτηρίου Bayesian Information (BIC). Το συμπέρασμα που προκύπτει στη συγκεκριμένη εφαρμογή είναι αποτελεσματικότερη από την έμμεση μέθοδο με τις ταχύτητες ανέμου, αποφεύγοντας μάλιστα και τη διαδικασία μετασχηματισμού μέσω καμπύλης ισχύος.

Στην αναφορά [79] παράγονται συνθετικές χρονοσειρές με χρήση μοντέλων Markov και εφαρμόζονται σε ένα πρόβλημα καθορισμού εφεδρειών. Επιπλέον, τονίζεται η βελτίωση της αναπαραγωγής της αυτοσυσχέτισης που επιτυγχάνεται καθώς αυξάνεται η τάξη της Μαρκοβιανής Αλυσίδας. Ωστόσο, εκφράζεται η αδυναμία εφαρμογής των μοντέλων για δεδομένα που αφορούν χρονικές κλίμακες κάτω από 15 λεπτά, ενώ συμπεραίνεται ότι όλα τα μοντέλα αντικατοπτρίζουν ικανοποιητικά τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας αλλά όχι και τους συντελεστές αυτοσυσχέτισης. Τέλος, από την εφαρμογή των συνθετικών δεδομένων σε ένα δίκτυο που διαθέτει αποκλειστικά αιολική παραγωγή, φαίνεται ότι γίνεται υποτίμηση της απαιτούμενης εφεδρείας.

Στην αναφορά [80] επιχειρείται μια σύγκριση μοντέλων Markov πρώτης και δευτέρας τάξης πάνω σε ωριαία δεδομένα ταχύτητας ανέμου στη Μαλαισία. Όπως δείχνεται από τους πίνακες πιθανοτήτων μετάβασης, τα μη μηδενικά στοιχεία είναι συγκεντρωμένα γύρω από τη διαγώνιο. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας των αρχικών δεδομένων προσεγγίζεται με την κατανομή Weibull και αναπαράγεται ικανοποιητικά. Ακόμη, όλα τα μοντέλα που χρησιμοποιήθηκαν οδηγούν σε συνθετικές χρονοσειρές με σημαντικά μικρότερο συντελεστή αυτοσυσχέτισης από τις αρχικές.

Στην αναφορά [81] προτείνεται μια διαφορετική μέθοδος παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών που βασίζεται σε Μαρκοβιανές Αλυσίδες δεύτερης τάξης, εισάγοντας μια μεταβλητή δεύτερη υστέρηση ο καθορισμός της οποίας αποτελεί παράμετρο του προβλήματος. Όπως επισημαίνεται, η υποτίμηση της απαραίτητης εφεδρείας που εντοπίσθηκε στην αναφορά [79] οφείλεται στην μη ικανοποιητική αναπαραγωγή της τάσης των αρχικών χρονοσειρών και αντιμετωπίζεται με την χρήση μεταβλητής δεύτερης υστέρησης. Ακόμη, εφαρμόζεται ένα φίλτρο κινητού μέσου όρου (KMO) προκειμένου να εξομαλυνθούν οι παραγόμενες συνθετικές χρονοσειρές, με το μέγεθος του παραθύρου να αποτελεί παράμετρο προς διερεύνηση. Τέλος, περιγράφεται και ένας μηχανισμός αποφυγής αδιεξόδων που προκύπτουν λόγω μηδενικών γραμμών στον πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης. Συμπεραίνεται, ότι με το προτεινόμενο μοντέλο δεν γίνεται υποτίμηση των απαραίτητων εφεδρειών, ενώ παράλληλα η επίδοσή του είναι καλύτερη σε σχέση με τα συμβατικά μοντέλα Markov.

Στην αναφορά [82] χρησιμοποιούνται εμφωλευμένες Μαρκοβιανές Αλυσίδες για την παραγωγή συνθετικών χρονοσειρών, οι οποίες χαρακτηρίζονται από τις εσωτερικές και τις εξωτερικές αλυσίδες. Οι καταστάσεις στην εξωτερική αλυσίδα προσδιορίζονται από τη μέση τιμή μιας ώρας, ενώ στην εσωτερική από μετρήσεις σε επίπεδο δευτερολέπτων. Έπειτα από σύγκριση με συμβατικά μοντέλα Markov αλλά και ARIMA, αναδεικνύεται η ανώτερη επίδοση της προτεινόμενης μεθόδου και η σημαντικά καλύτερη αναπαραγωγή της αυτοσυσχέτισης των αρχικών χρονοσειρών.

1.9 Αντικείμενο και Δομή της εργασίας

1.9.1 Αντικείμενο της εργασίας

Το βασικό αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη της επίδρασης της άεργης υποστήριξης αιολικών πάρκων στο όριο φόρτισης ενός συστήματος μεταφοράς. Συγκεκριμένα, σκοπός της εργασίας είναι να παρέχει μία εκτίμηση της αύξησης του ορίου φόρτισης και κατά συνέπεια του ορίου ευστάθειας τάσεως που οφείλεται σε μία προτεινόμενη μέθοδο μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης αιολικών πάρκων αποκλειστικών γραμμών σύνδεσης, παρουσία μεταβλητής αιολικής παραγωγής.

Ένα άλλο αντικείμενο της διατριβής αποτελεί η διερεύνηση νέων μηχανισμών αστάθειας, που οφείλονται σε αδυναμία μεταφοράς της εγχεόμενης ισχύος από μετατροπείς Ηλεκτρονικών Ισχύος. Οι μορφές αστάθειας που ερευνώνται είναι νεοφανείς και δεν έχουν μέχρι στιγμής ταξινομηθεί. Ταυτόχρονα προτείνεται ένα σχήμα προστασίας για την έγκαιρη ανίχνευση και αντιμετώπιση πιθανής αστάθειας του ανωτέρω τύπου.

Ειδικότερα, τα συστήματα που εξετάζονται στην εργασία αποτελούνται από γραμμές μεταφοράς στις οποίες συνδέεται μέσω αποκλειστικών γραμμών διανομής μέσης τάσης η αιολική παραγωγή. Τα δεδομένα των γραμμών σύνδεσης προέρχονται από πραγματικά αιολικά πάρκα που είναι συνδεδεμένα στο Ελληνικό σύστημα, στην περιοχή της Πελοποννήσου. Η γραμμή σύνδεσης κάθε πάρκου αποτελείται από τον υποσταθμό Υψηλής/Μέσης Τάσης και περιλαμβάνει μετασχηματιστή ισχύος εξοπλισμένο με ΣΑΤΥΦ. Στον ζυγό Μέσης Τάσης του υποσταθμού υπάρχουν αυτόματοι στατοί πυκνωτές αντιστάθμισης. Τα αιολικά πάρκα και οι επί μέρους ελεγκτές των ανεμογεννητριών έχουν τη δυνατότητα να ρυθμίζουν την έγχυση αέργου ισχύος στον ισοδύναμο ζυγό σύνδεσης κάθε πάρκου.

Για την προσομοίωση της επίδρασης που έχει η μεταβλητότητα του ανέμου στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος, δύο συσχετισμένες χρονοσειρές ταχυτήτων ανέμου θεωρούνται ως είσοδος στις ανεμογεννήτριες. Το μοντέλο που χρησιμοποιείται για την εξαγωγή των χρονοσειρών ενεργού παραγωγής, προσομοιώνει τη λειτουργία και τον έλεγχο μιας ανεμογεννήτριας μεταβλητών στροφών και συγκεκριμένα μιας ασύγχρονης ανεμογεννήτριας διπλής τροφοδότησης.

Για την εκτίμηση της συνεισφοράς κάθε αιολικού πάρκου, υλοποιούνται τρεις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου αέργου ισχύος του ηλεκτρονικού μετατροπέα, συγκεκριμένα η ρύθμιση με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, η ρύθμιση τάσης του

αιολικού πάρκου και μία προτεινόμενη μέθοδος ευφυούς ελέγχου με εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης των αιολικών πάρκων σε συνθήκες εκτάκτου ανάγκης. Ειδικότερα, η μέθοδος μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) αποτελεί ένα νέο απλουστευμένο σενάριο επικοινωνίας και στρατηγικής ελέγχου της υψηλής τάσης του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ σύνδεσης των διεσπαρμένων πηγών, που απαιτεί μόνο ένα διακριτό σήμα το οποίο θα ζητάει μέγιστη άεργη υποστήριξη από την διεσπαρμένη παραγωγή, όταν η ΥΤ της γραμμής μεταφοράς παραβιάσει ένα κατώφλι ελάχιστης τάσης. Η EMRS μπορεί να επιτευχθεί μέσω ενός φθηνού κι εύκολου να αποκτηθεί καναλιού επικοινωνίας, είτε ασύρματα (π.χ. κινητό τηλέφωνο) ή ενσύρματα από τις γραμμές μεταφοράς.

Επομένως, θεωρώντας ως είσοδο τις εξαγόμενες ντετερμινιστικές χρονοσειρές ενεργού παραγωγής, τα εξεταζόμενα συστήματα προσομοιώνονται για τις τρεις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του ηλεκτρονικού μετατροπέα που αναφέρθηκαν. Αρχικά προσομοιώνονται δύο συστήματα δοκιμών με ένα και δύο αιολικά πάρκα αντίστοιχα, ενώ εν συνεχεία προσομοιώνεται ολόκληρο το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ). Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων συγκρίνονται επίσης με τα ακραία σενάρια της σταθερής χαμηλής (άπνοια) και υψηλής (ισχυρός άνεμος) ενεργού παραγωγής.

Επιπρόσθετα, πραγματοποιούνται πιθανοτικές προσομοιώσεις των εξεταζόμενων συστημάτων μέσω της παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών, προκειμένου να δημιουργηθεί ένας δειγματικός χώρος πολλαπλών προσομοιώσεων και έτσι να πραγματοποιηθεί στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων. Αρχικά αναπτύσσεται ένας αλγόριθμος παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών με χρήση στοχαστικών μοντέλων Markov. Αφού γίνει η διακριτοποίηση και η εξαγωγή του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης των δεδομένων χρονοσειρών που αναφέρθηκαν προηγουμένως, διερευνάται η επίδραση των διαφόρων παραμέτρων στην αναπαραγωγή των συντελεστών αυτοσυσχέτισης και της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας, με σκοπό την καταλληλότερη επιλογή Μαρκοβιανού μοντέλου των χρονοσειρών. Τέλος, βάσει του επιλεχθέντος μοντέλου παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την επανάληψη των προσομοιώσεων, θεωρώντας τη χρήση της μεθόδου Monte Carlo Markov αλυσίδων (MCMC) ως μία κατάλληλη αναπαράσταση της αιολικής ισχύος και των στατιστικών της.

Συνοψίζοντας, στην παρούσα εργασία εξετάζεται η αύξηση του περιθωρίου ασφαλείας, όσον αφορά τον κίνδυνο μακροπρόθεσμης αστάθειας τάσης, που μπορεί να προκύψει, μέσω της υποστήριξης του συστήματος μεταφοράς από διεσπαρμένες παραγωγές. Ειδικότερα, στόχος της παρούσας εργασίας είναι να παρέχει μία πιθανοτική εκτίμηση της αύξησης του ορίου φόρτισης και κατά συνέπεια του ορίου ευστάθειας τάσεως που οφείλεται ταυτόχρονα στην παρουσία μεταβλητής στοχαστικής ενεργού παραγωγής και της μεθόδου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης αιολικών πάρκων, συμπεριλαμβάνοντας ένα προτεινόμενο σχήμα προστασίας για την έγκαιρη ανίχνευση και αντιμετώπιση της νεοφανούς αστάθειας μετατροπέα. Η Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS) διεσπαρμένων πηγών και η διερεύνηση νέων μηχανισμών αστάθειας μετατροπέα αποτελούν σημαντική συμβολή της εργασίας.

Για την προσομοίωση του συστήματος δοκιμών με ένα αιολικό πάρκο χρησιμοποιείται το λογισμικό MATLAB, ενώ για την προσομοίωση του συστήματος δοκιμών με δύο αιολικά πάρκα και του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος το πρόγραμμα προσομοίωσης στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα WPSTAB του εργαστηρίου ΣΗΕ του ΕΜΠ. Ειδικότερα, στα πλαίσια της εργασίας έχουν πραγματοποιηθεί αναβαθμίσεις και προσθήκες στο λογισμικό πακέτο WPSTAB, όσον αφορά τη προσθήκη δεδομένων γεννητριών εξοπλισμένων με ηλεκτρονικά ισχύος (Inverter Based Generator IBG), την υλοποίηση της μεθόδου ελέγχου EMRS, την ανίχνευση και αντιμετώπιση νεοφανούς αστάθειας μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος και τέλος τη δυνατότητα παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών ενεργού ισχύος μέσω επιλογής μοντέλου Markov.

1.9.2 Δομή της Διατριβής

Η παρούσα διδακτορική διατριβή αποτελείται από 10 κεφάλαια. Μετά το παρόν εισαγωγικό κεφάλαιο, στο οποίο παρουσιάστηκαν οι βασικές θεωρητικές έννοιες και το απαραίτητο μαθηματικό υπόβαθρο, η εργασία διαρθρώνεται ως εξής:

Στο **Κεφ. 2** διατυπώνεται το γενικό πρόβλημα επίδρασης των διεσπαρμένων πηγών στο όριο φόρτισης συστήματος μεταφοράς και ορίζεται το ασθενές σύστημα μεταφοράς. Αναλύονται οι κυριότεροι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος, όπως ανορθωτές, αντιστροφείς, μετατροπείς ΕΡ/ΣΡ/ΕΡ και μετατροπείς πηγής τάσεως/ρεύματος. Επίσης αναλύονται οι διατάξεις ρύθμισης αέργου ισχύος ενός ΣΗΕ, επικεντρώνοντας στους μετασχηματιστές με ΣΑΤΥΦ, στους μηχανισμούς αυτόματης ζεύξης/απόζευξης πυκνωτών και στους μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος. Τέλος, περιγράφεται η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης του συστήματος μεταφοράς από τις διεσπαρμένες πηγές που προτείνεται και προσομοιώνεται στην παρούσα εργασία.

Στο **Κεφ. 3** παρουσιάζεται η γενική δομή ενός συστήματος δοκιμών που χρησιμοποιείται σε διάφορες προσομοιώσεις της εργασίας και περιλαμβάνει αιολικά πάρκα που συνδέονται με αποκλειστική γραμμή διανομής MT στον υποσταθμό YT/MT του συστήματος μεταφοράς. Παρουσιάζονται τα δεδομένα των γραμμών σύνδεσης και των αιολικών πάρκων που θα εξεταστούν, καθώς και των συστημάτων αυτομάτου ελέγχου του δικτύου MT. Έπειτα, γίνεται κατάστρωση κι επίλυση των εξισώσεων του εξεταζόμενου συστήματος και περιγράφεται ο τρόπος με τον οποίο προέκυψαν οι χρονοσειρές αιολικής ισχύος που θα αποτελέσουν είσοδο στο μοντέλο της προσομοίωσης. Τέλος, πραγματοποιείται η προσομοίωση του συστήματος με χρήση της γλώσσας προγραμματισμού Matlab, θεωρώντας ως είσοδο τις χρονοσειρές αιολικής ισχύος που περιγράφηκαν προηγουμένως και εξετάζεται η επίδραση διαφορετικών μεθόδων ελέγχου του μετατροπέα του αιολικού πάρκου στο όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς.

Στο **Κεφ. 4** περιγράφονται δύο νέοι μηχανισμοί αστάθειας που παρατηρήθηκαν πρόσφατα και οφείλονται σε αδυναμία μεταφοράς της εγχεόμενης ισχύος μέσω μετατροπέων Ηλεκτρονικών Ισχύος σε δίκτυο με περιορισμένη δυνατότητα μεταφοράς. Η συγκεκριμένη μορφή αστάθειας είναι νεοφανής και δεν έχει μέχρι στιγμής ταξινομηθεί. Εν συνεχεία, προτείνεται ένα σχέδιο προστασίας για την έγκαιρη ανίχνευση και αντιμετώπιση πιθανής αστάθειας του μετατροπέα. Ακολούθως, πραγματοποιείται προσομοίωση ενός συστήματος δοκιμών που περιλαμβάνει διεσπαρμένη παραγωγή κάτω από δυσμενείς συνθήκες συστήματος μεταφοράς για περιπτώσεις ευσταθούς και ασταθούς λειτουργίας του μετατροπέα, προκειμένου να γίνει κατανοητή η λειτουργία του προτεινόμενου μηχανισμού αστάθειας. Τέλος, προτείνεται μία επιπρόσθετη έκτακτη μέθοδος προστασίας του μετατροπέα, η οποία επενεργεί σε περιπτώσεις μη έγκαιρης ανίχνευσης της αστάθειας.

Στο **Κεφ. 5** πραγματοποιείται διερεύνηση της εσωτερικής δομής και τοπολογίας των ανεμογεννητριών (λεπτομερές μοντέλο αιολικού πάρκου) που απαρτίζουν ένα αιολικό πάρκο, καθώς και ο τρόπος που διαμοιράζονται οι εντολές από τον κεντρικό ρυθμιστή στους επιμέρους ρυθμιστές των μετατροπέων των ανεμογεννητριών. Μέσω αυτής της

διερεύνησης εξετάζεται επιπρόσθετα κατά πόσο μπορούν να αναπαρασταθούν επαρκώς οι επιμέρους ανεμογεννήτριες ενός αιολικού πάρκου από μια ισοδύναμη μηχανή, όπως δηλαδή θεωρείται και υλοποιείται στην εργασία. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται σύγκριση της πλήρους προσομοίωσης δύο χρονικών κλιμάκων και της οιονεί στατικής προσέγγισης, προκειμένου να αναδειχθούν οι διαφορές και τα πλεονεκτήματα χρήσης των χρονικών κλιμάκων σε προβλήματα μακροπρόθεσμης ευστάθειας τάσεως. Ακολούθως αναλύεται η αστάθεια του μετατροπέα σε λειτουργία σταθερού ρεύματος όταν υποστηρίζει άεργα το σύστημα μεταφοράς σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης (που διερευνάται στο Κεφάλαιο 4) με το πλήρες λεπτομερές μοντέλο, ενώ τέλος εξετάζεται ο τρόπος με τον οποίο η κατάλληλη ρύθμιση των παραμέτρων των ελεγκτών του Αιολικού Πάρκου (και συγκεκριμένα του ελεγκτή γωνίας-βήματος και της στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος) μπορεί να αντιμετωπίσει την επερχόμενη αστάθεια σε αυτές τις περιπτώσεις.

Στο Κεφ. 6 παρουσιάζονται αρχικά οι αναβαθμίσεις και προσθήκες που πραγματοποιήθηκαν στα πλαίσια της παρούσας εργασίας στο πρόγραμμα προσομοίωσης στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα και ανάλυσης ευστάθειας τάσης WPSTAB, του εργαστηρίου ΣΗΕ του ΕΜΠ [31]. Αναλύεται κάθε μία εκ των καινούργιων δυνατοτήτων, ενώ για λόγους πληρότητας, περιγράφονται και κάποια βασικά χαρακτηριστικά του προγράμματος. Εν συνεχεία, προτείνεται μία τροποποίηση της μεθόδου μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 2, όσον αφορά το συντονισμένο έλεγχο μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στην ίδια περιοχή. Ειδικότερα, προτείνεται μία μέθοδος ενορχηστρωμένου ελέγχου, προκειμένου να πραγματοποιείται βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος όλων των αιολικών πάρκων προς το σύστημα μεταφοράς. Τέλος, περιγράφεται και προσομοιώνεται ένα σύστημα δοκιμών, αποτελούμενο από δύο αιολικά πάρκα που συνδέονται στο ίδιο δίκτυο μεταφοράς με αποκλειστικές γραμμές και λειτουργούν ταυτόχρονα, προκειμένου να εξεταστεί η επίδραση του συντονισμένου ελέγχου EMRS στο όριο φόρτισης ενός συστήματος μεταφοράς.

Στο Κεφ. 7 πραγματοποιείται μελέτη ευστάθειας τάσεως και ελέγχου στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ). Αρχικά αναλύεται μία κρίσιμη διαταραχή από το ΕΔΣ του θέρους του 2010, χρησιμοποιώντας αποτελέσματα από την εφαρμογή εκτίμησης ασφάλειας τάσεως σε πραγματικό χρόνο "on-line VSA". Η κρίσιμη διαταραχή αυτή έχει πολύ μικρά περιθώρια ασφαλείας και δυνητικά μπορεί να οδηγήσει σε εμφάνιση αστάθειας τάσης, επηρεάζοντας ιδιαίτερα το Νότιο τμήμα του συστήματος και συγκεκριμένα της περιοχής της Πελοποννήσου. Ακολούθως περιγράφεται η γενικευμένη δομή σύνδεσης αποκλειστικών γραμμών διανομής ΜΤ αιολικών πάρκων και υποσταθμών του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος και παρουσιάζονται τα δεδομένα των γραμμών σύνδεσης και των αιολικών πάρκων που θα εξεταστούν, καθώς και των συστημάτων αυτομάτου ελέγχου του δικτύου ΜΤ. Εν συνεχεία, η κρίσιμη διαταραχή προσομοιώνεται για τις περιπτώσεις σταθερής χαμηλής και υψηλής αιολικής παραγωγής της περιοχής της Πελοποννήσου και μελετάται η επίδραση της αυτόματης ζεύξης συστοιχιών πυκνωτών και της αέργου υποστήριξης των διεσπαρμένων πηγών στη μέγιστη δυνατότητα φόρτισης, τόσο συνολικά του ΕΔΣ, όσο και ειδικότερα στην Πελοπόννησο. Τέλος, συγκρίνεται η προτεινόμενη μέθοδος ενορχηστρωμένου ελέγχου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης με την περίπτωση μη συντονισμένου ελέγχου, προκειμένου να φανεί η βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος όλων των αιολικών πάρκων που πραγματοποιείται προς το σύστημα μεταφοράς.

Στο **Κεφ. 8** ορίζεται το στοχαστικό μοντέλο Markov, πάνω στο οποίο θα στηριχθούν οι αλγόριθμοι παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών. Για την κατανόηση της διαδικασίας μοντελοποίησης με αλυσίδες Markov, αρχικά δίνεται ένα παράδειγμα εφαρμογής σε χρονοσειρά 100 παρατηρήσεων, αναλύοντας τον τρόπο με τον οποίο γίνεται η διακριτοποίηση, η κανονικοποίηση και η εξαγωγή του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης. Ακολούθως περιγράφεται η προτεινόμενη διαδικασία παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών με μοντέλα Markov. Αφού αναπαρασταθούν οι αρχικές χρονοσειρές αιολικής ισχύος, περιγράφεται η διαδικασία μοντελοποίησης για την απλούστερη περίπτωση μοντέλου πρώτης τάξης με 10 καταστάσεις. Στη συνέχεια, μελετάται η επίδραση του αριθμού καταστάσεων και της τάξης της αλυσίδας στα αποτελέσματα, υπολογίζοντας τα αντίστοιχα μέσα τετραγωνικά σφάλματα για τα μεγέθη της αυτοσυσχέτισης και της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας. Τέλος, βάσει αυτών των σφαλμάτων, πραγματοποιείται η καταλληλότερη επιλογή μοντέλου Markov για τις δεδομένες χρονοσειρές ισχύος.

Στο **Κεφ. 9** πραγματοποιούνται πιθανοτικές προσομοιώσεις (αρχικά των εξεταζόμενων δικτύων δοκιμών κι εν συνεχεία του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος), θεωρώντας ως είσοδο τις παραγόμενες χρονοσειρές αιολικής ισχύος από το μοντέλο Markov του προηγούμενου κεφαλαίου. Παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την επανάληψη των προσομοιώσεων (μέθοδος Monte Carlo) για κάθε σύστημα, ενώ ταυτόχρονα πραγματοποιείται στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων. Τέλος, πραγματοποιείται πιθανοτική σύγκριση της επίδρασης διαφορετικών μεθόδων ελέγχου του μετατροπέα των αιολικών πάρκων στο όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς.

Τέλος, στο **Κεφ. 10** παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και η συμβολή της διατριβής και αναφέρονται οι προοπτικές για συνέχιση της έρευνας στο αντικείμενό της.

2

Παράσταση Συστήματος Μεταφοράς με Διεσπαρμένες Πηγές

2.1 Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς και Επίδραση Διεσπαρμένων Πηγών

2.1.1 Διατύπωση Προβλήματος και Γενική Δομή

Ένας βασικός παράγοντας στην πρόκληση αστάθειας τάσης, όπως επεξηγήθηκε στην εισαγωγική ενότητα 1.4, αποτελεί η αδυναμία μεταφοράς της απαιτούμενης ισχύος για την κάλυψη της ζήτησης των φορτίων [21]. Το σύστημα έχει την ικανότητα να μεταφέρει μια μέγιστη ενεργό (ή άεργο) ισχύ *P_{max}*, η οποία αποκαλείται μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς (MMI). Αυτή, προσδιορίζεται βάσει των διατάξεων και της τοπολογίας του εκάστοτε δικτύου.



Σχήμα 2.1 Γενική διάταξη συστήματος μεταφοράς με διεσπαρμένες πηγές

Η υψηλή διείσδυση μονάδων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στα ΣΗΕ τροποποιεί την λειτουργία τους και απαιτεί ενδελεχή έρευνα, προκειμένου να διασφαλιστεί η μεταφορά ισχύος και ως εκ τούτου η ευστάθεια σε αυτές τις συνθήκες. Δοσμένης της αυξανόμενης διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ και του επακόλουθου περιορισμού της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής, στη βιβλιογραφία μπορούν να βρεθούν διάφορες εργασίες όπου εξετάζεται η ευστάθεια τάσεως (και ως εκ τούτου το όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος) σε συστήματα μεταφοράς [85], [86], [87].

Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η επίδραση που μπορεί να ασκήσει η έγχυση (ή απορρόφηση) P,Q προερχόμενη από τη Διεσπαρμένη Παραγωγή (κυρίως από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας), στο όριο μέγιστης φόρτισης (P_{max}) ενός συστήματος μεταφοράς, όπως φαίνεται και στη γενική διάταξη συστήματος μεταφοράς με διεσπαρμένες πηγές του Σχήματος 2.1. Με άλλα λόγια, εξετάζεται η αύξηση του περιθωρίου ασφαλείας (ΔP_{max}), όσον αφορά τον κίνδυνο μακροπρόθεσμης αστάθειας τάσης, που μπορεί να προκύψει, μέσω της υποστήριξης του συστήματος μεταφοράς από τη διεσπαρμένη παραγωγή με κατάλληλη μεταβολή των εγχύσεων P,Q.

2.1.2 Ασθενές Σύστημα Μεταφοράς

Ένα σύστημα μεταφοράς χαρακτηρίζεται ως ασθενές, όταν η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των διεσπαρμένων πηγών είναι συγκρίσιμη με την ισχύ βραχυκύκλωσης στο σημείο σύνδεσης [88]. Το κύριο χαρακτηριστικό ενός ασθενούς δικτύου είναι η αυξημένη ευαισθησία ρύθμισης της τάσεως σε μεταβολές (π.χ. του φορτίου). Επομένως, όπου αναφέρεται ότι το σύστημα που εξετάζεται είναι ασθενές, εννοείται ότι υπάρχει περιορισμένη ικανότητα φόρτισης του δικτύου και ότι κάθε μεταβολή στο φορτίο έχει σημαντική επίδραση στη λειτουργία του συστήματος.

Η αριθμητική τιμή του λόγου βραχυκύκλωσης (Short Circuit Ratio SCR), δεν αποτελεί τίποτα παραπάνω από μία σύγκριση της ισχύος βραχυκυκλώσεως και της έγχυσης ισχύος του συστήματος σε ένα συγκεκριμένο ζυγό [89]. Να τονιστεί ότι ο λόγος βραχυκύκλωσης SCR δεν αποτελεί ένδειξη του πόσο ισχυρό είναι ολόκληρο το σύστημα, αλλά μία μέτρηση του πόσο ισχυρό είναι το σύστημα σε ένα συγκεκριμένο σημείο. Ως εκ τούτου, ένα σύστημα αποτελούμενο από πολλές γεννήτριες και γραμμές μεταφοράς θα έχει διαφορετικές τιμές ισχύος βραχυκύκλωσης σε κάθε ζυγό.

Σύμφωνα με την αναφορά [90], ο λόγος βραχυκυκλώσεως SCR ενός ζυγού, που αποτελεί δείκτη του πόσο ισχυρός είναι ο ζυγός, καθορίζεται ως η ικανότητα του ζυγού να διατηρεί την τάση σου σε διακυμάνσεις της αέργου ισχύος. Ένα σύστημα με υψηλό SCR επιδέχεται πολύ μικρότερες μεταβολές στην τάση από ένα δίκτυο με χαμηλό SCR [89].

Ο λόγος βραχυκυκλώσεως SCR αναφέρεται στο σημείο κοινής σύνδεσης (ΣΚΣ) των γραμμών της διεσπαρμένης παραγωγής και του συστήματος μεταφοράς (βλέπε Σχήμα 2.1). Έτσι, τελικά [91], [92]:

$$SCR = \frac{S_{B/K}}{P_{n_{\Delta\Pi}}} \tag{2.1}$$

όπου $S_{B/K}$ η ισχύς βραχυκυκλώσεως του συστήματος μεταφοράς στο σημείο κοινής σύνδεσης και $P_{n_{AH}}$ η συνολική ονομαστική ισχύς των διεσπαρμένων πηγών.

Επιπρόσθετα, με δεδομένο ότι η ισχύς βραχυκυκλώσεως $S_{B/K}$ μπορεί να οριστεί από την ονομαστική τάση του δικτύου E και από την συνολική αντίδραση του δικτύου Z_t , δηλαδή την αντίδραση Thevenin από τη μεριά του ΣΚΣ, ο λόγος βραχυκυκλώσεως μπορεί να εκφραστεί και ως [93], [94]:

$$SCR = \frac{E^2}{Z_t P_{n_{\Delta\Pi}}}$$
(2.2)

Σύμφωνα με την εξίσωση (2.2), εάν το σημείο σύνδεσης του δικτύου μεταφοράς με τη διεσπαρμένη παραγωγή είναι απομακρυσμένο, τότε η συνολική αντίδραση Z_t θα είναι μεγαλύτερη και άρα ο λόγος βραχυκυκλώσεως θα είναι μικρότερος. Ως εκ τούτου, το δίκτυο θα είναι ασθενέστερο.

Επιπροσθέτως, όπως είναι γνωστό, η άεργος ισχύς που παράγεται από πυκνωτές ή/και άλλες εγκάρσιες αγωγιμότητες είναι ανάλογη με το τετράγωνο της τάσεως. Άρα, οι εγκάρσιες αγωγιμότητες επιφέρουν μικρότερο αποτέλεσμα σε περίπτωση χαμηλών τάσεως [89]. Λόγω αυτού, συχνά χρησιμοποιείται και ο αποτελεσματικός λόγος βραχυκυκλώσεως (Effective Short Circuit Ratio ESCR), ο οποίος ορίζεται ως ακολούθως [89], [94]:

$$ESCR = \frac{S_{B/K} - Q_c}{P_{n_{DG}}}$$
(2.3)

όπου Q_c η άεργος ισχύς των εγκάρσιων αγωγιμοτήτων που συνδέονται στον εξεταζόμενο ζυγό (ΣΚΣ).

Πιο συγκεκριμένα, είναι σύνηθες να ορίζεται ένα σύστημα που περιλαμβάνει διεσπαρμένες πηγές ως ασθενές, όταν ο λόγος βραχυκυκλώσεως SCR ή ESCR στο σημείο κοινής σύνδεσης των διεσπαρμένων πηγών (Σχήμα 2.1) είναι προσεγγιστικά μικρότερος από την τιμή 10 [93], [95], [96], [92], [91], ενώ συναντώνται και αναφορές που το όριο αυτό φτάνει μέχρι και την τιμή 20 [88], [97], [98]. Συμπεραίνεται ως εκ τούτου ότι τιμή του λόγου βραχυκυκλώσεως κάτω από 10 μπορεί να θεωρηθεί ως μία καλή λύση αντιπροσώπευσης ενός ασθενούς δικτύου. Ωστόσο, σε κάθε περίπτωση το όριο αυτό αποτελεί μία εκτίμηση και απαιτείται περαιτέρω διερεύνηση για τον ορισμό των τιμών του λόγου βραχυκυκλώσεως, ανάλογα με το που παρατηρείται αυξημένη ευαισθησία ρύθμισης της τάσεως σε μεταβολές ισχύος.

Συνοψίζοντας, ένα σύστημα χαρακτηρίζεται ως ασθενές όταν ο λόγος βραχυκυκλώσεως λαμβάνει χαμηλή τιμή. Σε ένα ασθενές δίκτυο (χαμηλός λόγος βραχυκυκλώσεως), η ευαισθησία τάσεως σε μεταβολές της εγχεόμενης ενεργού ισχύος, και ακόμη περισσότερο σε μεταβολές της άεργου ισχύος, είναι μεγαλύτερη. Με άλλα λόγια, η ίδια ποσότητα αέργου υποστήριξης οδηγεί σε μεγαλύτερες αποκλίσεις τάσεως σε σύγκριση με ένα πιο ισχυρό δίκτυο [98]. Επομένως, όπου αναφέρεται ότι το σύστημα μεταφοράς είναι ασθενές, εννοείται ότι υπάρχει περιορισμένη ικανότητα ρύθμισης της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης της διεσπαρμένης παραγωγής και ότι κάθε μεταβολή στο φορτίο έχει σημαντική επίδραση στη λειτουργία του συστήματος.

2.2 Σύνδεση με Μετατροπείς Ηλεκτρονικών Ισχύος

Τα ηλεκτρονικά ισχύος είναι μια τεχνολογία η οποία παρεμβάλλεται στη διαδικασία της μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας ανάμεσα στην πηγή ηλεκτρικής ενέργειας και το

φορτίο, βασισμένη στη συνδυασμένη γνώση των συστημάτων ενέργειας, της ηλεκτρονικής και του ελέγχου. Εξαιτίας της διαφορετικής φύσεως των επιπέδων και μορφών της τάσεως και της συχνότητας της πηγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και των μεταβλητών απαιτήσεων των σύγχρονων εφαρμογών, η παρέμβαση των ηλεκτρονικών ισχύος στη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητη ώστε να εξασφαλιστεί η αποτελεσματική λειτουργία του συνολικού συστήματος. Όπως απεικονίζεται και στο Σχ. 2.2, η σύνδεση της πηγής με το εκάστοτε φορτίο απαιτεί την ύπαρξη ενός μετατροπέα κι ενός ελεγκτή. Ο μετατροπέας, ως συνολικό σύστημα, αποτελείται από ημιαγωγά στοιχεία υψηλής ικανότητας ισχύος, συσκευές αποθήκευσης ενέργειας και σε κάποιες περιπτώσεις περιλαμβάνονται και μετασχηματιστές τάσεως. Η διαδικασία της μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται κυρίως στον ελεγκτή, ο οποίος είναι μία ηλεκτρονική συσκευή χαμηλής ισχύος που περιλαμβάνει αναλογικά και ψηφιακά κυκλώματα και είναι υπεύθυνη για το χειρισμό των διακοπτικών στοιχείων, σύμφωνα με μία στρατηγική ελέγχου. Η στρατηγική ελέγχου έχει ως απώτερο σκοπό να διατηρήσει την ευστάθεια και την απόκριση του συστήματος σε ικανοποιητικά επίπεδα για τη συγκεκριμένη εφαρμογή [99].



Σχήμα 2.2 Λειτουργικό διάγραμμα ενός επεξεργαστή ισχύος

Η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να κατηγοριοποιηθεί σε τέσσερις βασικούς τύπους, σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά της εισόδου και της εξόδου του συστήματος:

- DC / DC μετατροπείς
- AC / DC μετατροπείς (ανορθωτές)
- DC / AC μετατροπείς (αντιστροφείς)
- AC / AC μετατροπείς

Για να είναι εφικτή η αποτελεσματικότερη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας και με υψηλότερη πυκνότητα ισχύος, οι σύγχρονες εφαρμογές πολλές φορές απαιτούν το συνδυασμό των παραπάνω μετατροπέων, με τη συνηθέστερη μορφή να είναι αυτή της μετατροπής AC/DC/AC, η οποία συναντάται συνήθως σε περιπτώσεις συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και διασύνδεσης διεσπαρμένων πηγών στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1 Μετατροπείς DC/AC Πηγής Τάσης και Πηγής Ρεύματος

Το βασικό χαρακτηριστικό των DC/AC μετατροπέων είναι η ικανότητα να παράγουν ημιτονοειδείς τάσεις εξόδου ελεγχόμενες ως προς το μέτρο, τη συχνότητα και τη φάση, από μία DC πηγή ισχύος. Στο Σχήμα 2.3(α) απεικονίζεται ένας συμβατικός τριφασικός μετατροπέας δύο επιπέδων.

Για την παραγωγή της AC κυματομορφής εξόδου από μία DC πηγή ισχύος, τα ημιαγωγά στοιχεία του μετατροπέα ανοιγοκλείνουν σύμφωνα με τη στρατηγική ελέγχου βασισμένα σε μία τεχνική διαμόρφωσης, όπως φέροντος σήματος (carrier

based), εύρους παλμών (pulse width), διανύσματος χώρου (space vector) κ.α.. Οι παραγόμενες κυματομορφές εξόδου από τον μετατροπέα ισχύος αποτελούνται από τη σύνθεση διακριτών τιμών τάσης ραγδαία μεταβαλλόμενων, όπως απεικονίζεται στο Σχ. 2.3(β). Παρόλο που η κυματομορφή εξόδου δεν είναι ημιτονοειδής, περιέχει μία θεμελιώδη συνιστώσα η οποία φέρει το επιθυμητό μέτρο και συχνότητα.



Σχήμα 2.3 (α) Ένας συμβατικού τύπου τριφασικός αντιστροφέας δύο επιπέδων (διπολική διαμόρφωση), (β) Κυματομορφή της τάσης εξόδου ενός VSC μετατροπέα με διαμόρφωση εύρους παλμών

Σύμφωνα με τη μορφή της DC πηγής, υπάρχουν δύο βασικά είδη τριφασικών μετατροπέων οι μετατροπείς πηγής τάσης (Voltage Source Converters – VSC) και οι μετατροπείς πηγής ρεύματος (Current Source Converters – CSC).

Οι μετατροπείς πηγής ρεύματος λειτουργούν με σταθερή τιμή ρεύματος, ενώ η διεύθυνση και η ποσότητα της ενεργού ισχύος που μεταφέρεται καθορίζεται από το πρόσημο και το μέτρο της συνεχούς τάσης αντίστοιχα. Από την πλευρά του δικτύου συνεχούς ρεύματος, ο μετατροπέας φαίνεται ως μια σταθερή πηγή ρεύματος που αλλάζει πρόσημο και μέτρο τάσης ανάλογα με την ισχύ που καλείται να μεταφέρει. Για τον λόγο αυτό, είναι απαραίτητη η χρήση πηνίου ως μέσου για τη διατήρηση του ρεύματος σε σταθερό επίπεδο, αλλά και φίλτρων συνεχούς ρεύματος για την εξομάλυνση της κυμάτωσης. Εξαιτίας του πηνίου, υπάρχει η δυνατότητα περιορισμού των ρευμάτων σφάλματος.

Οι μετατροπείς πηγής τάσης λειτουργούν με σταθερή τάση και μεταβλητό ρεύμα στη πλευρά εναλλασσόμενου ρεύματος και αποτελούν ελεγχόμενες πηγές σταθερής τάσης. Μπορούν να λειτουργούν είτε με χωρητικό είτε με επαγωγικό συντελεστή ισχύος, δηλαδή έχουν τη δυνατότητα τόσο παραγωγής όσο και απορρόφησης αέργου ισχύος, ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου εναλλασσόμενου ρεύματος. Αντίστοιχα, είναι ικανοί να παράγουν ή να απορροφούν ενεργό ισχύ, λειτουργώντας ως πηγή ή ως φορτίο. Έτσι, οι μετατροπείς ρυθμιζόμενης πηγής τάσης (VSC) λειτουργούν και στα τέσσερα τεταρτημόρια, καθώς η ενεργός και η άεργος ισχύς μπορούν να έχουν οποιαδήποτε κατεύθυνση [59], [100].

Από την πλευρά συνεχούς ρεύματος, γίνεται χρήση μιας χωρητικότητας, προκειμένου να διατηρείται η τάση σε σταθερό επίπεδο. Η χωρητικότητα αυτή, αποθηκεύει ή προσδίδει ενέργεια στο σύστημα αν η τάση είναι υψηλότερη ή χαμηλότερη της ονομαστικής αντίστοιχα. Ο ίδιος πυκνωτής λειτουργεί και ως φίλτρο αρμονικών χωρίς να επιβαρύνεται επιπλέον οικονομικά η διάταξη. Η αλλαγή της ροής ισχύος επιτυγχάνεται με την αντιστροφή της κατεύθυνσης του συνεχούς ρεύματος, ενώ η πολικότητα της συνεχούς τάσης παραμένει σταθερή.

Οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος DC/AC που χρησιμοποιούνται στην παρούσα εργασία θεωρείται πως λειτουργούν ως πηγές τάσης. Η τάση εναλλασσόμενου ρεύματος του μετατροπέα θεωρείται σταθερή κατά μέτρο, αλλά μπορεί να μεταβάλλεται σύμφωνα με κάποια μορφή ελέγχου. Η ρύθμιση αυτή λογίζεται ως ακαριαία, δηλαδή πραγματοποιείται χωρίς να αυξηθεί ο χρόνος της προσομοίωσης.

2.2.2 Μετατροπείς ΑC/DC/AC

Η συσκευή ελέγχου αυτού του τύπου συγκροτείται από μια τριφασική γέφυρα με IGBT στοιχειά έξι παλμών, συνδυάζοντας δυο μετατροπείς με κοινή διασύνδεση συνεχούς ρεύματος και ένα πυκνωτή μεγάλης χωρητικότητας (DC-link), ώστε να αποφεύγεται η μεταφορά ενέργειας από το ένα κομμάτι στο άλλο (Σχ. 2.4). Το σημαντικό πλεονέκτημα αυτής της διάταξης είναι η μεταφορά ισχύος και η δυνατότητα ελέγχου ανέργου και άεργου ισχύος, που γίνεται ξεχωριστά για κάθε πλευρά.

Ειδικότερα, οι μετατροπείς AC/DC/AC αποτελούνται συνήθως από έναν ανορθωτή AC/DC, ένα μετατροπέα DC/DC και έναν αντιστροφέα DC/AC. Η τοπολογία που είναι πιο συνηθισμένη φαίνεται στο Σχήμα 2.4. Λόγω της σύνδεσης δυο όμοιων μετατροπέων τύπου πηγής τάσης, είναι γνωστή ως μετατροπέας back-to-back.



Σχήμα 2.4 Μετατροπέας AC/DC/AC με σύνδεση back-to-back αντιστροφέων

Ο μετατροπέας από την πλευρά της γεννήτριας λειτουργεί ως ανορθωτής, ενώ από την πλευρά του δικτύου ως αντιστροφέας. Συγκεκριμένα, ο μετατροπέας back-to-back (AC/DC/AC) αποτελείται από έναν βεβιασμένης-μεταγωγής ανορθωτή (forcedcommutated rectifier) και έναν βεβιασμένης-μεταγωγής αντιστροφέα (forcedcommutated inverter) που συνδέεται με ένα κοινό DC-link, όπως φαίνεται και στο σχήμα 2.4. Η τάση DC-link ρυθμίζεται ελέγχοντας τη ροή ισχύος στο δίκτυο εναλλασσόμενου ρεύματος και ο μετατροπέας συνεργάζεται με το DC-link, καθιστώντας δυνατή την αύξηση της ισχύος εξόδου ενός συνδεδεμένου μηχανήματος στον μετατροπέα πάνω από την ονομαστική ισχύ.

Μια σημαντική ιδιότητα του μετατροπέα back-to-back είναι η δυνατότητα του γρήγορου ελέγχου της ροής ισχύος. Με τον έλεγχο της ροή ισχύος προς το δίκτυο, η τάση στο DC-link μπορεί να θεωρηθεί σταθερή. Η παρουσία ενός γρήγορου βρόχου ελέγχου για την τάση στο DC-link καθιστά δυνατή τη μείωση του μεγέθους του πυκνωτή, χωρίς να επηρεάζεται η απόδοση του μετατροπέα.

Στην διάταξη αυτή η ροή ισχύος είναι αμφίπλευρη. Προκειμένου να βελτιστοποιείται η εξαγόμενη ισχύς, η τάση του πυκνωτή πρέπει να παραμένει σταθερή, και παράλληλα ο έλεγχος του μετατροπέα της γεννήτριας πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο, ώστε αυτή να οδηγείται σε ταχύτητες περιστροφής που αντιστοιχούν σε βέλτιστη λειτουργία.

2.2.3 Μετατροπείς Ισχύος και Διεσπαρμένη Παραγωγή

Στα συστήματα ΑΠΕ συναντώνται οι τύποι διασύνδεσης που απεικονίζονται συνοπτικά στο Σχήμα 2.5. Στις περιπτώσεις διασύνδεσης συστημάτων ανεμογεννητριών (Α/Γ), για παράδειγμα, χρησιμοποιείται αρχικά ένας μετατροπέας ισχύος ως τριφασικός ανορθωτής. Ο DC/DC μετατροπέας που ακολουθεί χρησιμοποιείται ώστε να ελεγχθεί η λειτουργία της Α/Γ και να επιτευχθεί η εκπλήρωση των συνθηκών αποδοτικότερης λειτουργίας. Έπειτα, ένας αντιστροφέας ισχύος χρησιμοποιείται για τη διασύνδεση με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας (Σχήματα 2.4-2.5α, AC/DC/AC).

Ωστόσο, στις περισσότερες μορφές ΑΠΕ όπου η μορφή της τάσεως εισόδου είναι συνεχής (π.χ. φωτοβολταϊκά πάρκα), εφαρμόζεται το σύστημα ελέγχου του Σχήματος 2.5(β) και 2.5(γ). Υπό τη λειτουργία αυτή χρησιμοποιείται ένας DC/DC μετατροπέας ο οποίος καλείται να εξασφαλίσει την αποδοτικότερη λειτουργία της πηγής ΑΠΕ ή τη διατήρηση ενός σταθερού DC ζυγού τάσης. Ο αντιστροφέας ισχύος πραγματοποιεί τη διασύνδεση με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ή/και τη διατήρηση του σταθερού DC ζυγού τάσης, λειτουργία η οποία εξαρτάται από τη λειτουργία του προηγούμενου σε σειρά μετατροπέα ισχύος.



ΑΠΕ Ανορθωτής(ΑC/DC) DC/DC Αντιστροφέας(DC/AC) Δίκτυο

Σχήμα 2.5 Σχηματική απεικόνιση τρόπων διασύνδεσης των ΑΠΕ με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας

Να τονιστεί σε αυτό το σημείο ότι οι μετατροπείς ισχύος δεν είναι απαραίτητοι μόνο για τη μετατροπή της ισχύος, αλλά και για την εξασφάλιση πολλών άλλων ζητημάτων, όπως ασφάλεια, αποφυγή του φαινομένου της νησιδοποίησης, ρύθμιση του συντελεστή ισχύος κ.α.. Δεδομένου ότι η παρούσα εργασία πραγματεύεται την αξιοποίηση των διεσπαρμένων πηγών και ειδικότερα των αιολικών πάρκων με σκοπό τη βελτίωση της ευστάθειας τάσεως ΣΗΕ, οι μετατροπείς που χρησιμοποιούνται για τη σύνδεση της διεσπαρμένης παραγωγής είναι AC/DC/AC (Σχ. 2.4, 2.5α).

2.2.4 Δυνατότητες Ελέγχου, Ονομαστικά Μεγέθη και Όρια Λειτουργίας

Οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος μπορούν να ελέγχουν ξεχωριστά την ενεργό και την άεργο ισχύ που παράγουν ή καταναλώνουν και κατ' επέκταση τα ρεύματα ή τις τάσεις. Επειδή οι μετατροπείς στην πραγματικότητα συνθέτουν την κυματομορφή εναλλασσόμενου ρεύματος ή τάσεως, έχουν πολύ γρήγορη αντίδραση, καθιστώντας δυνατή τη ρύθμιση εντός μιας περιόδου (20ms για σύστημα 50Hz). Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η ρύθμιση αυτή θεωρείται ακαριαία στην χρονικά κλίμακα που εξετάζεται στην παρούσα εργασία (βήμα 1 ή 10 δευτερολέπτων).

Στη διάταξη του μετατροπέα DC/AC, ο έλεγχος ενεργού ισχύος εξασφαλίζει ότι η ισχύς που προέρχεται από την πηγή εισόδου μεταφέρεται στο δίκτυο εναλλασσόμενου ρεύματος, χωρίς να υπερφορτίζεται ο πυκνωτής στη πλευρά DC. Ο ανεξάρτητος έλεγχος αέργου ισχύος γίνεται με κατάλληλη μεταβολή της ενεργού τιμής εναλλασσόμενης τάσης, προκειμένου να ρυθμίζεται κάποια απομακρυσμένη τάση ή να διατηρείται ο συντελεστής ισχύος σε ένα συγκεκριμένο επίπεδο.

Οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος δεν έχουν δυνατότητα έστω χρονικά περιορισμένης υπερφόρτισης. Σε περίπτωση που ζητηθεί από τον ρυθμιστή τάσεως/αέργου ισχύος τιμή ρεύματος που υπερβαίνει την ονομαστική, αυτή περιορίζεται αυτόματα. Στη συγκεκριμένη εργασία, ο ρυθμιστής υλοποιείται με μεταβολή της τάσης του μετατροπέα ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως, έως ότου το ρεύμα επιστρέψει σε επιτρεπτό επίπεδο (βλέπε υποενότητα 2.3.3). Όπως εξηγήθηκε και προηγουμένως, η δράση του ρυθμιστή θεωρείται ακαριαία.

Η μέγιστη τιμή του ρεύματος οφείλει να καλύπτει την ονομαστική φαινόμενη ισχύ υπό ονομαστική τάση. Συνεπώς, θεωρώντας S_n την ονομαστική φαινόμενη ισχύ και V_n την ονομαστική τάση του μετατροπέα (στο ανά μονάδα σύστημα), το μέγιστο όριο του ρεύματος είναι:

$$I^{lim}(\alpha,\mu,) = \frac{S_n}{V_n} \tag{2.4}$$

Η σχέση μεταξύ της απαιτούμενης αέργου ισχύος και της παραγόμενης ενεργού ισχύος απεικονίζεται στα ακόλουθα διαγράμματα ενεργού-αέργου ισχύος (P-Q διαγράμματα ικανότητας, Σχήματα 2.6-2.9). Στα σχήματα 2.6-2.8 παρουσιάζεται το «ημικυκλικό» διάγραμμα που χρησιμοποιείται στην παρούσα διατριβή για ονομαστική (μπλε καμπύλη), μέγιστη επιτρεπόμενη (κόκκινη καμπύλη) και χαμηλή τάση μετατροπέα (μαύρη καμπύλη), V_n , V_w^{lim} και $V_{w,low}$ αντίστοιχα, ενώ στο Σχ. 2.9 αναπαρίστανται μαζί τα τρία ημικυκλικά διαγράμματα των σχημάτων 2.6-2.8 για λόγους εποπτείας. Συγκεκριμένα, το ημικυκλικό διάγραμμα χρησιμοποιείται όταν οι μετατροπείς μπορούν να φτάνουν τη φαινόμενη ισχύ για πιθανές τιμές ενεργού και αέργου ισχύος. Το P-Q διάγραμμα ικανότητας μέχρι πρόσφατα οριζόταν μόνο στην ονομαστική τάση [101], κάτι το οποίο δεν είναι επαρκές, δεδομένου ότι το μέγιστο ρεύμα καθορίζει τα όρια ενεργού και αέργου ισχύος και ως εκ τούτου η τάση επηρεάζει το P-Q διάγραμμα.

Σύμφωνα με το Σχ. 2.6, για ονομαστική τάση V_n και μέγιστο ρεύμα I^{lim} , ο μετατροπέας μπορεί να φτάσει την ονομαστική φαινόμενη ισχύ S_n για πιθανές τιμές ενεργού και αέργου ισχύος. Συγκεκριμένα, θεωρείται ότι για ονομαστική ενεργό ισχύ P_n ο μετατροπέας εγχέει μηδενική άεργο ισχύ και ως εκ τούτου ο ονομαστικός συντελεστής ισχύος $cos \varphi_n$ είναι μοναδιαίος.



Σχήμα 2.6 P-Q ημικυκλικό διάγραμμα για ονομαστική τάση μετατροπέα (I=I^{lim})

Σύμφωνα με το Σχ. 2.7, για μέγιστη επιτρεπόμενη τάση μετατροπέα V_w^{lim} και μέγιστο ρεύμα I^{lim} , ο μετατροπέας μπορεί να φτάσει τη μέγιστη φαινόμενη ισχύ (ίση με το γινόμενο I^{lim} και V_w^{lim}) για πιθανές τιμές ενεργού και αέργου ισχύος. Ωστόσο, δεδομένου ότι η μέγιστη ενεργός ισχύς θεωρείται ίση με την ονομαστική φαινόμενη ισχύ του μετατροπέα ($P_n = P_{max} = S_n$), το ημικυκλικό διάγραμμα περιορίζεται για τιμές μεγαλύτερες της P_n , όπως παρατηρείται και στο Σχ. 2.7.



Σχήμα 2.7 P-Q ημικυκλικό διάγραμμα για μέγιστη τάση μετατροπέα (I=I^{lim})

Σημειώνεται ότι στο Σχ. 2.7 με Q_{max} συμβολίζεται η μέγιστη επιτρεπόμενη άεργος ισχύς του μετατροπέα, ίση με τη μέγιστη φαινόμενη ισχύ $(I^{lim}V_w^{lim})$, ενώ με Q_n η ονομαστική άεργος ισχύς (για μέγιστη τάση και ρεύμα μετατροπέα), δηλαδή:

$$Q_n(\alpha, \mu) = \sqrt{(I^{lim} V_w^{lim})^2 - P_n^2}$$
(2.5)

Σύμφωνα με το Σχ. 2.8, για χαμηλή τάση μετατροπέα (έστω 0.9 αμ) και μέγιστο ρεύμα I^{lim} , ο μετατροπέας μπορεί να φτάσει σε χαμηλότερη φαινόμενη ισχύ από την ονομαστική (ίση με το γινόμενο μεγίστου ρεύματος I^{lim} και χαμηλής τάσεως $V_{w,low}$) για πιθανές τιμές ενεργού και αέργου ισχύος.



Σχήμα 2.8 P-Q ημικυκλικό διάγραμμα για χαμηλή τάση μετατροπέα ($I=I^{lim}$)

Τέλος, στο Σχ. 2.9 αναπαρίστανται συγκεντρωτικά τα ημικυκλικά διαγράμματα των Σχημάτων 2.6-2.8 για λόγους εποπτείας και σύγκρισης.



Σχήμα 2.9 P-Q ημικυκλικά διαγράμματα ικανότητας για ονομαστική (μπλε), μέγιστη επιτρεπόμενη (κόκκινη) και χαμηλή τάση μετατροπέα (μαύρη καμπύλη)

2.3 Διατάξεις Ρύθμισης Αέργου Ισχύος

2.3.1 Διακριτό Μοντέλο ΣΑΤΥΦ

Ένας επιπρόσθετος ρόλος των μεγάλων μετασχηματιστών στους υποσταθμούς διανομής, πέρα από τον υποβιβασμό του επιπέδου τάσης διανομής, είναι και ο έλεγχός του. Για το σκοπό αυτό, είναι εφοδιασμένοι με λήψεις για την αλλαγή του λόγου μετασχηματισμού. Το σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ) λειτουργεί με ηλεκτροκινητήρες, ενώ ο χειρισμός γίνεται αυτόματα μέσω ηλεκτρονόμου που συγκρίνει την τάση δευτερεύοντος με μια προκαθορισμένη τιμή αναφοράς. Σε περίπτωση που ανιχνευθεί διαφορά, δίνεται κατάλληλη εντολή ανύψωσης ή μείωσης της σχέσης μετασχηματισμού.

Σύμφωνα με το διακριτό μοντέλο για το ΣΑΤΥΦ, θεωρείται ότι ο λόγος μετασχηματισμού αλλάζει ακαριαία με ένα βήμα Δr , σε διακριτές τιμές χρόνου t_k . Ειδικότερα, οι διακριτές τιμές χρόνου ορίζονται ως $t_k = k\Delta T$, όπου ΔT το βήμα της προσομοίωσης και $k \in \mathbb{N}$. Η ρύθμιση αυτή περιορίζεται από το άνω και κάτω όριο του λόγου μετασχηματισμού r_{min} και r_{max} , οι οποίοι αντιστοιχούν στην εξάντληση των διαθέσιμων λήψεων του τυλίγματος του μετασχηματιστή. Επιπρόσθετα, η χρονική καθυστέρηση που μεσολαβεί για την πρώτη αλλαγή λήψης ισούται με T_{D0} , ενώ για τις επόμενες είναι ίση με T_{D1} , με την πρώτη να είναι συνήθως μεγαλύτερη για να αποφεύγονται περιττές αλλαγές κατά τη διάρκεια μεταβατικών φαινομένων. Σημειώνεται ότι στη συγκεκριμένη υλοποίηση θεωρείται ότι και οι δυο αυτές χρονικές καθυστερήσεις είναι ίσες με T_{LTC} .

Όπως προαναφέρθηκε, ρόλος του ΣΑΤΥΦ είναι ο έλεγχος της τάσης διανομής V_2 , προκειμένου να βρίσκεται εντός μιας νεκρής ζώνης V_{2min} έως V_{2max} :

$$V_{2min} = V_{2_0} - \frac{d}{2} \kappa \alpha v_{2max} = V_{2_0} + \frac{d}{2}$$
(2.6)

όπου V_{2_0} είναι η τάση αναφοράς του δευτερεύοντος και d το εύρος της νεκρής ζώνης ρύθμισης του ΣΑΤΥΦ.

Ο διακριτός έλεγχος μοντελοποιείται μέσω της ακόλουθης εξίσωσης διαφορών:

$$r_{k+1} = \begin{cases} r_k + \Delta r , & \text{an } V_2 > V_{2max} \text{ kal } r_k < r_{max} \\ r_k - \Delta r , & \text{an } V_2 < V_{2min} \text{ kal } r_k > r_{min} \\ r_k , & \text{Siapopetiká} \end{cases}$$
(2.7)

όπου $r_k = r(t_k)$ ο λόγος μετασχηματισμού την χρονική στιγμή t_k . Προκειμένου να αλλάξει η λήψη του ΣΑΤΥΦ, πρέπει για όλη τη διάρκεια χρονικής καθυστέρησης του ΣΑΤΥΦ T_{LTC} να παραβιάζεται ο ανισοτικός περιορισμός που φαίνεται στην (2.7).

2.3.2 Αυτόματοι Μηχανισμοί Ζεύξης-Απόζευξης Πυκνωτών

Οι μηχανισμοί ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στην αντιστάθμιση αέργου ισχύος στο σύστημα, διατηρώντας τα επίπεδα τάσεων και τις ροές αέργου ισχύος σε επιθυμητά επίπεδα.

Η διαδικασία σύνδεσης και αποσύνδεσης συστοιχιών των πυκνωτών, αγωγιμότητας ΔB_c η καθεμία, χαρακτηρίζεται από χρονική καθυστέρηση T_{Bc} , η οποία είναι συνήθως αρκετών δευτερολέπτων, προκειμένου να αποφεύγονται ανεπιθύμητες ή άσκοπες

ρυθμίσεις και παράλληλα να υπάρχει επαρκές χρονικό διάστημα για τη ρύθμιση τάσης από άλλους μηχανισμούς όπως τα ΣΑΤΥΦ.

Η άεργος υποστήριξη υλοποιείται με την αυτόματη ζεύξη κάθε βαθμίδας, ανάλογα με την τιμή της τάσης στο πρωτεύον (YT) του μετασχηματιστή. Σημειώνεται ότι σε προηγούμενες εργασίες [60], [62], [58], η σύνδεση των πυκνωτών γινόταν με βάση την άεργο ισχύ του ζυγού μέσης τάσης του δευτερεύοντος του μετασχηματιστή. Ωστόσο, διαπιστώθηκε ότι δεν γινόταν πλήρης αξιοποίησή τους, αφού υπήρχαν περιπτώσεις που δεν είχαν συνδεθεί όλες οι βαθμίδες μέχρι το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος [102], [64]. Έτσι, επιτυγχάνεται η καλύτερη αξιοποίησή τους, όταν συνδέονται για τη ρύθμιση της YT του συστήματος μεταφοράς.

Ο διακριτός έλεγχος των μηχανισμών ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών γίνεται με βάση την παρακάτω εξίσωση διαφορών :

$$B_{c,k+1} = \begin{cases} B_{c,k} + \Delta B_c , & \text{an } V_1 < V_{1min} \text{ kal } B_{c,k} < B_{c,max} \\ B_{c,k} - \Delta B_c , & \text{an } V_1 > V_{1max} \text{ kal } B_{c,k} > B_{c,min} \\ B_{c,k} & , & \text{diagoretika} \end{cases}$$
(2.8)

όπου $B_{c,k} = B_c(t_k)$ η αγωγιμότητα των πυκνωτών αντιστάθμισης την χρονική στιγμή t_k και V_{1min} και V_{1max} τα όρια της νεκρής ζώνης για την τάση πρωτεύοντος (YT).

2.3.3 Μετατροπείς Ηλεκτρονικών Ισχύος

Μέσω των μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος μπορεί να πραγματοποιηθεί ξεχωριστός έλεγχος αέργου ισχύος που παράγεται ή καταναλώνεται και κατ' επέκταση έλεγχος των τάσεων ή ρευμάτων. Οι δύο πιο γνωστές και συχνά εφαρμοσμένες στρατηγικές ελέγχου αέργου ισχύος από τους μετατροπείς είναι η λειτουργία μοναδιαίου συντελεστή ισχύος και η λειτουργία ρύθμισης τάσεως.

Σύμφωνα με την λειτουργία μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (Unity Power Factor – UPF), η τάση του μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος αλλάζει στιγμιαία, προκειμένου να διατηρείται μηδενική άεργος ισχύς. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται ελαχιστοποίηση των απωλειών, καθώς δεν υπάρχει ροή αέργου ισχύος στις αντιστάσεις μέχρι τον υποσταθμό (ελάχιστο ρεύμα).

Όσον αφορά τη λειτουργία ρύθμισης της τάσης (Constant Voltage Control – CVC), προσαρμόζεται από τον μετατροπέα η εγχεόμενη άεργος ισχύς του ελεγχόμενου ζυγού, προκειμένου να διατηρηθεί σταθερή η τάση του μετατροπέα (π.χ. του ζυγού MT του αιολικού πάρκου V_w), σε μια τιμή αναφοράς που έχει οριστεί.

Μία διαφορετική στρατηγική ελέγχου αέργου ισχύος μέσω των μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος και συγκεκριμένα η λειτουργία μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης, που αποτελεί συμβολή της παρούσας εργασίας, περιγράφεται στην επόμενη ενότητα (Ev. 2.4).

2.4 Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης EMRS

Η Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης (Emergency Maximum Reactive Support – EMRS) αποτελεί σημαντική συμβολή της παρούσας εργασίας, δημοσιευμένη στις αναφορές [59], [62], [102], [57]. Για την ενεργοποίησή της απαιτείται ένα διακριτό σήμα που ζητά μέγιστη άεργο υποστήριξη, το οποίο στέλνεται

σε περίπτωση που η υψηλή τάση του υποσταθμού (έστω V_1) πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο κατώφλι V_1^{lim} . Όταν το σήμα αέργου υποστήριξης ληφθεί από το μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος της διεσπαρμένης παραγωγής (π.χ. από το αιολικό πάρκο), η ελεγχόμενη τάση του μετατροπέα, έστω V_w , παίρνει την μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της V_w^{lim} . Σημειώνεται ακόμη, ότι τίθεται μια χρονική καθυστέρηση T_{EMRS} από τη στιγμή που εντοπισθεί παραβίαση του ορίου V_1^{lim} , προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι ενδεχόμενες μεταβολές της τάσης V_1 που επανέρχονται εντός ορίου, δεν ενεργοποιούν τον έλεγχο μέγιστης αέργου υποστήριξης. Συνεπώς, η λογική ελέγχου της έκτακτης μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) φαίνεται στην εξίσωση:

$$V_w = V_w^{lim}, \qquad \text{\'otav} \ V_1 < V_1^{lim} \ \gamma_{\text{Ia}} \ t \ge T_{EMRS}$$
(2.9)

Όσον αφορά το συντονισμένο έλεγχο μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στην ίδια περιοχή, παρουσιάζεται στο κεφάλαιο 6 και στην εργασία [64] μια τροποποίηση ως προς τη λειτουργία της εντολής (2.9), προκειμένου να πραγματοποιείται βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος των μετατροπέων προς το σύστημα μεταφοράς.

Μια ακόμη σημαντική θεώρηση, είναι πως οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος δεν έχουν τη δυνατότητα υπερφόρτισης. Για τον λόγο αυτό, υλοποιείται ένας περιοριστής ρεύματος, ο οποίος μεταβάλλει ακαριαία την τάση V_w εάν διαπιστώσει υπέρβαση του μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος I^{lim} . Η μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή του ρεύματος οφείλει να καλύπτει την ονομαστική φαινόμενη ισχύ υπό ονομαστική τάση. Συνεπώς, θεωρώντας S_n ονομαστική φαινόμενη ισχύ και V_n ονομαστική τάση του μετατροπέα (στο ανά μονάδα σύστημα), το μέγιστο όριο του ρεύματος είναι $I^{lim}(\alpha\mu) = S_n/V_n$, όπως προαναφέρθηκε και στην υποενότητα 2.2.4. Η λειτουργία του περιοριστή σταματά όταν επιτευχθεί η επαναφορά του ρεύματος εντός του επιθυμητού ορίου. Συγκεκριμένα, η τάση V_w του μετατροπέα μειώνεται όταν το πρόσημο της αέργου ισχύος Q_w είναι θετικό (παραγωγή Q). Με αυτόν τον τρόπο η μείωση Q_w (άρα και μείωσή της κατά απόλυτη τιμή) συνεπάγεται μείωση του ρεύματος I_w , αφού I_w = $=\sqrt{P_w^2 + Q_w^2}/V_w$. Απεναντίας, στην περίπτωση που η άεργος ισχύς Q_w είναι αρνητική, αύξηση της τάσεως του μετατροπέα V_w συνεπάγεται μείωση της αέργου ισχύος κατά απόλυτη τιμή (και ως επακόλουθο μείωση του ρεύματος).

Συνεπώς, η λογική ελέγχου του περιοριστή ρεύματος φαίνεται στην εξίσωση :

$$V_{w,i} = V_{w,i} - sign(Q_w) \Delta V, \text{ όσο } I_{w,i} > I_{lim}$$
(2.10)

όπου sign(x) η συνάρτηση προσήμου, δηλαδή sign(x) = (x/|x|) και i ο αριθμός των επαναλήψεων. Σημειώνεται πως η σχέση (2.10) εφαρμόζεται πολλές φορές εάν χρειαστεί για να ικανοποιηθεί η ανισότητα με αμελητέα χρονική καθυστέρηση.

Εάν ο περιοριστής ρεύματος ενεργοποιηθεί μετά την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριζης, τότε αφότου το ρεύμα επανέλθει στο επιθυμητό επίπεδο, εφαρμόζεται ο παρακάτω έλεγχος προκειμένου να επανέλθει η τάση του αιολικού πάρκου στην μέγιστη τιμή της. Σημειώνεται ότι η σταθερά ε λαμβάνεται ίση με το βήμα μεταβολής τάσης ΔV.

$$V_{w,i} = V_{w,i} + \Delta V$$
, όταν $I_{w,i} < I_{lim} - \varepsilon$ και $V_{w,i} < V_w^{lim}$ (2.11)

Σε περίπτωση που παραβιαστεί εκ νέου η ανισότητα που αφορά το ρεύμα, ο περιοριστής ενεργοποιείται ξανά (Σχέση 2.9).

Ως εκ τούτου, από τις σχέσεις (2.9)-(2.11) συνεπάγεται ότι η τάση και το ρεύμα του αιολικού πάρκου, $V_{w,i}$ και $I_{w,i}$ αντίστοιχα, υπόκεινται στον κάτωθι συμπληρωματικό περιορισμό:

$$V_w \le V_w^{lim} \perp I_w \le I_{lim} \tag{2.12}$$

Τέλος, ο ρυθμιστής ενεργού ισχύος φροντίζει ώστε η ενεργός ισχύς του μετατροπέα να είναι ίση με την ενεργό παραγωγή του πάρκου. Εξαιρούνται οι περιπτώσεις που το σύστημα κινδυνεύει να οδηγηθεί σε αστάθεια. Τότε ενεργοποιείται ο Μηχανισμός Αντιμετώπισης Αστάθειας Μετατροπέα, όπως παρουσιάζεται σε [63], [102] και στο Κεφάλαιο 4. Με αυτόν τον μηχανισμό η ενεργός ισχύς που εγχέει το αιολικό πάρκο στο δίκτυο προσαρμόζεται κατάλληλα, μέχρις ότου παρέλθει ο κίνδυνος αστάθειας.

Σε αυτό το σημείο αξίζει να σημειωθεί ότι η μεταβολή της αέργου ισχύος αναφοράς (Q_{ref}) και ως εκ τούτου του αέργου ρεύματος (i_q) των αιολικών πάρκων, είτε αυτό αναφέρεται σε ανεξάρτητο έλεγχο αιολικών πάρκων μέσω τοπικών ελεγκτών ή σε συντονισμένο έλεγχο Α/Π μέσω κεντρικού ελεγκτή, είναι ισοδύναμη με την περίπτωση μεταβολής της τάσεως αναφοράς (V_{ref}) των αιολικών πάρκων που υλοποιείται στην παρούσα εργασία. Αυτό συμβαίνει διότι ο ρυθμιστής αέργου ισχύος αποστέλλει σήματα μεταβολής άεργων ρευμάτων και άρα μεταβολής των τάσεων των μονάδων (ανεμογεννητριών ή αιολικών πάρκων), προκειμένου να μεταβάλλει την άεργο ισχύ. Ωστόσο, μεταβάλλοντας την άεργο ισχύ καθίσταται απαραίτητος ο περιορισμός της τάσεων αναφοράς (V_{ref}) των αιολικών του τάσεων αναφοράς του ρεύματος). Ως εκ τούτου κρίνεται απαραίτητος ο έλεγχός της (πέραν του ελέγχου του ρεύματος). Ως εκ τούτου, επιλέγεται η μέθοδος μεταβολής των τάσεων αναφοράς (V_{ref}) των αιολικών πάρκων.

3

Προσομοιώσεις Δικτύων Δοκιμών με Αιολικά Πάρκα

Στο κεφάλαιο αυτό περιγράφεται αρχικά το σύστημα δοκιμών που χρησιμοποιείται στις προσομοιώσεις και περιλαμβάνει Αιολικά Πάρκα που συνδέονται με αποκλειστική γραμμή διανομής MT. Παρουσιάζονται τα δεδομένα των γραμμών σύνδεσης και των Αιολικών Πάρκων που θα εξεταστούν, καθώς και των συστημάτων αυτομάτου ελέγχου του δικτύου MT (ΣΑΤΥΦ, συστοιχίες πυκνωτών, ρυθμιστής ενεργού και αέργου ισχύος του Αιολικού Πάρκου). Στη συνέχεια, πραγματοποιείται η προσομοίωση του συστήματος θεωρώντας ως είσοδο χρονοσειρές αιολικής ισχύος και εξετάζεται η επίδραση διαφορετικών μεθόδων ελέγχου του μετατροπέα του αιολικού πάρκου στο όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς.

3.1 Γενική Δομή Συστήματος Δοκιμών με ένα Α/Π (αποκλειστική γραμμή διανομής ΜΤ)

3.1.1 Δομή και Δεδομένα Συστήματος

Το υπό εξέταση σύστημα έχει τη δομή που φαίνεται στο Σχήμα 3.1. Αποτελείται από ένα ακτινικό δίκτυο διανομής που περιλαμβάνει έναν υποσταθμό Υψηλής Τάσης/Μέσης Τάσης, καθώς και την αποκλειστική γραμμή σύνδεσης του αιολικού πάρκου. Ο υποσταθμός (Υ/Σ) ΥΤ/ΜΤ βρίσκεται στο μέσο ενός ακτινικού δικτύου μεταφοράς που αντιπροσωπεύεται από δυο ίσες αντιδράσεις X στην πλευρά της πηγής και του φορτίου του σημείου κοινής σύνδεσης αντίστοιχα. Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από μια σταθερή πηγή τάσης Ε, η οποία αντιπροσωπεύει το ισοδύναμο Thevenin ενός διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από ένα απομακρυσμένο φορτίο μεταβλητής αγωγιμότητας Υ συνδεδεμένο στον ζυγό φορτίου υψηλής τάσης V_L. Για λόγους απλότητας, θεωρείται μοναδιαίος συντελεστής ισχύος φορτίου, δηλαδή πλήρης αντιστάθμιση της αέργου ισχύος του φορτίου. Προκειμένου να εντοπισθούν οι συνθήκες μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, προσομοιώνεται μια συνεχής αύξηση της ωμικής αγωγιμότητας του φορτίου σε μορφή ράμπας, με ρυθμό 0,1% ανά δευτερόλεπτο. Τέλος, μέσω του διακόπτη S που φαίνεται στο Σχήμα 3.1, δίνεται η δυνατότητα εξέτασης του συστήματος μεταφοράς χωρίς τη συμμετοχή της γραμμής σύνδεσης διεσπαρμένης παραγωγής.



Σχήμα 3.1 Μονογραμμικό Διάγραμμα Συστήματος Δοκιμών

Τα δεδομένα των αιολικών πάρκων και των γραμμών σύνδεσης που εξετάζονται, ανηγμένα στη βάση S_B =100MVA, φαίνονται στον Πίνακα 3.1.

Πίνακας 3.1 Δεδομένα Γραμμών Σύνδεσης Αιολικών Πάρκων (S_B=100MVA)

А/П	S_n (MVA)	<i>X</i> (αμ)	X_t ($\alpha\mu$)	R_l ($\alpha\mu$)	X_l ($\alpha\mu$)	B_l ($\alpha\mu$)
#1	18,9	0,2	0,4	0,43	1	0,004
#2	36	0,2	0,4	0,02	0,2	0

Τα αιολικά πάρκα του Πίνακα 3.1 έχουν διαφορετικά χαρακτηριστικά: Το Α/Π #2 είναι περίπου διπλάσιας ονομαστικής ισχύος και συνδέεται πολύ κοντά στον υποσταθμό Υψηλής Τάσης/Μέσης Τάσης. Αντίθετα, το Α/Π #1 συνδέεται μέσω γραμμής διανομής μήκους 15 χιλιομέτρων. Επομένως, οι συνολικές σύνθετες αντιστάσεις έχουν μεγαλύτερη τιμή από αυτές του Α/Π #2. Και στις δυο περιπτώσεις ο υποσταθμός περιλαμβάνει μετασχηματιστή 150/20kV εξοπλισμένο με Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο (ΣΑΤΥΦ), ονομαστικής ισχύος 50 MVA και επαγωγικής αντίδρασης X (βλέπε Πίνακα 3.1), ανηγμένης στα ονομαστικά του μεγέθη. Στον ζυγό MT του υποσταθμού υπάρχουν αυτόματοι πυκνωτές αντιστάθμισης B_c τριών βαθμίδων, ονομαστικής ισχύος 4 MVAr εκάστη.

Οι επιμέρους ανεμογεννήτριες του αιολικού πάρκου αναπαρίστανται από μια ισοδύναμη μηχανή, η οποία συνδέεται στο σημείο κοινής σύνδεσης (ζυγός μέσης τάσης του αιολικού πάρκου). Ο ζυγός MT του αιολικού πάρκου συνδέεται στη συνέχεια με γραμμή ή καλώδιο μέσης τάσης σύνθετης αντίστασης Z_l στον υποσταθμό MT/YT, ο μετασχηματιστής του οποίου έχει επαγωγική αντίδραση X_l . Δεν αναπαρίσταται ξεχωριστά ο μετασχηματιστής ανύψωσης της ανεμογεννήτριας (XT/MT), διότι περιλαμβάνεται στη σύνθετη αντίσταση Z_l . Δηλαδή, τα δεδομένα $(R_l + jX_l)$ περιλαμβάνουν και τους μετασχηματιστές XT/MT των ανεμογεννητριών που απαρτίζουν την ισοδύναμη γεννήτρια του αιολικού πάρκου, ανηγμένα στη μέση τάση.

3.1.2 Διατάξεις Ρύθμισης Αέργου Ισχύος

Το εξεταζόμενο δίκτυο MT του Σχ. 3.1 διαθέτει τρεις αυτόματες διατάξεις ρύθμισης αέργου ισχύος: το Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο (ΣΑΤΥΦ), τις αυτόματες συστοιχίες πυκνωτών και το μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος του αιολικού πάρκου. Οι μηχανισμοί αυτοί δεν πρέπει να δρουν σε αντίθεση μεταξύ τους, αλλά απαιτείται κατάλληλος συντονισμός. Παρότι στο κεφάλαιο 2 (Εν. 2.3-2.4) πραγματοποιήθηκε αναλυτική περιγραφή και μοντελοποίηση των εν λόγω διατάξεων, ακολούθως πραγματοποιείται μία σύντομη περιγραφή αυτών για λόγους διευκόλυνσης.

Όπως προαναφέρθηκε, ρόλος του ΣΑΤΥΦ είναι ο έλεγχος της τάσης διανομής V_2 , προκειμένου να βρίσκεται εντός μιας νεκρής ζώνης V_{2min} έως V_{2max} :

$$V_{2min} = V_{2_0} - \frac{d}{2} \kappa \alpha V_{2max} = V_{2_0} + \frac{d}{2}$$
(3.1)

όπου V_{2_0} είναι η τάση αναφοράς του δευτερεύοντος και d το εύρος της νεκρής ζώνης ρύθμισης του ΣΑΤΥΦ.

Ο διακριτός έλεγχος του ΣΑΤΥΦ μοντελοποιείται μέσω της ακόλουθης εξίσωσης διαφορών:

$$r_{k+1} = \begin{cases} r_k + \Delta r , \quad \text{an } V_2 > V_{2max} \text{ kal } r_k < r_{max} \\ r_k - \Delta r , \quad \text{an } V_2 < V_{2min} \text{ kal } r_k > r_{min} \\ r_k , \quad \text{diagoretika} \end{cases}$$
(3.2)

όπου $r_k = r(t_k)$ ο λόγος μετασχηματισμού την χρονική στιγμή t_k . Προκειμένου να αλλάξει η λήψη του ΣΑΤΥΦ, πρέπει για όλη τη διάρκεια χρονικής καθυστέρησης του ΣΑΤΥΦ T_{LTC} να παραβιάζεται ο ανισοτικός περιορισμός που φαίνεται στην (3.2).

Ο διακριτός έλεγχος των μηχανισμών ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών γίνεται με βάση την παρακάτω εξίσωση διαφορών :

$$B_{c,k+1} = \begin{cases} B_{c,k} + \Delta B_c, & \text{av } V_1 < V_{1min} \text{ και } B_{c,k} < B_{c,max} \\ B_{c,k} - \Delta B_c, & \text{av } V_1 > V_{1max} \text{ και } B_{c,k} > B_{c,min} \\ B_{c,k}, & \text{διαφορετικά} \end{cases}$$
(3.3)

όπου $B_{c,k} = B_c(t_k)$ η αγωγιμότητα των πυκνωτών αντιστάθμισης την χρονική στιγμή $t_k = k\Delta T$, όπου ΔT το βήμα της προσομοίωσης, $k \in \mathbb{N}$ και V_{1min} και V_{1max} τα όρια της νεκρής ζώνης για την τάση πρωτεύοντος (YT). Προκειμένου να πραγματοποιηθεί ζεύξη/απόζευξη συστοιχίας πυκνωτών, πρέπει για όλη τη διάρκεια χρονικής καθυστέρησης του αυτόματου μηχανισμού ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών T_{B_c} να παραβιάζεται ο ανισοτικός περιορισμός που φαίνεται στην (3.3).

Στην παρούσα εργασία, οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος θεωρούνται πως λειτουργούν ως ρυθμιζόμενες πηγές εναλλασσόμενης τάσεως, ενώ ο έλεγχός τους θεωρείται ότι γίνεται ακαριαία, χωρίς χρονική καθυστέρηση. Υπάρχει δυνατότητα για τρεις στρατηγικές ελέγχου της αέργου ισχύος από τους μετατροπείς. Η πρώτη είναι η λειτουργία μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF), η δεύτερη είναι η λειτουργία ρύθμιση της τάσεως του ζυγού MT του αιολικού πάρκου (CVC) και η τρίτη η Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS).

Η λειτουργία Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (Emergency Maximum Reactive Support – EMRS) παρουσιάστηκε στην Ενότητα 2.4 και αποτελεί

σημαντική συμβολή της παρούσας εργασίας, δημοσιευμένη στις αναφορές [59], [62], [102], [57]. Για την ενεργοποίησή της απαιτείται ένα διακριτό σήμα που ζητά μέγιστη άεργο υποστήριξη, το οποίο στέλνεται σε περίπτωση που η υψηλή τάση του υποσταθμού (έστω V_1) πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο κατώφλι V_1^{lim} (Πίνακας 3.3). Όταν το σήμα αέργου υποστήριξης ληφθεί από το αιολικό πάρκο, η ελεγχόμενη τάση V_w παίρνει τη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της V_w^{lim} . Σημειώνεται ακόμη, ότι τίθεται μια χρονική καθυστέρηση T_{EMRS} από τη στιγμή που εντοπισθεί παραβίαση του ορίου V_1^{lim} , προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι ενδεχόμενες μεταβολές της τάσης V_1 που επανέρχονται εντός ορίου, δεν ενεργοποιούν τον έλεγχο μέγιστης αέργου υποστήριξης. Η λογική ελέγχου της μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) φαίνεται στην εξίσωση:

$$V_w = V_w^{lim}, \qquad \text{ótav} \ V_1 < V_1^{lim} \ \text{yia} \ t \ge T_{EMRS}$$
(3.4)

Μια ακόμη σημαντική θεώρηση, είναι πως οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος δεν έχουν τη δυνατότητα υπερφόρτισης. Για τον λόγο αυτό, υλοποιείται ένας περιοριστής ρεύματος, ο οποίος μεταβάλλει ακαριαία την τάση V_w εάν διαπιστώσει υπέρβαση του μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος I^{lim} . Η μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή του ρεύματος, θεωρώντας S_n ονομαστική φαινόμενη ισχύ και V_n ονομαστική τάση του μετατροπέα (στο ανά μονάδα σύστημα), είναι $I^{lim}(\alpha\mu) = S_n/V_n$, όπως αναφέρθηκε και στην υποενότητα 2.2.4. Η λειτουργία του περιοριστή σταματά όταν επιτευχθεί η επαναφορά του ρεύματος εντός του επιθυμητού ορίου. Η λογική ελέγχου του περιοριστή ρεύματος φαίνεται στην εξίσωση:

$$V_{w,i} = V_{w,i} - sign(Q_w)\Delta V, \text{ óro } I_{w,i} > I_{lim}$$

$$(3.5)$$

όπου sign(x) η συνάρτηση προσήμου, δηλαδή sign(x) = (x/|x|) και *i* ο αριθμός των επαναλήψεων. Σημειώνεται πως η σχέση (3.5) εφαρμόζεται πολλές φορές εάν χρειαστεί για να ικανοποιηθεί η ανισότητα με αμελητέα χρονική καθυστέρηση.

Εάν ο περιοριστής ρεύματος ενεργοποιηθεί μετά την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης, τότε αφότου το ρεύμα επανέλθει στο επιθυμητό επίπεδο, εφαρμόζεται ο παρακάτω έλεγχος προκειμένου να επανέλθει η τάση του αιολικού πάρκου στην μέγιστη τιμή της. Σημειώνεται ότι η σταθερά ε λαμβάνεται ίση με το βήμα μεταβολής τάσης ΔV.

$$V_{w,i} = V_{w,i} + \Delta V, \qquad \text{όταν } I_{w,i} < I_{lim} - \varepsilon \text{ και } V_{w,i} < V_w^{lim}$$
(3.6)

Σε περίπτωση που παραβιαστεί εκ νέου η ανισότητα που αφορά το ρεύμα, ο περιοριστής ενεργοποιείται ξανά (Σχέση 3.5).

Τα δεδομένα των διατάξεων ρύθμισης αέργου ισχύος φαίνονται στον Πίνακα 3.2, ενώ στον Πίνακα 3.3 φαίνονται οι οριακές τιμές των τάσεων, στις οποίες ενεργοποιούνται οι διατάξεις.

r _{min}	<i>r_{max}</i>	d	⊿r (%)	LTC steps	ΔB_c (MVAr)	B _c steps	T_{LTC} (s)	T_{Bc} (s)	T_{EMRS} (s)	ΔV, ε (αμ)
0.8	1.2	0.00625	0.625	48	4	3	10	60	1	0.001

Πίνακας 3.2 Δεδομένα Συστημάτων Αυτομάτου Ελέγχου Συστήματος

V_{1min}	V _{1max}	V_1^{lim}	V_w^{lim}
0.95	1.05	0.9	1.1

Πίνακας 3.3 Δεδομένα Συστημάτων Αυτομάτου Ελέγχου Συστήματος

Για λόγους διευκόλυνσης επαναλαμβάνεται ότι r_{min} και r_{max} είναι το άνω και κάτω όριο του λόγου μετασχηματισμού r, d το εύρος της νεκρής ζώνης ρύθμισης του ΣΑΤΥΦ, Δr το βήμα του λόγου μετασχηματισμού, T_{LTC} η χρονική καθυστέρηση αλλαγής λήψης του ΣΑΤΥΦ, ΔB_c η αγωγιμότητα κάθε βαθμίδας των πυκνωτών αντιστάθμισης, T_{Bc} η χρονική καθυστέρηση σύνδεσης και αποσύνδεσης συστοιχιών των πυκνωτών, V_{Imin} και V_{Imax} τα όρια της νεκρής ζώνης για την τάση πρωτεύοντος (ΥΤ) αυτόματης ζεύξης-απόζευξης στατών πυκνωτών, V_I^{lim} το κατώφλι ελέγχου της υψηλής τάσης V_1 του υποσταθμού για ενεργοποίηση σήματος μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS), T_{EMRS} η χρονική καθυστέρηση από τη στιγμή που εντοπισθεί παραβίαση του ορίου V_1^{lim} για ενεργοποίηση EMRS και τέλος V_w^{lim} η μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή τάσεως του μετατροπέα Α/Π.

3.1.3 Εξισώσεις Συστήματος

Μεταβλητές κατάστασης του συστήματος του Σχ. 3.1 θεωρούνται τα μεγέθη V_w , r και B_c . Η ενεργός ισχύς P_w του Α/Π και η αγωγιμότητα του φορτίου θεωρούνται είσοδοι και προέρχονται από δεδομένες χρονοσειρές αιολικής ισχύος και τη γραμμική αύξηση ζήτησης φορτίου που εφαρμόζεται για τη μελέτη της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος αντίστοιχα. Έτσι, οι αλγεβρικές εξισώσεις του δικτύου μπορούν να συμβολιστούν ως εξής:

$$V_1 = g_1(V_w, r, B_c, P_w, G)$$
(3.7)

$$V_2 = g_2(V_w, r, B_c, P_w, G)$$
(3.8)

$$Q_w = g_3(V_w, r, B_c, P_w, G)$$
(3.9)

$$I_w = g_4(V_w, r, B_c, P_w, G)$$
(3.10)

Σε κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης, το αιολικό πάρκο που εξετάζεται έχει δεδομένη παραγωγή ενεργού ισχύος (σήμα εισόδου) και τάση (μεταβλητή κατάστασης). Επομένως, μπορεί να θεωρηθεί ως ζυγός παραγωγής (PV). Ως εκ τούτου, για τον υπολογισμό των μεγεθών που φαίνονται στις εξισώσεις (3.7) έως (3.10) γίνεται αναγωγή στην πλευρά μέσης τάσης και υπολογίζεται το ισοδύναμο Thevenin που φαίνεται από το ζυγό του αιολικού πάρκου. Ο αναλυτικός προσδιορισμός της τάσης και σύνθετης αντίστασης Thevenin πραγματοποιήθηκε στην εργασία [59] και παρουσιάζεται συνοπτικά ακολούθως.

Συγκεκριμένα, το δίκτυο για σταθερές r και B_c είναι παθητικό και έχει σύνθετη αντίσταση που προκύπτει από τον παράλληλο συνδυασμό $Z_o = jX // (1/G + jX)$, ανηγμένο στην πλευρά μέσης τάσης κι ως εκ τούτου πολλαπλασιασμένο με $1/r^2$ (βλέπε Σχήμα 3.1), εν σειρά με την αντίδραση του μετασχηματιστή $Z_1 = jX_t$, παράλληλα με την αγωγιμότητα $B_l/2$ της γραμμής και την αγωγιμότητα των συστοιχιών πυκνωτών B_c που έχουν συνδεθεί στον ζυγό MT, δηλαδή με $Z_2 = 1/(jB_c + jB_l/2)$, εν σειρά με την συνολική αντίσταση και αντίδραση της γραμμής μέσης τάσης $Z_3 = R_l + jX_l$ και τέλος παράλληλα με την αγωγιμότητα $B_l/2$ της γραμμής ζ $Z_4 = 2/jB_l$. Ως εκ τούτου, η σύνθετη αντίσταση Thevenin ισούται με:

$$Z_T \angle \gamma = ((\frac{1}{r^2} Z_o + Z_1) / / Z_2 + Z_3) / / Z_4$$
(3.11)

Για τον υπολογισμό της ισοδύναμης τάσης Thevenin, θεωρώντας $Z_A = jX/r^2$, $Z_B = (1/G + jX)/r^2$ και $Z_C = jX_t$, το σύστημα (Σχ. 3.1) μετασχηματίζεται, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.2, εφαρμόζοντας μετατροπή αστέρα σε τρίγωνο. Η σύνθετη αντίσταση Z_{AC} υπολογίζεται ως $Z_{AC} = Z_A + Z_C + Z_A Z_C / Z_B$, όπως είναι γνωστό, ενώ τα Z_{AB} και Z_{BC} προκύπτουν αντίστοιχα με εναλλαγή των δεικτών.



Σχήμα 3.2 Μετασχηματισμένο σύστημα για τον υπολογισμό Ε_T [59]

Σύμφωνα με το Σχήμα 3.2, η σύνθετη αντίσταση Z_{BC} συνδέεται παράλληλα με την αγωγιμότητα $B_l/2$ της γραμμής και την αγωγιμότητα των συστοιχιών πυκνωτών B_c που έχουν συνδεθεί στον ζυγό MT, δηλαδή $Z_{01} = Z_{BC} // [1/(jB_c + jB_l/2)]$. Εν συνεχεία, παρατηρείται ότι η σύνθετη αντίσταση Z_{01} συνδέεται παράλληλα με την συνολική αντίσταση και αντίδραση της γραμμής μέσης τάσης, καθώς και με την αγωγιμότητα $B_l/2$ της γραμμής, δηλαδή με $Z_{02} = (R_l + jX_l + 2/(jB_l))$ και άρα $Z_{03} = Z_{01} // Z_{02}$. Εφαρμόζοντας ακολούθως καταμερισμό τάσεως προκύπτει ότι η τάση του δευτερεύοντος του μετασχηματιστή (MT) είναι $\tilde{V}_2 = (E/r)[Z_{03}/(Z_{03} + Z_{AC})]$ και ότι η τάση Thevenin είναι $\tilde{E}_T = (2/(jB_l)) \tilde{V}_2/Z_{02}$. Ως εκ τούτου, η τάση Thevenin τελικά ισούται με:

$$\tilde{E}_T = \{ (2/(jB_l)) \left[Z_{03}/(Z_{03} + Z_{AC}) \right] / Z_{02} \} (E/r)$$
(3.12)

Συνοψίζοντας, για τον υπολογισμό των μεγεθών που φαίνονται στις εξισώσεις (3.7) έως (3.10) γίνεται αναγωγή στην πλευρά MT και υπολογίζεται το ισοδύναμο Thevenin που φαίνεται από το ζυγό του αιολικού πάρκου, όπως αναπαρίσταται στο Σχήμα 3.3.



Σχήμα 3.3 Ισοδύναμο Thevenin στην Πλευρά του Α/Π

Τα στοιχεία του ισοδύναμου κυκλώματος παρουσιάζονται ως συναρτήσεις:

$$E_T = f_E(E, G, r, B_c) \tag{3.13}$$

$$\theta_T = f_\theta(E, G, r, B_c) \tag{3.14}$$

$$R_T = f_R(E, G, r, B_c) \tag{3.15}$$

$$X_T = f_X(E, G, r, B_c) \tag{3.16}$$

Στο Σχήμα 3.3 η σύνθετη αντίσταση έχει τη μορφή:

$$Z_T \angle \gamma = R_T + j X_T \tag{3.17}$$

Η γωνία απωλειών ορίζεται ως:

$$\beta = \frac{\pi}{2} - \gamma \tag{3.18}$$

Η ενεργός ισχύς που παράγει το αιολικό πάρκο γράφεται ως [103], [59]:

$$P_w = \frac{V_w^2}{Z_T} \sin\beta - \frac{V_w E_T}{Z_T} \sin(\Delta\theta + \beta)$$
(3.19)

Με τη γωνία $\Delta \theta = \theta_T - \theta_w$ να δίνεται από την επίλυση της (3.19):

$$\Delta\theta = \sin^{-1} \left(\frac{-P_w + R_T \frac{V_w^2}{Z_T^2}}{\frac{V_w E_T}{Z_T}} \right) - \beta$$
(3.20)

Η άεργος ισχύς που παράγει το αιολικό πάρκο θα είναι [103]:

$$Q_w = \frac{V_w^2}{Z_T} \cos\beta - \frac{V_w E_T}{Z_T} \cos(\Delta\theta + \beta)$$
(3.21)

Μετά τον υπολογισμό της γωνίας Δθ, καθίσταται εύκολη η εύρεση της αέργου ισχύος και της γωνίας του αιολικού πάρκου:

$$\theta_w = \theta_T - \Delta\theta \tag{3.22}$$

Μετά τον υπολογισμό των Q_w , θ_w , το κύκλωμα του Σχήματος 3.1 μπορεί να επιλυθεί προκειμένου να προσδιορισθούν τα υπόλοιπα μεγέθη του συστήματος, δηλαδή τα I_w , V_2 , V_1 , I_L , V_L .

Συγκεκριμένα, το ρεύμα του μετατροπέα και της γραμμής του αιολικού πάρκου υπολογίζονται ως εξής [59]:

$$\tilde{I}_{w} = \frac{P_{w} - jQ_{w}}{\tilde{V}_{w}^{*}}$$
(3.23)

$$\tilde{I}_{b2} = j \frac{B_l \tilde{V}_w}{2} \tag{3.24}$$

$$\tilde{I}_d = \tilde{I}_w - \tilde{I}_{b2} \tag{3.25}$$

Ενώ η τάση στο ζυγό ΜΤ του υποσταθμού ισούται με:

$$\tilde{V}_2 = \tilde{V}_w - \tilde{I}_d (R_l + jX_l) \tag{3.26}$$

Το ρεύμα που διέρχεται από τις συστοιχίες πυκνωτών και το ρεύμα που διαρρέει τον μετασχηματιστή είναι αντίστοιχα [59]:

$$\tilde{I}_c = j B_c \tilde{V}_2 \tag{3.27}$$

$$\tilde{I}_{b1} = j \frac{B_l \tilde{V}_2}{2} \tag{3.28}$$

$$\tilde{I}_t = \tilde{I}_d - \tilde{I}_{b1} - \tilde{I}_c \tag{3.29}$$

Η υψηλή τάση V_1 (πρωτεύον του μετασχηματιστή) ισούται με:

$$\tilde{V}_1 = r \tilde{V}_1^{"} = r \left(\tilde{V}_2 - j \tilde{I}_t X_t \right)$$
 (3.30)

Στη συνέχεια, υπολογίζεται η ενεργός ισχύς που εγχέεται στον ζυγό υψηλής τάσης:

$$P_1 = P_w - I_d^2 R_l (3.31)$$

Τα ρεύματα φορτίου και δικτύου, καθώς και οι αντίστοιχες τιμές ενεργού ισχύος βρίσκονται ως ακολούθως [59]:

$$\tilde{I}_L = \frac{\tilde{V}_1}{\frac{1}{G} + jX} \tag{3.32}$$

$$\tilde{I}_e = \frac{\tilde{I}_t}{r} - \tilde{I}_L \tag{3.33}$$

$$P_L = {I_L}^2 \frac{1}{G} \tag{3.34}$$

$$P_e = P_L - P_1 \tag{3.35}$$

Τέλος, η τάση του ζυγού φορτίου είναι:

$$\tilde{V}_L = \tilde{V}_1 - j\tilde{I}_L X \tag{3.36}$$

Συνεπώς, όλες οι αλγεβρικές εξισώσεις του δικτύου, δηλαδή οι Σχέσεις (3.7)-(3.10) προσδιορίζονται μετά την επίλυση της (3.20), που είναι συνάρτηση της V_w και του ισοδύναμου Thevenin, μέσω των σχέσεων (3.13)-(3.16). Στον Πίνακα 3.4 φαίνεται η αρχικοποίηση του συστήματος για τα δυο αιολικά πάρκα [59], [61], [63]. Όλα τα μεγέθη είναι εκφρασμένα σε βάση ισχύος S_B =100 MVA.

Πίνακας 3.4 Αρχικοποίηση Δικτύου (α.μ. σε βάση ισχύος SB=100MVA)

А/П	Ε	r	P_{I}	Q_{I}	V_{10}	V_{20}	V_{2max}	V_{2min}	V_{w0}
#1	0.9703	0.9938	0.0210	0.0091	0.9722	0.9821	0.9883	0.9758	1.0008
#2	0.9778	0.9875	0.0176	0.0144	0.9808	0.9990	1.0052	0.9927	1.0022

Σημειώνεται ότι η ισοδύναμη σταθερή τάση *E* του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, αρχικοποιείται σε διαφορετική τιμή για τα δεδομένα σύνδεσης κάθε Αιολικού Πάρκου, όπως φαίνεται στον Πιν. 3.4. Στην πραγματικότητα δηλαδή, εξετάζονται δύο διαφορετικά συστήματα, τα οποία είναι ίδια όμως ως προς τη δομή και τη συμπεριφορά του φορτίου.

3.1.4 Αρχικοποίηση

Οι αρχικές τιμές της υψηλής τάσης V_{10} του υποσταθμού και της ενεργού και αέργου ισχύος στο ζυγό υψηλής τάσης του υποσταθμού (P_1 και Q_1 αντίστοιχα) θεωρούνται δεδομένες από ένα στιγμιότυπο πραγματικού συστήματος για κάθε ένα από τα δύο Αιολικά Πάρκα.

Θεωρήθηκε αρχικά ότι η τάση του αιολικού πάρκου V_w είναι ίση με τη μονάδα, ενώ τα μεγέθη P_1, Q_1, V_{10} στην υψηλή τάση είναι γνωστά. Στη συνέχεια, επιλύθηκε η ακόλουθη διτετράγωνη εξίσωση μεταξύ των ζυγών υψηλής τάσης και αιολικού πάρκου για τον προσδιορισμό της τάσης $V_{10}^{\prime\prime}$:

$$[(V_{10}^{\prime\prime})^2]^2 + [2Q_1(X_t + X_l) - 2P_1R_l - V_w^2](V_{10}^{\prime\prime})^2 + [(R_l^2 + (X_t + X_l)^2)](P_1^2 + Q_1^2) = 0$$
(3.37)

Στη συνέχεια υπολογίζεται ο λόγος μετασχηματισμού r από την εξίσωση (3.32), στρογγυλοποιώντας έτσι ώστε να είναι συμβατός με τις διακριτές τιμές που μπορεί να πάρει:

$$r = \frac{V_{10}}{V_{10}^{\prime\prime}} \tag{3.38}$$

Η ανηγμένη τάση V''_1 επαναπροσδιορίζεται στη συνέχεια, με στρογγυλοποιημένη τιμή του r που προέκυψε από την (3.32) ως εξής:

$$\tilde{V}_{10}^{\prime\prime} = \frac{\tilde{V}_{10}}{r} \tag{3.39}$$

Έπειτα, υπολογίζεται εκ νέου η τάση V_w από τις παρακάτω εξισώσεις. Σημειώνεται ότι οι εγκάρσιες αγωγιμότητες B_l θεωρούνται στο σημείο αυτό αμελητέες, ενώ οι πυκνωτές B_c δεν είναι συνδεδεμένοι στο αρχικό στιγμιότυπο και συνεπώς δεν διαρρέονται από ρεύμα.

$$\tilde{I}_t = \tilde{I}_d = \frac{P_1 - jQ_1}{\tilde{V}_1^{''*}}$$
(3.40)

$$\tilde{V}_{20} = \tilde{V}_1'' + \tilde{I}_t(jX_t)$$
(3.41)

$$\tilde{V}_{w0} = \tilde{V}_{20} + \tilde{I}_d (R_l + jX_l)$$
(3.42)

Τέλος, υπολογίζεται η τάση του άπειρου ζυγού:

$$\tilde{E} = \tilde{V}_{10} - \frac{(P_1 + jQ_1)}{\tilde{V}_{10}}(jX)$$
(3.43)

3.1.5 Χρόνος Προσομοίωσης και Αγωγιμότητα Φορτίου

Σημειώνεται σε αυτό το σημείο ότι λόγω του σταθερού ρυθμού αύξησης του φορτίου (0.1 αμ/100s), ο χρόνος της προσομοίωσης αντιστοιχεί στην τιμή της αγωγιμότητας του φορτίου ως ακολούθως:

$$G(\alpha\mu) = \frac{t}{[1000s]} \tag{3.44}$$

Συγκεκριμένα, η σχέση (3.38) που συνδέει τον χρόνο προσομοίωσης με την αγωγιμότητα φορτίου του συστήματος ισχύει σε όλες τις προσομοιώσεις του παρόντος κεφαλαίου.

3.1.6 Περιγραφή Προσομοίωσης

Η προσομοίωση του συστήματος που παρουσιάζεται στο παρών κεφάλαιο έγινε με βάση τα προγράμματα που αναπτύχθηκαν στις εργασίες [59], [61], [63] και [104], με χρήση του λογισμικού πακέτου Matlab.

Το χρονικό βήμα της προσομοίωσης είναι ίσο με 1s. Σε κάθε χρονικό βήμα επιλύονται οι αλγεβρικές εξισώσεις, θεωρώντας δεδομένες τις τιμές των μεταβλητών κατάστασης V_w , r, B_c . Η ενεργός παραγωγή του αιολικού πάρκου P_w και η αγωγιμότητα του φορτίου G λαμβάνονται ως είσοδοι του προγράμματος, με την πρώτη να προκύπτει από τις δεδομένες χρονοσειρές αιολικής ισχύος και τη δεύτερη να προέρχεται από την ράμπα φορτίου που εφαρμόζεται στο σύστημα.

Κάθε φορά που παραβιάζεται το όριο μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος, ενεργοποιείται ο περιοριστής ρεύματος, σύμφωνα με τον οποίο μεταβάλλεται η τάση V_w του αιολικού πάρκου, χωρίς να αλλάζει ο χρόνος της προσομοίωσης, έως ότου επανέλθει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα. Σημειώνεται ότι μετά από κάθε μεταβολή στη μεταβλητή κατάστασης V_w επιλύονται εκ νέου οι αλγεβρικές εξισώσεις του συστήματος.

Ακολούθως, επιλύεται η εξίσωση λειτουργίας του ΣΑΤΥΦ, μέσω του ελέγχου της τάσης διανομής V_2 . Αυτό γίνεται μονάχα μια φορά σε κάθε χρονικό βήμα της προσομοίωσης. Αφού ολοκληρωθούν οι ενέργειες του ΣΑΤΥΦ, επιλύονται εκ νέου οι αλγεβρικές εξισώσεις του συστήματος, σε περίπτωση που έχει αλλάξει ο λόγος μετασχηματισμού.

Τέλος, επιλύεται η εξίσωση λειτουργίας του αυτόματου μηχανισμού ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών, μέσω του ελέγχου της υψηλής τάσης V₁. Το βήμα αυτό πραγματοποιείται μόνο μια φορά σε κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης. Στην συνέχεια, επιλύονται για τελευταία φορά οι αλγεβρικές εξισώσεις του συστήματος και ολοκληρώνεται μια περίοδος της προσομοίωσης. Μια προσομοίωση αποτελείται από 5000 χρονικές στιγμές, δηλαδή από 5000 δευτερόλεπτα. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στη συνέχεια.

3.1.7 Περιγραφή Χρονοσειρών

Στην υποενότητα αυτή περιγράφεται ο τρόπος με τον οποίο προέκυψαν οι δυο χρονοσειρές αιολικής ισχύος που θα αποτελέσουν είσοδο στο μοντέλο της προσομοίωσης και στη συνέχεια, στα Κεφάλαια 7, 8, αφετηρία για την παραγωγή σεναρίων.

Στα Σχήματα 3.4 και 3.5 φαίνονται οι χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου που προέκυψαν από ανεμολογικές μετρήσεις [14], [105] σε κοντινή απόσταση και ως αποτέλεσμα οι χρονοσειρές είναι συσχετισμένες.

Η πρώτη χρονοσειρά λαμβάνει τιμές από 0.7 m/s έως 13.4 m/s, ενώ η δεύτερη από 3.4 m/s έως 13.5 m/s. Η ονομαστική ταχύτητα ανέμου στο μοντέλο μετατροπής έχει ληφθεί ίση με 11 m/s. Σημειώνεται ότι οι ακραίες τιμές των χρονοσειρών εξομαλύνονται από το φίλτρο που έχει ενσωματωθεί στο μοντέλο.

Οι επιλεγμένες χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου δίνονται ως είσοδος στο μοντέλο μετατροπής που αναπτύχθηκε στην εργασία [12]. Πρόκειται για ένα μοντέλο ασύγχρονης ανεμογεννήτριας διπλής τροφοδότησης, που εμπεριέχει τη δράση των ρυθμιστών ενεργού ισχύος, το οποίο μετατρέπει ένα μέρος της αιολικής ισχύος σε μηχανική ισχύ του περιστρεφόμενου άξονα του ανεμοκινητήρα. Παρουσιάζεται συνοπτικά το μηχανικό μοντέλο ανεμοκινητήρα που χρησιμοποιείται.



Σχήμα 3.5 Χρονοσειρά Ανέμου #2

Θεωρείται ότι οι ανεμογεννήτριες δέχονται ως είσοδο μια χρονοσειρά ταχυτήτων ανέμου. Οι χρονοσειρές έχουν συχνότητα δειγματοληψίας 1Hz και η μετατροπή του διακριτού σήματος σε συνεχές για τις ανάγκες της προσομοίωσης γίνεται με γραμμική παρεμβολή. Η ταχύτητα του ανέμου που χρησιμοποιείται στο μοντέλο είναι η ισοδύναμη «μέση» ταχύτητα που βλέπει ολόκληρος ο δρομέας της ανεμογεννήτριας, και όχι η ταχύτητα σε ένα σημείο. Επίσης, η ανάλυση αφορά τη σύνδεση και λειτουργία Αιολικού Πάρκου και όχι μιας μεμονωμένης ανεμογεννήτριας. Επομένως, πριν την είσοδο του μοντέλου της γεννήτριας, παρεμβάλλεται συνάρτηση μεταφοράς πρώτης

τάξεως (φίλτρο) με χρονική σταθερά T=0.5s για την εξομάλυνση του σήματος. Στο Σχ. 3.6 διακρίνεται η επίδραση του εφαρμοζόμενου φίλτρου στη χρονοσειρά [61].



Σχήμα 3.6 Επίδραση Φίλτρου Χρονικής Σταθεράς Τ=0.5s

Η ισχύς μετατρέπεται στο ανά μονάδα σύστημα (αμ) με βάση την ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας. Οι εξαγόμενες χρονοσειρές αιολικής ισχύος φαίνονται στα Σχήματα 3.7 και 3.8. Σε αυτά τα σχήματα γίνεται κατανοητό ότι η ίδια η ανεμογεννήτρια λειτουργεί ως βαθυπερατό φίλτρο, εξομαλύνοντας τις διακυμάνσεις μηχανικής ισχύος. Οι δύο χρονοσειρές αιολικής παραγωγής αποτελούνται από 21000 τιμές η καθεμία. Επιπρόσθετα, η ισχύς που δίνεται στο ανά μονάδα σύστημα (βλέπε Σχ. 3.7 και 3.8) αναφέρεται στην ονομαστική ενεργό ισχύ ενός Αιολικού Πάρκου, αποτελούμενου από πολλές, ενδεχομένως ανεμογεννήτριες.



Σχήμα 3.7 Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος #1



Σχήμα 3.8 Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος #2

3.2 Προσομοίωση Συστήματος για το Α/Π #1

Έχοντας παρουσιάσει τα βασικά χαρακτηριστικά και τις εξισώσεις του συστήματος δοκιμών, στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης σε περιβάλλον Matlab, για την περίπτωση όπου το Αιολικό Πάρκο #1 προσφέρει υπηρεσίες αέργου υποστήριξης στο σύστημα μεταφοράς. Συγκεκριμένα, αναλύεται κυρίως το σενάριο όπου ο ρυθμιστής αέργου ισχύος διατηρεί σταθερή την τάση του Α/Π, μέχρις ότου η υψηλή τάση V_1 του υποσταθμού πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο όριο V_1^{lim} , οπότε και ενεργοποιείται η λειτουργία Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (Emergency Maximum Reactive Support – EMRS), όπως παρουσιάστηκε στην Ενότητα 2.3.3 και επαναλήφθηκε στην Ενότητα 3.1.2. Επίσης επενεργεί κι ο περιοριστής του μεγίστου ρεύματος του μετατροπέα. Η μέγιστη δυνατή τάση του Αιολικού Πάρκου V_w^{lim} είναι ίση με 110% της ονομαστικής, ενώ το V_1^{lim} θεωρείται ίσο με 90% της ονομαστικής (Πίνακας 3.3).

Ως ενεργός παραγωγή του Α/Π #1 λαμβάνεται η χρονοσειρά ισχύος του Σχήματος 3.9, η οποία έχει ληφθεί από την εργασία [61] και αποτελεί μέρος της χρονοσειράς του Σχ. 3.7 που περιγράφηκε παραπάνω, διάρκειας 5000s, και εν συνεχεία παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ενδεικτικής προσομοίωσης (Ενότητα 3.2.1).

Στόχος είναι επομένως η εξέταση του κατά πόσο επιδρά η έγχυση αέργου ισχύος στο όριο φόρτισης του συστήματος, σύμφωνα με τις διάφορες στρατηγικές ελέγχου αέργου υποστήριξης του μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος που αναλύθηκαν στην υποενότητα 2.3.3, όταν εισάγεται μεταβλητή παραγωγή αιολικής ισχύος στο σύστημα [62].

3.2.1 Παρουσίαση Αποτελεσμάτων Ενδεικτικής Προσομοίωσης

Στο Σχήμα 3.9 παριστάνεται η δοθείσα χρονοσειρά ισχύος του Α/Π #1, που αποτελεί συγκεκριμένο κομμάτι 5000s που παρουσιάζει μεγάλη μεταβλητότητα της χρονοσειράς του Σχ. 3.7, η οποία υπεισέρχεται ως είσοδος στο μοντέλο της προσομοίωσης σε όλες τις υποενότητες της Ενότητας 3.2.



Σχήμα 3.9 Χρονοσειρά Ισχύος Α/Π #1 (αμ σε βάση ισχύος $S_{n,1}$ =18.9 MVA)

3.2.1.1 Λειτουργία Χωρίς Αιολικό Πάρκο και γραμμή ΜΤ

Προκειμένου να αναδειχθεί η βελτίωση που προσφέρει στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος η σύνδεση και ο έλεγχος των Αιολικών Πάρκων, το σύστημα προσομοιώνεται αρχικά με την γραμμή της διεσπαρμένης παραγωγής αποσυνδεδεμένη από το σύστημα μεταφοράς (ανοικτός διακόπτης S στο Σχ. 3.1). Σε αυτή τη λειτουργία επομένως, δεν υπάρχει επίδραση από τη διεσπαρμένη παραγωγή και το δίκτυο διαμορφώνεται ως απλοποιημένο σύστημα δύο ζυγών [103], όπως ακριβώς φαίνεται στο Σχ. 3.10. Σε αυτή την περίπτωση, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς για μοναδιαίο συντελεστή ισχύος φορτίου, με βάση τη σχέση (1.35) του Κεφαλαίου 1 ισούται με:

$$P_{Lmax} = \frac{E^2}{2X_{o\lambda}} = \frac{E^2}{2(X_1 + X_2)} = \frac{E^2}{4X}$$
(3.45)

δεδομένου ότι $X_1 = X_2 = X$.



Σχήμα 3.10 Σύστημα δύο ζυγών

Στο Σχήμα 3.11 που παρουσιάζεται παρακάτω, η γραμμή με μαύρο χρώμα αντιπροσωπεύει την καμπύλες ισχύος-τάσης του φορτίου (*PV* καμπύλη) για το σύστημα του Α/Π #1, με ανοικτό το διακόπτη S στο Σχ. 3.1. Στο εξής, το σημείο C στις γραφικές παραστάσεις θα υποδεικνύει το σημείο όπου συναντάται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στο ζυγό του φορτίου. Συγκεκριμένα, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς (Σημείο C) που παρέχεται στην πρώτη περίπτωση είναι 117.69 MW.


Σχήμα 3.11 Καμπύλες PV φορτίου Χωρίς Α/Π (μαύρη) και με Μοναδιαίο Συντελεστή Ισχύος (κόκκινη) για το Α/Π #1 (Μεταβλητή Ενεργός Ισχύς)

3.2.1.2 Επίδραση ενεργού ισχύος Αιολικού Πάρκου (Μοναδιαίος Συντελεστής Ισχύος)

Στην ενότητα αυτή, θεωρείται η περίπτωση που το Αιολικό Πάρκο λειτουργεί με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος (Unity Power Factor UPF), μεταβλητή αιολική παραγωγή και οι συστοιχίες των πυκνωτών δεν είναι συνδεδεμένες, προκειμένου να αναδειχθεί η βελτίωση που προσφέρει στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος η έγχυση ενεργού ισχύος των Αιολικών Πάρκων (χωρίς επιπρόσθετες μορφές άεργου υποστήριξης). Σε κάθε επανάληψη υπολογίζεται η τάση του ζυγού του Α/Π V_w, όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 3.1.3 μέσω της σχέσης (3.21), στην οποία η άεργος ισχύς είναι προφανώς μηδενική.

Στο Σχ. 3.11 που έχει σχεδιαστεί η καμπύλη φορτίου-τάσης για την περίπτωση που το Α/Π #1 είναι αποσυνδεδεμένο από τη γραμμή μεταφοράς, η κόκκινη γραμμή αντιπροσωπεύει τη λειτουργία του Α/Π #1 με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος (UPF). Όπως φαίνεται, η σύνδεση του Αιολικού Πάρκου ακόμη και χωρίς άεργο παραγωγή προσφέρει μια μικρή αύξηση στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος. Η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς γίνεται 118.67MW με το Αιολικό Πάρκο, αντί για 117.69MW στην περίπτωση που το Αιολικό Πάρκο είναι αποσυνδεδεμένο [62]. Παρατηρείται σε αυτό το σημείο ότι η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς επιτυγχάνεται σε χαμηλό επίπεδο τάσης δικτύου. Αυτό το αποτέλεσμα είναι αναμενόμενο για ένα απλό σύστημα, όπως αυτό που εξετάζεται εδώ για την εκτίμηση της ικανότητας φόρτισης του συστήματος.

Εάν συνυπολογιστούν και οι περιορισμοί επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$) προκειμένου να καθοριστεί η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς, αντί του σημείου ορίου φόρτισης C το όριο μεταφοράς ισχύος λαμβάνεται στο σημείο F, όπου $V = V_F$. Η μπλε διακεκομμένη καμπύλη που φαίνεται στο Σχ. 3.11 αντιπροσωπεύει το όριο μεταφοράς για περιορισμό τάσης V_F =0.8 αμ. Πάλι το A/Π αυξάνει τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ από 109.81 MW (αποσυνδεδεμένο A/Π, διακόπτης S ανοιχτός στο Σχήμα 3.1) σε 110.78 MW (UPF).

Εν συνεχεία, στα Σχ. 3.12-3.16 παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του συστήματος σε περιβάλλον Matlab, όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 3.1, για τη λειτουργία του Αιολικού Πάρκου #1 με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος. Εφόσον δεν επενεργεί μηχανισμός ρύθμισης της υψηλής τάσης V₁, παρατηρείται η

σταδιακή μείωσή της με την αύξηση του φορτίου από την αρχή μέχρι το τέλος της προσομοίωσης (Σχ. 3.12).



Σχήμα 3.12 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης (Μοναδιαίος Συντελεστής Ισχύος, Α/Π #1)

Παράλληλα με την αύξηση του φορτίου, μειώνεται επίσης και η μέση τάση V_2 του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ (Σχ. 3.13, μαύρο χρώμα). Για την αντιστάθμιση αυτής της μείωσης, ο μηχανισμός μεταβολής βήματος του ΣΑΤΥΦ ενεργοποιείται με χρονική καθυστέρηση ΔT =10s από την παραβίαση του κάτω ορίου της V_2 και αρχίζει να μειώνει το λόγο μετασχηματισμού (Σχ. 3.13-3.14). Το σημείο Β αντιστοιχεί στη χρονική στιγμή που εξαντλούνται οι διαθέσιμες λήψεις του ΣΑΤΥΦ. Αυτό συμβαίνει τη χρονική στιγμή 2270s, όπου ο λόγος του ΣΑΤΥΦ σταθεροποιείται στην κατώτερη τιμή του (Σχ. 3.14, Σημείο Β: $r = r_{min}$). Από αυτό το σημείο και έπειτα, η τάση V_2 μειώνεται κάτω από τα όρια νεκρής ζώνης και τελικά καταρρέει, αφού δεν υπάρχει πλέον δυνατότητα στήριξής της. Ωστόσο, όσον αφορά τους περιορισμούς επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$), παρατηρείται από το Σχ. 3.13 ότι στο σημείο F όπου συναντάται το όριο μεταφοράς ισχύος (για $V = V_F$), οι διαθέσιμες λήψεις του ΣΑΤΥΦ δεν έχουν εξαντληθεί.



Σχήμα 3.13 Τάσεις ζυγού MT Y/Σ και ζυγού σύνδεσης του Α/Π #1 (UPF)



Σχήμα 3.14 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ (UPF, Α/Π #1)

Η τάση του Α/Π #1 εμφανίζει αρχικά μια μικρή αύξηση (Σχ. 3.13, μπλε χρώμα), στο διάστημα μέχρι τα 2270s (Σημείο Β). Δεδομένου ότι στο διάστημα αυτό αυξάνεται η ενεργός παραγωγή P_w (Σχ. 3.9), αυξάνεται και ο όρος $R_l P_w$. Η εκατοστιαία πτώση τάσης στη γραμμή διανομής, αγνοώντας τις εγκάρσιες χωρητικότητες είναι προσεγγιστικά:

$$\varepsilon \approx \frac{R_l P_w + X_l Q_w}{V_w V_2} 100\% \tag{3.46}$$

Το Αιολικό Πάρκο σε αυτή την ενότητα δεν παράγει άεργο ισχύ, επομένως ο όρος $X_l Q_w$ είναι μηδενικός. Ως εκ τούτου, η αύξηση του όρου $R_l P_w$ με το χρόνο οδηγεί σε ολοένα και μεγαλύτερη ανύψωση τάσης στη γραμμή διανομής, δεδομένου ότι η V_2 διατηρείται σταθερή από το ΣΑΤΥΦ (Σχ. 3.13). Από το σημείο Β και έπειτα, η V_w μειώνεται συνεχώς, όπως είναι αναμενόμενο. Παρ' όλα αυτά, παρατηρείται ότι λόγω του σημαντικού παράγοντα $R_l P_w$, επιχειρεί να ακολουθήσει γενικά τις μεταβολές της ενεργού ισχύος καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης.



Σχήμα 3.15 Ενεργός Τιμή Ρεύματος του Α/Π #1 (Μοναδιαίος Συντελεστής Ισχύος)

Όπως φαίνεται και στο Σχ. 3.15, οι μεταβολές της ενεργού παραγωγής οδηγούν σε αντίστοιχες μεταβολές στο ρεύμα του μετατροπέα, λόγω της μηδενικής αέργου ισχύος και της μεγάλης μεταβλητότητας της ενεργού παραγωγής. Το όριο μεγίστου επιτρεπόμενου ρεύματος $I^{lim}=0.189$ αμ, όπως και το όριο μέγιστης τάσεως του ζυγού του Α/Π $V_w^{lim}=1.1$ αμ (Σχ. 3.13), δεν συναντώνται κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης.

Στο Σχ. 3.16 παρουσιάζεται η χρονοσειρά ισχύος που καταναλώνει το φορτίο. Το όριο φόρτισης (μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς) του συστήματος συναντάται στο σημείο C, τη χρονική στιγμή 2469s. Όπως έχει αναφερθεί, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στην περίπτωση αυτή ισούται με 118.67 MW, ενώ λαμβάνοντας υπόψιν και τους περιορισμούς επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$), το όριο μεταφοράς ισχύος (σημείο F) ισούται με 110.78 MW.



Σχήμα 3.16 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου (Μοναδιαίος Συντελεστής Ισχύος, Α/Π #1)

3.2.1.3 Επίδραση ρύθμισης τάσεως Α/Π

Στην περίπτωση αυτή, η τάση του Αιολικού Πάρκου V_w ρυθμίζεται από το βρόχο ελέγχου αέργου ισχύος του ηλεκτρονικού μετατροπέα, ώστε να παραμένει συνεχώς σταθερή και ίση με $V_{w,o}$ (Πιν. 3.4). Οι συστοιχίες των πυκνωτών εξακολουθούν να μην είναι συνδεδεμένες στον υποσταθμό, προκειμένου να αναδειχθεί η βελτίωση που προσφέρει στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος η έγχυση αέργου ισχύος των Αιολικών Πάρκων μέσω ρύθμισης της τάσεως. Λαμβάνοντας δεδομένη την τάση V_w και την ενεργό ισχύ κάθε χρονική στιγμή από τη δοθείσα χρονοσειρά ισχύος (Σχ. 3.9), γίνεται ο υπολογισμός της αέργου ισχύος του Α/Π (Q_w) από την εξίσωση (3.21).

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ανάλυσης του συστήματος για λειτουργία του Α/Π #1 με συνεχή ρύθμιση τάσης από τον μετατροπέα του Α/Π #1. Συγκεκριμένα, στο Σχ. 3.17 φαίνεται αρχικά με μπλε χρώμα η ελεγχόμενη τάση V_w , η οποία ρυθμίζεται από τον ρυθμιστή αέργου ισχύος ώστε κάθε χρονική στιγμή να ισούται με την τιμή $V_{w,o}$ (Πιν. 3.4). Η υψηλή τάση V_1 του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ παραμένει μη ελεγχόμενη, όπως και στην περίπτωση παραγωγής με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, επομένως μειώνεται συνεχώς (Σχ. 3.18). Στο Σχ. 3.17 φαίνεται επίσης με μαύρο χρώμα πως η μέση τάση V_2 διατηρείται για ένα διάστημα εντός ορίων και στη συνέχεια αρχίζει και πέφτει, όταν οι διαθέσιμες λήψεις του ΣΑΤΥΦ εξαντλούνται (Σχ. 3.17, Σημείο Β).

Στην αρχή της προσομοίωσης και για όσο διάστημα η V_2 ελέγχεται από το ΣΑΤΥΦ, παρατηρείται ότι η απορρόφηση αέργου ισχύος από τη γραμμή διανομής αυξάνεται, μέσω αύξησης της απορρόφησης αέργου ισχύος του Α/Π Q_w (Σχ. 3.19), λόγω της αύξησης του P_w (άνοδος τάσης που αντισταθμίζεται με απορρόφηση $Q_w < 0$).



Σχήμα 3.17 Τάσεις ζυγού MT Y/Σ και ζυγού σύνδεσης του A/Π #1 (Ρύθμιση Τάσης)



Σχήμα 3.18 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης (Ρύθμιση Τάσης CVC, Α/Π #1)



Σχήμα 3.19 Άεργος Ισχύς Γραμμής ΜΤ και Παραγόμενη Άεργος Ισχύς Α/Π #1 (Ελεγχος Τάσεως CVC)

Στο Σχ. 3.19 είναι εμφανές ότι η επαγωγική αντίδραση της γραμμής διανομής X_l , οδηγεί σε σημαντικές άεργες απώλειες I^2X_l , και συνεπώς σε μεγαλύτερη κατανάλωση αέργου ισχύος από τη γραμμή (Q_d) σε σχέση με το Α/Π (Q_w) . Από το σημείο Β κι έπειτα, καθώς αυξάνεται η παραγωγή της Q_d μέσω της αύξησης της παραγόμενης αέργου ισχύος από το Α/Π (Σχ. 3.19), για την στήριξη της τάσης V_w , η V_2 μειώνεται.

Η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς ισούται σε αυτή την περίπτωση με 119.23MW (σημείο C), το οποίο εντοπίζεται τη χρονική στιγμή 2679s (Σχ. 3.20), ενώ λαμβάνοντας υπόψιν και τους περιορισμούς επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$), το όριο μεταφοράς ισχύος (σημείο F) ισούται με 109.54 MW.



Σχήμα 3.20 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου Α/Π #1 (Ελεγχος Τάσης CVC)

Συγκρίνοντας με την περίπτωση ρύθμισης μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (μηδενική έγχυση αέργου ισχύος), ο έλεγχος σταθερής τάσης Α/Π προσφέρει μια μικρή ακόμη αύξηση (0.56MW) στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος. Σημαντικό ρόλο σε αυτό το αποτέλεσμα παίζει το γεγονός ότι η ρύθμιση τάσεως προσφέρει μικρή άεργη υποστήριξη.

3.2.1.4 Επίδραση αυτόματης σύνδεσης στατών πυκνωτών υποσταθμού

Στην περίπτωση αυτή, η τάση του Αιολικού Πάρκου V_w ρυθμίζεται εκ νέου από το βρόχο ελέγχου αέργου ισχύος του ηλεκτρονικού μετατροπέα, ώστε να παραμένει συνεχώς σταθερή και ίση με $V_{w,o}$ (Πιν. 3.4), ενώ οι συστοιχίες των πυκνωτών στον υποσταθμό λειτουργούν με βάση τον αυτόματο μηχανισμό της παραγράφου 3.1.2, προκειμένου να αναδειχθεί η βελτίωση που προσφέρει στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος η σύνδεση των στατών πυκνωτών. Θεωρώντας δεδομένη την τάση V_w και την ενεργό ισχύ κάθε χρονική στιγμή από τη δοθείσα χρονοσειρά ισχύος (Σχ. 3.9), γίνεται ο υπολογισμός της αέργου ισχύος του Α/Π (Q_w) από την εξίσωση (3.21) του Κεφ. 3.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ανάλυσης του συστήματος για λειτουργία του Α/Π #1. Συγκεκριμένα, στο Σχ. 3.21 φαίνεται αρχικά με μπλε χρώμα η ελεγχόμενη τάση V_w , η οποία ρυθμίζεται από τον ελεγκτή αέργου ισχύος, ώστε κάθε χρονική στιγμή να ισούται με την τιμή $V_{w,o}$ (Πιν. 3.4). Η υψηλή τάση V_1 του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ μειώνεται συνεχώς (Σχ. 3.22), με εξαίρεση τις χρονικές στιγμές 685s, 768s και 855s, όπου παρατηρείται η απότομη αύξηση της V_1 . Η αλλαγή αυτή



οφείλεται στη ζεύξη των τριών συστοιχιών πυκνωτών στις συγκεκριμένες χρονικές στιγμές (Σχ. 3.23).

Σχήμα 3.21 Τάσεις ζυγού ΜΤ Υ/Σ και ζυγού σύνδεσης Α/Π #1 (Σύνδεση Πυκνωτών)



Σχήμα 3.22 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #1 (Ρύθμιση Τάσης Α/Π και σύνδεση αυτόματων πυκνωτών υποσταθμού)

Στο Σχ. 3.21 φαίνεται επίσης με μαύρο χρώμα πως η μέση τάση V_2 διατηρείται για ένα διάστημα εντός ορίων, με εξαίρεση τις χρονικές στιγμές ζεύξης των πυκνωτών, όπου η τάση V_2 βρίσκεται για μικρή διάρκεια πάνω του ορίου. Όταν οι διαθέσιμες λήψεις του ΣΑΤΥΦ εξαντλούνται, η V_2 αρχίζει να πέφτει (Σχ. 3.21, Σημείο B).



Σχήμα 3.23 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών του Α/Π #1

Από τα Σχήματα 3.21, 3.22 και 3.24 είναι εμφανές ότι όταν πραγματοποιείται η ζεύξη των πυκνωτών (Σχ. 3.23), παρατηρείται απότομη αύξηση των τάσεων V_1 και V_2 και ως επακόλουθο μείωση της παραγόμενης αέργου ισχύος του Α/Π Q_w (3 διακριτές ακαριαίες μεταβολές, ίσες με τον αριθμό των συστοιχιών συνδέονται).



Σχήμα 3.24 Παραγόμενη Άεργος Ισχύς Α/Π #1 (CVC και σύνδεση πυκνωτών)

Οι αυτόματοι πυκνωτές συνδέονται στο ζυγό MT του Y/Σ πριν το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (Σημείο C), το οποίο εντοπίζεται τη χρονική στιγμή 2468s (Σχ. 3.25). Η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς ισούται σε αυτή την περίπτωση με 124.23MW, ενώ λαμβάνοντας υπόψιν και τους περιορισμούς επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$), το όριο μεταφοράς ισχύος (σημείο F) ισούται με 118.00 MW.



Σχήμα 3.25 Καμπύλη ΡV Φορτίου του Α/Π #1 (CVC και ζεύξη πυκνωτών)

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, συγκρίνοντας με την περίπτωση ρύθμισης μοναδιαίου συντελεστή ισχύος, ο έλεγχος σταθερής τάσης του Α/Π προσφέρει μια μικρή μόνο αύξηση (0.56MW) στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος. Αντιθέτως, η επίδραση της αυτόματης σύνδεσης των στατών πυκνωτών επιφέρει σημαντική αύξηση της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, όπως έχει φανεί και στις εργασίες [102], [64] και [104], ίση με 5 MW (σε σύγκριση με τον έλεγχο τάσεως του Α/Π με μη συνδεδεμένους πυκνωτές).

3.2.1.5 Εφαρμογή Ελέγχου Μέγιστης Άεργης Υποστήριζης

Η στρατηγική μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης, όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 2.3.3 και επαναλήφθηκε συνοπτικά στην Ενότητα 3.1.2, υποθέτει ότι ο ηλεκτρονικός μετατροπέας ελέγχει την τάση του Αιολικού Πάρκου V_w στη μέγιστη δυνατή της τιμή V_w^{lim} , όταν η υψηλή τάση στο σημείο σύνδεσης στον υποσταθμό (V_1) πέσει κάτω από το όριο V_w^{lim} . Η συνθήκη αυτή ικανοποιείται, εφόσον δεν επενεργεί ο περιοριστής του μεγίστου ρεύματος του μετατροπέα. Στην εργασία αυτή, θεωρείται ότι η μέγιστη δυνατή τάση του Αιολικού Πάρκου V_w^{lim} είναι ίση με 110% της ονομαστικής, ενώ το V_1^{lim} θεωρείται ίσο με 90% της ονομαστικής (Πίνακας 3.3).

Στα Σχ. 3.26-3.35 παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του συστήματος σε περιβάλλον Matlab, όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 3.1, για τη λειτουργία του Αιολικού Πάρκου #1 με μεταβλητή ενεργό παραγωγή και ενεργοποιημένο τον έλεγχο μέγιστης αέργου υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης.

Πιο συγκεκριμένα στα Σχ. 3.26-3.29 αναπαρίστανται οι χρονικές μεταβολές της υψηλής τάσης V_1 , της τάσης και του ρεύματος του Α/Π, V_w και I_w αντίστοιχα. Παρατηρείται η σταδιακή μείωση της V_1 με την αύξηση του φορτίου από την αρχή μέχρι το τέλος της προσομοίωσης. Η μείωση αυτή επιβραδύνεται μέσω των διαφόρων μηχανισμών του συστήματος που επενεργούν. Το σημείο Ε αντιστοιχεί στην χρονική στιγμή κατά την οποία ενεργοποιείται η μέγιστη άεργη υποστήριξη. Η υψηλή τάση (V_1) στο σημείο κοινής σύνδεσης, φτάνει το κάτω όριο V_1^{lim} =0.9 αμ τη χρονική στιγμή 1411s. Με καθυστέρηση 1s, αποστέλλεται η εντολή άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης, με αποτέλεσμα η τάση V_w του πάρκου να οδηγηθεί στην τιμή V_w^{lim} =1.1 αμ,

στηρίζοντας έτσι την υψηλή τάση V_1 (Σχ. 3.26-3.28). Το ρεύμα του μετατροπέα (Σχ. 3.29) αυξάνεται απότομα με την εντολή υποστήριξης, ενώ στη συνέχεια ακολουθεί τις μεταβολές της P_w . Οι οριακές τιμές στα σχήματα συμβολίζονται με διακεκομμένες κόκκινες ευθείες.



Σχήμα 3.26 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #1 (EMRS)



Σχήμα 3.27 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #1 με EMRS (λεπτομέρεια)



Σχήμα 3.28 Τάση στο ζυγό σύνδεσης του Α/Π #1 (EMRS)



Σχήμα 3.29 Ενεργός Τιμή Ρεύματος του Α/Π #1 (EMRS)



Σχήμα 3.30 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών του Α/Π #1

Στο Σχήμα 3.30 φαίνονται οι χρονικές στιγμές της ζεύξης κάθε μιας εκ των τριών συστοιχιών πυκνωτών (καθώς και η ποσότητα αέργου ισχύος που εγχέεται) προκειμένου να αυξηθεί η υψηλή τάση (V_1) . Η συνθήκη ζεύξης είναι η υψηλή τάση να βρίσκεται κάτω από το όριο 0.95αμ για χρονικό διάστημα 60s. Έτσι, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.27, η τάση V_1 πέφτει κάτω από το όριο τη χρονική στιγμή 625s και την χρονική στιγμή 685s γίνεται η ζεύξη της πρώτης συστοιχίας. Η ζεύξη της δεύτερης συστοιχίας γίνεται τη στιγμή 768s, ενώ η ζεύξη της τρίτης γίνεται στα 855s.

Στα Σχ. 3.31-3.32 παρουσιάζονται η μέση τάση του υποσταθμού V_2 και οι μεταβολές βήματος του ΣΑΤΥΦ, αντίστοιχα. Το ΣΑΤΥΦ ενεργοποιείται για πρώτη φορά τη χρονική στιγμή 243s, δηλαδή με 10s καθυστέρηση από τη στιγμή που η τάση V_2 παραβιάζει το κάτω όριό της (233s). Επομένως, ο λόγος μετασχηματισμού αρχίζει να μειώνεται συνεχώς, προκειμένου να διατηρηθεί η V_2 σε σταθερά επίπεδα.

Με τη ζεύξη των πυκνωτών η V_2 ξεπερνά το πάνω όριό της κι ο λόγος μετασχηματισμού αρχίζει να αυξάνεται, με στόχο την επαναφορά της εντός ορίων. Με τη μέγιστη άεργη υποστήριξη του πάρκου από τη στιγμή 1413s, η V_2 ξεπερνά πάλι απότομα το πάνω όριό της. Από το σημείο αυτό, ο λόγος μετασχηματισμού αρχίζει και πάλι να αυξάνεται, με στόχο την επαναφορά της V_2 εντός ορίων.

Τη στιγμή 1584s, η τάση V_2 παραβιάζει εκ νέου το κάτω όριό της. Από αυτό το σημείο, ο λόγος μετασχηματισμού μειώνεται διαρκώς, μέχρι και την εξάντληση των διαθέσιμων λήψεων. Στο Σχ. 3.31 φαίνεται ότι ο έλεγχος του ΣΑΤΥΦ διατηρεί σε γενικές γραμμές σταθερή την τάση V_2 . Από τη στιγμή όμως που εξαντλούνται οι διαθέσιμες λήψεις και επομένως δεν υπάρχει η δυνατότητα αλλαγής του λόγου μετασχηματισμού (σημείο B), η τάση V_2 μειώνεται συνεχώς.



Σχήμα 3.31 Τάση ζυγού MT Υ/Σ του Α/Π #1 (EMRS)



Σχήμα 3.32 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ του Α/Π #1

Η γραφική παράσταση της εγχεόμενης αέργου ισχύος Q_w του Α/Π παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.33. Φαίνονται εύκολα οι στιγμές ζεύξης των πυκνωτών και ενεργοποίησης της εντολής EMRS. Από τη χρονοσειρά της Q_w , μπορεί κανείς εύκολα να αντιληφθεί τη συνεισφορά αέργου ισχύος που οφείλεται στην λειτουργία υπό τη μέγιστη δυνατή τάση, μέσω της εντολής υποστήριξης.



Σχήμα 3.33 Εγχεόμενη Άεργος Ισχύς του Α/Π #1 (EMRS)

Από τη στιγμή 3591s κι έπειτα, όπου ο λόγος μετασχηματισμού του ΣΑΤΥΦ φτάνει στο κάτω του όριο (Σχ. 3.32, σημείο τομής με την κάτω οριακή κόκκινη διακεκομμένη γραμμή), το ρεύμα (Σχ. 3.29) αρχίζει να αυξάνεται συνεχώς έως και το τέλος της προσομοίωσης, λόγω της μεγάλης αύξησης της άεργου παραγωγής στο ίδιο διάστημα (Σχ. 3.33). Παρ' όλα αυτά, το όριο μεγίστου επιτρεπόμενου ρεύματος δεν παραβιάζεται στη διάρκεια της προσομοίωσης.

Το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (σημείο C) συναντάται τη χρονική στιγμή 2533s (Σχ. 3.34), μετά δηλαδή από την σύνδεση των διαθέσιμων αυτομάτων πυκνωτών και την ενεργοποίηση της εντολής μέγιστης υποστήριξης. Το όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος είναι 129.483 MW. Η άεργος παραγωγή από το A/Π #1 στο

όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος είναι $Q_w = 8.615$ MVAr. Το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος παριστάνεται και στην καμπύλη PV του Σχήματος 3.35, όπου η ισχύς του φορτίου σχεδιάζεται συναρτήσει της τάσης του ζυγού του φορτίου.



Σχήμα 3.34 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου του Α/Π #1 (EMRS)



Σχήμα 3.35 Καμπύλη PV Φορτίου του Α/Π #1 (EMRS)

Λαμβάνοντας υπόψιν και τους περιορισμούς επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$), το όριο μεταφοράς ισχύος (σημείο F) συναντάται τη χρονική στιγμή 1982s (Σχ. 3.34) και ισούται με 124.955 MW, όπως φαίνεται και στα Σχ. 3.34-3.35.

3.2.1.6 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοιώσεων Ελέγχου Μετατροπέα Α/Π στο όριο φόρτισης συστήματος

Όπως φάνηκε στις προηγούμενες υποενότητες και συνοψίζεται στον Πίνακα 3.5, η επίδραση της έγχυσης ενεργού ισχύος του Α/Π (θεωρώντας μοναδιαίο συντελεστή ισχύος UPF) προσέφερε μία αύξηση 0.98MW στην ικανότητα φόρτισης του

συστήματος. Εν συνεχεία, η επίδραση ρύθμισης της τάσεως του Α/Π στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος βρέθηκε μικρή (αύξηση κατά 0.56 MW) σε σχέση με τον έλεγχο UPF, ως λογικό επακόλουθο της μικρής άεργης υποστήριξης που προσφέρει ο συγκεκριμένος έλεγχος στην παρούσα προσομοίωση. Ωστόσο, και στις δύο περιπτώσεις οι συστοιχίες των στατών πυκνωτών του Υ/Σ ήταν μη συνδεδεμένες, ενώ όταν συνδέθηκαν, το όριο φόρτισης αυξήθηκε κατά 5MW, που αντιστοιχεί σε ποσοστό 41.67% της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $(Q_{cap,n}=12 \text{MVAr})$. Τέλος, χρησιμοποιώντας την εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης παρατηρείται επιπρόσθετη αύξηση της ΜΜΙ, ίση με 5.25MW, που αντιστοιχεί στο των ηλεκτρονικών 27.78% ονομαστικής δυνατότητας ισχύος της που χρησιμοποιούνται (S_{inv.n}=18.9 MVA). Προφανώς, όπως έχει φανεί και στις εργασίες [59] και [61], το ποσοστό αύξησης της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος ως προς τα ονομαστικά μεγέθη του μετατροπέα S_n εξαρτάται κυρίως από την άεργη υποστήριξη του Α/Π, η οποία με τη σειρά της εξαρτάται από την παρούσα τιμή της ενεργού ισχύος του Α/Π, αφού για μικρές τιμές P_w τα περιθώρια Q_w είναι μεγάλα και αντίστροφα.

Χωρίς Α/Π	UPF (a)	CVC (b)	CVC και Πυκνωτές (c)	Αύξηση ΔΡ (c-b)	EMRS (d)	Αύξηση ΔΡ (d-c)
117.69	118.67	119.23	124.23	5.00 (41.7% $Q_{cap,n}$)	129.48	5.25 (27.8% S _{inv,n})

Πίνακας 3.5 Όριο Φόρτισης Συστήματος για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #1 (MW)

Στα Σχήματα 3.36 και 3.37 αναπαριστώνται συγκεντρωτικά οι καμπύλες ενεργού ισχύος του φορτίου και οι καμπύλες ισχύος-τάσης (PV) του φορτίου αντίστοιχα, για τις περιπτώσεις Χωρίς Α/Π (μπλε καμπύλη), με ρύθμιση τάσεως Α/Π και ζεύξης αυτόματων πυκνωτών (CVC+Πυκνωτές, μαύρη καμπύλη) και τέλος με ενεργοποίηση της εντολής μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS, κόκκινη διακεκομμένη καμπύλη).

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς επιτυγχάνεται σε χαμηλό επίπεδο τάσης δικτύου. Αυτό το αποτέλεσμα είναι αναμενόμενο για ένα απλό σύστημα, όπως αυτό που εξετάζεται εδώ για την εκτίμηση της ικανότητας φόρτισης του συστήματος. Εάν συνυπολογιστούν και οι περιορισμοί επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$) προκειμένου να καθοριστεί η μεταφερόμενη ισχύς, αντί του σημείου ορίου φόρτισης C το όριο μεταφοράς ισχύος λαμβάνεται στο σημείο F, όπου $V = V_F$. Η μπλε διακεκομμένη καμπύλη που φαίνεται στο Σχ. 3.36 αντιπροσωπεύει το όριο μεταφοράς για περιορισμοί τάσης V_F =0.8 αμ και τα διάφορα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 3.6. Συγκρίνοντας τους πίνακες 3.5 και 3.6 παρατηρείται ότι επιτυγχάνεται παραπλήσια αύξηση ΔP_{max} της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος με και χωρίς περιορισμούς επιπέδου τάσης.



Σχήμα 3.36 Καμπύλες Ενεργού Ισχύος Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του Α/Π #1 (Χωρίς Α/Π, Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, EMRS)



Σχήμα 3.37 Καμπύλες PV Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του Α/Π #1 (Χωρίς Α/Π, Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)

Πίνακας 3.6 Όριο Φόρτισης Συστήματος για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #1 (MW) υπό περιορισμό επιπέδου τάσεως $V=V_F$

Χωρίς Α/Π	UPF (a)	CVC (b)	CVC και Πυκνωτές (c)	Αύξηση ΔΡ (c-b)	EMRS (d)	Αύξηση ΔΡ (d-c)
109.81	110.78	111.54	118.00	6.46 (53.8% <i>Q</i> _{cap,n})	124.96	6.96 (36.8% S _{inv,n})

3.3 Προσομοίωση Συστήματος για το Α/Π #2

Στο Σχήμα 3.38 παριστάνεται η χρονοσειρά ισχύος του Α/Π #2 [61], η οποία αποτελεί μέρος της χρονοσειράς του Σχ. 3.8 που περιγράφηκε στην υποενότητα 3.1.7, διάρκειας 5000s, και υπεισέρχεται ως είσοδος στο μοντέλο της προσομοίωσης αυτής της ενότητας.



Σχήμα 3.38 Χρονοσειρά Ισχύος Α/Π #2 (αμ σε βάση ισχύος $S_{n,2}$ =36.0 MVA)

3.3.1 Επίδραση Ελέγχου Μέγιστης Άεργης Υποστήριζης σε Ενδεικτική Προσομοίωση

Στα Σχ. 3.39-3.46 παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του συστήματος σε περιβάλλον Matlab, όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 3.1, για τη λειτουργία του Αιολικού Πάρκου #2 με μεταβλητή ενεργό παραγωγή και ενεργοποιημένο τον έλεγχο μέγιστης αέργου υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης.

Πιο συγκεκριμένα στα Σχ. 3.39-3.41 αναπαρίστανται οι χρονικές μεταβολές της υψηλής τάσης V_1 , της τάσης και του ρεύματος του μετατροπέα του Α/Π, V_w και I_w αντίστοιχα. Παρατηρείται η σταδιακή μείωση της V_1 με την αύξηση του φορτίου από την αρχή μέχρι το τέλος της προσομοίωσης. Η μείωση αυτή επιβραδύνεται μέσω των διαφόρων μηχανισμών του συστήματος που επενεργούν. Το σημείο Ε αντιστοιχεί στην χρονική στιγμή κατά την οποία ενεργοποιείται η μέγιστη άεργη υποστήριξη. Η υψηλή τάση (V_1) στο σημείο κοινής σύνδεσης, φτάνει το κάτω όριο V_1^{lim} =0.9 αμ τη χρονική στιγμή 1571s (Σχ. 3.39). Με καθυστέρηση T_{EMRS} =1s, αποστέλλεται η εντολή άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης, με αποτέλεσμα η τάση V_w του πάρκου να οδηγηθεί στην τιμή V_w^{lim} =1.1 αμ (Σχ. 3.40), στηρίζοντας έτσι την υψηλή τάση V_1 (Σχ. 3.39). Το ρεύμα του μετατροπέα (Σχ. 3.41) αυξάνεται απότομα με την εντολή υποστήριξης, ενώ στη συνέχεια ακολουθεί τις μεταβολές της P_w . Οι οριακές τιμές στα σχήματα συμβολίζονται με διακεκομμένες κόκκινες ευθείες.



Σχήμα 3.39 Υψηλή Τάση Υ/Σ σύνδεσης Α/Π #2 (EMRS)

Συγκεκριμένα, το όριο ρεύματος συναντάται την χρονική στιγμή 1762s (σημείο D: $I=I^{lim}$) και από το σημείο D κι έπειτα το ρεύμα του μετατροπέα περιορίζεται συνεχώς στο όριό του μέσω της μεταβολής της τάσης του μετατροπέα V_w (εξισώσεις 3.5-3.6), έως και το πέρας της προσομοίωσης. Να σημειωθεί ότι μετά το σημείο D, η τάση του μετατροπέα δεν μπορεί να αποκατασταθεί στην μέγιστη τιμή (V_w^{lim} =1.1αμ) λόγω περιορισμού του ρεύματος (Σχ. 3.40-3.41).



Σχήμα 3.40 Τάση στο ζυγό σύνδεσης του Α/Π #2 (EMRS)

Στο Σχήμα 3.42 φαίνονται οι χρονικές στιγμές της ζεύξης κάθε μιας εκ των τριών συστοιχιών πυκνωτών, καθώς και η ποσότητα αέργου ισχύος που εγχέεται, προκειμένου να αυξηθεί η υψηλή τάση (V_1) . Η συνθήκη ζεύξης είναι η υψηλή τάση να βρίσκεται κάτω από το όριο 0.95αμ για χρονικό διάστημα 60s. Έτσι, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.39, η τάση V_1 πέφτει κάτω από το όριο τη χρονική στιγμή 825s και την χρονική στιγμή 885s γίνεται η ζεύξη της πρώτης συστοιχίας. Η ζεύξη της δεύτερης συστοιχίας γίνεται τη στιγμή 945s, ενώ η ζεύξη της τρίτης γίνεται στα 1005s.



Σχήμα 3.41 Ενεργός Τιμή Ρεύματος του Α/Π #2 (EMRS)



Σχήμα 3.42 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών του Α/Π #2



Σχήμα 3.43 Τάση ζυγού MT Y/Σ του A/Π #2 (EMRS)



Σχήμα 3.44 Λόγος μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ του Α/Π #2

Εν συνεχεία, στα Σχ. 3.43-3.44 παρουσιάζονται η μέση τάση του υποσταθμού V_2 και οι μεταβολές βήματος του λόγου μετασχηματισμού του ΣΑΤΥΦ, αντίστοιχα. Το ΣΑΤΥΦ ενεργοποιείται για πρώτη φορά τη χρονική στιγμή 653s, δηλαδή με 10s καθυστέρηση από τη στιγμή που η τάση V_2 παραβιάζει το κάτω όριο της νεκρής ζώνης (643s). Επομένως, ο λόγος μετασχηματισμού αρχίζει να μειώνεται συνεχώς, προκειμένου να διατηρηθεί η V_2 σε σταθερά επίπεδα.

Με τη ζεύξη των πυκνωτών η V_2 ξεπερνά το πάνω όριο της νεκρής ζώνης κι ο λόγος μετασχηματισμού αρχίζει να αυξάνεται (1015s), με στόχο την επαναφορά της εντός επιθυμητών ορίων. Εν συνεχεία, λόγω αύξησης του φορτίου, την χρονική στιγμή 1445s η τάση V_2 πέφτει κάτω από το όριο της νεκρής ζώνης κι ως εκ τούτου ο λόγος μετασχηματισμού αυξάνεται. Έπειτα, με τη ενεργοποίηση του σήματος μέγιστης άεργης υποστήριξης του πάρκου από τη στιγμή 1572s (Σημείο Ε), η V_2 ξεπερνά πάλι απότομα το πάνω όριό της. Από το σημείο αυτό, ο λόγος μετασχηματισμού αρχίζει πάλι να αυξάνεται, με στόχο την επαναφορά της V_2 εντός ορίων. Τέλος, τη στιγμή 1584s, η τάση V_2 παραβιάζει εκ νέου το κάτω όριό της. Από αυτό της της προσομοίωσης. Στο Σχ. 3.43 φαίνεται ότι ο έλεγχος ΣΑΤΥΦ διατηρεί σε γενικές γραμμές σταθερή την τάση.



Σχήμα 3.45 Ενεργός Ισχύς του Φορτίου του Α/Π #2 (EMRS)



Σχήμα 3.46 Καμπύλη PV Φορτίου του Α/Π #2 (EMRS)

Το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (σημείο C) συναντάται τη χρονική στιγμή 2606s (Σχ. 3.45), δηλαδή μετά από τη σύνδεση των διαθέσιμων αυτομάτων πυκνωτών και την ενεργοποίηση της εντολής μέγιστης άεργης υποστήριξης. Το όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος είναι 143.277 MW. Η άεργος παραγωγή από το A/Π #2 στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος είναι $Q_w = 33.776$ MVAr. Το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος παριστάνεται και στην καμπύλη PV του Σχήματος 3.46, όπου η ισχύς του φορτίου σχεδιάζεται συναρτήσει της τάσης του ζυγού του φορτίου.

Λαμβάνοντας υπόψιν και τους περιορισμούς επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$), το όριο μεταφοράς ισχύος (σημείο F) συναντάται τη χρονική στιγμή 2172s (Σχ. 3.45) και ισούται με 138.940 MW, όπως φαίνεται και στα Σχ. 3.45-3.46.

3.3.2 Παρουσίαση Αποτελεσμάτων Διαφορετικών Λειτουργιών Α/Π

Στην παρούσα υποενότητα συνοψίζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων διαφορετικών λειτουργιών ελέγχου του μετατροπέα του Α/Π #2, όσον αφορά τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ και άρα το όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς (Πίνακας 3.7). Αρχικά, η επίδραση της έγχυσης ενεργού ισχύος του Α/Π (θεωρώντας μοναδιαίο συντελεστή ισχύος UPF) προσέφερε μία αύξηση 2.14 MW στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος, ως λογικό επακόλουθο της ενεργού ισχύος που προσφέρει το Α/Π στο σύστημα μεταφοράς. Εν συνεχεία, η ρύθμισης της τάσεως του Α/Π επέφερε αύξηση κατά 4.56 MW στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος σε σχέση με τον έλεγχο UPF, λόγω της άεργης υποστήριξης που προσφέρει ο συγκεκριμένος έλεγχος στην παρούσα προσομοίωση. Ωστόσο, και στις δύο περιπτώσεις οι συστοιχίες των στατών πυκνωτών του Υ/Σ ήταν μη συνδεδεμένες, ενώ όταν συνδέθηκαν, το όριο φόρτισης αυξήθηκε κατά 4.50 MW, που αντιστοιχεί σε ποσοστό 37.50% της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών (Q_{cap.n}=12MVAr). Τέλος, χρησιμοποιώντας την εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης παρατηρείται επιπρόσθετη αύξηση της MMI, ίση με 12.57 MW, που αντιστοιχεί στο 34.92% της ονομαστικής δυνατότητας των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται (Sinv.n=36.0 MVA). Προφανώς, όπως έχει φανεί και στις εργασίες [59] και [61], το ποσοστό αύξησης της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος ως προς τα ονομαστικά μεγέθη του μετατροπέα S_n εξαρτάται κυρίως από την άεργη υποστήριξη του Α/Π, η οποία με τη σειρά της εξαρτάται από την παρούσα τιμή της ενεργού ισχύος του Α/Π, αφού για μικρές τιμές P_w τα περιθώρια Q_w είναι μεγάλα και αντίστροφα.

Χωρίς Α/Π	UPF (a)	CVC (b)	CVC και Πυκνωτές (c)	Αύξηση ΔΡ (c-b)	EMRS (d)	Αύξηση ΔΡ (d-c)
119.51	121.65	126.21	130.71	4.50 (37.5% $Q_{cap,n}$)	143.28	12.57 (34.9% S _{inv,n})

Πίνακας 3.7 Όριο Φόρτισης Συστήματος για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #2 (MW)

Στα Σχήματα 3.47 και 3.48 αναπαριστώνται συγκεντρωτικά οι καμπύλες ενεργού ισχύος του φορτίου και οι καμπύλες ισχύος-τάσης (PV) του φορτίου αντίστοιχα, για τις περιπτώσεις Χωρίς Α/Π (μπλε καμπύλη), με ρύθμιση τάσεως Α/Π και ζεύξης αυτόματων πυκνωτών (CVC+Πυκνωτές, μαύρη καμπύλη) και τέλος με ενεργοποίηση της εντολής μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS, κόκκινη διακεκομμένη καμπύλη).

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς επιτυγχάνεται σε χαμηλό επίπεδο τάσης δικτύου. Αυτό το αποτέλεσμα είναι αναμενόμενο για ένα απλό σύστημα, όπως αυτό που εξετάζεται εδώ για την εκτίμηση της ικανότητας φόρτισης του συστήματος. Εάν συνυπολογιστούν και οι περιορισμοί επιπέδου τάσεως ($V \ge V_F$) προκειμένου να καθοριστεί η μεταφερόμενη ισχύς, αντί του σημείου ορίου φόρτισης C το όριο μεταφοράς ισχύος λαμβάνεται στο σημείο F, όπου $V = V_F$. Η μπλε διακεκομμένη καμπύλη που φαίνεται στο Σχ. 3.48 αντιπροσωπεύει το όριο μεταφοράς για περιορισμοί τάσης V_F =0.8 αμ και τα διάφορα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 3.8. Συγκρίνοντας τους πίνακες 3.7 και 3.8 παρατηρείται ότι επιτυγχάνεται παραπλήσια αύξηση ΔP_{max} της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος με και χωρίς περιορισμούς επιπέδου τάσης.



Σχήμα 3.47 Καμπύλες Ενεργού Ισχύος Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του Α/Π #2 (Χωρίς Α/Π, Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, EMRS)



Σχήμα 3.48 Καμπύλες PV Φορτίου για διάφορες λειτουργίες του Α/Π #2 (Χωρίς Α/Π, Ρύθμιση Τάσεως και Σύνδεση Πυκνωτών, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)

Πίνακας 3.8 Όριο Φόρτισης Συστήματος για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #2 (MW) υπό περιορισμό επιπέδου τάσεως $V=V_F$

Χωρίς Α/Π	UPF (a)	CVC (b)	CVC και Πυκνωτές (c)	Αύξηση ΔΡ (c-b)	EMRS (d)	Αύξηση ΔΡ (d-c)
112.45	114.62	117.25	125.59	8.34 (69.5% <i>Q</i> _{cap,n})	138.94	13.35 (37.1% S _{inv,n})

Να σημειωθεί ότι τα αποτελέσματα της παρούσας υποενότητας είναι ντετερμινιστικά, δεδομένου ότι αναφέρονται σε μία μεμονωμένη χρονοσειρά ισχύος ως είσοδο του συστήματος (Σχ. 3.38).

4

Νέοι Μηχανισμοί Αστάθειας ΣΗΕ

Πέραν των κλασσικών μορφών ευστάθειας ενός ΣΗΕ, πρόσφατα παρατηρήθηκαν νέοι μηχανισμοί αστάθειας, οφειλόμενοι σε αδυναμία μεταφοράς της εγχεόμενης ισχύος μέσω μετατροπέων Ηλεκτρονικών Ισχύος. Η συγκεκριμένη μορφή αστάθειας είναι νεοφανής και δεν έχει μέχρι στιγμής ταξινομηθεί. Συνεπώς η έρευνα στο σημείο αυτό έχει συνεισφορά στην ανίχνευση και αντιμετώπιση μιας νέας μορφής αστάθειας ΣΗΕ.

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο αναλύονται αρχικά δύο νέοι μηχανισμοί αστάθειας ενός μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος που εγχέει ισχύ σε δίκτυο με περιορισμένη δυνατότητα μεταφοράς. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται προσομοίωση ενός συστήματος δοκιμών που περιλαμβάνει διεσπαρμένη παραγωγή, κάτω από δυσμενείς συνθήκες συστήματος μεταφοράς για περιπτώσεις ευσταθούς και ασταθούς λειτουργίας του μετατροπέα. Τέλος, προτείνεται ένα σχέδιο προστασίας για την έγκαιρη ανίχνευση και αντιμετώπιση πιθανής αστάθειας του μετατροπέα και παρουσιάζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα.

4.1 Ευστάθεια Συστήματος με Διεσπαρμένη Παραγωγή

Στο Σχήμα 4.1 φαίνεται ένα σύστημα δυο ζυγών, το οποίο αποτελείται από μια γεννήτρια συνδεδεμένη με πλήρη μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος (Inverter-Based Generator – IBG) καθώς και την ισοδύναμη σύνθετη αντίσταση και τάση Thevenin του συστήματος με το οποίο συνδέεται [102]. Στο Σχήμα 4.1, η γωνία του συντελεστή ισχύος παριστάνεται με φ ενώ η διαφορά φάσης της τάσης V_G του μετατροπέα με την ισοδύναμη τάση Thevenin E_T συμβολίζεται με θ . Η ισοδύναμη σύνθετη αντίσταση Thevenin αντίσταση του συντελεστή του συνδείται με Z_T , ενώ η γωνία απωλειών της Z_T είναι:

$$\beta = \sin^{-1} \left(\frac{R_T}{Z_T} \right) \tag{4.1}$$

Η ενεργός ισχύς P_G που παράγεται από την γεννήτρια IBG είναι [103]:

$$P_G = \frac{E_T V_G}{Z_T} \sin(\theta - \beta) + \frac{V_G^2}{Z_T^2} R_T$$
(4.2)



Σχήμα 4.1 Ισοδύναμο Thevenin από τον ζυγό του Μετατροπέα

4.1.1 Όριο Ευστάθειας Γωνίας Φάσεως

Για σταθερές τάσεις V_G , E_T και σύνθετη αντίσταση Thevenin Z_T , η ενεργός ισχύς της γεννήτριας μεγιστοποιείται όταν το ημίτονο στην εξίσωση (4.2) γίνει ίσο με τη μονάδα. Έτσι, η μέγιστη ενεργός ισχύς όταν ο μετατροπέας της γεννήτριας ελέγχει την τάση του ζυγού που συνδέεται, επιτυγχάνεται για γωνία:

$$\theta_{maxP_G} = \frac{\pi}{2} + \beta \tag{4.3}$$

Η μέγιστη ενεργός ισχύς που μπορεί να εγχυθεί στο δίκτυο ισούται με:

$$P_{Gmax} = \frac{E_T V_G}{Z_T} + \frac{V_G^2}{Z_T^2} R_T$$
(4.4)

Σε περίπτωση που η ισχύς P_G ξεπεράσει το όριο που ορίζεται από τη σχέση (4.4), το σύστημα θα οδηγηθεί σε αστάθεια και ο μετατροπέας θα αναγκαστεί να αποσυνδεθεί. Η αποσύνδεση θα επέλθει είτε από αστάθεια του βρόχου ελέγχου ενεργού ισχύος του μετατροπέα, είτε απλά από το γεγονός της αναντιστοιχίας παραγόμενης και εξαγόμενης ισχύος στη διεσπαρμένη πηγή (π.χ. υπέρταση στον πυκνωτή DC). Σημειώνεται ότι η μέγιστη ισχύς P_{Gmax} μπορεί να μειωθεί λόγω κάποιας διαταραχής στο σύστημα, όπως για παράδειγμα απώλεια παραγωγής ή γραμμής μεταφοράς [106], [107].

Λόγω της ύπαρξης των απωλειών, η ενεργός ισχύς P_T που εγχέεται στον ζυγό της ισοδύναμης πηγής τάσης Thevenin διαφέρει από την (4.2) και είναι ίση με [103]:

$$P_T = \frac{E_T V_G}{Z_T} \sin(\theta + \beta) - \frac{E_T^2}{Z_T^2} R_T$$
(4.5)

Αξίζει να σημειωθεί στο σημείο αυτό ότι η ενεργός ισχύς που αποδίδεται στην πηγή *E_T* (εξίσωση 4.5) μεγιστοποιείται πριν το όριο ευστάθειας (4.3) και συγκεκριμένα για γωνία:

$$\theta_{maxP_T} = \frac{\pi}{2} - \beta \tag{4.6}$$

Έτσι, προτού συναντηθεί το όριο ευστάθειας της ενεργού παραγωγής P_{Gmax} (4.4), η εξαγόμενη ενεργός ισχύς στο δίκτυο έχει ήδη ξεπεράσει το σημείο μεγίστου (4.6), με αποτέλεσμα η επιπλέον παραγόμενη ισχύς να αυξάνει απλά τις απώλειες. Η συγκεκριμένη μορφή αστάθειας δεν αναμένεται συνεπώς να παρουσιασθεί σε ένα

δίκτυο υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας, αφού προκύπτει για μη πρακτικές τιμές της γωνίας θ .

Στο Σχήμα 4.2 αναπαρίσταται η ενεργός ισχύς του μετατροπέα P_G , καθώς και η ενεργός ισχύς που μεταφέρεται στο δίκτυο P_T , ως συναρτήσεις της γωνίας θ . Το σημείο A_1 αντιπροσωπεύει το όριο ευστάθειας (4.3) για την P_G , ενώ το σημείο A_2 το όριο μέγιστης μεταφοράς (4.5) P_T . Είναι φανερό ότι προτού εμφανιστεί το όριο ευστάθειας (4.3), η εξαγόμενη στο δίκτυο ισχύς P_T έχει ήδη αρχίσει να μειώνεται. Συνεπώς, το παραπάνω όριο ευστάθειας φάσεως» του μετατροπέα δεν φαίνεται να είναι ιδιαίτερα πιθανό να εμφανιστεί σε πραγματικά συστήματα.



Σχήμα 4.2 Ενεργός Ισχύς Μετατροπέα και Μεταφερόμενη Ισχύς συναρτήσει της διαφοράς φάσης θ των τάσεων (θεωρώντας β≈17°)

4.1.2 Όριο Ευστάθειας υπό Σταθερό Ρεύμα

Στην ενότητα αυτή εξετάζεται ένας άλλος περισσότερο πιθανός μηχανισμός αστάθειας. Συγκεκριμένα, όταν ο μετατροπέας ελέγχει την τερματική τάση της γεννήτριας, είναι πιθανό κάτω από δυσμενείς συνθήκες λειτουργίας, η αυξημένη απαίτηση αέργου παραγωγής για τη στήριξη της τάσης να οδηγήσει σε τιμές ρεύματος του μετατροπέα που υπερβαίνουν τις ονομαστικές. Στην περίπτωση αυτή, ο μετατροπέας θα αναγκαστεί να λειτουργήσει υπό σταθερό ρεύμα ίσο με το ονομαστικό, έτσι ώστε να αποφύγει τον κίνδυνο υπερθέρμανσης. Συνεπώς, η τάση V_G παύει να διατηρείται σταθερή.

Σε συνθήκες λειτουργίας υπό σταθερό ρεύμα, η ενεργός ισχύς P_T που μεταφέρεται στο ισοδύναμο Thevenin είναι:

$$P_T = E_T I_G \cos \varphi \tag{4.7}$$

όπου φ η γωνία συντελεστή ισχύος μεταξύ του διανύσματος του ρεύματος μετατροπέα I_G και της ισοδύναμης τάσης Thevenin E_T .

Η παραγόμενη από τη γεννήτρια ενεργός ισχύς P_G καλύπτει την P_T , καθώς και τις απώλειες στην ωμική αντίσταση R_T . Είναι δηλαδή:

$$P_G = E_T I_G \cos \varphi + I_G^2 R_T \tag{4.8}$$

Επομένως, κατά την λειτουργία με σταθερό ρεύμα, η μέγιστη παραγόμενη ενεργός ισχύς παρατηρείται για μοναδιαίο συντελεστή ισχύος στο ισοδύναμο Thevenin, δηλαδή για $\cos \varphi = 1$. Θεωρώντας ότι το ρεύμα είναι ίσο με την οριακή τιμή του I^{lim} , η μέγιστη αυτή ισχύς θα είναι:

$$P_G^{lim} = I^{lim} \left(E_T + I^{lim} R_T \right) \tag{4.9}$$

Εάν η ενεργός ισχύς ξεπεράσει το όριο (4.9), ανεξάρτητα από το είδος του ελέγχου που χρησιμοποιείται, το σύστημα οδηγείται σε αστάθεια, με έναν από τους παρακάτω μηχανισμούς:

- a) Στην περίπτωση που ο μετατροπέας λειτουργεί ως ελεγχόμενη πηγή ρεύματος, η RMS τιμή του ρεύματος μετατροπέα I_G διατηρείται σταθερή και ίση με το όριο I^{lim} . Ως αποτέλεσμα, προκειμένου να εξαχθεί η ενεργός ισχύς P_G στο δίκτυο, ο μετατροπέας ελέγχει την φάση του ρεύματος φ . Ωστόσο, εάν η παραγόμενη από τη γεννήτρια ενεργός ισχύς είναι μεγαλύτερου του ορίου (4.9) και το σύστημα αδυνατεί να μεταφέρει την εγχεόμενη ενεργό ισχύ, η φάση φ δεν έχει λύση (δεν υπάρχει συνθήκη ισορροπίας) και ως εκ τούτου ο έλεγχος πηγής ρεύματος καθίσταται ασταθής. Επομένως, ο μετατροπέας θα αποσυνδεθεί, καθώς η ισχύς που δεν εξάγεται θα δημιουργήσει υπέρταση στον πυκνωτή της DC πλευράς του μετατροπέα.
- b) Αντίστοιχα, στην περίπτωση που ο μετατροπέας λειτουργεί ως ρυθμιζόμενη πηγή τάσης, όταν ο περιοριστής ρεύματος είναι ενεργός, η τάση V_G ελέγχεται, προκειμένου να διατηρηθεί το ρεύμα κάτω από το όριο I^{lim}. Όσο η παραγόμενη ενεργός ισχύς διατηρείται κάτω από το όριο P^{lim}_G (Σχέση 4.9), μείωση της τάσης V_G συνεπάγεται μείωση της αέργου ισχύος και συνεπώς μείωση του ρεύματος. Ωστόσο, εάν ξεπερασθεί το όριο P^{lim}_G, η ρυθμιζόμενη τάση δεν μπορεί να διατηρήσει πλέον το ρεύμα εντός ορίων, το οποίο αυξάνεται ανεξαρτήτως ρύθμισης.

Ο παραπάνω μηχανισμός αστάθειας (b), ο οποίος υλοποιείται και στην παρούσα εργασία, μπορεί να διατυπωθεί με την ακόλουθη συνθήκη ευστάθειας:

$$\frac{\partial I_G}{\partial V_G} > 0 \tag{4.10}$$

όπου το όριο αστάθειας παρουσιάζεται όταν η (4.10) ισχύει σαν ισότητα.

Η συνθήκη (4.10) είναι ισοδύναμη με την (4.9), όπως αποδεικνύεται και ακολούθως [102]. Συγκεκριμένα, στο Σχήμα 4.3 αναπαρίσταται αρχικά το διανυσματικό διάγραμμα για τη διάταξη του συστήματος του Σχήματος 4.1:



Σχήμα 4.3 Διανυσματικό Διάγραμμα του ακτινικού συστήματος (Σχ. 4.1)

Σύμφωνα με το Σχήμα 4.3, το μέτρο του ρεύματος μετατροπέ
α I_G μπορεί να εκφραστεί ως ακολούθως:

$$I_{G} = \frac{\left|\Delta \hat{V}\right|}{Z_{T}} = \frac{\sqrt{V_{G}^{2} + E_{T}^{2} - 2E_{T}V_{G}cos\theta}}{Z_{T}}$$
(4.11)

Άρα, από την εξίσωση (4.11), η ευαισθησία ρεύματος μετατροπέα ως προς την τάση υπολογίζεται ως εξής:

$$\frac{\partial I_G}{\partial V_G} = \frac{1}{Z_T^2 I_{G_o}} \left(V_{G_o} - E_T \cos \theta_o + \frac{\partial \theta}{\partial V_G} E_T V_{G_o} \sin \theta_o \right)$$
(4.12)

Δεδομένου ότι η ενεργός ισχύς P_G που παράγεται από την γεννήτρια με μετατροπέα θεωρείται σταθερή, η ευαισθησία της φασικής γωνίας θ ως προς την τάση V_G μπορεί να υπολογιστεί παραγωγίζοντας την εξίσωση (4.2) ως προς V_G ως ακολούθως:

$$0 = \frac{E_T}{Z_T} \sin(\theta_o - \beta) + \frac{\partial \theta}{\partial V_G} \frac{E_T V_{G_o}}{Z_T} \cos(\theta_o - \beta) + \frac{2V_{G_o} R_T}{Z_T^2}$$

Από όπου προκύπτει ότι:

$$\frac{\partial\theta}{\partial V_G} = \frac{-\frac{\sin(\theta_o - \beta)}{V_{G_o}} - \frac{2}{E_T}\sin\beta}{\cos(\theta_o - \beta)}$$
(4.13)

όπου $\beta = \sin^{-1}(R_T/Z_T)$ η γωνία απωλειών της ισοδύναμης σύνθετης αντίστασης Thevenin Z_T (Εξίσωση 4.1).

Αντικαθιστώντας την εξίσωση (4.13) στην (4.12), η συνθήκη μηδενικής ευαισθησίας ρεύματος-τάσεως μετατροπέα είναι:

$$V_{G_o} \cos(\theta_o - \beta) - E_T \cos\theta_o \cos(\theta_o - \beta) - E_T \sin\theta_o \sin(\theta_o - \beta) - 2V_{G_o} \sin\beta \sin\theta_o = 0$$

το οποίο μπορεί να γραφτεί και ως:

$$V_{G_o}(\cos\theta_o\cos\beta + \sin\beta\sin\theta_o - 2\sin\beta\sin\theta_o) = E_T\cos\beta$$

ή αλλιώς:

$$V_{G_o} cos(\theta_o + \beta) = E_T cos\beta = \frac{E_T X_T}{Z_T}$$
(4.14)

Από την άλλη μεριά, η άεργος ισχύς Q_T που ρέει στην ισοδύναμη πηγή τάσης Thevenin (Σχ. 4.1) δίνεται από την ακόλουθη σχέση [103]:

$$Q_T = \frac{E_T V_G}{Z_T} \cos(\theta + \beta) - \frac{E_T^2}{Z_T^2} X_T$$
(4.15)

Συγκρίνοντας τις εξισώσεις (4.14) και (4.15) προκύπτει τελικά ότι η ισότητα $Q_T=0$ (και ως εκ τούτου $\cos\varphi=1$) είναι ισοδύναμη με την Σχέση (4.10), δηλαδή $\partial I_G/\partial V_G=0$.

Η ισοδυναμία της εξίσωσης (4.14) και του μοναδιαίου συντελεστή ισχύος ($\cos \varphi = 1$) φαίνεται επίσης στο διανυσματικό διάγραμμα του Σχ. 4.4, όπου $\varphi = 0^{\circ}$.



Σχήμα 4.4 Διανυσματικό Διάγραμμα Σχ. 4.1 με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος

4.1.3 Μηχανισμός Αντιμετώπισης Αστάθειας Μετατροπέα

Όπως προαναφέρθηκε στην παρούσα εργασία, θεωρείται ότι ο μετατροπέας λειτουργεί ως ρυθμιζόμενη πηγή τάσης, δηλαδή όταν είναι ενεργοποιημένος ο περιοριστής ρεύματος μειώνει την τάση του αιολικού πάρκου προκειμένου να επαναφέρει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα. Όταν εφαρμόζεται αυτή η μέθοδος ελέγχου, κάνοντας χρήση των μετρήσεων ρεύματος μετατροπέα πριν και μετά $(I_{w(i-1)}, I_{wi})$ από την *i*-οστή μεταβολή ΔV της τάσης, προσδιορίζεται η ευαισθησία του μέτρου του ρεύματος ως προς την τάση του μετατροπέα ως εξής:

$$\eta_i = \frac{I_{w(i-1)} - I_{wi}}{\Delta V} = \frac{\Delta I_{wi}}{\Delta V}$$
(4.16)

Η ευαισθησία (4.16) είναι θετική όταν το ρεύμα μειώνεται προκειμένου να επανέλθει εντός ορίου, ενώ όταν γίνει ίση με το μηδέν το σύστημα φτάνει στο όριο αστάθειας. Για τον έγκαιρο εντοπισμό μιας ενδεχόμενης αστάθειας, ορίζεται ένα κατώφλι ευαισθησίας η_{min}. Όταν η ευαισθησία βρεθεί κάτω από αυτό το κατώφλι για ένα

χρονικό διάστημα T_{prot}, η εγχεόμενη ενεργός ισχύς από το αιολικό πάρκο μειώνεται κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό δ. Τα δεδομένα του μηχανισμού προστασίας φαίνονται στον Πίνακα 4.1:

Πίνακας 4.1 Δεδομένα Μηχανισμού Προστασίας

η_{min}	η_{nom}	δ	T _{prot}
0.6	1	10%	1

Η ενεργός ισχύς του αιολικού πάρκου εξαρτάται από την οροφή ισχύος (set point) P_{set} και από την χρονοσειρά αιολικής ισχύος P_{inp} που δίνεται ως είσοδος στο σύστημα.

$$P_{w} = \begin{cases} P_{set} , \acute{0}\tau \alpha \nu P_{inp} > P_{set} \\ P_{inp}, & \delta \iota \alpha \varphi o \rho \varepsilon \tau \iota \kappa \acute{\alpha} \end{cases}$$
(4.17)

Σύμφωνα με τον μηχανισμό προστασίας που περιγράφηκε παραπάνω, το σημείο ρύθμισης της οροφής ισχύος P_{set} της ενεργού ισχύος που εγχέει το αιολικό πάρκο στο δίκτυο γίνεται:

$$P_{set}^{(k+1)} = \begin{cases} (1-\delta)P_w^{(k)}, & \epsilon \dot{\alpha} \nu \eta \leq \eta_{min} \\ (1+\delta)P_{set}^{(k)}, & \epsilon \dot{\alpha} \nu \eta \geq \eta_{nom} \kappa \alpha \iota P_{set}^{(k)} < \frac{S_n}{(1+\delta)} \\ P_{set}^{(k)}, & \delta \iota \alpha \varphi o \rho \epsilon \tau \iota \kappa \dot{\alpha} \end{cases}$$
(4.18)

όπου $P_{set}^{(0)} = S_n$ η αρχική οροφή ισχύος που είναι ίση με την ονομαστική ισχύ του πάρκου, $P_w^{(k)} = P(t_k)$ και $P_{set}^{(k)} = P_{set}(t_k)$ η ενεργός ισχύς και η οροφή ισχύος την χρονική στιγμή $t_k = kT_{prot}$ και η_{nom} η ονομαστική τιμή της ευαισθησίας.

Έτσι, κάθε φορά που παραβιάζεται το κατώφλι η_{min} , πραγματοποιείται μια μείωση της αιολικής ισχύος κατά δ =10% μέσω του σημείου ρύθμισης P_{set} . Όταν η ευαισθησία επανέλθει στην ονομαστική της τιμή η_{nom} , το σημείο ρύθμισης αυξάνεται βαθμιαία κατά 10% σε κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης, έως ότου γίνει ίσο με την ονομαστική ισχύ του μετατροπέα S_n .

Ειδικότερα, όπως είναι γνωστό, κατά τη διάρκεια σφαλμάτων δικτύου, όταν ο μετατροπέας πλευράς-δικτύου δεν μπορεί να εξάγει όλη την ενεργό ισχύ που «διοχετεύεται» από την γεννήτρια στον DC πυκνωτή, η τάση της DC πλευράς αυξάνεται με ταχύ ρυθμό. Κατά τη διάρκεια αυτή, ο μετατροπέας πλευράς γεννήτριας μπορεί να τροφοδοτήσει κι ως εκ τούτου καταναλώσει ισχύ σε μία μεταβλητή αντίσταση, προκειμένου να μειώσει την υπερεπιτάχυνση της ανεμογεννήτριας [108]. Μόλις το σφάλμα εκκαθαριστεί, ο μετατροπέας θα γυρίσει στην αρχική του λειτουργία (αποσύνδεση αντιστάσεων).

Ως εκ τούτου, η αποκοπή ενεργού ισχύος που προτείνεται ως μέτρο αντιμετώπισης υλοποιείται σε αυτή την εργασία θεωρώντας μεταβλητές απώλειες για την μείωση της οροφής ισχύος P_{set} , οι οποίες μοντελοποιούνται με μία μεταβλητή αντίσταση διαφυγής εν παραλλήλω στην DC χωρητικότητα (πυκνωτής). Με αυτόν τον τρόπο η ισχύς που δεν μπορεί να εξαχθεί μέσω του μετατροπέα πλευράς δικτύου «διαχέεται» στη μεταβλητή αντίσταση κι ως εκ τούτου προστατεύεται το DC κύκλωμα. Η σχηματική αναπαράσταση της μεταβλητής αντίστασης διαφυγής (ισχύος) του μετατροπέα φαίνεται στο Σχήμα 4.5.



Σχήμα 4.5 Πλήρης Μετατροπέας εφοδιασμένος με μεταβλητή αντίσταση διαφυγής ισχύος

4.2 Ενδεικτική Προσομοίωση Συστήματος (Α/Π #2)

Προκειμένου να γίνει κατανοητή η λειτουργία του μηχανισμού προστασίας που περιγράφηκε στην προηγούμενη ενότητα, παρουσιάζονται εν συνεχεία τα αποτελέσματα από μια μεμονωμένη προσομοίωση με και χωρίς μηχανισμό προστασίας αστάθειας, δίνοντας ως είσοδο μια χρονοσειρά αιολικής παραγωγής που οδηγεί το σύστημα στην εξεταζόμενη μορφή αστάθειας. Η χρονοσειρά ισχύος αναπαρίσταται στο Σχήμα 4.6, ενώ στα επόμενα Σχήματα φαίνονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης. Όλα τα μεγέθη αναφέρονται σε βάση ισχύος $S_n=36$ MVA, δηλαδή στην ονομαστική τιμή του μετατροπέα (A/Π #2).



Σχήμα 4.6 ΧΣ Αιολικής Παραγωγής που οδηγεί σε αστάθεια (Α/Π #2, Sn=36 MVA)

Η προσομοίωση του συστήματος για το αιολικό πάρκο #2 πραγματοποιείται με ανάλογο τρόπο με αυτόν που περιγράφηκε στην Ενότητα 3.1, ενώ το μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος δοκιμών του Σχήματος 3.1 αναπαρίσταται εκ νέου στο Σχήμα 4.7 για λόγους εποπτείας. Να σημειωθεί ότι προτού εκδοθεί το σήμα EMRS επιλέγεται ως στρατηγική ελέγχου της αέργου ισχύος από τον μετατροπέα του Α/Π η λειτουργία μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF).



Σχήμα 4.7 Μονογραμμικό Διάγραμμα Συστήματος Δοκιμών

Η χρονική περίοδος της προσομοίωσης είναι ίση με 1 δευτερόλεπτο. Σε κάθε χρονικό βήμα επιλύονται οι αλγεβρικές εξισώσεις του συστήματος, θεωρώντας δεδομένες τις τιμές των μεταβλητών κατάστασης V_w , r, B_c (βλέπε Σχήμα 4.7). Η ενεργός παραγωγή του αιολικού πάρκου P_w και η αγωγιμότητα του φορτίου G λαμβάνονται ως είσοδοι του προγράμματος, με την πρώτη να προκύπτει από τις δοθείσα εξεταζόμενη χρονοσειρά (Σχ. 4.6) και την δεύτερη να προέρχεται από την ράμπα φορτίου που εφαρμόζεται στο σύστημα.

Όταν παραβιάζεται το όριο μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος I^{lim} , ενεργοποιείται ο περιοριστής ρεύματος, σύμφωνα με τον οποίο μεταβάλλεται η τάση V_w του αιολικού πάρκου σύμφωνα με τις Σχέσεις (4.6)-(4.7), χωρίς να αλλάζει το χρονικό βήμα της προσομοίωσης, έως ότου επανέλθει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα. Ακολούθως, επιλύεται η εξίσωση λειτουργίας του ΣΑΤΥΦ, μέσω του ελέγχου της προσομοίωσης. Αφού ολοκληρωθούν οι ενέργειες του ΣΑΤΥΦ, επιλύονται εκ νέου οι αλγεβρικές εξισώσεις του συστήματος.

Τέλος, επιλύεται η εξίσωση λειτουργίας του αυτόματου μηχανισμού ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών, μέσω του ελέγχου της υψηλής τάσης V_1 . Το βήμα αυτό πραγματοποιείται μόνο μια φορά σε κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης. Στη συνέχεια, επιλύονται για τελευταία φορά οι αλγεβρικές εξισώσεις του συστήματος και ολοκληρώνεται μια περίοδος της προσομοίωσης.

Όπως και στις προσομοιώσεις του Κεφαλαίου 3, εφαρμόζεται η λειτουργία Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS). Για την ενεργοποίησή της απαιτείται ένα διακριτό σήμα που ζητά μέγιστη άεργο υποστήριξη, το οποίο στέλνεται σε περίπτωση που η υψηλή τάση V_1 του υποσταθμού πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο όριο V_1^{lim} . Όταν το σήμα αέργου υποστήριξης ληφθεί από το αιολικό πάρκο, η ελεγχόμενη τάση V_w παίρνει την μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της V_w^{lim} . Σημειώνεται ακόμη, ότι τίθεται μια χρονική καθυστέρηση ενός δευτερολέπτου από τη στιγμή που εντοπισθεί παραβίαση του ορίου V_1^{lim} , προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι ενδεχόμενες μεταβολές της τάσης V_1 που επανέρχονται εντός ορίου, δεν ενεργοποιούν τον έλεγχο μέγιστης αέργου υποστήριξης.

Το αποτέλεσμα της προσομοίωσης για το αιολικό πάρκο #2 εξαρτάται σημαντικά από την χρονοσειρά αιολικής παραγωγής, όπως φαίνεται παρακάτω.



4.2.1 Χωρίς προστασία αστάθειας μετατροπέα

Σχήμα 4.8 Ρεύμα Μετατροπέα κατά την προσομοίωση (χωρίς μηχανισμό προστασίας)

Στο Σχήμα 4.8 αναπαρίσταται αρχικά το ρεύμα του αιολικού πάρκου. Έπειτα από την ενεργοποίηση του περιοριστή ρεύματος τη χρονική στιγμή t=1720s (σημείο D), το ρεύμα διατηρείται επιτυχώς στη μέγιστη επιτρεπτή τιμή έως ότου φτάσει το όριο ευστάθειας (4.9) (σημείο M). Από εκεί και πέρα, το σύστημα αδυνατεί να βρει λύση ώστε να περιορίσει το ρεύμα, με αποτέλεσμα να οδηγείται σε αστάθεια την χρονική στιγμή t=2896s. Η διαδικασία αυτή γίνεται εμφανής στη λεπτομέρεια του Σχήματος 4.9.



Σχήμα 4.9 Ρεύμα Μετατροπέα σε Μεγέθυνση (χωρίς μηχανισμό προστασίας)

Στο Σχήμα 4.10 φαίνεται η ενεργός ισχύς που παράγεται από το αιολικό πάρκο, καθώς και το όριο ευστάθειας που υπολογίζεται από τη σχέση (4.8) για κάθε χρονική στιγμή. Το όριο μεταβάλλεται καθώς αλλάζει το ισοδύναμο Thevenin λόγω της ράμπας φορτίου που εφαρμόζεται. Οι οριακές τιμές ενεργού ισχύος που προκύπτουν από την (4.3) είναι μικρότερες κάθε χρονική στιγμή από τις αντίστοιχες που προκύπτουν από την (4.8), όπως ήταν αναμενόμενο. Το σημείο Μ αντιπροσωπεύει την χρονική στιγμή κατά την οποία παραβιάζεται το όριο ευστάθειας για την παραγόμενη ισχύ. Η αδυναμία ελέγχου του ρεύματος από τον μετατροπέα μπορεί να φανεί και στο Σχήμα 4.11 όπου αναπαρίσταται η ευαισθησία ρεύματος-τάσης (Εξίσωση 4.10).



Σχήμα 4.10 Ενεργός Ισχύς Αιολικού Πάρκου και Όρια Ευστάθειας (χωρίς προστασία)



Σχήμα 4.11 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης (χωρίς μηχανισμό προστασίας)

4.2.2 Προσομοίωση προστασίας αστάθειας

Η παραπάνω ανάλυση αφορούσε τη λειτουργία του συστήματος χωρίς τον μηχανισμό προστασίας από αστάθεια. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί η μορφή αστάθειας που

περιγράφηκε, εισάγεται στην προσομοίωση ο μηχανισμός προστασίας που αναλύθηκε στην Ενότητα 4.1.3.

Στο Σχήμα 4.12 αναπαρίσταται το ρεύμα του μετατροπέα κάθε χρονική στιγμή. Το σημείο N αντιπροσωπεύει τη στιγμή κατά την οποία εντοπίζεται η παραβίαση του ορίου ευαισθησίας, δηλαδή τη χρονική στιγμή που η ευαισθησία πέφτει κάτω από το όριο η_{min}. Σε αντίθεση με την περίπτωση χωρίς μηχανισμό προστασίας, το ρεύμα πλέον διατηρείται στο επιτρεπόμενο όριο μέχρι το τέλος της προσομοίωσης.



Σχήμα 4.12 Ρεύμα Μετατροπέα με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα

Στα Σχήματα 4.13 και 4.14 παρουσιάζεται η ελεγχόμενη από τον μετατροπέα τάση V_w και η ελεγχόμενη από το ΣΑΤΥΦ μέση τάση V_2 αντιστοίχως. Η διαφαινόμενη αστάθεια εντοπίζεται από τον μηχανισμό προστασίας καθώς ο περιοριστής ρεύματος μειώνει την τάση προκειμένου να επανέλθει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα.. Επίσης, όσο η τάση V_2 διατηρείται εντός της νεκρής ζώνης, η τάση V_w σταθεροποιείται στην τιμή 1.06αμ.



Σχήμα 4.13 Τάση Μετατροπέα με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα


Σχήμα 4.14 Τάση Δευτερεύοντος του ΣΑΤΥΦ με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα

Στο Σχήμα 4.15 αναπαρίσταται η ευαισθησία ρεύματος-τάσης η για την περίπτωση με μηχανισμό προστασίας (μαύρη γραμμή) αλλά και χωρίς (μπλε γραμμή). Το κατώφλι ευαισθησίας παραβιάζεται για πρώτη φορά την χρονική στιγμή t=2560s. Ως αποτέλεσμα, πραγματοποιείται περικοπή της ενεργού ισχύος που παράγει το αιολικό πάρκο μέσω της οροφής ισχύος P_{set} , που ενεργοποιείται μετά από χρονική καθυστέρηση T_{prot} . Η αλλαγή αυτή γίνεται εμφανής και στο Σχήμα 4.16, όπου παρουσιάζονται η οροφή ισχύος P_{set} και η παραγόμενη ενεργός ισχύς P_w κάθε χρονική στιγμή με μαύρη και μπλε γραμμή αντίστοιχα. Στο ίδιο διάγραμμα, φαίνεται με κόκκινο χρώμα και το όριο ενεργού ισχύος που προκύπτει από την (4.8). Όταν η ευαισθησία επανέλθει στην τιμή η_{nom} τη χρονική στιγμή t=3306s, η οροφή ισχύος P_{set} αυξάνεται διαδοχικά κατά 10% έως ότου γίνει ίση με την ονομαστική τιμή S_n , τη χρονική στιγμή t=3320s.



Σχήμα 4.15 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα



Σχήμα 4.16 Ενεργός Ισχύς Α/Π #2 με Οροφή P_{set} του Μηχανισμού Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα

Τέλος, στο Σχήμα 4.17 αναπαρίστανται οι καμπύλες PV για τις περιπτώσεις με και χωρίς μηχανισμό προστασίας αστάθειας μετατροπέα. Σε αυτό γίνεται εμφανής η επίδραση του μηχανισμού, προκειμένου να αποφευχθεί η αστάθεια στον μετατροπέα.



Σχήμα 4.17 Καμπύλη PV Με και Χωρίς Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας

4.3 Προστασία Έκτακτης Αποκοπής Αιολικής Ισχύος

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος, που στην πραγματικότητα συνθέτουν την κυματομορφή εναλλασσόμενου ρεύματος ή τάσεως, έχουν πολύ γρήγορη αντίδραση, καθιστώντας δυνατή τη ρύθμιση εντός μιας περιόδου (20ms για σύστημα 50Hz). Ως εκ τούτου, η ρύθμιση αυτή θεωρείται ακαριαία στη χρονικά κλίμακα που εξετάζεται στην παρούσα εργασία (1s και 10s).

Επιπροσθέτως, οι μετατροπείς Η/Ι δεν έχουν δυνατότητα έστω χρονικά περιορισμένης υπερφόρτισης. Σε περίπτωση που ζητηθεί από τον ρυθμιστή τάσεως/αέργου ισχύος τιμή ρεύματος που υπερβαίνει την ονομαστική, αυτή περιορίζεται αυτόματα στο όριο ρεύματος. Συγκεκριμένα, το όριο ρεύματος οφείλει να καλύπτει την ονομαστική φαινόμενη ισχύ υπό ονομαστική τάση. Συνεπώς, θεωρώντας S_n την ονομαστική φαινόμενη ισχύ και V_n την ονομαστική τάση του μετατροπέα (στο ανά μονάδα σύστημα), το όριο του ρεύματος επαναδιατυπώνεται (Εξίσωση 2.4) ακολούθως:

$$I^{lim}(\alpha,\mu,) = \frac{S_n}{V_n} \tag{4.19}$$

Στην παρούσα εργασία, όπου ο μετατροπέας λειτουργεί ως ρυθμιζόμενη πηγή τάσης, όταν ο περιοριστής ρεύματος είναι ενεργός, η τάση V_G ελέγχεται, προκειμένου να διατηρηθεί το ρεύμα κάτω από το όριο I^{lim}. Ωστόσο, το συγκεκριμένο όριο αναφέρεται στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας και δεν λαμβάνει υπόψιν μεταβατικά φαινόμενα που επισυμβαίνουν στην θεωρητικά ακαριαία χρονική κλίμακα (βλέπε Σχ. 4.12).

Οι περισσότεροι μετατροπείς έχουν εσωτερικά κυκλώματα περιορισμού ρεύματος για την προστασία του εξοπλισμού και σε κάποιο βαθμό του φορτίου. Στην πράξη, η τιμή του ρεύματος εξόδου του μετατροπέα για την οποία ο μετατροπέας παραμένει συνδεδεμένος, δηλαδή η αποδεκτή μεταβατική τιμή ρεύματος, κυμαίνεται από 10 έως 20% του ονομαστικού ρεύματος [109], [110], [111], δηλαδή του ορίου I^{lim}.

Στην συγκεκριμένη υλοποίηση, η επιτρεπόμενη ακαριαία υπέρβαση του ορίου ρεύματος I^{lim} , μέχρις ότου μεταβληθεί διαδοχικά η τάση του μετατροπέα (ρύθμιση εντός μιας περιόδου - 20ms για σύστημα 50Hz), θεωρείται ίση με 10%. Δηλαδή, ορίζεται ως μέγιστη μεταβατική τιμή ρεύματος μετατροπέα, I_{max} , το όριο ρεύματος μόνιμης κατάστασης αυξημένο κατά ένα ποσοστό 10%:

$$I_{max}(\alpha, \mu.) = 1.10 I^{lim}$$
(4.20)

Προτείνεται λοιπόν μία επιπρόσθετη μέθοδος προστασίας εκτάκτου ανάγκης του μετατροπέα, κατά την οποία μόλις το ρεύμα I_G υπερβεί το όριό του I^{lim} και πραγματοποιηθεί μεταβολή της τάσεως V_G με σκοπό τη μείωσή του, εάν η ευαισθησία ρεύματος-τάσεως η υπολογιστεί αρνητική και ταυτόχρονα το ρεύμα του μετατροπέα δεν έχει υπερβεί το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο I_{max} , πραγματοποιείται ακαριαία αποκοπή της αιολικής ισχύος κατά $\delta=10\%$ (μέσω του σημείου ρύθμισης P_{set} , όπως εξηγήθηκε στην υποενότητα 4.1.3). Δηλαδή:

$$P_{set}^{(k)} = (1 - \delta) P_{set}^{(k)}, \quad \varepsilon \dot{\alpha} \nu \eta \le 0 \; \kappa \alpha \iota \, I_G < I_{max}$$
(4.21)

όπου $P_{set}^{(k)} = P_{set}(t_k)$ η οροφή ισχύος την χρονική στιγμή t_k .

Μάλιστα, σύμφωνα με τον μηχανισμό προστασίας που περιγράφηκε στην υποενότητα 4.1.3, σε συνδυασμό με την προστασία έκτακτης αποκοπής ισχύος, το σημείο ρύθμισης της οροφής ισχύος (set point) *P_{set}* της ενεργού ισχύος που εγχέει το αιολικό πάρκο στο δίκτυο διαμορφώνεται ως ακολούθως (Εξισώσεις 4.18 και 4.21):

Eάν (η ≤ 0 και
$$I_G < I_{max}$$
)
 $P_{set}^{(k)} = (1 - \delta) P_{set}^{(k)}$
αλλιώς
 $P_{set}^{(k+1)} = \begin{cases} (1 - \delta) P_w^{(k)}, \quad \varepsilon άν η \le \eta_{min} \end{cases}$

$$(4.22)$$

$$(1 + \delta) P_{set}^{(k)}, \quad \varepsilon άν η \ge \eta_{nom} \kappa αι P_{set}^{(k)} < \frac{S_n}{(1 + \delta)}$$

$$P_{set}^{(k)}, \quad \delta ι α φ ο ρ ε τι κ ά$$

Με αυτόν τον τρόπο, καθώς η ισχύς που δεν εξάγεται σε περίπτωση αρνητικής ευαισθησίας ($\eta < 0$) μειώνεται έκτακτα (οριακά ακαριαία) κι ως εκ τούτου δε δημιουργείται υπέρταση στον πυκνωτή της DC πλευράς του μετατροπέα (σύμφωνα και με τον περιορισμό μεγίστου μεταβατικού ρεύματος I_{max}), ο μετατροπέας δεν θα αποσυνδεθεί.

Συγκεκριμένα, στο κεφάλαιο 9 πραγματοποιούνται πιθανοτικές προσομοιώσεις, με σκοπό την αντιμετώπιση όλων των διαφορετικών σεναρίων αστάθειας που προκύπτουν μέσω της εφαρμογής της άνωθι μεθόδου έκτακτης προστασίας (Εξίσωση 4.22).

Τέλος, να τονιστεί πως στην περίπτωση που ο μετατροπέας λειτουργεί ως ελεγχόμενη πηγή ρεύματος, η RMS τιμή του ρεύματος μετατροπέα I_G διατηρείται σταθερή, μέσω του εξωτερικού βρόχου ελέγχου ρεύματος του μετατροπέα, ίση με το όριο I^{lim} . Ως αποτέλεσμα, προκειμένου να εξαχθεί η ενεργός ισχύς $P_w = P_G$ στο δίκτυο, ο μετατροπέας ελέγχει την φάση του ρεύματος φ . Ωστόσο, εάν η παραγόμενη από τη γεννήτρια ενεργός ισχύς είναι μεγαλύτερου του ορίου (4.9) και το σύστημα αδυνατεί να μεταφέρει την εγχεόμενη ενεργό ισχύ, η φάση φ δεν έχει λύση (δεν υπάρχει συνθήκη ισορροπίας) και ως εκ τούτου ο έλεγχος πηγής ρεύματος καθίσταται ασταθής.

Επομένως, ο μετατροπέας θα αποσυνδεθεί, καθώς η ισχύς που δεν εξάγεται θα δημιουργήσει υπέρταση στον πυκνωτή της DC πλευράς του μετατροπέα.

Η εφαρμογή της προστασίας έκτακτης αποκοπής αιολικής ισχύος, στην περίπτωση λειτουργίας μετατροπέα ως ελεγχόμενης πηγής ρεύματος υλοποιείται στην Ενότητα 4.4 για το σενάριο που προσομοιώθηκε προηγουμένως, ωστόσο η πλήρης υλοποίηση και προσομοίωση σε μεγαλύτερα συστήματα αφήνεται ως μελλοντική εργασία. Ενδεικτικά αναφέρεται πως έναντι της μέτρησης του ρεύματος και της υπέρβασης αυτού από το όριο I^{lim} , όπως αναλύθηκε προηγουμένως, σε αυτή την περίπτωση πραγματοποιείται μέτρηση της φάσεως του ρεύματος φ του μετατροπέα (γωνία μεταξύ διανύσματος ρεύματος μετατροπέα \tilde{I}_G και ισοδύναμης τάσης Thevenin \tilde{E}_T , όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 4.3) και σε περίπτωση παραβίασης ενός ορίου φάσεως εφαρμόζονται τα ίδια μέτρα έκτακτης προστασίας (μέσω αποκοπής αιολικής ισχύος).

4.4 Ισοδυναμία με Ελεγχόμενη Πηγή Σταθερού Ρεύματος

Η αρχικοποίηση και η προσομοίωση του εξεταζόμενου συστήματος του Σχ. 4.7 πραγματοποιούνται με τον ίδιο τρόπο και εξισώσεις που δόθηκαν στην Ενότητα 3.1 του Κεφ. 3, μέχρι το σημείο όπου συναντάται το όριο ρεύματος I^{lim} και ενεργοποιείται ο έλεγχος σταθερού ρεύματος. Από εκείνη τη στιγμή κι έπειτα, μέσω της λειτουργίας μετατροπέα ως ελεγχόμενης πηγής ρεύματος, διατηρείται η τιμή του ρεύματος μετατροπέα του αιολικού πάρκου I_w σταθερή και ίση με το όριο I^{lim} . Να σημειωθεί ότι η ανάλυση που πραγματοποιείται στη συγκεκριμένη ενότητα αναφέρεται από το σημείο ενεργοποίησης ελέγχου σταθερού ρεύματος κι έπειτα.

Το ισοδύναμο Thevenin που φαίνεται από το ζυγό του αιολικού πάρκου, όπως δόθηκε στο Σχήμα 3.3, μετασχηματίζεται επομένως ως εξής ($I_w = I^{lim}$):



Σχήμα 4.18 Ισοδύναμο Thevenin στην Πλευρά του Α/Π

4.4.1 Εξισώσεις Συστήματος με Έλεγχο Σταθερού Ρεύματος

Αναδιατυπώνοντας τις εξισώσεις (3.13)-(3.16) για λόγους εποπτείας, τα στοιχεία του ισοδύναμου κυκλώματος του Σχ. 4.18 παρουσιάζονται ως συναρτήσεις:

$$E_T = f_E(E, G, r, B_c) \tag{4.23}$$

$$\theta_T = f_\theta(E, G, r, B_c) \tag{4.24}$$

$$R_T = f_R(E, G, r, B_c) \tag{4.25}$$

$$X_T = f_X(E, G, r, B_c) \tag{4.26}$$

Στο Σχήμα 4.18 η σύνθετη αντίσταση έχει τη μορφή:

$$Z_T \angle \gamma = R_T + j X_T \tag{4.27}$$

Η μιγαδική ισχύς του αιολικού πάρκου συναρτήσει του ορίου ρεύματος δίνεται ως:

$$\mathbf{S}_{w} = \tilde{V}_{w}\tilde{I}_{w}^{*} = \tilde{I}_{w}^{*}\left(\tilde{E}_{T} + \tilde{I}_{w}\mathbf{Z}_{T}\right) = (I^{lim})^{2}Z_{T} \angle \gamma + I^{lim}E_{T} \angle (\theta_{T} - \varphi)$$
(4.28)

Επομένως, από την εξίσωση (4.28) προκύπτει ότι η ενεργός ισχύς που παράγει το αιολικό πάρκο γράφεται ως:

$$P_{w} = (I^{lim})^{2} Z_{T} \cos(\gamma) + I^{lim} E_{T} \cos(\Delta \varphi)$$
(4.29)

Με τη γωνία $\Delta \varphi = \theta_T - \varphi$ να δίνεται από την επίλυση της (4.29):

$$\Delta \varphi = \cos^{-1} \left(\frac{P_w - \left(l^{lim} \right)^2 Z_T \cos(\gamma)}{l^{lim} E_T} \right)$$
(4.30)

Η άεργος ισχύς που παράγει το αιολικό πάρκο θα είναι:

$$Q_w = (I^{lim})^2 Z_T \sin(\gamma) + I^{lim} E_T \sin(\Delta \varphi)$$
(4.31)

Μετά τον υπολογισμό της γωνίας Δφ, καθίσταται εύκολη η εύρεση της αέργου ισχύος και της γωνίας φάσεως:

$$\varphi = \theta_T - \Delta \varphi \tag{4.32}$$

Μετά τον υπολογισμό των Q_w , φ , το κύκλωμα του Σχήματος 4.7 μπορεί να επιλυθεί προκειμένου να προσδιορισθούν τα υπόλοιπα μεγέθη του συστήματος, δηλαδή τα V_w, V_2, V_1, I_L, V_L .

Συγκεκριμένα, η τάση του μετατροπέα και το ρεύμα της γραμμής του αιολικού πάρκου υπολογίζονται ως εξής [59]:

$$\tilde{V}_w = \frac{P_w + jQ_w}{\tilde{I}_w^*} \tag{4.33}$$

$$\tilde{I}_{b2} = j \frac{B_l \tilde{V}_w}{2} \tag{4.34}$$

$$\tilde{I}_d = \tilde{I}_w - \tilde{I}_{b2} \tag{4.35}$$

Ενώ η τάση στο ζυγό ΜΤ του υποσταθμού ισούται με:

$$\tilde{V}_2 = \tilde{V}_w - \tilde{I}_d (R_l + jX_l) \tag{4.36}$$

Το ρεύμα που διέρχεται από τις συστοιχίες πυκνωτών και το ρεύμα που διαρρέει τον μετασχηματιστή είναι αντίστοιχα [59]:

$$\tilde{I}_c = j B_c \tilde{V}_2 \tag{4.37}$$

$$\tilde{I}_{b1} = j \frac{B_l \tilde{V}_2}{2} \tag{4.38}$$

$$\tilde{I}_t = \tilde{I}_d - \tilde{I}_{b1} - \tilde{I}_c \tag{4.39}$$

Η υψηλή τάση V_1 (πρωτεύον του μετασχηματιστή) ισούται με:

$$\tilde{V}_1 = r \tilde{V}_1^{"} = r \left(\tilde{V}_2 - j \tilde{I}_t X_t \right)$$
 (4.40)

Στη συνέχεια, υπολογίζεται η ενεργός ισχύς που εγχέεται στον ζυγό υψηλής τάσης:

$$P_1 = P_w - {I_d}^2 R_l \tag{4.41}$$

Τα ρεύματα φορτίου και δικτύου, καθώς και οι αντίστοιχες τιμές ενεργού ισχύος βρίσκονται ως ακολούθως [59]:

$$\tilde{I}_L = \frac{V_1}{\frac{1}{G} + jX} \tag{4.42}$$

$$\tilde{I}_e = \frac{\tilde{I}_t}{r} - \tilde{I}_L \tag{4.43}$$

$$P_L = {I_L}^2 \frac{1}{G} \tag{4.44}$$

$$P_e = P_L - P_1 \tag{4.45}$$

Τέλος, η τάση του ζυγού φορτίου είναι:

$$\tilde{V}_L = \tilde{V}_1 - j\tilde{I}_L X \tag{4.46}$$

Συνεπώς, όλες οι αλγεβρικές εξισώσεις του δικτύου προσδιορίζονται μετά την επίλυση της (4.30), που είναι συνάρτηση του ορίου ρεύματος I^{lim} και του ισοδύναμου Thevenin, μέσω των σχέσεων (4.23)-(4.26).

Εν συνεχεία δίνονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το αιολικό πάρκο #2, πραγματοποιώντας την ίδια προσομοίωση με προηγουμένως, ωστόσο με έλεγχο ελεγχόμενης πηγής ρεύματος έναντι ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως από όταν παραβιάζεται το όριο ρεύματος για πρώτη φορά (Σημείο D, $I_w = I^{lim}$) κι έπειτα.

4.4.2 Χωρίς προστασία αστάθειας μετατροπέα



Σχήμα 4.19 Ρεύμα Μετατροπέα κατά την προσομοίωση με ελεγχόμενη πηγή ρεύματος (χωρίς μηχανισμό προστασίας)

Στο Σχήμα 4.19 αναπαρίσταται αρχικά το ρεύμα του αιολικού πάρκου. Έπειτα από την ενεργοποίηση του περιοριστή ρεύματος τη χρονική στιγμή t=1720s (σημείο D), το ρεύμα διατηρείται επιτυχώς στη μέγιστη επιτρεπτή τιμή. Την χρονική στιγμή t=2896s, ωστόσο, όπως φαίνεται και στο Σχ. 4.20, το συνημίτονο της φάσεως φ του ρεύματος του μετατροπέα του Α/Π προσπαθεί να λάβει τιμή μεγαλύτερη της μονάδας, καθώς δεν μπορεί να διατηρήσει σταθερό το ρεύμα στη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή. Ως εκ τούτου, η φάση ρεύματος φ δεν έχει λύση (δεν υπάρχει συνθήκη ισορροπίας) και ως εκ τούτου ο έλεγχος πηγής ρεύματος καθίσταται ασταθής. Επομένως, ο μετατροπέας θα αποσυνδεθεί, καθώς η ισχύς που δεν εξάγεται θα δημιουργήσει υπέρταση στον πυκνωτή της DC πλευράς του μετατροπέα.



Σχήμα 4.20 Χρονική Απόκριση συνημίτονου φάσεως φ ρεύματος μετατροπέα αιολικού πάρκου (χωρίς μηχανισμό προστασίας)

Συγκεκριμένα, όπως αναλύθηκε στην Ενότητα 4.1.2 και στην εργασία [102], εάν η παραγόμενη από τη γεννήτρια ενεργός ισχύς είναι μεγαλύτερου του ορίου (4.9) το σύστημα αδυνατεί να μεταφέρει την εγχεόμενη ενεργό ισχύ. Σε αυτή την περίπτωση η συνθήκη αστάθειας εκφράζεται από τη Σχέση 4.10, δηλαδή από την ευαισθησία ρεύματος-τάσεως ίση με $\partial I_G / \partial V_G = 0$, η οποία είναι ισοδύναμη με τη συνθήκη μη εύρεσης λύσης της γωνίας ρεύματος φ , δηλαδή της συνθήκης:

$$\cos\varphi = 1 \tag{4.47}$$

Η ισοδυναμία των συνθηκών αστάθειας μετατροπέα με λειτουργία ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως και ελεγχόμενης πηγής ρεύματος, δηλαδή των Σχέσεων (4.10) και (4.47) αντίστοιχα, επαληθεύεται και στις προσομοιώσεις των Ενοτήτων 4.2 και 4.4, όπου η παραβίαση του ορίου ευστάθειας (σημείο M) λαμβάνει χώρα την ίδια χρονική στιγμή (t=2896s).

Στο Σχήμα 4.21 φαίνεται η ενεργός ισχύς που παράγεται από το αιολικό πάρκο, καθώς και το όριο ευστάθειας που υπολογίζεται από τη σχέση (4.8) για κάθε χρονική στιγμή. Το όριο μεταβάλλεται καθώς αλλάζει το ισοδύναμο Thevenin λόγω της ράμπας φορτίου που εφαρμόζεται. Οι οριακές τιμές ενεργού ισχύος που προκύπτουν από την (4.3) είναι μικρότερες κάθε χρονική στιγμή από τις αντίστοιχες που προκύπτουν από την (4.8), όπως ήταν αναμενόμενο. Το σημείο Μ αντιπροσωπεύει την χρονική στιγμή κατά την οποία παραβιάζεται το όριο ευστάθειας για την παραγόμενη ισχύ. Οι αποκρίσεις του Σχ. 4.21 είναι παρόμοιες με αυτές του Σχ. 4.10.





4.4.3 Προσομοίωση προστασίας αστάθειας ελεγχόμενης πηγής ρεύματος

4.4.3.1 Τροποποίηση μηχανισμού προστασίας ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως σε ελεγχόμενη πηγή ρεύματος

Η παραπάνω ανάλυση αφορούσε τη λειτουργία του συστήματος χωρίς τον μηχανισμό προστασίας από αστάθεια. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί η μορφή αστάθειας που περιγράφηκε, πραγματοποιείται μία τροποποίηση στον μηχανισμό προστασίας που αναλύθηκε στην Ενότητα 4.1.3, προκειμένου να συμπεριλαμβάνει το όριο ευστάθειας σε λειτουργία μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος.

Συγκεκριμένα, όταν το συνημίτονο της φάσεως φ του ρεύματος γίνει ίση με τη μονάδα, το σύστημα φτάνει στο όριο αστάθειας. Για τον έγκαιρο εντοπισμό μιας ενδεχόμενης αστάθειας, έναντι του κατωφλίου ευαισθησίας η_{min} που ορίστηκε στη λειτουργία ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως, ορίζεται ενδεικτικά ένα όριο $\cos\varphi_{lim}$. Όταν το συνημίτονο της φάσεως φ του ρεύματος ($\cos\varphi$) βρεθεί πάνω από αυτό το όριο για ένα χρονικό διάστημα T_{prot} , η εγχεόμενη ενεργός ισχύς από το αιολικό πάρκο μειώνεται κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό δ. Τα δεδομένα του μηχανισμού προστασίας φαίνονται στον Πίνακα 4.2:

$\cos \varphi_{lim}$	$\cos \varphi_{nom}$	δ	T _{prot}
0.9	0.50	10%	1

Η ενεργός ισχύς του αιολικού πάρκου εξαρτάται από την οροφή ισχύος (set point) P_{set} και από την χρονοσειρά αιολικής ισχύος P_{inp} που δίνεται ως είσοδος στο σύστημα, όπως δόθηκε στην εξίσωση (4.17) και επαναλαμβάνεται ακολούθως.

$$P_{w} = \begin{cases} P_{set} , \, \acute{o}\tau \alpha \nu P_{inp} > P_{set} \\ P_{inp}, \quad \delta \iota \alpha \varphi o \rho \varepsilon \tau \iota \kappa \dot{\alpha} \end{cases}$$
(4.48)

Σύμφωνα με τον μηχανισμό προστασίας που περιγράφηκε παραπάνω, το σημείο ρύθμισης της οροφής ισχύος P_{set} της ενεργού ισχύος που εγχέει το αιολικό πάρκο στο δίκτυο γίνεται:

$$P_{set}^{(k+1)} = \begin{cases} (1-\delta)P_w^{(k)}, \ \epsilon \dot{\alpha} \nu \cos\varphi \le \cos\varphi_{lim} \\ (1+\delta)P_{set}^{(k)}, \ \epsilon \dot{\alpha} \nu \cos\varphi \ge \cos\varphi_{nom} \kappa \alpha \iota P_{set}^{(k)} < \frac{S_n}{(1+\delta)} \\ P_{set}^{(k)}, \ \delta \iota \alpha \varphi o \rho \epsilon \tau \iota \kappa \dot{\alpha} \end{cases}$$
(4.49)

όπου $P_{set}^{(0)} = S_n$ η αρχική οροφή ισχύος που είναι ίση με την ονομαστική ισχύ του πάρκου, $P_w^{(k)} = P(t_k)$ και $P_{set}^{(k)} = P_{set}(t_k)$ η ενεργός ισχύς και η οροφή ισχύος την χρονική στιγμή $t_k = kT_{prot}$ και η_{nom} η ονομαστική τιμή της ευαισθησίας.

Έτσι, κάθε φορά που παραβιάζεται το όριο $\cos \varphi_{lim}$, πραγματοποιείται μια μείωση της αιολικής ισχύος κατά δ =10% μέσω του σημείου ρύθμισης P_{set} . Όταν το $\cos \varphi$ επανέλθει στην ονομαστική τιμή του $\cos \varphi_{nom}$, το σημείο ρύθμισης αυξάνεται βαθμιαία κατά 10% σε κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης, έως ότου γίνει ίσο με την ονομαστική ισχύ του μετατροπέα S_n .

4.4.3.2 Αποτελέσματα προσομοιώσεων με προστασία αστάθειας σε λειτουργία μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος

Στο Σχήμα 4.22 αναπαρίσταται το ρεύμα του μετατροπέα κάθε χρονική στιγμή. Το σημείο N αντιπροσωπεύει τη στιγμή κατά την οποία εντοπίζεται η παραβίαση του ορίου cosφ_{lim} (t=2590s). Όπως φαίνεται, το ρεύμα διατηρείται σταθερά στο επιτρεπόμενο όριο μέχρι το τέλος της προσομοίωσης.



Σχήμα 4.22 Ρεύμα Μετατροπέα με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα

Στο Σχήματα 4.23 και 4.24 παρουσιάζεται η τάση του μετατροπέα V_w και η ελεγχόμενη από το ΣΑΤΥΦ μέση τάση V_2 αντιστοίχως. Παρατηρείται ότι όσο η τάση V_2 διατηρείται εντός της νεκρής ζώνης, η τάση V_w σταθεροποιείται στην τιμή 1.06αμ.



Σχήμα 4.23 Τάση Α/Π με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος



Σχήμα 4.24 Τάση Δευτερεύοντος του ΣΑΤΥΦ με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος

Στο Σχήμα 4.25 αναπαρίσταται το συνημίτονο της φάσεως φ του ρεύματος του μετατροπέα του Α/Π $\cos\varphi$ την περίπτωση με μηχανισμό προστασίας. Το όριο $\cos\varphi_{lim}$ παραβιάζεται για πρώτη φορά την χρονική στιγμή t=2589s. Ως αποτέλεσμα, πραγματοποιείται περικοπή της ενεργού ισχύος που παράγει το αιολικό πάρκο μέσω της οροφής ισχύος P_{set} , που ενεργοποιείται μετά από χρονική καθυστέρηση T_{prot} . Η αλλαγή αυτή γίνεται εμφανής και στο Σχήμα 4.26, όπου παρουσιάζονται η οροφή ισχύος P_{set} και η παραγόμενη ενεργός ισχύς P_w κάθε χρονική στιγμή με μαύρη και μπλε γραμμή αντίστοιχα. Στο ίδιο διάγραμμα, φαίνεται με κόκκινο χρώμα και το όριο ενεργού ισχύος που προκύπτει από την (4.8). Όταν το συνημίτονο της φάσεως φ

επανέλθει στην τιμή $\cos \varphi_{nom}$ τη χρονική στιγμή t=3707s, η οροφή ισχύος P_{set} αυξάνεται διαδοχικά κατά 10% έως ότου γίνει ίση με την ονομαστική τιμή S_n .



Σχήμα 4.25 Συνημίτονο φάσεως ρεύματος με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος



Σχήμα 4.26 Ενεργός Ισχύς Α/Π #2 με οροφή *Pset* του Μηχανισμού Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος

Τέλος, στο Σχήμα 4.27 αναπαρίσταται η καμπύλη PV για την περίπτωση με μηχανισμό προστασίας αστάθειας μετατροπέα σε λειτουργία ελεγχόμενης πηγής ρεύματος. Η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς προκύπτει ίση με P_{L.max}=142.86 MW.



Σχήμα 4.27 Καμπύλη PV με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος

4.4.3.3 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοιώσεων με λειτουργία μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής τάσεως και πηγής ρεύματος

Στα Σχήματα 4.28-4.31 ακολούθως αναπαριστώνται η τάση και το ρεύμα του μετατροπέα του Α/Π, καθώς και η PV καμπύλη φορτίου για τη λειτουργία μετατροπέα ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως VSC (μαύρη διακεκομμένη καμπύλη) και για λειτουργία μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος CSC (μπλε συμπαγής καμπύλη) αντίστοιχα.



Σχήμα 4.28 Τάση Α/Π με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα Ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως VSC (μαύρη) και πηγής ρεύματος CSC (μπλε)



Σχήμα 4.29 Εστιασμένη Καμπύλης Τάσεως Α/Π με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα VSC (μαύρη) και CSC (μπλε)



Σχήμα 4.30 Ρεύμα μετατροπέα Α/Π με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα VSC (μαύρη) και CSC (μπλε)



Σχήμα 4.31 Καμπύλη ΡV με Μηχανισμό Προστασίας Αστάθειας Μετατροπέα

Όπως παρατηρείται από τα Σχ. 4.28-4.31, μέχρι και το σημείο όπου συναντάται για πρώτη φορά το όριο ρεύματος (Σημείο D), οι αποκρίσεις είναι ίδιες. Από εκείνο το σημείο κι έπειτα παρατηρούνται αμελητέες διαφορές στα αποτελέσματα, που οφείλονται είτε στις μικρές αποκλίσεις του ρεύματος μετατροπέα σε λειτουργία ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως και ρεύματος, καθώς στην πρώτη περίπτωση μεταβάλλεται η τάση προκειμένου να επιτύχει τιμή ρεύματος πολύ κοντά στο όριο ενώ στη δεύτερη το ρεύμα είναι σταθερό στην τιμή του ορίου και η τάση προκύπτει ως λύση, είτε στη χρονική στιγμή ενεργοποίησης του μηχανισμού προστασίας, δεδομένου ότι ενεργοποιούνται με διαφορετικά κριτήρια. Με κριτήριο την ευαισθησία ρεύματοςτάσεως (Σχέση 4.18) ο μηχανισμός ενεργοποιείται τη χρονική στιγμή t=2560s (Σημείο Nvsc), ενώ με κριτήριο το συνημίτονο της φάσεως ρεύματος μετατροπέα φ (Σχέση 4.49) τη χρονική στιγμή t=2589s (Σημείο N_{CSC}). Επιπρόσθετα, σημειώνεται ότι η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς θεωρώντας λειτουργία ελεγχόμενης πηγής τάσεως VSC είναι ίση με P_{L.max}=142.87 MW, ενώ στην περίπτωση λειτουργίας μετατροπέα ρυθμιζόμενης πηγής ρεύματος CSC από το σημείο D κι έπειτα ($I_w = I^{lim}$), το όριο φόρτισης προέκυψε ίσο με $P_{L,max}$ =142.86 MW.

 Ω_{ζ} εκ τούτου, μέσω των προσομοιώσεων αυτών διαφαίνεται και η ισοδυναμία μεταξύ της προτεινόμενης λειτουργίας μετατροπέα ρυθμιζόμενης πηγής τάσεως για περιορισμό του ρεύματος μετατροπέα στη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή (I^{lim}) και της λειτουργίας μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος.

Ωστόσο, στην περίπτωση λειτουργίας μετατροπέα ελεγχόμενης πηγής ρεύματος, η προτεινόμενη μέθοδος αντιμετώπισης (Σχέση 4.49) προϋποθέτει τη συνεχή μέτρηση της γωνίας φάσεως του ρεύματος φ του μετατροπέα, δηλαδή της γωνίας μεταξύ του διανύσματος ρεύματος μετατροπέα Α/Π I_w και της ισοδύναμης τάσης Thevenin \tilde{E}_T , όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 4.18. Αυτό μπορεί να προβεί ένας πολύ περιοριστικός παράγοντας σε πολυπλοκότερα συστήματα, καθώς χρειάζεται να υλοποιείται συνεχώς υπολογισμός ισοδύναμων πηγών Thevenin ως προς κάθε διεσπαρμένη παραγωγή, καθιστώντας την εφαρμογή αυτού του σεναρίου πρακτικά ανέφικτη.

Στο Κεφάλαιο 5 πραγματοποιείται διερεύνηση της εσωτερικής δομής και τοπολογίας των ανεμογεννητριών που απαρτίζουν ένα αιολικό πάρκο, προκειμένου να εξεταστεί η νεοφανής αστάθεια του μετατροπέα με το λεπτομερές μοντέλο και να συγκριθούν οι αποκρίσεις του πλήρους μοντέλου (δύο χρονικών κλιμάκων) με την οιονεί στατική προσέγγιση που χρησιμοποιήθηκε στα Κεφάλαια 3 και 4. Συγκεκριμένα, διερευνάται ο τρόπος που διαμοιράζονται οι εντολές από τον κεντρικό ρυθμιστή στους επιμέρους ρυθμιστές των μετατροπέων των ανεμογεννητριών κι εν συνεχεία εξετάζεται πως μπορούν οι ελεγκτές των Α/Γ να αντιμετωπίσουν την αστάθεια αυτή με κατάλληλη ρύθμιση παραμέτρων.

5

Ανάλυση Εσωτερικής Δομής και Σχεδίαση Κεντρικού Ρυθμιστή ΑΠ

Στο κεφάλαιο αυτό πραγματοποιείται διερεύνηση της εσωτερικής δομής και τοπολογίας των ανεμογεννητριών που απαρτίζουν ένα αιολικό πάρκο, καθώς και ο τρόπος που διαμοιράζονται οι εντολές από τον κεντρικό ρυθμιστή στους επιμέρους ρυθμιστές των μετατροπέων των ανεμογεννητριών. Μέσω αυτής της διερεύνησης εξετάζεται επιπρόσθετα κατά πόσο μπορούν να αναπαρασταθούν επαρκώς οι επιμέρους ανεμογεννήτριες ενός αιολικού πάρκου από μια ισοδύναμη μηχανή, όπως δηλαδή θεωρήθηκε και υλοποιήθηκε στην εργασία. Τέλος, πραγματοποιείται διερεύνηση της νεοφανούς αστάθειας των μετατροπέων των ανεμογεννητριών (Κεφ. 4) με το πλήρες λεπτομερές μοντέλο και προτείνονται μέτρα προστασίας μέσω κατάλληλης παραμετροποίησης των ελεγκτών των Α/Γ.

Αρχικά περιγράφονται οι βρόχοι ελέγχου των ανεμογεννητριών και του αιολικού πάρκου κι εν συνεχεία δίνεται η δομή και τα δεδομένα του πραγματικού αιολικού πάρκου δέκα ανεμογεννητριών που εξετάζεται. Ακολούθως πραγματοποιείται ανάλυση ευστάθειας τάσεως (θεωρώντας ενεργοποιημένο τον έλεγχο μέγιστης άεργης υποστήριξης) του λεπτομερούς και των απλοποιημένων μοντέλων αιολικού πάρκου, προκειμένου να πραγματοποιηθεί σύγκριση των προσεγγιστικών ισοδύναμων μοντέλων αιολικού πάρκου. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται σύγκριση της πλήρους προσομοίωσης δύο χρονικών κλιμάκων και της οιονεί στατικής προσέγγισης, θεωρώντας το σύστημα με το απλοποιημένο μοντέλο Α/Π, προκειμένου να αναδειχθούν οι διαφορές και τα πλεονεκτήματα χρήσης των χρονικών κλιμάκων σε προβλήματα μακροπρόθεσμης ευστάθειας τάσεως. Τέλος, αναλύεται η αστάθεια του μετατροπέα σε λειτουργία σταθερού ρεύματος, όταν υποστηρίζει άεργα το σύστημα μεταφοράς σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης, ενώ ακολούθως εξετάζεται ο τρόπος με τον οποίο η κατάλληλη ρύθμιση των παραμέτρων των ελεγκτών του Α/Π (και συγκεκριμένα του ελεγκτή γωνίας-βήματος και της στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος) μπορεί να αντιμετωπίσει την επερχόμενη αστάθεια σε αυτές τις περιπτώσεις.

5.1 Βρόχοι Ελέγχου Ανεμογεννήτριας Πλήρους Μετατροπέα

Σε αυτήν την ενότητα αναλύονται τα συστήματα ελέγχου με τα οποία θεωρούνται εφοδιασμένες οι ανεμογεννήτριες. Συγκεκριμένα παρουσιάζεται η δομή κάθε

υποσυστήματος, αναλύεται η λειτουργία καθενός και αναδεικνύεται η συμβολή στον έλεγχο της τάσεως και της αέργου ισχύος.

5.1.1 Περιγραφή συστήματος Α/Γ

Το αιολικό πάρκο που εξετάζεται στην παρούσα μελέτη αποτελείται από ανεμογεννήτριες πλήρους μετατροπέα, συνεπώς δίνεται έμφαση στην μοντελοποίηση του DC/AC μετατροπέα κάθε μονάδας, ο οποίος και καθορίζει τη συμπεριφορά της στην πλευρά του δικτύου. Στο Σχήμα 5.1 αναπαρίσταται ένα γενικό μοντέλο ανεμογεννήτριας πλήρους μετατροπέα (FCWG), όπου η γεννήτρια συνδέεται στο δίκτυο μέσω ενός πλήρους μετατροπέα AC/DC/AC.



Σχήμα 5.1 Ανεμογεννήτρια Πλήρους Μετατροπέα (FCWG)

Στο μοντέλο που υλοποιείται στην εργασία θεωρείται ότι ο δρομέας της γεννήτριας μπορεί να συνδεθεί απευθείας με τον δρομέα της πτερωτής, με αποτέλεσμα να μπορεί να παραληφθεί το κιβώτιο ταχύτητας [112]. Το ισοδύναμο μοντέλο μίας μάζας θεωρείται επαρκές για την αναπαράσταση του μηχανικού μέρους σε αυτή την περίπτωση. Η εξίσωση επιταχύνσεως του δρομέα της γεννήτριας δίνεται ακολούθως:

$$T_m - T_e = \frac{P_m}{\omega_m} - \frac{P_w}{\omega_m} = 2H \frac{d\omega_m}{dt}$$
(5.1)

όπου T_m και T_e η μηχανική και ηλεκτρική ροπή αντίστοιχα, P_m και P_w η μηχανική και ηλεκτρική ισχύς, ω_m η μηχανική ταχύτητα περιστροφής του δρομέα και H η σταθερά αδρανείας (σε δευτερόλεπτα).

5.1.2 Αεροδυναμικό μέρος

Θεωρείται ότι οι ανεμογεννήτριες δέχονται ως είσοδο μια χρονοσειρά ταχυτήτων ανέμου. Οι χρονοσειρές έχουν συχνότητα δειγματοληψίας 1Hz και η μετατροπή του διακριτού σήματος σε συνεχές για τις ανάγκες της προσομοίωσης γίνεται με γραμμική παρεμβολή. Η ταχύτητα του ανέμου που χρησιμοποιείται στο μοντέλο είναι η ισοδύναμη «μέση» ταχύτητα που βλέπει ολόκληρος ο δρομέας της ανεμογεννήτριας και όχι η ταχύτητα σε ένα σημείο [113].

Η ακόλουθη εξίσωση περιγράφει τη μετατροπή (ενός μέρους) της αιολικής ισχύος σε μηχανική ισχύ του περιστρεφόμενου άξονα του ανεμοκινητήρα:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 C_p(\lambda, \beta)$$
(5.2)

όπου

- *P_m* είναι η έξοδος της μηχανικής ισχύος από τον ανεμοκινητήρα.

- ρ είναι η πυκνότητα του αέρα (τυπικά 1,225kg/m³).
- $A = \pi R^2$, όπου R είναι η ακτίνα της έλικας του ανεμοκινητήρα.
- V_w είναι η ταχύτητα του ανέμου (m/s).
- C_p είναι ο αεροδυναμικός συντελεστής απόδοσης που εξαρτάται από τον λόγο ταχύτητας ακροπτερυγίου λ και από τη γωνία ελέγχου βήματος β (pitch control angle).

Η ισχύς μετατρέπεται στο ανά μονάδα σύστημα (αμ) με βάση την ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας. Ο λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου λ ορίζεται ως:

$$\lambda = \frac{\omega_R R}{V_w} \tag{5.3}$$

όπου ω_R , η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του ανεμοκινητήρα σε rad/s.

Η πυκνότητα του αέρα, η ταχύτητα του ανέμου και η ακτίνα της έλικας του ανεμοκινητήρα δεν μπορούν να ελεγχθούν. Συνεπώς, για τη μεγιστοποίηση της ισχύος εξόδου του ανεμοκινητήρα, με βάση τη σχέση (5.2), η μοναδική παράμετρος που μπορεί να ελεγχθεί είναι ο αεροδυναμικός συντελεστής απόδοσης (C_p). Ο συντελεστής C_p αντανακλά το γεγονός ότι η ισχύς που αξιοποιείται είναι μόνο ένα μέρος της διαθέσιμης αιολικής ισχύος. Η θεωρητική μέγιστη τιμή του C_p είναι 0,593 (Όριο του Betz) [114], ενώ πρακτικά επιτυγχάνονται τιμές που βρίσκονται κοντά στο 0,4. Οι καμπύλες C_p -λ του ανεμοκινητήρα που χρησιμοποιούνται στη μοντελοποίηση φαίνονται στο Σχ. 5.2 και προέρχονται από δεδομένα κατασκευαστή [108].



Σχήμα 5.2 Καμπύλες Cp-λ, Μοντέλο Ανεμοκινητήρα

5.1.3 Σύστημα Αναφοράς

Στο Σχήμα 5.3 παρουσιάζονται τα συστήματα αναφοράς που χρησιμοποιούνται στην μοντελοποίηση του μετατροπέα της ανεμογεννήτριας. Το πλαίσιο αναφοράς xy είναι το πλαίσιο αναφοράς. Το πλαίσιο dq εισάγεται από το βρόχο κλειδωμένης φάσης του μετατροπέα, το σύστημα του οποίου φαίνεται στο Σχήμα 5.4 και αναλύεται εν συνεχεία. Για το πλαίσιο DQ θεωρείται ότι το διάνυσμα της τερματικής τάσης της ανεμογεννήτριας ταυτίζεται με τον D-άξονα του.

Λαμβάνοντας υπόψιν την παραπάνω παραδοχή προκύπτει εύκολα το συμπέρασμα ότι η ενεργός συνιστώσα του ρεύματος αναφοράς του μετατροπέα σχετίζεται με την παραγόμενη ενεργό ισχύ, ενώ η άεργος συνιστώσα με την εγχεόμενη ή απορροφούμενη άεργο ισχύ.



Σχήμα 5.3 XY και DQ πλαίσια αναφοράς

5.1.3.1 Αναγωγή πλαισίων

Οι σχέσεις για την έκφραση ενός φασιθέτη \hat{F} (ρεύματος ή τάσης) από το πλαίσιο DQ στο πλαίσιο αναφοράς xy και αντίστροφα είναι γνωστές και δίνονται παρακάτω:

$$\begin{pmatrix} F_{x} \\ F_{y} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_{D} \\ F_{Q} \end{pmatrix}$$
(5.4)

και

$$\begin{pmatrix} F_D \\ F_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_x \\ F_y \end{pmatrix}$$
(5.5)

ή με χρήση παραστατικών μιγαδικών αριθμών

$$F_x + jF_y = \left(F_D + jF_Q\right)e^{j\theta} \tag{5.6}$$

και

$$F_D + jF_Q = \left(F_x + jF_y\right)e^{-j\theta} \tag{5.7}$$

Οι σχέσεις για την αναγωγή ενός φασιθέτη \hat{F} από το πλαίσιο dq στο πλαίσιο αναφοράς xy και αντίστροφα προκύπτουν ομοίως:

$$\begin{pmatrix} F_x \\ F_y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \theta_{pll} & -\sin \theta_{pll} \\ \sin \theta_{pll} & \cos \theta_{pll} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_d \\ F_q \end{pmatrix}$$
(5.8)

και

$$\begin{pmatrix} F_d \\ F_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \theta_{pll} & \sin \theta_{pll} \\ -\sin \theta_{pll} & \cos \theta_{pll} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_x \\ F_y \end{pmatrix}$$
(5.9)

ή διαφορετικά χρησιμοποιώντας παραστατικούς μιγαδικούς αριθμούς:

$$F_x + jF_y = \left(F_d + jF_q\right)e^{j\theta_{pll}}$$
(5.10)

και

$$F_d + jF_q = \left(F_x + jF_y\right)e^{-j\theta_{pll}} \tag{5.11}$$

5.1.3.2 Βρόχος κλειδωμένης φάσης

Ο βρόχος κλειδωμένης φάσης (Phase Locked Loop-PLL) του μετατροπέα, που αναπαρίσταται στο Σχήμα 5.4, εισάγει το πλαίσιο dq με σκοπό τη διόρθωση του σφάλματος φάσης, επιβάλλοντας στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, μέσω του ελέγχου που ασκεί ο ολοκληρωτής με κέρδος K_{pll} και της ανατροφοδότησης της γωνίας εξόδου θ_{pll} , τις ακόλουθες συνθήκες [115]:

$$V_{d} = V_{W}$$

$$V_{q} = 0$$

$$\theta_{pll} = \theta$$
(5.12)

και επομένως την ταύτιση των πλαισίων αναφοράς DQ και dq.



Σχήμα 5.4 Βρόχος Κλειδωμένης Φάσης (PLL) Μετατροπέα

Η τερματική τάση της ανεμογεννήτριας στην είσοδο ανάγεται από το πλαίσιο αναφοράς xy στο πλαίσιο dq και το ρεύμα αναφοράς στην έξοδο του συστήματος μεταβαίνει από το πλαίσιο dq στο πλαίσιο xy σύμφωνα με τις σχέσεις (5.8)-(5.9) που δόθηκαν προηγουμένως.

5.1.4 Βρόχος Ελέγχου Γωνίας Βήματος Πτερυγίων (Pitch Controller)

Στόχος αυτού του σχεδιασμού είναι να διατηρείται η αεροδυναμική ισχύς και η ταχύτητα περιστροφής σε μια μέγιστη τιμή, όταν η ταχύτητα ανέμου έχει τιμές μεγαλύτερες της ονομαστικής.

Η γωνία βήματος β την οποία πρέπει να έχουν τα πτερύγια της Α/Γ ανάλογα με τις εκάστοτε συνθήκες μπορεί να υπολογιστεί χρησιμοποιώντας τη σχέση της αεροδυναμικής ισχύος (5.2). Συγκεκριμένα, όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι μικρότερη της ονομαστικής, τότε ο ρυθμιστής γωνίας βήματος δεν χρειάζεται να δράσει (β =0°), διότι έτσι και αλλιώς η μέγιστη αεροδυναμική ισχύς που μπορεί να εξαχθεί από τον άνεμο θα είναι μικρότερη της ονομαστικής [112]. Εξαιρούνται ωστόσο

ειδικές περιπτώσεις όπου υπό δυσμενείς συνθήκες δικτύου προκαλείται επιτάχυνση στο δρομέα λόγω αδυναμίας μεταφοράς ισχύος της ανεμογεννήτριας στο δίκτυο.

Στην πραγματικότητα, ο ρυθμιστής γωνίας βήματος χρησιμοποιεί έναν αναλογικόολοκληρωτικό ελεγκτή ο οποίος στην είσοδό του δέχεται το σφάλμα μεταξύ της μετρούμενης ταχύτητας περιστροφής της Α/Γ και της μέγιστης επιτρεπόμενης τιμής της. Όταν το σφάλμα είναι αρνητικό, ο ελεγκτής δίνει μηδενική γωνία αναφοράς. Όταν το σφάλμα είναι θετικό, ο ελεγκτής διαμορφώνει τέτοια γωνία βήματος ώστε οι στροφές της ανεμογεννήτριας να επανέλθουν στις ονομαστικές. Κατά τον τρόπο αυτό η εισερχόμενη αεροδυναμική ισχύς θα ρυθμιστεί στην ονομαστική ηλεκτρική ισχύ της γεννήτριας και αποφεύγονται υπερταχύνσεις/επιβραδύνσεις του δρομέα που μπορεί να οδηγήσουν σε αστάθεια ή αποσύνδεση.

Στο Σχήμα 5.5 φαίνεται το διάγραμμα βαθμίδων του μοντέλου του ρυθμιστή γωνίας βήματος. Το σύστημα αποτελείται από έναν ελεγκτή ταχύτητας, ο οποίος ρυθμίζει τη μηχανική γωνία περιστροφής του δρομέα ω_m στην ονομαστική της τιμή ω_{ref} για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της ονομαστικής. Η αναφορά της γωνία βήματος β_{ref} καθορίζεται από έναν PI ελεγκτή. Η έξοδος του ελεγκτή δίνει την επιθυμητή τιμή της γωνίας βήματος, με τον σερβομηχανισμό της διάταξης να δρα κατάλληλα, ώστε η πραγματική τιμή της γωνίας να γίνει ίση με την γωνία που δίνεται ως αναφορά (β_{ref}). Το μοντέλο του σερβομηχανισμού και τα αντίστοιχα όρια συμπεριλαμβάνονται στο μοντέλο, ούτως ώστε να επιτυγχάνεται ρεαλιστική απόκριση της γωνίας βήματος.



Σχήμα 5.5 Διάγραμμα βαθμίδων του ρυθμιστή γωνίας βήματος

Όσον αφορά τον σερβομηχανισμό της διάταξης, χρησιμοποιείται ένας ολοκληρωτής με σταθερά χρόνου T_{pitch} , ο οποίος αναπαριστά την ταχύτητα απόκρισης του μηχανισμού αυτού. Τέλος, χρησιμοποιείται και ένας περιοριστής με όρια ρυθμού μεταβολής πριν από τον ολοκληρωτή, ο οποίος αναπαριστά τον μέγιστο ρυθμό μεταβολής με τον οποίο ο σερβομηχανισμός μπορεί να μεταβάλλει την γωνία βήματος β. Γενικότερα, το μέγιστο όριο αλλαγής εξαρτάται από το μέγεθος των πτερυγίων της πτερωτής και την τεχνολογία (και άρα το ανάλογο κόστος) του μηχανισμού αυτού, οπότε η επίτευξη ενός ορίου είναι θέμα βελτιστοποίησης.

5.1.5 Παράσταση ρυθμιστή στροφών της Α/Γ

Σε αυτή την υποενότητα αναλύεται η στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος (Maximum Power Point Tracking – MPPT). Συγκεκριμένα, για κάθε ταχύτητα ανέμου, υπάρχει μία μοναδική ταχύτητα περιστροφής της ανεμογεννήτριας, για την οποία η αεροδυναμική ισχύς που εξάγεται από τον άνεμο γίνεται μέγιστη. Ως εκ τούτου, συλλέγοντας όλα τα ζεύγη τιμών (P_{max} , N_R) σχηματίζεται μία καμπύλη η οποία δίνει τη μέγιστη ηλεκτρική ισχύ P_{max} συναρτήσει της ταχύτητας περιστροφής της ανεμογεννήτριας N_R . Η καμπύλη μέγιστης ισχύος ($P-N_R$ χαρακτηριστική) δίνεται στο Σχ. 5.6. Προφανώς κάθε ζεύγος ($P_{e,max}$, N_R) αντιστοιχεί σε διαφορετική ταχύτητα

ανέμου. Η καμπύλη αυτή χρησιμοποιείται σε κατάλληλο ελεγκτή ο οποίος δίνει σήμα για το ποια πρέπει να είναι η ηλεκτρική ισχύς της Α/Γ, ανάλογα με το ποιες είναι οι στροφές της. Με την στρατηγική αυτή εξασφαλίζεται ότι στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ θα είναι τέτοια ώστε η αεροδυναμική ισχύς να έχει τη μέγιστη δυνατή τιμή, χωρίς να χρειάζεται σύστημα μέτρησης της ταχύτητας ανέμου [107], [112].



Σχήμα 5.6 Χαρακτηριστική ελέγχου στροφών ($\beta=0^{\circ}$, $N_{R,nom}=16.1\Sigma A\Lambda$)

Αξίζει να σημειωθεί ότι η χαρακτηριστική ελέγχου διακρίνεται αρχικά από μία ευθεία γραμμή (για χαμηλές ταχύτητες περιστροφής). Η θεώρηση αυτή οφείλεται στο γεγονός ότι με βάση τη συνεχή γραμμή δημιουργούνται ορισμένα προβλήματα, διότι η επιθυμητή ισχύς δεν ορίζεται μονοσήμαντα στην ελάχιστη ταχύτητα δρομέα κι επειδή εάν η ταχύτητα δρομέα αυξηθεί από λίγο κάτω της ελάχιστης σε λίγο πάνω, η αλλαγή στην παραγόμενη ισχύ θα προκύψει πολύ απότομη. Αυτό με τη σειρά του θα οδηγήσει σε σημαντικές διακυμάνσεις ισχύος όταν η ταχύτητα του δρομέα είναι γύρω από την ελάχιστη τιμή. Για την επίλυση των δυσκολιών αυτών λοιπόν, ακολουθήθηκε η χαρακτηριστική ελέγχου (ευθεία γραμμή για χαμηλές ταχύτητες περιστροφής) που φαίνεται στο Σχ. 5.6, η οποία οδηγεί μεν σε υποβέλτιστη απόδοση, αλλά επιλύει τα προαναφερθέντα προβλήματα.

Τελικά, η προκύπτουσα ισχύς αναφοράς P_{cmd} που δίνεται στον μετατροπέα (δεδομένου ότι αυτός υλοποιεί την στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος) φαίνεται απλοποιημένα στο Σχ. 5.7. Όπως φαίνεται και στο Σχ. 5.7, μία συνάρτηση μεταφοράς πρώτης τάξης με χρονική σταθερά T_{Pcmd} [112] χρησιμοποιείται για τη μετάδοση της εντολής P_{cmd} .



Σχήμα 5.7 Απλοποιημένη αναπαράσταση υλοποίησης στρατηγικής MPPT

5.1.6 Βρόχος Ελέγχου Ενεργού Ισχύος

Στο Σχήμα 5.8 δίνεται το διαγράμματα βαθμίδων του βρόχου ελέγχου ενεργού ισχύος. Συγκεκριμένα, η εντολή για την ενεργό συνιστώσα του ρεύματος αναφοράς σχετίζεται με την εντολή παραγόμενης ενεργού ισχύος και δίνεται από τη σχέση [107]:

$$I_{dref} = \frac{P_{cmd}}{V_w} \tag{5.13}$$

όπου V_w είναι το μέτρο της τερματικής τάσης της ανεμογεννήτριας και P_{cmd} η εντολή για την παραγωγή ενεργού ισχύος. Η ρύθμιση της ενεργού ισχύος γίνεται από το μοντέλο βρόχου ελέγχου ενεργού ισχύος του Σχήματος 5.8, ο οποίος λαμβάνει την εντολή έγχυσης ενεργού ισχύος P_{cmd} και την εγχέει στο δίκτυο με χρονική καθυστέρηση εκφράζοντάς την σε ρεύμα.



Σχήμα 5.8 Βρόχος Ελέγχου Ενεργού Ισχύος

Στο Σχήμα 5.8 εισάγεται στο βρόχο μία συνάρτηση μεταφοράς πρώτης τάξης με μικρή χρονική σταθερά T_P (της τάξης των 10-20 ms) με σκοπό την αναπαράσταση χρονικής καθυστέρησης των διαφόρων βρόχων ελέγχου. Η ενεργός συνιστώσα του ρεύματος δεν μπορεί να λάβει τιμή μεγαλύτερη από I_{dmax} , λόγω του περιορισμού στο βρόχο, και η μέγιστη αυτή τιμή εξαρτάται από την ονομαστική ενεργό παραγωγή και το μέτρο της ονομαστικής τάσης του ρεύματος δίνεται από τη σχέση:

$$I_{dmax} = \frac{P_{w,nom}}{S_b * V_{w,nom}}$$
(5.14)

όπου $P_{w,nom}$ είναι η ονομαστική ενεργός ισχύς της ανεμογεννήτριας (MW), S_b είναι η βάση ισχύος (MVA) και $V_{w,nom}$ η ονομαστική ανά μονάδα τιμή της τερματικής τάσης.

Σημειώνεται ότι στην παρούσα εργασία δεν υλοποιείται βρόχος ελέγχου, ο οποίος διατηρεί σταθερή την τάση του πυκνωτή στην πλευρά συνεχούς ρεύματος του μετατροπέα.

5.1.7 Βρόχος Ελέγχου Τάσεως/Αέργου Ισχύος

Στο Σχήμα 5.9 παρατίθεται το σύστημα του ελεγκτή της τερματικής τάσης που διαθέτει κάθε ανεμογεννήτρια, όπως υλοποιείται στις εργασίες [107], [115], [116].



Σχήμα 5.9 Ελεγκτής Τερματικής Τάσης Ανεμογεννήτριας

Το σύστημα ελέγχου τάσης του Σχήματος 5.9 λαμβάνει ως εισόδους το μέτρο της τερματικής τάσης της μονάδας V_w και την επιβαλλόμενη από το σύστημα τιμή της τάσης αναφοράς $V_{w,ref}$. Ακολούθως, υπολογίζει το σφάλμα των παραπάνω τιμών και το μεταβιβάζει στον PI ελεγκτή που φαίνεται στο σχήμα, ο οποίος έχει αναλογικό κέρδος K_{pv} και ολοκληρωτικό κέρδος K_{iv} . Η έξοδος του PI ελεγκτή είναι το σήμα Q_{cmd} , το οποίο αποτελεί την εντολή έγχυσης αέργου ισχύος από την ανεμογεννήτρια, ανάλογα με την τιμή του σφάλματος εισόδου. Η παραγόμενη άεργος ισχύς δεν μπορεί να ξεπεράσει την μέγιστη και την ελάχιστη τιμή της, Q_{max} και Q_{min} αντίστοιχα, οι οποίες εξαρτώνται από την τιμή της μέγιστης φαινόμενης ισχύος της μονάδας S_{max} και την τιμή της εκάστοτε παραγόμενης ενεργού ισχύος και δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$Q_{max} = -Q_{min} = \sqrt{S_{max}^2 - P_w^2}$$
(5.15)

Στο Σχήμα 5.9 φαίνεται η βαθμίδα πρώτης τάξης με χρονική σταθερά T_r , η οποία αναπαριστά την χρονική καθυστέρηση της μέτρησης της τάσεως V_w , λειτουργεί δε και ως βαθυπερατό φίλτρο καταστολής εναλλασσόμενων κυμαινόμενων συνιστωσών της ενεργού τιμής της τάσης. Σημειώνεται ότι οι χρονικές σταθερές είναι της τάξης των μερικών δεκάδων ms.

Η τιμή της αέργου συνιστώσας του ρεύματος αναφοράς, όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 5.1.3, εξαρτάται από την άεργο ισχύ και δίνεται από τη σχέση [107]:

$$I_{qref} = -\frac{Q_{cmd}}{V_w} \tag{5.16}$$

Στο Σχήμα 5.10 παρατίθεται ο βρόχος ελέγχου αέργου ισχύος, όπου και πάλι οι χρονικές καθυστερήσεις λόγω της δράσης του μετατροπέα προσομοιώνονται μέσω βαθμίδας πρώτης τάξης με χρονική σταθερά T_Q , επίσης της τάξης των μερικών δεκάδων ms. Η άεργος συνιστώσα του ρεύματος δεν μπορεί να λάβει τιμή μεγαλύτερη από I_{qmax} και μικρότερη από I_{qmin} , λόγω του περιορισμού που επιβάλλει ο βρόχος. Η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή της αέργου συνιστώσας του ρεύματος εξαρτώνται άμεσα από την τρέχουσα τιμή της ενεργού συνιστώσας του ρεύματος ως ακολούθως:

$$I_{qmax} = -I_{qmin} = \sqrt{I_{lim}^2 - I_{dref}^2}$$
 (5.17)

όπου I_{lim} είναι η μέγιστη τιμή του συνολικού ρεύματος της διάταξης και δίνεται στο ανά μονάδα σύστημα από τον παρακάτω τύπο:

$$I_{lim} = \frac{S_{w,nom}}{S_b * V_{w,nom}}$$
(5.18)

όπου $S_{w,nom}$ η ονομαστική τιμή της φαινόμενης ισχύος της ανεμογεννήτριας.



Σχήμα 5.10 Βρόχος Ελέγχου Αέργου Ισχύος

5.2 Κεντρικός Έλεγχος Τάσεως και Αέργου Ισχύος Αιολικού Πάρκου

5.2.1 Εντολές Αέργου Ισχύος στις Ανεμογεννήτριες

Πέρα από τα συστήματα ελέγχου που διαθέτουν οι ανεμογεννήτριες, σημαντικό ρόλο διαδραματίζει και το σύστημα κεντρικού ελέγχου του αιολικού πάρκου. Οι ρυθμιστές κάθε γεννήτριας αλληλεπιδρούν άμεσα με το κεντρικό σύστημα ελέγχου, η λειτουργία του οποίου αναλύεται διεξοδικά παρακάτω.

Το αιολικό πάρκο διαθέτει έναν κεντρικό ρυθμιστή για την άεργο ισχύ που εγχέεται στο Σημείο Κοινής Σύνδεσης (Point of Common Coupling-PCC). Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.11, ο ρυθμιστής αποτελείται από έναν PI ελεγκτή με αναλογικό κέρδος K_{pq} και ολοκληρωτικό κέρδος K_{iq} που δέχεται ως είσοδο το σφάλμα μεταξύ της μετρούμενης αέργου ισχύος που εισέρχεται στον ζυγό του PCC Q_{pcc} και της καθορισμένης από το σύστημα αέργου ισχύος αναφοράς Q_{ref} . Η έξοδος του ρυθμιστή είναι η τάση αναφοράς κάθε ανεμογεννήτριας, η οποία μεταβάλλεται ανάλογα με τη μεταβολή του σήματος εξόδου του PI ελεγκτή ΔQ_w .



Σχήμα 5.11 Κεντρικός Ρυθμιστής Αέργου Ισχύος Ζυγού ΡCC

Η μέθοδος που προτείνεται για τον διαμοιρασμό του σήματος ΔV_{ref} σε κάθε μονάδα λαμβάνει υπόψιν την ικανότητα της κάθε ανεμογεννήτριας να συνεισφέρει άεργο ισχύ και σχετίζεται άμεσα με την τιμή της αέργου συνιστώσας του ρεύματος τη δεδομένη χρονική στιγμή (βλέπε ενότητα 5.1.3). Η κατανομή του σήματος αναφοράς γίνεται μέσω των συντελεστών A_i (i = 1, ..., n όπου n ο αριθμός των ανεμογεννητριών) οι οποίοι δίνονται από την παρακάτω σχέση [116], [117]:

$$A_{i} = \frac{I_{qi,max} - I_{qi}}{\sum_{i=1}^{n} (I_{qi,max} - I_{qi})}, i = 1, \dots n$$
(5.19)

και ισχύει ότι:

$$\sum_{i=1}^{n} A_i = 1$$
 (5.20)

Ο συντελεστής A_i για την i-οστή μονάδα εκφράζει το ποσοστό της δυνατότητας της για έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος σε σχέση με τη συνολική ικανότητα όλων των γεννητριών. Συγκεκριμένα εκφράζεται από τη διαφορά της αέργου συνιστώσας του ρεύματος της μηχανής από την αντίστοιχη μέγιστη τιμή του, διαιρεμένη με το άθροισμα των διαφορών όλων των μονάδων.

Το σήμα ΔV_{ref} , αφού διαμοιραστεί στις ανεμογεννήτριες, πολλαπλασιάζεται με τον συντελεστή (5.19) και προστίθεται με το μέτρο της αρχικής τερματικής τάσης κάθε ανεμογεννήτριας, προκειμένου να καθορίσει με αυτόν τον τρόπο την τιμή της τάσεως αναφοράς της V_{w,ref_i} . Η τάση αναφοράς κάθε μονάδας υπόκειται σε περιορισμό και δεν μπορεί να ξεπεράσει τη μέγιστη ή την ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή της τάσης της ανεμογεννήτριας. Σε αυτό το σημείο αξίζει να σημειωθεί ότι χρησιμοποιώντας το προσεγγιστικό μοντέλο μίας ισοδύναμης ανεμογεννήτριας που αναλύεται αργότερα σε αυτό το Κεφάλαιο, το σήμα ΔV_{ref} προστίθεται κατευθείαν στην τιμή της τάσης αναφοράς της ισοδύναμης γεννήτριας.

Το σύστημα του Κεντρικού Ρυθμιστή Αέργου Ισχύος του Αιολικού Πάρκου μετά τον υπολογισμό του σφάλματος περιλαμβάνει και μία συνάρτηση μεταφοράς πρώτης τάξης με χρονική σταθερά *T* της τάξης του δευτερολέπτου, ώστε το σύστημα να αποκρίνεται πιο αργά σε σχέση με τους ρυθμιστές κάθε ανεμογεννήτριας του Σχήματος 5.9. Με αυτόν τον τρόπο ο Ελεγκτής Τάσης της ανεμογεννήτριας ασκεί πρωτεύουσα ρύθμιση στην τάση, ενώ ο Κεντρικός Ρυθμιστής Αέργου Ισχύος πραγματοποιεί δευτερεύουσα ρύθμιση της τάσης, κάτι που θα γίνει εμφανές στις προσομοιώσεις του συστήματος.

5.2.2 Έλεγχος Σταθερής Αέργου Ισχύος Σημείου Κοινής Σύνδεσης

Η στρατηγική ελέγχου αέργου ισχύος του αιολικού πάρκου μπορεί να διαφέρει κατά περίπτωση. Πολύ συνηθισμένος είναι ο Έλεγχος Σταθερής Αέργου Ισχύος PCC (Constant Reactive Power Control-CRPC). Δηλαδή, ανεξάρτητα από οποιαδήποτε μεταβολή στο σύστημα, η εισερχόμενη άεργος ισχύς στο PCC θα παραμένει σταθερή μέσω του ελέγχου που ασκεί ο PI ελεγκτής του Σχήματος 5.11. Ο Κεντρικός Ρυθμιστής Αέργου Ισχύος PCC (Σχήμα 5.11), ανάλογα με την τιμή του σφάλματος διαμορφώνει την τάση αναφοράς κάθε ανεμογεννήτριας. Με αυτόν τον τρόπο κάθε μονάδα, μέσω του Ελεγκτή Τάσης (Σχήμα 5.9), διαμορφώνει την τερματική της τάση ώστε να εγχέει ή να απορροφά άεργο ισχύ και με αυτόν τον τρόπο να αντισταθμίζεται η μεταβολή της αέργου ισχύος PCC Q_{pcc} . Ο έλεγχος Μοναδιαίου Συντελεστή Ισχύος ($Q_{pcc} = 0$) προσφέρεται γιατί μειώνει τις απώλειες μεταφοράς.

5.2.3 Ελεγχος Μέγιστης Αέργου Υποστήριζης Εκτάκτου Ανάγκης

Μία παραλλαγή της μεθόδου Έκτακτης Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης (Emergency Maximum Reactive Support-EMRS) που αναλύθηκε στην ενότητα 2.4 περιγράφεται και προσομοιώνεται σε αυτό το κεφάλαιο. Συγκεκριμένα, ο έλεγχος EMRS επιτυγχάνεται σε αυτή την περίπτωση μέσω της αύξησης της αέργου ισχύος αναφοράς Q_{ref} στη μέγιστη τιμή της, $Q_{PCC,max}$, όταν παραβιάζεται η τιμή ενός προκαθορισμένου κατωφλίου τάσης στο σύστημα μεταφοράς V_{thr} , για χρονική διάρκεια ίση με T_{EMRS} . Δηλαδή:

$$Eάν V_{PCC} < V_{thr} \gamma ια \Delta t \ge T_{EMRS}, τότε Q_{ref} = Q_{PCC,max}$$
(5.21)

Η τιμή της μέγιστης αέργου ισχύος που εισέρχεται στο σημείο κοινής σύνδεσης δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$Q_{PCC,max} = \sum_{i=1}^{n} Q_{WTGmax,i} , i = 1, ..., n$$
 (5.22)

όπου $Q_{WTGmax,i}$ είναι η μέγιστη άεργος ισχύς που μπορεί να αποδώσει στο σύστημα η *i*-οστή ανεμογεννήτρια. Επομένως, γίνεται αντιληπτό ότι η άεργος ισχύς αναφοράς Q_{ref} λαμβάνει μία υψηλή τιμή, έτσι ώστε οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος να ζητήσουν μέγιστη τάση $V_{w,max}$ από τις γεννήτριες, σύμφωνα με τους ρυθμιστές των Σχημάτων 5.9 και 5.11, και ως εκ τούτου να επιτευχθεί η μέγιστη άεργος υποστήριξη (εν αντιστοιχία με τη μέθοδο που περιγράφηκε στην Ενότητα 2.4).

5.3 Υλοποίηση σε περιβάλλον Simulink

Όπως αναφέρθηκε στις προηγούμενες ενότητες, ο μετατροπέας ηλεκτρονικών ισχύος των ανεμογεννητριών έχει μοντελοποιηθεί σε αυτό το κεφάλαιο ως ελεγχόμενη πηγή ρεύματος. Επομένως, ανάλογα με τις απαιτήσεις ενεργού-αέργου ισχύος του συστήματος, καθώς και του μέτρου της τερματικής τάσης, εγχέονται στο δίκτυο τα αντίστοιχα ενεργά και άεργα ρεύματα.

Το σύστημα που περιγράφηκε στις Ενότητες 5.1 και 5.2 υλοποιείται στο περιβάλλον Simulink του MATLAB. Στο Σχήμα 5.12 φαίνεται η εξωτερική όψη του συστήματος της ανεμογεννήτριας, όπου οι είσοδοι είναι οι συνιστώσες της τάσης V_x και V_y ως προς το σταθερό πλαίσιο αναφοράς xy του Σχήματος 5.3 και έξοδοι είναι οι συνιστώσες I_x και I_y του εγχεόμενου ρεύματος, εκφρασμένες στο ίδιο πλαίσιο, μαζί με την άεργο συνιστώσα του ρεύματος και τη μέγιστη τιμή της. Οι συνιστώσες του ρεύματος και της τάσης αντίστοιχα δίνουν στο σύστημα πληροφορίες για τα μέτρα τους και την τιμή της κάθε γωνίας. Όλοι οι υπολογισμοί των προσομοιώσεων γίνονται στο ανά μονάδα σύστημα, ανηγμένα σε βάση ισχύος $S_b = 100MVA$.



Σχήμα 5.12 Εξωτερική Δομή Μοντέλου Simulink Ανεμογεννήτριας



Σχήμα 5.13 Ρυθμιστής Τερματικής Τάσης Ανεμογεννήτριας



Σχήμα 5.14 Βαθμίδα Χρονικής Καθυστέρησης Μέτρησης Τάσης



Σχήμα 5.15 ΡΙ Ελεγκτής Τάσης Ανεμογεννήτριας

Στο Σχήμα 5.13 παρατίθεται το σύστημα του ρυθμιστή της τάσης της ανεμογεννήτριας, όπου ουσιαστικά έχει υλοποιηθεί το διάγραμμα του ελεγκτή του Σχήματος 5.9. Στο Σχήμα 5.14 φαίνεται η υλοποίηση της βαθμίδας συνάρτησης μεταφοράς πρώτης τάξης με χρονική σταθερά T_r , που προσομοιώνει τις χρονικές καθυστερήσεις λόγω της δράσης του μετατροπέα και λόγω της μέτρησης της τάσης. Επίσης, όπως προαναφέρθηκε, καταστέλλει αρμονικές συνιστώσες της τερματικής τάσης της ανεμογεννήτριας λειτουργώντας ως βαθυπερατό φίλτρο. Έχει κατασκευαστεί με τη μορφή βρόχου ανάδρασης.

Το Σχήμα 5.15 παρουσιάζει το εσωτερικό του PI ελεγκτή της τάσης του Σχήματος 5.13. Στον αναλογικό όρο του ελεγκτή έχει χρησιμοποιηθεί και πάλι μία συνάρτηση μεταφοράς πρώτης τάξης με χρονική σταθερά T_{ν} , όπως και στο Σχήμα 5.9, για να αναδείξει τις χρονικές καθυστερήσεις του μετατροπέα λόγω χειρισμών. Επίσης έχει συμπεριληφθεί στην έξοδο του συστήματος ένας περιοριστής, ο οποίος καθορίζει το μέγιστο άνω όριο Q_{max} και το ελάχιστο κάτω όριο Q_{min} της αέργου ισχύος Q_{cmd} , σύμφωνα με τη σχέση (5.15).



Σχήμα 5.16 Εξωτερική Όψη Βρόχου Ελέγχου Αέργου Ισχύος



Σχήμα 5.17 Εσωτερική Δομή Βρόχου Ελέγχου Αέργου Ισχύος

Στα Σχήματα 5.16 και 5.17 παρουσιάζονται αντίστοιχα η εξωτερική όψη και το εσωτερικό του βρόχου ελέγχου αέργου ισχύος. Η υλοποίηση ακολουθεί επακριβώς το διάγραμμα βαθμίδων του Σχήματος 5.10. Σύμφωνα με το Σχήμα 5.16, οι είσοδοι του συστήματος είναι το μέτρο της τερματικής τάσης της ανεμογεννήτριας, η άεργος ισχύς αναφοράς Q_{cmd} (βλέπε Σχήμα 5.10) και η ενεργός συνιστώσα του ρεύματος $I_{d_{nolag}}$ (πριν μεταβεί από τη βαθμίδα χρονικής υστέρησης του Σχήματος 5.8) και έξοδος είναι η άεργος συνιστώσα του ρεύματος I_{a} .

Στο Σχήμα 5.17 γίνεται επίσης υπολογισμός της μέγιστης και της ελάχιστης τιμής της αέργου συνιστώσας του ρεύματος, I_{qmax} και I_{qmin} , σύμφωνα με τη σχέση (5.17), ενώ για την αναπαράσταση του περιορισμού αυτού χρησιμοποιείται ένας δυναμικός περιοριστής. Επίσης συμπεριλαμβάνεται και μία επιπλέον βαθμίδα, το εσωτερικό της οποίας περιλαμβάνει μία συνάρτηση μεταφοράς πρώτης τάξης, υλοποιημένη με βρόχο ανάδρασης όπως στο Σχήμα 5.14, με χρονική σταθερά T_Q για την αναπαράσταση των χρονικών καθυστερήσεων του βρόχου.



Σχήμα 5.18 Εξωτερική Όψη Βρόχου Ελέγχου Ενεργού Ισχύος



Σχήμα 5.19 Εσωτερική Δομή Βρόχου Ελέγχου Ενεργού Ισχύος

Τα Σχήματα 5.18 και 5.19 παρουσιάζουν την εξωτερική όψη και την εσωτερική δομή αντίστοιχα του βρόχου ελέγχου ενεργού ισχύος, ο οποίος υλοποιείται σύμφωνα με το διάγραμμα βαθμίδων του Σχήματος 5.8. Η δομή του βρόχου ελέγχου ενεργού ισχύος είναι παρόμοια με αυτή του βρόχου ελέγχου αέργου ισχύος. Σύμφωνα με το Σχήμα 5.18, οι είσοδοι του συστήματος είναι η ενεργός ισχύς αναφοράς της ανεμογεννήτριας P_{cmd} και το μέτρο της τερματικής της τάσης V_w και οι έξοδοι είναι η ενεργός συνιστώσα του ρεύματος αναφοράς πριν και αφού μεταβεί από τη βαθμίδα χρονικής καθυστέρησης πρώτης τάξης, $I_{d_{NoLag}}$ και I_d αντίστοιχα. Η βαθμίδα χρονικής καθυστέρησης έχει χρονική σταθερά T_P και έχει υλοποιηθεί με χρήση βρόχου ανάδρασης, όπως στο Σχήμα 5.14.

Στα Σχήματα 5.20 και 5.21 παρουσιάζεται η εξωτερική όψη και η εσωτερική δομή του βρόχου κλειδωμένης φάσης (PLL). Σύμφωνα με το Σχήμα 5.20 οι είσοδοι του PLL είναι οι συνιστώσες V_x και V_y του διανύσματος της τερματικής τάσης της ανεμογεννήτριας στο σταθερό πλαίσιο xy και έξοδος είναι η γωνία θ_{pll}. Σύμφωνα με το Σχήμα 5.21, αρχικά γίνεται μετατροπή του διανύσματος της τερματικής τάσης της μηχανής \hat{V}_w από το πλαίσιο αναφοράς xy στο πλαίσιο dq του Σχήματος 5.3, σύμφωνα με την εξίσωση (5.11). Έπειτα, η συνιστώσα του διανύσματος της τάσης Va εισάγεται στον ολοκληρωτή με κέρδος K_{pll} , η έξοδος του οποίου είναι η γωνία θ_{pll} , η γωνία δηλαδή που σχηματίζει ο άξονας d του πλαισίου αναφοράς dq που εισάγει το PLL με τον άξονα x του πλαισίου αναφοράς. Μέσω της ανατροφοδότησης της εξόδου επιτυγχάνονται οι συνθήκες της σχέσης (5.12) της μόνιμης κατάστασης λειτουργίας που αναφέρθηκαν στην υποενότητα 5.1.3.



Phase Locked Loop

Σχήμα 5.20 Εξωτερική Όψη Βρόγου Κλειδωμένης Φάσης (PLL)



Σχήμα 5.21 Εσωτερική Δομή Βρόχου Κλειδωμένης Φάσης (PLL)

Στο Σχήμα 5.22 παρατίθεται η υλοποίηση του κεντρικού ρυθμιστή αέργου ισχύος σημείου κοινής σύνδεσης, σύμφωνα με το Σχήμα 5.11. Χρησιμοποιείται και εδώ βαθμίδα πρώτης τάξης με χρονική σταθερά *T* για να συμπεριληφθούν οι χρονικές καθυστερήσεις στην απόκριση του ρυθμιστή.



Σχήμα 5.22 Κεντρικός Ρυθμιστής Αέργου Ισχύος

Οι συντελεστές διαμοιρασμού του σήματος εξόδου ΔV_{ref} του PI ελεγκτή του σχήματος 5.11 υπολογίζονται, σύμφωνα με τη σχέση (5.19), με τη χρήση του μπλοκ συνάρτησης MATLAB του Simulink, η οποία δέχεται ως εισόδους τις άεργες συνιστώσες των ρευμάτων αναφοράς των ανεμογεννητριών με τις αντίστοιχες μέγιστες τιμές τους και ως έξοδο δίνει τους συντελεστές A_i , i = 1, ..., n.

Στο σχήμα 5.23 φαίνεται η υλοποίηση του ρυθμιστή γωνίας βήματος των πτερυγίων σύμφωνα με το διάγραμμα βαθμίδων του Σχ. 5.5, ενώ στο Σχήμα 5.24 αναπαρίσταται η υλοποίηση της στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος, σύμφωνα με το απλοποιημένο διάγραμμα βαθμίδων του Σχ. 5.7. Συγκεκριμένα, η στρατηγική MPPT υλοποιείται με την χρήση ενός πίνακα τιμών, όπως φαίνεται και στο Σχ. 5.24, όπου ορίζεται ένα πλήθος τιμών για το ζεύγος (ω_m , $P_{e,opt}$) και ανάλογα με την ταχύτητα περιστροφής της ανεμογεννήτριας υπολογίζεται η ενεργός ισχύς αναφοράς P_{cmd} με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των πλησιέστερων σημείων.



Σχήμα 5.23 Υλοποίηση ρυθμιστή γωνίας πτερυγίων



Σχήμα 5.24 Υλοποίηση στρατηγικής MPPT

5.4 Γενική Δομή Αιολικού Πάρκου

Εν συνεχεία περιγράφεται αναλυτικά η δομή ενός πραγματικού Αιολικού Πάρκου που εξετάζεται, καθώς και του δικτύου σύνδεσης με το σύστημα, με σκοπό την αξιολόγηση της άεργης υποστήριξης που μπορεί να συνεισφέρει στο σύστημα μεταφοράς. Θα εξεταστεί, δηλαδή, η αύξηση της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος κατά μήκος ενός ασθενούς διαδρόμου και ως εκ τούτου η αύξηση του περιθωρίου ευστάθειας τάσης που μπορεί να σύστημα.

Στο Σχήμα 5.25 παρουσιάζεται το μονογραμμικό ισοδύναμο κύκλωμα του Αιολικού Πάρκου, που αποτελείται από δέκα πανομοιότυπες ανεμογεννήτριες (WG). Το Αιολικό Πάρκο βρίσκεται σε στάδιο κατασκευής και θα εγκατασταθεί στο «Ανατολικό Άσκιο» του δήμου Βοΐου της Κοζάνης στην περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας. Η κατασκευή και εγκατάσταση του Αιολικού Πάρκου είναι έργο που έχει αναλάβει η Ελληνική Τεχνοδομική «Άνεμος».

Το αιολικό πάρκο συνδέεται στο δίκτυο με δύο παράλληλες τροφοδοτικές γραμμές διανομής (33kV) με πέντε εν σειρά συνδεδεμένες ανεμογεννήτριες σε κάθε μία γραμμή. Στην πρώτη τροφοδοτική γραμμή συνδέονται οι ανεμογεννήτριες στους ζυγούς 1-5 του Σχήματος 5.25, ενώ στη δεύτερη οι ανεμογεννήτριες στους ζυγούς 6-10. Όλες οι ανεμογεννήτριες συνδέονται στη γραμμή διανομής μέσω μετασχηματιστών Χαμηλής Τάσης (XT) σε Μέση Τάση (MT). Οι δύο τροφοδοτικές γραμμές συνδέονται με τον υποσταθμό Μέσης Τάσης σε Υψηλή Τάση (YT). Ο μετασχηματιστής Μέσης Τάσης σε Υψηλή Τάση 150kV/20kV διαθέτει Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο (ΣΑΤΥΦ). Η κάθε μονάδα διαθέτει πλήρη μετατροπέα Ηλεκτρονικών Ισχύος, η έξοδος του οποίου συνδέεται στον μετασχηματιστή ανύψωσης τάσης 650V/20kV 4MVA, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.25.



Σχήμα 5.25 Μονοφασικό Ισοδύναμο Κύκλωμα Αιολικού Πάρκου

Τα δεδομένα των γραμμών διανομής του Αιολικού Πάρκου παρατίθενται στον Πίνακα 5.1, ενώ ο Πίνακας 5.2 περιέχει τα ονομαστικά χαρακτηριστικά των πανομοιότυπων ανεμογεννητριών και του μετασχηματιστή ανύψωσης κάθε μονάδας. Τα δεδομένα του απλοποιημένου ακτινικού δικτύου μεταφοράς και του μετασχηματιστή του υποσταθμού Υψηλής Τάσης σε Μέση Τάση θα παρουσιαστούν στις επόμενες ενότητες.

Στον Πίνακα 5.2, ο συμβολισμός $P_{w,nom}$ υποδηλώνει την ονομαστική ενεργό φόρτιση της ανεμογεννήτριας και με $S_{w,nom}$ συμβολίζεται η ονομαστική φαινόμενη ισχύς του μετατροπέα. Η $X_{t,WTG}$ είναι η αντίδραση του μετασχηματιστή ανύψωσης κάθε μονάδας ανηγμένη σε βάση ισχύος $S_b = 100MVA$. Να σημειωθεί ότι στις προσομοιώσεις αυτής της ενότητας η ενεργός ισχύς που εγχέει κάθε μονάδα είναι σταθερή και ίση με το 40% της ονομαστικής ενεργού παραγωγής της, δηλαδή, με βάση τον Πίνακα 5.2, $P_{WTG} = 1.44 \ MW$.

Τροφοδοτικές Γραμμές Α/Π	Δεδομένα Τροφοδοτικών Γραμμών (α.μ. σε βάση ισχύος S _b = 100MVA)					
MT	Z_1 Z_2 Z_3 Z_4					
#1	R	0.019	0.028	0.020	0.010	0.128
	X	0.016	0.023	0.016	0.008	0.229
		Z6	\mathbf{Z}_7	Z_8	Z9	Z10
#2	R	0.015	0.015	0.015	0.009	0.121
	X	0.012	0.012	0.013	0.008	0.219

Πίνακας 5.1 Δεδομένα Τροφοδοτικών Γραμμών Διανομής Αιολικού Πάρκου

Πίνακας 5.2 Ονομαστικά Χαρακτηριστικά Ανεμογεννήτριας

P _{w,nom}	S _{w,nom}	<i>X_{t,WTG}</i> (α.μ.)	P _{WTG}
(MW)	(MVA)		(MW)
3.6	4.0	2.25	1.44

Οι γραμμές διανομής που χρησιμοποιούνται για τη σύνδεση των ανεμογεννητριών μεταξύ τους αλλά και με τον υποσταθμό Μέσης Τάσης σε Υψηλή Τάση είναι υπόγεια καλώδια τύπου XLPE/AL-PE/MDPE. Αξιοσημείωτη είναι η σχέση της ωμικής αντίστασης της γραμμής με την επαγωγική αντίδραση (περίπου ίση με 1), κάτι που επηρεάζει τη ρύθμιση των τερματικών τάσεων των μηχανών και της αέργου ισχύος που εισέρχεται στο PCC στο ζυγό 13, Q_{pcc}.

Στον Πίνακα 5.3 παρατίθενται τα δεδομένα των συστημάτων ελέγχου των ανεμογεννητριών και του αιολικού πάρκου.

Πίνακας 5.3 Δεδομένα Ελεγκτών Ανεμογεννητριών και Αιολικού Πάρκου (S_b=100MVA)

V _{thr}	V _{w,max}	V _{w,min}	I _{dmax}	I _{lim}
(α.μ.)	(α.μ.)	(α.μ.)	(α.μ.)	(α.μ.)
0.95	1.08	0	0.036	0.040

Η σχεδίαση των συστημάτων ελέγχου των ανεμογεννητριών και του αιολικού πάρκου, με προδιαγραφές όπως μικρός χρόνος αποκατάστασης μεταβατικού φαινομένου, επιθυμητής μέγιστης υπερύψωσης κλπ, πραγματοποιήθηκε στη διπλωματική εργασία [117].

Οι τιμές των παραμέτρων του Ελεγκτή Τάσης της ανεμογεννήτριας παρατίθενται στον Πίνακα 5.4, ενώ οι τιμές των παραμέτρων του Κεντρικού Ρυθμιστή Αέργου Ισχύος PCC παρατίθενται στον Πίνακα 5.5.

Πίνακας 5.4 Παράμετροι Ελεγκτή Τάσης Ανεμογεννήτριας

K _{pv}	K _{iv}	<i>T</i> _ν (s)	T _r (s)	<i>Т</i> _Р (s)	<i>T</i> _{<i>Q</i>} (s)	K _{pll}
0.05	0.8	0.050	0.020	0.020	0.020	10

Πίνακας 5.5 Παράμετροι Κεντρικού Ρυθμιστή Αέργου Ισχύος PCC

K_{pq}	K _{iq}	T (s)	
65	65	0.900	

Για την μοντελοποίηση του μηχανισμού αλλαγής λήψεων του ΣΑΤΥΦ χρησιμοποιείται το διακριτό μοντέλο ΣΑΤΥΦ (όπως περιγράφηκε στην Ενότητα 3.1.2) υλοποιημένο σε περιβάλλον Simulink [118]. Η αντίδραση σκέδασης του μετασχηματιστή συμβολίζεται με X_t. Τα δεδομένα του μετασχηματιστή με ΣΑΤΥΦ παρατίθενται στον πίνακα 5.6.

Πίνακας 5.6 Δεδομένα ΣΑΤΥΦ

r _{min}	r _{max}	Δr (%)	$T_{LTC}\left(s ight)$	<i>d</i> (<i>α</i> . <i>μ</i> .)	$X_t(\alpha,\mu)$
0.8	1.1	1	10	0.02	0.3

Το μοντέλο του ΣΑΤΥΦ, όπως υλοποιείται στο Simulink, απεικονίζεται στο Σχήμα 5.26 και έχει κατασκευασθεί στα πλαίσια της διπλωματικής εργασίας [118]:



Σχήμα 5.26 Μοντέλο ΣΑΤΥΦ σε περιβάλλον Simulink

Όπως φαίνεται στο σχήμα 5.25, το Αιολικό Πάρκο θεωρείται ότι συνδέεται σε ένα ακτινικό δίκτυο μεταφοράς, το οποίο αντιπροσωπεύεται από δύο ίσες αντιδράσεις X_{HV_1} και X_{HV_2} στην πλευρά της πηγής και του φορτίου σε σχέση με το PCC (ζυγός 13) και οι οποίες συνδέονται με την παρακάτω εξίσωση:

$$X_{HV_1} = X_{HV_2} = X (5.23)$$

Το σύστημα μεταφοράς του Σχήματος 5.25 περιλαμβάνει μία πηγή σταθερής τάσης \tilde{E} , η οποία αντιπροσωπεύει το ισοδύναμο Thevenin ενός διασυνδεδεμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ζυγός 15), καθώς και ένα απομακρυσμένο φορτίο (ζυγός 14). Το φορτίο θεωρείται ως μία μεταβλητή αγωγιμότητα *G* απευθείας συνδεδεμένη στο ζυγό ΥΤ 14. Για λόγους απλότητας θεωρείται ότι το φορτίο έχει μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, δηλαδή έχει γίνει πλήρης αντιστάθμιση της αέργου ισχύος φορτίου με συστοιχίες πυκνωτών, οπότε το φορτίο είναι αμιγώς ωμικό, εν αντιστοιχία με τις προσομοιώσεις των προηγούμενων Κεφαλαίων. Η μεταβολή της αγωγιμότητας του φορτίου γίνεται με σταθερή κλίση *Ġ*, σύμφωνα με τον Πίνακα 5.7, ο οποίος παρουσιάζει τα δεδομένα του ακτινικού δικτύου μεταφοράς.

Πίνακας 5.7 Δεδομένα Ακτινικού Συστήματος Μεταφοράς (Sb=100MVA)

$X_{HV_{1}}$ (a.µ.)	X_{HV_1} (α.μ.)	<i>̃</i> <i>E</i> (α.μ.)	Ġ (α.μ./s)
0.2	0.2	1	0.001

Σκοπός της παρούσας μελέτης, όπως προαναφέρθηκε, είναι η αύξηση του περιθωρίου ευστάθειας τάσης, δηλαδή της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος στο ακτινικό σύστημα μεταφοράς, μέσω της άεργης υποστήριξης από το Αιολικό Πάρκο. Για να γίνει αντιληπτή η συμβολή της άεργης υποστήριξης του Αιολικού Πάρκου στην αύξηση του περιθωρίου ευστάθειας, αρχικά πραγματοποιείται υπολογισμός της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος του ακτινικού δικτύου όταν λειτουργεί χωρίς να είναι συνδεδεμένο το Αιολικό Πάρκο στο σύστημα μεταφοράς ($\tilde{I}_{12} = 0$). Η σχέση που δίνει τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ P_{max} στο ακτινικό δίκτυο όταν το Αιολικό Πάρκο είναι εκτός λειτουργίας δίνεται από την ακόλουθη σχέση για μοναδιαίο συντελεστή ισχύος φορτίου στο ζυγό 14 [103]:

$$P_{max} = \frac{E^2}{2(X_{HV_1} + X_{HV_2})} = \frac{E^2}{4X}$$
(5.24)

Από την εξίσωση (5.24) προκύπτει ότι η αρχική μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς $P_{max} = 1.25$ α. μ. ή σε φυσικές μονάδες $P_{max} = 125$ MW.
5.5 Κατάστρωση και Επίλυση Εξισώσεων Συστήματος

Σε αυτήν την ενότητα γίνεται κατάστρωση και περιγραφή των εξισώσεων του συστήματος που είναι απαραίτητες για τον υπολογισμό των τάσεων, ρευμάτων, ενεργού και αέργου ισχύος. Σύμφωνα με το Σχήμα 5.25 οι ανεμογεννήτριες και η ισοδύναμη γεννήτρια του διασυνδεδεμένου ΣΗΕ που συνδέεται στο ζυγό 15 εγχέουν ρεύματα στο δίκτυο. Με βάση τις τιμές των ρευμάτων και τη μήτρα αγωγιμοτήτων γίνεται ο υπολογισμός των τάσεων όλων των ζυγών.

Συγκεκριμένα, έστω \tilde{V}_{w_i} και \tilde{I}_{w_i} , i = 1, ..., n, οι τερματικές τάσεις και τα ρεύματα εξόδου των ανεμογεννητριών, εκφρασμένα στο πλαίσιο αναφοράς xy (βλέπε υποενότητα 5.1.3), όπου n το πλήθος των ανεμογεννητριών. Επιπλέον, έστω \tilde{V}_i και \tilde{I}_i (i = 1, ..., m) τα διανύσματα των τάσεων και των ρευμάτων των m ζυγών που δεν συνδέονται με γεννήτριες, ανηγμένα στο πλαίσιο αναφοράς xy. Στην περίπτωση του Σχήματος 5.25 ισχύει ότι m = 14, εφόσον οι ζυγοί 1-14 είναι ζυγοί που δεν εγχέουν ρεύματα στο σύστημα. Επίσης με \tilde{I}_{15} συμβολίζεται το ρεύμα που εγχέεται στο ζυγό 15, στον οποίο συνδέεται η γεννήτρια του ισοδύναμου διασυνδεδεμένου ΣΗΕ. Έτσι ορίζονται τα παρακάτω διανύσματα

$$I_N = [\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \cdots \quad \tilde{I}_m]^T, i = 1, \dots, m$$
 (5.25)

$$I_{W} = \begin{bmatrix} \tilde{I}_{w_{1}} & \tilde{I}_{w_{2}} & \cdots & \tilde{I}_{w_{n}} \end{bmatrix}^{T}, i = 1, \dots, n$$
(5.26)

και

$$\boldsymbol{V}_{\boldsymbol{N}} = [\tilde{V}_1 \quad \tilde{V}_2 \quad \cdots \quad \tilde{V}_m]^T, i = 1, \dots, m$$
(5.27)

$$\boldsymbol{V}_{\boldsymbol{W}} = \begin{bmatrix} \tilde{V}_{w_1} & \tilde{V}_{w_2} & \dots & \tilde{V}_{w_n} \end{bmatrix}^T, i = 1, \dots, n$$
(5.28)

Επομένως, οι σχέσεις (5.25) και (5.27) εκφράζουν τα διανύσματα των ρευμάτων I_N και των τάσεων V_N αντίστοιχα των ζυγών του συστήματος του Σχήματος 5.25 που δεν συνδέονται με γεννήτρια. Με τον ίδιο τρόπο οι σχέσεις (5.26) και (5.28) εκφράζουν τα ρεύματα και τις τάσεις, αντίστοιχα, των ζυγών των ανεμογεννητριών του συστήματος του Σχήματος 5.25.

Επίσης, για λόγους διευκόλυνσης ορίζονται τα παρακάτω διανύσματα [117]:

$$I_{NW} = \begin{bmatrix} I_N \\ I_W \end{bmatrix}$$
(5.29)

και

$$\boldsymbol{V}_{NW} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{V}_N \\ \boldsymbol{V}_W \end{bmatrix} \tag{5.30}$$

Με αυτόν τον τρόπο, κάνοντας χρήση της μήτρας αγωγιμοτήτων, προκύπτει το παρακάτω σύστημα εξισώσεων:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_{o} \\ \tilde{I}_{N_{1}} \\ \tilde{I}_{N_{2}} \\ \vdots \\ \tilde{I}_{N_{m}} \\ \tilde{I}_{w_{1}} \\ \tilde{I}_{w_{1}} \\ \tilde{I}_{w_{2}} \\ \vdots \\ \tilde{I}_{w_{n}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{oo} & y_{o}^{T} \\ y_{o} & Y_{NN} & Y_{Nw} \\ y_{o} & Y_{wN} & Y_{ww} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_{o} \\ \tilde{V}_{N_{1}} \\ \tilde{V}_{N_{2}} \\ \vdots \\ \tilde{V}_{N_{m}} \\ \tilde{V}_{w_{1}} \\ \tilde{V}_{w_{2}} \\ \vdots \\ \tilde{V}_{w_{n}} \end{bmatrix}$$
(5.31)

Με βάση τις (5.25), (5.26), (5.27) και (5.28), η (5.31) μετατρέπεται ως εξής:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_{o} \\ I_{N} \\ I_{W} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{oo} & y_{o}^{T} \\ y_{NN} & Y_{NW} \\ y_{o} & Y_{WN} & Y_{WW} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_{o} \\ V_{N} \\ V_{W} \end{bmatrix}$$
(5.32)

Στις σχέσεις (5.31) και (5.32) Y_{oo} είναι το 1 × 1 στοιχείο της μήτρας αγωγιμοτήτων το οποίο εκφράζει την συνολική αγωγιμότητα του ζυγού ταλάντωσης του συστήματος (Σχήμα 5.25, ζυγός 15). Το διάνυσμα y_o έχει διαστάσεις $(n + m) \times 1$ και περιέχει τις αγωγιμότητες μεταξύ του άπειρου ζυγού και των υπολοίπων ζυγών του συστήματος.

Αναλύοντας το σύστημα εξισώσεων (5.32) προκύπτει ότι:

$$\tilde{I}_o = \boldsymbol{Y}_{oo} \tilde{V}_o + \boldsymbol{y}_o^T \begin{bmatrix} \boldsymbol{V}_N \\ \boldsymbol{V}_W \end{bmatrix}$$
(5.33)

και

$$\begin{bmatrix} I_N \\ I_W \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{NN} & Y_{NW} \\ Y_{WN} & Y_{WW} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_N \\ V_W \end{bmatrix} + y_o \tilde{V}_o$$
(5.34)

Εφόσον στο ζήτημα που αναλύεται η τάση \tilde{V}_o του άπειρου ζυγού θεωρείται γνωστή, τότε δεν είναι απαραίτητος ο υπολογισμός του ρεύματος \tilde{I}_o που εγχέεται από το ζυγό.

Ο εγχύσεις των ρευμάτων των ζυγών που δεν συνδέονται με γεννήτριες (*m* το πλήθος) είναι μηδενικές, επομένως ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$I_N = [0]_{m \times 1} \tag{5.35}$$

Στο σύστημα του σχήματος 5.25 θεωρούνται γνωστές οι τιμές των ρευμάτων των ανεμογεννητριών I_W . Βασιζόμενοι στην παραπάνω παραδοχή και στη σχέση (5.35) προκύπτουν οι τιμές των τάσεων όλων των ζυγών του συστήματος με βάση την παρακάτω σχέση:

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{V}_{N} \\ \boldsymbol{V}_{W} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{Y}_{NN} & \boldsymbol{Y}_{NW} \\ \boldsymbol{Y}_{WN} & \boldsymbol{Y}_{WW} \end{bmatrix}^{-1} \left(\begin{bmatrix} \boldsymbol{0}_{N} \\ \boldsymbol{I}_{W} \end{bmatrix} - \boldsymbol{y}_{o} \tilde{V}_{o} \right)$$
(5.36)

Εφόσον μέσω της σχέσης (5.36) προκύπτουν οι τιμές των τάσεων όλων των ζυγών, τότε εύκολος είναι και ο υπολογισμός των φάσεων των τάσεων μέσω των παρακάτω σχέσεων:

$$\boldsymbol{\delta}_{N} = \frac{Im(\boldsymbol{V}_{N})}{Re(\boldsymbol{V}_{N})} \tag{5.37}$$

και

$$\boldsymbol{\delta}_{\boldsymbol{W}} = \frac{Im(\boldsymbol{V}_{\boldsymbol{W}})}{Re(\boldsymbol{V}_{\boldsymbol{W}})} \tag{5.38}$$

Είναι απαραίτητο να παρουσιαστεί επίσης ο τρόπος με τον οποίο υπολογίζεται η εισερχόμενη στο σημείο κοινής σύνδεσης άεργος ισχύς. Συγκεκριμένα, στο ζυγό 13 του συστήματος εισέρχεται ρεύμα ίσο με το συνολικό ρεύμα που εγχέουν οι ανεμογεννήτριες. Επομένως, η φαινόμενη ισχύς που εισέρχεται στο ζυγό, δίνεται από την παρακάτω σχέση

$$\tilde{S}_{PCC} = \tilde{V}_{PCC} \sum_{i=1}^{n} \tilde{I}_{w,i}^{*}$$
 (5.39)

Η άεργος ισχύς που, ανάλογα με την περίπτωση, εγχέεται από το Αιολικό Πάρκο του Σχήματος 5.25 και εισέρχεται στο ζυγό 13 ή εξέρχεται από το ζυγό 13 και απορροφάται από το Αιολικό Πάρκο δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$Q_{PCC} = imag(\tilde{S}_{PCC}) \tag{5.40}$$

Παρόμοια υπολογίζεται και η φαινόμενη ισχύς \tilde{S}_{11} που εγχέεται από το ζυγό 11 του Σχήματος 5.25, σύμφωνα με την εξίσωση:

$$\tilde{S}_{11} = \tilde{V}_{11}\tilde{I}_{11}^* \tag{5.41}$$

όπου το ρεύμα I_{11} που εγχέεται στο ζυγό 11 είναι ίσο με το άθροισμα των ρευμάτων των ανεμογεννητριών και επομένως δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$\tilde{I}_{11} = \sum_{i=1}^{n} \tilde{I}_{w_i}$$
(5.42)

Άρα η άεργος ισχύς που εγχέεται από το ζυγό 11 δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$Q_{11} = im(\tilde{S}_{11}) \tag{5.43}$$

Για τον υπολογισμό των τάσεων του συστήματος γίνεται αναγωγή του απλοποιημένου ακτινικού συστήματος μεταφοράς και του ζυγού PCC στην πλευρά του δευτερεύοντος του μετασχηματιστή YT/MT του υποσταθμού. Το σύστημα ανηγμένο στην πλευρά του δευτερεύοντος παρατίθεται στο Σχήμα 5.27.

Η τάση του ζυγού ταλάντωσης (ζυγός 15) ανηγμένη στο δευτερεύον του μετασχηματιστή του υποσταθμού δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$\tilde{V}_{o}^{\prime\prime} = \frac{\tilde{E}}{r} \tag{5.44}$$



Σχήμα 5.27 Σύστημα Δοκιμών Ανηγμένο στην Πλευρά Δευτερεύοντος του Μ/Σ του Υποσταθμού

Επίσης οι αντιδράσεις των γραμμών μεταφοράς του απλοποιημένου ακτινικού δικτύου μεταφοράς ανοιγμένες στο δευτερεύον του μετασχηματιστή του υποσταθμού δίνονται από τον παρακάτω τύπο:

$$X_{HV_i}'' = \frac{X_{HV_i}}{r^2}, \qquad i = 1,2 \tag{5.45}$$

Επομένως το διάνυσμα y_o που εκφράζει την αγωγιμότητα του άπειρου ζυγού με τους υπόλοιπους ζυγούς του συστήματος, με βάση τις σχέσεις (5.35) και (5.45) προκύπτει ίσο με:

$$\boldsymbol{y}_{\boldsymbol{o}} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{0}_{m-2} & -\frac{r^2}{X_{HV_1}} & \boldsymbol{0}_n \end{bmatrix}^T$$
(5.46)

Επομένως, μέσω των σχέσεων (5.36), (5.44) και (5.46) υπολογίζονται εύκολα οι τάσεις όλων των ζυγών του συστήματος του σχήματος 3.8. Για την εύρεση των τιμών των τάσεων των ζυγών 13, 14 και 15 γίνεται αναγωγή των τάσεων στο πρωτεύον πολλαπλασιάζοντας τις τάσεις των ζυγών 13΄΄, 14΄΄ και 15΄΄ με το λόγο μετασχηματισμού του ΣΑΤΥΦ.

Επιπλέον, για τον υπολογισμό των μεταβλητών του δικτύου του Σχήματος 5.25 στις διάφορες προσομοιώσεις σε περιβάλλον Simulink, είναι απαραίτητος ο υπολογισμός ενός αρχικού σημείου λειτουργίας του συστήματος. Για το αρχικό αυτό σημείο λειτουργίας θεωρείται ότι οι ανεμογεννήτριες λειτουργούν με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος (δηλαδή ούτε εγχέουν ούτε καταναλώνουν άεργο ισχύ) καθώς και ότι το φορτίο στο ζυγό 15 είναι αρχικά μηδενικό. Η εύρεση του αρχικού σημείου λειτουργίας πραγματοποιείται με χρήση της αριθμητικής μεθόδου Newton-Raphson. Το αρχικό σημείο λειτουργίας του συστήματος με βάση τις προαναφερθείσες παραδοχές παρουσιάζεται στους πίνακες 5.8 και 5.9 ακολούθως.

P _w (α.μ.)	$P_{L_o}(\alpha.\mu.)$	r_o	Ε (α.μ.)	Q _{pcco} (α.μ.)
0.0144	0	1	1	-0.0133

Πίνακας 5.8 Αρχικοποίηση-Σημείο Αναφοράς Δικτύου (S_b=100MVA)

Στον Πίνακα 5.8 με P_w συμβολίζεται η ενεργός παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας ($P_w = P_{w,o} =$ σταθερό) και r_o είναι η αρχική τιμή του λόγου μετασχηματισμού r του ΣΑΤΥΦ του μετασχηματιστή του σχήματος 5.25. Η αρχική άεργος ισχύς που εισρέει στο σημείο κοινής σύνδεσης, Q_{pcc_o} σύμφωνα με τον Πίνακα 5.8, λαμβάνει αρνητική τιμή, διότι εγχέεται άεργος ισχύς από τη γεννήτρια του διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με σκοπό να αντισταθμιστούν οι απώλειες των γραμμών, λόγω των επαγωγικών αντιδράσεών τους.

Τάσεις (1	wów (a u)	Φάσε	ις Τάσεων
100005 5	γων (α.μ.)	Ζυγ	ών (α.μ.)
V_{w1_o}	1.0031	δ_{w1_o}	0.1228
V_{w2_o}	1.0029	δ_{w2_o}	0.1226
V_{w3_o}	V_{w3_0} 1.0025		0.1220
V_{w4_o}	1.0019	δ_{w4_o}	0.1213
V_{w5_o}	1.0014	δ_{w5_o}	0.1209
V_{w6_o}	1.0043	δ_{w6_o}	0.1217
V_{w7_o}	1.0040	δ_{w7_o}	0.1215
V_{w8_o}	1.0032	δ_{w8_o}	0.1212
V_{w9_o}	1.0024	δ_{w9_o}	0.1206
V_{w10_o}	1.0018	δ_{w10_o}	0.1202
V_{1_o}	0.9969	δ_{1_o}	0.0286
V_{2_o}	0.9939	δ_{2_o}	0.0718
VLo	0.9969	δ_{L_0}	0.0286

Πίνακας 5.9 Τάσεις και γωνίες ζυγών αρχικοποίησης (S_b=100MVA)

5.6 Προσδιορισμός Προσεγγιστικού Μοντέλου Α/Π μίας ισοδύναμης γεννήτριας

Για την μελέτη της επίδρασης ενός Αιολικού Πάρκου στο ΣΗΕ (ιδιαίτερα σε μελέτες μακροπρόθεσμης χρονικής κλίμακας που αποτελούν ενδιαφέρον ζήτημα της παρούσας εργασίας) δεν είναι εύκολα υλοποιήσιμη η λεπτομερής αναπαράσταση όλων των ανεμογεννητριών καθώς και των επιμέρους συστημάτων ελέγχου, λόγω της αυξημένης υπολογιστικής πολυπλοκότητας. Επομένως, κρίνεται απαραίτητο να χρησιμοποιηθούν μέθοδοι με τις οποίες γίνεται αναπαράσταση πολλαπλών ανεμογεννητριών με προσεγγιστικές ομαδοποιημένες μονάδες Αιολικών Πάρκων. Στη βιβλιογραφία αναφέρονται διάφορες μέθοδοι ισοδυναμίας Αιολικών Πάρκων [119], [120], [121], [122] οι οποίες όμως δεν επικεντρώνονται κυρίως σε μελέτες ευστάθειας τάσεως. Στη συνέχεια προτείνεται ένα απλοποιημένο μοντέλο του Αιολικού Πάρκου 10 ανεμογεννητριών και συγκεκριμένα περιγράφεται ένα προσεγγιστικό μοντέλο μίας ισοδύναμης ανεμογεννήτριας

5.6.1 Γενικό Προσεγγιστικό Μοντέλο Αιολικού Πάρκου με 1 ισοδύναμη Ανεμογεννήτρια

Σε αυτήν την ενότητα προτείνεται μία μέθοδος βασισμένη στις δημοσιεύσεις [119] και [120], σύμφωνα με την οποία μία αποκλειστική τροφοδοτική γραμμή διανομής με πολλές εν σειρά συνδεδεμένες ανεμογεννήτριες, αναπαρίσταται με μία προσεγγιστική μονάδα (γεννήτρια). Βασικός σκοπός της εργασίας είναι η ανάπτυξη του μοντέλου για Έλεγχο Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης, οπότε η μέθοδος τροποποιείται σε σχέση με τις παραπάνω δημοσιεύσεις για να προσαρμοστεί αντίστοιχα και εξηγείται παρακάτω. Επιδίωξη της μεθόδου είναι η τάση του ζυγού της προσεγγιστικής ισοδύναμης ανεμογεννήτριας να είναι ίση με την τερματική τάση της πιο απομακρυσμένης πραγματικής ανεμογεννήτριας, ενώ αντίθετα στις εργασίες [119] και [120] η κεντρική ιδέα είναι οι απώλειες ισχύος κατά μήκος των τροφοδοτικών γραμμών διανομής να είναι ίσες τόσο στο λεπτομερές όσο και στο ισοδύναμο μοντέλο.

Ο λόγος που επιλέγεται αυτή η ισοδυναμία είναι ο ακόλουθος: Βασικός περιορισμός στην ενίσχυση του συστήματος από τα Αιολικά Πάρκα με έγχυση αέργου ισχύος είναι η αποφυγή των υπερτάσεων. Δεδομένου ότι η μεγαλύτερη υπέρταση θα εμφανίζεται στο τέλος της τροφοδοτικής γραμμής διανομής (της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας), εάν η τάση είναι εντός επιτρεπτών ορίων εξασφαλίζεται ότι η προτεινόμενη ενίσχυση του συστήματος με έγχυση αέργου ισχύος είναι αποδεκτή.

Συγκεκριμένα, αρχικά δίνεται ένα γενικό μονογραμμικό διάγραμμα Αιολικού Πάρκου αποτελούμενο από N τροφοδοτικές γραμμές (feeders) που συνδέονται παράλληλα (f = 1, ..., N), κάθε μία αποτελούμενη από g_f πανομοιότυπες ανεμογεννήτριες συνδεδεμένες εν σειρά, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.28. Το προσεγγιστικό μοντέλο αιολικού πάρκου με μία ισοδύναμη ανεμογεννήτρια προκύπτει σε δύο στάδια: αρχικά μία ισοδύναμη Α/Γ εξάγεται για κάθε μία από τις διασυνδετικές γραμμές N και ακολούθως οι ισοδύναμες αντιδράσεις αυτών συνδέονται εν παραλλήλω.



Σχήμα 5.28 Γενικό μονογραμμικό διάγραμμα Αιολικού Πάρκου

Η μέθοδος που προτείνεται για τον προσδιορισμό του προσεγγιστικού ισοδύναμου δικτύου περιγράφεται στη συνέχεια. Δεδομένου ότι οι g_f μονάδες που απαρτίζουν το Αιολικό Πάρκο (Σχήμα 5.28) είναι πανομοιότυπες, γίνεται η παραδοχή ότι τα ρεύματα που εγχέουν στο δίκτυο οι επιμέρους ανεμογεννήτριες είναι ίσα (\tilde{I}_w). Ως εκ τούτου, το συνολικό ρεύμα της προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας της διασυνδετικής γραμμής k αποτελούμενη από $m=g_k$ ανεμογεννήτριες είναι ίσο με:

$$\tilde{I}_{WF_{\nu}} = m\tilde{I}_{w} \tag{5.47}$$

Η πτώση τάσης σε κάθε σύνθετη αντίσταση της διασυνδετικής γραμμής k (feeder k) του σχήματος 5.28 υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\Delta V_{k_i} = i \tilde{I}_w \boldsymbol{Z}_{\boldsymbol{k}_i} \tag{5.48}$$

όπου η μεταβλητή k καθορίζει σε ποια τροφοδοτική γραμμή διανομής του σχήματος 5.25 γίνονται οι υπολογισμοί της σχέσης (5.49), με \mathbf{Z}_{k_i} αναπαρίσταται η αντίδραση του τμήματος της γραμμής που συνδέει το ζυγό k_i με το ζυγό στα αριστερά του k_{i+1} και i=1, ..., m.

Βασική προϋπόθεση της μεθόδου που αναλύεται εδώ είναι η τάση του ζυγού της προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας του Αιολικού Πάρκου να είναι ίση με την τερματική τάση της πιο απομακρυσμένης γεννήτριας. Με άλλα λόγια, πρέπει οι πτώσεις τάσης του ζυγού της προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας και του ζυγού της πιο απομακρυσμένης πραγματικής ανεμογεννήτριας κάθε διασυνδετικής γραμμής k να είναι ίσες [116], ούτως ώστε να αποφεύγονται υπερτάσεις μεμονωμένων ανεμογεννητριών κατά τη διάρκεια ελέγχου EMRS.

Επομένως, λαμβάνοντας υπόψιν τον υπολογισμό της πτώσης τάσης της πιο απομακρυσμένης πραγματικής ανεμογεννήτριας κάθε τροφοδοτικής γραμμής διανομής και την αντίδραση $X_{t,WTG}$ του μετασχηματιστή ανύψωσης της μονάδας, προκύπτει ότι:

$$m\tilde{I}_{w}\boldsymbol{Z}_{\boldsymbol{W}\boldsymbol{F}_{\boldsymbol{k}}} = \boldsymbol{Z}_{\boldsymbol{X}_{\boldsymbol{t}}}\tilde{I}_{w} + \sum_{i=1}^{m} i\,\tilde{I}_{w}\boldsymbol{Z}_{\boldsymbol{k}_{i}}$$
(5.49)

Από την εξίσωση (5.49) προκύπτει ότι η προσεγγιστική ισοδύναμη σύνθετη αντίσταση κάθε τροφοδοτικής γραμμής είναι ίση με:

$$Z_{WF_k} = \frac{Z_{X_t}}{m} + \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m i Z_{k_i}$$
(5.50)

Τέλος, η προσεγγιστική ισοδύναμη σύνθετη αντίσταση της μίας ισοδύναμης γεννήτριας αιολικού πάρκου Z_{WF} υπολογίζεται από τον παράλληλο συνδυασμό των ισοδύναμων αντιδράσεων Z_{WF_f} των N τροφοδοτικών γραμμών:

$$\boldsymbol{Z}_{WF} = \boldsymbol{Z}_{WF_1} \parallel \cdots \parallel \boldsymbol{Z}_{WF_k} \parallel \cdots \parallel \boldsymbol{Z}_{WF_N}$$
(5.51)

Επιπροσθέτως, η ενεργός ισχύς P_{WF_k} που εγχέει κάθε προσεγγιστική ισοδύναμη ανεμογεννήτρια k (της τροφοδοτικής γραμμής k) είναι ίση με το άθροισμα της ενεργού ισχύος κάθε επιμέρους πραγματικής ανεμογεννήτριας και δίνεται από τη σχέση:

$$P_{WF_k} = \sum_{i=1}^{m} P_{WTG_i}$$
(5.52)

Όπου P_{WTGi} είναι η ενεργός ισχύς της *i*-οστής επιμέρους ανεμογεννήτριας που συνδέεται στην τροφοδοτική γραμμή διανομής k.

Όμοια η φαινόμενη ισχύς S_{WF_k} της προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας (της τροφοδοτικής γραμμής k) είναι ίση με το άθροισμα της ονομαστικής φαινόμενης ισχύος S_{WTGi} κάθε ανεμογεννήτριας, υπό την προϋπόθεση ότι όλες οι επιμέρους πραγματικές ανεμογεννήτριες έχουν τον ίδιο συντελεστή ισχύος, δηλαδή:

$$S_{WF_k} = \sum_{i=1}^{m} S_{WTG_i}$$
(5.53)

όπου S_{WTG_m} είναι η φαινόμενη ισχύς της m-οστής επιμέρους ανεμογεννήτριας που συνδέεται στην τροφοδοτική γραμμή διανομής.

Ως εκ τούτου, η συνολική ενεργός P_{WF} και φαινόμενη ισχύς S_{WF} της μίας ισοδύναμης γεννήτριας αιολικού πάρκου υπολογίζεται ως:

$$P_{WF} = \sum_{k=1}^{N} P_{WF_k}$$
(5.54)

$$S_{WF} = \sum_{k=1}^{N} S_{WF_k}$$
(5.55)

5.6.2 Εφαρμογή στο εξεταζόμενο Αιολικό Πάρκο



Σχήμα 5.29 Μονοφασικό Ισοδύναμο Κύκλωμα Απλοποιημένου Μοντέλου Αιολικού Πάρκου 1 Ανεμογεννήτριας

Το απλοποιημένο μοντέλο μίας προσεγγιστικής ισοδύναμης ανεμογεννήτριας προκύπτει εύκολα, υπολογίζοντας τον παράλληλο συνδυασμό των σύνθετων αντιστάσεων **Z**_{WF1} και **Z**_{WF2} των τροφοδοτικών γραμμών διανομής του Σχήματος 5.25 (του εξεταζόμενου Αιολικού Πάρκου «Ανατολικό Άσκιο» του δήμου Βοΐου της

Κοζάνης). Έτσι, η αντίδραση Z_{WF} του απλοποιημένου μοντέλου Αιολικού Πάρκου μίας ανεμογεννήτριας δίνεται σύμφωνα με την (5.51) από την παρακάτω σχέση:

$$Z_{WF} = Z_{WF1} / Z_{WF2} = \frac{Z_{WF1} Z_{WF2}}{Z_{WF1} + Z_{WF2}}$$
(5.56)

Η ενεργός φόρτιση της ισοδύναμης μηχανής P_{WF} του συστήματος του Σχήματος 5.29 είναι ίση με το άθροισμα των φορτίσεων των ισοδύναμων μονάδων κάθε τροφοδοτικής γραμμής του συστήματος του Σχήματος 5.29, δηλαδή:

$$P_{WF} = P_{WF1} + P_{WF2} (5.57)$$

Ομοίως και η φαινόμενη ισχύς της προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας του Αιολικού Πάρκου του Σχήματος 5.25 είναι ίση με το άθροισμα της φαινόμενης ισχύος κάθε προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας, υπό την προϋπόθεση ότι λειτουργούν με τον ίδιο συντελεστή ισχύος, δηλαδή:

$$S_{WF} = S_{WF1} + S_{WF2}$$
 (5.58)

Σύμφωνα με τις σχέσεις (5.57) και (5.58) προκύπτουν τα δεδομένα της προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας του απλοποιημένου μοντέλου του Αιολικού Πάρκου του Σχήματος 5.29 στον Πίνακα 5.10.

Πίνακας 5.10 Δεδομένα Ισοδύναμου Αιολικού Πάρκου 1 Ανεμογεννήτριας

P _{WF,n}	S _{WF,n}	P _{WF} (MW)	I _{lim,WF}	I _{dmax,WF}	Ζ_{WF}
(MW)	(MVA)		(α.μ.)	(α.μ.)	(α.μ.)
36	40	14.4	0.4	0.36	0.077 +j0.349

Στον πίνακα 5.10 με $I_{lim,WF}$ συμβολίζεται το μέγιστο ρεύμα που εγχέει στο δίκτυο η ισοδύναμη μονάδα του Σχήματος 5.29 και με $I_{dmax,WF}$ η μέγιστη τιμή της ενεργού συνιστώσας του.

Η αρχικοποίηση του συστήματος έγινε με επίλυση ροής φορτίου με την αριθμητική μέθοδο Newton-Raphson. Για την εύρεση του αρχικού σημείου λειτουργίας του συστήματος ο ζυγός της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας θεωρείται PQ ζυγός. Τα αποτελέσματα της αρχικοποίησης παρατίθενται στον Πίνακα 5.11. Επίσης είναι πολύ μικρή η διαφορά στην αρχική άεργο ισχύ που εισέρχεται στο σημείο κοινής σύνδεσης $Q_{pcc,o}$ λόγω του ότι η μέθοδος με την οποία προκύπτουν τα προσεγγιστικά ισοδύναμα μοντέλα δεν εξασφαλίζει ίσες απώλειες ισχύος.

Πίνακας 5.11 Αρχικοποίηση-Σημείο Αναφοράς Δικτύου (Sb=100MVA)

P _{WF,0}	P _{<i>L</i>,<i>o</i>}	r_{\circ}	E	Qpcc,o	V _{WF,0}	$\delta_{WF,o}$
(α.μ.)	(α.μ.)	- 0	(α.μ.)	(α.μ.)	(α.μ.)	(rad)
0.144	0	1	1	-0.0134	1.0036	0.1221

Τέλος, να σημειωθεί πως δεδομένου ότι σε αυτήν την υλοποίηση το σήμα εξόδου του ρυθμιστή αέργου ισχύος δεν διαμοιράζεται σε επιμέρους μονάδες, όπως στην περίπτωση του λεπτομερούς μοντέλου δέκα ανεμογεννητριών, πρέπει να πολλαπλασιαστεί με τον συντελεστή 1/10 ή διαφορετικά η τιμή του αναλογικού και του ολοκληρωτικού όρου να είναι δέκα φορές πιο μικρή από αυτήν του Πίνακα 5.5, δηλαδή πρέπει $K_{pq} = K_{iq} = 6.5$, όπως φάνηκε και στην εργασία [117]. Επιπρόσθετα, σύμφωνα με [117] ο επιθυμητός συνδυασμός των τιμών των κερδών είναι $K_{pv} = 0.25$ και $K_{iq} = 8$.

5.7 Σύγκριση μεθόδων ελέγχου και ισοδυνάμων μοντέλων εξεταζόμενου συστήματος

5.7.1 Σύγκριση μεθόδων ελέγχου αέργου ισχύος λεπτομερούς μοντέλου Αιολικού Πάρκου

Σε αυτήν την ενότητα δίνονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα της επίδρασης που έχουν στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ του συστήματος του Σχήματος 5.25 (όπως υπολογίστηκαν στις εργασίες [117], [116]) οι στρατηγικές ελέγχου του Αιολικού Πάρκου που περιγράφηκαν στις υποενότητες 5.2.2 και 5.2.3. Δηλαδή, ο Έλεγχος Σταθερής Αέργου Ισχύος Σημείου Κοινής Σύνδεσης (Constant Reactive Power Control-CRPC) και η Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης (Emergency Maximun Reactive Support-EMRS).

Η ανάλυση γίνεται αρχικά στο λεπτομερές μοντέλο του Αιολικού Πάρκου. Για να φτάσει το σύστημα σε συνθήκες Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος, η αγωγιμότητα του φορτίου, που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό Υψηλής Τάσης 14 του Σχήματος 5.25 υπόκειται σε συνεχή μεταβολή με σταθερή κλίση ($\dot{G} = 0.001 \ \alpha.\mu$.), όπως φαίνεται στο σχήμα 5.30.



Σχήμα 5.30 Ωμική Αγωγιμότητα Φορτίου

Στα Σχήματα 5.31 και 5.32 αναπαρίστανται συγκεντρωτικά οι καμπύλες χρονικής μεταβολής ισχύος του φορτίου και οι καμπύλες Ισχύος-Τάσης (PV καμπύλες) του ζυγού 14 φορτίου αντίστοιχα, για τις περιπτώσεις με Έλεγχο Σταθερής Αέργου Ισχύος σημείου κοινής σύνδεσης (CRPC) (μαύρη καμπύλη) και με Έλεγχο Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS) (κόκκινη διακεκομμένη καμπύλη). Όπως

παρατηρείται και συνοψίζεται στον Πίνακα 5.12, οι δύο μέθοδοι ελέγχου αέργου ισχύος αυξάνουν το όριο φόρτισης του συστήματος σημαντικά.

Συγκεκριμένα, ο Έλεγχος Σταθερής Αέργου Ισχύος επέφερε αύξηση κατά 1.70MW στο όριο Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος σε σχέση με την περίπτωση χωρίς έλεγχο, που αντιστοιχεί σε ποσοστό 4.25% της ονομαστικής δυνατότητας των Ηλεκτρονικών Ισχύος των ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται ($S_{inv,n} = 40MVA$). Επίσης, χρησιμοποιώντας την εντολή EMRS παρατηρείται επιπρόσθετη αύξηση της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος ίση με 14.30MW, που αντιστοιχεί στο 35.75% της $S_{inv,n}$ αντίστοιχα.

Προφανώς, όπως έχει φανεί και στις εργασίες [60], [61], [62], το ποσοστό αύξησης της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος ως προς τα ονομαστικά μεγέθη των μετατροπέων $S_{inv,n}$ εξαρτάται κυρίως από την άεργη υποστήριξη του Α/Π, η οποία με τη σειρά της εξαρτάται από την τιμή της ενεργού ισχύος του Αιολικού Πάρκου, αφού για μικρές τιμές της ενεργού ισχύος τα περιθώρια αέργου ισχύος είναι μεγάλα (και αντίστροφα).

Μέγιστ	η Μεταφερόμε (MW)	Αύξηση ΔΡ					
Χωρίς	Έλεγχος Σταθερής	Έκτακτη Μέγιστη	0	D)-(a)	(c)-(b)		
Έλεγχο (a)	Αεργου Ισχύος (b)	Άεργος Υποστήριξη (c)	(MW)	(%)S _{inv,n}	(MW)	(%) S _{inv,n}	
125.00	126.70	140.93	1.70	5.25	14.30	35.75	

Πίνακας 5.12 Σύγκριση Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος των Στρατηγικών Ελέγχου



Σχήμα 5.31 Ισχύς Φορτίου με τις δύο Στρατηγικές Ελέγχου (λεπτομερές μοντέλο)



Σχήμα 5.32 Καμπύλη Ισχύος-Τάσης με τις δύο Στρατηγικές Ελέγχου (λεπτομερές μοντέλο)

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι η Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς (Σχήμα 5.32) επιτυγχάνεται σε χαμηλό επίπεδο τάσης δικτύου. Αυτό το αποτέλεσμα είναι ωστόσο αναμενόμενο για ένα απλό σύστημα, όπως αυτό που εξετάζεται εδώ για την εκτίμηση της ικανότητας φόρτισης του συστήματος.

5.7.2 Σύγκριση λεπτομερούς και προσεγγιστικού μοντέλου μίας ισοδύναμης ανεμογεννήτριας Αιολικού Πάρκου

Στην ενότητα αυτή εξετάζεται το προσεγγιστικό μοντέλο Αιολικού Πάρκου μίας ισοδύναμης Α/Γ που αναλύθηκε στην ενότητα 5.6, όταν αυτό λειτουργεί με Έλεγχο Σταθερής Αέργου Ισχύος (Constant Reactive Power Control-CRPC) και Έλεγχο Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (Emergency Reactive Power Support-EMRS), θεωρώντας την ίδια αύξηση αγωγιμότητας φορτίου για λόγους σύγκρισης.

Συγκεκριμένα, πραγματοποιείται σύγκριση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από την προσομοίωση του λεπτομερούς μοντέλου και από τις προσομοιώσεις του απλοποιημένου μοντέλου του Αιολικού Πάρκου, όπου διαπιστώνεται η μικρή απόκλιση των αποτελεσμάτων και αναδεικνύονται με αυτόν τον τρόπο τα απλοποιημένα μοντέλα Αιολικών Πάρκων ένα χρήσιμο εργαλείο για την μελέτη του Ορίου Ευστάθειας Τάσης.

Στο Σχήματα 5.33 και 5.34 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της ισχύος φορτίου και η άεργος ισχύς Q₁₁ η οποία εγχέεται από το Αιολικό Πάρκο στο ζυγό διανομής του υποσταθμού (ζυγός 11) αντίστοιχα για τα δύο διαφορετικά μοντέλα αναπαράστασης του Αιολικού Πάρκου που εξετάζονται. Συγκεκριμένα, με μαύρη διακεκομμένη γραμμή αναπαρίσταται το λεπτομερές μοντέλο Αιολικού Πάρκου (ονόματι 'Detailed





Σχήμα 5.33 Ισχύς Φορτίου Μοντέλων Α/Π (EMRS)



Σχήμα 5.34 Εγχεόμενη Άεργος Ισχύς στο Ζυγό Διανομής Υ/Σ (EMRS)

Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.33, οι καμπύλες της χρονικής μεταβολής της ισχύος φορτίου έχουν πολύ μικρή απόκλιση μεταξύ τους, γεγονός που καθιστά την αναπαράσταση του Αιολικού Πάρκου με απλοποιημένα μοντέλα ένα καλό εργαλείο για μελέτες ευστάθειας τάσης και αέργου υποστήριξης. Στο Σχήμα 5.34 φαίνεται ότι η άεργος ισχύς Q_{11} που εγχέουν στο δίκτυο μέσω του ζυγού 11 (Σχήματα 5.25 και 5.29) τα δύο διαφορετικά μοντέλα του Αιολικού Πάρκου είναι περίπου ίδια. Παρόλα αυτά,

η άεργος ισχύς Q_{11} που εισρέει στο ζυγό 11 του λεπτομερούς μοντέλου του Αιολικού Πάρκου (Σχήμα 5.25) δεν είναι ακριβώς ίδια με αυτή του ισοδύναμου μοντέλου, αλλά λίγο μεγαλύτερη λόγω των μικρότερων απωλειών των τροφοδοτικών γραμμών διανομής στο λεπτομερές μοντέλο. Ως εκ τούτου, η άεργος ισχύς Q_{11} που εγχέει το Αιολικό Πάρκο είναι μεγαλύτερη στην λεπτομερή αναπαράσταση του Αιολικού Πάρκου και μικρότερη στο ισοδύναμο μοντέλο. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι μελετώντας τα απλοποιημένα μοντέλα προκύπτουν αποτελέσματα που αποκλίνουν λίγο από τα πραγματικά, ενώ επιπρόσθετα δίνεται και ένα μεγαλύτερο περιθώριο ασφαλείας στις εκτιμήσεις. Να σημειωθεί ότι, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η απλοποιημένη αναπαράσταση που χρησιμοποιείται σε αυτήν την εργασία δεν διατηρεί αναλλοίωτες τις απώλειες του δικτύου διανομής [119], [120].

Ο Πίνακας 5.13 περιέχει τις τιμές της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος που προκύπτουν από τις προσομοιώσεις των διαφορετικών μοντέλων αναπαράστασης του Αιολικού Πάρκου.

Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς P _{max} Απόκλιση			
(MV	V)	(a)	-(c)
Λεπτομερές	Ισοδύναμο		(0)

<u>Μοντέλο 10 Α/Γ</u> 140.93 Μοντέλο 1 Α/Γ

140.63

0.30

0.21

Πίνακας 5.13 Σύγκριση Ορίου Φόρτισης Μοντέλων Αναπαράστασης Α/Π με Έλεγχο Εκτάκτου Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης

Σύμφωνα με τον Πίνακα 5.13, η Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς των Ισοδύναμων Μοντέλων του Αιολικού Πάρκου έχει πολύ μικρή απόκλιση από εκείνη του λεπτομερούς μοντέλου και συγκεκριμένα είναι μικρότερη του 1%. Αυτό καθιστά τη μέθοδο ισοδυναμίας που αναλύεται σε αυτήν την αναφορά ικανοποιητική για μελέτες ευστάθειας τάσης, αέργου υποστήριξης και προσδιορισμού του ορίου ευστάθειας συστήματος. Επιπροσθέτως, η Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς των Ισοδύναμων Μοντέλων είναι ελαφρώς μικρότερη από αυτήν του πλήρους μοντέλου, κάτι το οποίο είναι επιθυμητό για ασφαλείς εκτιμήσεις του Ορίου Ευστάθειας. Εν ολίγοις, το απλοποιημένο μοντέλο δίνει σχεδόν την ίδια εκτίμηση της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος που είναι κατάντι πιο συντηρητική κατά 0.3MW ή 0.2%.

Τέλος, στο Σχήμα 5.35 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της τερματικής τάσης V_{w_1} της πιο απομακρυσμένης πραγματικής ανεμογεννήτριας που συνδέεται στο ζυγό 1 (πρώτη τροφοδοτική γραμμή) και της τάσης V_{w_6} της ανεμογεννήτριας που συνδέεται στο ζυγό 6 (δεύτερη διασυνδετική γραμμή) του λεπτομερούς μοντέλου του Αιολικού Πάρκου (Σχήμα 5.25) και της τερματικής τάσης V_{WF} της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας του προσεγγιστικού μοντέλου μίας ανεμογεννήτριας (Σχήμα 5.29). Εύκολα διαπιστώνεται ότι η τάση V_{WF} είναι λίγο διαφορετική από τις τάσεις V_{w_1} και V_{w_6} και λαμβάνει τιμές ανάμεσα σε αυτές τις τάσεις με αμελητέα απόκλιση, όπως ήταν αναμενόμενο.



Σχήμα 5.35 Τάσεις Ανεμογεννητριών #1 και #6 Λεπτομερούς Μοντέλου, Τάση Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας WF Προσεγγιστικού Μοντέλου 1 Ισοδύναμης Μονάδας

Σημειώνεται ότι τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων της παρούσας ενότητας (Εν. 5.7) μπορούν να βρεθούν αναλυτικά στις εργασίες [117] και [116].

5.8 Αιολικό Πάρκο #2 και μεταβλητή ενεργός ισχύς

Εν συνεχεία προσομοιώνεται το (πραγματικό εγκατεστημένο) Αιολικό Πάρκο #2 (της περιοχής των Διδύμων) που περιγράφηκε και προσομοιώθηκε στα Κεφάλαια 3 και 4 της διατριβής για λόγους σύγκρισης. Συγκεκριμένα, εξετάζεται επιπρόσθετα η επίδραση της μεταβλητότητας του ανέμου στην απόκριση του προσεγγιστικού μοντέλου μίας ανεμογεννήτριας του συγκεκριμένου Αιολικού Πάρκου, θεωρώντας εκ νέου τη λειτουργία με Έλεγχο Σταθερής Αέργου Ισχύος (CRPC) και με εντολή Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS).

Αρχικά παρουσιάζεται εκ νέου το σύστημα με ένα (ισοδύναμο) αιολικό πάρκο που περιγράφηκε στα Κεφάλαια 3 και 4 της παρούσας εργασίας. Για λόγους διευκόλυνσης στο Σχήμα 5.36 δίνεται ξανά το μονογραμμικό ισοδύναμο διάγραμμα του Α/Π που βρίσκεται στην περιοχή των Διδύμων της Πελοποννήσου (Κεφάλαιο 3, Σχ. 3.1). Επιπλέον, στον Πίνακα 5.14 δίνονται συγκεντρωτικά τα δεδομένα του Αιολικού Πάρκου και της τροφοδοτικής γραμμής, όπως δόθηκαν στο Κεφ. 3.

Το υπό μελέτη σύστημα (Σχήμα 5.36) αποτελείται από μία ισοδύναμη μονάδα Αιολικής Παραγωγής (ζυγός 6), η οποία συνδέεται μέσω τροφοδοτικής γραμμής διανομής (ζυγοί 5-6) με υποσταθμό μέσης τάσης σε υψηλή τάση 20kV/150kV, ο οποίος είναι εφοδιασμένος με μηχανισμό ΣΑΤΥΦ. Το σύστημα συνδέεται στο μέσο ενός απλοποιημένου ακτινικού συστήματος μεταφοράς, τα χαρακτηριστικά του οποίου έχουν αναλυθεί στις ενότητες 3.1 και 5.4. Στο σύστημα του Σχήματος 5.36 στο ζυγό 5 συνδέεται μηχανισμός αυτόματης ζεύξης και απόζευξης πυκνωτών. Η συγκεκριμένη μονάδα Αιολικής Παραγωγής συνδέεται απευθείας στο ζυγό 5 διανομής του μετασχηματιστή του υποσταθμού, για αυτό οι ωμικές αντιστάσεις και οι επαγωγικές αντιδράσεις της τροφοδοτικής γραμμής διανομής έχουν μικρή ανά μονάδα τιμή (συγκεκριμένα το μήκος της γραμμής είναι μικρότερο από ένα χιλιόμετρο), ενώ οι εγκάρσιες χωρητικές αγωγιμότητες της γραμμής αμελούνται. Να σημειωθεί ότι όλα τα ανά μονάδα μεγέθη του Πίνακα 5.14 είναι ανηγμένα σε βάση ισχύος $S_b = 100MVA$.



Σχήμα 5.36 Μονοφασικό Ισοδύναμο Κύκλωμα Αιολικού Πάρκου Διδύμων

Η ισοδύναμη μονάδα του προσεγγιστικού μοντέλου Αιολικού Πάρκου Διδύμων με μία ανεμογεννήτρια είναι εφοδιασμένη με τα συστήματα ελέγχου που περιγράφηκαν στην αρχή αυτού του Κεφαλαίου (Ενότητες 5.1-5.2). Συγκεκριμένα, η ισοδύναμη ανεμογεννήτρια διαθέτει σύστημα ελέγχου της αέργου ισχύος Q_{pcc} , που εγχέεται στο ζυγό 2 του συστήματος μεταφοράς από το πάρκο και σύστημα ελέγχου της τερματικής της τάσης V_{WF} , τα οποία αλληλεπιδρούν μεταξύ τους.

Εφόσον το Αιολικό Πάρκο (περιοχής Διδύμων) που εξετάζεται σε αυτήν την Ενότητα (και στα Κεφ. 3 και 4) είναι διαφορετικό από τη μονάδα Αιολικής Παραγωγής (Ανατολικό Άσκιο) που περιγράφηκε και αναλύθηκε η λειτουργία της στις προηγούμενες ενότητες αυτού του Κεφαλαίου, επιλέχθηκαν νέες τιμές για τις παραμέτρους των συστημάτων ελέγχου με την ίδια διαδικασία σχεδίασης που έχει ακολουθηθεί στις εργασίες [117], [116]. Οι τιμές των παραμέτρων των συστημάτων ελέγχου του Αιολικού Πάρκου Διδύμων παρατίθενται στους Πίνακες 5.15 και 5.16 και είναι λίγο διαφορετικές από τις αντίστοιχες τιμές των παραμέτρων του Αιολικού Πάρκου Διδύμων παρατίθενται στους Πίνακες 5.15 και 5.16 και είναι λίγο διαφορετικές από τις αντίστοιχες τιμές των παραμέτρων του Αιολικού

Πίνακας 5.14 Δεδομένα Ισοδύναμου Αιολικού Πάρκου και Τροφοδοτικής Γραμμής Διανομής (S_b =100MVA)

P _{w,nom} (MW)	S _{w,nom} (MVA)	<i>Ilim</i> (α.μ.)	<i>I_{dmax}</i> (α.μ.)	V _{wmax} (α.μ.)	Ζ_{WF} (α.μ.)
36	36	0.36	0.36	1.10	0.0146+j0.2011

K _{pv}	K _{iv}	T _v (s)	T _r (s)	T _P (s)	T _Q (s)	K _{pll}
0.5	10	0.050	0.020	0.020	0.020	10

Πίνακας 5.15 Παράμετροι Ελεγκτή Τάσης Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας Qpcc

Πίνακας 5.16 Παράμετροι Ρυθμιστή Αέργου Ισχύος

K _{pq}	K _{iq}	T (s)	<i>V_{thr}</i> (α.μ.)
7	7	0.900	0.90

Πίνακας 5.17 Δεδομένα Μετασχηματιστή με ΣΑΤΥΦ και Ακτινικού Δικτύου Μεταφοράς

r _{min}	r _{max}	Δr (%)	T _{LTC} (s)	d (α.μ.)	X _t (α.μ.)	X _{HV1} (α.μ.)	<i>X_{HV2}</i> (α.μ.)	Ε (α.μ.)	$\dot{\boldsymbol{G}}$ ($\alpha.\mu./s$)
0.8	1.1	0.625	10	0.0125	0.4	0.2	0.2	0.9778-j0.0036	0.001

Πίνακας 5.18 Αρχικοποίηση – Σημείο Αναφοράς Δικτύου (Sb=100MVA)

P _{WF,o}	P _{<i>L</i>,0}	r	Q _{pcc,o}	V _{WF1,0}	$\delta_{WF1,o}$	V _{1,0}	V _{2,0}	V _{L,o}
(α.μ.)	(α.μ.)	1 0	(α.μ.)	(α.μ.)	(rad)	(α.μ.)	(α.μ.)	(α.μ.)
0.0176	0	0.9875	-0.00019	0.9904	0.0108	0.9656	0.9901	0.9656

Στον Πίνακα 5.17 περιλαμβάνονται εκ νέου τα δεδομένα του μετασχηματιστή με ΣΑΤΥΦ και του ακτινικού δικτύου μεταφοράς (όπως ακριβώς δόθηκαν στο Κεφάλαιο 3) και στον Πίνακα 5.18 τα δεδομένα της αρχικοποίησης του δικτύου. Οι παραδοχές που έγιναν είναι η σταθερή ενεργός παραγωγή της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας του Αιολικού Πάρκου και ο μοναδιαίος συντελεστής ισχύος της ($Q_{WF_o} = 0$).

Επιπροσθέτως, αξίζει να σημειωθεί ότι το αιολικό πάρκο των Διδύμων αποτελείται από 12 πανομοιότυπες ανεμογεννήτριες (VESTAS V90 – 3.0 MW). Τα δεδομένα κάθε ανεμογεννήτριας παρατίθενται στον Πίνακα 5.19, ενώ τα δεδομένα μοντελοποίησης του αεροδυναμικού και μηχανικού μέρους στον Πίνακα 5.20.

Πίνακας 5.19 Δεδομένα Λειτουργίας Ανεμογεννητριών

Pnom (MW)	Snom (MVA)	<i>I_{dmax}</i> (pu)	<i>v_{cut,in}</i> (m/s)	<i>v_{nom}</i> (m/s)	<i>v_{cut,off}</i> (m/s)	N _{Rnom} (rpm)	N _{Rmin} (rpm)	N _{Rmax} (rpm)
3.0	3.0	0.03	4	12	25	16.1	8.6	18.4

Πίνακας 5.20 Παράμετροι Αεροδυναμικού και Μηχανικού Μέρους

K _{pp}	K _{ip}	H (s)	$egin{smallmatrix} m{eta}_{max} \ (^{\mathrm{o}}) \end{bmatrix}$	$egin{smallmatrix} oldsymbol{\beta_{min}} \ (^{\mathrm{o}}) \end{split}$	$\dot{\boldsymbol{\beta}}_{max}$ (°/s)	$\dot{\boldsymbol{\beta}}_{min}$ (°/s)	R (m)	T _p (s)	T _{Pcmd} (s)
200	60	3.64	30	0	8	-8	45	0.25	0.25

Τέλος, στο Σχήμα 5.37 απεικονίζεται η χρονοσειρά ανέμου [105] που χρησιμοποιείται για την μελέτη ευστάθειας του Αιολικού Πάρκου και στο Σχ. 5.38 η χρονοσειρά ισχύος που προκύπτει από το μοντέλο (ίδια χρονοσειρά με Σχ. 3.38). Η χρονοσειρά ισχύος του Σχήματος 5.38 είναι ανηγμένη σε βάση ισχύος $S_b = 100MVA$ και λαμβάνει τιμές μεταξύ 0.63MW και 27.94MW. Δεδομένου ότι η ονομαστική ενεργός ισχύς του Αιολικού Πάρκου, σύμφωνα με τον Πίνακα 5.14, είναι ίση με 36MW, γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι η χρονοσειρά δεν ξεπερνάει την ονομαστική ενεργό παραγωγή.



Σχήμα 5.37 Εξεταζόμενη Χρονοσειρά Ταχύτητας Ανέμου



Σχήμα 5.38 Εξεταζόμενη Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος (α.μ. στα 100MVA)

Για την εύρεση του ορίου ευστάθειας του συστήματος μεταφοράς του Αιολικού Πάρκου, θεωρείται ότι το φορτίο του ζυγού 3 (Σχήμα 5.36) αυξάνεται με σταθερή κλίση **Ġ**, όπως δίνεται στον Πίνακα 5.17.

5.9 Σύγκριση Πλήρους Προσομοίωσης με Οιονεί Στατική Προσέγγιση (EMRS)

Εν συνεχεία πραγματοποιείται σύγκριση της πλήρους προσομοίωσης (δύο χρονικών κλιμάκων) με την Οιονεί Στατική Προσέγγιση του ισοδύναμου Αιολικού Πάρκου της περιοχής των Διδύμων (που εξετάζεται στα Κεφάλαια 3 και 4 και περιγράφηκε στην προηγούμενη ενότητα), θεωρώντας μεταβλητό άνεμο (Σχ. 5.37) και τον έλεγχο Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS) ενεργοποιημένο σε όλες τις περιπτώσεις. Η πλήρης προσομοίωση του Αιολικού Πάρκου υλοποιείται στο περιβάλλον Simulink, ενώ η Οιονεί Στατική Προσέγγιση στο λογισμικό WPSTAB [31], [32].

Για τον έλεγχο EMRS υπενθυμίζεται ότι όταν η τάση πρωτεύοντος του μετασχηματιστή YT/MT V_2 (Σχήμα 5.36) λάβει τιμή μικρότερη από 0.9 α.μ. για χρονική διάρκεια ίση με T_{EMRS} , τότε αυξάνεται βηματικά η άεργος ισχύς αναφοράς Q_{ref} , αιτώντας μέγιστη άεργο υποστήριξη από το Αιολικό Πάρκο (βλέπε υποενότητα 5.2.3). Ο ρυθμιστής αέργου ισχύος Q_{pcc} του Σχήματος 5.11 αναλαμβάνει να αυξήσει την άεργο ισχύ Q_{pcc} του σημείου κοινής σύνδεσης διαμορφώνοντας την τάση αναφοράς $V_{w,ref}$ του Αιολικού Πάρκου ώστε να λάβει την μέγιστη τιμή της $V_{w,max}$. Έπειτα αναλαμβάνει δράση ο ελεγκτής τάσης της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας ο οποίος θέτει την τερματική τάση V_{WF} στη μέγιστη τιμή της εγχέοντας άεργο ισχύ Q_{WF} στο σύστημα.

5.9.1 Πλήρης Προσομοίωση Ισοδύναμου Αιολικού Πάρκου Διδύμων

Τα Σχήματα 5.39 και 5.40 απεικονίζουν τη χρονική μεταβολή της ισχύος και την καμπύλη ισχύος-τάσης αντίστοιχα του φορτίου που συνδέεται στο ζυγό 3 (Σχήμα 5.36). Το σημείο C αντιστοιχεί στο σημείο Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος, ενώ το σημείο Ε αντιστοιχεί στο σημείο όπου δίνεται η εντολή EMRS. Σε αυτήν την περίπτωση η Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς προκύπτει ίση με 142.83MW. Στα Σχήματα 5.39 και 5.40 είναι εμφανείς οι μεταβολές λόγω της μεταβλητότητας του ανέμου.



Σχήμα 5.39 Ισχύς Φορτίου (EMRS)



Σχήμα 5.40 Καμπύλη Ισχύος-Τάσης (EMRS)

Στο Σχήμα 5.41 παρατίθεται η χρονική μεταβολή της τάσης V_2 του πρωτεύοντος του μετασχηματιστή του υποσταθμού στο σημείο κοινής σύνδεσης (Σχήμα 5.36, ζυγός 2). Η χρονική μεταβολή της χωρητικότητας των πυκνωτών B_c δίνεται στο Σχήμα 5.42. Ενδεικτικά η πρώτη αύξηση της χωρητικότητας B_c γίνεται τη χρονική στιγμή t = 796.5s, ενώ η τελευταία αύξηση τη χρονική στιγμή t = 989.5s. Τη χρονική στιγμή t = 1525.01s, όπου δίνεται η εντολή EMRS, η τάση V_2 αυξάνεται.



Σχήμα 5.41 Τάση Πρωτεύοντος Υ/Σ (EMRS)

Στα Σχήματα 5.43 και 5.44 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της τάσης V_4 του ζυγού διανομής του υποσταθμού (Σχ. 5.36) και του λόγου μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ αντίστοιχα. Τη χρονική στιγμή t = 1525.5s, όπου δίνεται η εντολή EMRS, η τάση V_4 αυξάνεται οπότε το ΣΑΤΥΦ αυξάνει το λόγο μετασχηματισμού ώστε να επαναφέρει την τάση στα επιθυμητά όρια.



Σχήμα 5.42 Χωρητική Αγωγιμότητα Πυκνωτών (EMRS)



Σχήμα 5.43 Τάση Ζυγού Διανομής Υ/Σ (EMRS)



Σχήμα 5.44 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ (με EMRS)

Το Σχήμα 5.45 απεικονίζει τη χρονική μεταβολή της τερματικής τάσης V_{WF} της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας για όλη τη χρονική διάρκεια της προσομοίωσης. Το Σχήμα 5.46 παραθέτει τη χρονική απόκριση της τάσης V_{WF} εστιασμένη στην πρώτη

αλλαγή του λόγου μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ, αφού έχει δοθεί η εντολή EMRS. Σύμφωνα με το Σχήμα 5.45, όταν δίνεται η εντολή EMRS, η τερματική τάση V_{WF} λαμβάνει τη μέγιστη τιμή της. Οι μεταβολές που εμφανίζονται στην απόκριση της τάσης V_{WF} αμέσως μετά τη χρονική στιγμή που δίνεται η εντολή αέργου υποστήριξης οφείλονται στη δράση του ΣΑΤΥΦ, το οποίο αυξάνει το λόγο μετασχηματισμού ώστε να μειώσει την τάση V_4 (Σχήμα 5.36). Στο Σχήμα 5.46, όπου απεικονίζεται εστιασμένη η χρονική στιγμή που πραγματοποιείται η πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ, όταν γίνεται η μεταβολή του λόγου μετασχηματισμού, η τάση V_{WF} μειώνεται απότομα. Ο ελεγκτής τάσης της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας επενεργεί επαναφέροντας την τάση στην αρχική της τιμή. Ο ρυθμιστής αέργου ισχύος Q_{pcc} δεν επεμβαίνει σε αυτό το σημείο διότι έχει διαμορφώσει την τάση αναφοράς $V_{w,ref}$ ώστε να λάβει τη μέγιστη τιμή της, χωρίς περαιτέρω μεταβολές. Το μεταβατικό φαινόμενο διαρκεί για χρόνο περίπου ενός δευτερολέπτου (Σχ. 5.46).



Σχήμα 5.45 Τερματική Τάση Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας (με EMRS)



Σχήμα 5.46 Εστιασμένη Τερματική Τάση Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας μετά την πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν δοθεί η εντολή EMRS

Στο Σχήμα 5.47 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της αέργου ισχύος Q_{pcc} για όλη τη χρονική διάρκεια της προσομοίωσης. Στο Σχήμα 5.48 η χρονική απόκριση της αέργου ισχύος Q_{pcc} απεικονίζεται εστιασμένη τη χρονική στιγμή που πραγματοποιείται η πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ, αφού έχει δοθεί η εντολή EMRS. Με βάση το Σχήμα 5.47, όταν δίνεται η εντολή αέργου υποστήριξης, η Q_{pcc} αυξάνεται χωρίς όμως να γίνεται ίση με την άεργο ισχύ αναφοράς Q_{ref} λόγω του περιορισμού υπέρτασης που έχει θεωρηθεί, της περιορισμένης δυνατότητας της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας για έγχυση αέργου ισχύος αλλά και εξαιτίας των άεργων απωλειών της τροφοδοτικής γραμμής διανομής. Στο Σχήμα 5.48, μετά την αλλαγή ΣΑΤΥΦ, η άεργος ισχύς Q_{pcc} αυξάνεται διότι μειώνεται η τάση V_4 του ζυγού διανομής (Σχ. 5.36) οπότε εγχέεται άεργος ισχύς στο σύστημα μεταφοράς.



Σχήμα 5.48 Εστιασμένη Άεργος Ισχύς *Q*_{pcc} μετά την πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν δοθεί η εντολή EMRS

Στο Σχήμα 5.49 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της αέργου ισχύος Q_{WF} που εγχέει η ισοδύναμη ανεμογεννήτρια στο δίκτυο για όλη τη χρονική διάρκεια της προσομοίωσης. Το Σχήμα 5.50 απεικονίζει τη χρονική απόκριση της αέργου ισχύος Q_{WF} εστιασμένη τη χρονική στιγμή όπου γίνεται η πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ, αφού έχει δοθεί η εντολή EMRS. Όταν ζητείται άεργος υποστήριξη από το Αιολικό Πάρκο η άεργος ισχύς Q_{WF} αυξάνεται. Στο Σχήμα 5.50 μετά την αλλαγή ΣΑΤΥΦ η άεργος ισχύς αυξάνεται ώστε, σύμφωνα με το Σχήμα 5.46, η τερματική τάση V_{WF} της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας να αυξηθεί και να επανέλθει στην αρχική της τιμή.



Σχήμα 5.49 Άεργος Ισχύς Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας (EMRS)



Σχήμα 5.50 Εστιασμένη Άεργος Ισχύς Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας μετά την πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν δοθεί η εντολή EMRS

Το Σχήμα 5.51 απεικονίζει τη χρονική μεταβολή του ρεύματος I_{WF} της ανεμογεννήτριας για όλη τη χρονική διάρκεια της προσομοίωσης. Όταν δίνεται η εντολή EMRS, το ρεύμα I_{WF} αυξάνεται και λαμβάνει την μέγιστη επιτρεπτή τιμή του I_{lim} . Για αυτόν το λόγο η τερματική τάση V_{WF} της ανεμογεννήτριας, με βάση το Σχήμα 5.45, δεν διατηρείται σταθερή στη μέγιστη τιμή της.

Τέλος, στο Σχήμα 5.52 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της φάσης θ_{VWF} της τερματικής τάσης και της φάσης εξόδου θ_{pll} του βρόχου κλειδωμένης φάσης της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας, τη χρονική στιγμή όπου πραγματοποιείται η πρώτη μεταβολή του λόγου μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ, αφού έχει δοθεί η εντολή αέργου υποστήριξης. Το σφάλμα που προκύπτει διορθώνεται σε χρονικό διάστημα λιγότερο του ενός δευτερολέπτου με αποτέλεσμα την ευθυγράμμιση των πλαισίων DQ και dq.



Σχήμα 5.51 Ρεύμα Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας (EMRS)



Σχήμα 5.52 Φάση Τερματικής Τάσης και Φάση PLL Ισοδύναμης Ανεμογεννήτριας μετά την πρώτη αλλαγή ΣΑΤΥΦ όταν έχει δοθεί η εντολή EMRS

5.9.2 Σύγκριση με Οιονεί Στατική Προσέγγιση Ισοδύναμου Α/Π Διδύμων

Σε αυτή την ενότητα πραγματοποιείται σύγκριση της απόκρισης του πλήρους μοντέλου πολλαπλών χρονικών κλιμάκων (υλοποιημένου σε περιβάλλον Simulink, τα αποτελέσματα του οποίου δόθηκαν στην Ενότητα 5.9.1) με αυτήν του μοντέλου μακροπρόθεσμης κλίμακας (Οιονεί Στατική Προσέγγιση, υλοποιημένο σε περιβάλλον

WPSTAB) του ισοδύναμου Αιολικού Πάρκου των Διδύμων, θεωρώντας την ίδια αύξηση αγωγιμότητας φορτίου, την ίδια χρονοσειρά ανέμου και ενεργοποιημένο τον Έλεγχο Μέγιστης Αέργου Υποστήριζης Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS).

Είναι αναγκαίο να διευκρινιστεί ότι υπάρχουν διαφορές στα δύο μοντέλα στον μηχανισμό του ΣΑΤΥΦ και τον Αυτοματισμό ζεύξης/απόζευξης Πυκνωτών. Συγκεκριμένα το χρονικό βήμα της προσομοίωσης στο μοντέλο μακροπρόθεσμης κλίμακας είναι σταθερό και ίσο με 1s, ενώ στο πλήρες μοντέλο πολλαπλών χρονικών κλιμάκων είναι μεταβλητό και πολύ μικρότερο για ακριβέστερα αποτελέσματα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η μεταβολή του λόγου μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ ή της εγκάρσιας χωρητικότητας να πραγματοποιείται την ακριβή χρονική στιγμή στο πλήρες μοντέλο, ενώ στο μοντέλο μακροπρόθεσμης κλίμακας να γίνεται σε χρονική στιγμή πολλαπλάσια του 1s.

Επιπλέον, στην πλήρη υλοποίηση έχουν ληφθεί υπόψιν οι χρονικές καθυστερήσεις του μετατροπέα ενώ στη μακροπρόθεσμη υλοποίηση γίνεται η παραδοχή ότι ο μετατροπέας ενεργεί ακαριαία. Αναμενόμενο είναι, επομένως, η απόκριση του μακροπρόθεσμου μοντέλου να προηγείται κατάντι της απόκρισης του πλήρους μοντέλου πολλαπλών χρονικών κλιμάκων, κάτι που παρατηρείται και στα παρακάτω σχήματα. Ωστόσο, δεδομένου ότι αυτή η καθυστέρηση είναι της τάξης μερικών ms εώς ενός ενός δευτερολέπτου, η παραδοχή αυτή διαδραματίζει μικρό ρόλο στην απόκλιση των δύο μοντέλων.

Συγκεκριμένα, στα Σχήματα 5.53 και 5.54 απεικονίζονται η χρονική μεταβολή της ισχύος και η καμπύλη Ισχύος-Τάσης του φορτίου του ζυγού 3 (Σχήμα 5.36) και για τις δύο διαφορετικές υλοποιήσεις. Το σημείο Ε αντιστοιχεί στο σημείο όπου δίνεται η εντολή Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης, ενώ το σημείο C αντιστοιχεί στο σημείο Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος. Για την Οιονεί Στατική Προσέγγιση η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς προκύπτει ίση με 143.27 MW, ενώ για το πλήρες μοντέλο πολλαπλών χρονικών κλιμάκων έχει τιμή ίση με 142.83 MW, με απόλυτη διαφορά ίση με 0.44 MW, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 5.21. Η ποσοστιαία απόκλιση ως προς την μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ του πλήρους μοντέλου είναι μόλις ίση με 0.31% και μπορεί να θεωρηθεί οριακά αμελητέα.

Στα Σχήματα 5.55 και 5.56 παρατίθενται η χρονική μεταβολή της τάσης V_4 του δευτερεύοντος του μετασχηματιστή του υποσταθμού (Σχ. 5.36) και ο λόγος μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ αντίστοιχα για την υλοποίηση στο περιβάλλον Simulink και στο περιβάλλον WPSTAB. Στο Σχήμα 5.57 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της τάσης V_2 (Σχήμα 5.36) του πρωτεύοντος του μετασχηματιστή του υποσταθμού. Επίσης, στο Σχήμα 5.58 απεικονίζεται η χρονική μεταβολή της τάσης τής ανεμογεννήτριας V_{WF} , ενώ στο Σχήμα 5.59 παρατίθεται η χρονική απόκριση του ολικού ρεύματος της ανεμογεννήτριας I_{WF} . Τέλος, στο Διάγραμμα 5.60 απεικονίζεται η άεργος ισχύς Q_{WF} της ισοδύναμης ανεμογεννήτριας.

Όπως παρατηρείται στα Σχήματα 5.53-5.60, οι αποκρίσεις των δύο διαφορετικών μοντέλων έχουν πολύ μικρή απόκριση μεταξύ τους, επιβεβαιώνοντας με αυτόν τον τρόπο ότι η Οιονεί Στατική Προσέγγιση αποτελεί έναν αξιόπιστο τρόπο για την εκτίμηση του ορίου ευστάθειας ενός συστήματος. Επιπρόσθετα, με την Οιονεί Στατική Προσέγγιση γίνονται εκτιμήσεις με μεγαλύτερη ταχύτητα και μικρότερη υπολογιστική πολυπλοκότητα σε σχέση με τη μελέτη πολλαπλών χρονικών κλιμάκων, ενώ όπως φάνηκε, η απόκλιση μεταξύ των μεθόδων είναι αμελητέα. Άρα η Οιονεί Στατική Προσέγγιση είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για τις μελέτες Ευστάθειας Τάσης, μέσω του

οποίου προκύπτουν αξιόπιστα αποτελέσματα, για αυτό και όλες οι προσομοιώσεις των επόμενων κεφαλαίων υλοποιούνται θεωρώντας την Οιονεί Στατική Προσέγγιση για τις μελέτες ευστάθειας τάσεως που εξετάζονται.

Μέγιστη Με Ισχύς	εταφερόμενη (MW)	Απόκλιση ΔΡ			
Simulink	WPSTAB	(MW)	(%)		
142.83	143.27	0.44	0.31		

Πίνακας 5.21 Σύγκριση Μοντέλων Simulink και WPSTAB



Σχήμα 5.53 Ισχύς Φορτίου



Σχήμα 5.54 Καμπύλη Ισχύος-Τάσης







Σχήμα 5.56 Λόγος Μετασχηματισμού ΣΑΤΥΦ



Σχήμα 5.57 Τάση Πρωτεύοντος Υ/Σ



Σχήμα 5.58 Τερματική Τάση Ανεμογεννήτριας



Σχήμα 5.59 Ρεύμα Ανεμογεννήτριας



Σχήμα 5.60 Άεργος Ισχύς Ανεμογεννήτριας

5.10 Διερεύνηση Αστάθειας Λεπτομερούς Αναλογικού Μοντέλου

Στην ενότητα αυτή πραγματοποιείται διερεύνηση της νεοφανούς αστάθειας των μετατροπέων των ανεμογεννητριών με το πλήρες λεπτομερές μοντέλο που περιγράφηκε στην Ενότητα 5.1, όταν υποστηρίζουν άεργα το σύστημα μεταφοράς σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης (Κεφ. 4). Επιπρόσθετα προτείνονται μέτρα προστασίας μέσω κατάλληλης παραμετροποίησης των ελεγκτών των Α/Γ και συγκεκριμένα εξετάζεται ο τρόπος με τον οποίο η κατάλληλη ρύθμιση των παραμέτρων των ελεγκτών του αιολικού πάρκου (και συγκεκριμένα του ελεγκτή γωνίας-βήματος και στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος) μπορεί να αντιμετωπίσει την επερχόμενη αστάθεια σε αυτές τις περιπτώσεις.

5.10.1 Χρονοσειρά Ανέμου

Αρχικά δίνεται ως είσοδος μια χρονοσειρά ταχυτήτων ανέμων η οποία οδηγεί το σύστημα (Σχ. 5.36) στην εξεταζόμενη μορφή αστάθειας. Συγκεκριμένα, πρόκειται για τη χρονοσειρά ανέμου [105] που οδηγεί στην ασταθή χρονοσειρά ισχύος που παρουσιάστηκε κι εξετάστηκε στο Κεφάλαιο 4 (Σχ. 4.6). Η χρονοσειρά ανέμου αναπαρίσταται στο Σχήμα 5.61 (η συχνότητα δειγματοληψίας της χρονοσειράς είναι 1Hz, συνολικής διάρκειας 5000 δευτερολέπτων), ενώ στο Σχήμα 5.62 φαίνεται η εξαγόμενη χρονοσειρά ισχύος (Σχ. 4.6).



Σχήμα 5.61 Χρονοσειρά Ταχυτήτων Ανέμου που οδηγεί σε αστάθεια

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων θεωρώντας την ίδια αργή αύξηση του φορτίου σε μορφή ράμπας (συνεχή μεταβολή με σταθερή κλίση $\dot{G} = 0.001 \, \alpha. \mu.$, Σχ. 5.30) δίνονται αρχικά θεωρώντας την Οιονεί Στατική Προσέγγιση (υποενότητα 5.10.2) κι εν συνεχεία με το πλήρες αναλογικό μοντέλο (υποενότητες 5.10.3 και 5.10.4).

Οι διαφορετικές καμπύλες αναφέρονται στην περίπτωση με (μαύρη συνεχής καμπύλη) και χωρίς (μπλε συνεχής καμπύλη) συστήματα προστασίας της εξεταζόμενης αστάθειας. Σε όλες τις καμπύλες, το σημείο C αντιστοιχεί στο σημείο Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος, το σημείο Ε στο σημείο όπου δίνεται η εντολή EMRS, το σημείο D υποδεικνύει που συναντάται για πρώτη φορά το όριο ρεύματος μετατροπέα

και άρα που ενεργοποιείται ο περιοριστής ρεύματος (*I_w=I_{lim}*) και τέλος το σημείο M το σημείο που εμφανίζεται η αστάθεια του μετατροπέα.



Σχήμα 5.62 Χρονοσειρά Αιολικής Παραγωγής που οδηγεί σε αστάθεια (Αιολικό Πάρκο Διδύμων, *S*_n=36 MVA)

5.10.2 Προσομοιώσεις Αστάθειας με Ιδανική Ρύθμιση Τάσεως (Οιονεί Στατική Προσέγγιση)

Στην ενότητα αυτή επαναλαμβάνονται μερικά εκ των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων του Κεφαλαίου 4 (Ενότητα 4.2), θεωρώντας την οιονεί στατική προσέγγιση με ιδανική ρύθμιση τάσης και την χρονοσειρά ισχύος του Σχ. 5.62 (Σχ. 4.6 αντίστοιχα), για λόγους σύγκρισης με τις προσομοιώσεις του πλήρους λεπτομερούς μοντέλου στις επόμενες υποενότητες (5.10.3 και 5.10.4).



Σχήμα 5.63 Ελεγχόμενη υψηλή τάση μεταφοράς V₁

Στο Σχ. 5.63 αναπαρίσταται η ελεγχόμενη υψηλή τάση μεταφοράς V₁. Όπως παρατηρείται, η τάση V₁ πέφτει κάτω από το κατώφλι ζεύξης των πυκνωτών

 $(V_{1,min}=0.95 \text{ pu})$ τη χρονική στιγμή t=730s. Καθώς παραμένει εκτός νεκρής ζώνης για χρονική διάρκεια $T_{Bc}=60$ s, τη χρονική στιγμή t=790s συμβαίνει η ζεύξη της πρώτης συστοιχίας των πυκνωτών. Ακολουθώντας την ίδια λογική, οι 3 συστοιχίες έχουν συνδεθεί μέχρι τη στιγμή t=988s. Στα t=1518s η τάση V_1 μειώνεται κάτω του κατωφλίου ελέγχου EMRS ($V_{thr}=90\%$) και ως αποτέλεσμα το σήμα EMRS εκδίδεται (Σημείο Ε).

Μετά την ενεργοποίηση της εντολής μέγιστης αέργου υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS), το όριο ρεύματος I^{lim} συναντάται τη χρονική στιγμή t=1719s (Σημείο D στα Σχ. 5.63-5.67). Ακολουθώντας την ενεργοποίηση του περιοριστή ρεύματος μετατροπέα, το ρεύμα περιορίζεται επιτυχώς στη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή του I^{lim} μεταβάλλοντας την τάση του V_w , μέχρι το σημείο όπου η ισχύς του Αιολικού Πάρκου υπερβαίνει το όριο ευστάθειας (4.9), όπως φαίνεται στο Σχ. 5.64 που αναπαρίστανται τα όρια ενεργού ισχύος.



Σχήμα 5.64 Ρεύμα μετατροπέα Αιολικού Πάρκου (pu σε S_b=100MVA)



Σχήμα 5.65 Ενεργός παραγωγή και όρια ενεργού ισχύος Α/Π (pu σε S_n=36MVA)

Μετά από αυτό, το σύστημα αδυνατεί να περιορίσει το ρεύμα κι ως εκ τούτου εμφανίζεται η αστάθεια τη χρονική στιγμή t=2882s (point M), το οποίο φαίνεται και στην εστιασμένη αναπαράσταση του ρεύματος μετατροπέα στο Σχ. 5.66. Σημειώνεται ότι η αστάθεια εμφανίζεται μόνο στο σενάριο χωρίς την προτεινόμενη προστασία του Κεφαλαίου 4 (υποενότητα 4.1.3), δηλαδή στις μπλε καμπύλες των Σχ. 5.63-5.67.



Σχήμα 5.66 Ρεύμα μετατροπέα Αιολικού Πάρκου (λεπτομέρεια)

Τέλος, ο μηχανισμός αστάθειας αναπαρίσταται εκ νέου στο Σχ. 5.67, όπου φαίνεται ότι η ευαισθησία ρεύματος τάσεως λαμβάνει την τιμή μηδέν, σύμφωνα με τη σχέση (4.10) του Κεφ. 4.



Σχήμα 5.67 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσεως

Θεωρώντας εν συνεχεία ότι η μέθοδος πρόβλεψης και αντιμετώπισης της αστάθειας είναι ενεργοποιημένη, όπως περιγράφηκε στην υποενότητα 4.1.3 του Κεφ. 4 και αναπαρίσταται με μαύρες καμπύλες στα Σχ. 5.63-5.67, η ευαισθησία ρεύματος-τάσεως παραβιάζει το ελάχιστο κατώφλι η_{min} για πρώτη φορά τη χρονική στιγμή t=2546s

(Σημείο Ν), όπως φαίνεται στο Σχ. 5.67. Συνεπώς, πραγματοποιείται αποκοπή ηλεκτρικής αιολικής ισχύος P_w κατά δ%, μέσω της μεταβολής του σημείου ρύθμισης P_{set} μετά από χρονική καθυστέρηση T_{prot}, μέσω κλεισίματος του διακόπτη S του Σχ. 4.5, το οποίο αναπαρίσταται εκ νέου στο Σχ. 5.68 για λόγους εποπτείας.



Σχήμα 5.68 Πλήρης Μετατροπέας εφοδιασμένος με μεταβλητή αντίσταση διαφυγής ισχύος

Ως εκ τούτου, το ρεύμα μετατροπέα του Α/Π I_w περιορίζεται επιτυχώς καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης (Σχ. 5.64) και το όριο ευστάθειας (4.9) δε συναντάται πλέον (Σχ. 5.65). Σημειώνεται επιπροσθέτως ότι όταν η ονομαστική τιμή ευαισθησίας η_{nom} αποκαθίσταται τη χρονική στιγμή t=3035s (Σχ. 5.67), μία αύξηση του σημείου ρύθμισης P_{set} κατά δ% εκτελείται και τελικά το σημείο ρύθμισης ενεργού ισχύος P_{set} φτάνει ξανά στην αρχική τιμή του S_n (διακόπτης S του Σχ. 5.68 ανοικτός).

5.10.3 Προσομοιώσεις Αστάθειας Αναλογικού Μοντέλου δύο χρονικών κλιμάκων

Για το λεπτομερές (αναλογικό) μοντέλο ανεμογεννήτριας που περιγράφηκε σε αυτό το κεφάλαιο (Ενότητες 5.1-5.3) κι εξετάζεται στις ακόλουθες υποενότητες, το ρεύμα του μετατροπέα δεν θα υπερβεί ποτέ το όριό του I^{lim} (όπως επεξηγείται στις υποενότητες 5.1.6 και 5.1.7). Η πρώτη προτεραιότητα του μετατροπέα είναι να εξάγει την παραγόμενη ενεργό ισχύ από την ανεμογεννήτρια, επομένως το άεργο ρεύμα του μετατροπέα I_q θα μειωθεί σταδιακά στην προσπάθεια αποφυγής υπερεύματος ($I_w \le I^{lim}$), μέχρις ότου λάβει την τιμή μηδέν και επιτευχθεί μοναδιαίος συντελεστής ισχύος στον ισοδύναμο ζυγό Thevenin, όπως περιγράφηκε στην ενότητα 4.1.2 του Κεφ. 4.

Όταν η παραγόμενη αιολική ισχύς P_w υπερβεί το όριο (4.9), τότε το ρεύμα θα διατηρηθεί σταθερό στη μέγιστη τιμή του I^{lim} και άρα η εξαγόμενη ισχύς θα παραμείνει ίση με P_w^{lim} . Αυτό σημαίνει ότι θα δημιουργηθεί μία ανισορροπία μεταξύ παραγόμενης P_w κι εξαγόμενης P_w^{lim} ενεργού ισχύος και μία πιθανή αστάθεια μπορεί να εμφανιστεί υπό τη μορφή υπερεπιταγχύνσεως ταχύτητας δρομέα της ανεμογεννήτριας. Ωστόσο, όπως περιγράφεται ακολούθως, αυτή η υπερεπιτάχυνση και άρα η αστάθεια υπό μέγιστο ρεύμα μετατροπέα που εξετάζεται μπορεί να περιοριστεί μέσω κατάλληλης παραμετροποίησης του ελεγκτή μέγιστης απολαβής ισχύος που αλληλοεπιδρά με τον ελεγκτή γωνίας-βήματος, ούτως ώστε η μηχανική ισχύς της Α/Γ να προσαρμοστεί στην τιμή P_w^{lim} . Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό διότι το κύριο χαρακτηριστικό του ελεγκτή γωνίας-βήματος (pitch controller) είναι να διατηρεί την Α/Γ σε ονομαστική ισχύ για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της ονομαστικής ταχύτητας, το οποίο αποτελεί

ελαφρώς διαφορετικό αντικείμενο ελέγχου από αυτό της αποφυγής υπερεπιτάχυνσης, όταν το δίκτυο δεν μπορεί να απορροφήσει την παραγόμενη αιολική ισχύ η οποία λαμβάνει τιμή κάτω από την ονομαστική της.

Σε αυτή την υποενότητα ο μετατροπέας προσομοιώνεται όπως περιγράφηκε στις Ενότητες 5.1-5.3 αυτού του κεφαλαίου. Οι αποκρίσεις με και χωρίς ελεγκτή γωνίας βήματος (pitch control) αναπαρίστανται στα Σχ. 5.69-5.73. Αξίζει να σημειωθεί ότι μέχρι το σημείο A, όπου ο ελεγκτής γωνίας-βήματος επενεργεί για πρώτη φορά, οι αποκρίσεις είναι ταυτόσημες.



Σχήμα 5.69 Ταχύτητα δρομέα Α/Γ με και χωρίς pitch control (λεπτομέρεια)



Σχήμα 5.70 Μηχανική, ηλεκτρική και σημείο ρύθμισης MPPT αιολικής ισχύος Α/Γ

Συγκεκριμένα, χωρίς τον ελεγκτή γωνίας-βήματος (μπλε καμπύλες), η αστάθεια εμφανίζεται την ίδια χρονική στιγμή με το σενάριο της οιονεί στατικής προσέγγισης της υποενότητας 5.10.1 που εξετάστηκε προηγουμένως (μπλε σημείο M, t=2882s). Η αστάθεια σε αυτή την περίπτωση εκφράζεται ως επιτάχυνση της ταχύτητας του δρομέα της ανεμογεννήτριας πέραν της μέγιστης ταχύτητας περιστροφής N_{Rmax} (Σχ. 5.69) λόγω αναντιστοιχίας μεταξύ μηχανικής P_m (μπλε συμπαγής γραμμή) και ηλεκτρικής ενεργού ισχύος P_w (κόκκινη διακεκομμένη γραμμή), όπως φαίνεται στο Σχ. 5.70. Η αναντιστοιχία μεταξύ P_w και P_m λαμβάνει χώρα όταν η ηλεκτρική ισχύς P_w δεν μπορεί να αυξηθεί παραπάνω λόγω του ότι το ρεύμα είναι περιορισμένο στο όριό του I^{lim} και η ηλεκτρική ισχύς P_w συναντά το όριο (4.9).

Ειδικότερα, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η πρώτη προτεραιότητα του μετατροπέα είναι να εξάγει την παραγόμενη ενεργό ισχύ από την ανεμογεννήτρια. Ως εκ τούτου, στην προσπάθεια εξαγωγής ενεργού ισχύος $P_w \simeq P_w^{lim}$ το ενεργό ρεύμα του μετατροπέα I_d θα αυξηθεί σταδιακά μέχρις ότου συναντήσει την μέγιστη τιμή της ενεργού συνιστώσας του I_{dmax} (σχέση (5.14), υποενότητα 5.1.6), όπως φαίνεται και στο Σχ. 5.71. Εν αντιστοιχία, το άεργο ρεύμα του μετατροπέα I_q (Σχ. 5.72) θα μειωθεί σταδιακά στην προσπάθεια αποφυγής υπερεύματος ($I_w \leq I^{lim}$), μέχρις ότου λάβει την τιμή μηδέν -δεδομένου ότι εξαρτάται άμεσα από την τρέχουσα τιμή της ενεργού συνιστώσας, σύμφωνα με την σχέση (5.17)- κι επιτευχθεί μοναδιαίος συντελεστής ισχύος στον ισοδύναμο ζυγό Thevenin (ενότητα 4.1.2 του Κεφ. 4).



Σχήμα 5.71 Ενεργή συνιστώσα ρεύματος μετατροπέα



Σχήμα 5.72 Άεργη συνιστώσα ρεύματος μετατροπέα
Εν συνεχεία, θεωρώντας τον ελεγκτή γωνίας-βήματος (υποενότητα 5.1.4) ενεργοποιημένο (μαύρες καμπύλες μαρκαρισμένες ως 'with pitch control (initial MPPT) στα Σχ. 5.69-5.70 και 5.74), τη χρονική στιγμή t=2881.72s, όπου η ταχύτητα δρομέα υπερβαίνει την ονομαστική της τιμή N_{Rnom} (Σημείο A), η γωνία βήματος β αρχίζει να αυξάνεται (όπως αναπαρίσταται στο Σχ. 5.73), προκειμένου να μειώσει την μηχανική ισχύ P_m κι ως εκ τούτου η αστάθεια στο (μπλε) σημείο M αποφεύγεται [123].



Σχήμα 5.73 Γωνία βήματος pitch controller

Αυτό ωστόσο δεν είναι αρκετό, καθώς ακολουθεί μία σοβαρή επιβράδυνση του δρομέα κι εν συνεχεία μία μεταγενέστερη ριπή ανέμου προκαλεί εκ νέου μεγάλη υπερεπιτάχυνση πέραν της μέγιστης ταχύτητας περιστροφής N_{Rmax} (μαύρο σημείο M, t=2883.5s), όπως φαίνεται στο Σχ. 5.69, άρα αποσύνδεση της ανεμογεννήτριας. Αυτή η ασταθής συμπεριφορά οφείλεται στη χρονική υστέρηση T_{Pcmd} που χρησιμοποιείται για το σημείο ρύθμισης P_{cmd} της στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος (MPTT, γκρι διακεκομμένη καμπύλη στο Σχ. 5.70).

Η δυσμενής αυτή αλληλεπίδραση μεταξύ του ελεγκτή γωνίας-βήματος και του ελεγκτή μέγιστης απολαβής ισχύος (MPPT) συμβαίνει διότι υπό φυσιολογικές συνθήκες οι δύο αυτοί ελεγκτές δεν ενεργούν ταυτόχρονα. Ο ελεγκτής γωνίας-βήματος λειτουργεί μόνο όταν η ανεμογεννήτρια λαμβάνει την ονομαστική την ισχύ, δηλαδή όταν η στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος δεν χρησιμοποιείται και αντιστρόφως. Ως εκ τούτου, μία βελτιστοποίηση των παραμέτρων του ελεγκτή μέγιστης απολαβής ισχύος (MPPT) καθίσταται αναγκαία, ούτως ώστε το σύστημα να καταστεί ευσταθές στις περιπτώσεις που εξετάζονται.

Ως εκ τούτου, στην επόμενη υποενότητα (5.10.4) πραγματοποιείται μεταβολή της χρονικής σταθεράς T_{Pcmd} του ελεγκτή MPPT στην τιμή T_{Pcmd} =0.10s έναντι T_{Pcmd} =0.25s [107] κι εξετάζεται η επίδρασή της στην ευστάθεια του μετατροπέα [123].



5.10.4 Επίδραση βελτιστοποίησης παραμέτρων ελεγκτή στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος

Σχήμα 5.74 Μηχανική, ηλεκτρική και σημείο ρύθμισης MPPT αιολικής ισχύος Α/Γ (λεπτομέρεια)

Όπως φαίνεται στα Σχ. 5.69, 5.70 και 5.74 (πράσινες συμπαγείς καμπύλες μαρκαρισμένες ως 'with pitch control (retuned MPPT)'), με την βελτίωση των παραμέτρων του MPPT ελεγκτή, ο ελεγκτής γωνίας-βήματος μπορεί πλέον να περιορίσει επιτυχώς την επιτάχυνση του δρομέα της ανεμογεννήτριας ($N_R \le N_{Rmax}$, Σχ. 5.69). Συγκεκριμένα, όπως φαίνεται στο Σχ. 5.74, η εντολή ισχύος MPPT P_{cmd} (γκρι συμπαγής καμπύλη ονόματι ' P_{cmd} (retuned MPPT)') προσαρμόζεται γρηγορότερα από ότι προηγουμένως (γκρι διακεκομμένη καμπύλη ονόματι ' P_{cmd} (MPPT initial)') στις διάφορες μεταβολές και άρα η ηλεκτρική ισχύς P_w (κόκκινη συμπαγής γραμμή μαρκαρισμένη ως ' P_w (retuned MPPT)') ακολουθεί γρηγορότερα τη μηχανική ισχύ P_m (πράσινη συμπαγής καμπύλη) σε σχέση με την υλοποίηση με την αρχική τιμή χρονικής υστέρησης T_{Pcmd} (κόκκινη διακεκομμένη γραμμή μαρκαρισμένη ως ' P_w (ΜPPT initial)') για την ηλεκτρική ισχύ P_w και μαύρη συμπαγής γραμμή για τη μηχανική ισχύ P_m αντίστοιχα). Ως εκ τούτου, δημιουργείται μία μικρότερη επιβράδυνση του δρομέα (μετά την πρώτη υπερεπιτάχυνση) κι εν συνεχεία μικρότερη δεύτερη υπερεπιτάχυνση αντίστοιχα, όπως φαίνεται καθαρά στο Σχ. 5.69.

Συμπερασματικά, με την κατάλληλη παραμετροποίηση της χρονικής σταθεράς T_{Pcmd} του ελεγκτή μέγιστης απολαβής ισχύος (MPPT), η επιτάχυνση του δρομέα της ανεμογεννήτριας (που οφείλεται στην αιολική ενεργό ισχύ που δεν μπορεί να εξαχθεί στο υπόλοιπο σύστημα λόγω περιορισμού ρεύματος) μπορεί να περιοριστεί επιτυχώς και άρα η αστάθεια του μετατροπέα του αιολικού πάρκου μπορεί να αντιμετωπιστεί [123].

6

Αναβάθμιση λογισμικού WPSTAB και χρήση σε προσομοιώσεις συντονισμένου ελέγχου EMRS αιολικών πάρκων

Στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται λεπτομερώς οι αναβαθμίσεις και προσθήκες που πραγματοποιήθηκαν στο λογισμικό πρόγραμμα WPSTAB [31] στα πλαίσια της παρούσας εργασίας. Αναλύεται κάθε μία εκ των καινούργιων δυνατοτήτων, ενώ για λόγους πληρότητας, περιγράφονται και κάποια βασικά χαρακτηριστικά του προγράμματος.

Εν συνεχεία, προτείνεται μία τροποποίηση της μεθόδου μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) που περιγράφηκε στην ενότητα 2.4, όσον αφορά το συντονισμένο έλεγχο μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στην ίδια περιοχή. Ειδικότερα, προτείνεται μία μέθοδος ενορχηστρωμένου ελέγχου, προκειμένου να πραγματοποιείται βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος όλων των αιολικών πάρκων προς το σύστημα μεταφοράς.

Τέλος, περιγράφεται και προσομοιώνεται ένα σύστημα δοκιμών, αποτελούμενο από δύο αιολικά πάρκα που συνδέονται στο ίδιο δίκτυο μεταφοράς με αποκλειστικές γραμμές και λειτουργούν ταυτόχρονα, προκειμένου να εξεταστεί η επίδραση του συντονισμένου ελέγχου EMRS στο όριο φόρτισης ενός συστήματος μεταφοράς.

6.1 Αναβάθμιση λογισμικού πακέτου WPSTAB για παράσταση Αιολικών Πάρκων

Το WPSTAB, όπως αναφέρθηκε και στην Ενότητα 1.6, είναι ένα ενιαίο πακέτο λογισμικού χρονικής προσομοίωση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα και ανάλυσης ευστάθειας τάσεως, που έχει αναπτυχθεί στο ΕΜΠ [31]. Χρησιμοποιώντας την οιονεί στατική προσέγγιση και ενσωματώνοντας τεχνικές αραιών πινάκων για βελτίωση της αποδοτικότητας και μείωσης του υπολογιστικού φορτίου, αποτελεί ένα ιδιαιτέρως χρήσιμο εργαλείο στην εκτίμηση της ασφάλειας τάσεως σε πραγματικό χρόνο, με το εύρος χρήσης του προγράμματος να εκτείνεται από μικρά δοκιμαστικά ΣΗΕ μερικών δεκάδων ζυγών, έως πραγματικά συστήματα χιλιάδων ζυγών, όπως το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο. Αναλυτική περιγραφή του προγράμματος μπορεί να βρεθεί στο εγχειρίδιο λειτουργίας [31], ενώ περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τη μοντελοποίηση των συνιστωσών ΣΗΕ, την οιονεί στατική προσέγγιση και την ανάλυση ευστάθειας τάσης υπάρχουν στα [21], [30], [124] και [125]. Η αναβάθμιση και οι προσθήκες που έγιναν στο πρόγραμμα WPSTAB στα πλαίσια της παρούσας εργασίας παρουσιάζονται λεπτομερώς εν συνεχεία. Σε όλες τις περιπτώσεις οι αλλαγές που έχουν ενσωματωθεί, έγιναν με τέτοιο τρόπο ώστε να υπάρχει συμβατότητα προς τα πίσω με παλαιότερες εκδοχές του προγράμματος.

Η τρέχουσα έκδοση του WPSTAB στην οποία γίνεται αναφορά εδώ είναι η 7.108 του Ιουλίου του 2019, ο νέος οδηγός χρήσης της οποίας δίνεται στην [126]. Σε σχέση με παλαιότερες εκδοχές του προγράμματος [21], [30] και [31] περιλαμβάνει επιπλέον τα εξής:

1. Υποομάδα δεδομένων γεννητριών εξοπλισμένων με ηλεκτρονικά ισχύος (Inverter Based Generator IBG)

2. Δυνατότητα επιλογής ελέγχου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS)

3. Ανίχνευση και αντιμετώπιση νεοφανούς αστάθειας μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος

4. Δυνατότητα παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών ενεργού ισχύος μέσω επιλογής μοντέλου Markov 1ης τάξης.

5. Δυνατότητα εκτύπωσης νέων αποκρίσεων (Φορτίων, ρευμάτων γεννητριών, ευαισθησιών, γεννητριών εξοπλισμένων με ηλεκτρονικά ισχύος (IBG), μεταβλητών προστασίας)

6. Συμβατότητα με παλαιότερες εκδόσεις (σχετικά με την ανάγνωση αρχείου εισόδου "*.dat")

7. Νέες μεταβλητές εξόδου και νέα μηνύματα εξόδου στην κονσόλα μηνυμάτων και στα αντίστοιχα αρχεία.

Στις ακόλουθες ενότητες κάθε μία από αυτές τις καινούργιες δυνατότητες αναλύεται περαιτέρω. Να τονιστεί εδώ ότι οι βασικές διαδικασίες ανάγνωσης των δεδομένων εισόδου, αρχικοποίησης και επιβολής διαταραχών, που γίνονται κατά την προσομοίωση στη μακροχρόνια χρονική κλίμακα, παραμένουν οι ίδιες όπως περιγράφονται στο εγχειρίδιο χρήσης του προγράμματος [31]. Ως εκ τούτου, δεν θα γίνει αναφορά σε αυτές τις διαδικασίες, όπως και στις άλλες λειτουργίες που παραμένουν ίδιες, αν και εσωτερικά στον κώδικα έχουν γίνει βελτιώσεις και προσθήκες δικλίδων ασφαλείας. Για λόγους πληρότητας, αρχικά περιγράφονται η δομή του φακέλου του προγράμματος, οι απαιτήσεις λειτουργίας, καθώς και ο τρόπος επεξεργασίας του πηγαίου κώδικα του κι εν συνεχεία αναλύονται οι αναβαθμίσεις που πραγματοποιήθηκαν.

6.1.1 Δομή φακέλου WPSTAB

Ο φάκελος που περιέχει το πρόγραμμα WPSTAB ονομάζεται WinPstab και μπορεί να τοποθετηθεί οπουδήποτε επιθυμεί ο χρήστης, χωρίς την υποχρέωση εγκατάστασης κάποιου προγράμματος. Ο συγκεκριμένος φάκελος περιλαμβάνει τέσσερις (4) υποφακέλους:

1. dat: Περιλαμβάνει αρχεία εισόδου, δεδομένων και διαταραχών.

2. MTSplot: Περιλαμβάνει αρχεία εξόδου που χρησιμοποιούνται είτε για απευθείας γραφική απεικόνιση των αποτελεσμάτων μέσα από το WPSTAB σε συνεργασία με το πρόγραμμα gnuplot, είτε για περαιτέρω επεξεργασία από άλλο πρόγραμμα, π.χ. Matlab.

3. reports: Περιλαμβάνει τα αρχεία αναφορών σε σχέση με την προσομοίωση, π.χ. αποτελέσματα αρχικοποίησης, αντίγραφο μηνυμάτων της κονσόλας κλπ.

4. WPSTAB: Περιλαμβάνει το εκτελέσιμο πρόγραμμα (Wpstab_07_1_08.exe στην παρούσα εκδοχή).

Αν και οι ανωτέρω φάκελοι είναι οι προκαθορισμένοι (default), ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να επιλέξει μέσα από το ίδιο το πρόγραμμα διαφορετικούς φακέλους και ονομασία αρχείων εξόδου.

6.1.2 Απαιτήσεις για τη χρήση του Plot

Με το πέρας της εκτέλεσης της προσομοίωσης ο χρήστης έχει τη δυνατότητα γραφικής παράστασης διαφόρων μεγεθών που καθορίζονται από το σχετικό παράθυρο διαλόγου. Καθώς όμως το WPSTAB χρησιμοποιεί το πρόγραμμα gnuplot για να φέρει σε πέρας αυτή τη λειτουργία, είναι απαραίτητη η εγκατάσταση του τελευταίου. Η παλαιότερη έκδοση gnuplot με την οποία υπάρχει συμβατότητα είναι η 4.6, ενώ έχει δοκιμαστεί επιτυχώς μέχρι και η έκδοση 5.01.

Καθώς το εκτελέσιμο αρχείο του gnuplot αναζητείται από το WPSTAB μέσω των μεταβλητών του συστήματος, είναι απαραίτητο να υπάρχει στις αντίστοιχες μεταβλητές η πλήρης διαδρομή μέχρι τον φάκελο bin του gnuplot. Στις τελευταίες εκδόσεις, κατά την εγκατάσταση του gnuplot το path εντάσσεται αυτόματα στις μεταβλητές του συστήματος. Αν δεν συμβεί αυτό θα πρέπει χειροκίνητα ο χρήστης να το προσθέσει, ανάλογα με την έκδοση του λειτουργικού που έχει.

6.1.3 Επεξεργασία πηγαίου κώδικα WPSTAB

Ο πηγαίος κώδικας του WPSTAB βρίσκεται στο φάκελο WinPstab_Ver_7_1_08 _source_code.

Για την επεξεργασία και επιτυχή μεταγλώττιση του κώδικα απαιτούνται τα ακόλουθα:

- 1. Windows Vista, Windows 7, Windows 8 ή Windows 10 (32 ή 64bit)
- 2. Visual studio 2010 premium
- 3. Intel Parallel Studio XE 2011 SP1 Update2
- 4. Visual Studio 2010 SP1

Με την επιτυχή εγκατάσταση των ανωτέρω, η επεξεργασία του κώδικα μπορεί να γίνει από το Visual Studio 2010. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται το αρχείο WinPstab_Ver_7_1_08_source_code\WPSTAB\Wpstab.sln.

6.1.4 Καρτέλα δεδομένων γεννητριών με ηλεκτρονικά ισχύος (IBG)

Ο καθορισμός των γεννητριών εφοδιασμένων με μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος (IBG) γίνεται από το αρχείο δεδομένων (.dat), μέσω της μεταβλητής EXCIT της

καρτέλας δεδομένων σύγχρονων γεννητριών, η οποία χρησιμοποιούσε αρχικά μόνο τιμές 'AVR' και 'MAN' για να δηλώσει εάν υπάρχει ή όχι Αυτόματος Ρυθμιστής Τάσης (APT-AVR) στα δεδομένα των γεννητριών. Πλέον, με χρήση του 'IBG' ορίζονται οι γεννήτριες με μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος. Συγκεκριμένα, εάν η μεταβλητή EXCIT έχει λάβει την τιμή 'IBG', το σύστημα πραγματοποιεί ανάγνωση των δεδομένων ενεργού παραγωγής P_G , αέργου παραγωγής Q_G , τάσεως V_G και βασικής ισχύος γεννήτριας S_n από την καρτέλα των σύγχρονων γεννητριών (Generator Data) και τα καταχωρεί στις αντίστοιχες νέες μεταβλητές P_{IBG} , Q_{IBG} , V_{IBG} και $S_{n,IBG}$ των γεννητριών IBG, ενώ ακολούθως αναμένει να διαβάσει και αποθηκεύσει αντίστοιχα τα δεδομένα από την καρτέλα, ονόματι 'IBG DATA'.

Κάθε κάρτα δεδομένων IBG έχει την ακόλουθη μορφή:

--- IBG DATA ---

IBG_BUS, CURLIM, CVC_CPF, EMRS, JCONTR, VTHR, VWMAX, T_EMRS_DEL, AREA_EMRS, DI_DV_MIN, DI_DV_NOM, T_SENS_DEL, MARKOV

όπου:

IBG_BUS	:	Κωδικός αριθμός ζυγού γεννήτριας με μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος (IBG).								
CURLIM	:	Κωδικός αριθμός που εκφράζει τον τύπο περιοριστή ρεύματος του μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος.								
		0: προστασία ρεύματος IBG απενεργοποιημένη								
		1: λειτουργία περιοριστή ρεύματος IBG με I ^{lim} =S _n /V _n , όπου S _n λαμβάνεται από XBASE στην υποομάδα δεδομένων γεννητριών.								
		x : λειτουργία περιοριστή ρεύματος IBG με I ^{lim} =x, όπου x εκφρασμένο στη βάση της μονάδας (S _n).								
CVC_CPF	:	Λειτουργία Ελέγχου Σταθερής Τάσης (CVC) ή Σταθερού Συντελεστή Ισχύος (CPF)								
		-1 < x \leq 1 : λειτουργία σταθερού συντελεστή ισχύος με $cos \varphi = PF = x$, όπου x>0: επαγωγικός Σ.Ι. και x<0: χωρητικός.								
		x ≤ -1 ή x > 1 : λειτουργία ελέγχου σταθερής τάσεως								
EMRS	:	Κατάσταση λειτουργίας ελέγχου εντολής μέγιστης αέργου ποστήριξης (EMRS), Ενεργό: 1								
JCONTR	:	Κωδικός αριθμός ζυγού του οποίου η τάση ελέγχεται από την γεννήτρια (IBG)								
VTHR	:	Κατώφλι τάσης ελέγχου του ζυγού JCONTR (σε α.μ.)								
VWMAX	:	Μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή τάσεως μετατροπέα IBG – Τιμή τάσεως μετατροπέα IBG για μέγιστη άεργη υποστήριξη (α.μ.)								
T_EMRS_DEL	:	Χρονική Καθυστέρηση Ενεργοποίησης Εντολής EMRS (s)								
AREA_EMRS	:	Αριθμός Περιοχής (1 έως 100). Χρησιμοποιείται για την αυτόχρονη έκδοση του σήματος EMRS ανά περιοχή.								
DI_DV_MIN	:	Κατώφλι ευαισθησίας ρεύματος-τάσεως η _{min} (σε α.μ.). Εάν η _{min} ≤0 το σενάριο προστασίας είναι απενεργοποιημένο.								
DI_DV_NOM	:	Ονομαστική τιμή ευαισθησίας ρεύματος-τάσεως η _{nom} (σε α.μ.).								

T_SENS_DEL	:	Χρονική Ευαισθησία	Καθυστέρηση ας Ρεύματος Τάσε	Ενεργοποίησης ως (s)	Προστασίας		
MARKOV	:	Παραγωγή βήμα της π τάξης (το β το βήμα τη	Παραγωγή Συνθετικής Χρονοσειράς Ενεργού Ισχύος για κάθε βήμα της προσομοίωσης, μέσω επιλογής Μοντέλου Markov 1 ^{ης} τάξης (το βήμα παραγωγής της χρονοσειράς λαμβάνεται ίσο με το βήμα της προσομοίωσης επιλογή 1s ή 10s)				
		Ανενεργό: Markov Ty Markov Ty	rpe 1 (μέση τιμή ~ rpe 2 (μέση τιμή ~	0 0.37α.μ.): 1 0.44α.μ.): 2			

Σε περίπτωση που στο αρχείο εισόδου (.dat) υπάρχουν δεδομένα IBG έστω και για μία γεννήτρια, με την επιλογή *run* εμφανίζεται και ο αναβαθμισμένος διάλογος επιλογής αρχείων εξόδου που περιλαμβάνει όλα τα ονόματα για όλα τα αρχεία.

6.1.5 Ελεγχος Μέγιστης Άεργης Υποστήριζης Εκτάκτου Ανάγκης EMRS

Στην συγκεκριμένη έκδοση του WPSTAB υπάρχει η δυνατότητα ενεργοποίησης του σήματος μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) γεννητριών IBG σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης. Ειδικότερα, εάν η μεταβλητή 'EMRS' της καρτέλας δεδομένων IBG που περιγράφηκε στην υποενότητα 6.1.4 λάβει την τιμή 1, ενεργοποιείται η εντολή EMRS της επιλεγμένης γεννήτριας με ηλεκτρονικά ισχύος.

Υπενθυμίζεται ότι για την ενεργοποίηση της εντολής απαιτείται ένα διακριτό σήμα που ζητά μέγιστη άεργο υποστήριξη, το οποίο στέλνεται σε περίπτωση που η υψηλή τάση του υποσταθμού (έστω V_1) πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο κατώφλι V_1^{lim} . Όταν το σήμα αέργου υποστήριξης ληφθεί από το μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος της διεσπαρμένης παραγωγής (π.χ. από το αιολικό πάρκο), η ελεγχόμενη τάση του μετατροπέα, έστω V_w , παίρνει την μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της V_w^{lim} . Σημειώνεται ακόμη, ότι τίθεται μια χρονική καθυστέρηση T_{EMRS} από τη στιγμή που εντοπισθεί παραβίαση του ορίου V_1^{lim} , προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι ενδεχόμενες μεταβολές της τάσης V_1 που επανέρχονται εντός ορίου, δεν ενεργοποιούν τον έλεγχο μέγιστης αέργου υποστήριξης.

Με ενεργοποιημένη την εντολή, επομένως, το πρόγραμμα WPSTAB διαβάζει ακολούθως τον ζυγό του οποίου η τάση ελέγχεται από τη γεννήτρια IBG ('JCONTR'), το κατώφλι της τάσης ελέγχου αυτού του ζυγού V_1^{lim} ('VTHR'), τη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της τάσης του μετατροπέα IBG V_w^{lim} ('VWMAX') και τέλος την χρονική καθυστέρηση ενεργοποίησης της εντολής EMRS T_{EMRS} ('T_EMRS_DEL'). Η λογική ελέγχου της μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) που υλοποιείται εντός του κώδικα έχει περιγραφεί αναλυτικά στην (2.9) της ενότητας 2.4.

Επιπρόσθετα, εάν η μεταβλητή 'CURLIM' είναι διάφορη του μηδενός, ενεργοποιείται ο περιοριστής ρεύματος της IBG, όπου μεταβάλλει ακαριαία την τάση V_w εάν διαπιστώσει υπέρβαση του μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος I^{lim} και σταματά όταν επιτευχθεί η επαναφορά του ρεύματος εντός του επιθυμητού ορίου, σύμφωνα με την εξίσωση (2.10).

Τέλος, να σημειωθεί πως εάν 'EMRS' = 1 και 'CURLIM' ≠ 0 ενεργοποιείται ο ολοκληρωτικός έλεγχος τάσεως-ρεύματος (PI controller) που προτάθηκε και υλοποιείται στην εργασία, σύμφωνα με τις εξισώσεις (2.10) και (2.11).

6.1.6 Ανίχνευση και αντιμετώπιση νεοφανούς αστάθειας μετατροπέα Η/Ι

Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 4, πρόσφατα παρατηρήθηκαν νέοι μηχανισμοί αστάθειας, οφειλόμενοι σε αδυναμία μεταφοράς της εισερχόμενης ενεργού ισχύος από τις ΑΠΕ μέσω μετατροπέων Ηλεκτρονικών Ισχύος.

Με ενεργοποιημένο τον περιοριστή ρεύματος (εξισώσεις 2.10 και 2.11) που αναφέρθηκε και στην υποενότητα 6.1.5, μειώνεται η τάση του μετατροπέα IBG προκειμένου να επανέλθει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα. Κάνοντας χρήση των μετρήσεων ρεύματος μετατροπέα πριν και μετά $(I_{w(i-1)}, I_{wi})$ από την *i*-οστή μείωση ΔV της τάσης, προσδιορίζεται η ευαισθησία του μέτρου του ρεύματος ως προς την τάση του μετατροπέα η (εξίσωση 4.16). Η ευαισθησία η είναι θετική όταν το ρεύμα μειώνεται, προκειμένου να επανέλθει εντός ορίου, ενώ όταν γίνει ίση με το μηδέν το σύστημα γίνεται ασταθές.

Για τον έγκαιρο εντοπισμό μιας ενδεχόμενης αστάθειας, ορίζεται ένα κατώφλι ευαισθησίας η_{min} . Όταν η ευαισθησία βρεθεί κάτω από αυτό το κατώφλι για ένα χρονικό διάστημα T_{prot} , η εγχεόμενη ενεργός ισχύς από τον μετατροπέα του αιολικού πάρκου μειώνεται κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό δ. Όταν η ευαισθησία επανέλθει στην ονομαστική της τιμή η_{nom} , το σημείο ρύθμισης αυξάνεται βαθμιαία κατά δ σε κάθε χρονική στιγμή της προσομοίωσης, έως ότου γίνει ίσο με την ονομαστική ισχύ του μετατροπέα S_n . Τέλος, εάν η ευαισθησία ρεύματος-τάσεως η υπολογιστεί αρνητική και ταυτόχρονα το ρεύμα του μετατροπέα δεν έχει υπερβεί το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο I_{max} , πραγματοποιείται ακαριαία αποκοπή της αιολικής ισχύος κατά δ. Η λογική ελέγχου ανίχνευσης και αντιμετώπισης αστάθειας του μετατροπέα που υλοποιείται εντός του κώδικα έχει περιγραφεί αναλυτικά στην (4.22) του Κεφ. 4.

Συγκεκριμένα, εάν είναι ταυτόχρονα ενεργοποιημένοι η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης ('EMRS' = 1) και ο περιοριστής ρεύματος του μετατροπέα ('CURLIM' \neq 0), το πρόγραμμα WPSTAB ακολούθως διαβάζει από το αρχείο εισόδου "*.dat" το κατώφλι ευαισθησίας-ρεύματος η_{min} (α.μ.), ονόματι 'DI_DV_MIN'. Εάν επιπρόσθετα ισχύει ότι $\eta_{min}>0$, τότε ενεργοποιείται ο έλεγχος προστασίας από αστάθεια και το λογισμικό πακέτο WPSTAB διαβάζει ακολούθως την ονομαστική τιμή της ευαισθησίας ρεύματος-τάσεως η_{nom} ('DI_DV_NOM') και την χρονική καθυστέρηση ενεργοποίησης της προστασίας T_{prot} ('T_SENS_DEL').

Επιπλέον, όσον αφορά το ποσοστό αποκοπής ισχύος δ , λαμβάνει εντός κώδικα του προγράμματος την τιμή δ =10%, όπως δόθηκε στον Πίνακα 4.1, και υλοποιείται σε όλες τις προσομοιώσεις με αυτή την προκαθορισμένη τιμή.

Τέλος, εφόσον υπάρχει γεννήτρια IBG και ενεργοποιηθεί η προστασία αστάθειας του μετατροπέα, δημιουργούνται επιπλέον τα αρχεία MTS_IBG_DI_DV.RES και MTS_P_IBG.RES μέσα στο φάκελο MTSplot, τα οποία περιλαμβάνουν τη χρονική μεταβολή της ευαισθησίας ρεύματος-τάσης η (μαζί με το κατώφλι η_{min} και την ονομαστική της τιμή η_{nom}) και της ενεργού ισχύος P_{IBG} (μαζί με την οροφή ισχύος P_{set}) των IBG αντίστοιχα (βλέπε εξίσωση 4.22).

6.1.7 Παραγωγή Στοχαστικών Συνθετικών Χρονοσειρών Ενεργού Ισχύος

Μέσω της μεταβλητής 'MARKOV' της υποομάδας δεδομένων γεννητριών IBG καθίσταται δυνατή η παραγωγή συνθετικών χρονοσειρών αιολικής ισχύος, χρησιμοποιώντας μοντέλα Markov 20 καταστάσεων 1^{ης} τάξης. Παρότι η ανάλυση των

Μαρκοβιανών αλυσίδων και η διαδικασία κατασκευής των πινάκων πιθανοτήτων μετάβασης που υπεισέρχονται στο λογισμικό WPSTAB γίνεται στο Κεφάλαιο 8, αξίζει να σημειωθεί ότι όταν η μεταβλητή 'MARKOV' λαμβάνει τιμή 1 ή 2, το πρόγραμμα διαβάζει ως είσοδο ένα δοσμένο πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης που έχει προκύψει από δεδομένες χρονοσειρές αιολικής ισχύος και παράγει στοχαστικές τιμές αιολικής παραγωγής σε κάθε βήμα της προσομοίωσης (1s ή 10s) μέσω μοντέλου Markov 1^{ης} τάξης (η διαδικασία παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών αιολικής ισχύος που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία και ενσωματώνεται στο λογισμικό WPSTAB περιγράφεται λεπτομερώς στο Κεφάλαιο 8). Η τιμή 'MARKOV'=1 αναφέρεται στον πρώτο πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης, όπου η μέση τιμή της αιολικής παραγωγής είναι περίπου ίση με 0.37 στο ανά μονάδα σύστημα της εκάστοτε γεννήτριας, ενώ η τιμή 'MARKOV'=2 αναφέρεται στον δεύτερο πίνακα με μέση τιμή ενεργού ισχύος 0.44 α.μ..

6.1.8 Νέες Αποκρίσεις – Plots

Μετά το πέρας της μακροπρόθεσμης προσομοίωσης ενεργοποιούνται στο μενού του Long-term Simulation οι επιλογές για εκτύπωση γραφικών παραστάσεων. Πέρα από τα παλιά δεδομένα, έχουν προστεθεί επιλογές για τους ζυγούς με IBGs και, εφόσον υπάρχει έστω και ένας ζυγός IBG με ενεργοποιημένο το σύστημα προστασίας αστάθειας του μετατροπέα (βλέπε εξίσωση 4.22), επιλογές που σχετίζονται με αυτήν. Για το σκοπό αυτό δημιουργούνται δύο επιπλέον αρχεία στο φάκελο MTSplot με τίτλο MTS_IBG_DI_DV.RES και MTS_P_IBG.RES, τα οποία περιλαμβάνουν τη χρονική μεταβολή της ευαισθησίας ρεύματος-τάσης η (μαζί με το κατώφλι η_{min} και την ονομαστική της τιμή η_{nom}) και της ενεργού ισχύος P_{IBG} (μαζί με την οροφή ισχύος P_{set}) των IBG αντίστοιχα, όπως φαίνεται στο σχήμα 6.1:

Wpstab Ver:7.1.04 File: 10a.dat_2010_(06_15_CVC_LowConstWind.d	t	- 🗆 ×
File Load File Load Flow Network Report	Loadability Limits Q-V Cu	ves Long-Term Simulation Help About	
RAMP DOWN STOP AT TIME =	741.00 GENERATOR BUS	Initialization Scheme >	1
CURRENT LIMITER ENABLED AT =	744.00 IBG BUS:	Scenario >	0)
OXL ACTIVATION AT TIME =	748.00 GENERATOR BUS	Sensitivity Analysis	
RAMP DOWN START AT TIME =	749.00 GENERATOR BUS	LIVES Protection	
RAMP DOWN START AT TIME =	762.00 GENERATOR BU	Elvestrotection	
RAMP DOWN START AT TIME =	764.00 GENERATOR BUS	NLI Voltage Instability Detection	
RAMP DOWN STOP AT TIME =	775.00 GENERATOR BUS	Run	
RAMP DOWN START AT TIME =	795.00 GENERATOR BU		D 1/1 h
RAMP DOWN STOP AT TIME =	799.00 GENERATOR BUS	Plot >	Bus Voltages
RAMP DOWN START AT TIME =	SI9.00 GENERATOR BUS	745 (GALGACOS)	Bus Loads >
RAMP DOWN STOP AT TIME =	S25.00 GENERATOR BU	. 761 (GAISAG92)	Internal EME
RAMP DOWN STOP AT TIME =	SS7.00 GENERATOR BUS	. 754 (GRLAVR90)	
DAMD DOLDI START AT TIME -	957 00 GENERATOR BU	. 761 (GRISR052) . 754 (CVI NUB96)	Rotor Angles
CUDDENT LIMITED ENABLED AT -	950 00 TEC BUS	6104 (DETEIOU2) V DEE DECEENSE (O	Active Generation
DAMD DOWN STOP AT TIME -	875 00 GENERATOR BUS	• 749 (GRINDEL)	
OXL ACTIVATION AT TIME -	877 00 GENERATOR BUS	745 (GKLAVR91)	Reactive Generation
PAMP DOWN START AT TIME =	879 00 GENERATOR BUS	751 (GKLAVR93)	Voltages vs. Active Load
RAMP DOWN START AT TIME =	888 00 GENERATOR BUS	639 (GIMEGA93)	
RAMP DOWN START AT TIME =	895.00 GENERATOR BUS	749 (GKLAVR91)	Voltages vs Area Load
OXI. ACTIVATION AT TIME =	917.00 GENERATOR BUS	209 (GAKARD93)	OLTC >
RAMP DOWN STOP AT TIME =	936.00 GENERATOR BU	751 (GKLAVR93)	Consitivity Analysis
RAMP DOWN START AT TIME =	956.00 GENERATOR BU	751 (GKLAVR93)	Sensitivity Analysis 7
OXL ACTIVATION AT TIME =	960.00 GENERATOR BUS	231 (GAMIDE92)	Currents >
OXL ACTIVATION AT TIME =	992.00 GENERATOR BUS	: 413 (GALTEL91)	NI I Plots
OXL ACTIVATION AT TIME =	1018.00 GENERATOR BUS	20	
CURRENT LIMITER ENABLED AT =	1025.00 IBG BUS:	611 Current-Voltage Sensitivity	IBG Protection Scheme >
CURRENT LIMITER ENABLED AT =	1032.00 IBG BUS:	599 Active Power and Setpoint	0)
OXL ACTIVATION AT TIME =	1057.00 GENERATOR BUS	532 (01100000)	1
CURRENT LIMITER ENABLED AT =	1060.00 IBG BUS:	5994 (PAN599W2) V_REF DECREASE (Q	>0)
OXL ACTIVATION AT TIME =	1066.00 GENERATOR BUS	: 524 (GLOURO91)	

Σχήμα 6.1 Νέες επιλογές γραφικών αποκρίσεως προστασίας IBG από αστάθεια (WPSTAB 7.1.04, 2018)

Στο Σχήμα 6.2 αναπαριστώνται η χρονική μεταβολή της ευαισθησίας ρεύματος-τάσης η (μαζί με το κατώφλι η_{min} και την ονομαστική της τιμή η_{nom}) και της ενεργού ισχύος P_{IBG} (μαζί με την οροφή ισχύος P_{set}) μίας γεννήτριας εξοπλισμένης με ηλεκτρονικά ισχύος (IBG) σε μία τυχαία προσομοίωση:



Σχήμα 6.2 Ενδεικτικές χρονικές αποκρίσεις (α) ευαισθησίας ρεύματος-τάσης, (β) ενεργού ισχύος IBG

6.1.9 Νέα μηνύματα εξόδου κεντρικής κονσόλας

Εφόσον υπάρχει γεννήτρια IBG εμφανίζονται στην κεντρική κονσόλα μηνύματα κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης. Αυτά είναι τα ακόλουθα:

- 1. Ενεργοποίησης σήματος ελέγχου EMRS
- 2. Ενεργοποίησης περιοριστή ρεύματος και μεταβολής τάσεως μετατροπέα
- 3. Προστασίας αντιμετώπισης αστάθειας μετατροπέα μέσω αποκοπής ισχύος γεννήτριας IBG
- 4. Αποσύνδεσης γεννήτριας IBG λόγω αστάθειας

Συγκεκριμένα, στο σχήμα 6.3 αναπαριστώνται τα διάφορα μηνύματα από διαφορετικές προσομοιώσεις:

EMRS ACTIVATION AT TIME = EMRS ACTIVATION AT TIME = EMRS ACTIVATION AT TIME = EMRS ACTIVATION AT TIME = EMRS ACTIVATION AT TIME =	583.00 IBG BUS: 583.00 IBG BUS:	6213 (DID621WF) V_1 6653 (ZAR665WF) V_1 6203 (AXL620W1) V_1 6204 (AXL620W2) V_1 6103 (DRI610W1) V 1	REF SET TO: 1.10 pu REF SET TO: 1.10 pu REF SET TO: 1.07 pu
	()		
	(α)		
CURRENT LIMITER ENABLED AT = CURRENT LIMITER ENABLED AT =	1025.00 IBG BUS: 1032.00 IBG BUS:	6113 (DII611W1) 5993 (PAN599W1)	V_REF DECREASE (Q>0) V_REF DECREASE (Q>0)
	(β)		
IBG INSTABILITY PROTECTION = 2683.	00 IBG BUS: 8	(WindFar2) 10% Power Curtai	<pre>lment (dI_dV_min violated)</pre>
	(γ)		
IBG TRIP AT TIME = 3169	.00 IBG BUS:	8 (WindFar2) CONVERTER INS	TABILITY - I_lim violation

(δ)

Σχήμα 6.3 Ενδεικτικά μηνύματα εξόδου κεντρικής κονσόλας (α) ενεργοποίησης σήματος EMRS, (β) ενεργοποίησης περιοριστή ρεύματος, (γ) Προστασίας αστάθειας μετατροπέα IBG, (δ) Αποσύνδεσης γεννήτριας IBG λόγω αστάθειας

6.2 Συντονισμένος έλεγχος Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης (EMRS) Αιολικών Πάρκων

Στην ενότητα αυτή προτείνεται μία τροποποίηση της μεθόδου μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) που περιγράφηκε στην ενότητα 2.4 και προσομοιώθηκε στα Κεφάλαια 3 και 4, δεδομένου ότι αφορούσε τη σύνδεση και επίδραση μίας μόνο διεσπαρμένης πηγής στο όριο φόρτισης του συστήματος. Ειδικότερα, προτείνεται μία μέθοδος ενορχηστρωμένου ελέγχου, προκειμένου να πραγματοποιείται βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος όλων των μετατροπέων αιολικών πάρκων που βρίσκονται στην ίδια περιοχή προς το σύστημα μεταφοράς.

Εξετάζεται επομένως η επίδραση που μπορεί να ασκήσει η έγχυση (ή απορρόφηση) P,Q προερχόμενη από n αιολικά πάρκα (n > 1), στο όριο μέγιστης φόρτισης (P_{max}) ενός συστήματος μεταφοράς, όπως φαίνεται και στη γενική διάταξη συστήματος μεταφοράς με διεσπαρμένες πηγές (A/Π) του Σχήματος 6.4. Με άλλα λόγια, εξετάζεται η αύξηση του περιθωρίου ασφαλείας (ΔP_{max}), όσον αφορά τον κίνδυνο μακροπρόθεσμης αστάθειας τάσης, που μπορεί να προκύψει, μέσω της υποστήριξης του συστήματος μεταφοράς από αιολικά πάρκα της ιδίας περιοχής με κατάλληλη μεταβολή των εγχύσεων P,Q.



Σχήμα 6.4 Γενική διάταξη συστήματος μεταφοράς με αιολικά πάρκα

Σύμφωνα με το Σχήμα 6.4, $V_{w,j}$ είναι η τάση του ζυγού MT του αιολικού πάρκου j, όπου j = 1, 2, ..., n και n ο αριθμός των αιολικών πάρκων, ενώ $V_{YT,i}$ η ελεγχόμενη υψηλή τάση του υποσταθμού YT/MT i στον οποίο συνδέονται τα αιολικά πάρκα με γραμμές ή καλώδια μέσης τάσης, όπου i = 1, 2, ..., k και k ο αριθμός των υποσταθμών YT/MT. Αλγοριθμικά, ο συντονισμένος έλεγχος αιολικών πάρκων για έκδοση σημάτων μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) μπορεί να εκφραστεί σε κάθε χρονική στιγμή t ως ακολούθως (θεωρώντας $flag_{EMRS_0}$ =1) [64]:

$$\begin{split} E\dot{\alpha}v & (flag_{EMRS} = 1) \\ \Gamma_{i\alpha} i = 1 & \dot{\epsilon}\omega\varsigma k \\ & E\dot{\alpha}v & (V_{YT,i} \leq V_{YT}^{lim}) \\ & \Gamma_{i\alpha} j = 1 & \dot{\epsilon}\omega\varsigma n \\ & E\dot{\alpha}v & (V_{w,j}|_{V_{YT,i}} = V_w^{lim}) \\ & flag_{EMRS} = 0 \\ & \alpha\lambda\lambda\iota\dot{\omega}\varsigma \\ & V_{w,j}|_{V_{YT,i}} = V_w^{lim} \\ & \tau\dot{\epsilon}\lambda\varsigma\varsigma \\ & \tau\dot{\epsilon}\lambda\varsigma\varsigma \\ & \tau\dot{\epsilon}\lambda\varsigma\varsigma \end{split}$$
(6.1)

αλλιώς

 $\Gamma ι α j = 1 έως n
 V_{w,j} = V_w^{lim}
 τέλος$

τέλος

όπου $V_{w,j}|_{V_{YT,i}}$ η/οι τάση/τάσεις (MT) V_w του/των αιολικών πάρκων που συνδέονται στον υποσταθμό YT/MT *i* και άρα ελέγχουν την τιμή της τάσης αυτού του ζυγού (V_{YT}) συγκριτικά με το κατώφλι V_{YT}^{lim} .

Επομένως, η εντολή EMRS αποστέλλεται από ένα Α/Π, όταν παραβιαστεί το κατώφλι υψηλής τάσεως που ελέγχει, όπως δηλαδή περιγράφηκε στην ενότητα 2.4 (όσον αφορά τη σύνδεση και επίδραση ενός μόνο αιολικού πάρκου στο όριο φόρτισης). Ωστόσο, εάν μία εκ των ΥΤ $V_{YT,j}$ που ελέγχονται πέσει κάτω από το όριό της για δεύτερη φορά, η μεταβλητή ελέγχου $flag_{EMRS}$ λαμβάνει την τιμή 0 και ως εκ τούτου η εντολή μεγίστης αέργου υποστήριξης ενεργοποιείται σε όλα τα υπόλοιπα Α/Π της περιοχής, προκειμένου να υποστηρίξουν το σύστημα και να αυξήσουν το όριο μέγιστης φόρτισης (P_{max}).

Τέλος, να σημειωθεί ότι στην συγκεκριμένη έκδοση του WPSTAB υπάρχει η δυνατότητα συντονισμένου ελέγχου σήματος μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) γεννητριών IBG σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης, η οποία έχει υλοποιηθεί σύμφωνα με τον άνωθι αλγόριθμο. Ειδικότερα, έχει εισαχθεί η μεταβλητή 'AREA_EMRS' στην καρτέλα δεδομένων IBG που περιγράφηκε στην υποενότητα 6.1.4, η οποία εκφράζει τον αριθμό της περιοχής ελέγχου και μπορεί να λάβει τιμές από 1 έως 100. Η 'AREA_EMRS' ουσιαστικά τα αιολικά πάρκα ανά περιοχή και χρησιμοποιείται για την ταυτόχρονη έκδοση του σήματος EMRS (ανά περιοχή).

6.3 Προσομοίωση Συστήματος με δύο Αιολικά Πάρκα

Στην ενότητα αυτή θεωρείται ότι δύο Αιολικά Πάρκα συνδέονται στο ίδιο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και λειτουργούν ταυτόχρονα με ενεργοποιημένη την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης. Συγκριτικά με τα Κεφάλαια 3 και 4 δηλαδή, εξετάζεται η επίδραση της σύνδεσης ενός δεύτερου πάρκου στο όριο φόρτισης του συστήματος. Η υλοποίηση γίνεται στο πρόγραμμα WPSTAB, που είναι σχεδιασμένο για τη μακροπρόθεσμη ανάλυση ευστάθειας τάσεως και του οποίου η περιγραφή δόθηκε στην ενότητα 1.6 του Κεφ. 1, ενώ οι τελευταίες προσθήκες και αναβαθμίσεις του λογισμικού πακέτου δόθηκαν στις Ενότητες 6.1 και 6.2.

6.3.1 Δομή και Δεδομένα Συστήματος

Το μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος παρουσιάζεται στο Σχ. 6.5. Όπως φαίνεται στον Πιν. 6.1, η γραμμή μεταφοράς έχει τα ίδια χαρακτηριστικά, όπως και στο σύστημα του Σχ. 3.1 που χρησιμοποιήθηκε στο Κεφάλαιο 3 (βλ. Ενότητες 3.1-3.3), δεδομένου ότι οι επαγωγικές αντιδράσεις (X_1, X_2, X_3) που την αντιπροσωπεύουν έχουν το ίδιο άθροισμα (0.4 αμ). Οι γραμμές διανομής των δύο πάρκων συνδέονται σε κοντινά σημεία του δικτύου, αφού μεταξύ τους υπάρχει μια μικρή επαγωγική αντίδραση (0.04 αμ).

Πίνακας 6.1 Αντιδράσεις Δικτύου Μεταφοράς (αμ για S_B=100 MVA)



Σχήμα 6.5 Μονογραμμικό Διάγραμμα Συστήματος Δοκιμών με δύο Αιολικά Πάρκα



Σχήμα 6.6 Χρονοσειρές Ενεργού Ισχύος Α/Π (#1 – μαύρο, #2 – κόκκινο)

Τα Α/Π #1 και Α/Π #2 θεωρείται αρχικά ότι λαμβάνουν ως είσοδο τη μεταβλητή ενεργό παραγωγή που δόθηκε στις ενότητες 3.2 και 3.3 αντίστοιχα σε βήματα δευτερολέπτου (Σχήματα 3.9 και 3.38). Συγκεκριμένα, στο σχήμα 6.6 ανάγονται η ενεργός παραγωγή κάθε πάρκου στην ίδια βάση ισχύος (100MVA) και αναπαρίστανται στο ίδιο σύστημα αξόνων.

Η μεταβολή που προσομοιώνεται σε αυτή την ενότητα είναι εκ νέου η αύξηση της αγωγιμότητας του φορτίου με την αργή ράμπα που παρουσιάστηκε στην Εν. 3.1. Ως δεδομένα αρχικοποίησης δίνονται η έγχυση ενεργού και αέργου ισχύος στους υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ, (P_{1_0}, Q_{1_0}) και (P_{2_0}, Q_{2_0}) αντίστοιχα σύμφωνα με το Σχήμα 6.5 $(PQ \zeta \upsilon \gamma oi)$, καθώς και η ενεργός παραγωγή και οι τάσεις των ζυγών ΜΤ των αιολικών πάρκων, P_{w1_0}, P_{w2_0} (βλέπε Σχ. 6.6) και V_{w1_0}, V_{w2_0} (PV ζυγοί). Τα δεδομένα αυτά είναι ίδια με τα δεδομένα αρχικοποίησης των Α/Π #1 και Α/Π #2 του Κεφαλαίου 3 και δίνονται στον Πίνακα 3.4. Ως εκ τούτου, η αρχικοποίηση του συστήματος (Σχ. 6.5) πραγματοποιείται εύκολα με χρήση του λογισμικού WPSTAB, επιλύοντας το κλασικό πρόβλημα ροής φορτίου.

Με τις δεδομένες χρονοσειρές αναλύονται τα αποτελέσματα της ταυτόχρονης λειτουργίας των δύο Αιολικών Πάρκων στο σύστημα του Σχ. 6.5, θεωρώντας ενεργή την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης και στα δυο πάρκα με τις ίδιες ρυθμίσεις όπως στην λειτουργία ενός αιολικού πάρκου (Κεφ. 3 και 4). Δηλαδή, όπως και στην προσομοίωση με ένα Α/Π, έτσι κι εδώ ο ρυθμιστής αέργου ισχύος κάθε Α/Π διατηρεί σταθερή την τάση του Α/Π, μέχρις ότου η υψηλή τάση V_{YT} (V_1 ή V_2 σύμφωνα με το Σχήμα 6.5) του υποσταθμού πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο όριο V_{YT}^{lim} , οπότε και ενεργοποιείται η (συντονισμένη) λειτουργία Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (Emergency Maximum Reactive Support – EMRS), όπως παρουσιάστηκε στην Ενότητα 6.2.

Εν συνεχεία, πραγματοποιείται σύγκριση των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων διαφορετικών χρονοσειρών ισχύος των Α/Π (Σταθερής χαμηλής αιολικής παραγωγής και διαφορετικών συσχετισμένων αιολικών χρονοσειρών ισχύος).

6.3.2 Προσομοίωση Συστήματος 2 Αιολικών Πάρκων

6.3.2.1 Εφαρμογή Ελέγχου Μέγιστης Άεργης Υποστήριζης

Στην υποενότητα αυτή αναλύονται τα αποτελέσματα της ταυτόχρονης λειτουργίας των δύο Αιολικών Πάρκων με ενεργοποιημένη την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης και στα δυο πάρκα. Τα Α/Π #1 και Α/Π #2 λαμβάνουν αρχικά ως είσοδο τη μεταβλητή ενεργό παραγωγή που φαίνεται στο Σχ. 6.6.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης παρουσιάζονται στα Σχ. 6.7-6.11. Την χρονική στιγμή 1655s, η υψηλή τάση V_2 του υποσταθμού σύνδεσης του Α/Π #2 παραβιάζει το κάτω όριό της V_2^{lim} . Μετά από T_{EMRS} καθυστέρηση, δηλαδή 1 δευτερόλεπτο, αποστέλλεται η εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης στον ηλεκτρονικό μετατροπέα ισχύος του Α/Π #2, όπως φαίνεται στα Σχ. 6.7-6.8 (σημείο E2). Η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης για το Α/Π #1 ενεργοποιείται αντίστοιχα τη χρονική στιγμή 2014s (Σχ. 6.7-6.8, σημείο E1) και οδηγεί στα 2015s το Α/Π #1 να προσφέρει τη μέγιστη δυνατή άεργη υποστήριξη μέσω αύξησης της τάσης V_{w1} . Πρέπει να παρατηρηθεί ότι στο Σχήμα 6.7 δεν διακρίνεται παραβίαση του ορίου 0.9 αμ από την V_1 αλλά μόνο από την V_2 , ωστόσο η εντολή ΕMRS ενεργοποιείται και στα δύο πάρκα, καθώς όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 6.2, εάν μία εκ των ΥΤ που ελέγχονται πέσει κάτω από το όριό της για δεύτερη φορά, όπως συμβαίνει εδώ με την V_2 , η εντολή μεγίστης αέργου υποστήριξης ενεργοποιείται σε όλα τα υπόλοιπα Α/Π της περιοχής, δηλαδή εδώ στο Α/Π #1.



Σχήμα 6.7 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (V_1 – μαύρη, V_2 – κόκκινο)

Στο Σχ. 6.8 αναπαρίστανται οι τάσεις στους ζυγούς σύνδεσης των Α/Π #1 και #2. Όπως είναι εμφανές, από τη χρονική στιγμή 1848s που το ρεύμα του Α/Π #2 συναντά το όριό του (σημείο D2), ο ελεγκτής άεργου ισχύος αντιμετωπίζει την υπερφόρτιση, συγκρατώντας το ρεύμα στη μέγιστη τιμή, μέσω της μείωσης της V_{w2} . Η ενεργοποίηση του περιοριστή ρεύματος αποτυπώνεται χαρακτηριστικά και στο Σχήμα 6.9, όπου αναπαρίστανται οι ενεργές τιμές των ρευμάτων που εγχέει κάθε Α/Π στη γραμμή σύνδεσης.



Σχήμα 6.8 MT στο ζυγό σύνδεσης του Α/Π (#1 - μαύρο, #2 - κόκκινο)



Σχήμα 6.9 Ενεργός Τιμή Ρεύματος Α/Π (#1 - μαύρο, #2 - κόκκινο)



Σχήμα 6.10 Ενεργός Ισχύς Φορτίου (ταυτόχρονη λειτουργία Α/Π #1 και Α/Π #2)

Όπως προαναφέρθηκε, η ζεύξη των πυκνωτών ενεργοποιείται όταν η υψηλή τάση βρεθεί κάτω από το όριο 0.95αμ για 60 δευτερόλεπτα αδιαλείπτως. Για την τροφοδοτική γραμμή του Α/Π #1 έχουμε ζεύξεις των τριών συστοιχιών στις χρονικές στιγμές 912s, 1099s και 1159s. Για την γραμμή διανομής του Α/Π #2 έχουμε ζεύξεις των αντίστοιχων τριών συστοιχιών στις χρονικές στιγμές 834s, 894s και 954s.

Στο Σχ. 6.10 είναι εμφανές ότι η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς συναντάται τη χρονική στιγμή 2557s και ισούται με 155.48 MW. Σημειώνεται ότι οι συστοιχίες των στατών πυκνωτών και των δύο υποσταθμών συνδέονται πριν το όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, συμβάλλοντας έτσι σημαντικά στη διαμόρφωσή του. Το ίδιο γίνεται και με την ενεργοποίηση της μέγιστης αέργου υποστήριξης. Υπενθυμίζεται εδώ ότι με τη σύνδεση μόνο του A/Π #1 στο μέσο της γραμμής μεταφοράς, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς με σταθερή χαμηλή ενεργό παραγωγή ήταν 129.483MW, ενώ με τη σύνδεση μόνο του A/Π #2 ήταν 143.57 MW. Το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος φαίνεται επίσης στην καμπύλη PV στο Σχήμα 6.11.



Σχήμα 6.11 Καμπύλη PV του Φορτίου (ταυτόχρονη λειτουργία Α/Π #1 και Α/Π #2) Πίνακας 6.2 Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς για μεταβλητή αιολική παραγωγή

А/П	(a) Χωρίς Σύνδεση	(b) Ρύθμιση Τάσεως	(c) Με σύνδεση στατών	(d) Με έλεγχο	Αύζηση ΜΜΙ		
	A/11 (MW)	A/11 (MW)	πυκνωτών (MW)	EMRS (MW)	(c)-(b) (% $Q_{n,tot}$)	(d)-(c) (% S _{n,tot})	(d)-(a) (% $S_{n,tot}$)
#1	117.69	119.23	129.48	129.48	41.67	27.78	62.40
#2	119.51	126.21	130.98	143.57	37.50	34.92	66.83
#1 και #2	119.07	129.65	139.22	155.48	39.88	29.62	66.32

Εκ νέου, προκειμένου να συγκριθεί η αύξηση του ορίου φόρτισης λόγω της ταυτόχρονης λειτουργίας των δύο Αιολικών Πάρκων, οι διακόπτες S₁ και S₂ (Σχ. 6.5) θεωρούνται αρχικά ανοικτοί και η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς προκύπτει ίση με 119.07 MW.

Συμπερασματικά, όπως συνοψίζεται και στον Πίνακα 6.2, η δυνατότητα φόρτισης του συστήματος αυξάνεται εκ νέου σημαντικά. Συγκεκριμένα, στην περίπτωση (c) όπου οι συστοιχίες των στατών πυκνωτών του Υ/Σ συνδέθηκαν, το όριο φόρτισης αυξήθηκε κατά ποσοστό 39.88% της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $(Q_{n,tot}=2*12=24\text{MVAr})$ σε σύγκριση με τον έλεγχο τάσεως Α/Π, δηλαδή ανάμεσα στις τιμές 37.50-41.67% που είχαν υπολογιστεί για κάθε πάρκο ξεχωριστά. Αντίστοιχα, χρησιμοποιώντας την εντολή EMRS (περίπτωση d) παρατηρήθηκε εκ νέου αύξηση της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (σε σύγκριση με την περίπτωση όπου οι στατοί πυκνωτές έχουν συνδεθεί, περίπτωση c), αυξάνοντας το περιθώριο φόρτισης σε ποσοστό 29.62% της ονομαστικής ισχύος των μετατροπέων ($S_{n,tot}=S_{n,1}+S_{n,2}$), δηλαδή ανάμεσα στις τιμές 27.78-34.92% που είχαν υπολογιστεί για κάθε πάρκο ξεχωριστά.

Τέλος, υπολογίζοντας την αύξηση στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ χρησιμοποιώντας την εντολή EMRS και έχοντας συνδεδεμένους τους στατούς πυκνωτές του Υ/Σ (περίπτωση d) με την περίπτωση (a) χωρίς σύνδεση των Α/Π, αξίζει να σημειωθεί εκ νέου πως η αύξηση (εκφρασμένη ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος των μετατροπέων) είναι παραπλήσια σε όλες τις περιπτώσεις και πάντα πάνω από το 60% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των Α/Π.

6.3.2.2 Εφαρμογή EMRS σε διαφορετικά σενάρια μεταβλητής αιολικής παραγωγής

Εν συνεχεία, ως ενεργός παραγωγή του κάθε αιολικού πάρκου λαμβάνονται οι δυο μετρημένες χρονοσειρές ισχύος των 21000s ανά τμήματα των 4500s [104] (οι οποίες περιγράφηκαν και αναλύθηκαν στην Ενότητα 3.1.7, Σχήματα 3.7-3.8), καθώς και το σενάριο σταθερής χαμηλής αιολικής παραγωγής $P_{w,Low}$ [61], όπως φαίνεται στα Σχήματα 6.12 και 6.13. Συγκεκριμένα, οι προσομοιώσεις της σταθερής χαμηλής ενεργού ισχύος και των 5 διαφορετικών σεναρίων συσχετισμένων αιολικών χρονοσειρών ισχύος έχουν πραγματοποιηθεί και αναλυθεί στις εργασίες [104], [61], [62]. Για λόγους πληρότητας, αναδιατυπώνονται τα διάφορα αποτελέσματα (Πίνακας 6.3) και συμπεράσματα ακολούθως.

Σύμφωνα με τον Πίνακα 6.3 παρατηρείται ότι οι τιμές της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος είναι κοντά μεταξύ τους. Συγκεκριμένα, οι μεγαλύτερες τιμές και διακυμάνσεις στη μεταφερόμενη ισχύ συναντώνται στα κομμάτια της χρονοσειράς που έχουν πιο υψηλές τιμές ενεργού ισχύος και μεγαλύτερη διακύμανση, όπως εξηγήθηκε και στην εργασία [104]. Επίσης, σημειώνεται ότι είναι κατά μέσο όρο 1.62MW (από 1.29 MW μέχρι 1.99 MW) υψηλότερη η MMI της μεταβλητής παραγωγής από την σταθερή χαμηλή παραγωγή (βλ. Πίνακα 6.3).



Σχήμα 6.12 Διαμέριση Χρονοσειράς Ενεργού Ισχύος #1



Σχήμα 6.13 Διαμέριση Χρονοσειράς Ενεργού Ισχύος #2

Α/Π #1 και #2	Ελεγχος με Εντολή Μέγιστης Υποστήριζης (MW)
Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή	154.45
1s-4500s	156.44
4501s-9000s	156.30
9001s-13500s	156.32
13501s-18000s	155.55
16501s-21000s	155.74

Συμπερασματικά, η διαφορά στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (MMI), ανάμεσα στη λειτουργία με Χαμηλή σταθερή Αιολική παραγωγή και στη λειτουργία με Μεταβλητή Αιολική Παραγωγή είναι αρκετά μικρή και δείχνει ότι η μεταβλητότητα του ανέμου δεν διαδραματίζει τον καθοριστικό ρόλο στην αύξηση της MMI. Μάλιστα, ανάμεσα στις 5 διαφορετικές περιπτώσεις μεταβλητής παραγωγής, παρά τις μεγάλες διαφορές μεταξύ τους στη μορφή της χρονοσειράς, οι τιμές της MMI είναι πολύ κοντά. Επομένως, εξέταση της λειτουργίας του συστήματος με σταθερή χαμηλή αιολική παραγωγή φαίνεται να δίνει μια αρκετά καλή συντηρητική εκτίμηση του ορίου Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος.

Ειδικότερα, στο Κεφ. 9 πραγματοποιούνται πιθανοτικές προσομοιώσεις στα συστήματα δοκιμών που περιγράφηκαν και επιπρόσθετα εξετάζεται αυτή η πρώιμη εκτίμηση του ορίου φόρτισης μέσω Monte Carlo προσομοίωσης του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος, όσον αφορά την περιοχή της Πελοποννήσου.

6.3.2.3 Σύγκριση αποτελεσμάτων με μη συντονισμένο έλεγχο EMRS

Στην παρούσα υποενότητα πραγματοποιείται σύγκριση του συντονισμένου ελέγχου σημάτων EMRS αιολικών πάρκων που παρουσιάστηκε στην Ενότητα 6.2 με τον μη ενορχηστρωμένο έλεγχο και τα αποτελέσματα της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος φαίνονται στον Πίνακα 6.4. Όπως παρατηρείται (Πιν. 6.4), ο αλγόριθμος (6.1) προσέφερε μηδενική ή αμελητέα αύξηση στο όριο φόρτισης του εξεταζόμενου συστήματος μεταφοράς. Ωστόσο, αυτό είναι αναμενόμενο για το σύστημα των n=2 Α/Π που εξετάζεται, δεδομένου ότι οι ζυγοί υψηλών τάσεων των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ σύνδεσης των Α/Π βρίσκονται πολύ κοντά μεταξύ τους, ενώ ταυτόχρονα παρεμβάλλεται ανάμεσά τους μόνο μία μικρή επαγωγική αντίδραση X_2 =0.04 α.μ., όπως φαίνεται και από το Σχήμα 6.5. Ως εκ τούτου, οι ελεγχόμενες υψηλές τάσεις των Y/Σ , V_1 και V_2 αντίστοιχα, λαμβάνουν κοντινές τιμές καθ' όλη τη διάρκεια των προσομοιώσεων και άρα η χρονική στιγμή που συναντάται το κατώφλι ελέγχου V_{YT}^{lim} =0.9 α.μ. από την κάθε μία ξεχωριστά (μη συντονισμένος έλεγχος EMRS) ή από

Α/Π #1 και #2	Μη συντονισμένος Ελεγχος EMRS (MW)	Συντονισμένος Έλεγχος EMRS (MW)
Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή	154.44	154.45
1s-4500s	156.41	156.44
4501s-9000s	156.30	156.30
9001s-13500s	156.30	156.32
13501s-18000s	155.54	155.55
16501s-21000s	155.74	155.74

Πίνακας 6.4 MMI για συν	τονισμένο και μη	έλεγχο	EMRS
-------------------------	------------------	--------	------



Σχήμα 6.14 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (V₁ – μαύρη, V₂ – κόκκινο) για ένα σενάριο μεταβλητής αιολική παραγωγής (a) Συντονισμένος, (β) Μη συντονισμένος έλεγχος EMRS

Ενδεικτικά, στο Σχήμα 6.14 αναπαριστώνται για λόγους κατανόησης οι υψηλές τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π, V_1 και V_2 αντίστοιχα, για την περίπτωση συντονισμένου και μη ελέγχου EMRS, θεωρώντας ότι τα Α/Π #1 και Α/Π #2 λαμβάνουν ως είσοδο τη μεταβλητή ενεργό παραγωγή που φαίνεται στο Σχ. 6.6. (Ενότητα 6.3.2.1). Το Σχήμα 6.14(α) αναπαριστά την περίπτωση συντονισμένου ελέγχου και ως εκ τούτου ταυτίζεται με το Σχήμα 6.7, ενώ το Σχήμα 6.14(β) την περίπτωση μη συντονισμένου ελέγχου EMRS.

Όπως φαίνεται στα Σχήματα 6.14(α) και 6.14(β), την χρονική στιγμή 1655s, η υψηλή τάση V_2 του υποσταθμού σύνδεσης του Α/Π #2 παραβιάζει το κάτω όριό της V_2^{lim} . Μετά από T_{EMRS} καθυστέρηση, δηλαδή 1 δευτερόλεπτο, αποστέλλεται η εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης στον ηλεκτρονικό μετατροπέα ισχύος του Α/Π #2 (σημείο E2).

Όσον αφορά το συντονισμένο έλεγχο EMRS (Σχήμα 6.14α), η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης για το A/Π #1 ενεργοποιείται τη χρονική στιγμή 2014s (σημείο E1) και οδηγεί στα 2015s το A/Π #1 να προσφέρει τη μέγιστη δυνατή άεργη υποστήριξη μέσω αύξησης της τάσης V_{w1} . Παρατηρείται στο Σχήμα 6.14(α) ότι δεν διακρίνεται παραβίαση του ορίου $V_1^{lim} = 0.9$ αμ από την V_1 αλλά μόνο από την V_2 , ωστόσο η εντολή EMRS ενεργοποιείται και στα δύο πάρκα, καθώς όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 6.2, εάν μία εκ των ΥΤ που ελέγχονται πέσει κάτω από το όριό της για δεύτερη φορά, όπως συμβαίνει εδώ με την V_2 , η εντολή μεγίστης αέργου υποστήριξης ενεργοποιείται σε όλα τα υπόλοιπα A/Π της περιοχής, δηλαδή εδώ στο A/Π #1.

Όσον αφορά το μη συντονισμένο έλεγχο EMRS (Σχήμα 6.14β), η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης για το Α/Π #1 ενεργοποιείται τη χρονική στιγμή 2106s (σημείο E1), όπου διακρίνεται παραβίαση του ορίου $V_1^{lim} = 0.9$ αμ από την V_1 , και οδηγεί στα 2107s το Α/Π #1 να προσφέρει τη μέγιστη δυνατή άεργη υποστήριξη μέσω αύξησης της τάσης V_{w1} .

Δεδομένου ότι οι χρονικές στιγμές έκδοσης του σήματος EMRS από τα Α/Π στις εξεταζόμενες περιπτώσεις διαφέρουν ελάχιστα, παρατηρείται ότι το όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος συναντάται την ίδια χρονική στιγμή (2554s, σημείο C στα Σχ. 6.14) και επιπρόσθετα το όριο φόρτισης λαμβάνει και την ίδια τιμή (*P*_{max}=155.48MW).

Το γεγονός λοιπόν ότι τα σήματα EMRS εκδίδονται σε κοντινές χρονικές στιγμές (λόγω κοντινών υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ) και μάλιστα προτού συναντηθεί το όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος αιτιολογεί τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.4.

Ως εκ τούτου, προκειμένου να φανεί η βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος πολλαπλών μετατροπέων αιολικών πάρκων που βρίσκονται στην ίδια περιοχή προς το σύστημα μεταφοράς, η σύγκριση συντονισμένου και μη ελέγχου EMRS πραγματοποιείται στο Κεφάλαιο 7, όπου τα αιολικά πάρκα που εξετάζονται είναι n=11 σε πλήθος (Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, περιοχή Πελοποννήσου) και οι υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ που συνδέονται δεν είναι μεταξύ τους σε κοντινή απόσταση.

7

Μελέτη Ευστάθειας Τάσεως και Ελέγχου στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα

7.1 Περιγραφή στιγμιότυπου και διαταραχής Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος 2010

Σε αυτήν την ενότητα αναλύεται μία κρίσιμη διαταραχή (contingency) από το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα του θέρους του 2010, χρησιμοποιώντας αποτελέσματα από την εφαρμογή εκτίμησης ασφάλειας τάσεως σε πραγματικό χρόνο "on-line VSA" [127], [128], η οποία έχει αναπτυχθεί στα πλαίσια του Ευρωπαϊκού Ερευνητικού Προγράμματος OMASES [129] και είναι εγκατεστημένη στο Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (KEE) του ΑΔΜΗΕ στον Άγιο Στέφανο, σε συνεχή εμπορική λειτουργία από το 2005 [32], [130]. Η κρίσιμη διαταραχή που θα εξεταστεί έχει πολύ μικρά περιθώρια ασφαλείας και δυνητικά μπορεί να οδηγήσει σε εμφάνιση αστάθειας τάσης, επηρεάζοντας ιδιαίτερα την περιοχή της Πελοποννήσου.

Μελετάται επίσης η επίδραση της αυτόματης ζεύξης συστοιχιών πυκνωτών και της αέργου υποστήριξης των διεσπαρμένων πηγών στη μέγιστη δυνατότητα φόρτισης, τόσο συνολικά του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος, όσο και ειδικότερα στην Πελοπόννησο. Συγκεκριμένα, μελετάται η επίδραση που θα είχε σε περιπτώσεις χαμηλών τάσεων η αυτόματη ζεύξη συστοιχιών πυκνωτών που έχουν εγκατασταθεί στα αιολικά πάρκα της Πελοποννήσου, καθώς και η επίδραση του ελέγχου μέγιστης αέργου υποστήριξης των ιδίων αιολικών πάρκων.

7.1.1 Περιγραφή Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ) περιλαμβάνει τα συστήματα παραγωγής και μεταφοράς (400kV και 150kV) της ηπειρωτικής Ελλάδος και μερικών διασυνδεδεμένων νησιών. Τα βασικά κέντρα παραγωγής βρίσκονται εγκατεστημένα στα Βορειοδυτικά της χώρας, όπου εντοπίζονται και τα μεγαλύτερα κοιτάσματα λιγνίτη, ενώ το κέντρο κατανάλωσης εντοπίζεται στη μητροπολιτική περιοχή της Αθήνας. Αυτή η γεωγραφική αναντιστοιχία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης έχει σαν αποτέλεσμα μεγάλες ποσότητες ισχύος να μεταφέρονται από βορρά προς νότο πάνω σε μεγάλες αποστάσεις. Οι ενισχύσεις του συστήματος μεταφοράς, οι οποίες ολοκληρώθηκαν μετά τη διακοπή του 2004, έχουν αυξήσει σημαντικά το όριο φόρτισης του δικτύου [127]. Επιπλέον η κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής σε συνδυασμό με την πτώση της κατανάλωσης, λόγω οικονομικής κρίσης τα τελευταία εννέα χρόνια, έχουν σαν αποτέλεσμα τη επαρκή αύξηση των περιθωρίων ασφαλείας του συστήματος συνολικά ως προς την ευστάθεια τάσης.

Παρόλα αυτά, η περιοχή της Πελοποννήσου παραμένει η πιο ανασφαλής περιοχής του ΕΔΣ, ως προς την ευστάθεια τάσης, κυρίως λόγω της σχετικά πιο αδύναμης σύνδεσης της με το υπόλοιπο σύστημα στα 150 kV. Πιο συγκεκριμένα, η Πελοπόννησος συνδέεται με την περιοχή της Αθήνας με πέντε (5) γραμμές YT 150 kV και με τη δυτική Ελλάδα μέσω ενός ζεύγους υποβρύχιων καλωδίων 150 kV. Προς το παρόν δεν υπάρχουν γραμμές μεταφοράς των 400 kV, αν πραγματοποιούνται μελέτες για την κατασκευή γραμμών διπλού κυκλώματος 400 kV [131], ιδιαίτερα μετά την κατασκευή της Μονάδας V, στον ΑΗΣ Μεγαλόπολης.

7.1.2 Περιγραφή Διαταραχής

Την 15η Ιουνίου 2010, η εφαρμογή "on-line VSA" που λειτουργούσε στο Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας, έδειξε μια κρίσιμη διαταραχή με πολύ μικρά περιθώρια ασφαλείας, για το στιγμιότυπο των 13:30, όπως περιγράφεται αναλυτικά στο [132]. Η συγκεκριμένη διαταραχή αφορούσε την απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ, που οδηγεί στην ενεργοποίηση της προστασίας υπερδιέγερσης όλων των υπόλοιπων μονάδων της περιοχής και εν τέλει προκαλεί τη διαδοχική απώλεια των μονάδων παραγωγής λόγω υπότασης. Το αρχικό φορτίο του συστήματος ήταν περίπου 9460 MW και οι μόνες μονάδες που βρισκόντουσαν εν λειτουργία στην Πελοπόννησο ήταν οι μονάδες Ι και ΙΙΙ της Μεγαλόπολης. Η παραπάνω διαταραχή μπορεί οδηγήσει σε ολικό blackout.

Η προσομοίωση της διαταραχής έγινε χρησιμοποιώντας το υπολογιστικό πακέτο WPSTAB, που έχει αναπτυχθεί στο ΕΜΠ [31], και χρησιμοποιείται από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) σαν κομμάτι της εφαρμογής "on-line VSA" [32]. Η προσομοίωση της συγκεκριμένης διαταραχής γίνεται για την απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ τη χρονική στιγμή t = 100 s, την οποία ακολουθεί μια ομοιόμορφη αύξηση των φορτίων του συστήματος με ρυθμό 0.0185% ανά δευτερόλεπτο. Στη συνέχεια περιγράφονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης.

Μετά την απώλεια της μονάδας, όλα τα ΣΑΤΥΦ της περιοχής της Πελοποννήσου αρχίζουν να δρουν, σε μια προσπάθεια να επαναφέρουν τις ελεγχόμενες τάσεις εντός νεκρής ζώνης. Εξαιτίας του γεγονότος ότι η μονάδα Μεγαλόπολη ΙΙΙ έχει αναλάβει, στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, περισσότερο από το 50% της παραγωγής της Πελοποννήσου, η απώλεια της οδηγεί σε άμεση πτώση των τάσεων, όχι μόνο στην συγκεκριμένη περιοχή, αλλά επίσης σε όλο το σύστημα και ειδικότερα στην περιοχή της Αθήνας. Αυτό είναι εμφανές στο Σχ. 7.1, το οποίο απεικονίζει την εξέλιξη των τάσεων χωρίς διορθωτικά μέτρα σε δύο κρίσιμους ζυγούς 150 kV του νότιου τμήματος του ΕΔΣ, τον ζυγό 794 (GROUF_31) στον υποσταθμό του Ρουφ, στην Αθήνα και τον ζυγό 625 (GMETHA31) στα Μέθανα, στην Πελοπόννησο. Η ξαφνική πτώση των τάσεων τη χρονική στιγμή t = 100 s (σημείο Α, στο Σχ. 7.1) αντιστοιχεί στην απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ.

Καθώς η ζήτηση του φορτίου αυξάνει, τα προφίλ των τάσεων αρχίζουν να πέφτουν ακόμα περισσότερο, οδηγώντας τις περισσότερες από τις μονάδες του Νότιου συστήματος να υπερδιεγερθούν και τελικά να μεταβούν σε λειτουργία προστασίας υπερδιέγερσης (ΣΠΥ). Τη χρονική στιγμή t = 720 s (σημείο B στο Σχ. 7.1), η μονάδα Μεγαλόπολη I τίθεται εκτός λειτουργίας λόγω υπότασης (UV trip), οδηγώντας σε μεγαλύτερη επιδείνωση των τάσεων και συνακόλουθη απώλεια της μίας μονάδας στον ΑΗΣ Αγίου Γεωργίου, στην Αθήνα, την χρονική στιγμή t = 883 s (σημείο Γ στο Σχ. 7.1), γεγονός το οποίο οδηγεί στην τελική κατάρρευση του συστήματος 200 s περίπου αργότερα, τη χρονική στιγμή t = 1080 s της προσομοίωσης.



Σχήμα 7.1 Απόκριση τάσεων κρίσιμων ζυγών 794 στο Ρουφ και 625 στα Μέθανα, ΕΔΣ, 15ης Ιουνίου 2010, απώλεια Μεγαλόπολης ΙΙΙ, χωρίς προστασία. Α: απώλεια μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ (διαταραχή), Β: απώλεια μονάδας Μεγαλόπολη Ι, Γ: απώλεια μονάδας Αγ. Γεώργιος



Σχήμα 7.2 Απόκριση Καμπύλες PV, 15ης Ιουνίου 2010, απώλεια Μεγαλόπολης ΙΙΙ, χωρίς προστασία. Α: απώλεια μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ (διαταραχή), Β: απώλεια μονάδας Μεγαλόπολη Ι, Γ: απώλεια μονάδας Αγ. Γεώργιος

Τα Σχ. 7.2α και 7.2β περιλαμβάνουν τις καμπύλες PV όλου του συστήματος και της περιοχής της Πελοποννήσου αντίστοιχα για τη διαταραχή χωρίς μέτρα προστασίας. Αυτά τα σχήματα δείχνουν την απόκριση της τάσης ενός αντιπροσωπευτικού ζυγού του συστήματος συναρτήσει του αντίστοιχου συνολικού φορτίου της περιοχής ή του συστήματος. Είναι εμφανές ότι το περιθώριο ασφαλείας είναι πολύ μικρό. Ειδικότερα, μετά την απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ και πριν την απώλεια της Μεγαλόπολης Ι (που ουσιαστικά οδηγεί στην κατάρρευση), το περιθώριο ασφαλείας για το συνολικό φορτίο είναι περίπου 280 MW.

Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι η αυτή η περίπτωση αστάθειας τάσης οφείλεται σε απώλειες γεννητριών λόγω υπότασης. Αυτό είναι εμφανές στο Σχ. 7.2α, όπου μέχρι την απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη Ι (σημείο Β) και με το φορτίο περίπου στα 9580 MW), το σύστημα λειτουργούσε στο άνω μέρος της καμπύλης PV, που αποτελεί το ευσταθές τμήμα της εν λόγω καμπύλης. Ωστόσο, δεν ισχύει το ίδιο για την περιοχή της Πελοποννήσου, όπως φαίνεται στο Σχ. 7.2β.

Η κοινή βάση ισχύος για όλα τα μεγέθη που παρουσιάζονται σε ανά μονάδα τιμές είναι $S_b = 100$ MW.

7.1.3 Περιγραφή ελεγκτών και δομής γραμμών σύνδεσης Α/Π

7.1.3.1 Δομή σύνδεσης γραμμών διανομής ΜΤ αιολικών πάρκων

Η γενική δομή σύνδεσης των Αιολικών Πάρκων μέσω των τροφοδοτικών τους γραμμών (feeders) στον υποσταθμό μέσης/υψηλής τάσης αναπαρίσταται στο μονογραμμικό ισοδύναμο κύκλωμα του Σχ. 7.3. Οι υποσταθμοί ΜΤ/ΥΤ είναι εξοπλισμένοι με συστήματα αλλαγής τάσης υπό φορτίου (ΣΑΤΥΦ) και αυτόματες συστοιχίες ζεύξης πυκνωτών *B_{C,j}*.



Σχήμα 7.3 Γενικευμένη δομή σύνδεσης αποκλειστικών γραμμών διανομής MT αιολικών πάρκων και υποσταθμών του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Η δομή του Σχ. 7.3 είναι γενική αρκετά ώστε να αναπαριστά όλες τις εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων της περιοχής της Πελοποννήσου του ΕΔΣ. Σημειώνεται ότι για τα

περισσότερα αιολικά πάρκα, ένας εκ των διακοπτών S₁, S₂, S₅, είναι ανοικτός, οδηγώντας σε απλούστερη διαμόρφωση.

Θεωρείται επιπρόσθετα ότι κάθε αιολικό πάρκο μπορεί να ρυθμίζει την άεργο ισχύ μέσω ξεχωριστής γεννήτριας, καθώς και κεντρικών ελεγκτών [133], ενώ η έγχυση ενεργού ισχύος *P_{w,i}* αντιπροσωπεύει την χρονοσειρά αιολικής παραγωγής κάθε ΑΠ.

Το δίκτυο σύνδεσης κάθε πάρκου αποτελείται από:

- Τον ζυγό Υψηλής Τάσης των 150kV (ζυγός 1) και τον ζυγό Μέσης Τάσης των 20kV (ζυγοί 2, 5).
- Ένα μετασχηματιστή ισχύος 150/20kV εξοπλισμένο με ΣΑΤΥΦ, η χρονική καθυστέρηση του οποίου ορίζεται για την παρούσα προσομοίωση ίση με T_{LTC} για κάθε κίνηση (Πίνακας 7.1). Τα όρια του λόγου μετασχηματισμού r ορίζονται ως r_{min} και r_{max} και το βήμα του ως Δr . Η επαγωγική αντίδραση του μετασχηματιστή ορίζεται ως $X_{t(2,5)}$ στην ονομαστική ισχύ. Η υπό έλεγχο τάση είναι η $V_{(2,5)}$ της πλευράς MT του δευτερεύοντος του μετασχηματιστή και το εύρος ζώνης d της έχει οριστεί ίσο με το βήμα του μετασχηματιστή, όπως εξηγήθηκε και στο Κεφάλαιο 2 (εξίσωση 2.7, ενότητα 2.3.1).
- Τρείς συστοιχίες πυκνωτών αντιστάθμισης που ελέγχουν την υψηλή τάση V_I κι εάν πέσει κάτω από ένα κατώφλι (V_I^{lim} =0.95pu) κάνουνε ζεύξη, αγωγιμότητας B_C η καθεμία, συνδεδεμένες στους ζυγούς μέσης τάσης $V_{(2,5)}$. Η χρονική καθυστέρηση ζεύξης ή απόζευξης των συστοιχιών ορίζεται στα T_{msc} για την αποφυγή αλληλεπίδρασης με τις κινήσεις του ΣΑΤΥΦ (εξίσωση 2.8, ενότητα 2.3.2).
- Τον ζυγό MT $V_{w(1,2,3)}$ στον οποίο συνδέεται το Αιολικό Πάρκο.
- Μια γραμμή διανομής 20kV με συνολική ωμική αντίσταση R_l, συνολική επαγωγική αντίδραση X_l και συνολική εγκάρσια αγωγιμότητα B_l.
- Η βάση ισχύος στην οποία είναι ανηγμένα όλα τα μεγέθη, ισούται με $S_B = 100 MVA$.
- Το φορτίο υπόκειται σε συνεχή μεταβολή σε μορφή ράμπας, με ρυθμό αύξησης ΔG, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως.

7.1.3.2 Αυτόματοι μηχανισμοί ελέγχου γραμμών διανομής Α/Π

Οι μηχανισμοί αυτομάτου ελέγχου των γραμμών σύνδεσης των αιολικών πάρκων που προσομοιώνονται είναι και διακριτοί (μετασχηματιστές εξοπλισμένοι με ΣΑΤΥΦ μεταβλητού λόγου μετασχηματισμού r_j και συστοιχίες πυκνωτών αυτόματης ζεύξης $B_{c,j}$) και συνεχείς (έλεγχος αέργου ισχύος αιολικών πάρκων μέσω ηλεκτρονικών ισχύος υπό περιορισμούς τάσεως και ρεύματος [102]). Οι μηχανισμοί αυτοί παρουσιάζονται ακολούθως, σύμφωνα και με τις εξισώσεις (2.7)-(2.12) που δόθηκαν στο Κεφάλαιο 2 (Ενότητες 2.3.1-2.3.3, 2.4) και τα δεδομένα τους συνοψίζονται στον Πίνακα 7.1.

Ο *j*-οστός διακριτός έλεγχος ΣΑΤΥΦ μοντελοποιείται μέσω της ακόλουθης εξίσωσης διαφορών:

$$r_{j}^{(k+1)} = \begin{cases} r_{j}^{(k)} + \Delta r , & \text{an } V_{j} > V_{j,max} \text{ kal } r_{j}^{(k)} < r_{max} \\ r_{j}^{(k)} - \Delta r , & \text{an } V_{j} < V_{j,min} \text{ kal } r_{j}^{(k)} > r_{min} \\ r_{j}^{(k)} & , & \text{diagoretika} \end{cases}$$
(7.1)

όπου $r_j^{(k)} = r_j(t_k)$ ο λόγος μετασχηματισμού του ΣΑΤΥΦ την χρονική στιγμή t_k , V_j η ελεγχόμενη τάση από την πλευρά της διανομής και $V_{j,min}$ έως $V_{j,max}$ η νεκρή της ζώνη.

Προκειμένου να αλλάξει η λήψη του ΣΑΤΥΦ, πρέπει για όλη τη διάρκεια χρονικής καθυστέρησης του ΣΑΤΥΦ T_{LTC} να παραβιάζεται ο ανισοτικός περιορισμός της τάσης V_j , όπως φαίνεται και στην (7.1).

Ο *j*-οστός διακριτός έλεγχος των μηχανισμών ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών γίνεται με βάση την παρακάτω εξίσωση διαφορών :

$$B_{c_{j}}^{(k+1)} = \begin{cases} B_{c_{j}}^{(k)} + \Delta B_{c}, \text{ an } V_{1} < V_{1,min} \text{ kal } B_{c_{j}}^{(k)} < B_{c_{max}} \\ B_{c_{j}}^{(k)} - \Delta B_{c}, \text{ an } V_{1} > V_{1,max} \text{ kal } B_{c_{j}}^{(k)} > B_{c_{min}} \\ B_{c_{j}}^{(k)} , \text{ diagoretika} \end{cases}$$
(7.2)

όπου $B_{c,j}^{(k)}$ η αγωγιμότητα των πυκνωτών την χρονική στιγμή t_k , ενώ $V_{1,min}$ και $V_{1,max}$ τα όρια της τάσης πρωτεύοντος (νεκρή ζώνη ελεγχόμενης τάσης μεταφοράς). Οι πυκνωτές αντιστάθμισης είναι τριών βαθμίδων, αγωγιμότητας $B_{c,j}^{(k)}$ η καθεμία και είναι συνδεδεμένοι στο ζυγό MT του υποσταθμού YT/MT. Η διαδικασία σύνδεσης και αποσύνδεσης των πυκνωτών χαρακτηρίζεται από χρονική καθυστέρηση T_{msc} , η οποία είναι συνήθως αρκετών δευτερολέπτων, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 7.1, προκειμένου να αποφεύγονται ανεπιθύμητες ή άσκοπες ρυθμίσεις και παράλληλα να υπάρχει επαρκές χρονικό διάστημα για τη ρύθμιση τάσης από άλλους μηχανισμούς όπως τα ΣΑΤΥΦ.

Τέλος, οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος, οι οποίοι θεωρούνται πως λειτουργούν ως ρυθμιζόμενες πηγές εναλλασσόμενης τάσεως και ο έλεγχός τους θεωρείται ότι γίνεται ακαριαία χωρίς καμία χρονική καθυστέρηση, έχουν δυνατότητα για δύο στρατηγικές ελέγχου της αέργου ισχύος από τους μετατροπείς.

Η πρώτη είναι η λειτουργία ρύθμισης της τάσης του ζυγού MT του αιολικού πάρκου (Constant Voltage Control – CVC), μέσω της προσαρμογής της εγχεόμενης αέργου ισχύος του ελεγχόμενου ζυγού. Με τον τρόπο αυτό διατηρείται σταθερή η τάση V_w σε μια τιμή αναφοράς που έχει οριστεί από το σύστημα.

Η δεύτερη λειτουργία ονομάζεται Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης (Emergency Maximum Reactive Support – EMRS) και έχει αναπτυχθεί στις εργασίες [59], [62], [102], [57]. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2 (ενότητα 2.3.3), για την ενεργοποίησή της απαιτείται ένα διακριτό σήμα που ζητά μέγιστη άεργο υποστήριξη, το οποίο στέλνεται σε περίπτωση που η υψηλή τάση V_1 του υποσταθμού πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο όριο V_{thr} (Πίνακας 7.1). Όταν το σήμα αέργου υποστήριξης ληφθεί από το αιολικό πάρκο, η ελεγχόμενη τάση V_w παίρνει την μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της $V_{w,max}$. Σημειώνεται ακόμη, ότι τίθεται μια χρονική καθυστέρηση T_{EMRS} από τη στιγμή που εντοπισθεί παραβίαση του ορίου V_{thr} , προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι ενδεχόμενες μεταβολές της τάσης V_1 που επανέρχονται εντός ορίου, δεν ενεργοποιούν τον έλεγχο μέγιστης αέργου υποστήριξης.

Επιπρόσθετα, εάν η υψηλή τάση V_I αποκατασταθεί σε τιμή πάνω από ένα προκαθορισμένο όριο επαναφοράς V_I^{reset} (reset point), η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης EMRS απενεργοποιείται και η τάση μετατροπέα του αιολικού πάρκου αποκαθίσταται στην τιμή αναφοράς. Να σημειωθεί επίσης στον Πίνακα 7.1 ότι παρότι τα δύο μέγιστα όρια τάσεως του μετατροπέα και του ελεγκτή αυτόματης ζεύξης πυκνωτών, V_I^{reset} και $V_{I,max}$ αντίστοιχα, είναι ίσα, οι ελεγκτές δεν θα δράσουν ταυτόχρονα, καθώς η χρονική καθυστέρηση ζεύξης των πυκνωτών T_{Bc} είναι αρκετά μεγαλύτερη από αυτή του μετατροπέα T_{EMRS} .

Τέλος, μια τροποποίηση ως προς τη λειτουργία της εντολής που υλοποιείται στην παρούσα εργασία σε σχέση με τις προηγούμενες αναφορές, παρουσιάζεται στην ενότητα 6.2 και στην εργασία [64], όσον αφορά τον συντονισμένο έλεγχο αιολικών πάρκων της ίδιας περιοχής και συγκεκριμένα των n=11 A/Π της περιοχής της Πελοποννήσου που εξετάζονται (Aλγ. 6.1).

ΣΑΤΥΦ	r _{min}	r _{max}	∆r (%)		T _{LTC} (s)
	0.8	1.2	1		10
Πυκνωτές	B _c steps	ΔB _c (MVAr)	T_{Bc} (s)	V _{1min} (pu)	V _{1max} (pu)
Αντισταθμισης	3	4	60	0.95	1.05
Μετατροπέας	T _{EMRS} (s)	V _{thr} (pu)	V1 ^{reset} (pu)	V _{w,max} (pu)	ΔV, ε (pu)
A/11	1	0.90	1.05	1.10	0.001

Πίνακας 7.1 Δεδομένα Ελεγκτών Αυτομάτου Ελέγχου Γραμμών Σύνδεσης Α/Π

Μια ακόμη σημαντική θεώρηση, είναι πως οι μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος δεν έχουν τη δυνατότητα έστω χρονικά περιορισμένης υπερφόρτισης. Για τον λόγο αυτό, υλοποιείται ένας περιοριστής ρεύματος, ο οποίος μεταβάλλει ακαριαία την τάση V_w εάν διαπιστώσει υπέρβαση του μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος I_i^{lim} . Η μέγιστη τιμή του ρεύματος οφείλει να καλύπτει την ονομαστική φαινόμενη ισχύ υπό ονομαστική τάση.

Η λογική ελέγχου του περιοριστή ρεύματος του ελεγκτή αέργου ισχύος Α/Π φαίνεται στην ακόλουθη εξίσωση διαφορών [64]:

Aν
$$I_{w,i} \le I_i^{lim}$$
 και $f_{EMRS} = 0$, τότε $V_{w,i} = V_{w,i}^{ref}$ (α)

$$K\alpha\theta \dot{\omega}\varsigma I_{w,i_p} > I_i^{lim}, τότε V_{w,i_p} = V_{w,i_p} - \text{sign}(Q_{w,i})\Delta V$$
(β) (7.3)

Kαθώς
$$I_{w,i_p} < I_i^{lim} - \varepsilon$$
 και $f_{EMRS} = 1$, τότε $V_{w,i_p} = V_{w,i} + \Delta V$ (γ)

όπου f_{EMRS} είναι η μεταβλητή ελέγχου ενεργοποίησης του σήματος μέγιστης αέργου υποστήριξης ($f_{EMRS} = 1$ όταν $V_I < V_{thr}$), p ο αριθμός επαναλήψεων και ε μία μικρή σταθερά η οποία λαμβάνεται ίση στο ανά μονάδα σύστημα με το βήμα μεταβολής τάσης μετατροπέα ΔV (Πίνακας 7.1).

Σύμφωνα με τη Σχέση 7.3(α), εάν δεν έχει συναντηθεί το όριο ρεύματος, ενώ ταυτόχρονα ο έλεγχος μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης είναι απενεργοποιημένος, εφαρμόζεται λειτουργία ρύθμισης της τάσης του ζυγού MT του αιολικού πάρκου.

Εάν το ρεύμα του μετατροπέα Α/Π υπερβεί το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο I_i^{lim} , ο αλγόριθμος περιορισμού ρεύματος ενεργοποιείται και εφαρμόζεται πολλές φορές (εάν χρειαστεί) με αμελητέα χρονική καθυστέρηση, μεταβάλλοντας την τάση του μετατροπέα σύμφωνα με τη Σχέση 7.3(β), μέχρις ότου ικανοποιηθεί η ανισότητα ($I_{w,i}$

 $\leq I_i^{lim}$). Η λειτουργία του περιοριστή σταματά όταν επιτευχθεί η επαναφορά του ρεύματος εντός του επιθυμητού ορίου. Συγκεκριμένα, δεδομένου ότι πρόκειται για ανάλογα μεγέθη, η τάση V_w του μετατροπέα μειώνεται όταν το πρόσημο (sign) της αέργου ισχύος Q_w είναι θετικό. Με αυτόν τον τρόπο η μείωση Q_w (άρα και μείωσή της κατά απόλυτη τιμή) συνεπάγεται μείωση του ρεύματος I_w , αφού $I_w = \sqrt{P_w^2 + Q_w^2}/V_w$. Απεναντίας, στην περίπτωση που η άεργος ισχύς Q_w είναι αρνητική, αύξηση της τάσεως του μετατροπέα V_w συνεπάγεται αύξηση της αέργου ισχύος, ωστόσο μείωσή της κατά απόλυτη τιμή (και ως επακόλουθο εκ νέου μείωση του ρεύματος). Συνοψίζοντας, το πρόσημο (sign) της αέργου ισχύος Q_w είναι ουσιώδες, αφού σε περιπτώσεις αέργου απορρόφησης η τάση πρέπει να αυξηθεί, ώστε να μειωθεί το πλάτος του ρεύματος.

Αφότου το ρεύμα επανέλθει κάτω του ορίου I_i^{lim} , ενώ ταυτόχρονα η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) και ο έλεγχος περιορισμού ρεύματος είναι ενεργοποιημένοι, εφαρμόζεται έλεγχος αποκατάστασης της τερματικής τάσης, όπως περιγράφεται στην 7.3(γ). Προφανώς, η Σχέση 7.3(γ) υπόκειται στον περιορισμό μέγιστης τάσεως $V_{w,max}$ και σε περίπτωση που ο περιορισμός ρεύματος $(I_{w,i} \leq I_i^{lim})$ παραβιαστεί εκ νέου, ο έλεγχος 7.3(β) αποκαθίσταται.

Τέλος, ο ρυθμιστής ενεργού ισχύος φροντίζει ώστε η ενεργός ισχύς του μετατροπέα να είναι ίση με την ενεργό παραγωγή του πάρκου. Εξαιρούνται οι περιπτώσεις που το σύστημα κινδυνεύει να οδηγηθεί σε αστάθεια. Τότε ενεργοποιείται ο Μηχανισμός Αντιμετώπισης Αστάθειας Μετατροπέα, όπως παρουσιάζεται σε [63], [102] και στο Κεφάλαιο 4 (βλέπε ενότητα 4.3). Με αυτόν τον μηχανισμό η ενεργός ισχύς που εγχέει το αιολικό πάρκο στο δίκτυο προσαρμόζεται κατάλληλα, μέχρις ότου παρέλθει ο κίνδυνος αστάθειας.

Συγκεκριμένα, όταν ο περιοριστής ρεύματος έχει ενεργοποιηθεί, θέτοντας $I_{w,i} = I_i^{lim}$ κατά τη διάρκεια της άεργης υποστήριξης στο (ασθενές) σύστημα μεταφοράς, είναι πιθανό η παραγόμενη από τη γεννήτρια ενεργός ισχύς P_w του αιολικού πάρκου να υπερβαίνει το όριο μέγιστης μεταφοράς ισχύος P_w^{lim} στο υποδεχόμενο σύστημα (Σχέση 7.9), λόγω της μειωμένης τιμής της τάσεως. Εάν αυτό συμβεί, το σημείο ρύθμισης της οροφής ισχύος (set point) $P_{set,i}$ της ενεργού ισχύος που εγχέει το αιολικό πάρκο στο δίκτυο πρέπει να μειωθεί, ειδάλλως ο μετατροπέας του ΑΠ θα αποσυνδεθεί, καθώς η ισχύς που δεν εξάγεται θα δημιουργήσει υπέρταση στον πυκνωτή της DC πλευράς του μετατροπέα.

Για την προστασία από τέτοιες περιπτώσεις, υλοποιείται μία μέθοδος πρόβλεψης και προστασίας αστάθειας του μετατροπέα, η οποία βασίζεται στην παρακολούθηση της ευαισθησίας ρεύματος-τάσεως $\eta_i = \Delta I_{w,i}/\Delta V$. Προκειμένου να υπολογίζει την ευαισθησία η_i , το σχέδιο πρόβλεψης πραγματοποιεί μετρήσεις ρεύματος μετατροπέα ακριβώς πριν και μετά την εκτέλεση μεταβολής τάσης 7.3(β). Η προστασία υλοποιείται με την αποκοπή της εγχεόμενης ενεργού ισχύος κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό δ (Πίνακας 7.2), όταν το κατώφλι ευαισθησίας ρεύματος-τάσεως παραβιάζεται ($\eta_i < \eta_{min}$) για χρονική διάρκεια T_{prot} . Επιπρόσθετα, στην περίπτωση μέτρησης αρνητικής ευαισθησίας ($\eta_i < 0$), ο μετατροπέας δεν θα αποσυνδεθεί, καθώς η ισχύς που δεν εξάγεται μειώνεται έκτακτα (οριακά ακαριαία) κι ως εκ τούτου δε δημιουργείται υπέρταση στον πυκνωτή της DC πλευράς του μετατροπέα (σύμφωνα και με τον περιορισμό μεγίστου μεταβατικού ρεύματος I_{max}). Δηλαδή:

Εάν (
$$\eta_i \leq 0$$
 και $I_{w,i} < I_{max}$)
 $P_{set,i}^{(k)} = (1 - \delta) P_{set,i}^{(k)}$

αλλιώς

$$P_{set,i}^{(k+1)} = \begin{cases} (1-\delta)P_{w,i}^{(k)}, \ \varepsilon \dot{\alpha} \nu \ \eta_i \leq \eta_{min} \\ (1-\delta)P_{set,i}^{(k)}, \ \varepsilon \dot{\alpha} \nu \ \eta_i \geq \eta_{nom} \ \kappa \alpha \iota \ P_{set,i}^{(k)} < \frac{S_n}{(1+\delta)} \\ P_{set,i}^{(k)}, \ \delta \iota \alpha \varphi o \rho \varepsilon \tau \iota \kappa \dot{\alpha} \end{cases}$$
(7.4)

όπου $P_{set,i}^{(k)} = P_{set,i}(t_k)$ η οροφή ισχύος την χρονική στιγμή t_k .

Τα δεδομένα του μηχανισμού προστασίας φαίνονται στον Πίνακα 7.2:

Πίνακας 7.2 Δεδομένα Μηχανισμού Προστασίας

η_{min}	η_{nom}	δ	T_{prot}	I _{max}
0.6	1	10%	1	1.10 <i>I</i> ^{lim}

7.1.4 Δεδομένα τροφοδοτικών γραμμών και Αιολικών Πάρκων

Τα αρχικά δεδομένα των ζυγών ΥΤ των υποσταθμών σύνδεσης των αιολικών πάρκων της Πελοποννήσου, που ήταν σε λειτουργία το θέρος του 2010 (στιγμιότυπο 15^{ης} Ιουνίου), φαίνονται στον Πίνακα 7.3. Η τάση του ζυγού 150 kV συμβολίζεται ως , ενώ η εγχεόμενη ενεργός και άεργος ισχύς από τα αιολικά πάρκα στον ζυγό ΥΤ συμβολίζεται *P*₁ και *Q*₁ αντίστοιχα (Σχήμα 7.3).

Πίνακας 7.3 Αρχικά δεδομένα ζυγών ΥΤ σύνδεσης αιολικών πάρκων Πελοποννήσου ΕΔΣ $15^{\eta\varsigma}$ Ιουνίου 2010

Αιολικό	Ζωμά ο ΥΤ	V_{l}	P_1	Q_I
Πάρκο	Ζυγος Η Ι	(αμ)	(MW)	(MVar)
Παναχαϊκό	599 (GPANAH91)	0.9881	0.42	1.46
Ελίκη	603 (GELIKI91)	0.9722	2.08	0.91
Δόριζα Ι	610 (GDORI191)	1.0181	13.22	0.38
Δόριζα I-II	611 (GDORI192)	1.0178	10.29	0.45
Αχλαδόκαμπος	620 (GAHLAD91)	1.0176	0.16	-1.05
Δίδυμα	621 (GDIDYM91)	0.9808	1.76	1.44
Ζάρακας	665 (GZARAK91)	0.9972	3.07	-0.42

Οι αρχικές τιμές των τάσεων στους ζυγούς MT (κατά μέτρο) των μετασχηματιστών φαίνονται στον Πίνακα 7.4. Από αυτές προσδιορίζονται τα όρια της νεκρής ζώνης για το ΣΑΤΥΦ του κάθε μετασχηματιστή, καθώς και ο αρχικός λόγος μετασχηματισμού. Να τονιστεί επιπροσθέτως ότι σύμφωνα με το Σχήμα 7.3 και τον Πίνακα 7.4, τα αιολικά πάρκα «Δόριζα Ι» και «Αχλαδόκαμπος» αποτελούνται από δύο αποκλειστικές γραμμές διανομής, κάθε μία εκ των οποίων συνδέεται σε διαφορετικό μετασχηματιστή εξοπλισμένο με ΣΑΤΥΦ (διακόπτης S₁ ανοιχτός). Οι τάσεις των ζυγών 20 kV των μετασχηματιστών συμβολίζονται με $V_{2,5}$ και ο αντίστοιχος λόγος μετασχηματισμού με $r_{2,5}$ (βλέπε Σχ. 7.3).

Αιολικό Πάρκο	Ζυγός ΜΤ μετασχηματιστή	V _{2,5} (αμ)	<i>r</i> _{2,5} (αμ)	V _{2,5min} (αμ)	V _{2,5max} (αμ)
Παναχαϊκό	5992 (PAN599MV)	1.0039	0.99	0.99	1.01
Ελίκη	6032 (ELK603MV)	0.9958	0.98	0.99	1.01
Δόριζα Ι	6102 (DRI610M1) 6105 (DRI610M2)	$0.9806 \\ 0.9892$	1.04 1.03	0.97 0.98	0.99 1.00
Δόριζα I-II	6112 (DII611MV)	1.0068	1.01	0.99	1.01
Αχλαδόκαμπος	6202 (AXL620M1) 6205 (AXL620M2)	1.0091 1.0003	0.99 1.00	0.99 0.99	$\begin{array}{c} 1.01 \\ 1.01 \end{array}$
Δίδυμα	6212 (DID621MV)	1.0066	0.98	0.99	1.01
Ζάρακας	6652 (ZAR665MV)	1.0057	0.99	0.99	1.01

Πίνακας 7.4 Δεδομένα μετασχηματιστών ανύψωσης (πλευράς MT) των αιολικών πάρκων Πελοποννήσου, ΕΔΣ 15^{ης} Ιουνίου 2010

Τέλος, στον Πίνακα 7.5 φαίνονται οι αρχικές τιμές των τάσεων του εξεταζόμενου στιγμιότυπου του θέρους 2010 στους ζυγούς ΜΤ των 11 αιολικών πάρκων της περιοχής της Πελοποννήσου, καθώς και η έγχυση ενεργού και αέργου ισχύος, P_w και Q_w αντίστοιχα. Επιπρόσθετα με S_n συμβολίζεται η ονομαστική ισχύς των Α/Π.

Πίνακας 7.5 Δεδομένα ζυγών ΜΤ αιολικών πάρκων Πελοποννήσου ΕΔΣ $15^{\eta\varsigma}$ Ιουνίου 2010

Αιολικό	Ζυγός Μέσης	V_w	P_w	Q_w	S_n
Πάρκο	Τάσης Α/Π	(αμ)	(MW)	(MVAr)	(MVA)
Παναχαϊκό	5993 (PAN599W1) 5994 (PAN599W2)	1.0060 1.0064	0.303 0.118	0.026 0.069	34.85 13.60
Ελίκη	6033 (ELK603WF)	1.0142	2.102	0.946	18.90
Δόριζα Ι	6103 (DRI610W1) 6104 (DRI610W2)	1.0032 0.9991	8.695 4.727	0.921 0.311	35.50 19.50
Δόριζα I-II	6113 (DII611W1) 6114 (DII611W2)	1.0151 1.0183	4.455 5.956	0.639 0.611	18.00 24.00
Αχλαδόκαμπος	6203 (AXL620W1) 6204 (AXL620W2)	1.0059 0.9969	0.107 0.056	1.713 1.035	38.00 20.00
Δίδυμα	6213 (DID621WF)	1.0098	1.761	1.475	36.00
Ζάρακας	6653 (ZAR665WF)	1.0063	3.073	0.624	21.90

Σύμφωνα με το Σχήμα 7.3 και τους Πίνακες 7.4 και 7.5, γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι τα αιολικά πάρκα της Ελίκης (6033-ELK603WF), των Διδύμων (6213-DID621WF) και του Ζάρακα (6653-ZAR665WF) αποτελούνται από ένα Α/Π συνδεδεμένο με αποκλειστική γραμμή διανομής σε μετασχηματιστή ΥΤ/ΜΤ εξοπλισμένο με ΣΑΤΥΦ

(διακόπτης S₂ του Σχήματος 7.3 ανοικτός). Επίσης, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, τα αιολικά πάρκα «Δόριζα Ι» και «Αχλαδόκαμπος» αποτελούνται το καθένα από δύο επιμέρους αιολικά πάρκα (6103-DRI610W1 και 6104-DRI610W2 για την Δόριζα Ι, 6203-AXL620W1 και 6204-AXL620W2 για τον Αχλαδόκαμπο) και ως εκ τούτου από δύο αποκλειστικές γραμμές διανομής, κάθε μία εκ των οποίων συνδέεται σε διαφορετικό μετασχηματιστή εξοπλισμένο με ΣΑΤΥΦ (διακόπτης S₁ ανοικτός). Ακόμη, τα αιολικά πάρκα του Παναχαϊκού και της Δόριζας Ι-ΙΙ αποτελούνται εκ νέου το καθένα από δύο επιμέρους αιολικά πάρκα (5993-PAN599W1 και 5994-PAN599W2 για το Παναχαϊκό, 6113-DII611W1 και 6114-DII611W2 για τη Δόριζα Ι-ΙΙ), ωστόσο οι αποκλειστικές τους τροφοδοτικές γραμμές συνδέονται στον ίδιο μετασχηματιστή με ΣΑΤΥΦ (διακόπτης S₅ ανοικτός). Διαφαίνεται ως εκ τούτου ότι η δομή του Σχ. 7.3 είναι γενική αρκετά ώστε να αναπαριστά όλες τις εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων της περιοχής της Πελοποννήσου του ΕΔΣ.

Τέλος, στον Πίνακα 7.6 δίνονται τα δεδομένα των αποκλειστικών γραμμών σύνδεσης των Α/Π.

Αιολικό	Ζυγός Μέσης	$X_{t(2,5)}$	R_l	X_l	B_l
Πάρκο	Τάσης Α/Π	(αμ)	(αμ)	(αμ)	(αμ)
Παναχαϊκό	5993 (PAN599W1) 5994 (PAN599W2)	0.40	$0.14900 \\ 0.42990$	0.30313 0.81350	0.01018 0.00339
Ελίκη	6033 (ELK603WF)	0.40	0.43133	1.00955	0.00041
Δόριζα Ι	6103 (DRI610W1) 6104 (DRI610W2)	0.40 0.40	0.21318 0.17724	0.54687 0.54383	0.00045 0.00037
Δόριζα Ι-ΙΙ	6113 (DII611W1) 6114 (DII611W2)	0.32	0.23170 0.22220	0.54585 0.44435	0.00679 0.00679
Αχλαδόκαμπος	6203 (AXL620W1) 6204 (AXL620W2)	0.40 0.40	0.14680 0.22330	0.28073 0.50325	0.01018 0.00679
Δίδυμα	6213 (DID621WF)	0.40	0.01460	0.20110	0.00000
Ζάρακας	6653 (ZAR665WF)	0.40	0.03221	0.08014	0.00246

Πίνακας 7.6 Δεδομένα γραμμών σύνδεσης Α/Π (Sb=100MVA)

όπου $X_{t(2,5)}$ η επαγωγική αντίδραση του μετασχηματιστή στην ονομαστική ισχύ, R_l η συνολική ωμική αντίσταση, X_l η συνολική επαγωγική αντίδραση και B_l η συνολική εγκάρσια αγωγιμότητα.

7.2 Προσομοιώσεις Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος με σταθερή χαμηλή αιολική παραγωγή

Με στόχο την εκτίμηση της επίδρασης της άεργης αντιστάθμισης στα περιθώρια φόρτισης του ΕΔΣ, αλλά και της περιοχής της Πελοποννήσου, το προαναφερθέν σενάριο προσομοιώνεται με τρεις διαφορετικές στρατηγικές αέργου αντιστάθμισης, με σκοπό την αύξηση της ικανότητας μεταφοράς. Στην πρώτη περίπτωση πραγματοποιείται έλεγχος σταθερής τάσης των αιολικών πάρκων της περιοχής της Πελοποννήσου, στη δεύτερη περίπτωση χρησιμοποιούνται επιπλέον οι πυκνωτές που είναι ήδη εγκατεστημένοι στους υποσταθμούς ζεύξης MT/YT των αιολικών πάρκων της Πελοποννήσου, οι οποίοι ενεργοποιούνται αυτόματα με την ανίχνευση υπότασης στην πλευρά YT των υποσταθμών ζεύξης, ενώ στη τρίτη περίπτωση εξετάζεται η επιπρόσθετη επίδραση άεργης υποστήριξης του συστήματος μεταφοράς από τα αιολικά πάρκα της περιοχής της Πελοποννήσου. Να σημειωθεί πως σε όλες τις προσομοιώσεις της παρούσας ενότητας θεωρείται σταθερή παραγωγή των αιολικών πάρκων της Πελοποννήσου, ίσης με αυτή του εξεταζόμενου στιγμιότυπου (Πίνακας 7.5).

7.2.1 Περιγραφή Προσομοίωσης

Το λογισμικό πακέτο που χρησιμοποιείται για τις προσομοιώσεις του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας στη μακροπρόθεσμη κλίμακα, εστιάζοντας στην ακριβή παράσταση των μακροπρόθεσμων μηχανισμών και διατάξεων του συστήματος που προκαλούν το πρόβλημα της αστάθειας τάσης, είναι το WPSTAB [31], [32].

Προκειμένου να εκμεταλλευτούν βέλτιστα τα αποθέματα αέργου ισχύος όλων των μετατροπέων των αιολικών πάρκων, τα σήματα μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) εκδίδονται ταυτόχρονα για όλα τα Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου, όταν τουλάχιστον δύο ελεγχόμενες τάσεις V₁ (YT) του συστήματος μεταφοράς της περιοχής βρεθούν κάτω από το κατώφλι V_{thr} (βλέπε Αλγόριθμο EMRS ταυτόχρονης λειτουργίας Α/Π, Ενότητα 3.4.1).

Το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, σύμφωνα με το στιγμιότυπο της 15^η Ιουνίου 2010 που αναλύεται, περιλαμβάνει 1031 ζυγούς, 108 σύγχρονες γεννήτριες, 660 γραμμές μεταφοράς και 589 μετασχηματιστές. Επίσης, το σύστημα περιλαμβάνει 11 αιολικά πάρκα στην περιοχή της Πελοποννήσου, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 280 MW, τα οποία στην παρούσα εργασία έχουν μοντελοποιηθεί ως γεννήτριες εξοπλισμένες με ηλεκτρονικά ισχύος (Inverter-Based Generators IBG). Όλα τα δεδομένα προέρχονται από τη βάση δεδομένων του Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) του ΑΔΜΗΕ.

Την 15η Ιουνίου 2010, η εφαρμογή "on-line VSA" που λειτουργούσε στο Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας, έδειξε μια κρίσιμη διαταραχή με πολύ μικρά περιθώρια ασφαλείας, για το στιγμιότυπο των 13:30, όπως περιγράφηκε αναλυτικά στην Ενότητα 7.1. Η συγκεκριμένη διαταραχή αφορούσε την απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ, ισχύος 300 MW, που οδηγεί στην ενεργοποίηση της προστασίας υπερδιέγερσης όλων των υπόλοιπων μονάδων της περιοχής και εν τέλει προκαλεί τη διαδοχική απώλεια των μονάδων παραγωγής λόγω υπότασης (αρχικά στην περιοχή της Πελοποννήσου κι εν συνεχεία εξαπλώνεται στην περιοχή της Αττικής και στο υπόλοιπο σύστημα).

Το ΕΔΣ προσομοιώνεται για τη συγκεκριμένη διαταραχή (απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ τη χρονική στιγμή t = 100s), την οποία ακολουθεί μια ομοιόμορφη αύξηση των φορτίων του συστήματος με ρυθμό 0.0185% ανά δευτερόλεπτο.

Στην παρούσα ενότητα, τα αιολικά πάρκα της Πελοποννήσου προσομοιώνονται με σταθερή χαμηλή ενεργό ισχύ εξόδου ίση με το στιγμιότυπο της 15^{ης} Ιουνίου 2010 που εξετάζεται, η οποία είναι περίπου ίση με 30 MW, δηλαδή οριακά ίση με 10% της ονομαστικής (εγκατεστημένης) αιολικής ισχύος της περιοχής. Στη συνέχεια περιγράφονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης. Η ανάλυση εστιάζει κυρίως στο μέγιστο όριο φόρτισης της περιοχής της Πελοποννήσου και την επίδραση της αέργου υποστήριξης των Α/Π στην αύξησή του.

7.2.2 Προσομοίωση χωρίς έλεγχο γραμμών διανομής Α/Π

Για λόγους σύγκρισης, το σύστημα αρχικά προσομοιώνεται χωρίς του ελεγκτές των τροφοδοτικών γραμμών διανομής των Α/Π, δηλαδή χωρίς μετασχηματιστές με ΣΑΤΥΦ, αυτόματες συστοιχίες ζεύξης πυκνωτών και ελεγκτές μετατροπέων αιολικών πάρκων. Σε αυτή την περίπτωση, η ενεργός και άεργος έγχυση από τα Α/Π στο σημείο κοινής σύνδεσης (ζυγός ΥΤ) μοντελοποιείται ως σταθερή P_1 και Q_1 (σύμφωνα με το Σχήμα 7.3), ίση με το αρχικό στιγμιότυπο που εξετάζεται (Πίνακας 7.3). Αυτή η περίπτωση συμβολίζεται ως "σταθερή P_1Q_1 έγχυση" στα Σχήματα 7.4-7.7 και αναπαρίσταται με μπλε συμπαγή γραμμή.

Χωρίς τους ελεγκτές των γραμμών διανομής (σταθερή *P*₁*Q*₁ έγχυση), το σύστημα οδηγείται σε κατάρρευση μετά τη διαταραχή την χρονική στιγμή *t*=928s, ακολουθώντας μία σειρά από απώλειες γεννητριών λόγω προστασιών υποτάσεων (ή απώλειες βοηθητικών στοιχείων λόγω υπερρευμάτων).

Στο Σχ. 7.4 αναπαρίσταται ένας αντιπροσωπευτικός ζυγός υψηλής τάσεως της περιοχής της Πελοποννήσου για την περίπτωση με σταθερή P_1Q_1 έγχυση. Όπως φαίνεται, η τάση καταρρέει στο πέρας της προσομοίωσης, οδηγώντας σε blackout (μπλε γραμμή).



Σχήμα 7.4 Χρονική απόκριση τάσεως αντιπροσωπευτικού ζυγού ΥΤ περιοχής Πελοποννήσου

Οι καμπύλες ισχύος-τάσεως της περιοχής της Πελοποννήσου (αντιπροσωπευτικός ζυγός 625: Πελοπόννησος, Μέθανα) και του εθνικού συστήματος (αντιπροσωπευτικός Ζυγός 794: Αθήνα, Ρουφ) φαίνονται στα Σχήματα 7.5 και 7.6, προκειμένου να εκτιμηθεί οπτικά το όριο φόρτισης της περιοχής και του συστήματος μετά τη διαταραχή. Αυτές οι καμπύλες αναπαριστούν την τάση των αντιπροσωπευτικών ζυγών ως προς την κατανάλωση όλων των φορτίων της περιοχής (Πελοποννήσου ή ολόκληρου του συστήματος αντίστοιχα). Το σημείο Μ αντιστοιχεί στην χρονική στιγμή όπου η μέγιστη κατανάλωση περιοχής λαμβάνει χώρα.



Σχήμα 7.5 Καμπύλες ΡV περιοχής Πελοποννήσου μετά τη διαταραχή



Σχήμα 7.6 Καμπύλες ΡV ΕΔΣ μετά τη διαταραχή

Από το Σχήμα 7.5 μπορεί να γίνει εύκολα αντιληπτό ότι η κατανάλωση ισχύος στην περιοχή της Πελοποννήσου δεν μπορεί να αποκατασταθεί στην τιμή των 925 MW (συγκεκριμένα 926.81 MW) που είχε πριν τη διαταραχή. Απεναντίας, όπως φαίνεται στην εθνική καμπύλη PV του Σχ. 7.6, η ολική κατανάλωση ισχύος του Ελληνικού συστήματος μπορεί να αποκατασταθεί οριακά στην ισχύ προ της διαταραχής, επιδεικνύοντας ότι η αστάθεια τάσεως ξεκινάει τοπικά από την περιοχή της Πελοποννήσου.

Στο Σχήμα 7.7 αναπαρίσταται η χρονική απόκριση κατανάλωσης ισχύος της Πελοποννήσου, προκειμένου να φανεί η χρονική στιγμή κατά την οποία μεγιστοποιείται η ισχύς (Σημείο Μ). Μετά από αυτό το σημείο (367s στην περίπτωση με σταθερή P_1Q_1 έγχυση), η αποκατάσταση φορτίου γίνεται ανεπιτυχής και η κατανάλωση μειώνεται.


Σχήμα 7.7 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου

7.2.3 Επίδραση ελέγχου σταθερής τάσης αιολικών πάρκων και αυτόματης ζεύζης συστοιχιών πυκνωτών

Στην παρούσα υποενότητα προσομοιώνεται η ίδια κρίσιμη διαταραχή, αυτή τη φορά όμως με όλους τους ελεγκτές των γραμμών σύνδεσης των Α/Π ενεργοποιημένους. Προκειμένου να διατηρηθεί το ίδιο αρχικό σημείο λειτουργίας, οι εγχύσεις *P*₁*Q*₁ στους ζυγούς σύνδεσης ΥΤ χρησιμοποιούνται για την αρχικοποίηση των γραμμών διανομής των Α/Π, δηλαδή για τον υπολογισμό των αρχικών λόγων μετασχηματισμών, καθώς και των τάσεων ΜΤ των γραμμών (βλέπε Πίνακες 7.4 και 7.5). Οι πυκνωτές ζεύξης θεωρούνται αρχικά αποσυνδεδεμένοι.

Ακολουθώντας την αρχικοποίηση, τα αιολικά πάρκα θεωρείται πως πραγματοποιούν ρύθμιση σταθερής τάσεως (Constant Voltage Control, CVC) κατά τη διάρκεια των προσομοιώσεων της παρούσας υποενότητας. Η αρχική χαμηλή ενεργός παραγωγή των Α/Π διατηρείται σταθερή. Η άεργος υποστήριξη στο σύστημα μεταφοράς αποτελείται από ταυτόχρονα τον έλεγχο τάσεως (CVC) των αιολικών πάρκων και την αυτόματη ζεύξη των συστοιχιών πυκνωτών.

Όπως φαίνεται στα Σχ. 7.4-7.7 (καμπύλες με συμπαγή μαύρη γραμμή, μαρκαρισμένες ως "CVC") και συνοψίζεται στον Πίνακα 7.7, το συγκεκριμένο σενάριο αέργου υποστήριξης αυξάνει τη μέγιστη κατανάλωση ισχύος της Πελοποννήσου κατά περίπου 23 MW σε σύγκριση με την προηγούμενη περίπτωση, ενώ στο Εθνικό σύστημα (ζυγός 794, Ρουφ, Αθήνα) επιτυγχάνεται αύξηση της μέγιστης κατανάλωσης ίση με 122 MW.

	Σταθερή P ₁ Q ₁	Ρύθμιση Τάσεως	EMRS	Αύξηση ΔΡ (β)- (a)	' Αύξηση ΔΡ (γ)- (β)			
	έγχυση (a)	Α/Π (β)	(7)	(MW)	(MW)	(% $S_{n,WF,tot}$)		
Πελοπόννησος	893.44	916.82	955.06	23.38	38.24	13.65		
ΕΔΣ	9558.72	9680.63	9802.01	121.91	121.38	43.31		

Πίνακας 7.7 Όριο Φόρτισης (MW) με Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή

Ωστόσο, η αύξηση των 23MW του ορίου φόρτισης στην περιοχή της Πελοποννήσου (ίση με 28.57% ως ποσοστό της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $Q_{n,tot}=7*12=84$ MVAr) καθίσταται ακόμη ανεπαρκής να αποκαταστήσει την αρχική (προ-διαταραχής) ζήτηση του φορτίου. Ως εκ τούτου, παρότι η άεργος υποστήριξη που επιτυγχάνεται στην παρούσα υποενότητα θα καθυστερήσει την κατάρρευση τάσεως κατά περίπου 200s, δεν δύναται να διατηρήσει την ευστάθεια τάσεως για τη συγκεκριμένη διαταραχή, όπως φαίνεται και στο Σχ. 7.4.

7.2.4 Μέγιστη Άεργος Υποστήριζη Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS)



Σχήμα 7.8 Τάση Α/Π Πελοποννήσου, ζυγός 6213, Δίδυμα (EMRS)



Σχήμα 7.9 Ρεύμα μετατροπέα Α/Π Πελοποννήσου, ζυγός 6213, Δίδυμα, με όριο ρεύματος I^{lim}=0.36αμ σε βάση ισχύος S_b=100MVA (EMRS)

Στην παρούσα υποενότητα εφαρμόζεται ο έλεγχος μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης που περιγράφηκε στο Κεφ. 2 (υποενότητα 2.3.3) και προσομοιώνεται εκ νέου η ίδια κρίσιμη διαταραχή. Τα σχήματα 7.8 και 7.9 αναπαριστούν την χρονική απόκριση της τάσεως και του ρεύματος μετατροπέα ενός εκ των Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου, V_w και I_w αντίστοιχα (συγκεκριμένα, του αιολικού πάρκου της περιοχής των Διδύμων, ζυγών 6213). Στο σχήμα 7.10 αναπαρίσταται η τάση του ζυγού διανομής Υ/Σ MT V_2 (ζυγός 6212, μπλε γραμμή) της τροφοδοτικής γραμμής του ιδίου αιολικού πάρκου, μαζί με την νεκρή ζώνη ρύθμισης τάσης του ΣΑΤΥΦ ($V_{2,min}$ - $V_{2,max}$), καθώς και η αντίστοιχη υψηλή τάση του Υ/Σ σύνδεσης V_1 (ζυγός 621, μαύρη γραμμή). Στο ίδιο σχήμα φαίνεται η υψηλή τάση

πρώτη παραβίαση του κατωφλίου ελέγχου V_{YT}^{lim} των ΥΤ V_I της περιοχής της Πελοποννήσου (ζυγός 603, Ελίκη, κόκκινη γραμμή).



Σχήμα 7.10 Τάσεις ζυγών ΥΤ (V1) και ΜΤ (V2) υποσταθμών σύνδεσης αιολικών πάρκων Πελοποννήσου (Δίδυμα 6212, 621 και Ελίκη 603)

Όπως παρατηρείται στο Σχ. 7.8, η τάση του μετατροπέα του Α/Π διατηρείται αρχικά σταθερή (CVC), μέχρις ότου εκδοθεί το σήμα EMRS (Σημείο Ε). Όταν λαμβάνει χώρα η διαταραχή (t=100s), το ρεύμα του μετατροπέα I_w (Σχ. 7.9) αρχίζει να αυξάνεται και η ελεγχόμενη YT V_I (Σχ. 7.10, τάση συστήματος μεταφοράς, ζυγός 621) αρχίζει να μειώνεται. Τη χρονική στιγμή t=140s παραβιάζεται για πρώτη φορά το κατώφλι ζεύξης των πυκνωτών ($V_{1,min}$ =0.95αμ, Σχ. 7.10). Καθώς η ελεγχόμενη τάση V_I παραμένει κάτω του κατωφλίου $V_{1,min}$ για χρονική καθυστέρηση T_{Bc} , η πρώτη συστοιχία πυκνωτών πραγματοποιεί ζεύξη την χρονική στιγμή t=200s. Αυτό υποδεικνύεται από την ξαφνική αύξηση της τάσης του ζυγού MT V_2 του Σχ. 7.10 (μπλε γραμμή) και από την ξαφνική πτώση του ρεύματος μετατροπέα του Α/Π (Σχήμα 7.9), καθώς αφότου πραγματοποιθεί η ζεύξη την τάση του πυκνωτή, η άεργος ισχύς του Α/Π μειώνεται με σκοπό να διατηρήσει σταθερή την τάση του μετατροπέα. Η ίδια αλληλουχία επαναλαμβάνεται, μέχρις ότου και οι τρεις βαθμίδες πυκνωτών έχουν συνδεθεί την χρονική στιγμή t=320s.

Εν συνεχεία, όπως φαίνεται στο Σχ. 7.10, το κατώφλι της τάσης μεταφοράς V_1 του 90% παραβιάζεται για πρώτη φορά τη χρονική στιγμή t=528s για τον ζυγό YT 603 της Ελίκης (κόκκινη γραμμή). Ως εκ τούτου, παρότι δεν αναπαρίσταται η τάση του αιολικού πάρκου της Ελίκης για λόγους απλότητας, το σήμα EMRS του Α/Π της Ελίκης εκδίδεται τη χρονική t=529s, δηλαδή μετά από καθυστέρηση T_{EMRS} . Η επόμενη παραβίαση του κατωφλίου YT μεταφοράς πραγματοποιείται εκ νέου στον ίδιο ζυγό (603) τη χρονική στιγμή t=582s. Όπως περιγράφηκε στην Ενότητα 6.2, οι εντολές EMRS ενεργοποιούνται ταυτόχρονα σε όλα τα Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου, εάν μία εκ των YT V_1 που ελέγχονται πέσει κάτω από το όριό της για δεύτερη φορά. Επομένως, ο έλεγχος μέγιστης άεργης υποστήριξης EMRS των υπολοίπων 10 Α/Π πραγματοποιείται τη χρονική στιγμή t=583s ($V_w=V_{w,max}$, σημείο Ε στα Σχ. 7.8-7.10).

Το όριο μέγιστου επιτρεπόμενου ρεύματος συναντάται ακολούθως την χρονική στιγμή t=744s για το εξεταζόμενο αιολικό πάρκο των Διδύμων ($I_w=I^{lim}$, σημείο D στα Σχήματα

7.8 και 7.9). Μετά από αυτό το σημείο, το ρεύμα του μετατροπέα περιορίζεται επιτυχώς στην τιμή του ορίου του I^{lim} , μέσω μεταβολής της τάσης του Α/Π, όπως φαίνεται στα Σχ. 7.8 και 7.9, σύμφωνα με τις σχέσεις 7.3(β) και 7.3(γ) που περιγράφονται στην υποενότητα 7.1.3.2. Να τονιστεί, μάλιστα, ότι αφότου συναντηθεί το όριο ρεύματος (σημείο D) κι έπειτα, η τάση του Α/Π δεν μπορεί να αποκατασταθεί στην αρχική της τιμή λόγω περιορισμού του ρεύματος.

Τέλος, η επίδραση του ΣΑΤΥΦ στο να διατηρεί την τάση δευτερεύοντος V_2 εντός νεκρής ζώνης φαίνεται στο Σχ. 7.10 (μπλε γραμμή). Συγκεκριμένα, όταν εκδίδεται το σήμα EMRS (Σημείο Ε, t=583s) η μέση τάση V_2 υπερβαίνει το άνω όριο $V_{2,max}$, ως επακόλουθο της αύξησης τάσεως του Α/Π στη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή ($V_{w,max}$). Επομένως, ο μηχανισμός του ΣΑΤΥΦ ενεργοποιείται και αυξάνει το λόγο μετασχηματισμού, προκειμένου να μειώσει την ελεγχόμενη τάση. Πολλές διαδοχικές μεταβολές του λόγου μετασχηματισμού επιτυγχάνονται, μέχρις ότου η τάση V_2 επανέλθει εντός νεκρής ζώνης τη χρονική στιγμή t=763s. Εν συνεχεία, η μέση τάση V_2 μειώνεται ξανά και για t=922s το κάτω όριο $V_{2,min}$ παραβιάζεται. Ως εκ τούτου, μετά από χρονική καθυστέρηση T_{LTC} ο λόγος μετασχηματισμού μειώνεται κι επαναφέρει επιτυχώς τη MT V_2 . Συγκεκριμένα, όπως φαίνεται και στο Σχ. 7.10, αυτή η διόρθωση επαναλαμβάνεται πολλές φορές, κάθε φορά κρατώντας τη τάση δευτερεύοντος V_2 εντός ορίων νεκρής ζώνης.

Η απόκριση του συστήματος με το σενάριο ελέγχου EMRS (σε όλα τα Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου) αναπαρίσταται επίσης στα Σχ. 7.4-7.7 (με κόκκινη διακεκομμένη γραμμή) και συμβολίζεται ως "EMRS". Όπως φαίνεται από τις PV καμπύλες φορτίου των Σχημάτων 7.5 και 7.6, καθώς και στην καμπύλη καταναλισκόμενης ισχύος του Σχ. 7.7, πραγματοποιείται επιπρόσθετη αύξηση του ορίου φόρτισης κατά 38.24 MW και 121.38 MW στην περιοχή της Πελοποννήσου και του Εθνικού συστήματος αντίστοιχα, σε σύγκριση με την περίπτωση αυτόματης ζεύξης συστοιχιών πυκνωτών και ελέγχου τάσεως (CVC) των αιολικών πάρκων (περίπτωση (β)), το οποίο αντιστοιχεί προσεγγιστικά σε ποσοστό αύξησης 13.65% και 43.31% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των Α/Π ($S_{n,WF,total} = 280.25$ MVA), όπως φαίνεται και στον Πίνακα 7.7.

Σε αυτή την περίπτωση, η αύξηση του ορίου φόρτισης στην περιοχή της Πελοποννήσου καθίσταται επαρκής να αποκαταστήσει την αρχική (προ-διαταραχής) ζήτηση του φορτίου και επιπρόσθετα ένα περιθώριο ασφαλείας ίσο με 28.26 MW (8% ως ποσοστό του αθροίσματος της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των Α/Π, $Q_{n.or}+S_{n,WF,total}$) επιτυγχάνεται (Σχήμα 7.5). Ειδικότερα, στο Σχήμα 7.5 το σημείο Μ φαίνεται μη ομαλό, ωστόσο, όπως παρατηρείται στο Σχ. 7.7, η τροχιά που διαγράφεται με τον έλεγχο EMRS (κόκκινη διακεκομμένη γραμμή) παραμένει κοντά στο σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος για χρονική διάρκεια περίπου ίση με 200s.

Προφανώς, η σημαντική αύξηση ισχύος που επιτυγχάνεται είναι αποτέλεσμα της συνδυαστικής άεργης υποστήριξης από του μετατροπείς των αιολικών πάρκων και τους πυκνωτές αυτόματης ζεύξης. Να σημειωθεί επιπλέον ότι η άεργος παραγωγή των Α/Π την χρονική στιγμή που συναντάται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς (Σημείο Μ στα Σχήματα 7.5, 7.7) είναι προσεγγιστικά ίση με 218 MVAr, ποσοστό περίπου ίσο με 78% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πάρκων.

Τέλος, στο Σχήμα 7.11 αναπαρίστανται για λόγους πληρότητας όλες οι ελεγχόμενες υψηλές τάσεις V_{1,j} των υποσταθμών σύνδεσης των γραμμών διανομής Α/Π. Όπως

φαίνεται και παρουσιάστηκε και προηγουμένως στο Σχ. 7.10, τη χρονική στιγμή t=528s παραβιάζεται για πρώτη φορά το κατώφλι ελέγχου εντολής μέγιστης άεργης υποστήριξης μίας εκ των υψηλών τάσεων $V_{I,j}$ (συγκεκριμένα του ζυγού YT της Ελίκης 603, πράσινη συμπαγής καμπύλη). Μετά από χρονική καθυστέρηση T_{EMRS} παραβίασης του ορίου, ενεργοποιείται η εντολή EMRS στο αντίστοιχο Α/Π (αιολικό πάρκο Ελίκης, ζυγός 6033), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 7.12 όπου αναπαριστώνται οι τάσεις των ζυγών MT των αιολικών πάρκων $V_{w,i}$.

Όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 6.2 και στην εργασία [64], υλοποιείται μία τροποποίηση στη λειτουργία της εντολής στην παρούσα εργασία, όσον αφορά το συντονισμένο έλεγχο αιολικών πάρκων της ίδια περιοχής και συγκεκριμένα των n=11 Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου που εξετάζονται (αλγόριθμος 6.1). Ειδικότερα, εάν μία εκ των ΥΤ $V_{1,j}$ που ελέγχονται πέσει κάτω από το όριό της για δεύτερη φορά, η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης ενεργοποιείται σε όλα τα υπόλοιπα Α/Π της περιοχής, προκειμένου να υποστηρίξουν το σύστημα.



Σχήμα 7.12 Μέσες τάσεις ζυγών Α/Π

Time (sec)

800

1000

1200

1400

600

0

200

400

Έτσι, όπως παρατηρείται και στο Σχ. 7.11, την χρονική στιγμή t=582s που η υψηλή τάση του ζυγού ΥΤ της Ελίκης (πράσινη καμπύλη, ζυγός 603) πέφτει εκ νέου κάτω από το κατώφλι ελέγχου EMRS, ενεργοποιείται η εντολή EMRS σε όλα τα υπόλοιπα Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου (Σχήμα 7.12). Συγκεκριμένα, μετά από 1s (T_{EMRS}), δηλαδή την χρονική στιγμή t=583s, εκδίδονται τα σήματα EMRS στα υπόλοιπα 10 Α/Π, προκειμένου να στηρίξουν το σύστημα, κάτι που τελικά επιτυγχάνουν, όπως φάνηκε στα Σχήματα 7.4-7.7.

Από την στιγμή που εκδοθούν τα σήματα EMRS (t=583s), πραγματοποιείται αύξηση της αέργου ισχύος των μετατροπέων των αιολικών πάρκων στη μέγιστη διαθέσιμη άεργο ισχύ που μπορούν να προσφέρουν, όπως φαίνεται και στο Σχ. 7.13, υπό τους περιορισμούς ρευμάτων και τάσεων που προαναφέρθηκαν (Εξίσωση 2.11).



Σχήμα 7.14 Ρεύματα μετατροπέων ζυγών Α/Π

Συγκεκριμένα, στο Σχ. 7.12 παρατηρείται ότι η πλειοψηφία των μετατροπέων των αιολικών πάρκων δεν μπορεί να διατηρήσει την τάση του ελεγχόμενου Α/Π στη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης. Αυτό συμβαίνει διότι συναντώνται τα όρια ρευμάτων των μετατροπέων, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 7.14 που αναπαριστώνται τα ρεύματα των Α/Π, κι ως εκ τούτου ο συμπληρωματικός περιορισμός (2.11) αναγκάζει τη μείωση των τάσεων V_w των αιολικών πάρκων. Για παράδειγμα, παρατηρείται ότι την χρονική στιγμή t=744s το Αιολικό Πάρκο των Διδύμων (μωβ καμπύλη, ζυγός 6213) συναντάει το όριο ρεύματος $I_{lim}=0.36$ αμ κι έκτοτε διατηρεί σταθερό το ρεύμα στη μέγιστη αυτή τιμή, μεταβάλλοντας την τάση του $V_{w,6213}$. Αντίστοιχα φαίνονται και γίνονται αντιληπτές οι μεταβολές των μεγεθών των υπολοίπων αιολικών πάρκων (Σχ. 7.11-7.14).

7.3 Προσομοιώσεις Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος με σταθερή υψηλή αιολική παραγωγή

Στην παρούσα ενότητα προσομοιώνεται η ίδια κρίσιμη διαταραχή, με όλους τους ελεγκτές ενεργοποιημένους (ΣΑΤΥΦ, Πυκνωτές, EMRS), αυτή τη φορά όμως θεωρώντας υψηλή αιολική παραγωγή, προκειμένου να εξεταστεί η επίδραση αυτής στο όριο φόρτισης του συστήματος. Συγκεκριμένα, η ενεργός ισχύς των Α/Π της Πελοποννήσου αυξάνεται γραμμικά από το 10% (αρχικό εξεταζόμενο στιγμιότυπο θέρους 2010) στο 90% της ονομαστικής ισχύος, κάτι που υλοποιείται στην αρχή της προσομοίωσης, και εν συνεχεία διατηρείται σταθερή περίπου στα 253 MW (συνολική ισχύς αιολικών πάρκων). Αυτό συμβαίνει με σκοπό να εξεταστεί η ντετερμινιστική επίδραση της υψηλής αιολικής παραγωγής, προτού συνυπολογιστεί και η στοχαστικότητα της αιολικής ισχύος (Κεφάλαιο 9), ενώ ταυτόχρονα διατηρείται το ίδιο αρχικό σημείο λειτουργίας του εξεταζόμενου στιγμιότυπου (15^{ης} Ιουνίου 2010) για λόγους σύγκρισης.



Σχήμα 7.15 Καμπύλες PV περιοχής Πελοποννήσου για Χαμηλή και Υψηλή Αιολική Παραγωγή, EMRS

Η απόκριση του συστήματος με το σενάριο ελέγχου EMRS (σε όλα τα Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου) αναπαρίσταται στα Σχ. 7.15-7.19 με κόκκινη συμπαγή γραμμή για τα σενάρια χαμηλής και μαύρη γραμμή για τα σενάρια υψηλής αιολικής παραγωγής και συμβολίζεται ως "Low Wind" και "High Wind" αντίστοιχα. Εκ νέου, το σημείο Μ αντιπροσωπεύει τη χρονική στιγμή κατά την οποία συναντάται η μέγιστη κατανάλωση ισχύος της περιοχής.

Όπως φαίνεται από τις PV καμπύλες φορτίου των Σχημάτων 7.15 και 7.16, καθώς και στην καμπύλη καταναλισκόμενης ισχύος του Σχ. 7.17, πραγματοποιείται επιπρόσθετη αύξηση του ορίου φόρτισης κατά 21 MW και 203 MW στην περιοχή της Πελοποννήσου και του Εθνικού συστήματος αντίστοιχα (6% και 55% ως ποσοστό του αθροίσματος της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των A/Π , $Q_{n.tot}+S_{n.WF,total}$), σε σύγκριση με την περίπτωση χαμηλής σταθερής αιολικής παραγωγής, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 7.8.

	Χαμηλή Αιολική Παραγωγή (Low Wind)	Υψηλή Αιολική Παραγωγή (High Wind)
Πελοπόννησος	955.06	976.30
ΕΔΣ	9802.01	10005.24
0.98		
0.96		Low Wind
0.94	<u> </u>	High Wind
0.92		
0.9		
0.88		
0.86		
0.84		
0.82 9300 9400 9500	9600 9700 9800	9900 10000 107

Πίνακας 7.8 Όριο Φόρτισης (MW) με Σταθερή Χαμηλή και Υψηλή Αιολική
Παραγωγή, Έλεγχος Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης (EMRS)

Σχήμα 7.16 Καμπύλες PV Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος για Χαμηλή και Υψηλή Αιολική Παραγωγή, EMRS

Κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της κρίσιμης διαταραχής, παρότι η ποσότητα αυτή ήταν αμελητέα, αξίζει να σημειωθεί ότι η αιολική παραγωγή κάποιων εκ των Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου αποκόπηκε κατά ένα μικρό ποσοστό, προκειμένου να προληφθεί η επερχόμενη αστάθεια, όπως εξηγήθηκε πλήρως στο Κεφάλαιο 4.

Λόγω του ελέγχου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS), η αρχική ζήτηση φορτίου στην περιοχή της Πελοποννήσου αποκαθίσταται και πλέον ένα περιθώριο ασφαλείας ίσο με 50 MW επιτυγχάνεται στη συγκεκριμένη περίπτωση (Σχήμα 7.15). Ειδικότερα, στο Σχήμα 7.15 το σημείο M φαίνεται μη ομαλό, ωστόσο, όπως παρατηρείται στο Σχ. 7.17, η τροχιά που διαγράφεται με τον έλεγχο EMRS (και στα δύο σενάρια αιολικής παραγωγής) παραμένει κοντά στο σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος για χρονική διάρκεια περίπου ίση με 200s.



Σχήμα 7.17 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για Χαμηλή και Υψηλή Αιολική Παραγωγή, EMRS



Σχήμα 7.18 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για Χαμηλή και Υψηλή Αιολική Παραγωγή, EMRS

Στο Σχήμα 7.18 αναπαριστώνται οι χρονικές αποκρίσεις ισχύος του φορτίου της Πελοποννήσου για τα σενάρια χαμηλής και υψηλής αιολικής παραγωγής, ενώ στον Πίνακα 7.9 συνοψίζονται τα αποτελέσματα ενεργού και αέργου παραγωγής για τα δύο αυτά σενάρια στο σημείο όπου συναντάται η μέγιστη κατανάλωση της περιοχής (Σημείο M). Όπως παρατηρείται, τα περιθώρια αέργου ισχύος Q_{WF} εξαρτώνται σημαντικά από την τιμή της ενεργού ισχύος των αιολικών πάρκων, αφού για μικρές τιμές P_w τα περιθώρια Q_w είναι μεγάλα (συγκεκριμένα για χαμηλή ενεργό παραγωγή ίση με περίπου 10% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των Α/Π, $Sn_{WF,total} = 280.25$ MVA, η άεργος ισχύος λαμβάνει τιμή ίση με περίπου 80% των ονομαστικών μεγεθών) και αντίστροφα (υψηλή ενεργός ισχύς ίση με περίπου 90% αφήνει περιθώρια αέργου υποστήριξης προσεγγιστικά ίσα με 45% της εγκατεστημένης ισχύος $Sn_{WF,total}$).

	$P_{WF,}$	total	QWF,total			
	(MW)	(%)	(MVAr)	(%)		
Χαμηλή Αιολική Παραγωγή (Low Wind)	31.35	11.19	218.27	77.88		
Υψηλή Αιολική Παραγωγή (High Wind)	250.26	89.30	124.71	44.50		

Πίνακας 7.9 Ενεργός και Άεργος Παραγωγή Αιολικών Πάρκων Πελοποννήσου υπό συνθήκες Μέγιστης Κατανάλωσης (Σταθερή Χαμηλή και Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή, Έλεγχος EMRS ενεργοποιημένος)

Τέλος, η απόκριση της καταναλισκόμενης ισχύος της Πελοποννήσου με υψηλή αιολική παραγωγή αναπαρίσταται στο Σχ. 7.19 με μαύρη συμπαγή γραμμή για τα σενάρια με έλεγχο μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) και ροζ γραμμή για τα σενάρια χωρίς EMRS και συμβολίζεται ως "High Wind (EMRS)" και "High Wind (w/o EMRS)" αντίστοιχα. Εκ νέου, το σημείο Μ αντιπροσωπεύει τη χρονική στιγμή κατά την οποία συναντάται η μέγιστη κατανάλωση ισχύος της περιοχής.



Σχήμα 7.19 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για Υψηλή Αιολική Παραγωγή με και χωρίς έλεγχο EMRS

Όπως παρατηρείται, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς της περιοχής της Πελοποννήσου για υψηλή αιολική παραγωγή χωρίς τη μέθοδο ελέγχου EMRS προκύπτει ίση με 933.81 MW. Ως εκ τούτου, ακόμη και χωρίς τον έλεγχο EMRS, η κατανάλωση ισχύος στην περιοχή της Πελοποννήσου μπορεί να αποκατασταθεί στην τιμή των 926.81 MW που είχε πριν τη διαταραχή κι επιπρόσθετα επιτυγχάνεται ένα περιθώριο ασφαλείας ίσο με

7 MW. Ωστόσο, το συγκεκριμένο σενάριο υψηλής αιολικής παραγωγής είναι μη ρεαλιστικό για το στιγμιότυπο καλοκαιρινού φορτίου αιχμής που εξετάζεται (το οποίο συμπίπτει με περίοδο άπνοιας). Παρόλα αυτά, η διερεύνηση πραγματοποιήθηκε για να εξεταστεί η επίδραση της προτεινόμενης μεθόδου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) στο όριο φόρτισης του συστήματος με υψηλή αιολική παραγωγή.

7.4 Σύγκριση αποτελεσμάτων με μη συντονισμένο έλεγχο EMRS μετατροπέων αιολικών πάρκων

Στο κεφάλαιο αυτό πραγματοποιείται σύγκριση του συντονισμένου ελέγχου σημάτων EMRS αιολικών πάρκων (αλγόριθμος 6.2) με τον μη ενορχηστρωμένο έλεγχο, προκειμένου να αναδειχθεί η βελτίωση που προσφέρει στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος η βέλτιστη (ενορχηστρωμένη) αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος όλων των μετατροπέων αιολικών πάρκων (n=11) της περιοχής της Πελοποννήσου.

Η απόκριση του συστήματος με το σενάριο συντονισμένου ελέγχου EMRS (σε όλα τα Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου) αναπαρίσταται στα Σχ. 7.20, 7.21 και 7.24 με κόκκινη διακεκομμένη γραμμή και με μαύρη συμπαγή γραμμή για το σενάριο μη συντονισμένου ελέγχου EMRS και συμβολίζεται ως "Coordinated EMRS" και "Uncoordinated EMRS" αντίστοιχα. Εκ νέου, το σημείο Μ αντιπροσωπεύει τη χρονική στιγμή κατά την οποία συναντάται η μέγιστη κατανάλωση ισχύος της περιοχής.

7.4.1 Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή

Όπως φαίνεται από την PV καμπύλη φορτίου του Σχήματος 7.20, καθώς και στην καμπύλη καταναλισκόμενης ισχύος του Σχ. 7.21 για την περίπτωση σταθερής χαμηλής αιολικής παραγωγής, πραγματοποιείται αύξηση του ορίου φόρτισης κατά 29.50 MW στην περιοχή της Πελοποννήσου με τον (συντονισμένο) έλεγχο EMRS, σε σύγκριση με την περίπτωση μη συντονισμένου ελέγχου, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 7.10.

Α/Π Πελοποννήσου	Μη συντονισμένος Έλεγχος EMRS	Συντονισμένος Έλεγχος EMRS	Αύξησ	σ η ΔΡ
	(MW)	(MW)	(MW)	(%)
Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή	925.56	955.06	29.50	10.5
Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή	937.54	976.30	38.76	13.8

Πίνακας 7.10 MMI περιοχής Πελοποννήσου για συντονισμένο και μη έλεγχο EMRS

Ως εκ τούτου, ο αλγόριθμος (6.1) που προτάθηκε στην Ενότητα 6.2 προσέφερε σημαντική αύξηση στο όριο φόρτισης του εξεταζόμενου συστήματος μεταφοράς, ίση με περίπου 10% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των n=11 αιολικών πάρκων (βλέπε Πίνακα 7.10).



Σχήμα 7.20 Καμπύλες PV περιοχής Πελοποννήσου για Συντονισμένο και Μη συντονισμένο έλεγχο EMRS, Χαμηλή Αιολική Παραγωγή



Σχήμα 7.21 Χρονική απόκριση καταναλισκόμενης ισχύος Πελοποννήσου για Συντονισμένο και Μη συντονισμένο έλεγχο EMRS, Χαμηλή Αιολική Παραγωγή

Για λόγους κατανόησης, στα Σχήματα 7.22 και 7.23 αναπαριστώνται οι υψηλές τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου, για την περίπτωση συντονισμένου και μη ελέγχου EMRS αντίστοιχα, θεωρώντας ότι τα Α/Π λαμβάνουν ως είσοδο χαμηλή σταθερή ενεργό παραγωγή.

Όπως φαίνεται στα Σχήματα 7.22-7.23, την χρονική στιγμή 528s, η υψηλή τάση V_{YT} του υποσταθμού σύνδεσης του Α/Π της Ελίκης (Ζυγός 603, πράσινη καμπύλη) παραβιάζει το κάτω όριό της V_{YT}^{lim} . Μετά από T_{EMRS} καθυστέρηση, δηλαδή 1 δευτερόλεπτο, αποστέλλεται η εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης στον ηλεκτρονικό μετατροπέα ισχύος του Α/Π (#6033).

Όσον αφορά το συντονισμένο έλεγχο EMRS (Σχήμα 7.22), η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης για τα υπόλοιπα A/Π ενεργοποιείται τη χρονική στιγμή 582s και οδηγεί στα 583s τα A/Π να προσφέρουν τη μέγιστη δυνατή άεργη υποστήριξη μέσω αύξησης της τάσης τους V_w . Παρατηρείται ότι δεν διακρίνεται παραβίαση του ορίου $V_{YT}^{lim} = 0.9$ αμ από άλλη υψηλή τάση V_{YT} Y/Σ σύνδεσης των A/Π μέχρι τη χρονική στιγμή των 582s, ωστόσο η εντολή EMRS ενεργοποιείται σε όλα τα πάρκα της περιοχής, καθώς όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 6.2, εάν μία εκ των YT που ελέγχονται πέσει κάτω από το όριό της για δεύτερη φορά, όπως συμβαίνει εδώ με την V_{YT} του ζυγού 603 (t=582s), η εντολή μεγίστης αέργου υποστήριξης ενεργοποιείται σε όλα τα υπόλοι τα υπόλοιπα A/Π της περιοχής.



Σχήμα 7.22 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Συντονισμένος έλεγχος EMRS, Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή)



Σχήμα 7.23 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Μη συντονισμένος έλεγχος EMRS, Σταθερή Χαμηλή Αιολική Παραγωγή)

Όσον αφορά το μη συντονισμένο έλεγχο EMRS (Σχήμα 7.23), η εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης ενεργοποιείται για κάθε Α/Π τη χρονική στιγμή όπου διακρίνεται παραβίαση του ορίου $V_{YT}^{lim} = 0.9$ αμ από την υψηλή τάση του υποσταθμού που ελέγχει. Έτσι, τη χρονική στιγμή 644s διακρίνεται παραβίαση του κατωφλίου ελέγχου της υψηλής τάσης V_{YT} του υποσταθμού σύνδεσης του Α/Π των Διδύμων (Ζυγός 621,

γαλάζια καμπύλη) και οδηγεί στα 645s το Α/Π των Διδύμων (#6213) να προσφέρει τη μέγιστη δυνατή άεργη υποστήριξη (μέσω αύξησης της τάσης του V_w). Εν συνεχεία, τη χρονική στιγμή 671s διακρίνεται παραβίαση του κατωφλίου ελέγχου της υψηλής τάσης του Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π του Παναχαϊκού (Ζυγός 599, μωβ καμπύλη) και οδηγεί στα 672s τα Α/Π της περιοχής (#5993 και #5994) να προσφέρουν τη μέγιστη δυνατή άεργη υποστήριξη κ.ο.κ.

Μέσω του μη συντονισμένου ελέγχου, επομένως, κάθε Α/Π ελέγχει ανεξάρτητα και τοπικά την υψηλή τάση του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ που συνδέεται. Με αυτόν τον τρόπο, όμως, δεν πραγματοποιείται ενορχηστρωμένη υποστήριξη του συνολικού φορτίου της περιοχής, κάτι το οποίο επιτυγχάνεται μέσω του συντονισμένου ελέγχου EMRS.

7.4.2 Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή

Όπως φαίνεται από την PV καμπύλη φορτίου του Σχήματος 7.24 και συνοψίζεται στον Πίνακα 7.10 για την περίπτωση σταθερής υψηλής αιολικής παραγωγής, πραγματοποιείται αύξηση του ορίου φόρτισης κατά 38.76 MW στην περιοχή της Πελοποννήσου με τον (συντονισμένο) έλεγχο EMRS, σε σύγκριση με την περίπτωση μη συντονισμένου ελέγχου.



Σχήμα 7.24 Καμπύλες PV περιοχής Πελοποννήσου για Συντονισμένο και Μη συντονισμένο έλεγχο EMRS, Υψηλή Αιολική Παραγωγή

Ως εκ τούτου, φαίνεται εκ νέου ότι ο αλγόριθμος (6.1) που προτάθηκε στην Ενότητα 6.2 προσέφερε σημαντική αύξηση στο όριο φόρτισης του εξεταζόμενου συστήματος μεταφοράς, ίση με περίπου 14% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των n=11 αιολικών πάρκων.

Τέλος, για λόγους εποπτείας, στα Σχήματα 7.25 και 7.26 αναπαριστώνται οι υψηλές τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π της περιοχής της Πελοποννήσου, για την περίπτωση συντονισμένου και μη ελέγχου EMRS αντίστοιχα, θεωρώντας ότι τα Α/Π λαμβάνουν ως είσοδο υψηλή σταθερή ενεργό παραγωγή.



Σχήμα 7.25 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Συντονισμένος έλεγχος EMRS, Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή)



Σχήμα 7.26 Υψηλές Τάσεις Υ/Σ σύνδεσης των Α/Π (Μη συντονισμένος έλεγχος EMRS, Σταθερή Υψηλή Αιολική Παραγωγή)

8

Στοχαστικά Μοντέλα Αιολικής Παραγωγής και Αναπαραγωγή Συνθετικών Χρονοσειρών

8.1 Μοντέλο Markov

8.1.1 Μοντέλο Markov Πρώτης Τάξης

Μια στοχαστική διαδικασία $\{X_n\}_{n \in \mathbb{N}_0}$ ονομάζεται Μαρκοβιανή αλυσίδα (Markov Chain) ή Διαδικασία Markov, αν για κάθε φυσικό αριθμό n, η δεσμευμένη κατανομή της τυχαίας μεταβλητής X_{n+1} δοθέντων των $(X_0, X_1, ..., X_n)$, ταυτίζεται με τη δεσμευμένη κατανομή της X_{n+1} , με μόνη δοθείσα την X_n [134]. Επομένως, η $\{X_n\}_{n \in \mathbb{N}}$ με τιμές σε έναν αριθμήσιμο χώρο καταστάσεων X είναι μαρκοβιανή αλυσίδα, αν, για κάθε $n \in \mathbb{N}$ και κάθε $v_1, v_2, ..., v_n, x, y \in X$, έχουμε:

$$\mathbb{P}[X_{n+1} = y | X_0 = v_1, \dots, X_{n-1} = v_n, X_n = x] = \mathbb{P}[X_{n+1} = y | X_n = x]$$
(8.1)

Το συγκεκριμένο μοντέλο χρησιμοποιείται πολύ συχνά σε συστήματα, η δυναμική των οποίων εξαρτάται μόνο από την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος και όχι από τον τρόπο με τον οποίο βρέθηκε σε αυτή.

Η πιθανότητα μετάβασης από την κατάσταση *i* στην κατάσταση *j* ορίζεται ως:

$$p_{ij} = \mathbb{P}\{X_{n+1} = v_j \mid X_n = v_i\} \ \forall i, j \in \{1, 2, \dots, n\}$$
(8.2)

Έτσι προκύπτει ο πίνακας πιθανοτήτων μετάβασης *P* διαστάσεων (*n* x *n*) μιας Μαρκοβιανής αλυσίδας Πρώτης τάξης:

$$P = \begin{pmatrix} p_{11} & \cdots & p_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n1} & \cdots & p_{nn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} p(v_1, v_1) & p(v_1, v_2) & \cdots & p(v_1, v_n) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p(v_n, v_1) & p(v_n, v_2) & \cdots & p(v_n, v_n) \end{pmatrix}$$
(8.3)

Για οποιαδήποτε γραμμή του παραπάνω πίνακα θα ισχύει:

$$\sum_{j=1}^{n} p_{ij} = 1 \tag{8.4}$$

Ουσιαστικά κάθε γραμμή του πίνακα αποτελεί μια συνάρτηση μάζας πιθανότητας μετάβασης για την αντίστοιχη τρέχουσα κατάσταση.

8.1.2 Μοντέλο Markov Ανώτερης Τάξης

Σε μια Μαρκοβιανή αλυσίδα Δεύτερης τάξης, για τον προσδιορισμό της επόμενης κατάστασης απαιτείται η γνώση πέρα από της τρέχουσας και της προηγούμενης κατάστασης. Έτσι ορίζεται πλέον η πιθανότητα μετάβασης στην κατάσταση k ως εξής:

$$p_{ij\kappa} = P\{X_n = v_i \mid X_{n-1} = v_j \mid X_{n+1} = v_k\} \forall i, j, k \in \{1, 2, \dots, n\}$$
(8.5)

 Ω_{ζ} συνέπεια, ο πίνακας πιθανοτήτων μετάβασης έχει πλέον διαστάσεις $(n^2 \ge n)$ και παίρνει την παρακάτω μορφή:

$$P = \begin{pmatrix} p_{111} & p_{112} & \cdots & p_{11n} \\ p_{121} & p_{122} & \cdots & p_{12n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{1n1} & p_{1n2} & \cdots & p_{1nn} \\ p_{211} & p_{212} & \cdots & p_{21n} \\ p_{221} & p_{222} & \cdots & p_{22n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{nn1} & p_{nn2} & \cdots & p_{nnn} \end{pmatrix}$$
(8.6)

Να σημειωθεί επιπρόσθετα ότι για κάθε $i \in \{1, 2, ..., n\}$ του άνωθι πίνακα ισχύει [81]:

$$\sum_{j=1}^{n} \sum_{k=1}^{n} p_{ijk} = 1$$
(8.7)

Γενικότερα, η πιθανότητα μετάβασης σε μια κατάσταση k μπορεί να ορισθεί με χρήση μεταβλητής δεύτερης υστέρησης ως εξής:

$$p_{ij\kappa} = P\{X_n = v_i \mid X_{n-(L-1)} = v_j \mid X_{n+1} = v_k\} \ \forall i, j, k \in \{1, 2, \dots, n\}$$
(8.8)

όπου L είναι ο χρονικός ορίζοντας δεύτερης υστέρησης.

Με ανάλογο τρόπο ορίζονται τα παραπάνω μεγέθη για μια Μαρκοβιανή αλυσίδα μεγαλύτερης τάξης. Αξίζει να σημειωθεί ότι όσο αυξάνεται η τάξη της αλυσίδας τόσο αυξάνεται η αποδοτικότητα του μοντέλου αλλά και η πολυπλοκότητά του. Έτσι πρέπει να γίνεται συμβιβασμός ανάμεσα στην επιθυμητή ακρίβεια μοντελοποίησης, στον υπολογιστικό φόρτο, καθώς και στον όγκο δεδομένων που αυτή συνεπάγεται.

8.1.3 Παράδειγμα Εξαγωγής Μοντέλου Markov Πρώτης Τάξης

Στη συγκεκριμένη ενότητα, παρουσιάζεται η μεθοδολογία μοντελοποίησης μιας τυχαίας χρονοσειράς με χρήση μοντέλου Markov πρώτης τάξης και δίνεται ένα παράδειγμα 10 καταστάσεων [63], προκειμένου να παρουσιαστούν τα επιμέρους στάδια της διαδικασίας.

Η χρονοσειρά προς μοντελοποίηση φαίνεται στο Σχήμα 8.1 και αποτελείται από 100 παρατηρήσεις με τιμές στο διάστημα [0,1]. Συμβατικά θεωρείται ότι κάθε παρατήρηση πραγματοποιείται στην αντίστοιχη χρονική στιγμή 0-100s.

Το μοντέλο που χρησιμοποιείται στηρίζεται στις στοχαστικές διαδικασίες Markov διακριτού χρόνου. Επομένως, το πρώτο βήμα που πρέπει να γίνει είναι η

διακριτοποίηση της αρχικής χρονοσειράς. Με σκοπό να προκύψουν δέκα καταστάσεις (n=10), θεωρούνται διαστήματα (bins) μήκους 1/n=0.1 για την κάλυψη όλων το πιθανών τιμών, όπου n=10 το πλήθος των καταστάσεων. Τα άκρα (edges - e) αυτών των διαστημάτων αναπαρίστανται με το παρακάτω διάνυσμα διάστασης n + 1:

$$e = \begin{bmatrix} 0 & 1/n & 2/n & \dots & 1 \end{bmatrix}$$
(8.9)

Ένα στοιχείο Υ της χρονοσειράς, ανήκει στην κατάσταση
 m (όπου $1 \leq m < n)$ όταν:

$$e(m) \le Y < e(m+1)$$
 (8.10)



Σχήμα 8.1 Τυχαία Χρονοσειρά προς Μοντελοποίηση

Ενώ για την τελευταία κατάσταση (m = n) ισχύει και η ισότητα στο δεξί μέλος:

$$e(n) \le Y \le e(n+1) \tag{8.11}$$

Ο καθορισμός των καταστάσεων με βάση ισομήκη διαστήματα αποτελεί την πιο συνηθισμένη μέθοδο που ακολουθείται [135]. Ωστόσο η διαδικασία αυτή δεν υλοποιήθηκε στην παρούσα εργασία. Η διακριτοποιημένη χρονοσειρά φαίνεται στο Σχήμα 8.2.

Έχοντας διακριτοποιήσει τη χρονοσειρά, είναι πλέον εφικτός ο υπολογισμός του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης, διαστάσεων $(n \ge n)$. Για τον σκοπό αυτό, λαμβάνονται υπόψη όλες οι μεταβάσεις, έστω f_{ij} , μεταξύ των στοιχείων της μετασχηματισμένης χρονοσειράς που απέχουν μεταξύ τους 1 παρατήρηση (δηλαδή 1 δευτερόλεπτο στο συγκεκριμένο παράδειγμα).

Με αυτό τον τρόπο σχηματίζεται ο πίνακας μεταβάσεων M των f_{ii} , δηλαδή:

$$M = \begin{pmatrix} f_{11} & \cdots & f_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ f_{n1} & \cdots & f_{nn} \end{pmatrix}$$
(8.12)

Οι μεταβάσεις για το συγκεκριμένο παράδειγμα (πίνακας Μ) αναγράφονται στον Πίνακα 8.1. Όπως είναι φανερό, σε οποιαδήποτε κατάσταση και αν βρίσκεται η

State

αλυσίδα για n=10, δεν γίνεται μετάβαση σε κατάσταση που δεν είναι γειτονική με την τρέχουσα.

State	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0		
3	0	2	4	2	0	0	0	0	0	0		
4	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0		
5	0	0	0	4	4	3	0	0	0	0		
6	0	0	0	0	4	6	4	0	0	0		
7	0	0	0	0	0	4	5	3	0	0		
8	0	0	0	0	0	0	3	4	5	0		
9	0	0	0	0	0	0	0	5	4	4		
10	0	0	0	0	0	0	0	0	4	7		
$10 \\ 9 \\ 8 \\ 7 \\ 6 \\ 5 \\ 4 \\ 3 \\ 2 \\ 10 \\ 10 \\ 20 \\ 30 \\ 40 \\ 50 \\ 60 \\ 70 \\ 80 \\ 90 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 100 \\ 1$												

Πίνακας 8.1 Πίνακας Μεταβάσεων Μ (n=10)

Σχήμα 8.2 Διακριτοποιημένη Χρονοσειρά

Για να γίνουν καλύτερα αντιληπτά τα αποτελέσματα, παρουσιάζεται στο Σχήμα 8.3 η μεγεθυμένη αρχική χρονοσειρά, ώστε να φανούν καλύτερα οι μεταβάσεις που σχετίζονται με την ένατη κατάσταση, τα όρια της οποίας σχεδιάζονται με κόκκινη γραμμή. Τονίζεται ότι οι τιμές που είναι ίσες με το πάνω άκρο κάποιας κατάστασης, θεωρείται ότι ανήκουν στη αμέσως επόμενη, με εξαίρεση φυσικά την τελευταία κατάσταση.

Προκειμένου να προκύψουν οι πιθανότητες μετάβασης, ο πίνακας *M* πρέπει να κανονικοποιηθεί. Έτσι, κάθε στοιχείο διαιρείται με το άθροισμα της γραμμής στην οποία ανήκει.

$$p_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sum_{j=1}^{n} f_{ij}}$$
(8.13)



Σχήμα 8.3 Εστίαση Αρχικής Χρονοσειράς για την κατάσταση 9

Ο πίνακας πιθανοτήτων μετάβασης Ρ (εξίσωση 8.3) παρουσιάζεται στον Πίνακα 8.2.

Πίνακας 8.2 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης Ρ

State	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.60	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.50	0.25	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.25	0.50	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.33	0.33	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.36	0.36	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.43	0.29	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.33	0.42	0.25	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.33	0.42	0.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38	0.31	0.31
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	0.64

Κάθε γραμμή του πίνακα P αποτελεί την συνάρτηση μάζας πιθανότητας για μεταβάσεις από αντίστοιχη κατάσταση. Σε οποιαδήποτε κατάσταση, η πιθανότητα για μετάβαση σε κάποια μη γειτονική κατάσταση είναι μηδενική. Προφανώς, από την (8.12) το άθροισμα ανά γραμμή των στοιχείων του πίνακα P ισούται με τη μονάδα.

$$\sum_{j=1}^{n} p_{ij} = 1, \qquad i \in \{1, 2, \dots, 10\}$$
(8.14)

8.1.4 Παράδειγμα Δημιουργίας Ψευδοτυχαίας Χρονοσειράς

Ο Πίνακας 8.2 μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ψευδοτυχαίων χρονοσειρών. Για να παραχθούν οι συνθετικές χρονοσειρές με τη χρήση των αλυσίδων Markov, απαιτούνται κάποιες αρχικές τιμές. Στο μοντέλο Markov πρώτης τάξης χρειάζεται μονάχα μια αρχική τιμή, η οποία και επιλέγεται με το πρώτο στοιχείο της αρχικής χρονοσειράς. Έχοντας αυτή την αρχική τιμή, σχηματίζεται η αθροιστική συνάρτηση πιθανότητας από την αντίστοιχη γραμμή του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης, δηλαδή από την συνάρτηση μάζας πιθανότητας της αντίστοιχης κατάστασης. Στην συνέχεια γίνεται χρήση μιας γεννήτριας τυχαίων αριθμών (random number generator), ομοιόμορφα κατανεμημένων στο διάστημα [0,1]. Θεωρώντας F_i την αθροιστική συνάρτηση κατανομής πιθανότητας της κατάστασης (state) $i \in \{1, 2, ..., n\}$, ο παραγόμενος τυχαίος αριθμός r συγκρίνεται με κάθε ένα από τα n στοιχεία της αθροιστικής συνάρτησης πιθανότητας ($F_1, F_2, ..., F_n$), έως ότου βρεθεί κάποιο στοιχείο που είναι μεγαλύτερο από τον τυχαίο αριθμό. Ο αριθμός του στοιχείου αυτού (έστω k) αποτελεί την επόμενη κατάσταση της αλυσίδας. Δηλαδή θα ισχύει:

$$F_{k-1} \le r < F_k \tag{8.15}$$

Για τον προσδιορισμό της ακριβούς τιμής x εντός της επιλεχθείσας κατάστασης k χρησιμοποιείται ο ίδιος τυχαίος αριθμός r, σύμφωνα με την ακόλουθη σχέση:

$$x = e_k + (e_{k+1} - e_k) \left(\frac{r - F_{k-1}}{F_k - F_{k-1}} \right)$$
(8.16)

Όπου e_{k+1} , e_k τα άκρα της επιλεχθείσας κατάστασης k και F_k , F_{k-1} τα στοιχεία της αθροιστικής συνάρτησης πιθανότητας που εμπεριέχουν τον τυχαίο αριθμό. Σημειώνεται ότι εάν k=1 τότε $F_{k-1}=0$.

Ένα παράδειγμα συνθετικής χρονοσειράς που παράγεται από την παραπάνω διαδικασία φαίνεται στο Σχήμα 8.4 και συγκρίνεται με την αρχική. Όπως είναι φανερό, οι τιμές των δυο χρονοσειρών διαφέρουν σημαντικά, ωστόσο στόχος της συγκεκριμένης διαδικασίας είναι η αναπαραγωγή των στατιστικών χαρακτηριστικών που είναι παρόμοια.



Σχήμα 8.4 Αρχική και Συνθετική Χρονοσειρά

8.2 Ανάλυση και Αναπαραγωγή Συνθετικών Χρονοσειρών

Στην Ενότητα αυτή, παρουσιάζεται μια μέθοδος για την αναπαραγωγή συνθετικών χρονοσειρών (ΧΣ), χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η όποια συσχέτιση μεταξύ τους, με τη χρήση των μοντέλων Markov που παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη ενότητα και αναλύθηκαν στο παράδειγμα που δόθηκε στις υποενότητες 8.1.3 και 8.1.4. Ξεκινώντας από το πιο απλό μοντέλο n=10 καταστάσεων διερευνάται η επίδραση των διαφόρων παραγόντων στα αποτελέσματα.

8.2.1 Περιγραφή Χρονοσειρών

Στην ενότητα 3.1.7 περιγράφηκαν οι δύο μετρημένες χρονοσειρές αιολικής παραγωγής (Σχ. 3.7 και 3.8), δειγματοληψίας 1s, που θα αποτελέσουν στη συνέχεια αφετηρία για την παραγωγή σεναρίων.

Οι εξαγόμενες χρονοσειρές αιολικής ισχύος (Σχ. 3.7 και 3.8) φαίνονται εκ νέου στα Σχήματα 8.5 και 8.6 για λόγους εποπτείας. Τα χαρακτηριστικά των δυο χρονοσειρών αιολικής παραγωγής, που αποτελούνται από 21000 τιμές η καθεμία, φαίνονται στον Πίνακα 8.3. Η ισχύς που φαίνεται στον Πίνακα 8.3, αναφέρεται στην ονομαστική ενεργό ισχύ ενός Αιολικού Πάρκου, αποτελούμενου από πολλές, ενδεχομένως ανεμογεννήτριες.





Σχήμα 8.6 Χρονοσειρά Ενεργού Ισχύος #2

	Μέση Τιμή (αμ)	Τυπική Απόκλιση	Μέγιστη Τιμή (αμ)	Ελάχιστη Τιμή (αμ)
XΣ #1	0.3680	0.1480	1	0.0988
XΣ #2	0.4432	0.1756	1	0.0991

Πίνακας 8.3 Χαρακτηριστικά Χρονοσειρών Αιολικής Ισχύος

Οι παραπάνω χρονοσειρές αιολικής παραγωγής θα χρησιμοποιηθούν στη συνέχεια ως βάση για την ανάπτυξη και αξιολόγηση των στοχαστικών μοντέλων. Η ίδια μεθοδολογία θα μπορούσε να εφαρμοστεί και σε χρονοσειρές ανέμου. Σε αυτή την περίπτωση όμως, ένα σφάλμα στην ταχύτητα μεταφράζεται σε αντίστοιχο σφάλμα ισχύος υψωμένο στον κύβο, κάτι που δεν είναι επιθυμητό.

8.2.2 Διακριτοποίηση Χρονοσειρών

Οι αλυσίδες Markov αποτελούν ίσως τον απλούστερο και πιο διαδεδομένο τρόπο μοντελοποίησης αιολικής παραγωγής. Ωστόσο, όπως έχει επισημανθεί [79], [80], παρουσιάζουν αδυναμία σε χρονικό ορίζοντα λιγότερο από μερικά λεπτά (π.χ. δευτερολέπτου). Αυτό το μειονέκτημα ωστόσο δεν θεωρείται σημαντικό για off-line μελέτες, όπως αυτές που θεωρούνται στην εργασία.

Το αρχικό μοντέλο Markov που θα εξετασθεί είναι πρώτης τάξης και αποτελείται από n=10 καταστάσεις. Στην συνέχεια, θα γίνει επέκταση αυτού προκειμένου να διερευνηθεί η επίδραση των διαφόρων παραμέτρων στα αποτελέσματα της μεθόδου. Σημειώνεται ότι μια βασική απαίτηση των μοντέλων Markov είναι η ύπαρξη μεγάλου πλήθους δεδομένων για τον ικανοποιητικό υπολογισμό των πιθανοτήτων μετάβασης [74]. Στην συγκεκριμένη περίπτωση γίνεται χρήση 21000 τιμών αιολικής ισχύος (για κάθε χρονοσειρά ισχύος).

Το μοντέλο που χρησιμοποιείται στηρίζεται στις στοχαστικές διαδικασίες Markov διακριτού χρόνου. Επομένως, το πρώτο βήμα που πρέπει να γίνει είναι η διακριτοποίηση των αρχικών χρονοσειρών. Με σκοπό να προκύψουν δέκα καταστάσεις, θεωρούνται διαστήματα (bins) μήκους 0.1 για την κάλυψη όλων το πιθανών τιμών ισχύος, από μηδέν έως 1 ανά μονάδα. Η διαδικασία αυτή περιγράφηκε αναλυτικά στην Ενότητα 8.1.3.

Έχοντας διακριτοποιήσει τη χρονοσειρά, είναι πλέον εφικτός ο υπολογισμός του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης *M*, διαστάσεων (10 x 10).

Αρχικά καταγράφεται σε κάθε στοιχείο p_{ij} του πίνακα, ο αριθμός μεταβάσεων από την κατάσταση i στην κατάσταση j. Προκειμένου να προκύψουν οι πιθανότητες μετάβασης, ο πίνακας πρέπει να κανονικοποιηθεί. Έτσι, κάθε στοιχείο διαιρείται με το άθροισμα της γραμμής στην οποία ανήκει.

Οι πιθανότητες μετάβασης *M* για τις δύο χρονοσειρές ισχύος φαίνονται στους Πίνακες 8.4 και 8.5. Όπως γίνεται φανερό, σε δυο διαδοχικές χρονικές στιγμές δεν μπορεί να γίνει μεταπήδηση σε κατάσταση που δεν είναι γειτονική με την τρέχουσα. Για αυτό και τα μη μηδενικά στοιχεία είναι συγκεντρωμένα στις διαγώνιους των δυο πινάκων.

	State									
Edges	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-0.1	0.938	0.062	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.1-0.2	0.009	0.962	0.029	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.2-0.3	0.000	0.022	0.941	0.037	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.3-0.4	0.000	0.000	0.041	0.925	0.034	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.4-0.5	0.000	0.000	0.000	0.058	0.901	0.041	0.000	0.000	0.000	0.000
0.5-0.6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.075	0.874	0.051	0.000	0.000	0.000
0.6-0.7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.130	0.823	0.047	0.000	0.000
0.7-0.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.156	0.766	0.078	0.000
0.8-0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.197	0.711	0.092
0.9-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.206	0.794

Πίνακας 8.4	Πίνακας Πιθαν	νοτήτων Μ	Ιετάβασης Μ	$I(X\Sigma)$	Ισγύος #1)
2	2		1 15		

Ctata

Πίνακας 8.5 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης
 $M\left(\mathrm{X}\Sigma$ Ισχύος #2)

	State									
Edges	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-0.1	0.902	0.098	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.1-0.2	0.011	0.960	0.029	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.2-0.3	0.000	0.021	0.944	0.035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.3-0.4	0.000	0.000	0.034	0.917	0.049	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.4-0.5	0.000	0.000	0.000	0.048	0.897	0.054	0.000	0.000	0.000	0.000
0.5-0.6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.063	0.886	0.052	0.000	0.000	0.000
0.6-0.7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.112	0.839	0.049	0.000	0.000
0.7-0.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.164	0.749	0.086	0.000
0.8-0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.177	0.688	0.134
0.9-1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.180	0.820

8.2.3 Παραγωγή Χρονοσειρών και Αξιολόγηση αποτελεσμάτων

Όπως αναφέρθηκε στην Ενότητα 8.1.3, για να παραχθούν οι συνθετικές χρονοσειρές με τη χρήση των αλυσίδων Markov, απαιτούνται κάποιες αρχικές τιμές. Στο μοντέλο Markov πρώτης τάξης που χρησιμοποιείται σε αυτή την υποενότητα χρειάζεται μονάχα μια αρχική τιμή, η οποία και επιλέγεται σε ένα χαμηλό επίπεδο παραγωγής που δίνεται από το εκάστοτε εξεταζόμενο στιγμιότυπο. Σημειώνεται ότι στην παρούσα εργασία δεν έχουν ληφθεί υπόψη οι καταστάσεις ένταξης και αποκοπής των ανεμογεννητριών (Cut in – Cut off), ενώ δίνεται βαρύτητα στις μεσαίες τιμές αιολικής ισχύος. Εξάλλου σε αυτές τις τιμές παρουσιάζεται και η μεγαλύτερη τυχαιότητα, ενώ στις ακραίες συνθήκες ανέμου η λειτουργία είναι περισσότερο «ντετερμινιστική». Έχοντας αυτή την αρχική τιμή, σχηματίζεται η αθροιστική συνάρτηση πιθανότητας από την αντίστοιχη γραμμή του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης, δηλαδή από την συνάρτηση μάζας πιθανότητας της αντίστοιχης κατάστασης.

Στην συνέχεια γίνεται χρήση μιας γεννήτριας τυχαίων αριθμών (random number generator), ομοιόμορφα κατανεμημένων στο διάστημα [0,1]. Ο παραγόμενος τυχαίος αριθμός *r* συγκρίνεται με κάθε ένα από τα *n*=10 στοιχεία της αθροιστικής συνάρτησης

πιθανότητας $(F_1, F_2, ..., F_n)$, έως ότου βρεθεί κάποιο στοιχείο που είναι μεγαλύτερο από τον τυχαίο αριθμό. Ο αριθμός του στοιχείου αυτού αποτελεί την επόμενη κατάσταση της αλυσίδας (βλέπε εξισώσεις (8.13) και (8.14), Ενότητα 8.1.3).

Σε περίπτωση, που κάποια γραμμή του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης περιέχει μόνο μηδενικά, η παραπάνω διαδικασία οδηγεί σε αδιέξοδο. Αυτό γίνεται όταν αυξάνεται σημαντικά ο αριθμός των καταστάσεων ή η τάξη της αλυσίδας, δηλαδή το μέγεθος του πίνακα *P*. Ως αποτέλεσμα, υπάρχουν συγκεκριμένες μεταβάσεις που δεν εμφανίζονται στο δείγμα και οι αντίστοιχες γραμμές του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης προκύπτουν μηδενικές. Το πρόβλημα αυτό θα διερευνηθεί σε επόμενη ενότητα, καθώς για το μοντέλο πρώτης τάξης δεν εμφανίζεται.

Όπως είναι λογικό, κάθε εφαρμογή του αλγορίθμου που περιγράφηκε παραπάνω θα παράγει και διαφορετικές χρονοσειρές. Αυτό συμβαίνει επειδή γίνεται χρήση γεννήτριας τυχαίων αριθμών για τον προσδιορισμό των καταστάσεων, αλλά και για την υπέρθεση θορύβου.



Σχήμα 8.7 Συνθετική Χρονοσειρά Ισχύος #1



Σχήμα 8.8 Συνθετική Χρονοσειρά Ισχύος #2

Για τον λόγο αυτό η αξιολόγηση δεν μπορεί να βασιστεί στα αποτελέσματα μιας μόνο επανάληψης της μεθόδου. Για αυτό θα παρουσιασθούν τα σφάλματα που προκύπτουν για μεγάλο αριθμό επαναλήψεων, δηλαδή μίας Markov Chain Monte Carlo προσομοίωσης [78], προκειμένου να δοθεί μια πλήρης εικόνα της απόδοσης του συγκεκριμένου αλγορίθμου.

Για εποπτικούς λόγους, παρατίθενται στα Σχήματα 8.7 και 8.8 οι χρονοσειρές για κάθε μία αιολική παραγωγή, έπειτα από μια τυχαία επανάληψη της μεθόδου.

Η αξιολόγηση θα επικεντρωθεί στα μεγέθη της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας, καθώς και της αυτοσυσχέτισης. Για την ποσοτικοποίηση της απόδοσης του μοντέλου υπολογίζονται τα αντίστοιχα μέσα τετραγωνικά σφάλματα (RMSE) ως ακολούθως:

$$RMSE_{ACF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{h} \left(ACF_{synthetic}[i] - ACF_{real}[i]\right)^{2}}{n}}$$
(8.17)

$$RMSE_{PDF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{l} \left(PDF_{synthetic}[i] - PDF_{real}[i] \right)^{2}}{m}}$$
(8.18)

όπου h το πλήθος των υστερήσεων για τις οποίες υπολογίζονται οι συντελεστές αυτοσυσχέτισης και l το πλήθος των σημείων στα οποία υπολογίζεται η πυκνότητα πιθανότητας. Για την ίδια επανάληψη με προηγουμένως, παρουσιάζονται στα Σχήματα 8.9 και 8.10 τα διαγράμματα ACF για κάθε χρονοσειρά ισχύος.



Σχήμα 8.9 Συντελεστές Αυτοσυσχέτισης Χρονοσειρών Ισχύος #1



Σχήμα 8.10 Συντελεστές Αυτοσυσ
χέτισης Χρονοσειρών Ισχύος #2



Σχήμα 8.11 Διάγραμμα Συνάρτησης Πυκνότητ
ας Πιθανότητας ΧΣ Ισχύος #1



Σχήμα 8.12 Διάγραμμα Συνάρτησης Πυκνότητας Πιθανότητας ΧΣ Ισχύος #2

Όπως είναι φανερό, το μοντέλο αδυνατεί να αναπαράγει την αυτοσυσχέτιση των αρχικών χρονοσειρών, αφού οδηγεί επανειλημμένα σε μικρότερες τιμές ACF για κάθε υστέρηση και φθίνει σημαντικά γρηγορότερα [79]. Το γεγονός αυτό αναδεικνύεται και από το σφάλμα RMSE_{ACF} το οποίο κυμαίνεται μεταξύ 20 με 30 επί τις εκατό. Το μέγεθος του σφάλματος σε αυτή την περίπτωση είναι αρκετά σημαντικό και χρήζει αντιμετώπισης, όπως θα διερευνηθεί σε επόμενη ενότητα.

Ο δεύτερος παράγοντας αξιολόγησης του μοντέλου είναι η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας των παραγόμενων χρονοσειρών. Όπως γίνεται φανερό στα Σχήματα 8.11 και 8.12, η συνάρτηση αυτή αναπαράγεται σε αξιόλογο βαθμό και για τις δύο χρονοσειρές αιολικής παραγωγής. Αυτό αναδεικνύεται και από το σφάλμα RMSE_{PDF} το οποίο κυμαίνεται στο ικανοποιητικό επίπεδο του 7%.

8.2.4 Επίδραση Αριθμού Καταστάσεων

Μια πρώτη προσπάθεια προκειμένου να περιορισθεί το σφάλμα στην αναπαραγωγή της αυτοσυσχέτισης, είναι η αύξηση του αριθμού των καταστάσεων της αλυσίδας Markov. Σε περίπτωση που αριθμός καταστάσεων αυξηθεί σε n=20, οι πίνακες πιθανοτήτων μετάβασης θα έχουν πλέον διαστάσεις (20 x 20).

Όπως είναι φανερό (Πίνακες 8.6 και 8.7), τα μη μηδενικά στοιχεία εξακολουθούν να βρίσκονται κοντά στην διαγώνιο, ενώ παρόλο που διπλασιάστηκε ο αριθμός των καταστάσεων, δεν υπάρχει γραμμή που να περιέχει αποκλειστικά μηδενικά στοιχεία.

Όπως και προηγουμένως, παρουσιάζονται τα διαγράμματα της αυτοσυσχέτισης και της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας για μια τυχαία εκτέλεση του αλγορίθμου.

States	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0.84	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.01	0.93	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.02	0.93	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.04	0.91	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.05	0.89	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.86	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.85	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.84	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.82	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.76	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.75	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.72	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.66	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.64	0.11	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24	0.61	0.14	0.01	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.28	0.51	0.18	0.01	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.52	0.16	0.02	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.46	0.15	0.08
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.30	0.10	0.40
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.17	0.75

Πίνακας 8.6 Πίνακα	ς Πιθανοτήτων	ν Μετάβασης Χ	Σ Ισχύος #1	για 20 Καταστάσεις
5	J 1	1 13		

States	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0.95	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.01	0.88	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.03	0.93	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.03	0.93	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.04	0.91	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.88	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.85	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.83	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.81	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.80	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.77	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.76	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.72	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.66	0.13	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26	0.56	0.17	0.01	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.25	0.53	0.18	0.02	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.26	0.48	0.23	0.02	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.23	0.43	0.22	0.06
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.31	0.39	0.25
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.23	0.74

Πίνακας 8.7 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης ΧΣ Ισχύος #2 για 20 Καταστάσεις



Σχήμα 8.13 Συντελεστές Αυτοσυσχέτισης Τυχαίας Προσομοίωσης ΧΣ Ισχύος #1 με 20 Καταστάσεις



Σχήμα 8.14 Συντελεστές Αυτοσυσχέτισης ΧΣ Ισχύος #2 για 20 Καταστάσεις

Παρατηρώντας τα Σχήματα 8.13 και 8.14 είναι εμφανής η βελτίωση στην αναπαραγωγή της αυτοσυσχέτισης της αρχικής χρονοσειράς, κάτι που αποτελούσε και το βασικό μειονέκτημα της μεθόδου με τις δέκα καταστάσεις.

Όσων αφορά την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας διαπιστώνεται από τα Σχήματα 8.15 και 8.16 παραπλήσια αναπαραγωγή της (ελαφρώς χειρότερη) συγκριτικά με το μοντέλο Markov δέκα καταστάσεων.

Προκειμένου να δοθεί μια ακριβέστερη εικόνα της επίδρασης του αριθμού καταστάσεων, παρατίθενται στους Πίνακες 8.8 και 8.9 οι μέσες τιμές των υπολογιζόμενων RMSE σφαλμάτων αυτοσυσχέτισης και συνάρτησης πυκνότητας για 1000 εκτελέσεις του αλγορίθμου.



Σχήμα 8.15 Διάγραμμα σ.π.π Χρονοσειράς Ισχύος #1 για 20 καταστάσεις



Σχήμα 8.16 Διάγραμμα σ.π.π Χρονοσειράς Ισχύος #2 για 20 καταστάσεις

Όπως είναι φανερό, η αύξηση του αριθμού καταστάσεων από 10 σε 20 οδήγησε σε σημαντική βελτίωση της αυτοσυσχέτισης, με κόστος την μικρή αύξηση του σφάλματος στην συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Εάν αυξηθούν περεταίρω οι καταστάσεις σε 40, οι μεταβολές έχουν την ίδια κατεύθυνση με πριν, με το κέρδος στην ακρίβεια της αυτοσυσχέτισης όμως να είναι πολύ μικρό.

Αριθμός	ACF	PDF
Καταστάσεων	RMSE	RMSE
10	28.02%	7.43%
20	12.61%	10.06%
40	11.88%	13.18%

Πίνακας 8.8 Μέσες Τιμές RMSE Αυτοσυσχέτισης και σ.π.π ΧΣ Ισχύος #1 για Διαφορετικούς Αριθμούς Καταστάσεων

Πίνακας 8.9 Μέσες Τιμές RMSE Αυτοσυσχέτισης και σ.π.π	ΧΣ Ισχύος #2 για
Διαφορετικούς Αριθμούς Καταστάσεων	

Αριθμός	ACF	PDF
Καταστάσεων	RMSE	RMSE
10	29.03%	7.36%
20	12.06%	10.52%
40	11.10%	14.20%

8.2.5 Αλυσίδες Markov 2ης Τάζης με Μεταβλητή Δεύτερη Υστέρηση

8.2.5.1 Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης και Δεύτερη Υστέρηση

Μια δεύτερη παράμετρος που χρήζει διερεύνησης είναι η τάξη του μοντέλου Markov που χρησιμοποιείται. Καθώς οι Μαρκοβιανές αλυσίδες υψηλότερης τάξης παρουσιάζουν αυξημένη πολυπλοκότητα, χρησιμοποιούνται συνηθέστερα μοντέλα έως και δεύτερης τάξης.

Ο πίνακας πιθανοτήτων μετάβασης λαμβάνει πλέον την μορφή που περιγράφηκε στην Ενότητα 8.1.2, με την ίδια διαδικασία όπως και στο μοντέλο πρώτης τάξης, έχοντας όμως πλέον διαστάσεις (n² x n). Και σε αυτή την περίπτωση γίνεται κανονικοποίηση, έτσι ώστε το άθροισμα ανά γραμμή να ισούται με τη μονάδα, ενώ τα μη μηδενικά στοιχεία είναι και πάλι συγκεντρωμένα κοντά στη διαγώνιο, λόγω των μικρών μεταβολών ανά δευτερόλεπτο. Πρέπει να τονισθεί ότι οι πίνακες πιθανοτήτων μετάβασης σε αυτή την περίπτωση περιέχουν μηδενικές γραμμές. Το γεγονός αυτό θα σχολιασθεί στην επόμενη υποενότητα.

Ο χρονικός ορίζοντας L της δεύτερης υστέρησης ποικίλει, και θα διερευνηθεί στην συνέχεια η τιμή του για την οποία ελαχιστοποιούνται τα RMSE σφάλματα. Σημειώνεται ότι σε αντίθεση με το μοντέλο πρώτης τάξης που χρειαζόταν μονάχα μια αρχική τιμή για την κατασκευή της αλυσίδας, πλέον απαιτούνται L αρχικές τιμές. Αυτές λαμβάνονται ίσες με τις πρώτες L τιμές των δεδομένων χρονοσειρών.

8.2.5.2 Μηχανισμός Αποφυγής Αδιέξοδων

Λόγω του περιορισμένου όγκου δεδομένων και της πληθώρας καταστάσεων, πολλοί συνδυασμοί μεταβάσεων δεν πραγματοποιούνται στα διαθέσιμα δεδομένα. Ως

επακόλουθο, ο πίνακας πιθανοτήτων μετάβασης θα περιέχει αρκετές μηδενικές γραμμές. Είναι λοιπόν πιθανό, κατά τη δημιουργία της αλυσίδας και για συγκεκριμένα (*i*, *j*) να μην υπάρχει μη μηδενική συνάρτηση μάζας πιθανότητας. Σε αυτή την περίπτωση η μέθοδος οδηγείται σε αδιέξοδο (dead end) [81].

Για την αντιμετώπιση του συγκεκριμένου προβλήματος, μεταβάλλεται το *j* κατά ± κ, με $\kappa = 1,2,3...$, έως ότου ο συνδυασμός (*i*, *j*) να αντιστοιχεί σε μη μηδενική γραμμή του πίνακα μεταβάσεων. Το *i* παρέμεινε σταθερό προκειμένου να δοθεί μεγαλύτερη βαρύτητα στην πιο κοντινή προηγούμενη κατάσταση της αλυσίδας, καθώς η επίδραση της κατάστασης που προηγήθηκε κατά L χρονικές στιγμές και αντιπροσωπεύεται από το *j* είναι μικρότερη.

Τονίζεται, ότι ο μηχανισμός που περιγράφηκε ενεργοποιείται περίπου 0.5% του μήκους της παραγόμενης αλυσίδας, δηλαδή αρκετά σπάνια. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό, καθώς όσο περισσότερες φορές επιστρατεύεται, τόσο περισσότερο αποκλίνουν οι παραγόμενες συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας και αυτοσυσχέτισης από τις αρχικές.

8.2.5.3 Σύγκριση Αποτελεσμάτων Επεκταμένου Μοντέλου

Όπως και στην Ενότητα 8.2.4, παρουσιάζονται οι Πίνακες 8.10 και 8.11 με τις μέσες τιμές των RMSE σφαλμάτων αυτοσυσχέτισης και συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας που υπολογίσθηκαν έπειτα από 1000 εκτελέσεις του αλγορίθμου που περιγράφηκε.

Αριθμός		ACF	PDF
Καταστάσεων	L	RMSE	RMSE
10	0	28.02%	7.43%
10	2	24.65%	8.30%
10	3	22.18%	8.77%
10	5	17.61%	8.91%
10	7	15.51%	9.78%
10	10	13.88%	9.89%
20	0	12.61%	10.06%
20	2	11.50%	10.10%
20	3	11.21%	10.23%
20	4	11.63%	9.80%
20	5	11.46%	10.17%
20	7	26.10%	69.41%
20	10	10.78%	10.42%
40	0	11.88%	13.18%

Πίνακας 8.10 Μέσες Τιμές RMSE Αυτοσυσχέτισης και σ.π.π ΧΣ Ισχύος #1 για Διαφορετικούς Αριθμούς Καταστάσεων και Χρονικό Ορίζοντα Δεύτερης Υστέρησης

Αριθμός	т	ACF	PDF
Καταστάσεων	L	RMSE	RMSE
10	0	29.03%	7.36%
10	2	25.60%	8.00%
10	3	23.91%	8.37%
10	5	21.12%	8.70%
10	7	19.87%	8.91%
10	10	17.66%	9.18%
20	0	12.06%	10.52%
20	2	10.89%	10.62%
20	3	12.33%	10.28%
20	4	12.94%	10.14%
20	5	13.85%	9.98%
20	7	15.02%	9.93%
20	10	14.07%	10.45%
40	0	11.10%	14.20%

Πίνακας 8.11 Μέσες Τιμές RMSE Αυτοσυσχέτισης και σ.π.π ΧΣ Ισχύος #2 για Διαφορετικούς Αριθμούς Καταστάσεων και Χρονικό Ορίζοντα Δεύτερης Υστέρησης

Όπως γίνεται αντιληπτό, η ικανότητα των αλυσίδων Markov να αναπαράγουν επαρκώς την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας των αρχικών δεδομένων διατηρείται με την εισαγωγή της μεταβλητής δεύτερης υστέρησης, ενώ από την άλλη το σφάλμα στην αυτοσυσχέτιση περιορίζεται σε λογικά επίπεδα. Ειδικότερα, όσο μεγαλύτερος ο χρονικός ορίζοντας δεύτερης υστέρησης, τόσο μικρότερο το σφάλμα στην αναπαραγωγή της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας.

Σημειώνεται ότι θα μπορούσαν ενδεχομένως να επιτευχθούν καλύτερα αποτελέσματα σε περίπτωση που γινόταν εισαγωγή και τρίτης υστέρησης. Σε αυτό το ενδεχόμενο, η πολυπλοκότητα του μοντέλου θα αυξανόταν σημαντικά, ενώ η χρήση του μηχανισμού αποφυγής αδιέξοδων θα γινόταν πιο συχνή, καθιστώντας το κέρδος της επιπλέον πολυπλοκότητας αβέβαιο.

8.2.6 Επιλογή Κατάλληλου Μοντέλου Markov Προσομοιώσεων

8.2.6.1 Μοντέλο Markov Αναπαραγωγής Δεδομένων Χρονοσειρών

Για τις δύο διαθέσιμες χρονοσειρές αιολικής ισχύος συμπεραίνεται τελικά ότι ένα μοντέλο Markov πρώτης τάξεως με n=20 καταστάσεις αποτελεί μία επαρκή και μάλιστα ιδιαίτερα καλή λύση για την αναπαραγωγή συνθετικών χρονοσειρών, αφού προσφέρει σχετικά μικρά σφάλματα (περίπου 12%) και ταυτόχρονα μικρή πολυπλοκότητα. Πιο συγκεκριμένα, το μοντέλο 20 καταστάσεων, χρησιμοποιώντας τον καλύτερο πιθανό χρονικό ορίζοντα δεύτερης υστέρησης L (ίσο με 10 και 2 για τα $A/\Pi \#1 A/\Pi \#2$ αντίστοιχα) έδωσε μόνο μία μικρή μείωση (2%) στο μέσο RMS σφάλμα αυτοσυσχέτισης, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 8.12.

Ως εκ τούτου, το μοντέλο Markov πρώτης τάξης και n=20 καταστάσεων επιλέγεται για τις στοχαστικές προσομοιώσεις αυτής της εργασίας (Κεφ. 8 και 9), ως είσοδος ενεργού ισχύος αιολικών πάρκων.

Χρονοσειρές Ισχύος	Χωρίς Δεύτερη Υστέρηση	Μεταβλητή Δεύτερη Υστέρηση
#1	12.61%	10.78%
#2	12.06%	10.89%

Πίνακας 8.12 Ν	Μέσες Τιμές RM	S Σφαλμάτων	Αυτοσυσγέτισης για 20	Καταστάσεις

Να σημειωθεί εκ νέου ωστόσο ότι όλη η ανάλυση πραγματοποιήθηκε για μεγάλο όγκο δεδομένων, ίσο με 21000 τιμές ισχύος σε χρονική κλίμακα 21000 δευτερολέπτων. Ως εκ τούτου, το μοντέλο που επιλέχθηκε ως κατάλληλο αναφέρεται στην αναπαραγωγή συνθετικών χρονοσειρών με βήμα 1 δευτερολέπτου.

Σε περίπτωση που είναι επιθυμητή η σύνθεση χρονοσειρών σε διαφορετική χρονική κλίμακα (π.χ. 10s) από τον ίδιο όγκο δεδομένων (21000 τιμές ισχύος), ακολουθείται μία μέθοδος χρήσης μαρκοβιανών αλυσίδων και κινητού μέσου όρου, όπως επεξηγείται στην ακόλουθη υποενότητα.

8.2.6.2 Χρήση Μαρκοβιανών Αλυσίδων και Κινητού Μέσου όρου

Στην παρούσα ενότητα θεωρείται ότι η χρονική κλίμακα εφαρμογής των Μαρκοβιανών αλυσίδων είναι ίση με T=10s, ενώ οι διαθέσιμες χρονοσειρές ισχύος είναι οι ίδιες που δόθηκαν στην ενότητα 8.2.1, έστω y_{t_1} και y_{t_2} για την χρονοσειρά #1 και #2 αντίστοιχα (βλέπε Σχήματα 8.5 και 8.6).

Αρχικά απαιτείται ο (διαδοχικός) μετασχηματισμός της διαθέσιμης χρονοσειράς y_t , χρησιμοποιώντας κινητούς μέσους όρους ανά T=10 δευτερόλεπτα:

$$y'_{t} = \frac{\sum_{\tau=t}^{t+9} y_{\tau}}{10} , t = 1, 2, \dots, T - 9$$
(8.19)

όπου y_{τ} η τιμή της αρχικής χρονοσειράς την χρονική στιγμή τ , t η παρούσα χρονική στιγμή του κινούμενου παραθύρου, y'_t η τιμή της μετασχηματισμένης χρονοσειράς και T η διάρκεια του παραθύρου.

Σύμφωνα με την εξίσωση (8.18), κάθε στοιχείο της νέας χρονοσειράς αντιπροσωπεύει τον μέσο όρο των τελευταίων δέκα δευτερολέπτων. Μάλιστα, για λόγους εποπτείας, παρατίθεται στο Σχήμα (8.17) η μετασχηματισμένη χρονοσειρά αιολικής παραγωγής συγκριτικά με την αρχική (ΧΣ Ισχύος #1).

Στην συνέχεια, η νέα χρονοσειρά διακριτοποιείται με βάση τις καταστάσεις που έχουν οριστεί και προσδιορίζονται τα άκρα των καταστάσεων, όπως επεξηγήθηκε αναλυτικά στην Ενότητα 8.1.3, εξισώσεις (8.8)-(8.10).

Το επόμενο βήμα είναι ο υπολογισμός του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης. Για τον σκοπό αυτό, λαμβάνονται υπόψη όλες οι μεταβάσεις f_{ij} μεταξύ των στοιχείων της μετασχηματισμένης χρονοσειράς που απέχουν μεταξύ τους T=10 δευτερόλεπτα. Πιο συγκεκριμένα, ο υπολογισμός των συνολικών μεταβάσεων υλοποιείται με βάση την ακόλουθη σχέση:

$$f_{ij} = f_{ij} + 1, \quad \text{san } y'_t = i \text{ for } y'_{t+10} = j \text{ for } i, j \in [1, n]$$
 (8.20)



Σχήμα 8.17 Αρχική και Μετασχηματισμένη ΧΣ Αιολικής Παραγωγής #1

Προκειμένου να προκύψουν οι πιθανότητες μετάβασης, ο πίνακας M (Εξίσωση 8.11) πρέπει να κανονικοποιηθεί. Έτσι, κάθε στοιχείο διαιρείται με το άθροισμα της γραμμής στην οποία ανήκει (Εξίσωση 8.12) και τελικά υπολογίζεται ο πίνακας πιθανοτήτων μετάβασης P (Εξίσωση 8.3).

Πίνακας 8.13	Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης Κινητού Μέσου Όρου	10s (XΣ
	Ισχύος #1)	

0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.008	0.806	0.186	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.071	0.720	0.189	0.017	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.001	0.147	0.607	0.202	0.034	0.006	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.003	0.215	0.548	0.199	0.029	0.005	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.016	0.221	0.470	0.218	0.067	0.006	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.001	0.034	0.246	0.441	0.192	0.069	0.014	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.065	0.287	0.380	0.192	0.044	0.020	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.009	0.077	0.264	0.375	0.159	0.075	0.030	0.008	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.028	0.131	0.260	0.271	0.176	0.101	0.019	0.009	0.003	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.045	0.136	0.284	0.278	0.169	0.054	0.014	0.009	0.004	0.004	0.002	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.006	0.047	0.126	0.298	0.219	0.213	0.053	0.022	0.007	0.001	0.007	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.019	0.075	0.226	0.292	0.144	0.122	0.054	0.034	0.012	0.012	0.007	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.033	0.076	0.167	0.252	0.176	0.181	0.048	0.029	0.024	0.010	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.008	0.040	0.143	0.238	0.175	0.159	0.063	0.095	0.048	0.024	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.018	0.000	0.107	0.321	0.196	0.107	0.125	0.054	0.036	0.036	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.021	0.000	0.104	0.167	0.292	0.042	0.063	0.042	0.250	0.021	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.049	0.024	0.122	0.268	0.171	0.049	0.220	0.098	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.182	0.091	0.182	0.091	0.455	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Συγκεκριμένα, για την περίπτωση της παραγωγής της χρονοσειρά ισχύος #1, ο πίνακας πιθανοτήτων μετάβασης *P* παρουσιάζεται στον Πίνακα 8.13. Τονίζεται ότι η συγκεκριμένη υλοποίηση αφορά αλυσίδες Markov 1^{ης} τάξης και 20 καταστάσεων, όπως προέκυψε η επιλογή του μοντέλου στην υποενότητα 8.2.6.1, με αποτέλεσμα ο παραπάνω πίνακας να έχει διαστάσεις (20 x 20).
Για να φανεί η διαφορά στις πιθανές μεταβάσεις, παρουσιάζεται και ο πίνακας πιθανοτήτων που αντιστοιχεί στην αρχική χρονοσειρά που περιέχει τις πραγματικές τιμές ανά δευτερόλεπτο:

0.840	0.160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.006	0.929	0.064	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.022	0.926	0.052	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.037	0.913	0.050	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.045	0.893	0.062	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.062	0.865	0.073	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.074	0.852	0.074	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.088	0.837	0.075	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.096	0.817	0.087	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.132	0.764	0.104	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.130	0.754	0.117	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.155	0.724	0.119	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.204	0.658	0.136	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.230	0.643	0.115	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.242	0.608	0.142	0.008	0.000	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.014	0.278	0.514	0.181	0.014	0.000	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.300	0.520	0.160	0.020	0.000
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.308	0.462	0.154	0.077
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.200	0.300	0.100	0.400
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.083	0.167	0.750

Πίνακας 8.14 Αρχικός Πίνακας Πιθανοτήτων Μετάβασης 1s (ΧΣ Ισχύος #1)

Όπως είναι φανερό, στην περίπτωση μοντελοποίησης με χρήση μέσων όρων 10 δευτερολέπτων, οι πιθανές μεταβάσεις είναι αρκετά περισσότερες, αφού μέσα σε 10 δευτερόλεπτα η μεταβολή της αιολικής ισχύος μπορεί να είναι σημαντική.

Υπολογίζοντας την μέση τιμή των μέσων τετραγωνικών σφαλμάτων για 1000 παραγόμενες χρονοσειρές, το μοντέλο πρώτης τάξης και 20 καταστάσεων παρουσιάζει σφάλμα κοντά στο 8% στους συντελεστές αυτοσυσχέτισης (ACF) και 11% στη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Σημειώνεται ότι τα συγκεκριμένα σφάλματα υπολογίζονται με βάση την απόκλιση των μεγεθών αυτών από την μετασχηματισμένη χρονοσειρά y'_t , αφού γίνει δειγματοληψία με συχνότητα 10 δευτερόλεπτα. Μάλιστα, τα αποτελέσματα αυτά έρχονται σε συμφωνία (και μάλιστα βελτίωση) των σφαλμάτων του μοντέλου με συχνότητα 1 δευτερολέπτου.

Ως εκ τούτου, το μοντέλο Markov πρώτης τάξης και n=20 καταστάσεων επιλέγεται για τις στοχαστικές προσομοιώσεις της εργασίας, αντίστοιχα για βήμα προσομοίωσης 1s ή 10s, ως παραγωγή ισχύος των αιολικών πάρκων. Να σημειωθεί ότι τα μοντέλα αυτά ενσωματώθηκαν στο λογισμικό πακέτο WPSTAB για στοχαστική προσομοίωση αιολικής παραγωγής.

9

Στατιστική Ανάλυση Στοχαστικής Μεταβλητότητας Αιολικής Παραγωγής

Μέσω της παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών επιτρέπεται η δημιουργία ενός «δειγματικού χώρου» πολλαπλών προσομοιώσεων (για την ίδια διαταραχή της ράμπας φορτίου). Ως εκ τούτου, στο κεφάλαιο αυτό πραγματοποιούνται πιθανοτικές προσομοιώσεις (αρχικά του δικτύου δοκιμών κι εν συνεχεία του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος, όπως παρουσιάστηκαν στα Κεφ. 3 και 7 αντίστοιχα), θεωρώντας ως είσοδο τις παραγόμενες χρονοσειρές αιολικής ισχύος από το μοντέλο Markov του προηγούμενου κεφαλαίου. Συγκεκριμένα, στο Κεφάλαιο 8, έπειτα από σύγκριση των σφαλμάτων για μοντέλα Markov με διαφορετικές παραμέτρους, βρέθηκε ως καταλληλότερο το μοντέλο πρώτης τάξεως 20 καταστάσεων. Το συγκεκριμένο μοντέλο παρουσίασε μικρά σφάλματα για τις δοθείσες χρονοσειρές ισχύος, έπειτα από χαμηλή πολυπλοκότητα, καθιστώντας την επιλογή του μοντέλου ως βέλτιστη.



Σχήμα 9.1 Ενδεικτικές Συνθετικές Χρονοσειρές Ισχύος #1

Στα Σχήματα 9.1 και 9.2 φαίνονται, για λόγους εποπτείας, ορισμένες ενδεικτικές παραγόμενες χρονοσειρές ισχύος, με δεδομένη τη ΧΣ ισχύος #1 και τη ΧΣ ισχύος #2 αντίστοιχα. Διάφορα στατιστικά χαρακτηριστικά (μέση τιμή, τυπική απόκλιση, μέγιστη και ελάχιστη τιμή) για τις μέσες τιμές και τις τυπικές αποκλίσεις 1000

διαφορετικών συνθετικών χρονοσειρών δίνονται στην εργασία [63]. Όλα τα μεγέθη είναι εκφρασμένα στα ονομαστικά χαρακτηριστικά του εκάστοτε αιολικού πάρκου.



Σχήμα 9.2 Ενδεικτικές Συνθετικές Χρονοσειρές Ισχύος #2

Όπως γίνεται φανερό από τα Σχήματα 9.1 και 9.2, οι χρονοσειρές αιολικής ισχύος που παράγονται αντιστοιχούν σε ένα μέσο επίπεδο ανέμου, καθώς οι μέσες τιμές δεν ξεπερνούν το 0.5αμ [63]. Θα φανεί στη συνέχεια, ότι παρόλο που οι μέσες τιμές δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερη διακύμανση, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς εμφανίζει μεταβλητότητα.

Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την επανάληψη των προσομοιώσεων (μέθοδος Monte Carlo) για κάθε σύστημα παρουσιάζονται ακολούθως.

9.1 Πιθανοτική Προσομοίωση Συστήματος για το Α/Π #1

Ως ενεργός παραγωγή του Α/Π #1 λαμβάνονται στοχαστικές μαρκοβιανές χρονοσειρές αιολικής παραγωγής, όπως αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 8, προκειμένου να πραγματοποιηθεί πιθανοτική προσομοίωση του συστήματος [63].

Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στην παρούσα υποενότητα προέκυψαν από την επανάληψη των προσομοιώσεων που περιγράφηκαν 1000 φορές (μέθοδος Monte Carlo) για κάθε σενάριο ελέγχου (βλ. υποενότητες 3.2.1.2-3.2.1.5). Σε κάθε προσομοίωση θεωρείται μια διαφορετική χρονοσειρά αιολικής παραγωγής ως είσοδος του συστήματος, που προκύπτει έπειτα από εφαρμογή του μοντέλου Markov (Κεφ. 8).

Αρχικά παρατίθεται στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τις προσομοιώσεις του συστήματος δοκιμών με ενεργοποιημένη την εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης, καθώς και οι αντίστοιχες εμπειρικές κατανομές πιθανότητας. Εν συνεχεία γίνεται σύγκριση των διαφόρων μεθόδων ελέγχου του μετατροπέα του αιολικού πάρκου, όσον αφορά το όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς.

9.1.1 Στατιστική Ανάλυση Μέγιστης Άεργης Υποστήριζης Εκτάκτου Ανάγκης

Κάθε επανάληψη της προσομοίωσης χαρακτηρίζεται και από τη χρονική στιγμή κατά την οποία επιτυγχάνεται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στο φορτίο και συμβολίζεται με t_c . Προφανώς, η χρονική στιγμή αυτή διαφέρει σε κάθε επανάληψη.

Το Σχήμα 9.3 αναπαριστά την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για τη χρονική στιγμή t_c . Όπως φαίνεται, οι μεγαλύτερες πιθανότητες συγκεντρώνονται γύρω από την τιμή 2560s, ενώ φθίνουν μακριά από αυτή. Ακόμη, αναδεικνύεται η επίδραση που έχει η μεταβαλλόμενη αιολική παραγωγή στην χρονική στιγμή t_c , καθώς αυτή παίρνει τιμές εντός διαστήματος εύρους σχεδόν 300 δευτερολέπτων.



Σχήμα 9.3 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Χρονικής Στιγμής t_c του Α/Π #1 (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)

Όσον αφορά τη χρονική στιγμή κατά την οποία ενεργοποιείται η λειτουργία μέγιστης αέργου υποστήριξης (EMRS), η οποία συμβολίζεται ως t_e, φαίνεται από το Σχήμα 9.4 ότι συγκεντρώνεται κυρίως γύρω από την τιμή 1445. Η πιθανότητα να βρεθεί εκτός του διαστήματος [1415s,1485s] είναι πολύ μικρή.



Σχήμα 9.4 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Χρονικής Στιγμής t_e του Α/Π #1 (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)

Στο Σχήμα 9.5 φαίνονται οι καμπύλες PV των προσομοιώσεων, οι οποίες είναι μεταξύ τους παρόμοιες. Οι χρονικές στιγμές σήματος EMRS δεν διαφέρουν ιδιαίτερα σε κάθε προσομοίωση, όπως παρατηρείται και από τα σημεία μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, τα οποία σημειώνονται με κόκκινους σταυρούς. Στο Σχήμα 9.6 φαίνεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος P_{Lmax} . Οι τιμές που μπορεί να πάρει δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερο εύρος και περιορίζονται εντός του διαστήματος [1.2953αμ, 1.3014αμ]. Με άλλα λόγια, η μεταβλητή παραγωγή του αιολικού πάρκου δεν διαφοροποιεί σημαντικά την τιμή της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος στο σύνολο των προσομοιώσεων.



Σχήμα 9.5 Καμπύλες ΡV προσομοιώσεων Α/Π #1 (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)



Σχήμα 9.6 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος (Α/Π #1, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)

Στο Σχήμα 9.7 παρουσιάζεται το διάγραμμα διασποράς που περιλαμβάνει την συνολική χωρητικότητα των πυκνωτών αντιστάθμισης που έχουν συνδεθεί στον υποσταθμό MT, τη χρονική στιγμή t_c που επιτυγχάνεται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς. Είναι εμφανές,

ότι όλοι οι διαθέσιμοι πυκνωτές, έχουν επιστρατευτεί μέχρι τη στιγμή t_c σε κάθε επανάληψη της προσομοίωσης. Το γεγονός αυτό, δικαιώνει ξανά τη νέα λογική ελέγχου των αυτόματων μηχανισμών ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών, δηλαδή την επιτήρηση της υψηλής τάσης V₂ αντί της αέργου ισχύος που διαρρέει τον υποσταθμό.



Σχήμα 9.7 Διάγραμμα Διασποράς Αγωγιμότητας Συνδεδεμένων Πυκνωτών και Χρονικής Στιγμής t_c (Α/Π #1, Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)

Ένα ακόμα ενδιαφέρον συμπέρασμα για τη συμπεριφορά του συστήματος μπορεί να εξαχθεί από το διάγραμμα διασποράς στο Σχήμα 9.8. Κατά τη χρονική στιγμή t_c , η τάση του αιολικού πάρκου είναι διαρκώς ίση με 1.1αμ, σε κάθε επανάληψη της προσομοίωσης. Το γεγονός αυτό, οφείλεται στην εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης, η οποία βρίσκεται σε λειτουργία κάθε φορά που επιτυγχάνεται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς και οδηγεί την τάση V_w στην μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της. Βασική προϋπόθεση για τα παραπάνω, αποτελεί η τιμή του ρεύματος να είναι εντός ορίων, αφού σε διαφορετική περίπτωση ο περιοριστής ρεύματος θα προχωρούσε σε μείωση της τάσης, προκειμένου να επανέλθει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα.



Σχήμα 9.8 Διάγραμμα Διασποράς Τάσης Αιολικού Πάρκου #1 και Χρονικής Στιγμής t_c (Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη)



Σχήμα 9.9 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αιολικής Παραγωγής στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ S_{n.A/Π#1})

Όσον αφορά την αιολική παραγωγή, στο Σχήμα 9.9 φαίνεται η κατανομή που ακολουθεί, τη χρονική στιγμή που επιτυγχάνεται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς. Εμφανίζει μεγαλύτερη πιθανότητα γύρω από την τιμή 0.325αμ, ενώ σε καμιά περίπτωση δεν ξεπερνά το 0.58αμ. Αντιθέτως, η άεργος ισχύς τη στιγμή t_c , παρουσιάζει υψηλότερες τιμές και κυμαίνεται κατά βάση κοντά στο 0.6αμ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 9.10. Το γεγονός αυτό, οφείλεται στην εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης, που ενεργοποιείται πριν το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος και παραμένει σε λειτουργία όταν αυτό συναντάται, όπως σχολιάσθηκε και στο διάγραμμα διασποράς της τάσης αιολικού πάρκου.



Σχήμα 9.10 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αέργου Ισχύος Α/Π#1 στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ *S*_{n,A/Π#1})

Τέλος, για λόγους εποπτείας, στο σχήμα 9.11 αναπαρίστανται η ενεργός και άεργος παραγωγή του αιολικού πάρκου #1 ως προς τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ σε κάθε περίπτωση. Όπως παρατηρείται, τα δύο μεγέθη κινούνται προς αντίθετες κατευθύνσεις,

αφού όσο πιο μικρή είναι η παραγόμενη ενεργός ισχύς, τόσο μεγαλύτερα τα περιθώρια αέργου υποστήριξης και αντιστρόφως.



Σχήμα 9.11 Διάγραμμα Διασποράς Ενεργού-Αέργου ισχύος Α/Π #1 και Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος (α.μ. σε S_b=100MVA)

9.1.2 Πιθανοτική σύγκριση προσομοιώσεων Ελέγχου Μετατροπέα Α/Π στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ

Στους πίνακες 9.1 και 9.2 παρατίθενται συγκριτικά αποτελέσματα για τα σενάρια χωρίς αιολικό πάρκο, λειτουργία μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF), ρύθμισης της τάσεως του Α/Π με σύνδεση πυκνωτών (CVC και πυκνωτές) και εντολής μέγιστης αέργου υποστήριξης (EMRS), όπως προέκυψαν από 1000 προσομοιώσεις για κάθε σενάριο (μέθοδος Monte-Carlo). Όταν η διεσπαρμένη παραγωγή βρίσκεται εκτός λειτουργίας, προκύπτει η ελάχιστη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς. Στην περίπτωση μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF), η επίδραση της έγχυσης ενεργού ισχύος του Α/Π προσέφερε μία αύξηση 1.01 MW στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος. Εν συνεχεία, η επίδραση ρύθμισης της τάσεως του Α/Π και η σύνδεση των συστοιχιών των στατών πυκνωτών του Υ/Σ στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος βρέθηκε μεγάλη (αύξηση κατά 6.53 MW) σε σχέση με τον έλεγχο UPF, ως λογικό επακόλουθο της μεγάλης άεργης υποστήριξης που προσφέρει ο συγκεκριμένος έλεγχος στην παρούσα προσομοίωση. Συγκεκριμένα, η αύξηση κατά 6.53 MW οφείλεται κυρίως στον αυτόματο μηχανισμό ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών και αντιστοιχεί στο 54% της ονομαστικής τους αέργου ισχύος (Q_{cap,n}=12MVAR). Τέλος, χρησιμοποιώντας την εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης παρατηρείται επιπρόσθετη αύξηση της MMI, ίση με 4.75 MW, που αντιστοιχεί στο 25% της ονομαστικής δυνατότητας των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται ($S_{inv,n}$ =18.9 MVA).

Προφανώς, όπως έχει φανεί και στις εργασίες [59] και [61], το ποσοστό αύξησης της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος ως προς τα ονομαστικά μεγέθη του μετατροπέα S_n εξαρτάται κυρίως από την άεργη υποστήριξη του Α/Π, η οποία με τη σειρά της εξαρτάται από την παρούσα τιμή της ενεργού ισχύος του Α/Π, αφού για μικρές τιμές P_w τα περιθώρια Q_w είναι μεγάλα και αντίστροφα. Αξίζει επιπρόσθετα να σημειωθεί ότι σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια το εύρος και η τυπική απόκλιση είναι ιδιαίτερα μικρές.

Χωρίς Α/Π	UPF (a)	CVC και Πυκνωτές (c)	Αύξηση ΔΡ (c-a)	EMRS (d)	Αύξηση ΔΡ (d-c)
117.69	118.70	125.23	6.53 (54.4% <i>Q</i> _{cap,n})	129.98	4.75 (25.1% $S_{inv,n}$)

Πίνακας 9.1 Μέση τιμή Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος μέσω Monte-Carlo προσομοιώσεων για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #1 (MW)

Πίνακας 9.2 Χαρακτηριστικά Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος για τις Λειτουργίες UPF, CVC με πυκνωτές και EMRS (A/Π #1)

P _{max} (MW)	UPF	CVC και Πυκνωτές	EMRS	
Μέση Τιμή	118.70	125.23	129.98	
Τυπική Απόκλιση	0.0531	0.2446	0.1021	
Μέγιστη Τιμή	118.77	126.25	130.14	
Ελάχιστη Τιμή	118.39	124.50	129.53	

9.2 Πιθανοτική Προσομοίωση Συστήματος για το Α/Π #2

Ως ενεργός παραγωγή του Α/Π #2 λαμβάνονται εκ νέου στοχαστικές μαρκοβιανές χρονοσειρές αιολικής παραγωγής, όπως αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 8, προκειμένου να πραγματοποιηθεί πιθανοτική προσομοίωση του συστήματος [63].

Το σύστημα προσομοιώνεται για 5000 διαφορετικές χρονοσειρές αιολικής παραγωγής (δεδομένης της XΣ ισχύος #2) [63], προκειμένου να γίνει διαχωρισμός σε δυο κατηγορίες ανάλογα με το εάν προκύπτει αστάθεια στο μετατροπέα για λειτουργία σταθερού ρεύματος (Ενότητα 4.1.2). Η αστάθεια αυτή εντοπίζεται με βάση την σχέση (4.10), δηλαδή σε περίπτωση που σε μια προσομοίωση η ευαισθησία ρεύματος προς τάση μηδενιστεί ή πάρει αρνητική τιμή, θεωρείται ότι η συγκεκριμένη προσομοίωση αντιστοιχεί σε ασταθή λειτουργία του μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος.

Σημειώνεται, ότι από τα 5000 σενάρια που προσομοιώθηκαν, θεωρώντας αρχικά απενεργοποιημένο το μηχανισμό πρόβλεψης και αντιμετώπισης της αστάθειας του μετατροπέα, μόνο στα 153 δεν παρατηρήθηκε αστάθεια. Ο αυξημένος αριθμός σεναρίων (4847) στα οποία προέκυψε αστάθεια στον μετατροπέα δικαιολογείται από το γεγονός ότι το σύστημα προσομοιώνεται σε εξαιρετικά δυσμενείς συνθήκες.

Έτσι, αρχικά πραγματοποιείται ανάλυση της κατηγορίας σεναρίων αιολικής παραγωγής στα οποία συναντάται αστάθεια στον μετατροπέα, ακόμη και μετά την εφαρμογή του μηχανισμού προστασίας (υποενότητα 4.1.3), με απενεργοποιημένη όμως τη μέθοδο προστασίας έκτακτης αποκοπής αιολικής ισχύος που προτάθηκε στην Ενότητα 4.3. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται πιθανοτική προσομοίωση για όλα τα σενάρια μέγιστης αέργου υποστήριξης (EMRS) με ενεργοποιημένο το μηχανισμό πρόβλεψης και αντιμετώπισης της αστάθειας του μετατροπέα, συμπεριλαμβανομένης της προστασίας αποκοπής αιολικής ισχύος και αντιμετώπισης της αστάθειας του μετατροπέα, συμπεριλαμβανομένης έκτακτης προστασίας, όλα τα σενάρια στα οποία το σύστημα οδηγούταν σε αστάθεια

αντιμετωπίζονται επαρκώς. Η αρχικοποίηση του δικτύου, η δομή και τα δεδομένα του, καθώς και οι λειτουργίες των διαφόρων διατάξεων παραμένουν όπως περιγράφηκαν στα Κεφ. 2 και 3.

9.2.1 Ανάλυση Σεναρίων Ασταθούς Λειτουργίας Μετατροπέα

Έπειτα από ενσωμάτωση του μηχανισμού προστασίας που περιγράφηκε στην Ενότητα 4.1.3, διεξάγεται η προσομοίωση των 4847 σεναρίων που οδήγησαν σε αστάθεια (μέθοδος έκτακτης μετατροπέα προστασίας αποκοπής αιολικής ισγύος απενεργοποιημένη). Από αυτά, μόνο τα 247, δηλαδή ένα ποσοστό περίπου 5%, οδηγήθηκαν εκ νέου σε αστάθεια μετατροπέα, παρά την χρήση του μηχανισμού προστασίας. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην απότομη μεταβολή της ενεργού ισχύος του αιολικού πάρκου, που είγε ως αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση σε διάστημα ενός δευτερολέπτου της ευαισθησίας που βρισκόταν ήδη σε σχετικά χαμηλό επίπεδο, όπως εξηγείται στις ακόλουθες υποενότητες. Για τα σενάρια αυτά ορίστηκαν επιπλέον μέτρα προστασίας (Ενότητα 4.3 του Κεφ. 4).

Στην αρχική χρονοσειρά αιολικής παραγωγής του Α/Π #2, η μέγιστη μεταβολή σε διάστημα ενός δευτερολέπτου ισούται με 0.10156355αμ ή 3.656MW. Από την άλλη, στο μοντέλο Markov 20 καταστάσεων που χρησιμοποιείται με χρονικό βήμα προσομοίωσης 1 δευτερολέπτου, όπως στην παρούσα ενότητα, δείχθηκε στο Κεφάλαιο 8 ότι για οποιεσδήποτε διαδοχικές χρονικές στιγμές *t*, *t* + 1, θα ισχύει:

$$|max(S_{t+1} - S_t)| = 2 \tag{9.1}$$

όπου S_{t+1} , S_t οι καταστάσεις τις χρονικές στιγμές t+1, t.

Δεδομένου ότι το εύρος δυνατών τιμών κάθε κατάστασης ισούται με 0.05αμ, η μέγιστη μεταβολή που μπορεί να προκύψει από το συγκεκριμένο μοντέλο Markov για δύο διαδοχικές χρονικές στιγμές είναι:

$$|max(Y_{t+1} - Y_t)| = 0.15 \, \alpha \mu = 5.4 \, \text{MW}$$
(9.2)

όπου Y_{t+1} , Y_t οι τιμές της παραγόμενης από το μοντέλο Markov χρονοσειράς τις χρονικές στιγμές t + 1, t.

Επομένως, προκύπτει πιθανότητα υπέρβασης της μέγιστης μεταβολής μεταξύ δυο διαδοχικών δευτερολέπτων της αρχικής χρονοσειράς, κάτι που οφείλεται στην επιλογή της τιμής του τυχαίου αριθμού που υπερθέτεται σε κάθε παραγόμενη τιμή, ώστε να καλύπτεται όλο το εύρος κάθε κατάστασης. Η ομοιόμορφη κατανομή των τυχαίων αυτών αριθμών επιλέχθηκε αυθαίρετα, καθώς θεωρήθηκε ότι οι μεταβάσεις εντός μιας κατάστασης δεν ακολουθούν κάποια συγκεκριμένη κατανομή.

Μεταβολές μεγαλύτερες από 0.10156355αμ ή 3.656MW παρατηρούνται στις 4161 από τις 4847 χρονοσειρές που παρήχθησαν. Στον Πίνακα 9.3 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά των μέγιστων μεταβολών για τα 4847 σενάρια που εξετάστηκαν. Φαίνεται ότι η μέση τιμή των μέγιστων αυτών μεταβολών υπερβαίνει την μέγιστη διαφορά που εντοπίστηκε στην αρχική χρονοσειρά. Ωστόσο, μόνο στα 247 σενάρια εμφανίζεται αστάθεια στον μετατροπέα παρά την χρήση του μηχανισμού προστασίας, αφού είναι απαραίτητο την ίδια χρονική στιγμή που μεταβάλλεται σημαντικά η αιολική παραγωγή, η ευαισθησία ρεύματος προς τάσης να έχει σχετικά χαμηλή τιμή.

Στο Σχήμα 9.12 φαίνονται οι τιμές της ευαισθησίας ρεύματος-τάσης για ένα σενάριο στο οποίο ο μηχανισμός προστασίας αποτρέπει την εμφάνιση αστάθειας στον

μετατροπέα. Την χρονική στιγμή t=2787s η ενεργός ισχύς του πάρκου αυξάνεται σημαντικά, ενώ η ευαισθησία βρισκόταν σε ένα σχετικά υψηλό επίπεδο μέχρι και το προηγούμενο δευτερόλεπτο (~0.77). Ως αποτέλεσμα, η απότομη αύξηση της ισχύος φέρει μία απότομη μείωση της ευαισθησίας, η οποία λαμβάνει πλέον τιμή ίση με 0.515. Αφού λοιπόν παραβιάζεται το κατώφλι ευαισθησίας $\eta_{min}=0.6$ για ένα χρονικό διάστημα $T_{prot}=1$ s, την χρονική στιγμή t=2788s η εγχεόμενη ενεργός ισχύς από το αιολικό πάρκο μειώνεται κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό $\delta=10\%$ κι έτσι αποτρέπεται η αστάθεια.

Πίνακας 9.3 Χαρακτηριστικά Μέγιστων Μεταβολών Αιολικής Παραγωγής

Μέγιστη Μεταβολή Ρ _w						
Μέση Τιμή	0.1204αμ (4.33MW)					
Ελάχιστη Τιμή	0.0900αμ (3.25MW)					
Μέγιστη Τιμή	0.1490αμ (5.37MW)					



Σχήμα 9.12 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης για Ενδεικτικό Σενάριο Ευσταθούς Λειτουργίας Μετατροπέα

Αντιθέτως, στο Σχήμα 9.13 φαίνονται οι τιμές της ευαισθησίας ρεύματος-τάσης μετατροπέα για ένα σενάριο στο οποίο ο μηχανισμός προστασίας δεν καταφέρνει να αποτρέψει την εμφάνιση αστάθειας στον μετατροπέα. Την χρονική στιγμή t=2910s η ενεργός ισχύς του πάρκου αυξάνεται σημαντικά (0.126αμ), με αποτέλεσμα η ευαισθησία να μηδενίζεται ακαριαία, ενώ προηγουμένως λάμβανε τιμή μεγαλύτερη του κατωφλίου προστασίας (~0.67). Ως εκ τούτου ο μετατροπέας ηλεκτρονικών ισχύος οδηγείται σε αστάθεια και τριπάρει.

Πίνακας 9.4 Χαρακτηριστικά Μεταβολών Αιολικής Παραγωγής και Ευαισθησίας την Χρονική Στιγμή Αστάθειας Μετατροπέα

	ΔP_w	η
Μέση Τιμή	0.1089aµ (3.92MW)	0.653
Ελάχιστη Τιμή	0.0339αµ (1.22MW)	0.600
Μέγιστη Τιμή	0.1490αμ (5.37MW)	0.748

Στον Πίνακα 9.4 φαίνονται τα χαρακτηριστικά για τις μεταβολές αιολικής ισχύος και τις ευαισθησίες ρεύματος-τάσης την χρονική στιγμή που το σύστημα οδηγείται σε αστάθεια, έπειτα από την προσομοίωση των 247 χρονοσειρών στις οποίες δεν αντιμετωπίζεται η αστάθεια του μετατροπέα, παρά την χρήση του μηχανισμού προστασίας.



Σχήμα 9.13 Ευαισθησία Ρεύματος-Τάσης για Ενδεικτικό Σενάριο Ασταθούς Λειτουργίας Μετατροπέα

Η μέση τιμή των αποκλίσεων ενεργού ισχύος την χρονική στιγμή αστάθειας του μετατροπέα ξεπερνούν τη μέγιστη απόκλιση που παρατηρείται στην αρχική χρονοσειρά (3.656MW), ενώ σε αρκετές περιπτώσεις η απόκλιση στις προσομοιώσεις ξεπερνά τα 5MW. Όπως αναφέρθηκε, η διαφορά αυτή οφείλεται στον τυχαίο αριθμό που προστίθεται εντός των καταστάσεων του μοντέλου Markov. Η μεγάλη διαφορά στην αιολική παραγωγή μεταξύ δύο διαδοχικών δευτερολέπτων, σε συνδυασμό με την αντίστοιχη σχετικά χαμηλή τιμή της ευαισθησίας οδηγούν τον μετατροπέα σε αστάθεια.

Για την αντιμετώπιση των συγκεκριμένων σεναρίων αστάθειας, στην εργασία [63] θεωρήθηκε υψηλότερο κατώφλι ευαισθησίας η_{min} =0.75, ίσο δηλαδή με την μέγιστη τιμή των ευαισθησιών που παρατηρήθηκαν στα σενάρια που ο μηχανισμός αδυνατούσε να αποτρέψει την αστάθεια στον μετατροπέα. Με τον τρόπο αυτό η αστάθεια αντιμετωπίστηκε επιτυχώς στην πλειοψηφία των περιπτώσεων, ωστόσο η επιλογή υψηλής τιμής κάτω άκρου η_{min} οδηγεί σε αποκοπή αιολικής ισχύος, χωρίς ενδεχομένως να υπάρχει ανάγκη σε πολλές περιπτώσεις. Προφανώς, κάτι τέτοιο είναι μη θεμιτό.

Επιπροσθέτως, σημειώθηκαν λίγες περιπτώσεις (29 στις 247) στις οποίες δημιουργείται αστάθεια προτού ενεργήσει ο περιοριστής ρεύματος και επομένως χωρίς να έχει μετρηθεί η ευαισθησία ρεύματος-τάσης. Σε αυτές, η αύξηση της ευαισθησίας δεν είναι επαρκής, αφού η μέθοδος προστασίας αδυνατεί να αποτρέψει την αστάθεια στο σύστημα και έτσι άλλα μέτρα πρέπει να ληφθούν. Να τονιστεί σε αυτό το σημείο εκ νέου ότι η αστάθεια που προκύπτει στον μετατροπέα δικαιολογείται από το γεγονός ότι το σύστημα προσομοιώνεται σε εξαιρετικά δυσμενείς συνθήκες.

Ως εκ τούτου, στην ακόλουθη υποενότητα ενεργοποιείται και προσομοιώνεται η επιπρόσθετη προτεινόμενη μέθοδος έκτακτης προστασίας (Κεφάλαιο 4, Ενότητα 4.3). Με αυτήν, μάλιστα, δεν απαιτείται επιπρόσθετη αύξηση της ευαισθησίας ρεύματος-

τάσεως του μετατροπέα, αφού όπως προαναφέρθηκε, μία τέτοια αύξηση οδηγεί σε αποκοπή αιολικής ισχύος, χωρίς να υπάρχει απαραιτήτως ανάγκη σε διάφορες περιπτώσεις.

9.2.2 Στατιστική Ανάλυση Αποτελεσμάτων Μέγιστης Αέργου Υποστήριζης Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS) με Μέθοδο Έκτακτης Προστασίας

Εφαρμόζοντας τη μέθοδο έκτακτης προστασίας (Εξίσωση 4.21, Ενότητα 4.3), τα σενάρια στα οποία το σύστημα οδηγούταν σε αστάθεια αντιμετωπίζονται πλέον επαρκώς. Επιπροσθέτως, επαναλαμβάνοντας τη μέθοδο Monte Carlo και συγκεκριμένα διεξάγοντας εκ νέου την προσομοίωση 5000 διαφορετικών σεναρίων αιολικής παραγωγής, παρατηρείται ότι δεν εμφανίζεται σε καμία περίπτωση αστάθεια στον μετατροπέα, αφού σε καμία περίπτωση το ρεύμα δεν υπερβαίνει τη μέγιστη τιμή I_{max} για να οδηγηθεί σε αποσύνδεση ο μετατροπέας, ενώ ταυτόχρονα όσες φορές η ευαισθησία-ρεύματος η υπολογίστηκε αρνητική, έγινε άμεση αποκοπή ισχύος και ο μετατροπέας προστατεύτηκε επιτυχώς από αστάθεια.

Αντίστοιχα με την ενότητα 9.1.1, επομένως, πραγματοποιείται πιθανοτική προσομοίωση για τα σενάρια μέγιστης αέργου υποστήριξης (EMRS) με ενεργοποιημένο το μηχανισμό πρόβλεψης και αντιμετώπισης της αστάθειας του μετατροπέα, συμπεριλαμβανομένης της προστασίας έκτακτης αποκοπής αιολικής ισχύος που προτάθηκε στην Ενότητα 4.3. Κάθε επανάληψη της προσομοίωσης χαρακτηρίζεται από τη χρονική στιγμή κατά την οποία επιτυγχάνεται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στο φορτίο και συμβολίζεται με t_c. Σημειώνεται εκ νέου ότι εφαρμόζεται ράμπα αγωγιμότητας φορτίου σταθερού ρυθμού και επομένως ο χρόνος της προσομοίωσης συνδέεται με την αγωγιμότητα φορτίου, σύμφωνα με τη σχέση (3.38).



Σχήμα 9.14 Καμπύλες PV 5000 Προσομοιώσεων για το A/Π #2

Στα Σχήματα 9.14-9.15 φαίνονται οι καμπύλες PV των προσομοιώσεων, οι οποίες είναι μεταξύ τους παρόμοιες. Οι χρονικές στιγμές σύζευξης των πυκνωτών και σήματος EMRS δεν διαφέρουν ιδιαίτερα σε κάθε προσομοίωση. Τα σημεία μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος σημειώνονται με κόκκινους σταυρούς. Να σημειωθεί επιπροσθέτως, ότι όλοι οι διαθέσιμοι πυκνωτές, έχουν συνδεθεί μέχρι την χρονική

στιγμή t_c (όριο MMI) σε κάθε επανάληψη της προσομοίωσης. Το γεγονός αυτό, δικαιώνει τη λογική ελέγχου των αυτόματων μηχανισμών ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών, δηλαδή την επιτήρηση της υψηλής τάσης V₂.



Σχήμα 9.15 Εστιασμένες Καμπύλες PV 5000 Προσομοιώσεων για το Α/Π #2

Στο Σχήμα 9.16 αναπαρίσταται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας των σημείων αυτών P_{max} . Οι τιμές μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος παρουσιάζουν ιδιαίτερα μικρό εύρος και περιορίζονται εντός του διαστήματος [1.428αμ, 1.446αμ]. Με άλλα λόγια, η μεταβλητή παραγωγή του αιολικού πάρκου δεν διαφοροποιεί σημαντικά την τιμή της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, αλλάζει όμως την αγωγιμότητα του φορτίου στην αντίστοιχη χρονική στιγμή.



Σχήμα 9.16 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος (Α/Π #2)

Παρατηρώντας το διάγραμμα διασποράς του Σχήματος 9.17 γίνεται αντιληπτό ότι σε αντίθεση με την περίπτωση του Α/Π #1 που εξετάσθηκε στην ενότητα 9.1.1, η τάση του αιολικού πάρκου την χρονική στιγμή t_c διαφέρει από την τιμή 1.1αμ στο σύνολο των προσομοιώσεων, παρότι έχει σταλεί η εντολή Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης πριν

την επίτευξη της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος. Αυτό συμβαίνει λόγω παραβίασης του ορίου ρεύματος, με αποτέλεσμα ο περιοριστής ρεύματος να μειώνει την τάση V_w του αιολικού πάρκου έως ότου επανέλθει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα. Επίσης, παρόλο που η εντολή Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης τίθεται σε λειτουργία πριν την επίτευξη μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος, την χρονική στιγμή t_c ο περιοριστής ρεύματος βρίσκεται σε λειτουργία, με αποτέλεσμα οι τιμές αέργου ισχύος να είναι μικρότερες από ότι στην περίπτωση του Α/Π #1.



Σχήμα 9.17 Διάγραμμα Διασποράς Τάσης Α/Π #2 και Χρονικής Στιγμής t_c



Σχήμα 9.18 Διάγραμμα Διασποράς Τάσης Φορτίου και ΜΜΙ

Ακόμη, η τάση του φορτίου στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ βρίσκεται σε υψηλότερα επίπεδα, κάτι που σε ένα βαθμό οφείλεται στις συγκριτικά μικρότερες τιμές R_l, X_l του Α/Π #2 που έχουν ως αποτέλεσμα μειωμένες πτώσεις τάσης στο φορτίο, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 9.18.

Όσον αφορά την αιολική παραγωγή, στο Σχήμα 9.19 φαίνεται η κατανομή που ακολουθεί, την χρονική στιγμή που επιτυγχάνεται η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς. Εμφανίζει μεγαλύτερη πιθανότητα γύρω από την τιμή 0.325αμ, ενώ σε καμιά περίπτωση δεν ξεπερνά το 0.65αμ. Αντιθέτως, η άεργος ισχύς τη στιγμή t_c, παρουσιάζει υψηλότερες τιμές και κυμαίνεται κατά βάση κοντά στο 0.6αμ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 9.20. Το γεγονός αυτό, οφείλεται στην εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης, που ενεργοποιείται πριν το σημείο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος και παραμένει σε λειτουργία όταν αυτό συναντάται, όπως σχολιάσθηκε και στο διάγραμμα διασποράς της τάσης αιολικού πάρκου.



Σχήμα 9.19 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αιολικής Παραγωγής στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ *S*_{n,A/Π#2})



Σχήμα 9.20 Εμπειρική Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας Αέργου Ισχύος Α/Π#2 στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (α.μ. στην ονομαστική ισχύ *S_{n,A/Π#2}*)

Στο Σχήμα 9.20 πρέπει να επισημανθεί ότι η άεργος ισχύς Q_w είναι κατά μέσο όρο περίπου ίση με τα ονομαστικά μεγέθη ($S_{n,2}$ =36MVA=1αμ σε βάση ισχύος S_B = $S_{n,2}$) του μετατροπέα του Α/Π #2, δηλαδή Q_w ≈1.00αμ, ενώ ταυτόχρονα η ενεργός ισχύς του είναι κατά μέσο όρο περίπου ίση με P_w ≈0.40αμ. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι, έχοντας ταυτόχρονα συναντήσει το όριο ρεύματος $I = I^{lim}$ και τη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της τάσης του μετατροπέα $V_w = V_w^{lim}$ (λόγω EMRS), η φαινόμενη

ισχύς του μετατροπέα του Α/Π #2 ισούται με $V_w^{lim}I^{lim} = 1.1 * 1 \alpha \mu = 1.1 \alpha \mu$, δηλαδή με τη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή της. Συνεπώς η $Q_{w_{max}}$ μπορεί να λάβει και τιμές μεγαλύτερες του 1 αμ και συγκεκριμένα $Q_{w_{max}} = V_w^{lim}I^{lim} = 1.1 \alpha \mu$, όπως εξηγήθηκε στην υποενότητα 2.2.4 και αναπαρίσταται στο P-Q διάγραμμα ικανότητας του Σχήματος 2.7. Σημειώνεται εκ νέου ότι όλα τα μεγέθη είναι ανηγμένα στη βάση $S_b=100$ MVA, εκτός από τις περιπτώσεις που αναγράφεται διαφορετική βάση ισχύος, όπως στα Σχήματα 9.19-9.20.

Τέλος, για λόγους εποπτείας, στο σχήμα 9.21 αναπαρίστανται η ενεργός και άεργος παραγωγή του αιολικού πάρκου #2 ως προς τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ σε κάθε περίπτωση. Όπως παρατηρείται, τα δύο μεγέθη κινούνται προς αντίθετες κατευθύνσεις, αφού όσο πιο μικρή είναι η παραγόμενη ενεργός ισχύς, τόσο μεγαλύτερα τα περιθώρια αέργου υποστήριξης και αντιστρόφως.



Σχήμα 9.21 Διάγραμμα Διασποράς Ενεργού-Αέργου ισχύος Α/Π #2 και Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος (α.μ. σε S_b=100MVA)

9.2.3 Πιθανοτική Παρουσίαση Αποτελεσμάτων Διαφορετικών Λειτουργιών Μετατροπέα Α/Π

Στους πίνακες 9.5 και 9.6 παρατίθενται συγκριτικά αποτελέσματα για τα σενάρια χωρίς αιολικό πάρκο, λειτουργία μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF) και ρύθμισης της τάσεως του Α/Π με σύνδεση πυκνωτών (CVC και πυκνωτές), όπως προέκυψαν από 1000 προσομοιώσεις για κάθε σενάριο (μέθοδος Monte-Carlo), καθώς και του ελέγχου εντολής μέγιστης αέργου υποστήριξης (EMRS), όπως προέκυψαν από 5000 προσομοιώσεις, όπως προαναφέρθηκε. Σε κάθε προσομοίωση θεωρείται μια διαφορετική χρονοσειρά αιολικής παραγωγής ως είσοδος του συστήματος, που προκύπτει έπειτα από εφαρμογή του μοντέλου Markov που αναλύθηκε στο Κεφ. 8.

Όταν η διεσπαρμένη παραγωγή βρίσκεται εκτός λειτουργίας, προκύπτει η ελάχιστη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς. Στην περίπτωση μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF), η επίδραση της έγχυσης ενεργού ισχύος του Α/Π προσέφερε μία αύξηση 2.03 MW στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος. Εν συνεχεία, η επίδραση ρύθμισης της τάσεως του Α/Π και η σύνδεση των συστοιχιών των στατών πυκνωτών του Υ/Σ στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος βρέθηκε μεγάλη (αύξηση κατά 11.62 MW) σε σχέση

με τον έλεγχο UPF, ως λογικό επακόλουθο της μεγάλης άεργης υποστήριξης που προσφέρει ο συγκεκριμένος έλεγχος στην παρούσα προσομοίωση (συγκεκριμένα, η αύξηση οφείλεται κυρίως στον αυτόματο μηχανισμό ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών). Τέλος, χρησιμοποιώντας την εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης παρατηρείται επιπρόσθετη αύξηση της MMI, ίση με 10.56 MW, που αντιστοιχεί στο 29.3% της ονομαστικής δυνατότητας των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται ($S_{inv,n}$ =36.0 MVA). Να σημειωθεί μάλιστα ότι τα συγκεκριμένα αποτελέσματα βρίσκονται αρκετά κοντά στα αντίστοιχα που προέκυψαν από την προσομοίωση του συστήματος στην αναφορά [102].

Πίνακας 9.5 Μέση τιμή Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος μέσω Monte-Carlo προσομοιώσεων για Διαφορετικές Λειτουργίες Α/Π #2 (MW)

Χωρίς Α/Π	UPF (a)	CVC και Πυκνωτές (c)	Αύξηση ΔΡ (c-a)	EMRS (d)	Αύξηση ΔΡ (d-c)
119.51	121.54	133.16	11.62	143.72	10.56

Πίνακας 9.6 Χαρακτηριστικά Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος για τις Λειτουργίες UPF, CVC με πυκνωτές και EMRS (Α/Π #2)

P _{max} (MW)	UPF	CVC και Πυκνωτές	EMRS
Μέση Τιμή	121.54	133.16	143.72
Τυπική Απόκλιση	0.1329	2.3890	0.3135
Μέγιστη Τιμή	121.73	139.98	144.62
Ελάχιστη Τιμή	120.93	127.85	142.82

9.3 Πιθανοτική Προσομοίωση Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος με συνθετικές Χρονοσειρές Ισχύος Α/Π

Οι δύο πίνακες πιθανοτήτων μετάβασης που εξήχθησαν από τις διαθέσιμες χρονοσειρές ισχύος χρησιμοποιούνται στην παρούσα ενότητα για την παραγωγή συνθετικών χρονοσειρών ισχύος, όπως περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 8. Η αρχική κατάσταση των συνθετικών χρονοσειρών είναι αυτή του εξεταζόμενου στιγμιότυπου του θέρους 2010. Εκατό σενάρια προσομοιώθηκαν για κάθε Μαρκοβιανό μοντέλο, επισημασμένα ως "Τύπου 1" και "Τύπου 2" για τις χρονοσειρές ισχύος #1 και #2 αντίστοιχα.

Στα Σχήματα 9.22 και 9.23 οι PV καμπύλες που αντιστοιχούν στις συνθετικές χρονοσειρές ισχύος ("Τύπου 1" και "Τύπου 2" αντίστοιχα) αναπαριστώνται με γκρι γραμμές, μαζί με τα σενάρια χαμηλής και υψηλής σταθερής αιολικής παραγωγής που παρουσιάστηκαν στην Ενότητα 6.3 για λόγους σύγκρισης (κόκκινη και μαύρη συμπαγής γραμμή για το σενάριο χαμηλής και υψηλής αιολικής ισχύος αντίστοιχα). Όπως φαίνεται, η μέση τιμή της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (σημείο Μ εντός των γκρι καμπυλών) των στοχαστικών μοντέλων βρίσκεται ανάμεσα στις τιμές των σεναρίων χαμηλής και υψηλής σταθερής αιολικής παραγωγής. Μπορεί ως εκ τούτου να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι τα δύο ακραία σενάρια παρέχουν αξιόπιστα περιθώρια για την αναμενόμενη τιμή του ορίου φόρτισης με στοχαστική μεταβλητότητα ανέμου.



Σχήμα 9.22 Καμπύλες PV Πελοποννήσου με EMRS (Markov Τύπου 1 Αιολική Παραγωγή)



Σχήμα 9.23 Καμπύλες PV Πελοποννήσου με EMRS (Markov Τύπου 2)

Όπως φαίνεται και στον Πίνακα 9.7, η διαφορά στο όριο φόρτισης της Πελοποννήσου μεταξύ των δύο μοντέλων Markov είναι αμελητέα (λιγότερο από 0.5 MW). Ως εκ τούτου, τα δύο Μαρκοβιανά μοντέλα συγχωνεύονται και ένας ενιαίος δειγματικός χώρος θεωρείται από τώρα και στο εξής για όλες τις παραχθείσες τυχαίες ακολουθίες.

Στο Σχήμα 9.24 η καταναλισκόμενη ισχύς φορτίου της περιοχής της Πελοποννήσου αναπαρίσταται για τις δύο ακραίες περιπτώσεις ανέμου (χαμηλή αιολική παραγωγή – κόκκινη γραμμή, υψηλή αιολική παραγωγή – μαύρη γραμμή). Στο ίδιο σχήμα φαίνεται με μπλε συμπαγή γραμμή η μέση τιμή της καταναλισκόμενης ισχύος φορτίου της Πελοποννήσου όλων των συνθετικών χρονοσειρών (δηλαδή όλες οι στοχαστικές προσομοιώσεις λαμβάνονται μαζί). Επιπροσθέτως, στο Σχ. 9.24 αναπαρίσταται η απόκριση της κατανάλωσης ισχύος φορτίου για την ντετερμινιστική μετρημένη χρονοσειρά αιολικής παραγωγής του Σχήματος 3.7, που επαναλαμβάνεται στο Σχήμα 7.5 (Κεφάλαιο 3 και 7 αντίστοιχα). Το ενδεικτικό αυτό σενάριο πραγματικών δεδομένων μετρήσεων αιολικής παραγωγής φαίνεται με ροζ συμπαγή γραμμή. Συγκεκριμένα, είναι προφανές από το Σχήμα 9.24 ότι η ντετερμινιστική τροχιά (ροζ γραμμή) είναι παρόμοια με τις τροχιές των στοχαστικών συνθετικών χρονοσειρών ισχύος που προσομοιώνονται. Σε αυτή την περίπτωση, μάλιστα, το όριο φόρτισης της περιοχής της Πελοποννήσου ισούται με 965.58 MW.

Πίνακας 9.7 Όριο Φόρτισης (MW) με Έλεγχο Μέγιστης Άεργης Υποστήριξης Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS)

	Χαμηλή Αιολική Παραγωγή (Low Wind)	Μαρκοβιανή Αιολική Παραγωγή 1 (Markov Τύπου 1)	Μαρκοβιανή Αιολική Παραγωγή 2 (Markov Τύπου 2)	Υψηλή Αιολική Παραγωγή (High Wind)
Πελοπόννησος	955.06	966.53	967.02	976.30
ΕΔΣ	9802.01	9885.41	9901.83	10005.24



Σχήμα 9.24 Καταναλισκόμενη Ισχύς Φορτίου Πελοποννήσου (EMRS έλεγχος ενεργοποιημένος στα αιολικά πάρκα)

Προκειμένου να γίνουν περισσότερο κατανοητές οι στοχαστικές προσομοιώσεις, στο Σχήμα 9.25 αναπαρίσταται το ιστόγραμμα του ορίου φόρτισης της περιοχής της Πελοποννήσου. Όπως φαίνεται, η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς βρίσκεται μεταξύ των τιμών 956-973MW, με μεγαλύτερη πιθανότητα μεταξύ 964-970 MW. Επιπρόσθετα, στο Σχ. 9.26 φαίνονται οι PV καμπύλες του ΕΔΣ με την ίδια σημειογραφία με το Σχ. 9.24. Σε όλες τις περιπτώσεις, η σημαντική αύξηση στη μέγιστη κατανάλωση φορτίου χρησιμοποιώντας τη μέθοδο μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS) είναι προφανής.



Σχήμα 9.25 Ιστόγραμμα ορίου φόρτισης περιοχής Πελοποννήσου



Σχήμα 9.26 PV Καμπύλες ΕΔΣ με έλεγχο EMRS

Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι η στοχαστική φύση του ανέμου (μολονότι επηρεάζει τη διαθέσιμη ενεργό και άεργο υποστήριξη που παρέχεται από τα αιολικά πάρκα) δεν αλλοιώνει το γενικό συμπέρασμα σχετικά με την αποτελεσματικότητα του ελέγχου EMRS ως ένα μηχανισμό στήριξης που αυξάνει τη διαθέσιμη κατανάλωση φορτίου εντός μίας ασθενούς περιοχής μετά από μία κρίσιμη διαταραχή. Επιπροσθέτως, σε όλες τις περιπτώσεις, οι μεταβλητές στοχαστικές αιολικές προσομοιώσεις κείτονται εντός των ακραίων σεναρίων ντετερμινιστικής χαμηλής και υψηλής σταθερής αιολικής παραγωγής.

10

Συμπεράσματα, Συμβολή και Προοπτικές Διατριβής

Στην εργασία αυτή αναλύεται και αξιολογείται η επίδραση της άεργης υποστήριξης αιολικών πάρκων στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ ενός συστήματος μεταφοράς. Συγκεκριμένα, παρέχεται μία εκτίμηση της αύξησης του ορίου φόρτισης και κατά συνέπεια του ορίου ευστάθειας τάσεως που οφείλεται στην προτεινόμενη μέθοδο μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης αιολικών πάρκων, παρουσία μεταβλητής ενεργού παραγωγής.

10.1 Ανάπτυξη νέας μεθόδου EMRS

Αρχικά διατυπώθηκε το γενικό πρόβλημα επίδρασης των διεσπαρμένων πηγών στο όριο φόρτισης συστήματος μεταφοράς και αναλύθηκαν οι διατάξεις ρύθμισης αέργου ισχύος ενός ΣΗΕ, επικεντρώνοντας στους μετασχηματιστές με ΣΑΤΥΦ, στους μηχανισμούς αυτόματης ζεύξης/απόζευξης πυκνωτών και στους μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος. Όσον αφορά τις διατάξεις ρύθμισης αέργου ισχύος μετατροπείων ηλεκτρονικών ισχύος, στην εργασία υλοποιήθηκαν τρεις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου, συγκεκριμένα η ρύθμιση με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, η ρύθμιση τάσης του αιολικού πάρκου και τέλος μία προτεινόμενη μέθοδος ευφυούς ελέγχου με εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης των αιολικών πάρκων σε συνθήκες εκτάκτου ανάγκης, στην οποία επικεντρώνεται και η εργασία.

Η προτεινόμενη μέθοδος μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (Emergency Maximum Reactive Support EMRS) αποτελεί ένα νέο απλουστευμένο σενάριο επικοινωνίας και στρατηγικής ελέγχου της υψηλής τάσης του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ σύνδεσης των διεσπαρμένων πηγών, που απαιτεί μόνο ένα διακριτό σήμα το οποίο θα ζητάει μέγιστη άεργη υποστήριξη από την διεσπαρμένη παραγωγή, όταν η ΥΤ της γραμμής μεταφοράς παραβιάσει ένα κατώφλι ελάχιστης τάσης. Η EMRS μπορεί να επιτευχθεί μέσω ενός φθηνού κι εύκολου να αποκτηθεί καναλιού επικοινωνίας, είτε ασύρματα (π.χ. κινητό τηλέφωνο) ή ενσύρματα από τις γραμμές μεταφοράς. Όπως φάνηκε στην εργασία και συνοψίζεται και ακολούθως από τα διάφορα αποτελέσματα, η μέθοδος EMRS συμβάλει σημαντικά στην αύξηση του ορίου φόρτισης σε όλες τις περιπτώσεις.

Όσον αφορά μεγαλύτερα συστήματα με περισσότερα του ενός αιολικά πάρκα, προτάθηκε μία τροποποίηση της μεθόδου μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS), όσον αφορά το συντονισμένο έλεγχο μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στην ίδια περιοχή, προκειμένου να πραγματοποιείται βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος όλων των αιολικών πάρκων προς το σύστημα μεταφοράς. Συγκεκριμένα, εάν μία εκ των ΥΤ του συστήματος μεταφοράς που ελέγχονται πέσει κάτω από το όριό της για δεύτερη φορά, η εντολή μεγίστης αέργου υποστήριξης ενεργοποιείται σε όλα τα υπόλοιπα Α/Π της περιοχής, προκειμένου να υποστηρίζουν το σύστημα και να αυξήσουν το όριο μέγιστης φόρτισης.

10.2 Συμπεράσματα για ακτινικό δίκτυο μεταφοράς

Το πρώτο σύστημα δοκιμών που εξετάστηκε περιλαμβάνει ένα αιολικό πάρκο που συνδέεται με αποκλειστική γραμμή διανομής MT στον υποσταθμό YT/MT ενός ακτινικού συστήματος μεταφοράς. Χρησιμοποιήθηκαν τα υπάρχοντα δεδομένα των γραμμών σύνδεσης δύο Αιολικών Πάρκων που είναι συνδεδεμένα στην περιοχή της Πελοποννήσου (Α/Π #1 της περιοχής της Ελίκης και Α/Π #2 της περιοχής των Διδύμων αντίστοιχα) και παρουσιάζουν διαφορετικά χαρακτηριστικά. Για την προσομοίωση της βελτίωσης που προσφέρει η μεταβλητότητα του ανέμου στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος, δύο συσχετισμένες χρονοσειρές ταχυτήτων ανέμου θεωρήθηκαν ως είσοδοι στις ανεμογεννήτριες.

Η προσομοίωση του συστήματος δοκιμών με ένα αιολικό πάρκο πραγματοποιήθηκε με χρήση της γλώσσας προγραμματισμού Matlab. Θεωρώντας ως είσοδο τις δεδομένες χρονοσειρές αιολικής ισχύος, εξετάστηκε για το Α/Π #1 και #2 αντίστοιχα η επίδραση διαφορετικών μεθόδων ελέγχου του μετατροπέα του αιολικού πάρκου στο όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς. Συγκεκριμένα, η επίδραση της έγχυσης ενεργού ισχύος του Α/Π (θεωρώντας μοναδιαίο συντελεστή ισχύος UPF) προσέφερε μία μικρή αύξηση στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος μεταφοράς (ποσοστό 4-10% της παραγόμενης ενεργού ισχύος του αιολικού πάρκου) και η επίδραση ρύθμισης της τάσεως του Α/Π στην ικανότητα φόρτισης βρέθηκε ελαφρώς μεγαλύτερη (περίπου 5-12% των ονομαστικών μεγεθών των μετατροπέων), ως λογικό επακόλουθο της μικρής άεργης υποστήριξης που προσφέρει ο συγκεκριμένος έλεγχος.

Σε αυτές τις περιπτώσεις, ωστόσο, οι συστοιχίες των στατών πυκνωτών του Υ/Σ ήταν μη συνδεδεμένες, ενώ όταν συνδέθηκαν, το όριο φόρτισης αυξήθηκε κατά περίπου 5MW (ποσοστό περίπου 40% της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $Q_{cap,n}$ =12MVAr). Τέλος, χρησιμοποιώντας την εντολή EMRS παρατηρήθηκε επιπρόσθετη αύξηση της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος (σε σύγκριση με την περίπτωση όπου οι στατοί πυκνωτές έχουν συνδεθεί), αυξάνοντας το περιθώριο φόρτισης από 28-35% (σε ποσοστό της ονομαστικής ισχύος των μετατροπέων).

Εν συνεχεία περιγράφηκε και προσομοιώθηκε ένα σύστημα δοκιμών αποτελούμενο από δύο αιολικά πάρκα που συνδέονται στο ίδιο ακτινικό σύστημα μεταφοράς με αποκλειστικές γραμμές και λειτουργούν ταυτόχρονα, προκειμένου να εξεταστεί η επίδραση του συντονισμένου ελέγχου EMRS στο όριο φόρτισης ενός συστήματος μεταφοράς. Η γραμμή μεταφοράς έχει τα ίδια χαρακτηριστικά με τα προηγούμενα συστήματα δοκιμών για λόγους σύγκρισης. Η υλοποίηση γίνεται στο πρόγραμμα WPSTAB, που είναι σχεδιασμένο για τη μακροπρόθεσμη ανάλυση ευστάθειας τάσεως. Ως ενεργός παραγωγή του κάθε αιολικού πάρκου ελήφθησαν οι δυο μετρημένες χρονοσειρές ισχύος. Η μεταβολή που προσομοιώθηκε ήταν εκ νέου η αύξηση της αγωγιμότητας του φορτίου με την αργή ράμπα που υλοποιήθηκε στις προσομοιώσεις με ένα αιολικό πάρκο. Επίσης, θεωρώντας ότι οι μετατροπείς παραμένουν συνδεδεμένοι σε χαμηλή ενεργό ισχύ και σε λειτουργία άεργης υποστήριξης, εξετάστηκε το ακραίο σενάριο της σταθερής χαμηλής (άπνοια) ενεργού παραγωγής.

Στην περίπτωση σύνδεσης και των δύο αιολικών πάρκων, θεωρώντας αρχικά την περίπτωση όπου οι συστοιχίες των στατών πυκνωτών του Υ/Σ συνδέθηκαν, προέκυψε κατά μέσο όρο σε όλα τα διαφορετικά σενάρια συσχετισμένων αιολικών χρονοσειρών ισχύος ότι το όριο φόρτισης αυξήθηκε κατά περίπου 10 MW (ποσοστό 40% της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $Q_{n,tot}=2*12=24$ MVAr) σε σύγκριση με τον έλεγχο τάσεως Α/Π. Επιπροσθέτως, θεωρώντας ενεργή την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης και στα δυο πάρκα, η αύξηση του ορίου φόρτισης προέκυψε κατά μέσο όρο σε όλα τα διαφορετικά σενάρια συσχετισμένων αιολικών χρονοσειρών ισχύος ότι το όριο φορτισης αυξήθηκε κατά περίπου 10 MW (ποσοστό 40% της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $Q_{n,tot}=2*12=24$ MVAr) σε σύγκριση με τον έλεγχο τάσεως Α/Π. Επιπροσθέτως, θεωρώντας ενεργή την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης και στα δυο πάρκα, η αύξηση του ορίου φόρτισης προέκυψε κατά μέσο όρο σε όλα τα διαφορετικά σενάρια ίση με 30% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των δύο αιολικών πάρκων. Όπως παρατηρείται, το άθροισμα της αύξησης του ορίου φόρτισης είναι παραπλήσιο σε ποσοστό με τις περιπτώσεις που προσομοιώνεται κάθε πάρκο χωριστά (συγκεκριμένα 38-42% της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών και 28-34% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων για έλεγχο τάσεως Α/Π και έλεγχο ΕMRS αντίστοιχα).

Επιπρόσθετα, προσομοιώνοντας το ακραίο σενάριο σταθερής χαμηλής ενεργού παραγωγής, η διαφορά στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ (MMI), ανάμεσα στη λειτουργία με χαμηλή σταθερή αιολική παραγωγή και στη λειτουργία με μεταβλητή αιολική παραγωγή προέκυψε αρκετά μικρή και έδειξε ότι η μεταβλητότητα του ανέμου δεν διαδραματίζει τον καθοριστικό ρόλο στην αύξηση της MMI. Μάλιστα, ανάμεσα στις διαφορετικές περιπτώσεις μεταβλητής παραγωγής, παρά τις μεγάλες διαφορές μεταξύ τους στη μορφή της χρονοσειράς, οι τιμές της MMI είναι πολύ κοντά και άρα η μεταβλητότητα του ανέμου δεν αλλάζει σημαντικά τα αποτελέσματα εκτίμηση των περιθωρίων ασφαλείας. Μάλιστα, στην περίπτωση σταθερής χαμηλής παραγωγής το όριο φόρτισης βρέθηκε κατά μέσο όρο 3% (ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος των μετατροπέων των δύο αιολικών πάρκων) χαμηλότερη σε σύγκριση με τη μεταβλητή παραγωγή. Επομένως, εξέταση της λειτουργίας του συστήματος με σταθερή χαμηλή αιολική παραγωγή φαίνεται να δίνει μια αρκετά καλή συντηρητική εκτίμηση του ορίου Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος.

10.3 Συμβολή στην ανάλυση νέων μηχανισμών αστάθειας

Πέραν των κλασσικών μορφών ευστάθειας ενός ΣΗΕ, κατά τη διάρκεια των προσομοιώσεων της εργασίας παρατηρήθηκαν νέοι μηχανισμοί αστάθειας, οφειλόμενοι σε αδυναμία μεταφοράς της εγχεόμενης ισχύος μέσω μετατροπέων Ηλεκτρονικών Ισχύος σε συνθήκες εξασθενημένου δικτύου μεταφοράς. Οι συγκεκριμένες μορφές αστάθειας είναι νεοφανείς και δεν έχουν μέχρι στιγμής ταξινομηθεί. Συνεπώς η έρευνα στο σημείο αυτό έχει συνεισφορά στην ανίχνευση και αντιμετώπιση νέων μορφών αστάθειας ΣΗΕ.

Αναλύθηκαν δύο νέοι μηχανισμοί αστάθειας που αφορούν το όριο ευστάθειας γωνίας φάσεως και το όριο ευστάθειας σταθερού ρεύματος ενός μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος που εγχέει ισχύ σε δίκτυο με περιορισμένη δυνατότητα μεταφοράς. Το όριο

ευστάθειας φάσεως δεν φάνηκε να είναι ιδιαίτερα πιθανό να εμφανιστεί σε πραγματικά συστήματα. Έτσι, η ανάλυση επικεντρώθηκε στον δεύτερο μηχανισμό, δηλαδή στην αστάθεια που εντοπίζεται όταν ο μετατροπέας λειτουργεί υπό σταθερό ρεύμα ίσο με το ονομαστικό και η ευαισθησία ρεύματος-τάσης του μετατροπέα μηδενιστεί.

Συγκεκριμένα, θεωρήθηκε ότι ο μετατροπέας λειτουργεί ως ρυθμιζόμενη πηγή τάσης. Άρα, όταν είναι ενεργοποιημένος ο περιοριστής ρεύματος, η τάση του αιολικού πάρκου μεταβάλλεται, προκειμένου να επαναφέρει το ρεύμα σε επιθυμητά επίπεδα. Όταν εφαρμόζεται αυτή η μέθοδος ελέγχου, κάνοντας χρήση των μετρήσεων ρεύματος μετατροπέα πριν και μετά από μία μεταβολή της τάσης, προσδιορίζεται η ευαισθησία του μέτρου του ρεύματος ως προς την τάση του μετατροπέα. Αποδείχθηκε ότι η ευαισθησία είναι θετική όταν το ρεύμα μειώνεται, προκειμένου να επανέλθει εντός ορίου, ενώ όταν γίνει ίση με το μηδέν το σύστημα φτάνει στο όριο αστάθειας.

Για την έγκαιρη ανίχνευση και αντιμετώπιση της πιθανής αστάθειας του μετατροπέα, προτάθηκε ένα σχέδιο προστασίας. Ειδικότερα, για τον έγκαιρο εντοπισμό μιας ενδεχόμενης αστάθειας, ορίστηκε ένα κατώφλι ευαισθησίας. Όταν η ευαισθησία ρεύματος-τάσεως βρεθεί κάτω από αυτό το κατώφλι για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, το σημείο ρύθμισης ενεργού αιολικής παραγωγής μειώνεται κι ως εκ τούτου η εγχεόμενη ενεργός ισχύς από το αιολικό πάρκο μειώνεται κατά ένα προκαθορισμένο ποσοστό. Εάν η ευαισθησία επανέλθει στην ονομαστική της τιμή, το σημείο ρύθμισης αυξάνεται βαθμιαία, έως ότου γίνει ίσο με την ονομαστική ισχύ του μετατροπέα. Τέλος, προτάθηκε μία επιπρόσθετη έκτακτη μέθοδος προστασίας του μετατροπέα, η οποία επενεργεί σε περιπτώσεις μη έγκαιρης ανίχνευσης της αστάθειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι πραγματοποιήθηκε ανάλυση και αντίστοιχα μέτρα προστασίας προτάθηκαν, στην περίπτωση που ο μετατροπέας λειτουργεί ως ρυθμιζόμενη πηγή ρεύματος.

Προκειμένου να γίνει κατανοητή η λειτουργία του προτεινόμενου μηχανισμού αστάθειας και των μέτρων πρόωρης ανίχνευσης και αντιμετώπισης, παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα από μια μεμονωμένη προσομοίωση κάτω από δυσμενείς συνθήκες συστήματος μεταφοράς με και χωρίς μηχανισμό προστασίας αστάθειας, δίνοντας ως είσοδο μια χρονοσειρά αιολικής παραγωγής που οδηγεί το σύστημα στην εξεταζόμενη μορφή αστάθειας.

10.4 Συμβολή στην παράσταση Αιολικού Πάρκου με πολλές ανεμογεννήτριες

Στην εργασία πραγματοποιήθηκε επίσης διερεύνηση της εσωτερικής δομής και τοπολογίας των ανεμογεννητριών που απαρτίζουν ένα αιολικό πάρκο (λεπτομερές μοντέλο αιολικού πάρκου), καθώς και ο τρόπος που διαμοιράζονται οι εντολές από τον κεντρικό ρυθμιστή στους επιμέρους ρυθμιστές των μετατροπέων των ανεμογεννητριών. Επίσης εξετάστηκε κατά πόσο μπορούν να αναπαρασταθούν επαρκώς οι επιμέρους ανεμογεννήτριες ενός αιολικού πάρκου από μια ισοδύναμη μηχανή.

Συγκεκριμένα, όπως διαπιστώθηκε, η στρατηγική ελέγχου με την εντολή EMRS είναι δυνατόν να εφαρμοστεί σε ένα πραγματικό Αιολικό Πάρκο αποτελούμενο από πολλαπλές ανεμογεννήτριες, με σκοπό την άεργη υποστήριξη ενός απλοποιημένου ακτινικού δικτύου μεταφοράς. Η υλοποίηση πραγματοποιείται μέσω του Κεντρικού Ρυθμιστή Αέργου Ισχύος του σημείου κοινής σύνδεσης, ο οποίος διαμοιράζει το επιθυμητό σήμα ελέγχου σε κάθε επιμέρους μονάδα, ώστε να επιτευχθεί με αυτόν τον τρόπο η μέγιστη άεργος υποστήριξη από το Αιολικό Πάρκο σε ένα σύστημα μεταφοράς.

Επίσης πραγματοποιήθηκε η παράσταση ενός αιολικού πάρκου με μία ισοδύναμη συγκεντρωμένη ανεμογεννήτρια. Βασική προϋπόθεση της μεθόδου ισοδυναμίας είναι η τάση του ζυγού της προσεγγιστικής ισοδύναμης μονάδας του Αιολικού Πάρκου να είναι ίση με την τερματική τάση της πιο απομακρυσμένης γεννήτριας. Με άλλα λόγια, πρέπει οι πτώσεις τάσης του ζυγού της προσεγγιστικής ανεμογεννήτριας κάθε διασυνδετικής γραμμής να είναι ίσες, ούτως ώστε να αποφεύγονται υπερτάσεις μεμονωμένων ανεμογεννητριών κατά τη διάρκεια ελέγχου EMRS.

Όπως φάνηκε, οι εκτιμήσεις που προκύπτουν από τις δοκιμές του ισοδυνάμου μοντέλου έχουν πολύ μικρή απόκλιση συγκριτικά με το λεπτομερές μοντέλο. Συγκεκριμένα, όταν το Αιολικό Πάρκο λειτουργεί με εντολή EMRS, η απόκλιση στην εκτίμηση της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος ανάμεσα στο λεπτομερές και στο προσεγγιστικό μοντέλο είναι περίπου 0.2% (ως ποσοστό της Μέγιστης Μεταφερόμετει από το λεπτομερές μοντέλο). Επιπρόσθετα, όλες οι εκτιμήσεις που ελήφθησαν από το απλοποιημένο μοντέλο είναι ελαφρώς συντηρητικές, δηλαδή είναι πολύ κοντά στις εκτιμήσεις του λεπτομερούς μοντέλου αλλά ταυτόχρονα λίγο μικρότερες, δίνοντας έτσι ένα περιθώριο ασφάλειας.

Ως εκ τούτου, τα αποτελέσματα που προκύπτουν από τη σύγκριση του προσεγγιστικού μοντέλου με το λεπτομερές μοντέλο του Αιολικού Πάρκου είναι ευνοϊκά και καθιστούν τη χρήση των απλοποιημένων μοντέλων ένα ιδιαίτερα χρήσιμο και ασφαλές εργαλείο για μελέτες ευστάθειας τάσης και αέργου υποστήριξης. Χρησιμοποιώντας προσεγγιστικά μοντέλα, και συγκεκριμένα το απλοποιημένο μοντέλο αποτελούμενο από μία συγκεντρωμένη ανεμογεννήτρια, μειώνεται ο υπολογιστικός χρόνος και κυρίως καθίσταται ευκολότερη η σχεδίαση των συστημάτων ελέγχου των ανεμογεννητριών και του Αιολικού Πάρκου. Η διαδικασία σχεδίασης των παραμέτρων των συστημάτων ελέγχου για το λεπτομερές μοντέλο είναι απαιτητική, ιδιαίτερα στην περίπτωση που το Αιολικό Πάρκο δεν αποτελείται από πανομοιότυπες μονάδες.

Επιπρόσθετα πραγματοποιήθηκε σύγκριση μεταξύ της πλήρους προσομοίωσης δύο χρονικών κλιμάκων (σε περιβάλλον Simulink) και της Οιονεί Στατικής Προσέγγισης (σε περιβάλλον WPSTAB) στο απλοποιημένο μοντέλο μίας συγκεντρωμένης ανεμογεννήτριας Αιολικού Πάρκου, υπό μεταβλητό άνεμο. Διαπιστώθηκε ότι η απόκλιση στην εκτίμηση του ορίου ευστάθειας είναι πολύ μικρή, συγκεκριμένα είναι ίση με 0.3% (ως ποσοστό της Μέγιστης Μεταφερόμενης Ισχύος που προκύπτει από το μοντέλο Simulink). Το γεγονός αυτό καθιστά την Οιονεί Στατική Προσέγγιση έναν αξιόπιστο και ταυτόχρονα αποδοτικό τρόπο για τις μελέτες μακροπρόθεσμης ευστάθειας τάσης και επομένως όλες οι προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν θεωρώντας την Οιονεί Στατική Προσέγγιση οδηγούν σε αξιόπιστα αποτελέσματα.

Τέλος, πραγματοποιήθηκε διερεύνηση της νεοφανούς αστάθειας για λειτουργία σταθερού ρεύματος των μετατροπέων των ανεμογεννητριών με το πλήρες μοντέλο και προτάθηκαν μέτρα προστασίας μέσω κατάλληλης παραμετροποίησης των ελεγκτών των ανεμογεννητριών (συγκεκριμένα του ελεγκτή γωνίας-βήματος και της στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος). Όπως διαπιστώθηκε, με κατάλληλη ρύθμιση παραμέτρων του ελεγκτή μέγιστης απολαβής ισχύος, η νεοφανής αστάθεια αντιμετωπίζεται επιτυχώς.

10.5 Εφαρμογή στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Για να εξεταστεί η βελτίωση του ορίου φόρτισης σε πραγματικό σύστημα, πραγματοποιήθηκε μελέτη ευστάθειας τάσεως και ελέγχου στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ). Συγκεκριμένα, αρχικά αναλύθηκε μία κρίσιμη διαταραχή από το ΕΔΣ του θέρους του 2010, χρησιμοποιώντας αποτελέσματα από την εφαρμογή εκτίμησης ασφάλειας τάσεως σε πραγματικό χρόνο "on-line VSA". Η κρίσιμη διαταραχή αυτή έχει πολύ μικρά περιθώρια ασφαλείας και δυνητικά μπορούσε να οδηγήσει σε εμφάνιση αστάθειας τάσης, επηρεάζοντας ιδιαίτερα το Νότιο τμήμα του συστήματος και συγκεκριμένα της περιοχής της Πελοποννήσου. Επιπρόσθετα περιγράφηκε η γενικευμένη δομή σύνδεσης αποκλειστικών γραμμών διανομής MT αιολικών πάρκων και υποσταθμών του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος και παρουσιάστηκαν τα δεδομένα των γραμμών σύνδεσης και των αιολικών πάρκων που εξετάστηκαν, καθώς και των συστημάτων αυτομάτου ελέγχου του δικτύου MT.

Η κρίσιμη διαταραχή προσομοιώθηκε αρχικά για τις περιπτώσεις σταθερής χαμηλής και υψηλής αιολικής παραγωγής της περιοχής της Πελοποννήσου και μελετήθηκε η επίδραση της αυτόματης ζεύξης συστοιχιών πυκνωτών και της αέργου υποστήριξης των διεσπαρμένων πηγών που προτάθηκαν στη μέγιστη δυνατότητα φόρτισης, τόσο συνολικά του ΕΔΣ, όσο και ειδικότερα της περιοχής της Πελοποννήσου. Η συγκεκριμένη διαταραχή αφορά την απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ, που οδηγεί στην ενεργοποίηση της προστασίας υπερδιέγερσης όλων των υπόλοιπων μονάδων της περιοχής και εν τέλει προκαλεί τη διαδοχική απώλεια των μονάδων παραγωγής λόγω υπότασης (αρχικά στην περιοχή της Πελοποννήσου κι εν συνεχεία εξαπλώνεται στην περιοχή της Αττικής και στο υπόλοιπο σύστημα). Το ΕΔΣ προσομοιώνεται για τη συγκεκριμένη διαταραχή (απώλεια της μονάδας Μεγαλόπολη ΙΙΙ), την οποία ακολουθεί μια ομοιόμορφη αύξηση των φορτίων του συστήματος.

Τα αιολικά πάρκα της Πελοποννήσου προσομοιώθηκαν αρχικά με σταθερή χαμηλή ενεργό ισχύ εξόδου ίση με το στιγμιότυπο της 15ης Ιουνίου 2010 που εξετάζεται, η οποία είναι περίπου ίση με 10% της ονομαστικής (εγκατεστημένης) αιολικής ισχύος της περιοχής. Εστιάζοντας κυρίως στο μέγιστο όριο φόρτισης της περιοχής της Πελοποννήσου και την επίδραση της αέργου υποστήριξης των Α/Π στην αύξησή του, αρχικά υπολογίστηκε η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς για την περίπτωση που το σύστημα προσομοιώνεται χωρίς του ελεγκτές των γραμμών σύνδεσης των Α/Π, δηλαδή χωρίς μετασχηματιστές με ΣΑΤΥΦ, αυτόματες συστοιχίες ζεύξης πυκνωτών και ελεγκτές μετατροπέων αιολικών πάρκων, για λόγους σύγκρισης. Χωρίς τους ελεγκτές των γραμμών διανομής (σταθερή P1Q1 έγχυση), η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στην περιοχή της Πελοποννήσου προέκυψε ίση με 893MW. Επομένως, η κατανάλωση ισχύος στην περιοχή της Πελοποννήσου δεν μπορεί να αποκατασταθεί στην τιμή των (προσεγγιστικά) 925 MW που είχε πριν τη διαταραχή. Απεναντίας, η ολική κατανάλωση ισχύος του Ελληνικού συστήματος (Ρουφ, Αθήνα) μπορεί να αποκατασταθεί οριακά στην ισχύ προ της διαταραχής, επιδεικνύοντας ότι η αστάθεια τάσεως ξεκινάει τοπικά από την περιοχή της Πελοποννήσου, προτού επεκταθεί στο υπόλοιπο σύστημα.

Προσομοιώνοντας την ίδια κρίσιμη διαταραχή, αυτή τη φορά όμως με όλους τους ελεγκτές των τροφοδοτικών γραμμών των Α/Π ενεργοποιημένους, εξετάστηκε ακολούθως το σενάριο αέργου υποστήριξης του συστήματος μεταφοράς από ταυτόχρονα τον έλεγχο τάσεως (CVC) των αιολικών πάρκων και την αυτόματη ζεύξη

των συστοιχιών πυκνωτών. Το συγκεκριμένο σενάριο αέργου υποστήριξης αύξησε τη μέγιστη κατανάλωση ισχύος της Πελοποννήσου κατά 24MW (29% ως ποσοστό της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $Q_{n,tot}$ =7*12=84MVAr). Ωστόσο, η αύξηση του ορίου φόρτισης στην περιοχή της Πελοποννήσου ήταν ακόμη ανεπαρκής να αποκαταστήσει την αρχική (προ-διαταραχής) ζήτηση του φορτίου. Ως εκ τούτου, παρότι η άεργος υποστήριξη που επιτεύχθηκε καθυστέρησε την κατάρρευση τάσεως, δεν μπόρεσε να διατηρήσει την ευστάθεια τάσεως για τη συγκεκριμένη διαταραχή.

Τέλος, προσομοιώνοντας εκ νέου την ίδια κρίσιμη διαταραχή με εφαρμογή του ελέγχου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης (EMRS), πραγματοποιήθηκε επιπρόσθετη αύξηση του ορίου φόρτισης κατά 13% και 43% ως ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των Α/Π (Sn, WF, total = 280.25 ΜVΑ) στην περιοχή της Πελοποννήσου και του Εθνικού συστήματος αντίστοιχα, σε σύγκριση με την περίπτωση αυτόματης ζεύξης συστοιχιών πυκνωτών και ελέγχου τάσεως (CVC) των αιολικών πάρκων. Σε αυτή την περίπτωση, η αύξηση του ορίου φόρτισης στην περιοχή της Πελοποννήσου καταστάθηκε επαρκής να αποκαταστήσει την αρχική (προ-διαταραχής) ζήτηση του φορτίου και επιπρόσθετα ένα περιθώριο ασφαλείας ίσο με 8% (ως ποσοστό του αθροίσματος της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των A/Π, $Q_{n,tot}$ +Sn, WF, total) επιτεύχθηκε. Προφανώς, η σημαντική αύξηση ισχύος που επιτεύχθηκε είναι αποτέλεσμα της συνδυαστικής άεργης υποστήριξης από του μετατροπείς των αιολικών πάρκων και τους πυκνωτές αυτόματης ζεύξης. Σημειώνεται επιπλέον ότι η άεργος παραγωγή των Α/Π την χρονική στιγμή που συναντήθηκε η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς βρέθηκε προσεγγιστικά ίση με 218 MVAr, ποσοστό περίπου ίσο με 78% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πάρκων.

Εν συνεχεία, τα αιολικά πάρκα της Πελοποννήσου προσομοιώθηκαν με σταθερή υψηλή ενεργό ισχύ εξόδου, θεωρώντας ενεργοποιημένη την εντολή μέγιστης άεργης υποστήριξης EMRS. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι πραγματοποιήθηκε επιπρόσθετη αύξηση του ορίου φόρτισης κατά 6% και 55% στην περιοχή της Πελοποννήσου και του Εθνικού συστήματος αντίστοιχα (ως ποσοστό του αθροίσματος της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μετατροπέων των Α/Π, $Q_{n,tot}$ +Sn, WF, total), σε σύγκριση με την περίπτωση χαμηλής σταθερής αιολικής παραγωγής. Ως εκ τούτου, εκ νέου η αρχική ζήτηση φορτίου στην περιοχή της Πελοποννήσου αποκαταστάθηκε και ένα περιθώριο ασφαλείας ίσο με 14% ($Q_{n,tot}$ +Sn, WF, total) επιτεύχθηκε στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Τέλος, πραγματοποιήθηκε σύγκριση της προτεινόμενης μεθόδου ενορχηστρωμένου ελέγχου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης με την περίπτωση μη συντονισμένου ελέγχου, προκειμένου να φανεί η βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων αέργου ισχύος όλων των αιολικών πάρκων που πραγματοποιείται προς το σύστημα μεταφοράς. Όπως φάνηκε, για την περίπτωση σταθερής χαμηλής αιολικής παραγωγής πραγματοποιήθηκε αύξηση του ορίου φόρτισης κατά 10%, ενώ στην περίπτωση σταθερής υψηλής αιολικής παραγωγής αύξηση κατά 14% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των n=11 αιολικών πάρκων στην περιοχή της Πελοποννήσου με τον (συντονισμένο) έλεγχου EMRS, σε σύγκριση με την περίπτωση μη συντονισμένου ελέγχου. Ως εκ τούτου, ο προτεινόμενος αλγόριθμος συντονισμένου ελέγχου προσέφερε σημαντική αύξηση στο όριο φόρτισης του εξεταζόμενου συστήματος μεταφοράς.

10.6 Συμβολή στην πιθανοτική ανάλυση και στην εφαρμογή συνθετικών χρονοσειρών

Στην εργασία πραγματοποιήθηκαν πιθανοτικές προσομοιώσεις των εξεταζόμενων συστημάτων μέσω της παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών, προκειμένου να δημιουργηθεί ένας δειγματικός χώρος πολλαπλών προσομοιώσεων και έτσι να πραγματοποιηθεί στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων. Για την προσομοίωση της μεταβλητότητας της αιολικής ισχύος αναπτύχθηκε ένα μοντέλο παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών, το οποίο στηρίζεται στις στοχαστικές διαδικασίες Markov. Στόχος του συγκεκριμένου μοντέλου είναι η αναπαραγωγή δεδομένων χρονοσειρών με τέτοιο τρόπο, ώστε να διατηρούνται τα στατιστικά τους χαρακτηριστικά.

Αρχικά περιγράφηκε αναλυτικά η διαδικασία μοντελοποίησης με αλυσίδες Markov, που περιλαμβάνει την διακριτοποίηση των αρχικών χρονοσειρών και την εξαγωγή του πίνακα πιθανοτήτων μετάβασης. Τα συγκεκριμένα μοντέλα επεκτάθηκαν, εισάγοντας μια δεύτερη υστέρηση μεταβλητού χρονικού ορίζοντα, ο οποίος αποτέλεσε παράμετρο προς καθορισμό. Ακολούθως, μελετήθηκε η επίδραση του αριθμού καταστάσεων και της τάξης της αλυσίδας Markov στην ικανότητα αναπαραγωγής των αρχικών μεγεθών της αυτοσυσχέτισης και της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας. Για την ποσοτικοποίηση της εν λόγω συνεισφοράς, υπολογίστηκαν τα αντίστοιχα μέσα τετραγωνικά σφάλματα σε πλήθος χιλίων συνθετικών χρονοσειρών. Ως συμπέρασμα προέκυψε ότι για τις διαθέσιμες χρονοσειρές αιολικής ισχύος ένα μοντέλο Markov πρώτης τάξεως με n=20 καταστάσεις αποτελεί μία επαρκή και μάλιστα ιδιαίτερα καλή λύση για την αναπαραγωγή συνθετικών χρονοσειρών, αφού προσφέρει σχετικά μικρά σφάλματα αυτοσυσχέτισης και συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας (της τάξης του 10%) και ταυτόχρονα μικρή πολυπλοκότητα.

Βάσει του επιλεχθέντος μοντέλου παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την επανάληψη των προσομοιώσεων, θεωρώντας τη χρήση της μεθόδου Monte Carlo Markov αλυσίδων (MCMC) ως μία κατάλληλη αναπαράσταση της αιολικής ισχύος και των στατιστικών της. Συγκεκριμένα, πραγματοποιήθηκαν πιθανοτικές προσομοιώσεις (αρχικά του εξεταζόμενου δικτύου δοκιμών με ένα αιολικό πάρκο κι εν συνεχεία του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος), θεωρώντας ως είσοδο τις παραγόμενες χρονοσειρές αιολικής ισχύος από το μοντέλο Markov. Επιπρόσθετα, πραγματοποιήθηκε πιθανοτική σύγκριση της επίδρασης διαφορετικών μεθόδων ελέγχου του μετατροπέα των αιολικών πάρκων στο όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς.

Από την στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων για τις 1000 προσομοιώσεις του Α/Π#1, χρησιμοποιώντας τις συνθετικές χρονοσειρές από το μοντέλο Markov που αναπτύχθηκε στην εργασία, φάνηκε ότι η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς δεν μεταβάλλεται σημαντικά λόγω της μεταβλητότητας του ανέμου. Αντιθέτως, υπάρχει διαφοροποίηση στην χρονική στιγμή που η ισχύς αυτή εμφανίζεται και κατ' επέκταση στην αντίστοιχη αγωγιμότητα φορτίου. Παρατηρήθηκε, ότι σε όλες τις περιπτώσεις, και οι τρεις συστοιχίες πυκνωτών έχουν συνδεθεί στον ζυγό μέσης τάσης την στιγμή που επιτυγχάνεται η Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς, ενώ αντίστοιχα ο περιοριστής ρεύματος δεν είναι ενεργοποιημένος, με αποτέλεσμα το αιολικό πάρκο να παρέχει μέγιστη άεργο υποστήριξη υπό σταθερή ισχύ. Συγκεκριμένα, από 1000 προσομοιώσεις (μέθοδος Monte-Carlo) για κάθε σενάριο (λειτουργία μοναδιαίου συντελεστή ισχύος UPF, ρύθμισης τάσης CVC αιολικού πάρκου και εντολής Μέγιστης Αέργου Υποστήριξης EMRS) προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα. Στην περίπτωση μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF), η επίδραση της έγχυσης ενεργού ισχύος του Α/Π προσέφερε μία χαμηλή μέση αύξηση περίπου 5% (S_{inv,n(A/Π#1)}) στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος. Η επίδραση ρύθμισης της τάσεως του Α/Π και η σύνδεση των συστοιχιών των στατών πυκνωτών του Υ/Σ στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος βρέθηκε μεγάλη σε σχέση με τον έλεγχο UPF, ως λογικό επακόλουθο της μεγάλης άεργης υποστήριξης που προσέφερε ο συγκεκριμένος έλεγχος στην παρούσα προσομοίωση. Συγκεκριμένα, η αύξηση οφείλεται κυρίως στον αυτόματο μηχανισμό ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών και η μέση τιμή της προέκυψε ίση με 6.5MW, που αντιστοιχεί στο 54% της ονομαστικής αέργου ισχύος των στατών πυκνωτών Q_{cap.n}=12MVAr. Τέλος, χρησιμοποιώντας την εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης παρατηρήθηκε επιπρόσθετη αύξηση της ΜΜΙ, ίση με 25% της ονομαστικής δυνατότητας των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται $(S_{inv.n(A/\Pi #1)}).$

Όσον αφορά τις πιθανοτικές προσομοιώσεις του Α/Π #2, το σύστημα προσομοιώθηκε για 5000 διαφορετικές χρονοσειρές αιολικής παραγωγής, προκειμένου να γίνει διαχωρισμός σε δυο κατηγορίες ανάλογα με το εάν προκύπτει αστάθεια στο μετατροπέα για λειτουργία σταθερού ρεύματος. Σημειώνεται, ότι από τα 5000 σενάρια που προσομοιώθηκαν, θεωρώντας αρχικά απενεργοποιημένο το μηχανισμό πρόβλεψης και αντιμετώπισης της αστάθειας του μετατροπέα, μόνο στα 153 δεν παρατηρήθηκε αστάθεια. Ο αυξημένος αριθμός σεναρίων (4847) στα οποία προέκυψε αστάθεια στον μετατροπέα δικαιολογείται από το γεγονός ότι το σύστημα προσομοιώθηκε σε εξαιρετικά δυσμενείς συνθήκες. Τα σενάρια που δεν εμφανίστηκε η αναφερόμενη αστάθεια (153) παρουσίασαν παρόμοια αποτελέσματα με τα αντίστοιχα του Α/Π #1.

Αξίζει να σημειωθεί ότι μετά την εφαρμογή του μηχανισμού προστασίας και επιπρόσθετα της προτεινόμενης μεθόδου προστασίας έκτακτης αποκοπής αιολικής ισχύος, όλα τα σενάρια στα οποία το σύστημα οδηγούταν σε αστάθεια (4847 από τα 5000), που αποτελούσαν και την συντριπτική πλειονότητα, αντιμετωπίστηκαν επαρκώς. Μέσα από στατιστική ανάλυση των αποτελεσμάτων, φάνηκε ότι ο μηχανισμός προστασίας δεν επηρέασε σημαντικά τις χρονικές στιγμές επίτευξης μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος και ενεργοποίησης της εντολής Μέγιστη Αέργου Υποστήριξης. Και σε αυτές τις περιπτώσεις, η Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς δεν άλλαζε σημαντικά λόγω της μεταβλητότητας του ανέμου. Αντιθέτως, υπήργε διαφοροποίηση στην χρονική στιγμή που η ισχύς αυτή εμφανιζόταν και κατά επέκταση στην αντίστοιχη αγωγιμότητα φορτίου. Επιπροσθέτως, σε όλες τις περιπτώσεις, και οι τρεις συστοιχίες πυκνωτών είχαν συνδεθεί στον ζυγό μέσης τάσης την στιγμή που επιτυγχάνεται η Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύς. Σε αντίθεση με το Α/Π #1, ο περιοριστής ρεύματος βρισκόταν σε λειτουργία την αντίστοιχη χρονική στιγμή, με αποτέλεσμα η τάση του πάρκου να μην λαμβάνει την μέγιστη τιμή της. Ακόμη, η τάση του φορτίου στη ΜΜΙ προέκυψε υψηλότερη σχετικά με το πρώτο αιολικό πάρκο, κάτι που σε ένα βαθμό οφείλεται στις συγκριτικά μικρότερες τιμές αντιστάσεων του Α/Π #2, που έχουν ως αποτέλεσμα μειωμένες πτώσεις τάσης στο φορτίο.

Εκ νέου πραγματοποιήθηκε πιθανοτική σύγκριση αποτελεσμάτων διαφορετικών λειτουργιών του μετατροπέα του Α/Π #2, όπως προέκυψαν από 1000 προσομοιώσεις για κάθε σενάριο (μέθοδος Monte-Carlo), καθώς και του ελέγχου εντολής μέγιστης αέργου υποστήριξης (EMRS), όπως προέκυψαν από 5000 προσομοιώσεις, όπως προαναφέρθηκε. Στην περίπτωση μοναδιαίου συντελεστή ισχύος (UPF), η επίδραση της έγχυσης ενεργού ισχύος του Α/Π προσέφερε μία μέση αύξηση 6% ($S_{inv,n(A/\Pi#2)}$) στην ικανότητα φόρτισης του συστήματος. Η επίδραση ρύθμισης της τάσεως του Α/Π (CVC) και η σύνδεση των συστοιχιών των στατών πυκνωτών του Υ/Σ στο όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος βρέθηκε περίπου ίση με 11MW (90% ως ποσοστό της συνολικής ονομαστικής άεργης υποστήριξης των πυκνωτών $Q_{cap,n}$) σε σχέση με τον έλεγχο UPF, ως λογικό επακόλουθο της μεγάλης άεργης υποστήριξης που προσφέρει ο συγκεκριμένος έλεγχος στην παρούσα προσομοίωση (συγκεκριμένα, η αύξηση οφείλεται κυρίως στον αυτόματο μηχανισμό ζεύξης-απόζευξης πυκνωτών). Τέλος, χρησιμοποιώντας την εντολή μέγιστης αέργου υποστήριξης παρατηρείται επιπρόσθετη αύξηση της MMI ίση με 29% ως ποσοστό της ονομαστικής δυνατότητας των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται ($S_{inv,n(A/\Pi#2)$).

Εν συνεχεία, πραγματοποιήθηκαν πιθανοτικές προσομοιώσεις του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος. Οι πίνακες πιθανοτήτων μετάβασης που εξήχθησαν από τις διαθέσιμες χρονοσειρές ισχύος χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή συνθετικών χρονοσειρών ισχύος και η αρχική κατάσταση των συνθετικών χρονοσειρών ήταν αυτή του εξεταζόμενου στιγμιότυπου του θέρους 2010, για λόγους σύγκρισης. Όπως φάνηκε, η διαφορά στο όριο φόρτισης της Πελοποννήσου μεταξύ των δύο μοντέλων Markov ήταν αμελητέα και μάλιστα η μέση τιμή της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος όλων των στοχαστικών μοντέλων που προσομοιώθηκαν βρέθηκε ανάμεσα στις τιμές των σεναρίων χαμηλής και υψηλής σταθερής αιολικής παραγωγής.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η στοχαστική φύση του ανέμου (μολονότι επηρεάζει τη διαθέσιμη ενεργό και άεργο υποστήριξη που παρέχεται από τα αιολικά πάρκα) δεν αλλοιώνει το γενικό συμπέρασμα σχετικά με την αποτελεσματικότητα του ελέγχου EMRS ως ένα μηχανισμό στήριξης που αυξάνει τη διαθέσιμη κατανάλωση φορτίου εντός μίας ασθενούς περιοχής μετά από μία κρίσιμη διαταραχή. Επιπροσθέτως, σε όλες τις περιπτώσεις, οι μεταβλητές στοχαστικές αιολικές προσομοιώσεις κείτονται εντός των ακραίων σεναρίων ντετερμινιστικής χαμηλής και υψηλής σταθερής αιολικής παραγωγής. Μπορεί ως εκ τούτου να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι τα δύο ακραία σενάρια παρέχουν αξιόπιστα περιθώρια για την αναμενόμενη τιμή του ορίου φόρτισης με στοχαστική μεταβλητότητα ανέμου.

10.7 Συμβολή στην αναβάθμιση λογισμικού πακέτου

Τέλος, καθώς για την ανάλυση και αξιολόγηση της επίδρασης της στοχαστικότητας του ανέμου και της άεργης υποστήριξης διεσπαρμένων πηγών στη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ συστήματος μεταφοράς, καθώς και της προστασίας από νέους μηχανισμούς αστάθεια μετατροπέα, χρησιμοποιήθηκε στο μεγαλύτερο μέρος της διατριβής το λογισμικό πακέτο στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα WSPTAB, έγινε εκτεταμένη αναβάθμιση και επέκταση των δυνατοτήτων του, μέσω της ενσωμάτωσης νέων κατάλληλων ρουτινών (υποπρογραμμάτων) αλλά και αλλαγών σε ήδη υπάρχουσες. Συγκεκριμένα:

- Προστέθηκαν νέες δυνατότητες και επιλογές στην διεπαφή με τον χρήστη.
- Προστέθηκαν νέα μηνύματα κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης, όπως π.χ. ενεργοποίησης σήματος ελέγχου EMRS, ενεργοποίησης περιοριστή ρεύματος

και μεταβολής τάσεως μετατροπέα, προστασίας αντιμετώπισης αστάθειας μετατροπέα μέσω αποκοπής ισχύος γεννήτριας και αποσύνδεσης γεννήτριας IBG λόγω αστάθειας.

- Αναβάθμιση του περιβάλλοντος εκτύπωσης αποκρίσεων, όπου μπορούν πλέον να εκτυπώνονται οι αποκρίσεις των γεννητριών εξοπλισμένων με ηλεκτρονικά ισχύος, των φορτίων, των ευαισθησιών ρεύματος-τάσεως και των μεταβλητών προστασίας από αστάθεια μετατροπέα.
- Προσθήκη υποομάδας δεδομένων γεννητριών εξοπλισμένων με ηλεκτρονικά ισχύος (Inverter Based Generator IBG)
- Υλοποίηση όλων των ρουτινών που σχετίζονται με την εντολή συντονισμένου ελέγχου μέγιστης άεργης υποστήριξης (EMRS) εκτάκτου ανάγκης, του περιοριστή ρεύματος μετατροπέα και της ανίχνευσης και αντιμετώπισης νεοφανούς αστάθεια μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος.
- Δυνατότητα παραγωγής συνθετικών χρονοσειρών ενεργού ισχύος μέσω επιλογής μοντέλου Markov 1ης τάξης.

Συνοψίζοντας, στην παρούσα εργασία εξετάστηκε η αύξηση του περιθωρίου ασφαλείας, όσον αφορά τον κίνδυνο μακροπρόθεσμης αστάθειας τάσης, που μπορεί να προκύψει, μέσω της υποστήριξης του συστήματος μεταφοράς από μετατροπείς αιολικών πάρκων. Ειδικότερα, στόχος της παρούσας εργασίας ήταν να παρέχει μία πιθανοτική εκτίμηση της αύξησης του ορίου φόρτισης και κατά συνέπεια του ορίου ευστάθειας τάσεως που οφείλεται στην παρουσία μεταβλητής στοχαστικής ενεργού παραγωγής και της μεθόδου μέγιστης άεργης υποστήριξης εκτάκτου ανάγκης αιολικών πάρκων, συμπεριλαμβάνοντας ένα προτεινόμενο σχήμα προστασίας για την έγκαιρη ανίχνευση και αντιμετώπιση της νεοφανούς αστάθειας μετατροπέα. Η Μέγιστη Άεργος Υποστήριξη Εκτάκτου Ανάγκης (EMRS) διεσπαρμένων πηγών και η διερεύνηση νέων μηχανισμών αστάθειας μετατροπέα αποτελούν σημαντική συμβολή της εργασίας.

10.8 Προοπτικές περαιτέρω έρευνας και εφαρμογές

Στις προοπτικές συνέχισης της έρευνας που αναφέρθηκε στην παρούσα διατριβή περιλαμβάνεται η αύξηση του ορίου φόρτισης συστήματος μεταφοράς μέσω της αξιοποίησης μετατροπέων και άλλων διεσπαρμένων πηγών, πέραν των αιολικών πάρκων, όπως για παράδειγμα μέσω αντιστροφέων φωτοβολταϊκών πάρκων. Επιπρόσθετα, δεδομένου ότι σε κάθε σύστημα μεταφοράς συνδέονται διαφορετικές γραμμές διανομής, όχι απαραίτητα αποκλειστικές όπως εξετάστηκαν στην διατριβή, που περιέχουν μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής με πρωτεύοντα και δευτερεύοντα δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης που τροφοδοτούν φορτία, η διερεύνηση της επίδρασης της προτεινόμενης μεθόδου έκτακτης άεργης υποστήριξης στο όριο ευστάθειας τάσεως ΣΗΕ σε αυτές τις περιπτώσεις αποτελεί ένα ενδιαφέρον ζήτημα μελέτης.

Ένα άλλο ενδεχόμενο αντικείμενο περαιτέρω διερεύνησης συνίσταται στην βελτιστοποίηση της ικανότητας μεταφοράς από πολλές διεσπαρμένες πηγές και ειδικότερα στην επιλογή των καταλληλότερων γραμμών διανομής από το διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς με σκοπό τη βέλτιστη ενίσχυση του ορίου φόρτισης (ιδιαίτερα σε περίπτωση κρίσιμης διαταραχής). Συγκεκριμένα, δεδομένου ότι ο διαχειριστής του συστήματος έχει την πλήρη εικόνα του ΣΗΕ, αφήνεται ως μελλοντική πιθανή υλοποίηση η διερεύνηση και επιλογή από την μεριά του διαχειριστή των διεσπαρμένων πηγών που μπορούν να συνεισφέρουν βέλτιστα στο σύστημα μεταφοράς.

Επιπρόσθετα, οι διάφοροι παραγωγοί-επενδυτές χρειάζονται κίνητρα για τη συμμετοχή τους στην άεργο υποστήριξη, όπως για παράδειγμα για να ενεργοποιήσουν τις συσκευές τους να πραγματοποιούν μέγιστη άεργο υποστήριξη (EMRS), ιδιαίτερα σε περιπτώσεις χαμηλής αιολικής παραγωγής. Η άεργος υποστήριξη σε περιπτώσεις χαμηλής είναι εφικτή για πλήρεις μετατροπείς (Full Converter Wind Generator), δεδομένου ότι μπορεί να απεξαρτηθεί η λειτουργία του μετατροπέα πλευράς δικτύου από το μετατροπέα πλευράς γεννήτριας, ενώ για μετατροπείς διπλής τροφοδότησης (DFIG) μπορεί να προϋποθέτει ειδικές μετατροπές. Ως εκ τούτου, θα πρέπει να διερευνηθεί ο τρόπος μέτρησης της άεργης υποστήριξης των επιλεχθέντων διεσπαρμένων μονάδων στο σύστημα μεταφοράς (για παράδειγμα στη διάρκεια ενός έτους), καθώς και η κοστολόγηση αυτής σε συνυπολογισμό με το οικονομικό αντίτιμο στους παραγωγούς για άμεση διαθεσιμότητα των άεργων αποθεμάτων των πηγών [54], κάτι που αποτελεί ένα σημαντικό κομμάτι μελέτης.

Τέλος, δεδομένου ότι για τον προσδιορισμό του προσεγγιστικού ισοδύναμου δικτύου έγινε η παραδοχή ότι τα ρεύματα που εγχέουν στο δίκτυο οι επιμέρους ανεμογεννήτριες είναι ίσα (λόγω του ότι οι ανεμογεννήτριες ήταν πανομοιότυπες), καθώς και ότι όλες οι επιμέρους ανεμογεννήτριες του Αιολικού Πάρκου έχουν ίδια ενεργό παραγωγή (η παραδοχή αυτή έγινε λόγω της έμφασης που δίνεται στην εργασία στον έλεγχο και τη δυναμική της τάσεως και της αέργου ισχύος), αφήνεται ως μελλοντική έρευνα η εξέταση της επίδρασης διαφορετικών ανεμογεννητριών με διαφορετική αιολική παραγωγή στο όριο φόρτισης του συστήματος μεταφοράς, όπως και στον προσδιορισμό του προσεγγιστικού ισοδυνάμου μοντέλου αιολικού πάρκου.

Βιβλιογραφία

- [1] European Commission, "A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030," European Commission, Brussels, 2014.
- [2] European Commission, "Energy Roadmap 2050," European Commission, Brussels, 2011.
- [3] European Commission, "European Energy Security Strategy," European Commission, Brussels, 2014.
- [4] C. Rahmann and A. Castillo, "Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions," *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306-6322, 2014.
- [5] P. Tielens and D. Van Hartem, "Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables," in *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering edition:6*, Delft, The Netherlands, 2012.
- [6] E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh and S. Santoso, "Understanding inertial and frequency response of wind power plants," in 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, Denver, CO, 2012.
- [7] A. Ulbig, T. S. Borsche and G. Andersson, "Analyzing Rotational Inertia, Grid Topology and their Role for Power System Stability," in *9th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems*, New Delhi, India, December 2015.
- [8] A. Ulbig, T. S. Borsche and G. Andersson, "Impact of low rotational inertia on power system stability and operation," in *19th IFAC World Congress*, Cape Town, 2014.
- [9] N. Jenkins, A. Burton, D. Sharpe and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, Wiley, 2001.
- [10] Ι. Α. Αναγνωστόπουλος, Επίδραση Άεργης Υποστήριξης από Αιολικά Πάρκα στο Όριο Φόρτισης Συστήματος, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Φεβρουάριος 2015.
- [11] ΑΔΜΗΕ, «Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2013-2020,» Αθήνα, Οκτώβριος 2013.

- [12] Γ. Τσουράκης, Συμβολή της Αιολικής Διείσδυσης στην Ευστάθεια των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διδακτορική Διατριβή, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Μάρτιος 2010.
- [13] Μ. Παπαδόπουλος, Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες, Αθήνα: Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 1997.
- [14] Γ. Μάρκου, Ανάλυση Ευστάθειας Διασυνδεδεμένου Συστήματος υπό μεγάλη Διείσδυση και Αξιολόγηση Μεταβατικής Συμπεριφοράς Ανεμογεννητριών σε βυθίσεις τάσεως, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, 2007.
- [15] A. Luque and S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons, 2003.
- [16] Κ. Θ. Δέρβος, Φωτοβολταϊκά Συστήματα από τη θεωρία στην πράξη, Ε.Μ.Π. ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΕΣ ΕΚΔΟΣΕΙΣ, Ιανουάριος 2013.
- [17] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson and et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
- [18] P. Kundur, Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill, 1994.
- [19] Y. Mansour (Chair), "Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience," System Dynamic Performance Subcommittee, Power System Engineering Committee, p.202, PES, 1990. [Online]. Available: http://resourcecenter.ieee-pes.org/pes/product/tutorials/PESTP283.
- [20] CIGRE TF 38.02.12, "Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse," CIGRE, Oct., 1995. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/101criteria-and-countermeasures-for-voltage-collapse.
- [21] T. Van Cutsem and C. Vournas, Voltage Stability of Electric Power Systems, Boston, USA: Springer (previously Kluwer Academic Publishers), 1998.
- [22] J. Hale and H. Kocac, Dynamics and Bifurcations, New York: Springer Verlag, 1996.
- [23] W. Boyce και R. DiPrima, Στοιχειώδεις διαφορικές εξισώσεις και προβλήματα συνοριακών τιμών, Πανεπιστημιακές Εκδόσεις ΕΜΠ, 1991.
- [24] R. O'Malley, Introduction to Singular Pertrubation, Academic Press, 1974.
- [25] P. Kokotovic, H. Khalil and J. O'Reilly, Singular Pertrubation Methods in Control: Analysis and Design, Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999.
- [26] C. Taylor, Power system voltage stability, The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill Ryerson, 1994.
- [27] F. P. d. Mello and J. W. Feltes, "Voltage oscillatory instability caused by induction motor loads," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1279-1285, Aug. 1996.
- [28] CIGRE TF 38.02.10, "Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena," CIGRE, 1993. [Online]. Available: https://ecigre.org/publication/075-modelling-of-voltage-collapse-including-dynamicphenomena.
- [29] C. D. Vournas, "On the modelling of collapse in dynamical systems," Bulk Power System Voltage Phenomena - Voltage Stability and Security III, pp. 1-8, Davos, Switzerland, Aug. 1994.
- [30] Χ. Λάμπρου, Σχεδίαση Συστημάτων Ανίχνευσης Αστάθειας Τάσεως και Προστασίας από Κατάρρευση, Διδακτορική Διατριβή, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Μάρτιος 2017.
- [31] Κ. Βουρνάς (Επιστημονικός Υπεύθυνος), «Ερευνητικό Έργο: Ανάπτυξη Λογισμικού για την Ανάλυση Ευστάθειας Τάσεως - Εφαρμογή στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα,» Αθήνα, Απρίλιος, 1999.
- [32] T. Van Cutsem, J. Kabouris, G. Christoforidis and C. Vournas, "Application of real-time voltage security assessment to the Hellenic interconnected system," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 1, pp. 123-131, Jan. 2005.
- [33] Κ. Πολυμενάκος, Πιθανοτικός Προσδιορισμός Εφεδρειών λόγω Αιολικής Παραγωγής, Αθήνα: ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Σεπτέμβριος 2015.
- [34] W. Li, "Framework of probabilistic power system planning," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 1, pp. 1-8, 2015.
- [35] I. I. D. T. Force, "Survey of the Voltage Collapse Phenomenon," NERC, Aug. 1991.
- [36] T. Van Cutsem and C. Vournas, "Voltage stability analysis in transient and midterm time scales," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 146-154, 1996.

- [37] T. Van Cutsem, "Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 208-227, Feb. 2000.
- [38] C. W. Taylor, "Concepts of undervoltage load shedding for voltage stability," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 7, no. 2, p. 480–488, Apr. 1992.
- [39] B. Ingelsson, P. O. Lindstrom, D. Karlsson, G. Runvik and J. O. Sjodin, "Widearea protection against voltage collapse," *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 10, no. 4, pp. 30-35, Oct. 1997.
- [40] C. Moors, D. Lefebvre and T. Van Cutsem, "Design of load shedding schemes against voltage instability," 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077), p. 1495–1500, Vol. 2, Jan. 2000.
- [41] F. Capitanescu, T. Van Cutsem and L. Wehenkel, "Coupling Optimization and Dynamic Simulation for Preventive-Corrective Control of Voltage Instability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, p. 796–805, May 2009.
- [42] S. Savulescu (Editor), Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout, Springer International Publishing, 2014.
- [43] I. Erlich, J. Kretschmann, J. Fortmann, S. Mueller-Engelhardt and H. Wrede, "Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 909-919, Aug. 2007.
- [44] M. Kayikci and J. V. Milanovic, "Reactive power control strategies for DFIGbased plants," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 389-396, June 2007.
- [45] S. M. Zali and J. V. Milanovic, "Generic Model of Active Distribution Network for Large Power System Stability Studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3126-3133, Aug. 2013.
- [46] A. K. Pathak, M. P. Sharma and M. Bundele, "A critical review of voltage and reactive power management of wind farms," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 51, pp. 460-471, June 2015.
- [47] N. Hatziargyriou and et al., "Contribution to Bulk System Control and Stability by Distributed Energy Resources connected at Distribution Network," IEEE PES Technical Report PES-TR22, Jan. 2017.

- [48] P. Pourbeik, S. Eftekharnejad and R. Belval, "An Investigation of the Impact of Photovoltaic Generation on a Utility Transmission System," *CIGRE Grid of the Future Symposium*, pp. 1-8, October 2013, Boston, MA.
- [49] T. Van Cutsem and et al., "Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment," IEEE PES Technical Report PES-TR19, Aug. 2015.
- [50] M. Greve, J. Schwippe, T. Noll και C. Rehtanz, «Vertical Provision of Reactive Power for Voltage Stability,» *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, *Europe*, pp. 1-6, Istanbul 2014.
- [51] Z. H. Rather, Z. Chen and P. Thorgersen, "Impact of wind energy integration on reactive power reserve and its smart solution: A Danish Power System case study," in 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Auckland, 2012.
- [52] G. Valverde και T. Van Cutsem, «Control of dispersed generation to regulate distribution and support transmission voltages,» 2013 IEEE Grenoble Conference, pp. 1-6, Grenoble, 2013.
- [53] J. Zhai and H. Liu, "Reactive power control strategy of DFIG wind farms for regulating voltage of power grid," in 2014 IEEE PES General Meeting, National Harbor, MD, 2014.
- [54] M. Zerva and M. Geidl, "Contribution of active distribution grids to the coordinated voltage control of the swiss transmission system," in 2014 Power Systems Computation Conference, Wroclaw, 2014.
- [55] P. Aristidou, G. Valverde and T. Van Cutsem, "Contribution of Distribution Network Control to Voltage Stability: A Case Study," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 106-116, Jan. 2017.
- [56] C. Vournas, C. Lambrou, I. Anagnostopoulos, G. Christoforidis and J. Kabouris, "Distributed reactive support and voltage stability limits: The example of Peloponnese in the Hellenic Interconnected System," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp. 1-5, Denver, CO, 2015.
- [57] C. Vournas and I. Anagnostopoulos, "Use of Wind Farm Converter Controls for Transmission System Support under Voltage Stability Emergencies," in 9th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems, New Delhi, India, December 2015.

- [58] C. Vournas, I. Anagnostopoulos and T. Souxes, "Transmission support using Wind Farm controls during voltage stability emergencies," *Control Engineering Practice*, vol. 59, pp. 100-110, 2017.
- [59] Θ. Σουξές, Άεργος Υποστήριξη Συστήματος Μεταφοράς από Διεσπαρμένες Πηγές, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβριος 2015.
- [60] C. Vournas and T. Souxes, "Modeling reactive support from distributed resources in hellenic interconnected system," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1-5, Boston, MA, 2016.
- [61] Γ. Τζούνας, Επίδραση Αιολικής Παραγωγής στη Μέγιστη Μεταφερόμενη Ισχύ Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, 2016.
- [62] T. Souxes, G. Tzounas and C. Vournas, "Effect of wind variability in the emergency reactive support provided by wind farms," 2017 IEEE Manchester PowerTech, pp. 1-6, Manchester, 2017.
- [63] Ι. Γρανίτσας, Στατιστική Ανάλυση της Επίδρασης Αιολικών Πάρκων στην Ευστάθεια Τάσης Δικτύων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Νοέμβριος 2017.
- [64] T. Souxes, I. Granitsas and C. Vournas, "Effect of Stochasticity on Voltage Stability Support provided by Wind Farms: Application to the Hellenic Interconnected System," *Electric Power Systems Research (EPSR)*, vol. 170, pp. 48-56, Jan. 2019.
- [65] S. Winternheimer, M. Ames and M. Igel, "The challenge to replace synchronous generators by inverter based distributed generation systems," 2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp. 1-6, Aachen, 2015.
- [66] D. Petean, J. C. M. Vieira and R. Q. Machado, "Influence of inverter-based distributed generator interface control on the performance of power distribution systems," 2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control -VIII (IREP), pp. 1-8, Rio de Janeiro, 2010.
- [67] H. Shehadeh, V. Boscaino, S. Favuzza and E. R. San, "Mathematical modelling of an inverter-based distributed generator," 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp. 1-6, Florence, 2016.
- [68] O. Göksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov and P. C. Kjær, "Instability of Wind Turbine Converters During Current Injection to Low Voltage Grid Faults and

PLL Frequency Based Stability Solution," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1683-1691, July 2014.

- [69] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang and A. M. Gole, "Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2287-2296, Oct. 2014.
- [70] Jia Liu, Y. Miura and T. Ise, "Dynamic characteristics and stability comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators," 2014 International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE ASIA), pp. 1536-1543, Hiroshima, 2014.
- [71] L. Papangelis, M. Debry, T. Prevost, P. Panciatici και T. Van Cutsem, «Stability of a Voltage Source Converter Subject to Decrease of Short-Circuit Capacity: A Case Study,» 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 1-7, Dublin, 2018.
- [72] H. Xin, L. Huang, L. Zhang, Z. Wang and J. Hu, "Synchronous Instability Mechanism of P-f Droop-Controlled Voltage Source Converter Caused by Current Saturation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 5206-5207, Nov. 2016.
- [73] S. Tan, Q. Lv, H. Geng and G. Yang, "An equivalent synchronous generator model for current-controlled voltage source converters considering the dynamic of phase-locked-loop," *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 2235-2240, Florence, 2016.
- [74] K. Yunus, T. Thiringer and P. Chen, "ARIMA-Based Frequency-Decomposed Modeling of Wind Speed Time Series," *IEEE Transac-tions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2546-2556, July 2016.
- [75] P. Chen, T. Pedersen, B. Bak-Jensen and Z. Chen, "ARIMA-Based Frequency-Decomposed Modeling of Wind Speed Time Series," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 2546-2556, 2016.
- [76] A. Papavasiliou, S. S. Oren and I. Aravena, "Stochastic Modeling of Multi-area Wind Power Production," in 2015 48th Hawaii International Conference on System Sciences, Kauai, HI, 2015, pp. 2616-2626.
- [77] D. D. Le, G. Gross and A. Berizzi, "Probabilistic Modeling of Multisite Wind Farm Production for Scenario-Based Applications," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 748-758, 2015.

- [78] G. Papaefthymiou and B. Klockl, "MCMC for Wind Power Simulation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 234-240, March, 2008.
- [79] K. Brokish and J. Kirtley, "Pitfalls of modeling wind power using Markov chains," 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 1-6, Seattle, WA, 2009.
- [80] A. Shamshad, M. Bawadi, W. Wan Hussin, T. Majid and S. Sanusi, "First and second order Markov chain models for synthetic generation of wind speed time series," *Energy*, vol. 30, no. 5, pp. 693-708, 2005.
- [81] T. Pesch, S. Schröders, H. Allelein and J. Hake, "A new Markov-chain-related statistical approach for modelling synthetic wind power time series," *New Journal of Physics*, vol. 17, no. 5, pp. 1-15, paper 055001, May 2015.
- [82] F. Tagliaferri, B. P. Hayes, I. M. Viola and S. Z. Djokic, "Wind modeling with nested Markov chains," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 157, pp. 118-124, August 2016.
- [83] R. Zárate-Miñano, M. Anghel and F. Milano, "Continuous wind speed models based on stochastic differential equations," *Applied Energy2013*, vol. 104, pp. 42-49, 2013.
- [84] R. Zárate-Miñano, F. M. Mele and F. Milano, "SDE-based wind speed models with Weibull distribution and exponential autocorrelation," in 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [85] J. Modarresi, E. Gholipour and A. Khodabak, "A comprehensive review of the voltage stability indices," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, pp. 1-12, 2016.
- [86] T. He, S. Kolluri, S. Mandal, F. Galvan and P. Ras, "Identification of weak locations in bulk transmission systems using voltage stability margin index," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004, pp. 1814-1819, Denver, CO, 2004, Vol. 2.
- [87] S. M. Pérez-Londoño, G. Olivar-Tost and J. J. Mora-Flor, "Online determination of voltage stability weak areas for situational awareness improvement," *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 112-121, 2017.
- [88] M. F. Farias, P. E. Battaiotto and M. G. Cendoya, "Wind Farm to Weak-Grid Connection using UPQC custom power device," 2010 IEEE International Conference on Industrial Technology, pp. 1745-1750, Vina del Mar, 2010.

- [89] A. Gavrilovic, "AC/DC system strength as indicated by short circuit ratios," *International Conference on AC and DC Power Transmission*, pp. 27-32, London, 1991.
- [90] S. H. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang and C. Carter, "Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, San Diego, CA, 2012.
- [91] E. A. Luiz, R. Cardoso, C. O. Marcelo, J. C. Patric and E. Carati, Distributed Renewable Power Sources in Weak Grids — Analysis and Control, InTech, 2016.
- [92] S. Grunau and F. W. Fuchs, "Effect of wind-energy power injection into weak grids," *Proceedings of EWEA Conference*, pp. 1-7, 2012.
- [93] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, A. Iturregi and V. Valverde, "Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids," *Renewable* and Sustainable Energy Reviews, vol. 41, pp. 1501-1514, 2015.
- [94] A. Golieva, "Low Short Circuit Ratio Connection of Wind Power Plants," Master of Science Thesis, TUDelft, DTU, NTNU, 2015. [Online]. Available: https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:ebae4f63-7dee-4091-876e-5ff46f15c6d0?collection=education.
- [95] S. Lorenzen, A. Nielsen and L. Bede, "Control of a grid connected converter during weak grid conditions," 2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp. 1-6, Vancouver, BC, 2016.
- [96] N. Strachan and D. Jovcic, "Stability of a Variable-Speed Permanent Magnet Wind Generator With Weak AC Grids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2779-2788, Oct. 2010.
- [97] P. Ledesma, J. Usaola and J. L. Rodríguez, "Transient stability of a fixed speed wind farm," *Renewable Energy*, vol. 28, no. 9, pp. 1341-1355, 2003.
- [98] J. W. Feltes and B. S. Fernandes, "Wind turbine generator dynamic performance with weak transmission grids," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, San Diego, CA, 2012.
- [99] Π. Κακόσιμος, Προβλεπτικός έλεγχος σε συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, Διδακτορική Διατριβή, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, 2013.

- [100] Δ. Π. Πετρόπουλος, Μοντελοποίηση και Ανάλυση της Δυναμικής Ευστάθειας της HVDC Διασύνδεσης της Κρήτης με το κεντρικό δίκτυο, Διπλωματική Εργασίας, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβριος 2013.
- [101] Π. Κοτσαμπόπουλος, Προσομοίωση σε πραγματικό χρόνο επιδράσεων διεσπαρμένης παραγωγής σε δίκτυα διανομής με χρήση ψηφιακών μοντέλων και πραγματικού εξοπλισμού, Διδακτορική Διατριβή, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Απρίλιος 2017.
- [102] T. Souxes and C. Vournas, "System Stability Issues Involving Distributed Sources under Adverse Network Conditions," Bulk Power Systems Dynamics and Control – X (IREP), Porto, 2017. [Online]. Available: http://irep2017.inesctec.pt/conference-papers/conferencepapers/paper28r6j4hmgc.pdf.
- [103] C. Vournas, "Maximum Power Transfer in the Presence of Network Resistance," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 5, pp. 2826-2827, Sept. 2015.
- [104] Ι. Τσούνης, Προσέγγιση Στοχαστικής Παραγωγής Αιολικών Πάρκων για Μακροπρόθεσμη Ανάλυση Ευστάθειας Τάσης, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Μάριος 2018.
- [105] Κ. Βουρνάς (Επιστημονικός Υπεύθυνος), «Ερευνητικό Έργο (Ε.Μ.Π.): Ανάλυση Ευστάθειας Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος με μεγάλη Αιολική Διείσδυση,» ΑΔΜΗΕ, Κεφάλαιο 5, Αθήνα, Νοέμβριος 2007.
- [106] L. J. Cai, I. Erlich, U. Karaagac and J. Mahseredjian, "Stable operation of double-fed induction generator in weak grids," *Power & Energy Society General Meeting*, 2015.
- [107] S. Nanou, G. Tsourakis and C. D. Vournas, "Full-converter wind generator modelling for transient stability studies," *IEEE/PES Trondheim PowerTech*, June 2011.
- [108] P. Pourbeik (convener), "Modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance," CIGRE Technical Brochure no. 328, WG C4.601, 2007.
- [109] V. Gevorgian and E. Muljadi, "Wind Power Plant Short Circuit Current Contribution for Different Fault and Wind Turbine Topologies," 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Québec, Canada, October, 2010. [Online]. Available: https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49113.pdf.

- [110] A. J. Roscoe, G. Jackson, I. M. Elders, J. McCarthy and G. M. Burt, "Demonstration of sustained and useful converter responses during balanced and unbalanced faults in microgrids," 2012 Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion, pp. 1-6, Bologna, 2012.
- [111] TDK-Lambda, "Circuit Protections for Power Supplies," San Diego, USA. [Online]. Available: http://www.newark.com/pdfs/techarticles/lambda/CPPSC.pdf.
- [112] Σ. Νάνου, Μοντέλο ανεμογεννήτριας με πλήρη μετατροπέα για μελέτες ευστάθειας, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, 2009.
- [113] J. G. Slootweg, H. Polinder and W. L. Kling, "Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 4, pp. 516-524, Dec. 2003.
- [114] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins και E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- [115] G. Tsourakis, B. M. Nomikos and C. Vournas, "Effect of wind parks with doubly fed asynchronous generators on small-signal stability," *Electric Power Systems Research (EPSR)*, vol. 79, no. 1, pp. 190-200, Jan. 2009.
- [116] T. Souxes, A. Parasidis and C. Vournas, "Detailed vs. Aggregate Wind Farm representation for Transmission System Voltage Stability Support," 2019 IEEE Milano PowerTech, pp. 1-6, Milano, Italy, June 2019.
- [117] Α. Παρασίδης, Κεντρικός Έλεγχος Τάσεως/Αέργου Ισχύος για Αιολικό Πάρκο και Συμβολή στην Ευστάθεια Τάσεως, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Μάρτιος 2019.
- [118] Ν. Ταγκούλης, Ανάλυση Ευστάθειας Τάσεως και Συχνότητας σε Αυτόνομο Νησιωτικό Σύστημα με Χωρητική Συμπεριφορά, Διπλωματική Εργασία, ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2018.
- [119] E. Muljadi et al., "Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant," 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1-9, Montreal, Que., 2006.
- [120] S. Xunwen, L. Yunbo, S. Haiming and X. Dianguo, "Comparison between the two Equivalent Methods of Collector System for Wind Farms," 2015 International Conference on Estimation, Detection and Information Fusion (ICEDIF), pp. 354-358, Harbin, 2005.

- [121] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis and D. Kosterov, "Method of Equivalencing for a Large Wind Power Plant with Multiple Turbine Representation," 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrival Energy in the 21st Century, pp. 1-9, Pittsburgh, PA, 2008.
- [122] E. G. Potamianakis and C. D. Vournas, "Aggregation of Wind Farms in Distribution Networks," *European Wind Energy Conference and Exhibition*, Madrid, June 2003.
- [123] T. Souxes, A. Parasidis και C. Vournas, «Stabilizing Controls for Wind Generators participating in Transmission V/Q Support,» *IEEE Transactions on Power Systems*, June 2019, Under Review.
- [124] Γ. Μάνος, Ανάλυση Φαινομένων Κατάρρευσης Τάσεως σε Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διδακτορική Διατριβή. Αθήνα, ΕΜΠ, Απρίλιος 1998.
- [125] Β. Νικολαϊδης, Σχεδίαση Προστασίας Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας από Μακροπρόθεσμη Αστάθεια Τάσης, Διδακτορική Διατριβή, Αθήνα ΕΜΠ, Απρίλιος 2007.
- [126] Θ. Σουξές, «Ανανεωμένος οδηγός χρήσης πακέτου WPSTAB: WPSTAB Manual Version 7,106,» Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Οκτώβριος 2018.
- [127] G. Christoforidis, J. Kabouris, C. Vournas and T. Van Cutsem, "Investigation of parameters affecting voltage security of the Hellenic interconnected system," *Proc. 15th Power System Computation Conference (PSCC'05)*, Liege, Belgium, 2005.
- [128] G. Christoforidis, J. Kabouris, C. Vournas and T. Van Cutsem, "Experience Gained by the Application of a Real-time Voltage Security Assessment Method at the Hellenic Transmission System Operator," *CIGRE Session*, Paper C2-206, 2006.
- [129] A. Bihain, D. Cirio, M. Fiorina, R. Lopez and et al, "OMASES: a dynamic security assessment tool for the new market environment," *Power Tech Conference Proceedings*, 2003, pp. 1-8, Vol. 3. June 2003.
- [130] C. Vournas, G. A. Manos, J. Kabouris, G. Christoforidis and et al, "On-line voltage security assessment of the Hellenic interconnected system," *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, p. 1–8, Vol. 3. Bologna, Italy, June 2003.
- [131] ΑΔΜΗΕ, «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2017-2026,» Εγκεκριμένη έκθεση. Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διεύθυνση Σχεδιασμού Ανάπτυξης Συστήματος, 2016.

[Ηλεκτρονικό].

Available:

http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDAS_DSS/MASM/DPA_2017-2026_Final/DPA_2017-2026.pdf.

- [132] Βουρνάς Κ. (Επιστημονικός Υπεύθυνος), «Ερευνητικό Έργο: Παρακολούθηση Ευστάθειας Τάσεως και Μέτρα Προστασίας από Κατάρρευση στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα,» Τελική Έκθεση. ΕΠΙΣΕΥ, Σεπτέμβριος 2012.
- [133] J. Martin and I. Hiskens, "Reactive power limitation due to wind-farm collector networks," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, pp. 1-6, Eindhoven, 2015.
- [134] Μ. Λουλάκης, Στοχαστικές Διαδικασίες, Αθήνα: Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών, 2015.
- [135] E. Denaxas, R. Bandyopadhyay, D. Patino-Echeverri and N. Pitsianis, "SynTiSe: A modified multi-regime MCMC approach for generation of wind power synthetic time series," 2015 Annual IEEE Systems Conference (SysCon) Proceedings, pp. 668-674, Vancouver, BC, 2015.
- [136] D. F. Opila, A. M. Zeynu and I. A. Hiskens, "Wind farm reactive support and voltage control," in 2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (IREP), Rio de Janeiro, 2010, pp. 1-10.

Δημοσιεύσεις του Συγγραφέα

Δημοσιεύσεις σε περιοδικά

- (1) T. Souxes, A. Parasidis, C. Vournas, "Stabilizing Controls for Wind Generators participating in Transmission V/Q Support," *IEEE Transactions on Power Systems*, June 2019, Under Review.
- (2) T. Souxes, I. M. Granitsas, C. Vournas, "Effect of Stochasticity on Voltage Stability Support provided by Wind Farms: Application to the Hellenic Interconnected System," *Electric Power Systems Research (EPSR)*, Vol. 170, pp. 48-56, January 2019.
- (3) Costas Vournas, Ioannis Anagnostopoulos, Theodoros Souxes, "Transmission support using Wind Farm controls during voltage stability emergencies", *Control Engineering Practice*, Vol. 59, pp. 100-110, February 2017.

Ανακοινώσεις σε Συνέδρια

- (1) T. Souxes, A. Parasidis, C. Vournas, "Detailed vs. Aggregate Wind Farm representation for Transmission System Voltage Stability Support", 2019 IEEE Milano PowerTech, Milano, Italy, June 2019.
- (2) T. Souxes and C. Vournas, "System Stability Issues Involving Distributed Sources under Adverse Network Conditions", *Bulk Power Systems Dynamics and Control –X (IREP)*, Porto, Sept. 2017, pp. 1-9.
- (3) T. Souxes, G. Tzounas and C. Vournas, "Effect of wind variability in the emergency reactive support provided by wind farms," *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom, June 2017, pp. 1-6.
- (4) C. Vournas and T. Souxes, "Modeling reactive support from distributed resources in Hellenic interconnected system", 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, July 2016, pp. 1-5.

Appendix: English Extended Abstract

This PhD dissertation investigates the effect of reactive support of Wind Farm (WF) converters on the maximum power transfer of a power transmission system. Specifically, the aim of this work is to assess the power transfer limit increase (and hence the long-term voltage stability enhancement) by a proposed emergency maximum reactive support control scheme, in the presence of stochastic wind farm generation.

A.1 Wind Farm Emergency Maximum Reactive Support control scheme and Test System Simulations

As it is known, the active and reactive controls of power electronics converters are very fast. Such controllers are used for instance in the distributed energy sources that are connected to the distribution grids. In recent years the possibility to resort to these controllers for the reactive support of the transmission network is an idea gaining momentum. It is thus essential to include such fast-acting controls in the assessment of long-term voltage stability of a power system. The usual means for such an assessment is the Quasi-Steady-State or QSS simulation.

Variable speed wind generators maximize the energy harvested from the wind and are thus widely utilized in power systems. Due to their power electronic converters these generators have an independent control of reactive power that is usually applied to regulate local voltage, or to minimize losses by keeping a unity power factor. This reactive support feature, however, can be used to provide a valuable service to the main transmission system, especially in case of severe contingencies threatening system stability, or even leading to voltage collapse.

This potentially vital reactive reserve cannot be efficiently utilized before solving several technical problems. A non-exhaustive list of challenges follows:

1. Distributed reactive resources need to be fitted for reactive power control (not a major problem as electronic converters inherently have control capabilities).

2. Investors need incentives for providing the reactive support, i.e. enabling their devices to perform the required control.

3. As several resources may share the same feeder, it is important to coordinate their responses. For instance, if one device is injecting maximum reactive power and the other is regulating voltage, the net effect is cancelled out.

4. Coordination is needed also with existing feeder controls, such as automatic Load Tap Changers (LTC) on distribution transformers, switched capacitor banks, etc. to avoid adverse interactions.

5. Finally, a major problem is the electrical and physical distance between the control objective (transmission grid volt-age) and the control means (distribution side resources), which implies communication costs and efficiency problems.

Possible answers to the above challenges are proposed and discussed in this work for the case of Wind Farms (WF) connected through dedicated MV feeders:

1. Available reactive power is assumed only in cases of reduced active generation. This is not a severe constraint, since in case of a high active generation from distributed sources, less power transfer from the main grid is necessary, rendering reactive support less valuable. On the contrary, for converter-controlled loads oversizing of converters is necessary to pro-vide reactive support at full load, when it will be most valuable.

2. It is assumed that TSOs can offer compensation to reactive support providers based on the added value to the transmission system. In this work reactive support is quantified as added MW transfer capability in a congested corridor. This can be easily expressed in financial value at the stage of remuneration.

3. One single controlled reactive injection per feeder is assumed at first at the WF connection point that represents the combined supervisory control of the WF. Later on, for the coordination of the Wind Turbine Generators (WTGs) responses, a supervisory WF reactive power controller is implemented.

4. Both automatic LTC and switched capacitor controls are considered. A standard automatic LTC controlling the secondary (MV side) of the distribution transformer is assumed. On the other hand, automatically switched capacitors are considered to control reactive power coming from the distribution feeder and are thus implicitly coordinated with the reactive support.

5. The electrical distance is directly taken into account by modelling the MV feeder and the HV/MV transformer leakage reactance. An intelligent way to deal with the telecommunication problem, avoiding the need for telemetering and complex communication channels is proposed in this work.

The examined systems given in Chapter 3 of the thesis include transmission lines where Wind Farms (WF) are connected through dedicated MV distribution feeders. The detailed data for the feeders are taken from actual wind farms connected to the Hellenic System in the area of Peloponnese. The wind farm feeders consist of HV/MV substations with power transformers equipped with Load-Tap Changers, switched capacitor banks and power electronic converters AC/DC/AC connecting the WFs. These devices regulate and control the reactive power injected by the wind farms. The WF and the wind generator controllers have the ability to regulate the reactive power injected to the connection bus.

The test systems used consist of WF distribution feeders connected in the middle of a weak transmission corridor represented by two equal reactances on the source and load sides of the feeders connection point. The transmission corridor connects a constant voltage source to a remote load, considered as a variable conductance connected to the HV load bus. For simplicity unity power factor load is assumed. To obtain maximum power transfer conditions, a slowly increasing load admittance ramp is simulated until the system is past the maximum power transfer limit.

The impact of reactive support by the WF is assessed by computing the maximum power transfer provided to a remote load for different WF reactive control strategies.

Specifically, in order to to assess the contribution from each WF, three different control strategies of the wind farm converter are implemented, more specifically the unity power factor control (UPF), the WF constant voltage control (CVC) and a proposed

intelligent emergency control with maximum available reactive support command (Emergency Maximum Reactive Support, EMRS). The EMRS control scheme requires only one triggering signal requesting maximum reactive support from the distributed source (in this case the WF). This can be achieved through an inexpensive and easy to acquire communication channel, either wireless (e.g. mobile phone) or through line courier communication.

Specifically, the reactive support request signal can originate from the area control center, from an automatic device monitoring an event such as loss of generation, or loss of transmission assets, or a device monitoring transmission system low voltage conditions.

When the triggering signal is received, the wind farm controlled voltage is directly set to the maximum permissible voltage (1.08-1.10 pu in this work), subject of course to the maximum current limitation described above.

In the proposed implementation, the control signal initiating maximum reactive support is issued when the substation HV bus voltage drops below 90%. This allows safe operation, as the increase of WF voltage by approximately 10% will restore transmission voltage close to nominal without creating any overvoltage.

It should be noted that in the literature it is shown that in such cases (i.e. low transmission voltage levels) the distribution voltages were decreased, in order to reduce load consumption and thus support the transmission system. However, the test systems examined in this work do not include connected loads and as a result an increase instead of decrease of voltage is applied, in order to provide reactive support to the transmission system. When loads are connected to the distribution lines it is not clear whether reduced or increased voltage will be of benefit to the transmission system.

Emphasis is on explaining the mechanism of reactive support from MV feeders and on developing analytic expressions including the effect of voltage and current limiters on the achieved maximum power transfer.

As evidenced and verified with the simulations of Chapter 3 of the PhD dissertation, a considerable level of reactive support to the HV transmission system can be provided by WF converters. In cases of critical contingencies in an interconnected system, this reactive support can prove sufficient to restore voltage stability by extending the maximum power transfer limit to the weak area.

Even though the WFs (and also any other form of distributed resource based on power electronic converters) are connected in the MV side of distribution transformers, it is shown that it is still possible to provide reactive support to the HV network. However, as it is also shown, the distribution feeder and its discrete controls cannot be neglected while assessing the available support, as possible limitations, such as the overvoltage limits in the MV feeder and maximum current limitations are reducing the reactive support capability.

Moreover, it is noted that since the capability limit for reactive support of WF converters is determined by maximum current magnitude, the available reactive reserve is higher for lower active generation, thus lower active current. In the case of the Hellenic Interconnected System, as explained in literature and in Chapter 7 of the PhD thesis, this increases the potential for reactive support by the WFs during severe system

conditions, since maximum loading conditions normally coincide with low wind conditions (peak summer load), where the active generation by WFs is low.

The above feature, however, highlights another possible problem, that of wind generator disconnection during low wind speed conditions. If the potential for reactive support during low active generation conditions is to be maintained, special incentives have to be used so that WF operators allow the generator converters to remain on line injecting reactive power during such conditions. This clearly requires further consideration.

Concerning communication problems, it is shown in the PhD that dedicated communication channels are not necessary for the distributed resources to provide reactive support to the transmission system. The proposed single command requiring maximum reactive support is sufficient for the converter controllers to switch to maximum permissible voltage (assuming a dedicated WF feeder) subject to maximum permissible converter current.

Furthermore, in order to simulate the effect of wind variability in system loadability limit (Chapter 3 of the thesis), two correlated wind speed time series are considered as input to the wind generators. The model used to extract the active power time series simulates the operation and control of a variable speed wind generator, specifically of a doubly-fed asynchronous generator.

The effect of wind variability in this emergency support is also investigated. As it is shown, in all cases the power transfer limit is increased considerably using the proposed emergency control, while the effect of wind variability is rather minor, even though it does affect power transfer particularly when the converter operates under current control at its maximum rating. It is noted however that the case of fully loaded converters was not considered, with the high wind generation case being at 90% of converter rating.

One interesting conclusion extracted from this study is that despite the difference in the dedicated MV feeder structure (small or long line, either each one separately or both connected simultaneously) the contribution to the increasing maximum power transfer is similar in all cases, and always above 60% of the total installed capacity of the WFs. Clearly, the significant power increase attained is a result of the reactive support from both WF converters and capacitor switching. This feature allows a rough estimate of the achieved support, of course for the examined transmission corridor. This feature is very encouraging for future applications of the proposed EMRS scheme.

The work described in this section and analyzed in Chapters 2 and 3 of the thesis can be found in references [58], [60], [62].

A.2 Converter Instability arising under adverse network conditions and constant current operation

This work focuses also on new converter instability mechanisms, not so far described in power system stability classifications, as analyzed in Chapter 4 of the PhD thesis. In recent years, although synchronous generators are still dominant in electric power networks, there is an increasing number of inverter-based generators (IBGs) that continuously replace synchronous ones. This evolutionary trend is mainly attributed to the use in Renewable Energy Sources (mostly wind power and photovoltaic panels), but is also related to converter control flexibility, allowing current control, active and reactive power control, as well as voltage control.

Various works on converter stability have been reported in recent literature, especially focusing on the impact of phase-locked loop (PLL) parameters on the dynamic and steady-state converter behavior.

In this work the focus is not on the internal converter control loop stability, but rather on power system stability issues (especially under adverse network conditions) affecting and influenced by inverter connected generators and their external loop power, voltage, or current controls. In particular, the instability investigated is related to the maximum power that can be transferred by the IBG under certain control conditions. It is possible that the instability mechanisms investigated in this work may eventually result in some form of PLL instability, but the instability analyzed here is related to the weakening of the network and is not due to the parameters or the tuning of the PLL.

Two particular types of converter connected generation instability not previously clearly distinguished are described: maximum power related (i) to voltage phase angle limit and (ii) to current power factor when an overcurrent limitation is encountered.

Angle instability of type (i), which bears a resemblance to synchronous machine rotor angle stability (with the obvious difference of lack of inertia) has been previously reported in the literature, but as shown in Chapter 4 of the thesis is not very realistic in cases where the inverter based generation is connected in a distribution network where resistances are prominent, because of the stabilization impact of network resistance. Thus, even though in the test system used in Chapter 4 of the PhD disseration the line resistance is small, voltage phase instability is not encountered during a voltage stability simulation involving the Inverter-Based Generator (IBG). It should be also noted that before meeting the afore-mentioned phase angle stability limit, the exported power to the grid has already passed the power transfer limit (maximum power transfer) conditions and thus the generated power after is only increasing the losses.

The second type of IBG instability is presented in the PhD dissertation for the first time and occurs when the converter operates on maximum current. The instability condition for this case is once again presented in Chapter 4 of the thesis and refers to the inability of the network to receive the generated power (minus active losses) due to its diminishing voltage. This condition is not likely to happen in normal system operation but can occur either during faults (not examined in detail in the PhD dissertation) or during a voltage instability event.

Specifically, as maintaining the terminal voltage will require more reactive generation, it is likely that eventually the converter current will reach its rated value. In such cases, the Inverter-Based Generator (IBG) is expected to operate with a constant current equal

to its limit. Under constant current operation, the maximum IBG active power generation limit occurs when the power factor at the Thevenin end becomes unity. In case the generated power exceeds this limit, the system will become unstable (converter constant current stability limit). This short-term instability will occur regardless of the type of converter control, i.e. whether the converter operates as a current source, or as a voltage source controlling the current. These two cases are investigated separately considering the IBG first as a Current Source Converter and then as a VSC controlling the current to its limit value, as also described afterwards.

For the CSC case, after the current limiter has been activated, the RMS value of the converter current is held constant at a value equal to the current limit. As a result, in order to provide the active power generation to the grid, the converter controls the current phase. However, if the IBG active power is greater than this limit and the system is unable to transfer the injected active power, the current phase has no solution (no equilibrium condition exists) and consequently the CSC control becomes unstable. Thus, the converter will be disconnected, as the power not exported will create an overvoltage of the converter DC side capacitor.

If, on the other hand, the VSC scheme is considered, the converter current limiter (when activated) is controlling the converter voltage, in order to keep the current below or equal to the maximum current limit.

While the generated active power remains below the expressed afore-mentioned limit, lowering the voltage will result in less reactive power generated and thus in a lower current magnitude. However, if the generated active power becomes greater that the limit, the voltage can no longer contain the current RMS value, as for either decreasing or increasing the voltage the current will increase and the converter will have to be disconnected by overcurrent protection.

This instability mechanism can be expressed through the converter current-voltage (I-V) sensitivity becoming equal to zero.

As a result, in order to confront this type of instability, a protection scheme is proposed, which is able to detect and prevent the instability of the converter current limiter. The detection scheme proposed assumes a VSC operation and is applied only when the converter current limitation is active and is reducing the converter voltage.

The stability monitoring scheme uses inverter current measurements immediately before and after performing a voltage reduction. The converter current to voltage sensitivity is directly measured as the subtraction of the current before the *i*-th operation of voltage reduction and the current after voltage reduction, divided by the voltage reduction.

Note that the sensitivity defined above is positive when the current is decreasing, thus reducing the overcurrent condition. Thus, a stability margin can be maintained by specifying a positive sensitivity threshold.

The protection is implemented by curtailing the injected active wind power at the time of sensitivity violation by a preset percentage, after a specified time delay. If necessary, multiple wind curtailments are made at successive time instants.

Hence, each time the minimum sensitivity threshold is violated, a 10% wind power curtailment occurs, thus settling a new power generation setpoint. If and when the nominal sensitivity is restored, a 10% increase in power generation setpoint is applied

at each time instant of the algorithm, until the active power setpoint is restored close to the nominal rating of the converter.

The active power curtailment can be implemented by using a breaking resistance connected on the dc-side of the converter that dissipates the active power that cannot be exported through the grid-side converter. This is similar to protection schemes for the dc-circuit to minimize the overspeeding of the WTG during faults.

At this point it should be noted that a similar protection scheme is proposed in Chapter 4 of the thesis, able to detect and prevent the instability of the converter current limiter, when the converter operates as a Current Source Converter.

Overall, in Chapter 4 of the PhD dissertation some stability issues associated with generation based on inverters are investigated. In particular, stressed transmission system conditions are examined, in which an IBG is participating in system dynamics by contributing reactive support.

The first part of Chapter 4 describes two particular types of converter connected generation instability not previously clearly distinguished: maximum power related (i) to voltage phase angle limit and (ii) to current power factor when an overcurrent limitation is encountered.

Angle instability of type (i), which bears a resemblance to synchronous machine rotor angle stability (with the obvious difference of lack of inertia) has been previously reported in the literature, but as shown in Chapter 4 of the thesis is not very realistic in cases where the inverter based generation is connected in a distribution network where resistances are prominent, because of the stabilization impact of network resistance. Hence, this type of phase angle instability is not expected to be met in resistive networks during normal operation, as it appears for impractical values of phase angle.

The second type of IBG instability was presented in this work for the first time and occurs when the converter operates on maximum current. The instability condition for this case is presented in Chapter 4 of the thesis and refers to the inability of the network to receive the generated power (minus active losses) due to its diminishing voltage. This condition is not likely to happen in normal system operation but can occur either during faults (not examined in detail in this work) or during a voltage instability event.

A case of long-term voltage instability inducing short-term converter instability under maximum current is investigated using a simple test system. The main assumption is that the distributed IBG will contribute to transmission system maximum power transfer by injecting its maximum reactive support using a simple control system based on transmission side voltage threshold.

During such operation, it is essential to note that the converter may have to limit eventually the injected current to its maximum permitted value, thus becoming prone to power factor instability, as was shown in the simulations presented. It is thus necessary to devise an instability detection and prevention system, so that the IBG can contribute to voltage stability of the transmission system without risking a catastrophic converter instability.

Such a detection and prevention system against converter instability under maximum current is presented and tested. It essentially curtails the injected active power when the voltage control mechanism becomes less able to control an overcurrent condition.

As a general comment, Chapter 4 of the PhD disseration investigates converter instability mechanisms when the converter is assigned to support the transmission system through reactive power injection. In the studied cases the converter instability is encountered after the system has reached the long-term voltage stability limit, i.e. after the maximum power transfer denoted by point C in the simulations. This however does not rule out the need to protect the IBG when it is assigned to contribute maximum reactive support to the transmission system.

The work described in this section and analyzed in Chapter 4 of the PhD thesis can be found in publication [102].

A.3 Detailed vs. Aggregate Wind Farm representation for Transmission System Voltage Stability support

Next, the internal structure and topology of the wind turbine generators (WTGs) that compose a wind farm are investigated (a detailed model of a WF is simulated) in Chapter 5 of the thesis. The model of each wind turbine includes a detailed implementation of the voltage, the active and reactive power control systems. In addition, a central control system of the Wind Farm is implemented, through which control signals are distributed to the individual wind turbines. A method is then proposed for the determination of an aggregate model for the simplified equivalent representation of a Wind Farm, focusing on the application to voltage stability studies. Furthermore, a full simulation is compared with the Quasi-Steady-State (QSS) for the approximate Wind Farm model of an aggregated equivalent wind turbine under variable wind. The comparison aims to highlight the Quasi-Steady-State as a reliable way of assessing the voltage stability limit on a transmission system. Finally, the converter instability examined earlier with the QSS method (Chapter 4 of the PhD thesis), referring to the inability of the network to receive the generated power under adverse network conditions and constant current limitation, is now investigated with the full simulation model. Protection schemes are proposed, able to prevent this type of instability by retuning the Maximum Power Point Tracking controller parameters, in order to better interact with the pitch controller.

Specifically, as it is known, in to present day large power systems, hundreds of Wind Farms (WFs) with thousands of Wind Turbine Generators (WTGs) are typically integrated. To facilitate system wide studies, it is customary to assume aggregate WF models.

Aggregate modeling of Wind Farms includes equivalence of WTGs. Various attempts aiming at providing methods of representing multiple WTGs with equivalent WF buses have been proposed in literature, as an attempt to simplify power system modeling. The majority of these equivalencing methods focuses on power system planning studies, while the application to voltage stability studies is less frequent.

A generic wind farm single-line diagram consisting of N feeders connected in parallel, each comprising g_f identical WTGs connected in series, is described in Chapter 5 of the thesis. The aggregation is performed in two stages: first a single bus equivalent for each of the N feeders is derived and then the equivalent feeder reactances are connected in parallel in order to extract the aggregate wind farm model with one equivalent WF bus. Since the WTGs are identical, their current injections are also assumed identical in the aggregation process.

One feeder aggregation method developed in many works in literature is modified here to better suit the scope of this work, i.e. voltage stability support through Emergency Maximum Reactive Support (EMRS) control. Specifically, the voltage of the equivalent feeder bus should be equal to the voltage of the most distant WTG bus, in order to avoid overvoltages of the individual generators during EMRS control. Thus, the equivalent feeder impedance should produce the total voltage rise (including WTG transformer reactance). Finally, as previously stated, the equivalent impedance of the single generator aggregate wind farm model is calculated by the parallel combination of the N feeder equivalent impedances.

Furthermore, a central WF supervisory reactive power controller is proposed in Chapter 5 of the PhD thesis for the optimal control signals distribution to the individual wind turbines, which controls the Point of Common Coupling (PCC) reactive power injection. In this configuration a PI controller determines the reference voltage deviation ΔV_{ref} of the wind generators, based on the error between the reference and measured reactive power of PCC. The delay time constant is chosen so that the supervisory control is slower than the controllers of individual generators, to avoid oscillations and unnecessary actions during fast transients.

In the presence of multiple WF generators, the reference signal to each generator is multiplied by a coefficient A_i . These coefficients are calculated, according to the WTG ability to inject or absorb reactive power. Using the single generator WF equivalent the signal ΔV_{ref} is directly added to the equivalent generator voltage setpoint.

Also, the EMRS control is slightly modified in Chapter 5 of the dissertation and achieved by increasing the PCC reactive power setpoint of the central WF reactive power controller to its maximum value, when the transmission voltage (PCC voltage) falls below the pre-specified voltage threshold (90% of the nominal voltage).

Next, the reactive support to a radial transmission system provided by a wind farm with 10 individual WTGs is examined and compared to that of an equivalent representation first with only two and then with only one aggregate WF. The impact of reactive support is assessed by computing the loadability limit with and without the proposed EMRS control scheme.

Through the simulations made in Chapter 5 of the thesis, the following results were extracted. The results show that the equivalent aggregate WF representation of individual WTGs is a good approximation for voltage stability studies. Furthermore, it can be concluded that the equivalent modeling of WFs with the assumptions considered (the voltage of the equivalent WF generator is equal to the voltage of the most distant WTG), results in slightly lower WF reactive power support than that of the detailed WTG representation. Thus, as shown in Chapter 5, it provides an acceptable approximation that is slightly on the safe side (conservative approximation for reliable results), regarding the estimation of voltage stability support.

Furthermore, in a real power system it is not practical to include individual WTG models, requiring a detailed design of each wind generator and centralized wind farm controllers, for a multiplicity of WFs with thousands of WTGs. Thus, the aggregate model does not only reduce the computational time and complexity, but at the same time makes the design of the wind farm control systems easier.

Also, the total time duration needed for the system to reach steady state after a contingency is less than 1s. Thus, the Quasi-Steady-State (QSS) simulation with a time step of 1s constitutes a good approximation for long-term stability analysis, as utilized in all other Chapters of the PhD.

Afterwards, in Chapter 5 of the thesis it is shown that when the WF is providing emergency support to the transmission network and eventually reaches the WG current limits, an instability condition can be met, when wind generated power exceeds the maximum power that can be received by the network, due to its decreasing voltage (instability mechanism described in Chapter 4). To avoid this instability protection control schemes are investigated, so that the WF can contribute to voltage stability without risking its own instability.

For the case of voltage controlled maximum current (examined with QSS simulation), the protection scheme proposed involves a breaking resistance for curtailing the injected active wind power and is based on measured sensitivity of current to voltage, as analyzed in Chapter 4 of the dissertation.

The second stability control investigated is based on WTG pitch control (Chapter 5), which however may exhibit an adverse interaction with the Maximum Power Point Tracking (MPPT) control. When the converter current is directly limited, as discussed in Chapter 4 of the thesis, while the wind power exceeds the maximum power limit, the resulting generator overspeed can be contained by properly tuning the pitch controller so that the mechanical turbine power is adjusted to maximum WF power generation limit.

To achieve this and thus prevent the instability of the current limited WTG, a careful retuning of the MPPT controller that interacts with the pitch controller may be necessary, as discussed in Chapter 5 of the thesis. This is important because the main feature of the pitch controller is to keep the WTG on rated power above the rated wind speed, which is a quite different control objective to that of avoiding overspeed, when the network cannot absorb the generated power which remains below its nominal value. Thus, if the MPPT controller is not fine-tuned, this might delay the action of the pitch controller and a generator overspeed may occur, as seen in the simulations of Chapter 5 of the PhD dissertation.

Overall, the aggregation method described in this Chapter is intended to help utility planners get a simple and reliable calculation for predicting the power transfer limit increase that can be provided by Wind Farm reactive support in case of emergency situations. Furthermore, it is shown that with proper tuning of the MPPT, the acceleration of the rotor caused by the wind power not exported can be successfully restrained, thus avoiding WF instability.

The work described in this section and analyzed in Chapter 5 of the thesis can be found in references [116] and [123].

A.4 Upgrades and modifications of simulation package WPSTAB and Coordinated Wind Farm EMRS control Simulations

Afterwards, the upgrades and modifications of the software package WPSTAB made throughout this work are described (Chapter 6 of the PhD dissertation).

WPSTAB uses discrete-time modeling of switched capacitors and Load Tap Changers (LTC) of bulk power delivery transformers. Synchronous generators are modeled with algebraic equilibrium equations including magnetic saturation, the effect of Automatic Voltage Regulators (AVR) and over-excitation limiters (OEL), as well as governors. Generator capability limits are included as active power constraints (P_{min} , P_{max}) and maximum excitation current for reactive power.

Specifically, the way the WFs are integrated inside the simulation package WPSTAB is analyzed in Chapter 6 of the thesis, along with the reactive support control schemes (emergency maximum reactive support EMRS) implementation and the aforementioned converter instability detection and prevention.

Furthermore, a coordinated control of the emergency maximum reactive support control scheme (EMRS) for many wind farms is proposed, referring to optimal wind farm reactive power exploitation for wind farms of the same area. As it is shown from the simulations, this coordination can significantly increase the power transfer limit in all cases in comparison to the non-coordinated control. In order to optimally exploit the reactive support from all wind farm converters, the EMRS signals are issued simultaneously for all WFs in the area of Peloponnese, when at least two voltage threshold (V_{thr}) violations of monitored HV transmission buses occur.

A.5 Control and Voltage Stability studies of the Hellenic Interconnected System

In Chapter 7 of the thesis the Hellenic Interconnected System (HIS) is examined, as far as voltage stability studies are concerned. Specifically, in previous works it was seen that the maximum power transfer in the weak area of Peloponnese in the Hellenic Interconnected System (HIS) can be significantly increased by using reactive reserves of WF converters. It was considered that the reactive power is injected directly on the HV bus and thus the effect of the MV feeders connecting the WFs to the HV grid was accounted approximately. In this work, the limitations of the above approach are further examined using the actual detailed MV feeder models, as given from the IPTO.

The HIS snapshot analyzed in Chapter 7 of the thesis corresponds to the operating conditions of June 15, 2010. This snapshot was labelled as insecure by the on-line Voltage Security Assessment (VSA) tool that is installed in the Energy Control Centre of the HIS. The contingency causing the insecurity is the loss of a generating unit in Peloponnese (300 MW unit at the Megalopoli Thermal Power Station in Peloponnese), which, as shown by simulation, results in a cascade of events leading to voltage

instability, first in the area of Peloponnese, and then spreading to the Athens area and the rest of the system.

It is noted that due to the economic recession, as well as the increasing photovoltaic generation after 2010, peak loads on the HIS were significantly reduced. Thus, the 2010 summer snapshot is considered as the most suitable case study to examine voltage stability risks in the HIS and specifically in order to assess the power transfer limit increase obtained from the Emergency Maximum Reactive Support (EMRS) control scheme that is proposed.

The Hellenic Interconnected System is simulated for the aforementioned contingency, followed by a system wide proportional load increase ramp until maximum power transfer conditions are met.

The system includes 1031 buses, 108 synchronous generators, 660 transmission lines and 589 transformers, with data provided from the online data base of the control center.

Furthermore, 11 WFs in the area of Peloponnese with total installed power of 280 MW are explicitly modeled as inverter-based generators with dedicated feeders.

It should be noted that in the snapshot examined the WFs in Peloponnese are injecting very little active power. Specifically, the WFs in Peloponnese are simulated with constant active power output equal to the base case scenario, which is very low, roughly 30 MW in total, hence approximately 10% of rated (installed) wind power. This is typical, since in Greece the annual load peak is normally in the hottest summer day. Thus, in the examined case the available reactive reserve from the WF converters is practically equal to their rated apparent power due to the very small active generation; provided, of course, that all individual converters remain in operation. The availability of converter support is taken as granted in this work, as also described in Chapter 3 of the thesis, which aims at demonstrating the advantage in terms of voltage stability enhancement by the proposed WF reactive support.

The HIS simulations, assuming low WF active power (the same as the examined snapshot) indicate that the maximum power consumption increase in the area of Peloponnese is sufficient to restore the initial pre-contingency load demand, and a safety margin equal to 35 MW is achieved.

Clearly, the significant power increase attained is a result of the reactive support from both WF converters and capacitor switching. It should be noted that the WFs reactive generation at the time of maximum power is close to 218 MVAr, which is roughly 78% of the total WF MVA rating.

Next, the effect of high wind generation from the WFs in Peloponnese is considered with the same contingency as before. Specifically, the active power generation of the WFs in Peloponnese is linearly increased from approximately 10% of the initial snapshot to 90% of nominal at the beginning of the simulation and is then kept constant at roughly 253 MW in total (with respect to WF ramp limitations). This is done in order to examine the deterministic effect of high wind generation, before considering the stochasticity of wind power.

From the simulations it is clear that the loadability limit is increased in the case of high wind generation by 21 MW compared to the low wind case. This increase is attributed to the higher injected wind power, which reduces the need for power transfer into Peloponnese. Due to the Emergency Maximum Reactive Support, the initial load demand in the area of Peloponnese is restored and a load margin of 56.5 MW is achieved in this case.

It should be also noted that during the simulation of the critical contingency, although this amount was negligible, some of the WFs active power had to be truncated to prevent instability, as discussed in Chapter 4 of the PhD thesis.

The work described in this section and analyzed in Chapter 7 of the PhD dissertation can be found in references [64] and [58].

A.6 Stochastic Wind Generation Models and Synthetic Wind Power Time Series Representation

The increasing uncertainty in power systems due to high penetration of renewable energy sources (RES) has affected, among others, voltage stability and loadability limit studies. In many power system studies, a widely researched object is to explicitly take uncertainty into account through probabilistic methods, so as to capture the impacts of stochasticity.

There is an extensive effort in recent power system studies to cope with the increasing uncertainty introduced by wind. In order to produce synthetic realistic wind speed or power time series, ARIMA models and Markov chains form a commonly acceptable solution. ARIMA models, both univariate and multivariate, combined with time series analysis or other techniques have been a widespread tool towards wind modeling. Furthermore, there are various attempts in the literature of modeling wind power with Markov chains, focusing on time horizons of a few minutes to hours, as well as Nested Markov chains for time scales of a few seconds. Finally, SDEs are gaining popularity as a tool to model wind stochasticity.

Nevertheless, when dealing with long-term stability analysis, as in this PhD thesis, it is desirable to speed up calculations by neglecting the short-term dynamics, at least up to some point. This is based on the Quasi Steady-State (QSS) approximation of long-term dynamics, characterized by a time step size in the order of 1 to 10 seconds in practice. Thus, the goal is the reproduction of wind power data at the aforementioned time resolution.

Since ordinary differential equations (ODEs) are not explicitly simulated in this representation, SDEs are not applicable in this study. Thus, the use of a Markov chain Monte Carlo method is considered as an appropriate representation of wind power and its statistics.

Specifically, with the use of stochastic Markov models, an algorithm is developed for the production of synthetic time series. After the discretization and the extraction of the probability transition matrix of the original time series, which corresponds to real wind speed measurements, the effect of various parameters on the reproduction of autocorrelation factors and probability density function is examined, in order to choose the most fitting model for each time series.

Specifically, the dataset used to derive wind power statistics originate from two wind speed time series with a total duration of 21,000s and sampling frequency of 1Hz. Using a variable speed wind generator model, based on a doubly-fed asynchronous generator, the total wind generation by a WF was calculated in a research project of NTUA for the two time series in percentage of nominal WF power. These wind power time series are used as input for the Markov chain approach, in order to produce realistic WF synthetic data. It is noted that both wind speed time series remain within the cut-in and cut-off wind speed value.

The two basic characteristics of a Markov chain are the number of states and the probability transition matrix. In order to create a Markov process, the available wind power time series are discretized, so that *n* states are formed.

After discretizing the initial time series, the next step is to calculate the transition probabilities, so as to form the transition probability matrix. These probabilities are calculated from each frequency of transitions f_{ij} , from state *i* to state *j*, after normalizing so as to form the transition probability matrix.

Each row of the transition probability matrix represents the probability mass function of the corresponding state. Clearly, the sum of each row is equal to one.

In order to generate synthetic data, initial values for the Markov model are required. For the First Order Markov chain, only one initial value is necessary. The cumulative probability transition matrix is formed from the calculated transition probability matrix and a random number between 0 and 1 is generated using a uniform distribution. The random number is compared with the elements of the row of the cumulative probability transition matrix corresponding to the current state. The first element of the cumulative distribution that exceeds the random number represents the next Markov chain state.

After determining the next state of the synthetic wind power time series, the same uniformly distributed random number is used to define the exact value within the selected state.

According to the aforementioned method, two transition probability matrices are initially formed using the wind power time series given as input. Afterwards, at each time step, independent random numbers are drawn for every WF simulated, in order to produce synthetic wind power time series.

The generated synthetic time series have a time step of 1s and a total duration of 21,000s, exactly as the initial time series given as input. The autocorrelation coefficients and cumulative distribution function (CDF) for n=20 states, in comparison with the initial wind power time series, are examined with detail in Chapter 8 of the PhD thesis. It can be observed that the cumulative distribution function of the initial time series is properly reproduced. Concerning the autocorrelation coefficients, there is a slight deviation from the original time series for lags beyond 100s. This is in line with the observation made in literature for time horizons shorter than a few minutes. This

disadvantage however is not considered major for off-line studies, as the ones considered in this work.

Various Markov models, including the extended second order model with a variable second lag were compared, using the mean RMS errors of the autocorrelation coefficients from 1000 synthetic time series produced by each model. For both available wind power series, it is concluded that a First Order Markov model with 20 states is adequate, since it offers relatively small errors (approximately 12%) and low complexity. More specifically, the 20-state model using the best possible second lag gave only a small (2%) reduction on the mean RMS error on the autocorrelation coefficients. Hence, the first order model is chosen for the stochastic simulations in this work.

The work described in this section and analyzed in Chapter 8 of the thesis can be found in reference [64].

A.7 Statistical Analysis of Wind Power Stochastic Variability

Even though stochastic power system models have been considered in the last decades and have been periodically revisited in the literature, the number of studies on the assessment of voltage stability under stochastic load and generation are less frequent.

In particular, as described in Chapter 8 of the thesis, the increasing number of wind generators has introduced the need for developing suitable wind power models to be used for the assessment of loadability limit conditions. This section (Chapter 9 of the dissertation) is restricted to the topic of the effect of wind stochasticity and reactive support on long-term voltage stability studies on interconnected systems. More specifically, the aim is to provide an assessment of the power transfer limit increase obtained by both the presence of variable wind farm generation and emergency maximum reactive support in the weak area of Peloponnese of the Hellenic Interconnected System (HIS).

Thus, the produced synthetic time series from each chosen Markov model of Chapter 8 are used for the probabilistic simulation of the examined Wind Farms. The use of a Markov Chain Monte Carlo (MCMC) method is considered as an appropriate representation of wind power and its statistics in this exercise.

For the simulations of the first test system comprised by one wind farm, the software package MATLAB is used, while for the test system consisted of two wind farms, as well as for the whole Hellenic Interconnected System, the long-term Quasi-Steady-State simulation program WPSTAB.

Focusing mainly on the effect of variable wind generation from the 11 WFs in the area of Peloponnese of the Hellenic Interconnected System (HIS), a number of synthetic stochastic wind generation scenarios are simulated using the 20-state first-order Markov model described in Chapter 7 of the PhD thesis. Finally, an indicative scenario with real wind power measurements is simulated for comparison reasons. All cases consider the same initial operating point (summer 2010 snapshot) and the EMRS control scheme is assumed active.

The two transition probability matrices extracted from the available wind power time series (described in Chapter 8 of the thesis) are used at this point for the generation of synthetic wind power time series. The initial state of the synthetic time series is that of the examined summer snapshot. One hundred scenarios are simulated for each Markov chain model (Chapter 9).

As clearly seen in Chapter 9 of the dissertation, the average power transfer limit for the stochastic model is between the corresponding points for low and high constant wind generation (the two scenarios examined in Chapter 7). It can be therefore concluded that the two extreme scenarios provide reliable boundaries for the expected loadability limit with stochastic wind variation.

Also, the difference in Peloponnese loadability limit between the two Markov models is insignificant (less than 0.5 MW). Thus, the two Markov models are merged and a single sample space of all generated random sequences is considered.

In all cases, the significant increase in the maximum load consumption using the proposed Emergency Maximum Reactive Support (EMRS) control scheme is evident. It is worth noting that the stochastic nature of the wind (even though it is affecting the available active and reactive support provided by the WFs) is not changing the general conclusion regarding the effectiveness of EMRS as a support mechanism that increases the available load consumption within the weak importing area after a severe contingency. Moreover, in all cases the variable stochastic wind simulation lies within the extreme scenarios of deterministic low and high wind generation.

Overall, in Chapter 9 of the thesis the power transfer limit increase achieved by the emergency reactive support (EMRS control) as affected by variable stochastic WF generation is examined in a real power system simulation.

The generation of synthetic wind power time series using Markov chains with a time step of 1s is presented. The resulting stochastic wind power model is implemented in a long-term simulation program (WPSTAB) that also includes the proposed EMRS scheme on each WF of the affected area with detailed modeling of the feeders. The results show that the proposed Markov procedure works well on the available wind power data of the Peloponnese area.

Moreover, a considerable level of reactive support can be offered by WF converters to the HV transmission system using EMRS, regardless of active wind power injection. This control requires only one triggering signal and is inexpensive and easy to implement. The reactive support provided was quantified in terms of the obtained increase in maximum load power consumption in the weak area.

Furthermore, the effect of stochastic wind variability in this emergency support was shown to always lie within the limits provided by deterministic constant wind extremes. This is one of the most interesting conclusions of this Chapter of the PhD thesis, i.e. that the reactive support from the WFs is not overly affected by the wind power variability, as far as voltage stability enhancement is concerned. Clearly, this conclusion refers to the specific power system examined in this work coming from a real historical snapshot of an existing system. Moreover, since in all Monte-Carlo simulations the power transfer trajectories were found between the deterministic maximum and minimum wind power scenarios, it was shown that the average solution constitutes a good system indicator.

More specifically, it was indicated that it is safe to assume low wind power when assessing the effect of reactive support. This allows a fast estimate of the achieved support for the examined area, which is conservative or even pessimistic, as increased wind generation will reduce the need for power imports, rendering the area stronger. This is very encouraging for future applications of the proposed EMRS scheme.

The work described in this section and analyzed in Chapter 9 of the PhD thesis can be found in reference [64].